



УДК 622.276.7:678
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2022



Цифровое моделирование потокоотклоняющих технологий: обзор аналитических моделей для описания физико-химических свойств сшитых полимерных гелей

Р.С. Неклеса, О.А. Морозюк

Тюменский нефтяной научный центр (Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42)

Digital simulation of flow diverting technologies: a review of analytical models for describing the physicochemical properties of cross-linked polymer gels

Roman S. Neklesa, Oleg A. Morozjuk

Tyumen Petroleum Research Center LLC (42 Maxim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation)

Получена / Received: 21.04.2022. Принята / Accepted: 18.11.2022. Опубликовано / Published: 22.12.2022

Ключевые слова:

потокоотклоняющие технологии (ПОТ), коэффициент охвата пласта, выравнивание профиля приемистости (ВПП), ограничение водопритока (ОВП), полимерные растворы, полимерные сшитые гели, цифровое моделирование, ECLIPSE, CMG STARS, UTCHEM, BPOPE, SCORPIO, PC-GEL, POL-GEL, PUMAFLOW, IORCoreSim.

Представлена информация о наиболее распространенных аналитических моделях, используемых в составе современного специализированного программного обеспечения (ECLIPSE, CMG STARS, UTCHEM, BPOPE, SCORPIO, PC-GEL, POL-GEL, PUMAFLOW, IORCoreSim и т.д.) для моделирования физико-химических свойств полимерных сшитых гелей, применяемых в рамках потокоотклоняющих технологий, на примере полимерного состава внутрипластового гелирования на основе частично гидролизованного полиакриламида и ацетата хрома (III). Данный полимерный состав рассматривается в рамках статьи по причине наличия у него наиболее полного аналитического описания, а также ввиду продолжительного периода и широкой распространенности применения. В статье приведены подробные сведения об особенностях аналитического описания физико-химических свойств полимерных составов внутрипластового гелирования. В рамках приведенной модели процесс закачки полимерного раствора, переходный процесс гелеобразования, а также этап окончательного размещения сшитого полимерного геля в поровом пространстве горной породы рассматриваются как отдельные этапы моделирования. Для каждого этапа моделирования рассмотрены существующие аналитические модели, описывающие соответствующие данному этапу физико-химические процессы. На основе приведенных в статье сведений сделано заключение о том, что современное специализированное программное обеспечение содержит аналитическое описание реологических свойств полимерных сшитых гелей, механизмов удержания полимерных растворов в матрице породы (адсорбция, выпадение в осадок), кинетики реакций гелеобразования. Однако многие аспекты моделирования физико-химических свойств описываемых составов, такие как механическое и гравитационное удержание молекул полимера в поровом пространстве, влияние процесса адсорбции на кинетику реакций гелеобразования, аналитический расчет величины недоступного для фильтрации молекул полимера порового объема, аналитическое описание процесса обезвоживания сшитого полимерного геля, по-прежнему требуют дальнейшего изучения.

Keywords:

flow diverting technologies, sweep efficiency, injectivity profile smoothing, water inflow limitation, polymer solutions, polymer cross-linked gels, digital modeling, ECLIPSE, CMG STARS, UTCHEM, BPOPE, SCORPIO, PC-GEL, POL-GEL, PUMAFLOW, IORCoreSim.

Information on the most common analytical models used in modern specialized software (ECLIPSE, CMG STARS, UTCHEM, BPOPE, SCORPIO, PC-GEL, POL-GEL, PUMAFLOW, IORCoreSim, etc.) for modeling physical and chemical properties of cross-linked polymer gels used in the framework of flow diverting technologies, was presented on the example of an in-situ gelation polymer composition based on partially hydrolyzed polyacrylamide and chromium (III) acetate. This polymer composition was considered within the framework of the article due to the fact that it had the most complete analytical description, and also due to the long period and widespread use. The article provides detailed information about the features of the analytical description of the physicochemical properties of polymer compositions of in-situ gelation. Within the framework of the above model, the process of injection of a polymer solution, the transient process of gelation, as well as the stage of the final placement of a cross-linked polymer gel in the pore space of the rock were considered as separate stages of modeling. For each stage of modeling, the existing analytical models describing the physical and chemical processes corresponding to this stage were considered. Based on the information given in the article, it was concluded that modern specialized software contained an analytical description of the rheological properties of cross-linked polymer gels, the mechanisms of retention of polymer solutions in the rock matrix (adsorption, precipitation), and the kinetics of gel formation reactions. However, many aspects of modeling the physicochemical properties of the described compositions, such as the mechanical and gravitational retention of polymer molecules in the pore space, the effect of the adsorption process on the kinetics of gel formation reactions, the analytical calculation of the pore volume inaccessible for filtering polymer molecules, the analytical description of the process of dehydration of a cross-linked polymer gel, still require further study.

© Неклеса Роман Сергеевич – главный специалист (тел.: +007 (345) 255 00 95, e-mail: roman.neklеса@gmail.com).

© Морозюк Олег Александрович – кандидат технических наук, эксперт (тел.: +007 (345) 255 00 95, e-mail: oamorozjuk@gmail.com).

© Roman S. Neklesa (Author ID in Scopus: 57204645784) – Chief Specialist (tel.: +007 (345) 255 00 95, e-mail: roman.neklеса@gmail.com).

© Oleg A. Morozjuk (Author ID in Scopus: 57220034214) – PhD in Engineering, Expert (tel.: +007 (345) 255 00 95, e-mail: oamorozjuk@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Неклеса Р.С., Морозюк О.А. Цифровое моделирование потокоотклоняющих технологий: обзор аналитических моделей для описания физико-химических свойств сшитых полимерных гелей // Недропользование. – 2022. – Т.22, №3. – С.126–138. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.4

Please cite this article in English as:

Neklesa R.S., Morozjuk O.A. Digital simulation of flow diverting technologies: a review of analytical models for describing the physicochemical properties of cross-linked polymer gels. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.3, pp.126-138. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.4

Введение

Одной из наиболее часто встречающихся задач, которую решают инженеры-нефтяники в ходе разработки нефтяных месторождений, является задача улучшения показателей эффективности процесса нефтевытеснения с использованием нагнетаемой в пласт воды: поддержание равномерности фронта заводнения пласта, увеличение коэффициента охвата пласта, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, ограничение водопритока в добывающих скважинах, снижение объема попутно добываемой воды. Особенно остро данный вопрос стоит для зрелых месторождений, а также для месторождений высокой степени неоднородности геологического строения, в которых, как правило, формируются промытые зоны и предпочтительные каналы фильтрации, по которым нагнетаемая в пласт вода прорывается напрямую к добывающим скважинам, минуя не охваченные заводнением нефтенасыщенные участки залежи, вследствие чего эффективность процесса нефтевытеснения сильно снижается [1].

Традиционно для решения данной задачи применялись методы оптимизации сетки скважин и схемы заводнения (бурение дополнительных скважин, глушение скважин), гидродинамические методы (изменение режима работы насосного оборудования), гидравлический разрыв пласта и ремонтно-изоляционные работы с использованием смол и цементных растворов [2, 3]. Однако ограниченная эффективность вышеуказанных технологий, сложность применения и высокая стоимость наряду с ростом числа месторождений с высокой степенью выработки обуславливали растущую потребность в новых высокотехнологичных решениях.

В качестве одного из таких решений в 70-х гг. прошлого столетия несколькими группами исследователей было предложено снижать проницаемость предпочтительных каналов фильтрации по воде с помощью закачки в эти области пласта специализированных технологических жидкостей.

Данное инженерное решение впоследствии получило название «потокоотклоняющие технологии» (ПОТ).

Одними из первых предложенных к применению в качестве таких специализированных жидкостей были полимерные растворы и шитые гели на их основе. Полимерные вещества (полиакриламид (ПАА, РАМ – Polyacrylamide), ксантановая камедь (ксантан), гуаровая камедь (гуар) и т.п.) с самого начала разработки новой технологии стали рассматриваться на роль эффективного потокоотклоняющего агента по причине наличия опыта их успешного применения в рамках полимерного заводнения. Обладая необходимыми физическими и реологическими свойствами и будучи широко доступными для приобретения на коммерческом рынке химического сырья, данные вещества стали основой для разработки технологии сшивания полимерных гелей, способных эффективно решать задачи увеличения охвата пласта путем внутрислоистовых обработок (большеобъемные закачки), а также выравниванием профиля приемистости нагнетающих скважин и ограничением водопритока в добывающих скважинах (малообъемные закачки).

В дальнейшем именно шитые полимерные гели, обладающие требуемыми свойствами при низкой рыночной стоимости, стали наиболее часто используемым в рамках потокоотклоняющих технологий агентом [4].

Современный подход к изучению вопроса приемистости того или иного блокирующего состава помимо проведения лабораторных исследований в свободных объемах и фильтрационных экспериментов в пластовых условиях предполагает также наличие этапа гидродинамического моделирования. На данном этапе созданная на основе лабораторных экспериментальных данных общая аналитическая модель свойств изучаемого состава применяется для масштабирования ключевых физико-химических процессов до уровня участка месторождения [5].

Целью такого подхода является подбор оптимальных характеристик исследуемого состава и схемы технологических операций для дальнейшего проведения опытно-промышленных работ и последующего применения технологий на выбранном участке месторождения.

На сегодняшний день существует широкий перечень программных продуктов, предназначенных для выполнения работ по цифровому моделированию физико-химических процессов, происходящих в продуктивном пласте в ходе применения шитых полимерных гелей для блокирования предпочтительных каналов фильтрации воды. Основное различие между данными программами выражается в разнообразии аналитических моделей, используемых для описания физико-химических свойств шитых полимерных гелей.

В данной статье рассматриваются существующие аналитические модели для описания физико-химических свойств шитых полимерных гелей на примере состава частично гидролизованного полиакриламида (ЧГПАА, НРАМ – Hydrolyzed Polyacrylamide) и ацетата хрома. Приводится обзор перечня существующих аналитических моделей в составе современных программных продуктов, а также обозначаются малоизученные аспекты цифрового моделирования указанных полимерных систем.

Специализированное программное обеспечение для цифрового моделирования физико-химических свойств составов потокоотклоняющих технологий

Параллельно с разработкой новых потокоотклоняющих технологий (ПОТ) с использованием полимерных шитых гелей на фоне стремительного развития компьютерных технологий и численных методов анализа данных во второй половине 70-х гг. прошлого столетия был дан старт ряду исследовательских программ по изучению вопросов цифрового моделирования физико-химических процессов в рамках разработки новых технологий добычи и применения методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН).

Так, в 1978 г. была закончена и представлена научному сообществу первая версия трехмерного мультифазного мультикомпонентного гидродинамического симулятора UTCHEM. Базовый код программы был написан сотрудниками компании SHELL Г. Поупом и Р. Нельсоном на языке FORTRAN. Программа изначально создавалась для моделирования процесса нефтевытеснения с применением технологических жидкостей, используемых для увеличения нефтеотдачи пласта. Первоначальная версия программы позволяла моделировать процессы нефтедобычи с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимерных составов. В дальнейшем программа постоянно совершенствовалась и дополнялась специализированными модулями для решения других задач моделирования, таких как применение шитых полимерных гелей, щелочных растворов, пенных систем, микробиологических составов, силикатных растворов (жидкое стекло), а также для трассерных исследований, для процессов повреждения продуктивного пласта и геохимических процессов. На данный момент функционал программы продолжает развиваться силами научных сотрудников Техасского университета в городе Остин (UT Austin).

В 80-х гг. на рынок коммерческих программных продуктов вышло сразу два симулятора, ставших в последствии отраслевыми стандартами в области гидродинамического моделирования процессов разработки нефтегазовых месторождений. В 1983 г. частной канадской компанией Computer Modelling Group (CMG) был представлен гидродинамический симулятор STARS, изначально предназначенный для моделирования химических (полимерное заводнение, закачка ПАВ, щелочное заводнение) и тепловых (закачка пара, гравитационное дренирование, циклическая закачка пара, внутрислоистовое горение и т.п.) методов увеличения нефтеотдачи пласта. Также в этот период британской компанией Exploration

Consultants Limited был выпущен симулятор ECLIPSE в модификации ECLIPSE 300 (композиционный симулятор, позволяющий моделировать физико-химические процессы в рамках МУН). В данный момент дистрибуцией, совершенствованием и поддержкой ECLIPSE занимается сервисная компания Schlumberger.

В 1987 г. в научных изданиях появляются первые упоминания о гидродинамическом симуляторе SCORPIO (Simulator for Chemical Oil Recovery and Polymer Injection) производства британской компании AEA Petroleum Services. Данный мультифазный мультикомпонентный гидродинамический симулятор был разработан для расчета характеристик процесса нефтыветеснения с использованием химических реагентов, включая полимерные растворы и шитые гели, щелочные растворы и ПАВ.

В 1993 г. в рамках совместного проекта Технологического института Иллинойса (ITRI) и Национального исследовательского института топлива и энергетики США (NIPER) выпущен трехмерный трехфазный гидродинамический симулятор PC-GEL, разработанный на базе ранее выпущенного симулятора BOAST в качестве новой версии, адаптированной для платформы персональных компьютеров. Приоритетной задачей при разработке PC-GEL было создание программного обеспечения для моделирования технологий МУН с использованием полимерных составов. Симулятор позволял выполнять моделирование полимерного заводнения, закачку шитых полимерных гелей.

В дальнейшем также были выпущены: гидродинамический симулятор BROPE, являющийся модифицированной сотрудниками British Petroleum версией симулятора UTCHEM, симулятор POL-GEL, разработанный Исследовательским институтом разведки и разработки нефтяных месторождений KHP (RIPED), гидродинамический симулятор PUMAFLOW от компании Veicip-Franlab и Французского института нефти (IFP), симулятор VIP от компаний Landmark и Halliburton, симулятор REVEAL от компаний Petroleum Experts, а также симулятор IORCoreSim, разработанный в сотрудничестве Университета Ставангера (UiS), Норвежского исследовательского центра (NORCE) и Института технологий энергетики Норвегии (IFE).

