

УДК 622.276 (678.745.842)
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4710
Шифр специальности ВАК: 2.8.4
Обзорная статья

Обзор сшитых полимерных композиций для повышения нефтеотдачи пластов

Д.Г. Подопригора, Ф.Д. Маркушина✉

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, г. Санкт-Петербург

✉s233002@stud.spmi.ru

Аннотация. Актуальность. Из практики мировой нефтедобычи известно, что разработка месторождений нефти сопровождается уменьшением отбора нефти и увеличением обводненности продукции добывающих скважин. При этом на участке от нагнетательной скважины до реагирующих добывающих скважин в залежах с неоднородными породами-коллекторами может оставаться значительная нефтенасыщенная часть и нефтенасыщенные интервалы, не охваченные воздействием. Перспективным вариантом увеличения охвата продуктивных горизонтов воздействием, повышения коэффициента охвата и итоговой нефтеотдачи является применение потокоотклоняющих технологий. **Цель.** Обзор, оценка эффективности и перспектив использования сшитых полимерных композиций для повышения нефтеотдачи. **Методы.** Анализ существующих исследований и сравнительный анализ характеристик различных сшитых полимерных композиций, применяемых в нефтедобыче. **Результаты и выводы.** Проведён обзор по применению сшитых полимерных композиций для повышения нефтеотдачи. Делается вывод, что полимеры могут быть двух типов: синтетические полимеры и биополимеры. Один из самых распространённых синтетических полимеров – частично гидролизированный полиакриламид, а наиболее широко используемым биополимером является ксантановая камедь. Также было рассмотрено применение сшитых полимерных систем в промысловых условиях, основные принципы, механизмы действия и критерии применимости, учитывая основные геолого-физические условия пластов. Системы сшитых полимер классифицируются на три вида: коллоидно-дисперсные гели, предварительно сшитые гранулированные гели и полимеры внутрипластового гелирования. Отмечаются различные типы сшивателей полимеров, применяемые в каждом виде системы. На основании данного обзора исследователю можно будет определиться с выбором реагента для приготовления сшитых полимерных композиций, учитывая специфические требования и условия конкретного месторождения для оптимального подбора реагента.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, обводненность, полимерные гели, предварительно сшитые гели, коллоидно-дисперсные гели

Для цитирования: Подопригора Д.Г., Маркушина Ф.Д. Обзор сшитых полимерных композиций для повышения нефтеотдачи пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 7. – С. 78–96. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4710

UDC 622.276 (678.745.842)
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4710
Review article

Overview of crosslinked polymer compositions for enhanced oil recovery

D.G. Podoprigora, F.D. Markushina✉

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

✉s233002@stud.spmi.ru

Abstract. Relevance. It is known from the practice of world oil production that the development of oil fields is accompanied by a decrease in oil withdrawal and an increase in water cut of production wells. In the section from the injection well to the reacting production wells, there may still be significant oil saturated and unaffected oil saturated intervals in reservoirs with

heterogeneous reservoir rocks. The application of flow-removal technologies is a promising option for increasing the coverage of productive horizons, increasing the coverage factor and final oil recovery. **Aim.** To review, evaluate the effectiveness and prospects of crosslinked polymer compositions for enhanced oil recovery. **Methods.** Analysis of existing studies and comparative analysis of the performance of various crosslinked polymer composites used in petroleum applications. **Results and conclusions.** The authors have carried out a review on the application of crosslinked polymer compositions for enhanced oil recovery. The paper concludes that polymers can be of two types: synthetic polymers and biopolymers. One of the most common synthetic polymers is partially hydrolyzed polyacrylamide, and the most generally used biopolymer is xanthan gum. The text also discussed the application of crosslinked polymer systems in field conditions, basic principles, mechanisms of action and applicability criteria, taking into account the main geological and physical conditions of reservoirs. Crosslinked polymer systems are classified into three types: colloidal dispersed gels, pre-crosslinked granular gels, and in-situ gelation polymers. The different types of polymers crosslinkers used in each type of system are noted. Based on this review it is possible for the researcher to determine the choice of reagent for the preparation of crosslinked polymer compositions taking into account the specific requirements and conditions of a particular field for optimal selection of the reagent.

Keywords: enhanced oil recovery, water cut, polymer gels, preformed particle gel, colloidal dispersed gels

For citation: Podoprighora D.G., Markushina F.D. Overview of crosslinked polymer compositions for enhanced oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 7, pp. 78–96. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4710

Введение

В настоящее время за счет применения заводнения обеспечивается 50 % всей добычи нефти на месторождениях мира [1]. Высокая обводненность продукции является одной из основных проблем в нефтяной индустрии [2].

Средняя обводненность добываемой продукции по Российской Федерации (РФ) составляет более 86 % [3]. Одним из ключевых регионов добычи нефти в России является Западная Сибирь, где добывается 55 % от общегодовой добычи страны. Большая часть крупных и уникальных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, где сосредоточено 67 % запасов нефти Западной Сибири, обладают уровнем отбора от начальных извлекаемых запасов от 65 до 85 %. Средний показатель содержания воды в добываемой продукции с этих месторождений составляет от 72 до 92 %. Примером некоторых месторождений с обводненностью добываемой продукции более 90 %, полностью оснащенных для осуществления добычи нефти и обладающих длительной историей разработки, являются: Самотлорское, Приобское и Лянторское [4].

Снижение обводнённости добываемой продукции является актуальной задачей для нефтяной промышленности. Также существует острая необходимость увеличения добычи нефти на месторождениях по всему миру, учитывая, что средний коэффициент нефтеотдачи – 30 % [5, 6].

В связи с высокой обводненностью добываемой продукции на большом количестве месторождений России с целью увеличения коэффициента извлечения нефти в последние годы были разработаны многочисленные потокоотклоняющие технологии. В потокоотклоняющих технологиях могут использоваться следующие составы: сшитые полимерные составы [7], составы на основе силикатных систем, термотропные композиции и другие [8–10].

Гелеобразующий агент закачивается в нагнетательную скважину для частичной блокировки промытых интервалов с высокой проницаемостью с целью увеличения охвата пласта вытеснением и увеличения итоговой нефтеотдачи. Механизм представлен на рис. 1.

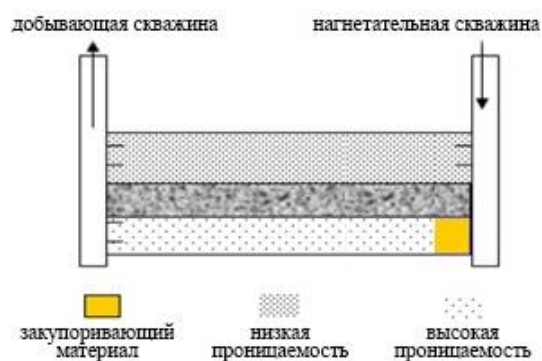


Рис. 1. Водоизоляция и выравнивание профиля приемистости [11]

Fig. 1. Water isolation and injectivity profile equalization [11]

Выбор и применение потокоотклоняющих технологий зависит от геолого-физических условий конкретного месторождения, свойств пласта и параметров работы скважины [12].

В табл. 1 можно ознакомиться с критериями применимости водоизоляционных гелеобразующих составов, которые способны эффективно снизить обводненность и повысить коэффициент извлечения нефти.

Далее в данном обзоре рассматриваются реагенты, используемые при приготовлении сшитых полимерных систем, известные рецептуры полимерных составов и опыт успешного применения.

Таблица 1. Критерии применимости технологии для ограничения водопотока с учетом основных геолого-физических характеристик [13, 14]

Table 1. Criteria of applicability of technology for water flow limitation taking into account main geological and physical characteristics [13, 14]

Критерии применимости технологии Criteria of technology applicability	Сшитые полимерные составы Crosslinked polymer compositions	Составы на основе силикатных систем Compositions based on silicate systems	Термотропные гелеобразующие композиции Thermotropic gel compositions
Тип коллектора Reservoir type	Терригенные, карбонатные Terrigenous, carbonate	Терригенные, карбонатные Terrigenous, carbonate	Терригенные Terrigenous
Температура Temperature, °C	25–150	<200	>70
Проницаемость, мкм ² Permeability, mkm ²	0,03–5	0,08–0,5	0,02–10
Обводненность скважин, % Average water cut, %	40–99	>80	40–95
Приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут Injection capacity of injection wells, m ³ /day	150–1000	<500	100–300
Эффективное применение на месторождениях Effective field application	Китай, США, Россия China, USA, Russia	Республика Казахстана, Россия Republic of Kazakhstan, Russia	Россия Russia

Сшитые полимерные составы

Сшитые полимерные гели представляют собой трехмерные структуры, где цепи полимеров соединены ионными или ковалентными полярными связями [15].

Так, к концу 1980-х гг. было исследовано большое количество полимерных составов двух основных типов: синтетические полимеры и биополимеры. К синтетическим полимерам, используемым наиболее часто в области нефтегазодобычи, обычно относят частично гидролизованный полиакриламид (partially hydrolyzed polyacrylamide – HPAM), сополимеры полиакриламида, а также искусственные полимеры на основе природных полисахаридов.

К биополимерам относят ксантан (ксантановая камедь), гуар (гуаровая камедь) и природные полисахариды (целлюлоза, склероглюкан). Среди них наибольшее распространение в области нефтегазодобычи получила ксантановая камедь, продемонстрировавшая лучшие характеристики стабильности и загущающую способность. Структурная формула представлена на рис. 2.