Далее рассмотрим основные аналитические модели, используемые в составе данных коммерческих и корпоративных программных продуктов для цифрового моделирования физико-химических свойств шитых полимерных гелей.

Полимерные шитые гели, используемые в рамках потокоотклоняющих технологий

В 1974 г. сотрудниками компании Phillips Petroleum Co. (СопосоPhillips) была предложена технология использования водорастворимых полимеров (частично гидролизированный полиакриламид и сополимеры акриламида) в смеси с мультивалентными катионами кальция и алюминия для формирования пространственной структуры шитого полимерного геля внутри порового объема горной породы, способногократно увеличивать гидравлическое сопротивление выбранной области пласта и перераспределять потоки фильтрации закачиваемой в пласт воды [6]. Эффективность такого подхода обуславливается формированием пространственно разветвленных физико-химических связей между катионами сшивателя и цепочками полимера с высокой молекулярной массой, что, в свою очередь, приводит к формированию устойчивой к деформациям структуры шитого полимерного геля. Первичный выбор полиакриламида в качестве полимерной основы шитого геля был продиктован наличием опыта его успешного применения в рамках полимерного заводнения, высокой степенью изученности физических, химических и реологических свойств данного полимера, а также его доступностью на коммерческом рынке в 60–80-х гг. В частности, полиакриламид широко использовался в бумажной промышленности.

Большое количество разнообразных типов полимерных составов было предложено и протестировано в последующую декаду по мере изучения базовых процессов формирования полимерных гелей, а также их фильтрации в поровом пространстве горной породы. Разработчики новых составов стремились снизить стоимость применяемых растворов и улучшить их свойства: повысить температурную и механическую стабильность, снизить чувствительность к солености и жесткости пластовой воды и вод системы поддержания пластового давления, снизить уровень адсорбции и общих потерь раствора при фильтрации в поровом пространстве горной породы, улучшить смазывающие свойства растворов, повысить показатели приемистости, получить возможность регулировать в широких пределах продолжительность периода гелирования раствора [7]. Достичь поставленных целей можно было двумя основными методами: путем модификации известных к тому моменту полимерных соединений или поиском новых веществ на роль полимерной основы геля.

Так, к концу 80-х гг. было исследовано большое количество полимерных составов двух основных типов: синтетические полимеры и биополимеры [8]. К синтетическим полимерам, используемым в области нефтегазодобычи, обычно относят ранее упомянутый частично гидролизированный полиакриламид (ЧПИАА, НРАМ), сополимеры полиакриламида, а также искусственные полимеры на основе природных полисахаридов.

К биополимерам МУН относят ксантан (ксантановая камедь), гуар (гуаровая камедь) и природные полисахариды (целлюлоза, склероглюкан). В ходе исследований [9–13] было установлено наличие большого количества полимерных составов, пригодных для применения в рамках МУН. Однако среди прочих синтетических полимеров наилучшим соотношением приемистости и стоимости обладает широко используемый и сейчас ЧПИАА и шитые гели на его основе. Наиболее эффективной и востребованной рецептурой является гель на основе ЧПИАА и ацетата трехвалентного хрома $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ в качестве сшивающего агента [14, 15], запатентованный в 1984 г. Робертом Сиданском под названием MARCIT™ (Marathon Conformance Improvement Technology) [16]. Данная рецептура позволяет получить состав, обладающий относительно длительным периодом гелирования, что обеспечивает возможность закачки раствора в удаленные промытые области пласта при необходимости.

Среди биополимеров наибольшее распространение в области нефтегазодобычи получила ксантановая камедь [17–20], продемонстрировавшая лучшие характеристики стабильности и лучшую загущающую способность. Однако в целом применение ксантановой камеди и гелей на ее основе куда менее распространено.

Все многообразие шитых полимерных систем в зависимости от заложенного в них механизма образования геля можно условно разделить на следующие основные виды [21, 22]:

1. Составы внутрипластового гелирования. В данную группу входят растворы мономеров, полимеризующихся в поровом пространстве пласта в присутствии катализатора или же без него (впервые предложенные компанией Halliburton в 1978 г.) [23], а также полимерные растворы с концентрацией в диапазоне 5000–10000 ppm, гелирующиеся внутри порового пространства в ходе процесса сшивания в присутствии специальных добавок (вещество сшивателя 500–2000 ppm, восстановитель 100 – 1000 ppm). К данному виду шитых полимерных гелей относят растворы ЧПИАА и цитрата алюминия [1], ЧПИАА и ацетата хрома (III) [16], растворы ПАА с трет-бутилакрилатом (РАtВА) и полиэтиленимином (PEI) [24] и т.д.

Компоненты данных растворов подаются в пласт в виде подготовленного на поверхности водного раствора, называемого гелантом, вязкость которого в ходе закачки близка к вязкости воды, что обеспечивает проникновение смеси в промытые водой области продуктивного пласта. Химический состав геланта подбирается таким образом, чтобы процесс сшивания достигал максимальной

интенсивности уже после проникновения раствора в обрабатываемые области пласта. Характеристики процесса сшивания полимерного геля и, как следствие, конечный результат обработки (распределение геля в залежи, механические и реологические свойства геля и т.д.) сильно зависят от пластовых условий: температуры, растворение геланта пластовыми флюидами (концентрация реагентов), действующие перепады давления и скорость фильтрации (сдвиговые деформации), адсорбция компонентов на поверхности горной породы, механическое разрушение полимерных молекул и т.д.

2. Коллоидно-дисперсные гели. К данной группе относятся растворы ЧГПАА низкой концентрации (100–1000 ppm) и хелатная форма цитрата алюминия (цитрата хрома) в качестве сшивающего агента в соотношении от 20:1 до 100:1. Ввиду низкой концентрации полимера гель формируется в виде несвязанных почти сферических коллоидных частиц диаметром до 150 нм [25]. Характеристики данных растворов позволяют использовать их для обработки областей пласта на большом удалении от скважины при пластовых температурах до 90°C и концентрации солей в пластовой воде до 30 000 ppm. Одними из первых, кто представил на рынке подобные растворы, была компания Tiorco Inc.

3. Предварительно сшитые гранулированные гели (Prefomed Particle Gels – PPGs). Класс растворов, впервые разработанный и представленный компанией PetroChina в 1996 г. для решения задач обработки промытых зон пласта в условиях высоких пластовых температур и высокой солености пластовых вод. Для формирования частиц такого раствора первоначальный гель на основе мономера акриламида, сшивателя (N, N'-метилден-бис-акриламид), инициатора (пероксидсульфат натрия) и других добавок (бентонит и т.п.) механически измельчается, далее полученные частицы высушиваются и просеиваются для получения нужной фракции (размеры миллиметрового масштаба). Частицы закачиваются в пласт в виде стабильной суспензии на основе солевого раствора, они устойчивы к пластовым температурам до 120°C в течение длительного периода времени (вплоть до одного года), а также к растворам высокой солености (до 300 000 ppm).

Предварительно сшитые гранулированные гели обладают повышенной набухающей способностью (увеличение размеров до 100 раз), в результате частицы становятся эластичными, что способствует их движению по пласту [26]. При этом по мере снижения скорости перемещения частиц на удалении от скважины происходит коагуляция геля в обводненных высокопроницаемых интервалах пласта, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков в непромытые интервалы продуктивного разреза [27–29].

4. Микрогели. Гели, состоящие из предварительно сшитых полимерных агрегатов микронного масштаба, чьи характеристики сопоставимы со свойствами полимерных молекул. Впервые были представлены в 1999 г. под маркой STARPOL в виде частиц сшитого полимерного геля на основе акриламида и лактата циркония. К данной группе относятся также так называемые Small Microgels (SMG) [30, 31]. Механизм снижения проницаемости гелей основан на явлении формирования моно- или мультимолекулярного слоя геля на поверхности горной породы. Подобные гели обладают высокой механической, термической и химической стабильностью [32, 33], а также способны селективно изменять характеристики относительной фазовой проницаемости по воде [34, 35], изолировать высокопроницаемые зоны пласта без проникновения в низкопроницаемую матрицу породы благодаря точному контролю размера частиц при изготовлении.

5. Термогели/гели с термической активацией. Данный тип гелей был разработан в результате выполнения исследовательских программ усилиями компаний British Petroleum, Chevron, Texaco и Nalco в 1997 г. В дальнейшем данная технология легла в основу предлагаемой компанией Tiorco-Nalco продукцией под наименованием Bright Water. Гели данного типа предназначены для закачки в

отдаленные от скважин промытые высокопроницаемые зоны продуктивных пластов с целью их блокирования [36, 37]. Частицы геля обладают субмикронными размерами (0,1–1,0 мкм), высокой степенью набухаемости (до 10 раз), состоят из сшитых цепочек сульфированного ПАА. Частицы геля закачиваются в пласт в виде водного раствора, чья температура ниже пластовой. Закачиваемый водный раствор имеет показатели вязкости, близкие к вязкости воды, таким образом, раствор фильтруется в высокопроницаемые промытые пропластки. После проникновения в отдаленные зоны пласта температура раствора сравнивается с пластовой температурой, в результате чего сшивающий агент полимерного геля, из которого сформированы частицы, диссоциирует, плотность химической связи геля снижается, и частицы абсорбируют окружающую их воду и набухают, блокируя устья поровых каналов промытых зон [38]. Гели главным образом предназначены для использования в терригенных породах в диапазоне пластовых температур до 150°C, при солености пластовых вод до 260 000 ppm [39], при проницаемости промытых зон до 25 Дарси [40].

Исторически сложилось так, что именно составы внутрипластового гелирования были первым предложенным инженерным решением в области потокоотклоняющих технологий, что в дальнейшем отчасти обусловило их более широкое применение и высокую степень изученности их свойств по сравнению с другими, указанными выше видами полимерных сшитых гелей. Относительная простота применения, низкая себестоимость и приемлемая эффективность данной технологии для широкого спектра месторождений объясняет преимущественное использование в рамках ПОТ данного вида составов [41].

Данный факт в свою очередь объясняет наличие наиболее полного аналитического описания физико-химических свойств подобных полимерных систем в составе современного специализированного программного обеспечения, предназначенного для цифрового моделирования ПОТ.

В силу указанных причин в статье рассматриваются основные аналитические модели, используемые для цифрового моделирования физико-химических свойств полимерных составов внутрипластового гелирования на основе ЧГПАА и ацетата хрома (III).

Особенности аналитического описания свойств полимерных составов внутрипластового гелирования

Из всего вышеуказанного многообразия гелевых полимерных растворов, используемых в рамках ПОТ, наиболее полное аналитическое описание разработано на сегодняшний день для составов внутрипластового гелирования на основе ЧГПАА и сшивателя в виде ацетата хрома (III) в силу продолжительного периода их применения и большого объема накопленных данных.

Особенностью физико-математического описания состава внутрипластового гелирования является непостоянство агрегатного состояния раствора в ходе его закачки в пласт и дальнейшей фильтрации. Что, в свою очередь, влияет на вязкость раствора и режим фильтрации. Для удобства рассматриваемый процесс внутрипластового гелирования закачиваемого в пласт раствора принято разбивать на три этапа [42]:

1. Фильтрация геланта. Гелант – это смесь полимера и сшивающего агента с добавками, улучшающими характеристики фильтрации смеси. Свойства такой смеси на этапе, предшествующем началу гелирования, крайне близки к свойствам полимерного раствора [43, 44]. Для описания фильтрации подобной смеси в поровом пространстве горной породы необходимо учитывать реологические свойства полимерного раствора, явление адсорбции и удержания полимера и вещества сшивателя в поровом пространстве, а также наличие недоступного для фильтрации порового объема.

Реологические свойства. Одним из основных параметров, характеризующих реологические свойства полимерного

раствора, является фактор сопротивления, равный отношению перепада давления при фильтрации полимерного раствора к перепаду давления при фильтрации воды при одном и том же заданном расходе:

$$Fr = \frac{dP_p}{dP_w}, \quad (1)$$

где, Fr – фактор сопротивления; dP_p – перепад давления при фильтрации полимерного раствора; dP_w – перепад давления при фильтрации воды.

Последние исследования подтверждают, что фактор сопротивления зависит от типа и концентрации полимера в растворе, солёности раствора, скорости сдвига в ходе фильтрации. В отличие от раствора кантановой камеди, демонстрирующей псевдопластичные свойства (фактор сопротивления снижается с ростом скорости сдвига), раствор ЧГПАА ведет себя как ньютоновская жидкость при низких скоростях сдвига, как псевдопластичная жидкость в диапазоне средних скоростей и как дилатантная (фактор сопротивления возрастает с ростом скорости сдвига) жидкость в области высоких скоростей сдвига. Границы диапазонов определяются главным образом концентрацией полимера, солёностью воды и проницаемостью пористой среды, наличием трещин и высокопроницаемых фильтрационных каналов. Чем выше концентрация полимера в растворе, тем раньше раствор начинает проявлять свои дилатантные свойства с ростом скорости фильтрации. В свою очередь увеличение солёности воды приводит к тому, что дилатантные свойства раствора становятся более явно выраженными [45–50].

Удержание полимера и сшивателя. В ходе фильтрации геланта в поровом пространстве горной породы явление удержания полимерного материала и вещества сшивателя оказывает существенное влияние на химическую композицию вещества в промытых зонах и его итоговое размещение в пласте. Основным механизмом удержания компонентов геланта в породе является адсорбция, характеризующаяся массой вещества (полимера), адсорбированного на единицу массы породы. Математически процесс адсорбции полимера в большинстве случаев довольно точно описывается изотермой Ленгмюра. Однако последние исследования [51, 52] указывают на необходимость учета влияния и других механизмов удержания вещества в породе, такие как образование перемычек в поровом пространстве, образование сгустков вещества, застревание в тупиковых каналах фильтрации. Удержание сшивателя является, по мнению исследователей [53], комбинацией различных физико-химических механизмов, таких как ионный обмен и выпадение вещества в осадок. Характеристики интенсивности данных процессов связаны с pH показателями среды, концентрацией растворенных в воде веществ и литологических составом породы.

Недоступный поровый объем. С момента начала изучения характеристик полимерных растворов исследователи [54] отмечали тот факт, что часть объема порового пространства горной породы доступна для фильтрации молекул воды, но недоступна для фильтрации больших молекул полимеров. Основными механизмами, обуславливающими и характеризующими данное физическое явление, являются: 1) невозможность проникновения больших молекул полимеров в устья мелких пор, 2) формирование слоя адсорбированного полимера на стенках порового пространства; 3) явление отталкивания молекул полимера от поверхности породы; 4) отличие внутрипластовой реологии полимера от реологии в свободном объеме [55]. На сегодняшний день не существует какой-либо единой общепризнанной модели, описывающей данное явление. На основании ранее проведенных исследований [52] можно сделать вывод, что недоступный поровый объем прямо пропорционален величине остаточной нефтенасыщенности, молекулярной массе полимера и обратно пропорционален фактору сопротивления и величине удержания полимера в пористой среде.

Процесс гелеобразования полимерного раствора включает в себя два подпроцесса: внутреннее сшивание и внешнее сшивание. Процесс внутреннего сшивания заключается в формировании двумерных структур полимера в результате соединения двух полимерных цепочек атомами вещества сшивателя. Дальнейшее сшивание полученных двумерных структур в трехмерное называется внешним сшиванием. Данные процессы могут быть описаны соответствующими уравнениями кинетики химической реакции между полимером и сшивателем. На сегодняшний день разработаны несколько моделей, описывающих данные процессы [56, 57].

Одной из наиболее важных характеристик состава является период гелеобразования, определяющий длительность перехода состава из жидкой смеси компонентов в гель. Для применения состава в рамках технологии ПОТ важно, чтобы его динамическая вязкость оставалась относительно низкой в ходе закачки в пласт, пока внутри геланта происходят в основном реакции внутреннего сшивания, а после размещения состава в промытой зоне пласта запускались бы реакции внешнего сшивания, обуславливающие резкий рост динамической вязкости. Таким образом, наиболее важным в рамках математической модели процесса гелеобразования является описание перехода от внутреннего к внешнему сшиванию состава. Основной характеристикой данного перехода является момент начала внешнего сшивания – так называемая точка гелеобразования [58]. Для состава ЧГПАА и сшивателя на основе Cr (III) требуется несколько часов для достижения точки гелеобразования и еще пара часов для завершения процесса гелирования состава [59]. Процесс можно замедлить с помощью специальных добавок [60, 61].

Также для описания процесса гелеобразования необходимо определить скорость протекающих химических реакций на каждом этапе процесса. В качестве одной из первых моделей для описания кинетики химических реакций раствора ЧГПАА/Cr(III) было предложено использовать уравнение Аррениуса [62]. В дальнейшем предложенная модель совершенствовалась и упрощалась с целью применения для более сложных составов [63]. В рамках современных исследований предлагается описывать отдельными моделями кинетику внутреннего и внешнего сшивания [64].

После завершения процесса гелеобразования дальнейшее проникновение сшитого геля в поровое пространство породы затруднено, гелевая масса может проникать в близлежащие области пласта преимущественно по трещинам в породе и крупным фильтрационным каналам. На данном этапе моделирования необходимо описать дальнейший процесс проникновения и удержания геля в пласте. Для описания явления снижения проницаемости горной породы вследствие удержания геля используется фактор остаточного сопротивления (Fr).

Проникновение геля. Механизм проникновения геля в породу крайне отличен от механизма фильтрации геланта в силу отличия физико-реологических свойств сформированного геля. Для мобилизации гелевой массы необходимо наличие некоторого порогового значения перепада давления. Требуемые для движения геля перепады давления значительно превосходят перепады давления, характерные для фильтрации геланта [65, 66].

Удержание геля. Удержание геля в пласте может происходить в результате комбинации многих факторов и механизмов: большие размеры молекул сшитого полимерного геля, химическая адсорбция на поверхности горной породы, механическое удержание в каналах проникновения ввиду повышенной вязкости геля, гравитационное осаждение, застревание в тупиковых пустотах порового пространства, формирование перемычек и т.д. [67].

Обезвоживание геля. В ходе проникновения геля в породу под действием механических напряжений может происходить отжим воды из гелевой массы в поровое пространство матрицы породы, в трещины или фильтрационные каналы, что, в свою очередь, влияет на

процесс формирования фильтрационной корки и удержания геля в породе. В настоящий момент исследование данного процесса продолжается [68].

Фактор остаточного сопротивления. Данный параметр широко используется в рамках лабораторного изучения характеристик различных полимерных растворов и гелей. В ходе фильтрации полимерного раствора в результате удержания его компонентов в поровом пространстве наблюдается снижение проницаемости горной породы. Фактор остаточного сопротивления представляет собой отношение значения проницаемости горной породы до воздействия полимерного состава к значению проницаемости после воздействия:

$$Frr = \frac{K_1}{K_2}, \quad (2)$$

где Frr – фактор остаточного сопротивления; K_1 – проницаемость породы по воде до воздействия полимерного состава; K_2 – проницаемость породы по воде после воздействия полимерного состава;

Фактор остаточного сопротивления может быть представлен постоянным значением для заданной концентрации полимера или же в виде зависимости от параметра концентрации (в виде линейной [69] или экспоненциальной [70] функции).

Разрушение геля. Факторами, снижающими значение Frr после формирования геля в поровом пространстве, главным образом являются химический распад, механическое разрушение под действием возникающих напряжений, десорбция геля, проникновение нефти и т.д.

Помимо перечисленных выше факторов важным также остается учет явления диспропорционального снижения проницаемости породы для воды (Frr_w) и нефти (Frr_o) в результате воздействия гелей, эффект изменения характеристик относительных фазовых проницаемостей. Частично механизм диспропорционального снижения проницаемости объясняется химической деструкцией геля под воздействием нефти [71]. Для механизма изменения характеристик относительных фазовых проницаемостей также предложено несколько моделей [72, 73].

Существующие аналитические модели, описывающие физико-химические свойства полимерных составов внутрипластового гелирования

В данном разделе рассмотрим физико-математические модели, используемые в составе коммерческого и корпоративного программного обеспечения, для расчета свойств полимерных составов внутрипластового гелирования на основе ЧППАА и ацетата хрома (III), применяемых в рамках ПОТ [42, 74–78].

1. Моделирование фильтрации геланта. Реологические свойства полимерного раствора зависят от множества факторов, включая концентрацию полимера, скорость сдвига, максимальной ньютоновской вязкостью полимера. Скорость сдвиговых деформаций в полимерном растворе зависит от скорости его фильтрации, пористости и проницаемости горной породы (геометрии порового пространства).

Максимальная ньютоновская вязкость полимерного раствора зависит от типа используемого полимера и его концентрации. Для моделирования максимальной ньютоновской вязкости полимерного раствора Терстоном было предложено использовать линейную регрессионную модель, учитывающую параметры концентрации полимера в растворе и вязкости воды [79]:

$$\mu_p^0 = \mu_w \left[1 + (A_{p,1} C_p + A_{p,2} C_p^2) \right], \quad (3)$$

где μ_p^0 – максимальная ньютоновская вязкость; μ_w – вязкость воды; C_p – концентрация полимера; $A_{p,1}$ и $A_{p,2}$ – параметры модели.

В модели симулятора PC-GEL зависимость ньютоновской вязкости полимерного раствора от концентрации полимера задается полиномом 2-й или 3-й степени:

$$\mu_p^0 = \mu_w + A_1 C_p + A_2 C_p^2 + A_3 C_p^3, \quad (4)$$

где μ_p^0 – максимальная ньютоновская вязкость; μ_w – вязкость воды; C_p – концентрация полимера; A_1, A_2, A_3 – параметры модели.

В модели симулятора UTCHEM данная зависимость дополнена параметрами учета солености и жесткости воды:

$$\mu_p^0 = \mu_w \left[1 + (A_{p1} C_p + A_{p2} C_p^2 + A_{p3} C_p^3) C_{SEP}^{Sp} \right], \quad (5)$$

где μ_p^0 – максимальная ньютоновская вязкость; μ_w – вязкость воды; C_p – концентрация полимера в водной/микроэмульсионной фазе; A_{p1}, A_{p2}, A_{p3} – константы модели.

Параметр C_{SEP}^{Sp} – описывает зависимость вязкости полимерного состава от солености и жесткости.

Последовавшие исследования были посвящены дополнению данной модели функцией, описывающей кинетику гелеобразования [69], а также параметрами учета содержания солей в растворе [80].

Реологические свойства полимерного раствора зависят также от пористости и проницаемости матрицы горной породы, так как топологией порового пространства определяются значения скоростей сдвиговых деформаций, наблюдаемых в растворе в ходе фильтрации. Одной из первых моделей, устанавливающих связь между скоростью сдвига в растворе, пористостью и проницаемостью среды, была модель Хирасаки – Поупа [81], в рамках которой значение скорости сдвига для однофазного течения задается функцией следующего вида:

$$\gamma = F \left[U(k\phi)^{0.5} \right], \quad (6)$$

где γ – скорость сдвиговых деформаций; U – линейная скорость фильтрации жидкости; k – абсолютная проницаемость горной породы; ϕ – пористость горной породы.

Шовето и Зайтун [82] предложили иной вид зависимости:

$$\gamma = F \left[U(1 - \phi) / (k\phi)^{0.5} \right]. \quad (7)$$

В рассматриваемом в ряде работ случае двухфазной фильтрации (вода/нефть) эффективная скорость сдвига была представлена в виде функции коэффициента сдвига, скорости течения водной фазы, водонасыщенности пористой среды, эффективной фазовой проницаемости по воде и пористости [83]:

$$\gamma_e = C \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^{\frac{n}{n-1}} \left(\frac{U_w}{\sqrt{K k_{rw} S_w \phi}} \right), \quad (8)$$

где γ_e – эффективная скорость сдвига; C – постоянная Каннелла; n – коэффициент сдвига; U_w – скорость течения водной фазы; K – абсолютная проницаемость; k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде; S_w – водонасыщенность; ϕ – пористость.

Данная формула, дополняемая различными поправочными коэффициентами для конкретных моделей, используется в большинстве современных симуляторов.

Для описания неньютоновской реологии (псевдопластичные свойства) полимерных растворов в ряде программных продуктов (UTCHEM, WROPE, PC-GEL) используется уравнение Метера [84, 85]:

$$\mu_{app} = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\frac{\gamma_{eq}}{\gamma_s} \right)^{p_s - 1}}, \quad (9)$$

где μ_{app} – кажущееся значение вязкости полимерного раствора; μ_p^0 – максимальная ньютоновская вязкость; μ_w – вязкость воды; γ_{eq} – эквивалентное значение скорости сдвига; γ_s – значение скорости сдвига соответствующее среднему значению вязкости полимерного раствора между μ_p^0 и μ_w ; P_α – настроечные параметры модели.

В свою очередь эквивалентное значение скорости сдвига γ_{eq} для выбранной фазы l ($l = w$ – вода, o – нефть) рассчитывается из дополненного уравнения Блэйка – Козени (UTCHEM):

$$\gamma_{eq} = \frac{\gamma_c |U_l|}{\sqrt{k k_{rl} \phi S_l}}, \quad (10)$$

где γ_{eq} – эквивалентное значение скорости сдвига; $\gamma_c = 3,97C$, C – поправочный коэффициент для учета эффектов неидеальности раствора и пористой среды; U_l – линейная скорость фильтрации фазы l ; k_{rl} – фазовая проницаемость фазы l ; ϕ – пористость; S_l – степень насыщенности порового пространства фазой l ; k – среднее значение проницаемости, рассчитываемое по формуле

$$\bar{k} = \left[\frac{1}{k_x} \left(\frac{U_{xl}}{U_l} \right)^2 + \frac{1}{k_y} \left(\frac{U_{yl}}{U_l} \right)^2 + \frac{1}{k_z} \left(\frac{U_{zl}}{U_l} \right)^2 \right]^{-1}, \quad (11)$$

где k_x, k_y, k_z – компоненты вектора проницаемости; U_{xl}, U_{yl}, U_{zl} – компоненты вектора скорости фильтрации фазы l ; U_l – значение скорости фильтрации фазы l .

Существует также обобщенная модель Серайта [43], которая включает псевдопластичные модели:

- степенную зависимость Берда [86] (UTCHEM, WROPE);
- модель Карро [87] (UTCHEM, WROPE, IORCoreSim);
- модель Шовето [82];
- модель Каннелла [83] (UTCHEM, WROPE);
- эмпирическая модель Уилхайта [88],

а также дилатантные модели:

- степенная зависимость Хемскерка [89];
- модель Хирасаки – Поупа [81] (UTCHEM, WROPE);
- модель Дерста – Берда [90].

В своей работе Делшад [91] скомбинировал экспериментальные данные Хирасаки – Поупа [81] и Масуды [92] с моделью Карро для формулирования математической модели для описания реологии раствора ЧППАА:

$$\mu_{app} = \mu_\infty + (\mu_0 - \mu_\infty) \left(1 + (\lambda \gamma)^\alpha \right)^{\frac{n-1}{\alpha}} + \mu_{max} \left[1 - \exp \left(-(\lambda_2 \tau_r \gamma)^{n_2-1} \right) \right], \quad (12)$$

где μ_{app} – кажущееся значение вязкости полимерного раствора; μ_0 – ньютоновская вязкость полимерного раствора при нулевой скорости сдвига; μ_∞ – ньютоновская вязкость полимерного раствора при бесконечной скорости сдвига; μ_{max} – максимальная вязкость полимерного раствора в ходе фильтрации; γ – эффективная скорость сдвиговых деформаций; λ , λ_2 , α – настроечные коэффициенты модели; τ_r – напряжение сдвига; n – коэффициент сдвига псевдопластичных деформаций; n_2 – коэффициент сдвига дилатантных деформаций.