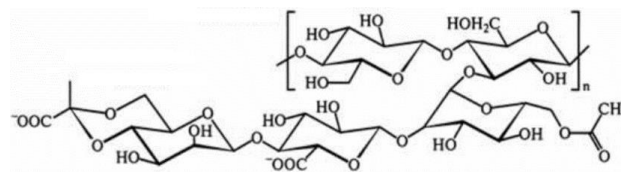


Рис. 2. Структурная формула ксантановой камеди [16]
Fig. 2. Structural formula of xanthan gum [16]

На сегодняшний день для нефтяных месторождений разработано множество гелевых систем. Наиболее широко в потокоотклоняющих технологиях используются составы на основе полиакриламида (polyacrylamide – PAM) [17]. С целью расширения области использования полиакриламида на сегодняшний день применяется НРАМ с различной степенью гидролиза (degree of hydrolysis – DH) и молекулярной массой (molecular weight – MW) [18]. Также к синтетическим полимерам относятся полиакрилонитрил, поливиниловый спирт и поливиниламин. Их структура отмечена на рис. 3.

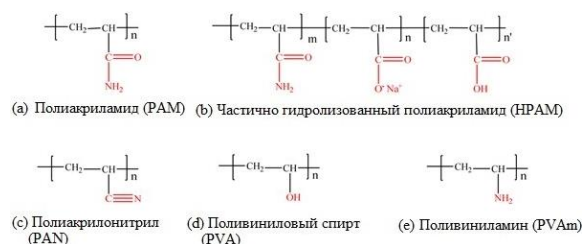


Рис. 3. Химическая структура различных синтетических полимеров [19]
Fig. 3. Chemical structure of various synthetic polymers [19]

Всё разнообразие полимерных сшитых составов, в зависимости от закладываемого в них механизма формирования геля, можно классифицировать на следующие основные категории: составы внутрипластового гелирования, коллоидно-дисперсные гели (colloidal dispersion gels – CDG) и предварительно сшитые гранулированные гели [20]. Эти составы в свою очередь можно объединить в одну классификацию, представленную на рис. 4.

В табл. 2 представлено сравнение сшитых полимерных составов, где описываются плюсы и минусы каждого состава.

Составы внутрипластового гелирования (полимерные гели)

В данную группу входят растворы мономеров, полимеризующихся в поровом пространстве пласта в присутствии катализатора или же без него (первые предложенные компанией Halliburton в 1978 г.), а также растворы полимеров, формирующие гели внутри поровой структуры в процессе сшивания при

наличии специфических добавок. 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 проникно-

вения 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 и параметров закачки: температуры, минерализации пластовой воды, pH, действующих перепадов давления и скорости фильтрации (сдвиговые деформации) [20].

Таблица 2. Сравнение сшитых полимерных составов [15, 21]

Table 2. Comparison of crosslinked polymer compositions [15, 21]

Параметр Parameter	Описание Characterization	Плюсы Advantages	Минусы Disadvantages
Составы внутрипластового гелирования (полимерные гели) In-situ gelation compositions (polymer gels)	- В пласт закачивается раствор, в состав которого входит определенная концентрация полимера, сшивающего агента и функциональных реагентов-присадок (добавок) A solution containing certain concentration of polymer, crosslinking agent and functional additive reagents (additives) is injected into the reservoir; - Сшивающий агент соединяется с соседними молекулами полимера путем химического или физического взаимодействия для создания трехмерных структур (3D) в пластовых условиях The crosslinking agent combines with neighboring polymer molecules by chemical or physical interaction to create three-dimensional structures (3D) under reservoir conditions; - Гели образуются в пластовых условиях Gels are formed under reservoir conditions; - Характеристики внутрипластовых полимерных гелей в значительной степени зависят от типа и качества используемого полимера The characteristics of in-situ polymer gels depend largely on the type and quality of the polymer used	- Сохраняется высокая приемистость в процессе закачки геля High injectivity is maintained during gel injection; - Полимерный состав может легко фильтроваться через пласт и проникать вглубь пласта The polymer composition can be easily filtered through the formation and penetrate deep into the formation	- Сложность в контроле прочностных характеристиках гелевой системы Difficulty in controlling the strength characteristics of the gel system; - Полимеры разных типов и модификаций обладают неодинаковой устойчивостью к солевому и температурному воздействию Different types and modifications of polymers react differently to salt and temperature effects
Коллоидно-дисперсные гели (CDG) Colloidal dispersed gels (CDG)	- Готовятся из более низких по сравнению с внутрипластовыми полимерными гелями концентраций полимера Prepared from lower polymer concentrations than in-situ polymer gels; - Дисперсный коллоидный гель, образуемый в пласте Dispersed colloidal gel formed in a formation; - Характеристики коллоидных дисперсионных гелей в значительной степени зависят от типа и качества используемого полимера Characteristics of colloidal dispersion gels depend largely on the type and quality of the polymer used	Высокая приемистость благодаря относительно низкой концентрации полимера High injectivity due to relatively low polymer concentration	- Готовится только из пресной воды Prepared from fresh water only; - Дисперсный гель непрочный Dispersed gel is fragile; - Полимеры разных типов и модификаций обладают неодинаковой устойчивостью к солевому и температурному воздействию Different types and modifications of polymers react differently to salt and temperature effects
Предварительно сшитые гранулированные гели (PPG) Preformed particle gels (PPG)	- Полимерные частицы определенного размера, распределенные в дисперсионной среде, которые образуют при этом суспензию Polymer particles of a certain size distributed in a dispersion medium, forming a suspension; - Гели полностью формируются перед закачкой Gels are fully formed before injection; - На гелеобразование не влияют условия пласта Gel formation is not affected by reservoir conditions; - Характеристики предварительно сшитых гранулированных гелей в значительной степени зависят от типа и качества используемого полимера Characteristics of pre-crosslinked granular gels depend largely on the type and quality of the polymer used	- Позволяют закупоривать каналы с высокой проницаемостью Allow plugging channels with high permeability; - Есть возможность контролировать прочность и размер частиц при приготовлении It is possible to control the strength and particle size during preparation; - Может готовиться из пластовой воды и набухает в воде Can be prepared from formation water and swells in water; - На гелеобразование не влияют условия пласта Gel formation is not affected by reservoir conditions	- Размер частиц относительно большой Particle size is relatively large; - Может использоваться только для высоко неоднородных коллекторов Can only be used for highly heterogeneous reservoirs

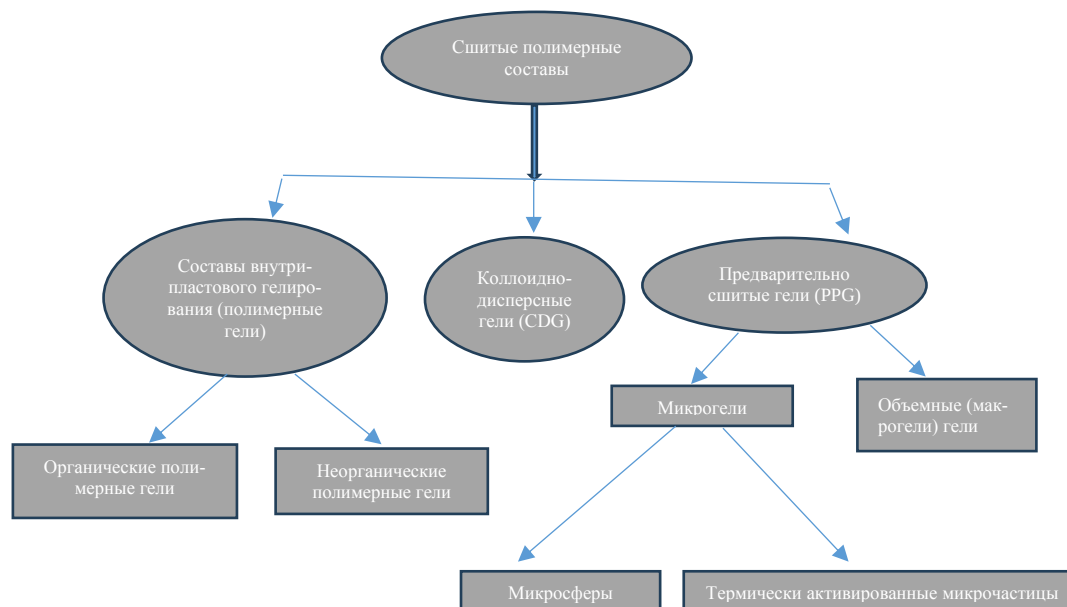


Рис. 4. Классификация сшитых полимерных составов
Fig. 4. Classification of crosslinked polymer compositions

Полимерные гели состоят в основном из двух компонентов: полимера и сшивающего агента. Типы сшивателей можно разделить на две категории: металлические (неорганические) и органические.

В качестве сшивателя органической природы выступают фенол-формальдегид [22], где сшивка полимеров происходит только при температуре выше 70–80 °С и требует щелочную среду; резорцинол-гексаметиленetetрамин для пластов с низкой температурой и высоким уровнем минерализации пластовой воды [23]; фенольные соединения (фенол, катехол, резорцинол и гидрохинон), которые успешно преодолели испытания при температуре 150 °С [24].

В 2000 г. Чжуан и др. [25] исследовали время образования геля и сообщили, что гелевые системы с органическими сшивающими агентами чрезвычайно чувствительны к солености, влияющей на время гелеобразования, и образование геля не происходит ниже pH 7,5. Для решения проблемы чувствительности к солености и pH была разработана новая гелевая система под названием сульфометилированный резорцинол-формальдегид. Ученые успешно разработали этот гель с увеличенным временем гелеобразования и для низкого pH около 5,0.

Хатчинс и др. в работе [26] описали использование систем с органическими сшивающими агентами, которые могут работать при повышенных температурах. Гель содержал НРАМ и сшивающий агент, состоящий из комбинации гидрохинона (hydroquinone – HQ) и гексаметилентетрамина (hexamethylenetetramine – HMTA). Структурные формулы гидрохинона и гексаметилентетрамина представлены на рис. 5.