Данная модель позволяет описывать ньютоновские, псевдопластичные и дилатантные свойства полимерного раствора. Модель реализована в рамках UVM-модуля (Unified Viscosity Model) симулятора UTCHEM.

Лоне в своей работе [93] исследовал эффект вытягивания полимерных цепочек на дилатантные свойства полимерного раствора, по результатам работы он предложил модель для описания псевдопластичных и дилатантных свойств полимерных растворов:

$$\mu_{app} = \mu_p^0 + (\mu_{thin} - \mu_p^0) \mu_{thick}, \quad (13)$$

где μ_{app} – кажущееся значение вязкости полимерного раствора; μ_p^0 – максимальная ньютоновская вязкость; μ_{thin} – псевдопластичная составляющая вязкости:

$$\mu_{thin} = \mu_p^0 \left(1 + (\lambda \gamma)^x \right)^{\frac{n}{x}}, \quad (14)$$

где λ – время релаксации соответствующее псевдопластичным свойствам; γ – скорость сдвига; x , n – параметры модели; μ_{thick} – дилатантная составляющая вязкости

$$\mu_{thick} = \left(1 + (\lambda_2 \gamma)^{x_2} \right)^{\frac{m+n}{x_2}}, \quad (15)$$

где λ_2 – временной параметр соответствующий дилатантным свойствам; x_2 , m – настроечные параметры модели.

Псевдопластичная составляющая данной модели основана на модели Карро – Ясуда, дилатантная составляющая представлена степенной зависимостью.

Для расчета значения вязкости раствора, содержащего несколько компонентов, в рамках модели программного обеспечения CMG STARS используется специализированная функция $F(x)$, описывающая изменение вязкости состава в зависимости от содержания (массовой доли) x каждого i -го компонента и дополняющая базовые правила расчета вязкости смесей из нескольких компонентов. Данная функция позволяет учитывать широкий спектр факторов нелинейного изменения вязкости и позволяет с достаточной точностью моделировать поведение полимерных растворов. Итоговый вид функции задается пользователем программного обеспечения.

$$F(x) = \frac{\left((1-x_i) \cdot \ln(\mu_p^0) - \sum_{j \neq i}^n x_j \cdot \ln(\mu_j) \right)}{\left((1-x_i) \cdot \ln(\mu_i) - \sum_{j \neq i}^n x_j \cdot \ln(\mu_j) \right)}, \quad (16)$$

где $F(x)$ – функция вязкости многокомпонентного раствора; x – массовая доля компонента; μ – вязкость компонента раствора; i, j – индексы компонентов водного раствора; p – индекс параметра полимерной составляющей раствора; n – число компонентов раствора.

Симуляторы ECLIPSE и IORCoreSim используют для расчета эффективной вязкости полимерного раствора уравнение модели Тодда – Лонгстаффа:

$$\mu_{p,eff} = \mu_m (C_p)^\omega \cdot \mu_p^{1-\omega}, \quad (17)$$

где $\mu_{p,eff}$ – эффективная вязкость полимерного раствора; $\mu_m(C_p)$ – функция зависимости вязкости полимерного раствора от концентрации полимера; μ_p – максимальное значение вязкости полимерного раствора (т.е. значение вязкости первоначального раствора без потерь концентрации полимера); ω – коэффициент модели.

Данная модель, однако, не учитывает влияние параметров концентрации солей и жесткости воды на значение вязкости.

В симуляторе SCORPIO и PUMAFLOW физические и реологические свойства полимерных растворов и гелей определяются путем лабораторных исследований и задаются в табличном виде (зависимость от концентрации полимера и скорости сдвиговых деформаций). В рамках модели симулятора PUMAFLOW также учитывается влияние солености воды на реологические свойства раствора.

Недоступный поровый объем. Модули учета наличия недоступного порового объема пористой среды каждого симулятора имеют свои особенности. Так, в гидродинамическом симуляторе ECLIPSE 300 [94] в рамках модели для учета величины недоступного порового объема (IAPV – Inaccessible Pore Volume) вводится поправочный коэффициент для эффективной водонасыщенности (значение эффективной водонасыщенности падает с ростом IAPV).

В симуляторе POL-GEL [95] учет наличия недоступного порового объема ведется путем снижения эффективного объема полимера и, как следствие, эффективной концентрации полимера.

В модели симуляторов CMG STARS, PC-GEL, PUMAFLOW [76, 77, 96] учет наличия IAPV ведется путем снижения значения эффективного порового объема, занятого полимером в уравнении сохранения массы симулятора.

Несмотря на разницу в подходах, все симуляторы учитывают величину IAPV в виде постоянного значения, заданного пользователем.

Удержание полимера в пористой среде. Наиболее часто используемой моделью удержания полимера и вещества сшивателя в пористой среде является модель адсорбции Ленгмюра (UTCHEM, WROPE, PC-GEL, PUMAFLOW), задающая зависимость между концентрацией адсорбированного полимера и концентрацией полимера в воде, а также соленостью воды [97]:

$$C_{ads\ p}^w = \left(\text{tad1} + \text{tad2} \cdot C_{sep,p} \right) \cdot \frac{C_p^w}{1 + \text{tad3} \cdot C_p^w}, \quad (18)$$

где $C_{ads\ p}^w$ – концентрация адсорбированного полимера; $C_{sep,p}^w$ – эффективная соленость; C_p^w – концентрация полимера в водной фазе; tad1, tad2, tad3 – задаваемые параметры модели.

Ставланд в своей работе [69] предложил более комплексную модель удержания вещества сшивателя в пористой среде, включающую учет ионного обмена и выпадения вещества в осадок:

$$\frac{\partial C_{Cr}}{\partial t} = R_{Cr} \left(C_{H^+} + N_{Cr0} \right)^\beta \left\{ 1 - \left(\frac{C_{Cr} \cdot C_{OH}}{K_{Crsp}} \right)^\alpha \right\}, \quad (19)$$

где $\frac{\partial C_{Cr}}{\partial t}$ – скорость выпадения в осадок вещества сшивателя; R_{Cr} – константа реакции; α, β – настроечные параметры модели; C_{H^+} – концентрация ионов H^+ ; C_{Cr} – концентрация сшивателя; C_{OH} – концентрация ионов OH ; K_{Crsp} – константа равновесия реакции; N_{Cr0} – настроечный параметр модели.

Данная модель включена в математический аппарат симулятора UTCHEM [98].

Симулятор SCORPIO позволяет задавать уровень адсорбции полимерного материала на стенках порового пространства с помощью функциональной зависимости от концентрации всех базовых химических реагентов процесса полимеризации.

Массовая плотность m_i для каждого адсорбированного компонента i может быть записана в следующем виде:

$$m_i = r_w S_w C_w^i + \frac{\rho_R \Gamma_i(C_w, T)}{\phi}, \quad (20)$$

где m_i – массовая плотность адсорбированного компонента i ; ρ_w – плотность водной фазы; ρ_R – плотность горной породы; S_w – степень водонасыщенности; C_w^i – концентрация i -го компонента в водной фазе; Γ_i – векторная функция концентрации i -го компонента в водной фазе; Γ_i – функция адсорбции i -го компонента; T – температура; ϕ – пористость.

Таким образом, в рамках модели SCORPIO решается система нелинейных уравнений для векторной функции $\Gamma_i(C_w, T)$ и, как следствие, для функции C_w при заданной векторной функции массовой плотности \bar{m} :

$$\bar{m} = \rho_w S_w C_w + \frac{\rho_R \bar{\Gamma}(C_w, T)}{\phi}. \quad (21)$$

Адсорбция вещества сшивателя и окислительно-восстановительных веществ не учитывается.

2. Моделирования процесса гелеобразования. Моделирование процесса гелеобразования требует математического описания процесса перехода водного раствора и вещества сшивателя через фазу внутреннего сшивания (появления небольших агрегатов двухмерных сшитых структур) к фазе внешнего сшивания (формирование трехмерной структуры сшитого геля).

В своей работе Скотт [63] предложил для учета кинетики гелеобразования использовать уравнение Аррениуса для скорости реакции. Предлагаемый метод предполагал, что 1 моль полимерного вещества и 1 моль вещества сшивателя формируют 1 моль сшитого геля:

$$\frac{\partial C_g}{\partial t} = \left(K_g C_p^m C_{Cr}^n \right), \quad (22)$$

где $\frac{\partial C_g}{\partial t}$ – скорость химической реакции гелеобразования;

C_p, C_{Cr} – концентрация полимера, концентрация хрома; m, n – порядок реакции ($m = n = 1$ модели Скотта);

Коэффициент частоты реакции K_g рассчитывается по формуле

$$K_g = A \cdot \exp \left(\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right), \quad (23)$$

где A – константа Аррениуса; E_a – энергия активации; R – универсальная газовая постоянная; T_0 – стандартное значение температуры; T – текущее значение температуры.

В рамках метода измеряемое в лаборатории время гелеобразования конвертировалось в значение частоты реакции (K), которое является функцией температуры, функции активации, универсальной газовой постоянной и постоянной Аррениуса. Данный метод используется в рамках программного обеспечения CMG Stars.

Решением данного уравнения является формула расчета времени гелирования:

$$t_g = \frac{1}{K C_p C_{Cr}}, \quad (24)$$

где t_g – время гелирования; K – частота реакции гелирования.

В симуляторе SCORPIO для расчета скорости химической реакции может использоваться табличная функция (указанная пользователем) или формула степенной зависимости от концентрации всех компонентов, участвующих в рассматриваемой химической реакции:

$$\frac{\partial C_a^i}{\partial t} = a_0 (C_a^1)^{a_1} \dots (C_a^j)^{a_j} \dots (C_a^N)^{a_N} \cdot \exp \left(-\frac{a_{N+1}}{T} \right), \quad (25)$$

где C_a^i – концентрация i -го компонента, растворенного в фазе α ; N – число компонентов; a_0, \dots, a_{N+1} – константы модели; $C_a^1 \dots C_a^N$ – концентрации компонентов, растворенных в фазе α ; T – температура.

Последний член данного уравнения описывает температурную зависимость.

В своей работе Ставланд [69] рассматривает данный переходный процесс с точки зрения изменяющихся свойств полимерного раствора, некоторая часть которого приобретает свойства сшитого геля. Данный прием позволяет избежать необходимости вводить в модель дополнительные компоненты геля.

$$\frac{\partial F_g}{\partial t} = a \left(C_p (1 - F_g) \right)^{\text{expp}} C_{CrOH}^{\text{expp}} C_{H^+}^{\text{expp}} \times \exp \left(\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right), \quad (26)$$

где F_g – фракция полимера, которая приобрела свойства геля; C_p – концентрация полимера; C_{CrOH} – концентрация атомов хрома, химически связанных с гидроксильными группами полимерных молекул; C_H – концентрация ионов водорода; exrr , exrx , erpr – параметры модели; E_a – энергия активации; R – универсальная газовая постоянная; T_0 – стандартное значение температуры; T – текущее значение температуры.

3. Моделирование проникновения и размещения сшитого геля. Проникновение геля. Для расчета вязкости водного раствора, содержащего гель в модели симулятора UTCHEM, ВРОРЕ, используется уравнение Флори – Хаггинса с дополнительным членом уравнения, описывающим реологию геля:

$$\mu_g = \mu_w \left[1 + (A_{p1}C_p + A_{p2}C_p^2 + A_{p3}C_p^3) \times C_{SEP}^{Sp} + A_{g1}C_g + A_{g2}C_g^2 \right], \quad (27)$$

где μ_g – вязкость полимерного геля; μ_w – вязкость воды; A_{p1} , A_{p2} , A_{p3} , A_{g1} , A_{g2} – константы модели; C_p – концентрация полимера; C_g – концентрация геля; C_{SEP}^{Sp} – зависимость вязкости полимерного состава от солености и жесткости.

В симуляторе PC-GEL вязкость полимерного геля оценивается по методу, изложенному Кеннетом Сорби, с помощью дополнительной компоненты третьего порядка, введенной для описания плавного, но при этом быстрого роста вязкости раствора в момент гелирования:

$$\mu_g = \mu_w + \beta_1 C_g + \beta_2 C_g^2 \text{ при } (C_g < CGC), \quad (28)$$

$$\mu_g = \mu_w + \beta_1 C_g + \beta_2 C_g^2 + \beta_3 (C_g - CGC)^3 \text{ при } (C_g > CGC), \quad (29)$$

где μ_g – вязкость геля; μ_w – вязкость воды; β_1 , β_2 , β_3 – константы модели; C_g – концентрация геля; CGC – критическая концентрация гелеобразования.

При изучении вопроса проникновения сшитого полимерного геля в трещины внутри породы Серайт [99] обнаружил, что при достижении определенного перепада давления фактор сопротивления для сшитого геля F_r остается постоянным, что характеризует данный гель как бингамовскую жидкость. Объемный расход геля может быть рассчитан по формуле

$$q = \frac{h_f w_f^3 \Delta p}{12 \mu_g L} \left(1 - \frac{3y_0}{w_f} + \frac{4y_0^3}{w_f^3} \right), \quad (30)$$

где q – объемный расход; h_f – полудлина трещины; w_f – ширина трещины; μ_g – вязкость геля; L – длина модели; Δp – перепад давления; y_0 – толщина фильтрационной корки геля.

В дальнейших работах Ванг и Серайт [100] применили степенную функцию для описания зависимости объемного расхода геля q и фактора сопротивления F_r при трех различных значениях концентрации полимера в растворе. Перепад давления рассчитывался по следующей формуле:

$$\frac{\Delta p}{L} = a \left(\frac{q}{h_f} \right)^{n_1} \frac{1}{w_f^{n_2}}, \quad (31)$$

где a , n_1 , n_2 – настроечные параметры модели.

Также для описания движения сшитого геля предлагалось использовать реологическую модель Гершеля – Балкли [101], демонстрирующую лучшее совпадение с результатами исследований. В рамках данной модели расход рассчитывается по следующей формуле:

$$q = 2h_f A \left(\frac{w_f}{2} - y_0 \right) - 2h_f \frac{A}{\frac{\Delta p}{\mu_0 L} \left(1 + \frac{1}{n} \right) \left(2 + \frac{1}{n} \right)} + 2h_f y_0 A, \quad (32)$$

где

$$A = \frac{\left(\frac{\Delta p}{\mu_g L} \frac{w_f}{2} - \frac{\tau_0}{\mu_g} \right)^{1 + \frac{1}{n}}}{\left[-\Delta \left(\frac{1}{n} + 1 \right) \right]}, \quad (33)$$

τ_0 – предел текучести жидкости; y_0 – толщина фильтрационной корки геля; n – коэффициент сдвига.

Удержание геля. Для моделирования процесса удержания сшитого геля внутри породы в ходе его проникновения Ставланд [69] предлагал использовать математические зависимости на основе уравнения Ленгмюра. В предлагаемой модели для учета степени сшивания геля (фракция геля) вводился коэффициент Q_m . В ходе дальнейших проверок модели выяснилось, что она не совсем точно описывает весь механизм явления, так как не учитывает процессы образования сгустков геля и застревания вещества в тупиковых каналах фильтрации. Общий вид уравнения модели имел следующий вид:

$$C_{g,ads} = \frac{Q_m b C_{p,aq} C_{adsm}}{b C_{p,aq} + 1}, \quad (34)$$

где

$$Q_m = Q_p + C_{pt} \times \left[A_{gs} (F_{gs} - A_{g0}) + B_{gs} (F_{gs} - B_{g0})^2 \right] \sqrt{\phi/k}, \quad (35)$$

F_{gs} – водная фракция геля; A_{g0} – минимальное значение F_{gs} ; A_{gs} , B_{gs} – настроечные параметры модели для учета количества адсорбированного и профильтрованного геля; B_{g0} – параметр отвечающий за описание формирования жесткой структуры сшитого геля (резкое увеличение интенсивности процесса адсорбции) в ходе фильтрации; C_{adsm} – адсорбционная активность; b – задаваемый параметр модели, зависящий от солености раствора; $C_{p,aq}$ – доля полимера растворенного в водной фазе; C_{pt} – общее количество полимера; ϕ – пористость; k – проницаемость.

К сожалению, на данный момент в периодических изданиях отсутствуют научные работы, в которых предлагались бы более полные математические модели, описывающие больше аспектов феномена удержания сшитого геля в поровом пространстве горной породы. Различные механизмы удержания исследовал в своих работах Лоне [102], такие как удержание молекул полимера в устьях пор и выстилания поверхности порового пространства для случая проникновения в породы полимерного бурового раствора. В работе были представлены формулы для расчета величин удержания (в поровых объемах) для обоих механизмов:

$$R_{trap} = \frac{U_w}{\phi S_w} (\lambda_1 C_t - \lambda_2 \sigma), \quad (36)$$

$$R_{line} = \lambda_3 C_g (C_{adsm} - C_{g,ads}) - \lambda_4 C_{g,ads}, \quad (37)$$

где R_{trap} – количество полимера, удерживаемого в устьях пор; R_{line} – количество полимера, адсорбированного в поровом пространстве; C_t – концентрация полимера в момент времени t ; σ – среднестатистическое значение удержание (в поровых объемах); U_w – линейная скорость потока; ϕ – пористость; S_w – степень водонасыщенности; λ_1 – параметр записания; λ_2 – параметр протаскивания; λ_3 – параметр адсорбции; λ_4 – параметр десорбции; λ_1 , λ_2 , λ_3 , λ_4 измеряются в долях полимера удержанного на единицу длины перемещения.

Обезвоживание геля. Для описания процесса обезвоживания геля доступно несколько аналитических моделей. Наиболее распространено использование модели Картера [103], в рамках которой предполагается, что фильтрационная корка формируется равномерно на всей поверхности трещины при обезвоживании геля. Уравнение модели приведено ниже:

$$U_1 = 0,05t^{-0,55}, \quad (38)$$

где U_1 – скорость обезвоживания; t – время обезвоживания.

В ходе дальнейших изысканий [104] была предложена модель, в рамках которой предположение о том, что фильтрационная корка формируется равномерно было заменено на диаметрально противоположное. Данная модель получила экспериментальное подтверждение посредством МРТ-анализа [105].

Скорость обезвоживания согласно данной модели может быть найдена из следующего уравнения:

$$U_1 = \frac{U_m}{1 + \frac{\int U_1 dt}{w_f}}, \quad (39)$$

где U_1 – скорость обезвоживания; U_m – скорость обезвоживания подвижной части геля; w_f – ширина трещины.

Снижение проницаемости. Эффект снижения проницаемости пористой среды рассчитывается на основе характеристик процесса удержания геля и его обезвоживания. В большом количестве предложенных моделей эффект снижения проницаемости предлагается учитывать с помощью коэффициента снижения проницаемости водной фазы, рассчитанного на основе измеренного в лаборатории значения фактора остаточного сопротивления F_{rr} . Подобные модели используются в рамках ECLIPSE 300, CMG STARS, UTCHEM, SCORPIO. Наиболее часто используется линейная зависимость от F_{rr} :

$$RKW = 1 + (F_{rr} - 1) \cdot \frac{C_{ad}}{C_{ad,m}}, \quad (40)$$

где RKW – коэффициент снижения проницаемости водной фазы; F_{rr} – фактор остаточного сопротивления; C_{ad} – концентрация адсорбированного геля; $C_{ad,m}$ – адсорбционная емкость.

В модели симулятора PC-GEL вводится коэффициент снижения проницаемости породы:

$$k_c = k/F_{rr}; \quad (41)$$

где k_c – коэффициент снижения проницаемости; F_{rr} – фактор остаточного сопротивления; k – абсолютная проницаемость горной породы.

Параметр F_{rr} рассчитывается по формуле:

$$F_{rr} = 1 + \sum_{i=1}^5 I_i g_i(\Gamma_i), \quad (42)$$

$$g_i = 0(\Gamma_i \leq \Gamma_i^c),$$

$$g_i = \Gamma_i - \Gamma_i^c(\Gamma_i > \Gamma_i^c),$$

где Γ_i – количество адсорбированного i -го компонента; Γ_i^c – критическое количество адсорбированного компонента i , при котором начинается процесс блокировки порового канала; I_i – параметры модели, определяемые на основе лабораторных исследований.

Существуют более сложные комплексные модели [69], учитывающие влияние пористости и проницаемости горной породы, а также доли сшитого геля в полимерном растворе на коэффициент снижения проницаемости:

$$RKW = \frac{a_{Frr} (C_{g,ads} - C_{p,ads}) F_{ga} b_{Frr} k^{\frac{1}{2}} \phi^{\frac{3}{2}}}{1 + b_{Frr} k^{\frac{1}{2}} \phi^{\frac{3}{2}}}, \quad (43)$$

где RKW – коэффициент снижения проницаемости водной фазы; a_{Frr} – настроечный параметр модели; b_{Frr} – настроечный параметр модели; $C_{g,ads}$ – концентрация адсорбированного геля; $C_{p,ads}$ – концентрация адсорбированного полимера; F_{ga} – функция, описывающая

процесс гелирования для адсорбированной части полимерного раствора; k – проницаемость горной породы; ϕ – пористость горной породы.

В симуляторе IORCoreSim эффект снижения проницаемости моделируется с помощью зависимости от параметров эффективной пористости по воде, недоступного порового объема и коэффициента сдвига:

$$RKW = \left[1 - f_{rkw} \cdot \frac{C_{g,ads}}{1 - IAPV} ((\phi_{sw} - 1) f_{sh} + 1) \right]^{-2}, \quad (44)$$

где RKW – коэффициент снижения проницаемости водной фазы; f_{rkw} – настроечный параметр; f_{sh} – коэффициент сдвига (функциональная зависимость от скорости сдвига Карро – Ясуда); $C_{g,ads}$ – концентрация адсорбированного геля; $IAPV$ – недоступный поровый объем; ϕ_{sw} – коэффициент набухания геля.

Разрушение геля. Моделирование процесса разрушения сшитого геля, как правило, выполняется с учетом двух основных механизмов: химического разрушения и механическое разрушение. Скорость реакции химического разрушения (R_{cd}) обычно рассчитывается согласно кинетическому уравнению аррениусовского типа для реакций первого порядка ($m = 1$):

$$R_{cd} = K_{cd} C_g^m, \quad (45)$$

где R_{cd} – скорость реакции химического разрушения; C_g – концентрация геля; K_{cd} – частота химической реакции разрушения геля.

Вследствие низкой скорости реакции химического разрушения геля данная модель позволяет моделировать зависимость значения фактора остаточного сопротивления от времени.

Среди методов моделирования процесса механического разрушения геля можно выделить модель Скотта [63], согласно которой процесс разрушения рассматривался как уменьшение массы сшитого геля и задавался постоянным значением скорости данного процесса, определяемого на основе лабораторных исследований.

Ставланд [69] в рамках своей работы учитывал эффект механического разрушения геля с помощью множителя фактора остаточного сопротивления F_{rr} :

$$F_{rr} = 1 - (P - P_0) \cdot k_r, \quad (46)$$

где F_{rr} – множитель фактора остаточного сопротивления; P – эффективный перепад давления; P_0 – минимальный перепад давления, необходимый для начала процесса механического разрушения геля; k_r – настроечный параметр модели.

Лоне [93] рассматривал процесс механического разрушения сшитого геля как снижение молекулярного веса его трехмерной структуры, зависящее от действующего механического напряжения сдвига (τ), скорости разрушения (r_{deg}), текущего значения молекулярной массы (M_g) и гидравлического радиуса молекулы полимера (R_p):

$$\frac{\partial M_g}{\partial t} = -M_w \cdot (r_{deg} \tau)^{\alpha_d} \cdot \frac{2M_g}{R_p}, \quad (47)$$

где M_g – молекулярная масса молекулы полимера; t – время; M_w – усредненное по вязкости значение молекулярной массы полимера; r_{deg} – скорость разрушения; τ – действующее напряжение сдвига; α_d – настроечный коэффициент; R_p – гидравлический радиус молекулы полимера.

Заключение

Как становится понятным из предоставленных в статье сведений, аналитическое описание и цифровое моделирование физико-химических свойств полимерных составов внутрипластового гелирования, применяемых в рамках потокоотклоняющих технологий МУН, – это

сложная многоуровневая задача, подразумевающая необходимость непрерывного расчета характеристик широкого спектра процессов, сопутствующих изменениям агрегатного состояния исследуемого вещества в ходе его фильтрации в пористой среде продуктивного пласта.

Наиболее полное физико-математическое описание получили полимерные составы внутрискважинного гелирования, в частности составы на основе ЧПАА и ацетата хрома (III). Широкий перечень аналитических моделей доступен для описания реологических свойств данных полимерных сшитых гелей, включая ньютоновские, псевдопластичные и дилатантные свойства.

Современные программные продукты позволяют также моделировать механизмы удержания полимерных составов в матрице породы, включая явления адсорбции и выпадения компонентов раствора в осадок. Однако в рамках представленных моделей отсутствует описание механического удержания вещества полимера в фильтрационных каналах ввиду повышенной динамической вязкости, гравитационного осаждения, застревания молекул полимеров в тупиковых каналах порового пространства, формирования перемычек.

Используемые физико-химические и стехиометрические модели позволяют описывать кинетику реакций взаимодействия большого числа базовых компонентов, участвующих в формировании полимерного геля. Однако в условиях фильтрации геланта через поровое пространство горной породы необходимо также учитывать влияние pH показателя среды, времени гелирования, фактора остаточного сопротивления, а также изменения концентраций компонентов вследствие удержания в поровом пространстве на кинетику рассматриваемых химических реакций.

В представленных моделях отсутствует аналитическое описание фактора недоступного порового объема. Значение данного параметра, как правило, задается пользователем в виде постоянной величины, соответствующей результатам лабораторных исследований.

Модели, описывающие возможное проникновение сшитого геля в продуктивный пласт, например, для случаев высокопроницаемой неконсолидированной породы или при наличии системы трещин, на сегодняшний момент находятся на этапе активной разработки, существующие модели мало представлены в составе коммерческих программных продуктов. Аналогично дела обстоят с моделями, описывающими обезвоживание геля и эффект диспропорционального снижения проницаемости по воде и по нефти [42].

В настоящий момент в периодических изданиях можно найти информацию о научных работах и программных разработках в области моделирования фильтрации полимерных растворов на основе аналитических моделей для микрогелей, предварительно сшитых гранулированных гелей (PPG) и термогелей [38, 106, 107]. В частности аналитическая модель для микрогелей включена в базовый функционал симулятора PUMAFLOW, а модель для PPG гелей легла в основу программного продукта UTGEL, разработанного на базе симулятора UTCHEM.

Таким образом, несмотря на наличие внушительного перечня специализированных программных продуктов, предназначенных для моделирования физико-химических свойств полимерных сшитых гелей, длительной истории исследований и разработок, связанных с данной областью знаний, многие механизмы и аспекты моделирования по-прежнему требуют дальнейшего изучения с целью формулирования новых аналитических моделей.