Рис. 5. Структура гидрохинона и гексаметилентетрамина [26]

Fig. 5. Structure of hydroquinone and hexamethylenetetramine [26]

НМТА – это продукт, который может продлевать время гелеобразования. Характеристики этой гелевой системы показывают, что она стабильна в течение 12 месяцев при 149 °С и 5 месяцев при 176,7 °С, при этом она формируется быстро – в течение 1 дня. Хатчинс и др. также использовали несколько новых сшивающих агентов в дополнение к НМТА, включая терефталевую кислоту, глутаровую кислоту, НМТА и терефталальдегид в качестве первичных сшивающих агентов и дигидрокси-нафталин, HQ и галовую кислоту в качестве вторичных сшивающих агентов.

В работе [27] авторы исследовали гели, образованные с помощью полимеров на основе акриламида с полиэтиленгликолем и бентонитом. Они изучали влияние полимерной структуры на прочность геля и кинетику гелеобразования. В качестве полимеров использовались РАМ; НРАМ; сополимер акриламида и 2-акриламид-2-метилпропансульфоновой кислоты (acrylamide and 2-acrylamide-2-methylpropane sulfonic acid copolymer - РАМ-АМПС) и акриламид, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота, N-винил-2-

пирролидон (acrylamide, 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid, and N-vinyl-2-pyrrolidone - PAM-AMPS-NVP). Было замечено, что большее количество AMPS/акрилатных групп и большая молярная масса приводят к сокращению времени гелеобразования и большей прочности геля. Гели, сформированные с использованием групп NVP или тертого бентонита, имели большее время гелеобразования и лучшую прочность геля. Авторы также утверждают, что лучшая прочность геля была получена при использовании полимеров PAM-AMPS-NVP.

В Мексике успешно применялась система органически шитых полимеров, основанная на сополимере акриламида, т-бутилакрилата и полиэтиленмина. На сегодняшний день в Мексике с помощью этой системы было выполнено более 100 работ по решению таких проблем, как образование водяных конусов, высокопроницаемых зон. Эта система может проникать глубоко в пласт, обеспечивая более эффективное перекрытие воды. Базовый полимер системы представляет собой сополимер акриламида и т-бутилакрилата, высокоактивную жидкость с повышенной термостабильностью. В качестве сшивателя используется полиэтиленмин – высокоактивная жидкость, образующая прочные ковалентные связи с базовым полимером. Температурный диапазон системы составляет от 27 до 177 °C. Система успешно используется в промышленных условиях при температуре до 127 °C [28, 29].

Несмотря на успешное применение органических гелей, существует несколько ограничений в механизмах сшивки, на которые влияет сшивание во время закачки геля в пористую среду (низкий индукционный период гелеобразования и различные варианты деструкции) [30, 31].

Неорганические сшивающие агенты включают в себя в основном ионы различных многовалентных металлов, таких как хром (Cr(III)), алюминий (Al(III)), цирконий (Zr(IV)), железо (Fe(III)). Реакция сшивания НРАМ и Al^{3+} или Cr^{3+} происходит между отрицательно заряженными карбоксилатными группами НРАМ и гидратированным Al^{3+} [32, 33].

По сравнению с другими типами сшивателей [34], полученные хромовые гели имеют более широкое применение в различных пластовых условиях [35]. Эти полимерные гели, разработанные на основе неорганических (металлических) сшивателей, получили широкое распространение на нефтяных месторождениях благодаря более низкой стоимости [36–38].

Хром может встречаться как в органических, так и в неорганических соединениях, в зависимости от его химической формы и связей.

Хромовый сшивающий агент, по существу, представляет собой комплекс Cr(III)-лигандов.

Обычно используемые лиганды включают уксусную кислоту, пропионовую кислоту, малонат, лимонную кислоту, молочную кислоту и т. д. Органический хромовый сшивающий агент характеризуется более низкой токсичностью для человека, меньшим экологическим загрязнением и обладает улучшенной термохимической стабильностью.

Общепринятым механизмом образования органических сшивающих агентов хрома является теория лигандного обмена, предложенная Локхартом в 1994 г. [39]. Согласно этой теории, процесс гелеобразования заключается, по существу, в обмене между лигандами, образующими комплекс с Cr(III), и карбоксильными группами полимера (COO-).

Комплексообразование различных лигандов с Cr(III) – очень простой и эффективный способ продлить время гелеобразования. Однако в пластах при высокой температуре – более 120 °C, какой бы лиганд ни использовался, скорость его диссоциации от Cr(III) высокая [21].

В 1990 г. Сиданск запатентовал полимерно-гелевую систему с использованием НРАМ/Cr(III) ацетата [38]. Ацетатная группа имеет структуру, очень похожую на карбоксилатные группы полимера НРАМ. Поэтому ионы Cr(III) находятся под притяжением как ацетатного лиганда в комплексе, так и карбоксилатных групп на НРАМ. На рис. 6 показан механизм процесса сшивания сшивающего агента из ацетата хрома с полимером.

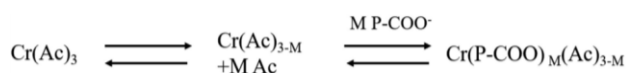


Рис. 6. Сшивка ацетата хрома и полимера [37]

Fig. 6. Chromium acetate and polymer crosslinking [37]

Содержание карбоксильных групп в смешанном растворе полимера и сшивателя ацетата хрома увеличивается с ростом концентрации полимера, что способствует конкуренции карбоксилатной группы на полимере и ацетатной группы на ацетате хрома за Cr(III). Прочность геля и время гелеобразования контролируются, и система может применяться в высокотемпературных резервуарах с 124 °C и выше. Высокомолекулярные полиакриламиды, в диапазоне от 5 до 20 миллионов MW, вводятся в концентрации от 3000 до 8500 ppm для глубокого размещения. Низкомолекулярные полиакриламиды, менее 500 MW, закачиваются в концентрациях от 30000 до 60000 ppm.

Янг и др. [40] разработали гели с использованием амфифильных полимеров с Cr(III) в качестве сшивателя (рис. 6), которые были использованы для перекрытия высокопроницаемых каналов с лучшей вяз-

ко-упругостью в пластах с высокой минерализацией (NaCl 80 г/л). Был использован гель с полимером 3 г/л и сшивателем 0,3 мас. %, который обеспечивает прочность геля при времени гелеобразования 4 ч с 93 % стабильностью объема геля до 60 дней. Несмотря на широкое применение и эффективности при повышении нефтеотдачи, данный реагент обладает рядом ограничений, в том числе склонностью к образованию предгелевых структур до формирования стабильной трехмерной гелевой системы.

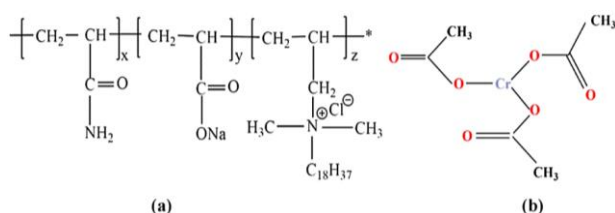


Рис. 7. Химическая структура (а) амфифильного полимера и (б) органического хрома [39]

Fig. 7. Chemical structure of (a) amphiphilic polymer and (b) organic chromium [40]

В 1988 г. Мумалла [41] изучил структуру образовавшегося комплекса с мольным соотношением 2:1 Al^{3+} и цитрата, которая показана на рис. 8. Два атома алюминия были соединены двумя гидроксильными группами. Для одного из Al три координационных пространства были заняты цитратом, а последнее – водой.

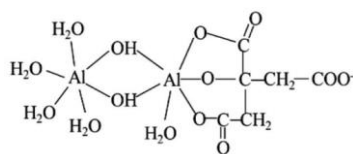


Рис. 8. Мольное соотношение 2:1 Al^{3+} и цитрата [42]

Fig. 8. Molar ratio of 2:1 of Al^{3+} and citrate [42]

Регулирование времени реакции сшивания достигается путём изменения состава цитрата алюминия, что обусловлено простотой и практичностью контроля данного параметра. В лабораторном эксперименте [42] представлено изучение существующих форм Al^{3+} в трех растворах цитрата алюминия при разной степени минерализации. Это позволило оценить влияние данного параметра на процесс сшивания НРАМ/ Al^{3+} . Установлено, что механизм реакции сшивания во всех трёх типах растворов остаётся одинаковым. Цитрат алюминия 1 – система с мольным соотношением цитрата и Al^{3+} 1:2. Цитрат алюминия 2 – система с мольным соотношением цитрата и Al^{3+} 1:1. Цитрат алюми-

ния 3 – система с мольным соотношением цитрата и Al^{3+} 2:1. При температуре 60 °С цитрат алюминия первого раствора подходит для диапазона минерализации 0–25 г/л, цитрат алюминия второго раствора – для диапазона минерализации 5–35 г/л, а цитрат алюминия третьего состава – для диапазона минерализации 20–50 г/л.

В работе [43] был создан эффективный полимерный гель, в котором использовался частично гидролизованный полиакриламидный полимер и сшивающие агенты CH_4N_2S (тиоцианат аммония)/дихромат калия ($K_2Cr_2O_7$). Раствор гелеобразователя состоял из $K_2Cr_2O_7$ (дихромата калия), CH_4N_2S (тиоцианат аммония), NaCl (хлорид натрия), где оптимальными условиями считались следующие: концентрация полимера – 8000 ppm; концентрация NaCl – 15000 ppm; CH_4N_2S – 5000 ppm и $K_2Cr_2O_7$ – 5000 ppm. Этот состав применяется для пластов высокой температуры – 80 °С и более. В табл. 3 представлено обобщение применения составов внутрипластового гелирования.