Библиографический список

1. Azari M., Soliman M. Review of Reservoir Engineering Aspects of Conformance Control Technology // Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference. – 1996.
2. Ezekwe N. Petroleum Reservoir Engineering Practice // Pearson Education Inc., Boston, MA, 2011.
3. Кетова Ю.А., Галкин С.В., Седова В.А. Анализ эффективности применения полимерных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на нефтяных скважинах // Нефтепромысловое дело – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2019. – № 12 (612). – С. 71–73.
4. De Aguiar K.L.N.P., de Oliveira P.S., Mansur C.R.E. A comprehensive review of in situ polymer hydrogels for conformance control of oil reservoirs // Oil & Gas Science and Technology. – 2020.
5. Khamess T.K. Evaluation of the performance of different polymer gel systems as an in-depth gel treatment using numerical simulation. – Missouri University of Science and Technology, PhD Dissertation, 2020.
6. Neeham R.B., Threlkeldand C.B., Gall J.W. Control Of Water Mobility Using Polymers and Multivalent Cations // SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers. – 1974. – P. 139–148.
7. Sorbie K.S. Polymer-improved oil recovery. Flor.: Blackie and Son, CRC, Boca Raton, London, 1991.
8. Stahl G.A., Schulz D.N. Water Soluble Polymers for Petroleum Recovery. Plenum Publishing Corp., 1988.
9. McCromick C. L., Hester R.D. Improved polymers for enhanced oil recovery synthesis and rheology // Final Report, US Department of Energy DOE/BC/10321-20. – 1985.
10. Martin F.D. Improved water-soluble polymers for enhanced recovery of oil // Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry. – 1983.
11. Argabright P.A., Rhudy J.S., Phillips B.L. Partially hydrolyzed polyacrylamides with superior flooding and injection properties // Proceedings of the SPE 57th Annual Fall Conference. – 1982.
12. Ryles R.G. Chemical stability limits of water-soluble polymers used in oil recovery // Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry. – 1985.
13. Ryles R.G. New polymers for EOR applications // Proceedings of the SPE/DOE Fifth Symposium on EOR. – 1986.
14. Sydansk R.D. A new conformance-improvement-treatment chromium (III) gel technology // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers. – 1988. – P. 99–114.
15. Sydansk R.D. A newly developed chromium (III) gel technology // SPE Reservoir Engineering 5 (3). – 1990. – P. 346–352.
16. Sydansk R.D. A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium (III) Gel Technology // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, 1988.
17. Sandvik E.L., Maerker J.M. Application of xanthan gum for EOR // American Chemical Society Symposium Series. – 1977. – No. 45.
18. Sutherland I.W. Assessment of Exopolysaccharides for Enhanced Oil Recovery // Final Report on the UK Department of Energy Contract OT / F / 443. – 1983.
19. Sutherland I.W., Schroeder E. T., Kierulf C. Polysaccharides for EOR // Final Report on the UK Department of Energy Contract OT / F / 806. – Department of Microbiology, University of Edinburgh, Scotland, 1986.
20. Lange E.A. A comparative study of xanthans by light scattering // In Water Soluble Polymers for Petroleum Recovery / eds. G.A. Stahl, D.N. Schulz Plenum Publishing Corp., 1988.
21. Perekaboere S., Ahmad A. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – № 2.
22. Kazemi S. Review of Polymer Gels for Conformance Control in Oil Reservoirs. Major Papers, University of Windsor, 2019.
23. Townsend W.R., Becker S.A. Polymer use in calcareous formations // ISPE permian basin oil and gas recovery conference. Society of Petroleum Engineers. – 1977.
24. Morgan J.C., Smith P.L., Stevens D.G. Chemical Adaptation and Deployment Strategies for Water and Gas Shut-off Gel Systems // Royal Chemistry Society's Chemistry in the Oil Industry International Symposium. – 1997.
25. Mack J.C., Smith J.E. In-Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency // Society of Petroleum Engineers. – 1994.
26. Изучение механизма перераспределения фильтрационных потоков при закачке синтезированных сшитых гелей методом рентгеновской томографии ядра / С.В. Галкин, Ю.А. Кетова, Я.В. Савицкий, Канг Ванли, Бауыржан Сарсенбекулы // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2020. – Т. 331, № 11. – С. 127–136. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2892
27. Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196, n. 107998. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107998
28. Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорасторжимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц / Ю.А. Кетова, Бай Баоджан, А.Л. Казанцев, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 260–273. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.5
29. Анализ мирового опыта применения технологий выравнивания профиля приемистости на основе сшитых полимерных гелей / Ю.А. Кетова, С.В. Галкин, А.С. Вотников, Канг Ванли, Хунбинь Янг // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5
30. Using Microgels to Shut Off Water in a Gas Storage Well / A. Zaitoun, R. Tabar, D. Rousseau, T.R. Pichery, S. Nouyoux, P. Mallo, O. Braun // Society of Petroleum Engineers. – 2007.
31. Zaitoun A., Dupuis G. Conformance Control Using SMG Microgels: Laboratory Evaluation and First Field Results // Society of Petroleum Engineers. – 2017.
32. Review of microgels for enhanced oil recovery: properties and cases of application / Y.A. Rozhkova, D.A. Burin, S.V. Galkin, H. Yang // Gels 2022. – № 8 (2). – P. 112. DOI: 10.3390/gels8020112
33. Mechanical and Thermal Stability of Polyacrylamide-based Microgel Products for EOR / G. Dupuis, R.S. Al-Maamari, A.A. Al-Hashmi, H.H. Al-Sharji, A. Zaitoun // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 2013.
34. Rheology and Transport in Porous Media of New Water Shutoff / Conformance Control Microgels / D. Rousseau, G. Chauveteau, M. Renard, R. Tabary, A. Zaitoun, P. Mallo, A. Omari // Society of Petroleum Engineers. – 2005.
35. Successful Chemical Water Shut-Off Treatment in an Omani Field Heavy-Oil Well / G. Dupuis, J. Bouillot, A. Templier, A. Zaitoun // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2015.
36. Development of A Novel Waterflood Conformance Control System / H. Frampton, J. Morgan, S.K. Cheung, L. Munson, K.T. Chang, D. Williams // Society of Petroleum Engineers. – 2004.
37. Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool / J. Pritchett, H. Frampton, J. Brinkman, S. Cheung, J. Morgan, K.T. Chang, J. Goodgame // Society of Petroleum Engineers. – 2003.
38. Thermally Active Polymer to Improve Sweep Efficiency of Water Floods: Simulation and Pilot Design Approaches / G. Garmeh, M. Izadi, M. Salehi, J.L. Romero, C.P. Thomas, E.J. Manrique // Society of Petroleum Engineers. – 2011.
39. Bright Water - Tertiary Method of Enhanced Oil Recovery For A Mature Field / G. Fethi, K. Kaddour, M. Tesconi, B. Alberto, C. Carlo, G.G. Angelo // SPE Production and Operations Conference and Exhibition. – 2010.
40. Reservoir In-Depth Waterflood Conformance: An Offshore Pilot Implementation / M. Choudhary, B. Parekh, H. Solis, B. Meyer, K. Shepstone, E. Dezabala, D. Larsen // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – 2014.
41. Review of Recent Advances in Polyethyleneimine Crosslinked Polymer Gels Used for Conformance Control Applications / M.A. Ghriga, G. Bruno, G. Mourad, K. Mohamed, S. Lebouachera, N. Andreu, N. Drouiche // Polymer Bulletin. – 2019.
42. Bai B., Leng J., Wei M. A comprehensive review of in-situ polymer gel simulation for conformance control // Missouri University of Science and Technology. – 2021.
43. Seright R.S. Effect of rheology on gel placement // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – № 6 (2). – P. 212–218.
44. Seright R.S. Impact of dispersion on gel placement for profile control // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – № 6 (3). – P. 343–352.
45. Gogarty W.B. Rheological properties of pseudoplastic fluids in porous media // SPE J. – 1967. – № 7 (2). – P. 149–160.
46. Gleasor R.W. An experimental study of non-Newtonian polymer rheology effects on oil recovery and injectivity // SPE Reservoir Eng. – 1990. – № 5 (4). – P. 481–486.
47. Smith F.W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media // J. Petrol. Technol. – 1970. – № 22 (2). – P. 148–156.

48. Seright R.S., Seheult J.M., Talashek T. Injectivity characteristics of EOR polymers // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2008.
49. A Comparison of Polymer Flooding with In-Depth Profile Modification / R.S. Seright, G. Zhang, O.O. Akanni, D. Wang // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2011. – No. 11.
50. Zhang G., Seright R.S. Hydrodynamic retention and rheology of EOR polymers in porous media // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – 2015.
51. Ferreira V.H. Injection scheme to reduce retention and improve economics of polymer enhanced oil recovery // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2019.
52. Zhang G., Seright R. Effect of concentration on HPAM retention in porous media // SPE J. 19 (3). – 2014. – P. 373–380.
53. Placement of Gels – Effect of Concentration and Retention Models / A. Stavland, B. Kvanvik, A. Lohne, T. Erdsal // RF-Rogaland Research report 27/93. – 1993.
54. Dawson R., Lantz R.B. Inaccessible pore volume in polymer flooding // SPE J. 12 (5). – 1972. – P. 448–452.
55. Leng J. Simulation study of macromolecules inaccessible pore volume mechanism in heterogeneous porous media // Int. J. Sci. Res. 10 (7). – 2021. – P. 396–403.
56. Baylocq P., Fery J.J., Grenon A. Field advanced water control techniques using gel systems // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers. – 1998.
57. Reaction kinetics of the uptake of chromium (III) acetate by polyacrylamide / R. Jain, C.S. McCool, D.W. Green, G.P. Willhite, M.J. Michnick // SPE J. 10. – 2005. – P. 247–254.
58. Winter H.H., Mours M. Rheology of polymers near liquid-solid transitions // Adv. Polym. Sci. – 1997. – Vol. 134. – P. 165–234.
59. Characterization of partially formed polymer gels for application to fractured production wells for water-shutoff purposes / R.D. Sydansk, Y. Xiong, A.M. Al-Dhafeer, R.J. Schrader, R.S. Seright // SPE Prod. Facil. – 2005. – Vol. 20 (3). – P. 240–249.
60. Delayed HPAM gelation via transient sequestration of chromium in polyelectrolyte complex nanoparticles / M. Gordova, M. Cheng, J. Trejo, S.J. Johnson, G.P. Willhite, J.T. Liang, C. Berkland // Macromolecules. – 2008. – Vol. 41 (12). – P. 4398–4404.
61. Effect of composition of HPAM/chromium (III) acetate gels on delayed gelation time / F. Sun, M. Lin, Z. Dong, D. Zhu, S.L. Wang, J. Yang // J. Dispersion Sci. Technol. – 2016. – Vol. 37 (6). – P. 753–759.
62. Prud'homme R.K., Uhl J.T., Poinsatte J.P. Rheological monitoring of the formation of polyacrylamide/CR3 gels // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1983.
63. In-situ gel calculations in complex reservoir systems using a new chemical flood simulator / T. Scott, L.J. Roberts, S.R. Sharp, P.J. Clifford, K.S. Sorbie // SPE Res. Eng. – 1987. – Vol. 2 (4). – P. 634–646.
64. Romero-Zeron L.B., Hum F.M., Kantzas A. Characterization of crosslinked gel kinetics and gel strength by use of NMR // SPE Reservoir Eval. Eng. – 2008. – Vol. 11 (3). – P. 439–453.
65. Seright R.S. Polymer gel dehydration during extrusion through fractures. SPE Prod. Oper. – 1999. – Vol. 14 (2). – P. 110–116.
66. Seright R.S. Gel propagation through fractures // SPE Prod. Oper. – 2001. – Vol. 16 (4). – P. 225–231.
67. Seright R.S. Disproportionate permeability reduction with pore-filling gels // SPE J. – 2009. – Vol. 14 (1). – P. 5–13.
68. Brattéås B., Erdsal G., Seright R.S. Solvent leakoff during gel placement in fractures: extension to oil-saturated porous media // SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2018.
69. Stavland A., Kvanvik B.A., Lohne A. Simulation model for predicting placement of gels // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 1994.
70. Cheng Y. Impact of water dynamics in fractures on the performance of hydraulically fractured wells in gas-shale reservoirs // J. Can. Pet. Technol. – 2012. – Vol. 51 (2). – P. 143–151.
71. Seright R.S. Clean up of oil zones after a gel treatment // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – 2005.
72. White J.L., Goddard J.E., Phillips H.M. Use of polymers to control water production in oil wells // J. Petrol. Technol. – 1973. – Vol. 25 (2). – P. 143–150.
73. Nilsson S., Stavland A., Jonsbraten H.C. Mechanistic study of disproportionate permeability reduction // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers. – 1998.
74. Lashgari H. Volume II: Technical Documentation for UTCHEM 2018.1, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator // University of Texas at Austin. – 2018.
75. In-Situ Gel Calculations in Complex Reservoir Systems Using a New Chemical Flood Simulator / T. Scott, L.J. Roberts, S.R. Sharp, P.J. Clifford, K.S. Sorbie // SPE Reservoir Engineering. – 1987.
76. Chang M., Gao H.W. User's Guide and Documentation Manual for "PC-Gel" Simulator // National Institute for Petroleum and Energy Research. – 1993.
77. Bracconier B., Flauraud A., Nguyen Q.L. Efficient Scheme for Chemical Flooding Simulation // Oil & Gas Science and Technology. – 2014.
78. IORSim – A Simulator for Fast and Accurate Simulation of Multi-phase Geochemical Interactions at the Field Scale / A. Hirth, J. Sagen, A. Lohne, J. Nossen, J.L. Vinningland, E. Jøttestuen, T. Sira // ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. – 2016.
79. Thurston G.B., Ozon P.M., Pope G.A. The Viscoelasticity and Gelation of Some Polyacrylamide and Xanthan Gum Solutions // SPE. Richardson. – Texas, 1985.
80. Delshad M., Pope G.A., Sepehrmoori K. A compositional simulator for modeling surfactant enhanced aquifer remediation, 1. Formulation // J. Contam. Hydrol. – 1996. – Vol. 23. – P. 303–327.
81. Hirasaki G.J., Pope G.A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media // SPE J. – 1974. – Vol. 14 (4). – P. 337–346.
82. Chauvet G., Zaitoun A. Basic rheological behavior of xanthan polysaccharide solutions in porous media: effects of pore size and polymer concentration // SPE Latin America. – 1981.
83. Cannella W.J., Huh C., Seright R.S. Prediction of xanthan rheology in porous media // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 1988.
84. Meter D.M., Bird R.B. Tube flow of non-Newtonian polymer solutions: PART I. Laminar flow and rheological models // AIChE J. – 1964. – Vol. 10 (6). – P. 878–881.
85. Description of an improved compositional micellar/polymer simulator / D. Camilleri, S. Engelsen, L.W. Lake, E.C. Lin, T. Ohno, G. Pope, K. Sepehrmoori // SPE Res. Eng. – 1987. – Vol. 2 (4). – P. 427–432.
86. Bird R.B., Stewart W.E., Lightfoot E.N. Transport Phenomena. – John Wiley & Sons Inc., New York City, 1960. – P. 197–207.
87. Bird R.B., Armstrong R.C., Hassager O. Dynamics of Polymeric Liquids. – John Wiley & Sons, New York City. – 1977. – Vol. 1. – P. 210–211.
88. Willhite G.P., Uhl J.T. Correlation of the Flow of Flocon4800 Biopolymer with Polymer Concentration and Rock Properties in Berea Sandstone, Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery / Eds. G.A. Stahl, D.N. Schulz. – Plenum Press, New York City, 1988. – P. 101–119.
89. Quantification of viscoelastic effects of polyacrylamide solutions / J. Heemskerck, R. Rosmalen, R. Janssen-van, R.J. Holtslag, D. Teeuw // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers. – 1984.
90. Durst F., Hass R., Interthal W. Laminar and turbulent flows of dilute polymer solutions: a physical model // Rheologica Acta. – 1982. – Vol. 21 (4–5). – P. 572–577.
91. Mechanistic interpretation and utilization of viscoelastic behavior of polymer solutions for improved polymer flood efficiency / M. Delshad, D.H. Kim, O.A. Magbagbeola, C. Huh, G.A. Pope, F. Tarahom // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. – 2008.
92. 1D simulation of polymer flooding including the viscoelastic effect of polymer solution / Y. Masuda, K. Tang, M. Miyazawa, S. Tanaka // SPE Res. Eval. Eng. – 1992. – Vol. 7 (2). – P. 247–252.
93. Lohne A., Nødland O., Stavland A. A model for non-Newtonian flow in porous media at different flow regimes // Computational Geosciences. – 2017. – Vol. 21. – P. 1289–1312.
94. Eclipse 300 Manual, Industry-Reference Reservoir Simulator Technical Description, Schlumberger (Version 2014.1). – 2014.
95. Numerical simulator for the combination process of profile control and polymer flooding / S. Yuan, D. Han, Q. Wang, H. Yang // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers. – 2000.
96. CMG STARS User Manual. – 2016.
97. Langmuir I. The adsorption of gases on plane surface of glass, mica and platinum // J. Am. Chem. Soc. – 1918. – Vol. 40 (9). – P. 1361–1402.
98. Goudarzi A. Modeling Conformance Control and Chemical EOR Processes Using Different Reservoir Simulators: The University of Texas, Austin, TX. PhD Dissertation, 2015.
99. Seright R.S. Gel dehydration during extrusion through fractures // SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium. Society of Petroleum Engineers. – 1998.
100. Wang Y., Seright R.S. Correlating gel rheology with behavior during extrusion through fractures // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. – 2006.
101. Ouyang L., Zhu D., Hill A.D. Theoretical and numerical simulation of Herschel-Bulkley fluid flow in propped fractures // International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2013.
102. Formation-damage and well-productivity simulation / A. Lohne, L. Han, C.V. Zwaag, H. van Velzen, A.M. Mathisen, A. Twynan, D.G. Hatzignatiou // SPE J. – 2010. – Vol. 15 (3). – P. 751–769.
103. Howard G.C., Fast R.C. Hydraulic Fracturing: Monograph Series // Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 1970. – Vol. 2.
104. Seright R.S. An alternative view of filter-cake formation in fractures inspired by Cr (III)-acetate-HPAM gel extrusion // SPE Prod. Facil. – 2003. – Vol. 18 (1). – P. 65–72.
105. New insight to wormhole formation in polymer gel during water chase/flooding using positron emission tomography PET / B. Brattéås, M. Steinsbø, A. Graue, M.A. Fernø, H. Espedal, R.S. Seright // SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers. – 2016.
106. An experimental and numerical study of wellbore leakage mitigation using pH-triggered polymer gelant / S. Tavassoli, J.F. Ho, M. Shafiei, C. Huh, P. Bommer, S. Bryant, M.T. Balhof // Fuel Journal. – 2018. – Vol. 217. – P. 444–457.
107. A laboratory and simulation study of preformed particle gels for water conformance control / A. Goudarzi, H. Zhang, A. Varavei, P. Taksaudom, Y. Hu, M. Delshad, B. Bai, K. Sepehrmoori // Fuel Journal. – 2015. – Vol. 140. – P. 502–513.

References

1. Azari M., Soliman M. Review of Reservoir Engineering Aspects of Conformance Control Technology. *Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference*, 1996. DOI: 10.2118/35171-MS
2. Ezekwe N. Petroleum Reservoir Engineering Practice. *Pearson Education Inc.*, Boston, MA., 2011. 770 p.
3. Ketova Iu.A., Galkin S.V., Sedova V.A. Analiz effektivnosti primeneniya polimernykh sostavov pri provedenii remontno-izoliatsionnykh rabot na nefiannykh skvazhinakh [Analysis of polymeric compositions application efficiency during repair and insulation works on oil wells]. *Neftepromyslovoye delo*. Moscow: OAO "VNIOENG", 2019, no. 12 (612), pp. 71–73. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-12(612)-71-73
4. De Aguiar K.L.N.P., de Oliveira P.S., Mansur C.R.E. A comprehensive review of in situ polymer hydrogels for conformance control of oil reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology*, 2020, no. 75, 14 p. DOI:10.2516/ogst/2019067
5. Khamees T.K. Evaluation of the performance of different polymer gel systems as an in-depth gel treatment using numerical simulation. Missouri University of Science and Technology, PhD Dissertation, 2020.
6. Needham R.B., Threlkeldand C.B., Gall J.W. Control Of Water Mobility Using Polymers and Multivalent Cations. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1974, pp. 139–148. DOI: 10.2118/4747-MS
7. Sorbie K.S. Polymer-improved oil recovery. Flor.: Blackie and Son, CRC, Boca Raton, London, 1991.
8. Stahl G.A., Schulz D.N. Water Soluble Polymers for Petroleum Recovery. Plenum Publishing Corp., 1988.
9. McCromick C. L., Hester R.D. Improved polymers for enhanced oil recovery synthesis and rheology. *Final Report, US Department of Energy DOE/BC/10321-20*, 1985.
10. Martin F.D. Improved water-soluble polymers for enhanced recovery of oil. *Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry*, 1983. DOI: 10.2118/11786-MS
11. Argabright P.A., Rhudy J.S., Phillips B.L. Partially hydrolysed polyacrylamides with superior flooding and injection properties. *Proceedings of the SPE 57th Annual Fall Conference*, 1982. DOI: 10.2118/11208-MS
12. Ryles R.G. Chemical stability limits of water-soluble polymers used in oil recovery. *Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry*, 1985. DOI: 10.2118/13585-PA
13. Ryles R.G. New polymers for EOR applications. *Proceedings of the SPE/DOE Fifth Symposium on EOR*, 1986. DOI: 10.2118/14947-MS
14. Sydansk R.D. A new conformance-improvement-treatment-chromium (III) gel technology. *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1988, pp. 99–114. DOI: 10.2118/17329-MS
15. Sydansk R.D. A newly developed chromium (III) gel technology. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, 5 (3), pp. 346–352. DOI: 10.2118/19308-PA
16. Sydansk R.D. A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium (III) Gel Technology. *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, 1988. DOI: 10.2118/17383-MS
17. Sandvik E.L., Maerker J.M. Application of xanthan gum for EOR. *American Chemical Society Symposium Series*, 1977, no. 45. DOI: 10.1021/bk-1977-0045.ch019
18. Sutherland I.W. Assessment of Exopolysaccharides for Enhanced Oil Recovery. *Final Report on the UK Department of Energy Contract OT/F/443*, 1983.
19. Sutherland I.W., Schroeder E.T., Kierulf C. Polysaccharides for EOR. *Final Report on the UK Department of Energy Contract OT/F/806* Department of Microbiology, University of Edinburgh, Scotland, 1986.
20. Lange E.A. A comparative study of xanthans by light scattering. *In Water Soluble Polymers for Petroleum Recovery*. Eds. G.A. Stahl, D.N. Schulz Plenum Publishing Corp, 1988. DOI: 10.1007/978-1-4757-1985-7_15
21. Perekaboere S., Ahmad A. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021, no. 2. DOI: 10.1007/s13202-021-01158-6
22. Kazemi S. Review of Polymer Gels for Conformance Control in Oil Reservoirs. Major Papers, University of Windsor, 2019.
23. Townsend W.R., Becker S.A. Polymer use in calcareous formations. *ISPE Permian basin oil and gas recovery conference*. Society of Petroleum Engineers, 1977. DOI: 10.2118/6382-MS
24. Morgan J.C., Smith P.L., Stevens D.G. Chemical Adaptation and Deployment Strategies for Water and Gas Shut-off Gel Systems. *Royal Chemistry Society's Chemistry in the Oil Industry International Symposium*, 1997.
25. Mack J.C., Smith J.E. In-Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency. *Society of Petroleum Engineers*, 1994. DOI: 10.2118/27780-MS
26. Galkin S.V., Ketova Iu.A., Savitskiy Iu.V., Vanli Kang, Sarsenbekuly Bauyrzhan Iuzhchenie mekhanizma pereraspredeleniya fil'tratsionnykh potokov pri zakachke sintezirovannykh shtytkh gelei metodom rentgenovskoi tomografi kerna [X-ray analysis of conformance control technology based on preformed particle gel treatment]. *Izvestia Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 127–136. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2892
27. Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev L.J. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, no. 107998. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107998
28. Ketova Iu.A., Baodzhan Bai, Kazantsev A.L., Galkin S.V. Analiz effektivnosti primeneniya zavodnaya neftenosnykh plastov na osnove vodorastorimogo poliakrilamida i predvaritel'no shtytkh poliakrilamidnykh chastits [Analysis of the efficiency of waterflooding of oil reservoirs using water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles]. *Vestnik Permnskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 3, no. 3, pp. 260–273. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.5
29. Ketova Iu.A., Galkin S.V., Votinov A.S., Vanli Kang, lang Khunbin'. Analiz mirovogo opyta primeneniya tekhnologii vyravnivaniya profil' priemistosti na osnove shtytkh polimernykh gelei [Analysis of the international practice in application of conformance control technologies based on cross-linked polymer gels]. *Vestnik Permnskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 2, no. 2, pp. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5