Коллоидно-дисперсные гели

Коллоидные дисперсионные гели используются для глубокой изоляции высокопроницаемых пород в нефтяных пластах. В состав закачиваемых гелей входят сшивающие агенты и низкие концентрации (ниже 1200 ppm) полимера, что позволяет получить медленно образующийся полужидкий гель. Поскольку гель образуется медленно, его можно закачивать глубоко в пласт [44].

При приготовлении CDG чаще всего используется частично гидролизованный полиакриламид. Время гелеобразования регулируется и может составлять от нескольких часов до нескольких недель. Скорость гелеобразования (сшивания) зависит от концентрации полимера, соотношения полимер: сшивающий агент, минерализации воды и температуры [45].

Для применения в промышленных условиях время гелеобразования должно составлять от нескольких часов до нескольких недель, чтобы оно происходило на значительном расстоянии от забоя скважины.

В качестве сшивателя обычно используется ион трехвалентного металла, чаще всего цитрат алюминия [46–48].

На месторождениях с минерализацией пластовой воды выше 5 г/л применение этих гелей невозможно. Установлен предельный уровень минерализации – 5 г/л, а также максимальная пластовая температура применения – до 90 °С [49]. Однако в отдельных случаях сообщалось об успешном применении при температуре до 94,4 °С [45, 47].

Некоторые параметры, которые необходимо учитывать при обработке для CDG, представлены в табл. 4.

Таблица 3. Обобщённые результаты практического и эффективного применения составов внутривластового гелирования

Table 3. Generalized results of practical and effective application of in-situ gelation compositions

Краткое описание состава композиции Summary of the composition	Применение Application	Полученные результаты Results obtained	Год Year
Состав состоял из полиакриламида, гидрохинона и гексаметилентетрамина [26] Composition consisted of polyacrylamide, hydroquinone and hexamethylenetetramine	Применение в промышленных условиях Field application	Обводненность снизилась на 60 % Water cut reduced by 60%	1996
Состав, содержащий формальдегид, сульфит натрия и резорцинол [25] Composition containing formaldehyde, sodium sulfite and resorcinol [25]	Лабораторное исследование Laboratory investigation	Прочные и стабильные гели при температуре от 25 до 52°C в диапазоне pH от 5 до 8,0 Strong and stable gels at 25–52°C in the pH range of 5 to 8.0	2000
Состав состоял из акриламида, т-бутилакрилата и полиэтиленimina [29] Composition consisted of acrylamide, t-butyl acrylate and polyethylenimine [29]	Применение в промышленных условиях Field application	Постоянная обводненность на уровне 11 % Constant water cut at the level of 11%	2009
Состав на основе полиакриламида и метилпропансульфоновой кислоты [27] Composition based on polyacrylamide and methylpropanesulfonic acid [27]	Лабораторное исследование Laboratory investigation	Образование геля с длительной устойчивостью (3–6 месяцев) при температуре 90 °C Gel formation with long-term stability (3–6 months) at 90°C	2019
Состав на основе хрома и амфифильных полимеров [40] Composition based on chromium and amphiphilic polymers [40]		Прочность геля формируется при времени гелеобразования 4 часа, при этом его стабильность сохраняется до 60 дней Gel strength is formed at a gel time of 4 h with gel stability up to 60 days	2019
Состав на основе полиакриламида и алюминия [42] Polyacrylamide and aluminum-based composition [42]		Система применяется в диапазоне солёности 5–35 и 20–50 г/л при температуре 60 °C System is used in the salinity range of 5–35 and 20–50 g/l at 60°C	2019
Композиция состояла из полиакриламида, тиоцианата аммония и дихромата калия [43] Composition consisted of polyacrylamide, ammonium thiocyanate and potassium dichromate [43]		Установлено применение состава для пластов с температурой 80 °C и выше Application of the composition for reservoirs with temperature of 80°C and above is established	2022

Таблица 4. Параметры при обработке для CDG [50, 51]

Table 4. Parameters during processing for CDG [50, 51]

Концентрация при обработке Concentration during treatment, ppm	250–1200
Соотношение полимер:сшивающий реагент Polymer:crosslinking agent ratio	20:1–80:1
Максимальное давление закачки, атм Maximum injection pressure, atm	50–150
Объём закачки, м³/скв/Injection volume, m³/well	1600–104000

В статье [50] описаны другие ключевые аспекты внедрения метода закачки коллоидного геля на нефтяных скважинах.

В промысловых условиях применение CDG может обеспечить значительные экономические преимущества, поскольку требуются низкие концентрации химических веществ.

Эффективность применения этих гелей реализовалась на месторождениях в Китае, США, Аргентине и Колумбии [52, 53].

Было проведено пилотное испытание [46], которое было признано успешным. Сообщалось о снижении обводненности на 19,8 % и увеличении нефтеотдачи на 10,5 %. Система CDG состояла из частично НРАМ с MW в диапазоне от 8 до 17 миллионов дальтонов и цитрат алюминия для сшивания. Затраты на химикаты составили 2,72 доллара за баррель дополнительной нефти. Сообщалось об успешном использовании

CDG в 22 из 29 промышленных проектов, реализованных в регионе Скалистых гор в США.

В Вьетнаме, несмотря на значительную добычу нефти, освоение технологии нефтепереработки остается недостаточным [54].

Стоит отметить, что недостатки коллоидных дисперсных гелей также включают разрушение структуры частиц при механическом воздействии, таком как действие насосных агрегатов и высокая скорость закачки, а также при взаимодействии с ионами пластовой воды. Также отмечается, что гелевая система CDG очень чувствительна к pH и температуре, поэтому её нельзя закачивать глубоко в пласты с жесткими термобарическими условиями. В табл. 5 представлено обобщение применения коллоидно-дисперсных гелей.

Предварительно сшитые гели

Гель из предварительно сформированных частей, также называемый PPG, состоит из сшитых частиц полиакриламида. В присутствии воды гелевые частицы способны набухать, увеличиваясь в объёме в сотни раз по сравнению со своим первоначальным размером, что обусловлено наличием гидрофильных групп в их структуре (–COOH и –CONH₂) [56, 57]. Согласно иллюстрации на рис. 9, высушенные частицы PPG (a) после контакта с водой набухают до состояния (b), поэтому PPG является одним из видов суперабсорбирующих полимеров [57].

Таблица 5. Обобщённые результаты практического и эффективного применения коллоидно-дисперсных гелей

Table 5. Summarized results of practical and effective application of colloidal dispersed gels

Краткое описание состава композиции Summary of the composition	Применение Application	Полученные результаты Results obtained	Год Year
Состав на основе полиакриламида и цитрата алюминия [55] Composition based on polyacrylamide and aluminum citrate [55]	Лабораторное исследование Laboratory investigation	Вязкость растворов полимеров уменьшалась с течением времени в течение 3 недель; растворы приготовлены при концентрации полимера 300 ppm Viscosity of the polymer solutions decreased with time over a period of three weeks; solutions were prepared at a polymer concentration of 300 ppm	1998
Состав на основе полимера с цитратом алюминия [45] Polymer-based composition with aluminum citrate [45]	Применение в промышленных условиях Field application	Прирост извлечения нефти варьируется от 1,3 до 18,2 % Increased oil recovery, ranging from 1.3 to 18.2%	1985–1993
Состав на основе полимера с цитратом алюминия [52] Polymer-based composition with aluminum citrate [52]	Применение в промышленных условиях Field application	Было извлечено 37 % нефти; 37% of the oil was recovered.	2000
Состав на основе полиакриламида с цитратом алюминия [46] Composition based on polyacrylamide with aluminum citrate [46]	Пилотные испытания Pilot tests	Обводненность снизилась на 19,8 %, нефтеотдача увеличилась на 10,5 % Water cut decreased by 19.8% and oil recovery increased by 10.5%	2006
Состав на основе полиакриламида и хрома [53] Polyacrylamide- and chromium-based composition [53]	Применение в промышленных условиях Field application	Дополнительное извлечение нефти составило 62000 м ³ Additional oil recovery was 62000 m ³	2014

В отличие от внутрипластовых полимерных гелей и коллоидных дисперсионных гелей, набухающие PPG более термостабильны в воде с высокой соленостью, то есть при замешивании на воде с высокой соленостью получают более прочные гели, по сравнению с замешиванием на воде с низкой минерализацией.



(а) Высушенные частицы (б) Набухшие частицы

Рис. 9. Изображения PPG до (а) и после набухания (б) [58]

Fig. 9. PPG images before (a) and after swelling (b) [58]

Обобщённо PPG имеют следующие характеристики: термическая стабильность – более 1 года при температуре ниже 140 °C (284 °F); прочность регулируемая; коэффициент набухания в пластовой воде от 1 до 100 раз относительно первоначального размера; большинство PPG стойкие ко всем видам пластовых вод различной минерализации и размеры PPG могут быть регулируемы от 10 мкм до нескольких сантиметров.

Предварительно сформированные гели изготавливаются на поверхности с помощью сшивки, а затем закачиваются в пласт [59].

Бай и др. [60] впервые разработали гель из PPG, который был эффективно применен для контроля добычи воды на нефтяном месторождении Дацин в Китае, где в скважину был закачан большой объем суспензии PPG с концентрацией 2–2,5 г/л и размером частиц 0,06–3,0 мм. К настоящему времени на большинстве нефтяных месторождений Китая с использованием PPG или их сочетания с другими гелями было обработано около 2000 скважин, охватывающих как терригенные, так и карбонатные коллекторы температурой от 20 до 110 °C и соленостью пластовой воды от 2 до 280 г/л. Масса PPG на обработку скважины колебалась от 8 до 40 т, а концентрация – от 1 до 5 г/л [61].

PPG можно использовать для выравнивания профиля приемистости в коллекторах с небольшими трещинами или каналами высокой проницаемости. Однако следует отметить, что PPG нельзя закачивать в пористые среды без высокопроницаемых трещин и каналов.

PPG, приготовленные с массовым соотношением АМ (акриламид), DA (N,N-диметилакриламид) и АМPS (2-акриламид-2-метилпропансульфоновая кислота) 2:1:2, показали хорошую стабильность при высокой температуре – 145 °C, и минерализации хлорида натрия (NaCl) 225 г/л. Однако химическая структура сшивающего агента играет важную роль для термостойкости полимерных гелей. Когда,

например, N,N'-метиленадиакриламид (МВА) используется в качестве сшивающего агента, амидные группы начинают разрушаться при температуре выше 100 °С и могут быть полностью повреждены при 150 °С, а растворимость полимерного геля увеличивается. Хлорид тетрааллиламмония (ТААС) лучше использовать в качестве сшивающего агента при температурах более 150 °С. Каждая молекула ТААС может образовывать два пятивариантных типа соединения через реакцию взаимодействия в процессе полимеризации, что может значительно улучшить структурную прочность и термостойкость геля [62].

В работах [63, 64] проанализированы различия в структурных изменениях МВА и ТААС при повышении температуры. При повышении температуры 3D-структура гидрогеля, сшитого с помощью ТААС, остается в стабильном состоянии в течение длительного времени. Даже если одна из четырех связей C-N разрушается при повышенной температуре, на абсорбцию воды это не влияет.

Ленджи и другие в [65] установили, что PPG обладает достаточной способностью к набуханию при температуре 100 °С и может эффективно изолировать высокопроницаемые каналы для блокировки потока воды.

На месторождениях России, в Западной Сибири, выделилась полимерно-гелевая система «РИТИН-10» [66], которая представляет собой состав высокомолекулярного полиакриламида (ПАА), подвергнутого модификации с использованием ионизирующего излучения (гамма-лучей). В результате этой обработки происходит формирование новых химических связей между молекулами ПАА, и образуются сшитые структуры, которые не растворяются в воде, но способны к набуханию в ней. Такой процесс позволяет обойтись без применения химических сшивателей.

В низкотемпературных (от 25 до 30 °С) месторождениях из-за отсутствия гидролитических процессов в полиакриламиде указанные композиции проявляют значительно меньшую степень набухаемости. Дополнительно процесс набухания подавляется увеличенным содержанием солей в пластовой воде. В Пермском крае при температуре пласта от 25 до 30 °С и при минерализации воды от 240 до 260 г/л данные технологии не показали эффективность [67]. Следует отметить, что на месторождениях России (конкретно в Западной Сибири) к настоящему времени имеется ограниченный опыт применения сшитых полимерных составов [68, 69].

PPG подразделяются на микрогели и макрогели. Их сравнительный анализ можно рассмотреть в табл. 6.

На рис. 10 можно увидеть структурное различие между макро- и микрогелями.

Таблица 6. Сравнительный анализ микрогеля и макрогеля [15]

Table 6. Comparative analysis of microgel and macrogel [15]

Параметр Parameter	Микрогель Microgel	Макрогель Macrogel
Проницаемость в пласте, мкм ² Permeability in the formation, μm ²	0,1–0,5	>0,5
Размер частиц, мкм Size of the particles themselves, μm	0,1–50	От 50 мкм до 1 см From 50 μm to 1 cm
Синтез Synthesis	Процесс синтеза – в обратной эмульсии Synthesis is in reverse emulsion	Однородный Homogeneous
Зона воздействия Exposure area	Удаленная зона пласта (УЗП) Remote formation zone (RZP)	Призабойная зона пласта (ПЗП) Bottomhole formation zone (BFZ)

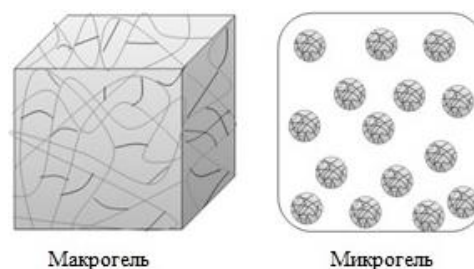


Рис. 10. Структурное различие между макрогелями и микрогелями [64]

Fig. 10. Structural difference between macrogels and microgels [64]

Микрогели

В 1999 г. микрогели были впервые представлены под брендом STARPOL в форме частиц из полимерного геля, созданного на основе акриламида и лактата циркония [70, 71].

Поскольку размер частиц макрогелей значительно превышает размер частиц микрогелей, их применение для закачки в пласт ограничено. Для воздействия на удаленную зону и формирования более глубоко проникающего экрана были разработаны микрогели [72, 73]. Такие гели обладают высокой устойчивостью к механическим, термическим и химическим воздействиям [74], а также способны селективно изменять характеристики относительной проницаемости для воды.

Таким образом, закачанные микрогелевые системы могут блокировать высокопроницаемые пропластки и направлять поток закачиваемой воды в менее проницаемые зоны, что способствует извлечению дополнительной нефти. Этот вид гелей подразделяют на две категории: микросферы и термически активированные микрочастицы.

Микросферы

Размер частиц полимерных микросфер, используемых в нефтяной промышленности, составляет от наноразмерного до микронного масштаба, и его можно регулировать [75]. Полимерные микросферы достаточно легко диспергируются в воде, образуют дисперсную систему [76] и обладают свойством набухания в воде благодаря своей пространственной структуре [77, 78].

Микросферы могут быть приготовлены из акриламида, смешанного с N,N'-метилendiакриламидом в качестве сшивающего агента и персульфатом аммония в качестве инициатора. Затем этот раствор постепенно распределяют по нефти при температуре реакции от 60 до 80 °C [79]. Через некоторое время (около 30 мин) смесь охлаждают, масляную фазу отделяют и удаляют, а микросферы собирают. Эти микросферы размером от нанометров до микрометров могут быть закачаны в пласт [80, 81].

В работе [82] выявлен состав микросфер, который был эффективно использован на месторождении для увеличения добычи нефти. Для формирования микросфер использовались акриламид, персульфат аммония и N,N'-метилен-бисакриламид. Микросферы стабильны при температуре 79 °C в течение 5 месяцев и выдерживают минерализацию 20000 ppm. Они могут расширяться в воде до пяти раз и обладают хорошими эластичными свойствами.

Ху и др. в своем эксперименте [83] усовершенствовали новый метод получения микросфер, используя двойную структуру сшивающих агентов, состоящую из акриламида, 2-акриламида-2-метилпропансульфоновой кислоты. Вязкость определяли для различных солей и N,N'-метиленакриламида в качестве нелабильных сшивающих мономеров и поли-этиленгликоль диакрилата в качестве прочного сшивающего мономера. Вязкость определяли для различной минерализации (30–100 г/л) при температуре 65 °C. Результаты показали, что способность набухания микрогеля с двойной сшивкой не чувствительна к солености, а вязкость раствора может увеличиваться до определенной степени с максимальным значением 18 мПа·с.

Термически активированные микрочастицы

Потокоотклоняющие технологии, использующие термически активированные микрочастицы, находящиеся в стадии разработки и промысловых испытаний, основаны на расширении термочувствительных микрочастиц, которые могут быть использованы для создания блокирующего эффекта при изменении температуры в нефтяном пласте. Когда частицы достигают области повышенных температур в резервуаре, происходит распад нестабильного сшивателя, и освобождаются ограничения на молекулу(ы) полимера в частице, что позволяет поглощать

воду и восстанавливать равновесие, увеличивая размер частиц, которые обеспечивают сопротивление потоку жидкости в пористой среде [84].

В исследовании [78] успешно разработан новый состав на основе диоксида кремния (SiO₂) и поверхностно-активного вещества (ПАВ), эффективный в температурном диапазоне от 60 до 100 °C и общей минерализации 52 мг/л, Ca²⁺ – 3308 мг/л и Mg²⁺ – 1820 мг/л. Результаты лабораторных исследований показали, что композитный полимерный гель обладает хорошей термостойкостью в течение длительного времени при оптимальной концентрации. В том числе после проведенного литературного обзора излагается, что одной из крупнейших задач нефтегазовой промышленности является решение проблемы термической стабильности путем применения термических активированных микрочастиц.

Объемные (макрогели) гели

Предварительно сформированные объемные гели изучались в основном для изоляции трещин и пустот [85, 86]. Макрогели обычно скапливаются в порах проницаемых каналов, поскольку их вязкость достаточно высока, и часто не распространяются через пористые среды, что в конечном итоге приводит к защите потенциальной продуктивной зоны нефтяного пласта. Широко используются на китайских нефтяных месторождениях [11].

В [87] разработан новый тип PPG для повышения нефтеотдачи, где устойчивость к температуре и долгосрочная стабильность улучшаются при использовании наноматериалов. Новый PPG синтезировали путем свободно радикальной полимеризации. Композиция состояла из акриламида и натриевой соли мономера 2-акриламида-2-метил-1-пропансульфоновой кислоты, которые смешивались в дистиллированной воде. В табл. 7 представлено обобщение применения предварительно сшитых гранулированных гелей.

Заключение

В ходе проведенного обзора по применению сшитых полимерных композиции для повышения нефтеотдачи были сделаны следующие выводы:

1. Рассмотренные в статье сшитые полимерные гели применяются на месторождениях с пластовой температурой от 25 до 150 °C, проницаемостью от 0,03 до 5 мкм² и приемистостью нагнетательных скважин от 150 до 1000 м³/сут в терригенных и карбонатных коллекторах.
2. Для повышения нефтеотдачи широко применяются синтетические полимеры и биополимеры. Наиболее распространенным синтетическим полимером является гидролизированный полиакриламид, а среди биополимеров широко известна ксантановая камедь.