30. Zaitoun A., Tabar R., Rousseau D., Pichery T.R., Nouyous S., Mallo P., Braun O. Using Microgels to Shut Off Water in a Gas Storage Well. *Society of Petroleum Engineers*, 2007. DOI: 10.2118/106042-MS
31. Zaitoun A., Dupuis G. Conformance Control Using SMG Microgels: Laboratory Evaluation and First Field Results. *Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI: 10.2118/185864-MS
32. Rozhkova Y.A., Burin D.A., Galkin S.V., Yang H. Review of microgels for enhanced oil recovery: properties and cases of application. *Gels*, 2022, no. 8 (2), 112 p. DOI: 10.3390/gels8020112
33. Dupuis G., Al-Maamari R.S., Al-Hashmi A.A., Al-Sharji H.H., Zaitoun A. Mechanical and Thermal Stability of Polyacrylamide-based Microgel Products for EOR. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2013. DOI: 10.2118/164135-MS
34. Rousseau D., Chauveteau G., Renard M., Tabary R., Zaitoun A., Mallo P., Omari A. Rheology and Transport in Porous Media of New Water Shutoff. Conformance Control Microgels. *Society of Petroleum Engineers*, 2005. DOI: 10.2118/93254-MS
35. Dupuis G., Bouillot J., Templier A., Zaitoun A. Successful Chemical Water Shut-Off Treatment in an Omani Field Heavy-Oil Well. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 2015. DOI: 10.2118/177914-MS
36. Frampton H., Morgan J., Cheung S.K., Munson L., Chang K.T., Williams D. Development of A Novel Waterflood Conformance Control System. *Society of Petroleum Engineers*, 2004. DOI: 10.2118/89391-MS
37. Pritchett J., Frampton H., Brinkman J., Cheung S., Morgan J., Chang K.T., Goodgame J. Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool. *Society of Petroleum Engineers*, 2003. DOI: 10.2118/84897-MS
38. Garmeh G., Izadi M., Salehi M., Romero J.L., Thomas C.P., Manrique E.J. Thermally Active Polymer to Improve Sweep Efficiency of Water Floods: Simulation and Pilot Design Approaches. *Society of Petroleum Engineers*, 2011. DOI: 10.2118/144234-PA
39. Fethi G., Kaddour K., Tesconi M., Alberto B., Carlo C., Angelo G.G. Bright Water - Tertiary Method of Enhanced Oil Recovery For A Mature Field. *SPE Production and Operations Conference and Exhibition*, 2010. DOI: 10.2523/136140-MS
40. Choudhary M., Parekh B., Solis H., Meyer B., Shepstone K., Dezabala E., Larsen D. Reservoir In-Depth Waterflood Conformance: An Offshore Pilot Implementation. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 2014. DOI: 10.2118/169132-MS
41. Ghriga M.A., Bruno G., Mourad G., Mohamed K., Lebouachera S., Andreu N., Drouiche N. Review of Recent Advances in Polyethyleneimine Crosslinked Polymer Gels Used for Conformance Control Applications. *Polymer Bulletin*, 2019. DOI: 10.1007/s00289-019-02687-1
42. Bai B., Leng J., Wei M. A comprehensive review of in-situ polymer gel simulation for conformance control. *Missouri University of Science and Technology*, 2021. DOI: 10.1016/j.petsci.2021.09.041
43. Seright R.S. Effect of rheology on gel placement. *SPE Reservoir Engineering*, 1991, no. 6 (2), pp. 212-218. DOI: 10.2118/18502-PA
44. Seright R.S. Impact of dispersion on gel placement for profile control. *SPE Reservoir Engineering*, 1991, no. 6 (3), pp. 343-352. DOI: 10.2118/20127-PA
45. Gogarty W.B. Rheological properties of pseudoplastic fluids in porous media. *SPE J.*, 1967, no. 7 (2), pp. 149-160. DOI: 10.2118/1566-A
46. Gleasure R.W. An experimental study of non-Newtonian polymer rheology effects on oil recovery and injectivity. *SPE Reservoir Eng.*, 1990, no. 5 (4), pp. 481-486. DOI: 10.2118/17648-PA
47. Smith F.W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media. *J. Petrol. Technol.*, 1970, no. 22 (2), pp. 148-156. DOI: 10.2118/2422-PA
48. Seright R.S., Seheult J.M., Talashek T. Injectivity characteristics of EOR polymers. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 2008. DOI: 10.2118/115142-PA
49. Seright R.S., Zhang G., Akanni O.O., Wang D. A Comparison of Polymer Flooding with In-Depth Profile Modification. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2011, no. 11. DOI: 10.2118/146087-MS
50. Zhang G., Seright R.S. Hydrodynamic retention and rheology of EOR polymers in porous media. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*, 2015. DOI: 10.2118/173728-MS
51. Ferreira V.H. Injection scheme to reduce retention and improve economics of polymer enhanced oil recovery. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 2019. DOI: 10.2118/199771-STU
52. Zhang G., Seright R. Effect of concentration on HPAM retention in porous media. *SPE J.*, 2014, 19 (3), pp. 373-380. DOI: 10.2118/166265-PA
53. Stavland A., Kvanvik B., Lohne A., Erstad T. Placement of Gels - Effect of Concentration and Retention Models. *RF-Rogaland Research report*, 1993, 27/93.
54. Dawson R., Lantz R.B. Inaccessible pore volume in polymer flooding. *SPE J.*, 1972, 12 (5), pp. 448-452. DOI: 10.2118/3522-PA
55. Leng J. Simulation study of macromolecules inaccessible pore volume mechanism in heterogeneous porous media. *Int. J. Sci. Res.*, 2021, 10 (7), pp. 396-403. DOI: 10.21275/SR2107020613
56. Bayloq P., Fery J.J., Grenon A. Field advanced water control techniques using gel systems. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*, 1998. DOI: 10.2118/49468-MS
57. Jain R., McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P., Michnick M.J. Reaction kinetics of the uptake of chromium (III) acetate by polyacrylamide. *SPE J.*, 2005, 10, pp. 247-254. DOI: 10.2118/89399-PA
58. Winter H.H., Mours M. Rheology of polymers near liquid-solid transitions. *Adv. Polym. Sci.*, 1997, vol. 134, pp. 165-234. DOI: 10.1007/3-540-68449-2_3
59. Sydansk R.D., Xiong Y., Al-Dhafer A.M., Schrader R.J., Seright R.S. Characterization of partially formed polymer gels for application to fractured production wells for water-shutoff purposes. *SPE Prod. Facil.*, 2005, vol. 20 (3), pp. 240-249. DOI: 10.2118/89401-MS
60. Cordova M., Cheng M., Trejo J., Johnson S.J., Willhite G.P., Liang J.T., Berkland C. Delayed HPAM gelation via transient sequestration of chromium in polyelectrolyte complex nanoparticles. *Macromolecules*, 2008, vol. 41 (12), pp. 4398-4404. DOI: 10.1021/ma800211d
61. Sun F., Lin M., Dong Z., Zhu D., Wang S.L., Yang J. Effect of composition of HPAM/chromium (III) acetate gels on delayed gelation time. *J. Dispersion Sci. Technol.*, 2016, vol. 37 (6), pp. 753-759. DOI: 10.1080/10932691.2015.1041034
62. Prud'homme R.K., Uhl J.T., Poinsett J.P. Rheological monitoring of the formation of polyacrylamide/Cr³⁺ gels. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983. DOI: 10.2118/10948-PA
63. Scott T., Roberts L.J., Sharp S.R., Clifford P.J., Sorbie K.S. In-situ gel calculations in complex reservoir systems using a new chemical flood simulator. *SPE Res. Eng.*, 1987, vol. 2 (4), pp. 634-646. DOI: 10.2118/14234-PA
64. Romero-Zeron L.B., Hum F.M., Kantzas A. Characterization of crosslinked gel kinetics and gel strength by use of NMR. *SPE Reservoir Eval. Eng.*, 2008, vol. 11 (3), pp. 439-453. DOI: 10.2118/86548-PA
65. Seright R.S. Polymer gel dehydration during extrusion through fractures. *SPE Prod. Oper.*, 1999, vol. 14 (2), pp. 110-116. DOI: 10.2118/56126-PA
66. Seright R.S. Gel propagation through fractures. *SPE Prod. Oper.*, 2001, vol. 16 (4), pp. 225-231. DOI: 10.2118/74602-PA
67. Seright R.S. Disproportionate permeability reduction with pore-filling gels. *SPE J.*, 2009, vol. 14 (1), pp. 5-13. DOI: 10.2118/99443-PA
68. Brattekkås B., Erstad T., Seright R.S. Solvent leakoff during gel placement in fractures: extension to oil-saturated porous media. *SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2018. DOI: 10.2118/190256-MS
69. Stavland A., Kvanvik B.A., Lohne A. Simulation model for predicting placement of gels. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 1994. DOI: 10.2118/28600-MS
70. Cheng Y. Impact of water dynamics in fractures on the performance of hydraulically fractured wells in gas-shale reservoirs. *J. Can. Pet. Technol.*, 2012, vol. 51 (2), pp. 143-151. DOI: 10.2118/127863-PA
71. Seright R.S. Clean up of oil zones after a gel treatment. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*, 2005. DOI: 10.2118/92772-PA
72. White J.L., Goddard J.E., Phillips H.M. Use of polymers to control water production in oil wells. *J. Petrol. Technol.*, 1973, vol. 25 (2), pp. 143-150. DOI: 10.2118/3672-PA
73. Nilsson S., Stavland A., Jonsbraten H.C. Mechanistic study of disproportionate permeability reduction. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*, 1998. DOI: 10.2118/39635-MS
74. Lashgari H. Volume II: Technical Documentation for UTCHEM 2018.1, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. *University of Texas at Austin*, 2018. DOI: 10.2118/170178
75. Scott T., Roberts L.J., Sharpe S.R., Clifford P.J., Sorbie K.S. In-Situ Gel Calculations in Complex Reservoir Systems Using a New Chemical Flood Simulator. *SPE Reservoir Engineering*, 1987. DOI: 10.2118/14234-PA
76. Chang M., Gao H.W. User's Guide and Documentation Manual for "PC-Gel" Simulator. *National Institute for Petroleum and Energy Research*, 1993.
77. Braconnier B., Flauraud E., Nguyen Q.L. Efficient Scheme for Chemical Flooding Simulation. *Oil & Gas Science and Technology*, 2014. DOI: 10.2516/ogst.2013189
78. Hiorth A., Sagen J., Lohne A., Nossen J., Vinningland J.L., Jettestuen E., Sira T. IORSim - A Simulator for Fast and Accurate Simulation of Multi-phase Geochemical Interactions at the Field Scale. *ECMOR XV - 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, 2016. DOI: 10.3997/2214-4609.201601882
79. Thurston G.B., Ozon P.M., Pope G.A. The Viscoelasticity and Gelation of Some Polyacrylamide and Xanthan Gum Solutions. *SPE. Richardson, Texas*, 1985.
80. Delshad M., Pope G.A., Sepehrnoori K. A compositional simulator for modeling surfactant enhanced aquifer remediation, 1. *Formation. J. Contam. Hydrol.*, 1996, vol. 23, pp. 303-327. DOI: 10.1016/0169-7722(95)00106-9
81. Hirasaki G.J., Pope G.A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. *SPE J.*, 1974, vol. 14 (4), pp. 337-346. DOI: 10.2118/4026-PA
82. Chauveteau G., Zaitoun A. Basic rheological behavior of xanthan polysaccharide solutions in porous media: effects of pore size and polymer concentration. *SPE Latin America*, 1981.
83. Cannella W.J., Huh C., Seright R.S. Prediction of xanthan rheology in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 1988. DOI: 10.2118/18089-MS
84. Meter D.M., Bird R.B. Tube flow of non-Newtonian polymer solutions: PART I. Laminar flow and rheological models. *AIChE J.*, 1964, vol. 10 (6), pp. 878-881. DOI: 10.1002/aic.690100619
85. Camilleri D., Engelsen S., Lake L.W., Lin E.C., Ohno T., Pope G., Sepehrnoori K. Description of an improved compositional micellar/polymer simulator. *SPE Res. Eng.*, 1987, vol. 2 (4), pp. 427-432. DOI: 10.2118/13967-PA
86. Bird R.B., Stewart W.E., Lightfoot E.N. *Transport Phenomena*. John Wiley & Sons Inc., New York City, 1960, pp. 197-207.
87. Bird R.B., Armstrong R.C., Hassager O. *Dynamics of Polymeric Liquids*. John Wiley & Sons, New York City, 1977, vol. I, p. 210-211.
88. Willhite G.P., Uhl J.T. *Correlation of the Flow of Flocculant Biopolymers with Polymer Concentration and Rock Properties in Berea Sandstone, Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery*. Eds. G.A. Stahl, D.N. Schulz. Plenum Press, New York City, 1988, pp. 101-119.
89. Heemskerck J., Rosmalen R., Janssen-van R., Holtslag R.J., Teeuw D. Quantification of viscoelastic effects of polyacrylamide solutions. *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*, 1984. DOI: 10.2118/12652-MS
90. Durst F., Hass R., Interthal W. Laminar and turbulent flows of dilute polymer solutions: a physical model. *Rheologica Acta*, 1982, vol. 21 (4-5), pp. 572-577. DOI: 10.1007/978-3-662-12809-1_58
91. Delshad M., Kim D.H., Magbagbeola O.A., Huh C., Pope G.A., Tarahhom F. Mechanistic interpretation and utilization of viscoelastic behavior of polymer solutions for improved polymer flood efficiency. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*, 2008. DOI: 10.2118/113620-MS
92. Masuda Y., Tang K., Miyazawa M., Tanaka S. 1D simulation of polymer flooding including the viscoelastic effect of polymer solution. *SPE Res. Eval. Eng.*, 1992, vol. 7 (2), pp. 247-252. DOI: 10.2118/19499-PA
93. Lohne A., Nodland O., Stavland A. A model for non-Newtonian flow in porous media at different flow regimes. *Computational Geosciences*, 2017, vol. 21, pp. 1289-1312. DOI: 10.1007/s10596-017-9692-6
94. Eclipse 300 Manual, Industry-Reference Reservoir Simulator Technical Description, Schlumberger (Version 2014.1), 2014.
95. Yuan S., Han D., Wang Q., Yang H. Numerical simulation for the combination process of profile control and polymer flooding. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers*, 2000. DOI: 10.2118/64792-MS
96. CMG STARS User Manual, 2016.
97. Langmuir I. The adsorption of gases on plane surface of glass, mica and platinum. *J. Am. Chem. Soc.*, 1918, vol. 40 (9), pp. 1361-1402. DOI: 10.1021/ja02242a004
98. Goudarzi A. Modeling Conformance Control and Chemical EOR Processes Using Different Reservoir Simulators: The University of Texas, Austin, TX. PhD Dissertation, 2015.
99. Seright R.S. Gel dehydration during extrusion through fractures. *SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium. Society of Petroleum Engineers*, 1998. DOI: 10.2118/39957-MS
100. Wang, Y., Seright, R.S. Correlating gel rheology with behavior during extrusion through fractures. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*, 2006. DOI: 10.2118/99462-MS
101. Ouyang L., Zhu D., Hill A.D. Theoretical and numerical simulation of Herschel-Bulkley fluid flow in propped fractures. *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2013. DOI: 10.2118/163841-MS
102. Lohne A., Han L., Zwaag C.V., Van Velzen H., Mathisen A.M., Twynam A., Hatzignatiou D.G. Formation-damage and well-productivity simulation. *SPE J.*, 2010, vol. 15 (3), pp. 751-769. DOI: 10.2118/122241-PA
103. Howard G.C., Fast C.R. *Hydraulic Fracturing: Monograph Series. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas*, 1970, vol. 2.
104. Seright R.S. An alternative view of filter-cake formation in fractures inspired by G₂ (III)-acetate-HPAM gel extrusion. *SPE Prod. Facil.*, 2003, vol. 18 (1), pp. 65-72. DOI: 10.2118/81829-PA
105. Brattekkås B., Steinsbø M., Graue A., Fernø M.A., Espedal H., Seright R.S. New insight to wormhole formation in polymer gel during water chesefloods using positron emission tomography PET. *SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers*, 2016. DOI: 10.2118/180051-MS
106. Tavassoli S., Ho J.F., Shafiei M., Huh C., Bommer P., Bryant S., Balhoff M.T. An experimental and numerical study of wellbore leakage mitigation using pH-triggered polymer gelant. *Fuel Journal*, 2018, vol. 217, pp. 444-457. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.12.098
107. Goudarzi A., Zhang H., Varavei A., Taksaudom P., Hu Y., Delshad M., Bai B., Sepehrnoori K. A laboratory and simulation study of preformed particle gels for water conformance control. *Fuel Journal*, 2015, vol. 140, pp. 502-513. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.09.081

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад авторов равноценен.