Таблица 7. Обобщённые результаты практического и эффективного применения предварительно сшитых гранулированных гелей

Table 7. Summarized results of practical and effective application of pre-crosslinked granular gels

Краткое описание состава композиции Summary of the composition	Применение Application	Полученные результаты Results obtained	Год Year
Состав включал в себя основу полиакриламида [66] Composition included a polyacrylamide base [66]	Применение в промышленных условиях Field application	Дополнительная добыча нефти на каждой скважине составила 1046 т Additional oil production at each well was 1046 t	2002–2005
Композиция состояла из акриламида, персульфата аммония и N,N'-метилден-бисакриламида [82] Composition consisted of acrylamide, ammonium persulfate and N,N'-methylene bisacrylamide [82]	Лабораторное исследование Laboratory investigation	Результаты экспериментов показали, что эти микросферы стабильны в растворах с 20000 ppm при температуре 79 °C Experimental results showed that these microspheres are stable in solutions with 20000 ppm at 79°C	2011
Композиция состояла из акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты и 1-винил-2-пирролидинона [83] Composition consisted of acrylamide, 2-acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid and 1-vinyl-2-pyrrolidinone [83]		Результаты эксперимента показали, что микросферы обладают высокой термической стабильностью и могут существовать в водном растворе при температуре 120 °C в течение 19 дней Experimental results showed that the microspheres have high thermal stability and can exist in aqueous solution at 120 °C for 19 days	2014
Композиция состояла из полиакриламида и наногидрата нитрата алюминия [65] Composition consisted of polyacrylamide and aluminum nitrate nanohydrate [65]		Результаты испытаний показали, что PPG снижает количество воды на 30–65 % Test results have shown that PPG reduces water by 30–65%	2018
Композиция состояла из амфифильного полимера, резорцинола/гексаметиленetetрамина и диоксида кремния [78] Composition consisted of an amphiphilic polymer, resorcinol/hexamethylenetetramine and silicon dioxide [78]		Композитный гель также показал высокую термическую стабильность при 60 °C в течение 90 дней Composite gel also showed high thermal stability at 60°C for 90 days	2018
Композиция состояла из акриламида и мономера натриевой соли 2-акриламидо-2-метил-1-пропансульфоновой кислоты [87] Composition consisted of acrylamide and a monomer of the sodium salt of 2-acrylamido-2-methyl-1-propanesulfonic acid [87]		Применяется для пластов с температурой более 60 °C Applicable for reservoirs with temperatures above 60°C	2020

3. Сшитые полимерные композиции можно разделить на гели с внутрипластовым гелированием, коллоидно-дисперсные гели и предварительно сшитые гранулированные гели. Каждый тип имеет свои особенности и применяется в зависимости от конкретных условий месторождения.
4. В составе полимерных гелей с внутрипластовым гелированием используются как неорганические, так и органические сшиватели. Наиболее часто применяемым неорганическим сшивателем являются реагенты, содержащие хром, а среди органических сшивателей широко используется фенол-формальдегид. В зависимости от состава композиции, сшивка полимеров происходит при температуре от 25 до 150 °C и при минерализации до 80 г/л.
5. В коллоидно-дисперсных составах чаще всего используется частично гидролизированный полиакриламид, а в качестве сшивателя наиболее часто применяется цитрат алюминия. Эти гели эффективно используются при минерализации на уровне 5 г/л и при пластовой температуре до 90 °C.
6. Предварительно сшитые гранулированные гели изготавливаются из полиакриламида и сшивающих реагентов, подразделяются на микрогели (микросферы и термически активированные микрочастицы) и макрогели. В качестве сшивателя применяется N,N'-метилдендиакриламид. Составы могут использоваться при пластовой температуре от 20 до 140 °C при минерализации пластовой воды от 2 до 280 г/л.
7. Перспективными являются гели на основе полиакриламида различных модификаций с использованием сшивателей внутрипластового гелирования. Дальнейшие исследования будут направлены на разработку собственной композиции, а также на расширение области её применения в различных геолого-физических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Okeke T., Lane R. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding, polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel // Society of Petroleum Engineers

- Western Regional Meeting. – California, 19–23 March, 2012. – Texas, Texas A&M University. Publ., 2012. – P. 323–336. DOI: 10.2118/153740-MS.
2. Investigation of the selectivity of the water shutoff technology / V. Duryagin, T. Nguyen Van, N. Onegov, G. Shamsutdinova // *Energies*. – 2022. – Vol. 16. – P. 366. DOI: 10.3390/EN16010366.
 3. Dvoynikov M., Kuchin V., Mintshev M.S. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – Vol. 247. – P. 57–65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7.
 4. Ковальчук Т.Н., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Методика расчета дополнительной накопленной добычи нефти после применения технологии выравнивания профиля приемистости // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 131–139. DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3588.
 5. Rogachev M.K., Mukhametshin V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in jurassic deposits of western Siberia // *Journal of Mining Institute*. – 2019. – Vol. 240. – P. 711–715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.
 6. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – P. 8300. DOI: 10.3390/EN15218300.
 7. Multi-criteria decision-making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / Z. Wei, S. Zhu, X. Dai, X. Wang, I. Raupov // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 2751–2758. DOI: 10.1016/J.EGYR.2021.05.002.
 8. Injection of gelling systems to a layered reservoir for conformance improvement / K. Fedorov, A. Shevelev, A. Gilmanov, A. Arzhylovskiy, D. Anuriev, I. Vidysh, N. Morozovskiy // *Gels*. – 2022. – Vol. 8. – P. 621. DOI: 10.3390/GELS8100621.
 9. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for oil well killing in conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – Vol. 251. – P. 667–677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6.
 10. Raupov I., Shagiakhmetov A. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume // *International Journal of Civil Engineering and Technology*. – 2019. – Vol. 10. – P. 493–509. URL: <http://www.iaeme.com/ijciat/issues.asp?JType=IJCIET&VType=10&IType=02> (дата обращения 07.05.2024).
 11. Liu Y., Bai B., Shuler P.J. Application and development of chemical-based conformance control treatments in China oil fields // *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. – Oklahoma, 17–21 April 2006. – P. 434–443. DOI: 10.2118/99641-MS.
 12. Practical application of flow diversion techniques for development of fractured carbonate reservoirs / A. Chorniy, I. Khodakov, D. Popov, I. Tkachev et al. // *Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – Moscow, 22–24 October 2019. DOI: 10.2118/196855-MS.
 13. Shagiakhmetov A., Yushchenko S. Substantiation of in situ water shut-off technology in carbonate oil reservoirs // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – P. 5059. DOI: 10.3390/EN15145059.
 14. Implementation of water treatment processes to optimize the water saving in chemically enhanced oil recovery and hydraulic fracturing methods / C. Zhang, X. Long, X. Tang, A. Lekomtsev, G. Korobov // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 1720–1727. DOI: 10.1016/J.EGYR.2021.03.027.
 15. Анализ мирового опыта применения технологий выравнивания профилей приемистости на основе сшитых полимерных гелей / Ю.А. Кетова, С.В. Галкин, А.С. Вотинов, В. Канг, Х. Янг // *Нефтегазовое и горное дело*. – 2020. – Т. 20. – № 2. – С. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5.
 16. Синтез и свойства модифицированной ксантановой камеди / И.И. Осовская, А.М. Бородина, А.В. Курзин, В.И. Рошин // *Химия растительного сырья*. – 2021. – № 4. – С. 95–104. DOI: 10.14258/jcrpm.2021049525.
 17. Bai B., Zhou J., Yin M. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // *Petroleum Exploration and Development*. – 2015. – Vol. 42. – P. 525–532. DOI: 10.1016/S1876-3804(15)30045-8.
 18. Polymer-nanosilica-assisted to evaluate oil recovery performances in sandstone reservoirs / G. Fan, M. Li, X. Chen, A. Palyanitsina, A. Timoshin // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 2588–2593. DOI: 10.1016/J.EGYR.2021.04.047.
 19. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review // *Energy and Fuels*. – 2017. – Vol. 31. – P. 13063–13087. DOI: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.7B02897.
 20. Неклеа Р.С., Морозюк О.А. Цифровое моделирование потокооклоняющих 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.
 21. A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes / M. Abdulkali, C. Huh, K. Sepehrmoori, M. Delshad, A. Varavei // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 122. – P. 741–753. DOI: 10.1016/J.PETROL.2014.06.034.
 22. Synthesis and application of water-soluble phenol-formaldehyde resin crosslinking agent / Z. Wang, S. Gao, J. You, J. Yu, T. Jiang et al. // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – Bangkok, 10–12 March 2017. – P. 012150. DOI: 10.1088/1755-1315/61/1/012150.
 23. Gelation behavior study of a resorcinol-hexamethyleneteramine crosslinked polymer gel for water shut-off treatment in low temperature and high salinity reservoirs / Y. Sun, Y. Fang, A. Chen, Q. You, C. Dai, R. Cheng, Y. Liu // *Energies*. – 2017. – Vol. 10. – P. 913. DOI: 10.3390/EN10070913.
 24. Effect of different phenolic compounds on performance of organically cross-linked terpolymer gel systems at extremely high temperatures / D. Zhu, J. Hou, X. Meng, Z. Zheng, Q. Wei, Y. Chen, B. Bai // *Energy and Fuels*. – 2017. – Vol. 31. – P. 8120–8130. DOI: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.7B01386.
 25. Permeability modification with sulfomethylated resorcinol-formaldehyde gel system / Y. Zhuang, S. Pandey, C.S. McCool, G.P. Willhite // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2000. – Vol. 3. – P. 386–393. DOI: 10.2118/66045-PA.
 26. Hutchins R.D., Dovan H.T., Sandiford B.B. Field applications of high temperature organic gels for water control // *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. – 1996. – Vol. 2. – P. 419–426. DOI: 10.2118/35444-MS.
 27. Influence of polymer structure on the gelation kinetics and gel strength of acrylamide-based copolymers, bentonite and polyethylenimine systems for conformance control of oil reservoirs / F. Tessarolli, S. Souza, A. Gomes, C. Mansur // *Journal of Applied Polymer Science*. – 2019. – Vol. 136. – P. 47556. DOI: 10.1002/APP.47556.

28. Organically crosslinked polymer system for water reduction treatments in Mexico / J. Vasquez, I. Jurado, A. Santillan, R. Hernandez // Society of Petroleum Engineers – 1st International Oil Conference and Exhibition. – Mexico, 31 August–2 September 2006. – P. 924–931. DOI: 10.2118/104134-MS.
29. Successful combination of an organically crosslinked polymer system and a rigid-setting material for conformance control in Mexico / C. Deolarte, J. Vasquez, E. Soriano, A. Santillan // SPE Production & Operations. – 2009. – Vol. 24. – P. 522–529. DOI: 10.2118/112411-PA.
30. pH sensitive polymers for novel conformance control and polymerflood applications / S. Choi, M. Sharma, C. Huh, S. Bryant // Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Texas, 20–22 April 2009. – P. 758–780. DOI: 10.2118/121686-MS.
31. Eoff L., Dalrymple D., Everett D. Global field results of a polymeric gel system in conformance applications // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 3–6 October 2006. – P. 280–285. DOI: 10.2118/101822-MS.
32. Pu J., Geng J., Bai B. Effect of the chromium ion diffusion in polyacrylamide/chromium acetate gelation system with surrounding water on gelation behavior // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 1067–1076. DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.08.014.
33. Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate / A. Al-Assi, G. Willhite, D. Green, C. McCool // SPE Journal. – 2009. – Vol. 14. – P. 450–461. DOI: 10.2118/100049-PA.
34. Effects of cyclodextrin polymer on the gelation of amphiphilic polymer in inclusion complex / H. Zhang, H. Yang, B. Zhou, X. Li, H. Zhao et al. // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – Vol. 305. – P. 112850. DOI: 10.1016/J.MOLLIQ.2020.112850.
35. Никитин М.Н., Петухов А.В. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекторах // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 143–153. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17998412> (дата обращения 16.05.2024).
36. Moradi-Araghi A. A review of thermally stable gels for fluid diversion in petroleum production // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – Vol. 26. – P. 1–10. DOI: 10.1016/S0920-4105(00)00015-2.
37. The advances of organic chromium-based polymer gels and their application in improved oil recovery / H. Zhang, H. Yang, B. Sarsenbekuly, M. Zhang, H. Jiang, W. Kang, S. Aidarova // Advances in Colloid and Interface Science. – 2020. – Vol. 282. – P. 102214. DOI: 10.1016/J.CIS.2020.102214.
38. Sydansk R.D. A newly developed chromium(III) gel technology // SPE Reservoir Engineering. – 1990. – Vol. 5. – P. 346–352. DOI: 10.2118/19308-PA.
39. Lockhart T.P. Chemical properties of chromium/polyacrylamide gels // SPE Advanced Technology Series. OnePetro. Milan – 1994. – V. 2. – P. 199–205. DOI: 10.2118/20998-PA.
40. Experimental research on amphiphilic polymer/organic chromium gel for high salinity reservoirs / H. Yang, M. Iqbal, Z. Lashari, C. Cao, X. Tang, W. Kang // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2019. – Vol. 582. – P. 123900. DOI: 10.1016/J.COLSURFA.2019.123900.
41. Mumallah N.A. Chromium (III) propionate: a crosslinking agent for water-soluble polymers in hard oilfield brines // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3. – P. 243–250. DOI: 10.2118/15906-PA.
42. Zhang L., Khan N., Pu C. Influence of salinity on the properties of the different HPAM/Al³⁺ systems // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles. – 2019. – Vol. 74. – P. 37. DOI: 10.2516/OGST/2019011.
43. Sharma P., Kudapa V.K. Study on the effect of cross-linked gel polymer on water shutoff in oil wellbores // Materials Today: Proceedings. – 2022. – Vol. 48. – P. 1103–1106. DOI: 10.1016/J.MATPR.2021.07.506.
44. Smith J.E. Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Texas, 14–17 February 1995. DOI: 10.2118/28989-MS.
45. Mack J.C., Smith J.E. In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Oklahoma, 17–20 April 1994. DOI: 10.2118/27780-MS.
46. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field / H. Chang, X. Sui, L. Xiao, Z. Guo, Y. Yao, Y. Xiao, G. Chen, K. Song, J. Mack // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2006. – Vol. 9. – P. 664–673. DOI: 10.2118/89460-PA.
47. Fielding R.C., Gibbons D.H., Legrand F.P. In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of north rainbow ranch unit // Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – 1994. – Vol. 1. – P. 433–444. DOI: 10.2118/27773-MS.
48. Performance and evaluation methods of colloidal dispersion gels in the daqing oil field / X. Lu, K. Song, J. Niu, F. Chen // Proceedings of the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management. – Yokohama, 25–26 April 2000. – P. 615–625. DOI: 10.2118/59466-MS.
49. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing / J. Coste, Y. Liu, B. Bai, Y. Li, P. Shen, Z. Wang, G. Zhu // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Oklahoma, 3–5 April 2000. DOI: 10.2118/59362-MS.
50. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review / E. Manrique, S. Reyes, J. Romero, N. Aye, M. Kiani, W. North, C. Thomas, M. Kazempour, M. Izadi, A. Roostapour // Society of Petroleum Engineers – SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2014: Driving Integrated and Innovative EOR. – Oman, March 31–April 2 2014. – P. 476–488. DOI: 10.2118/169705-MS.
51. Khamees T., Flori R. Investigating the propagation of the colloidal dispersion gel (CDG) in thick heterogeneous reservoirs using numerical simulation // American Journal of Science, Engineering and Technology. – 2019. – Vol. 4. – P. 1–17. DOI: 10.11648/j.ajset.20190401.11.
52. Smith J., Liu H., Guo Z. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for Daqing oil field // SPE/AAPG Western Regional Meetings. – California, 19–22 June 2000. – P. 533–545. DOI: 10.2118/62610-MS.
53. CDG in a heterogeneous fluvial reservoir in Argentina: pilot and field expansion evaluation / D. Diaz, N. Saez, M. Cabrera, E. Manrique, J. Romero, M. Kazempour, N. Aye // Society of Petroleum Engineers – SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. – Malaysia, 11–13 August 2015. – P. 1526–1538. DOI: 10.2118/174704-MS.
54. Nguyen M., Ponomarenko T., Nguyen N. Energy transition in Vietnam: a strategic analysis and forecast // Sustainability. – 2024. – Vol. 16. – P. 1969. DOI: 10.3390/SU16051969.

55. Experimental study of the gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate colloidal-dispersion gel system / R. Ranganathan, R. Lewis, C. McCool, D. Green, G. Willhite // SPE Journal. – 1998. – Vol. 3. – P. 337–343. DOI: 10.2118/52503-PA.
56. Imqam A., Wang Z., Bai B. Preformed-particle-gel transport through heterogeneous void-space conduits // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22. – P. 1437–1447. DOI: 10.2118/179705-PA.
57. Sun X., Bai B. Dehydration of polyacrylamide-based super-absorbent polymer swollen in different concentrations of brine under CO₂ conditions // Fuel. – 2017. – Vol. 210. – P. 32–40. DOI: 10.1016/J.FUEL.2017.08.047.
58. Bai B., Wei M., Liu Y. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology // SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. – 2013. – P. 506–522. DOI: 10.2118/164511-MS.
59. Nanoparticle stabilized CO₂ foam: effect of different ions / J. San, S. Wang, J. Yu, R. Lee, N. Liu // SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings. – Oklahoma, 11–13 April 2016. DOI: 10.2118/179628-MS.
60. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications / B. Bai, L. Li, Y. Liu, H. Liu, Z. Wang, C. You // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – Vol. 10. – P. 415–422. DOI: 10.2118/89389-PA.
61. Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion / B. Bai, F. Huang, Y. Liu, R. Seright, Y. Wang // Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – 2008. – Vol. 3. – P. 1438–1455. DOI: 10.2118/113997-MS.
62. Synthesis and swelling behavior of a high temperature-resistant superabsorbent / W. Wu, T. Chen, X. Wang, L. Li, R. Wu, X. Zhang // Journal of Polymer Materials. – 2015. – Vol. 32. – Iss. 4. – P. 361.
63. Preparation and swelling behaviors of a high temperature resistant superabsorbent using tetraallylammonium chloride as crosslinking agent / X. Zhang, X. Wang, L. Li, S. Zhang, R. Wu // Reactive and Functional Polymers. – 2015. – Vol. 87. – P. 15–21. DOI: 10.1016/J.REACTFUNCTPOLYM.2014.12.006.
64. Progress of polymer gels for conformance control in oilfield / W. Kang, X. Kang, Z. Lashari, Z. Li, B. Zhou, H. Yang, B. Sarsenbekuly // Advances in Colloid and Interface Science. – 2021. – Vol. 289. – P. 102363. DOI: 10.1016/J.CIS.2021.102363.
65. Experimental study of swelling and rheological behavior of preformed particle gel used in water shutoff treatment / M. Lenji, M. Haghsheenasfard, M. Sefti, M. Salehi, A. Heidari // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 169. – P. 739–747. DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.06.029.
66. Идиллятуллин А.Р. РИТИН-10: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 54–58.
67. Галкин С.В., Рожкова Ю.А. Анализ опыта применения предварительно сшитых полимерных гелей при разработке высокообводненных эксплуатационных объектов в условиях низкотемпературных нефтяных пластов // Записки Горного института. – 2024. – Т. 265. – С. 55–64.
68. Testing of preformed particles polymer gel technology on core filtration models to limit water inflows / Y. Ketova, B. Bai, G. Khizhnyak, E. Gladkikh, S. Galkin // Journal of Mining Institute. – 2020. – Vol. 241. – P. 91–96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91.
69. Sun D., Tananykhin D., Saychenko L. An environmental study on reorganizing the reservoir pressure maintenance system for western Siberia oil fields // Ekoloji. – 2018. – Vol. 27. – P. 1175–1180.
70. Zaitoun A., Dupuis G. Conformance control using SMG microgels: laboratory evaluation and first field results // Society of Petroleum Engineers – SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition. – France, 12–15 June 2017. – P. 607–616. DOI: 10.2118/185864-MS.
71. Using microgels to shut off water in a gas storage well / A. Zaitoun, R. Tabary, D. Rousseau, T. Pichery, S. Nouyoux, P. Mallo, O. Braun // Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Texas, February 28–March 2, 2007. – P. 221–228. DOI: 10.2118/106042-MS.
72. Data analysis and application guidelines for the microgel field applications / Y. Qiu, M. Wei, B. Bai, C. Mao // Fuel. – 2017. – Vol. 210. – P. 557–568. DOI: 10.1016/J.FUEL.2017.08.094.
73. New laboratory study and transport model implementation of microgels for conformance and mobility control purposes / A. Goudarzi, A. Almohsin, P. Taksaudom, S. Hosseini, V. Abdoljalil, M. Delshad, B. Bai, K. Sepehrmoori // Fuel. – 2017. – Vol. 192. – P. 158–168. DOI: 10.1016/J.FUEL.2016.11.111.
74. Review of microgels for enhanced oil recovery: properties and cases of application / Y. Rozhkova, D. Burin, S. Galkin, H. Yang // Gels. – 2022. – Vol. 8. – P. 112. DOI: 10.3390/GELS8020112.
75. Al-Ibadi A., Civan F. Experimental investigation and correlation of treatment in weak and high-permeability formations by use of gel particles // SPE Production & Operations. – 2013. – Vol. 28. – P. 387–401. DOI: 10.2118/153557-PA.
76. A new approach to evaluate the particle growth and sedimentation of dispersed polymer microsphere profile control system based on multiple light scattering / H. Yang, W. Kang, Y. Yu, X. Yin, P. Wang, X. Zhang // Powder Technol. – 2017. – Vol. 315. – P. 477–485. DOI: 10.1016/J.POWTEC.2017.04.001.
77. Swelling behaviours of N-alkylacrylamide gels in water: effects of copolymerization and crosslinking density / H. Inomata, N. Wada, Y. Yagi, S. Goto, S. Saito // Polymer. – 1995. – Vol. 36. – P. 875–877. DOI: 10.1016/0032-3861(95)93120-B.
78. Experimental research of high strength thermally stable organic composite polymer gel / Z. Lashari, H. Yang, Z. Zhu, X. Tang, C. Cao, M. Iqbal, W. Kang // Journal of Molecular Liquids. – 2018. – Vol. 263. – P. 118–124. DOI: 10.1016/J.MOLLIQ.2018.04.146.
79. A study of factors affecting properties of AM/AMPS/NVP terpolymeric microspheres prepared by inverse suspension polymerization / J. Jiang, Q. Zhao, M. Lin, Y. Wang, S. Dang, F. Sun // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2015. – Vol. 103. DOI: 10.1088/1757-899X/103/1/012046.
80. Conformance control mechanism of low elastic polymer microspheres in porous medium / H. Yang, B. Zhou, T. Zhu, P. Wang, X. Zhang, T. Wang, F. Wu, L. Zhang, W. Kang, Y. Ketova // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P. 107708. DOI: 10.1016/J.PETROL.2020.107708.
81. Investigation into the flow mechanism of nano-elastic microspheres during water invasion / H. Zhang, H. Liu, J. Hong, J. Liu, Y. Yang, Z. Liu, M. Abdullah, H. Yang, H. Yu et al. // Processes. – 2023. – Vol. 11. – P. 3342. DOI: 10.3390/PR11123342.

82. Lei G., Li L., Nasr-El-Din H. New gel aggregates to improve sweep efficiency during waterflooding // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2011. – Vol. 14. – P. 120–128. DOI: 10.2118/129960-PA.
83. Swelling mechanism investigation of microgel with double-cross-linking structures / H. Jia, Q. Ren, W. Pu, J. Zhao // *Energy and Fuels*. – 2014. – Vol. 28. – P. 6735–6744. DOI: 10.1021/EF5012325.
84. Characteristics of composite microspheres for in-depth profile control in oilfields and the effects of polymerizable silica nanoparticles / X. Tang, W. Kang, B. Zhou, Y. Gao, C. Cao, S. Guo, M. Iqbal, H. Yang // *Powder Technol.* – 2020. – Vol. 359. – P. 205–215. DOI: 10.1016/J.POWTEC.2019.09.070.
85. New insight into wormhole formation in polymer gel during water chase floods with positron emission tomography / B. Brattekas, M. Steinsbo, A. Graue, M. Ferno, H. Espedal, R. Seright // *SPE Journal*. – 2017. – Vol. 22. – P. 32–40. DOI: 10.2118/180051-PA.
86. Seright R., Lane R., Sydansk R. A strategy for attacking excess water production // *SPE Production & Facilities*. – 2003. – Vol. 18. – P. 158–169. DOI: 10.2118/84966-PA.
87. Khoshkar P., Fatemi M., Ghazanfari M. Static and dynamic evaluation of the effect of nanomaterials on the performance of a novel synthesized PPG for water shut-off and improved oil recovery in fractured reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 189. – P. 107019. DOI: 10.1016/J.PETROL.2020.107019.

Информация об авторах

Дмитрий Георгиевич Подопригора, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2. podoprighora_dg@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9481-5451>

Франшишко Джессика Маркушина, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2. s233002@stud.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0004-4931-3881>

Поступила в редакцию: 12.08.2024

Поступила после рецензирования: 28.10.2024

Принята к публикации: 21.04.2025

REFERENCES

1. Okeke T., Lane R. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding, polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel. *Society of Petroleum Engineers Western Regional Meeting*. Texas, March 19–23, 2012. Texas, Texas A&M University Publ., 2012. pp 323–336. DOI: 10.2118/153740-MS.
2. Duryagin V., Nguyen Van T., Onegov N., Shamsutdinova G. Investigation of the selectivity of the water shutoff technology. *Energies*, 2023, vol. 16, pp. 366. DOI: 10.3390/EN16010366.
3. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., MintsaeV M.S. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 247, pp. 57–65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7.
4. Kovalchuk T.N., Gilmanov A.Y., Shevelev A.P. Methodology for calculating the cumulative oil recovery after applying the conformance control technology. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 131–139. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3588.
5. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 240, pp. 711–715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.
6. Podoprighora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook. *Energies*, 2022, vol. 15, pp. 8300. DOI: 10.3390/EN15218300.
7. Wei Z., Zhu S., Dai X., Wang X., Yapanto L.M., Raupov I.R. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 2751–2758. DOI: 10.1016/J.EGYR.2021.05.002.
8. Fedorov K., Shevelev A., Gilmanov A., Arzhylovskiy A., Anuriev D., Vydyshe I., Morozovskiy N. Injection of gelling systems to a layered reservoir for conformance improvement. *Gels*, 2022, vol. 8, pp. 621. DOI: 10.3390/GELS8100621.
9. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for oil well killing in conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 251, pp. 667–677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6.
10. Raupov I., Shagiakhmetov A., Raupov I.R., Shagiakhmetov A.M. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, 2019, vol. 10, pp. 493–509. Available at: <http://www.iaeme.com/ijciat/issues.asp?JType=IJCIAT&VType=10&IType=02> (accessed 7 May 2024).
11. Liu Y., Bai B., Shuler P.J. Application and development of chemical-based conformance control treatments in China oil fields. *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, April 17–21, 2006. pp. 434–443. DOI: 10.2118/99641-MS.
12. Chorniy A., Khodakov I., Popov D., Tkachev I., Sadreev E., Makarshin S., Petrakov A., Rogova T., Churanova N., Kubrak M. Practical application of flow diversion techniques for development of fractured carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, October 22–24, 2019. DOI: 10.2118/196855-MS.

13. Shagiakhmetov A., Yushchenko S. Substantiation of in situ water shut-off technology in carbonate oil reservoirs. *Energies*, 2022, vol. 15, pp. 5059. DOI: 10.3390/EN15145059.
14. Zhang C., Long X., Tang X., Lekomtsev A., Korobov G.Y. Implementation of water treatment processes to optimize the water saving in chemically enhanced oil recovery and hydraulic fracturing methods. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 1720–1727. DOI: 10.1016/J.EGYR.2021.03.027.
15. Ketova Iu.A., Galkin S.V., Votinov A.S., Kang W., Yang H. Analysis of the international practice in application of conformance control technologies based on cross-linked polymer gels. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 150–161. (In Russ.) DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5.
16. Osovskaya I.I., Borodina A.M., Kurzin A.V., Roshchin V.I. Synthesis and properties of modified xanthan gum. *Khimiya Rastitelnogo Syrya*, 2021, pp. 95–104. (In Russ.) DOI: 10.14258/JCPRM.2021049525.
17. Bai B., Zhou J., Yin M. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, vol. 42, pp. 525–532. DOI: 10.1016/S1876-3804(15)30045-8.
18. Fan G., Li M., Chen X., Palyanitsina A., Timoshin A. Polymer-nanosilica-assisted to evaluate oil recovery performances in sandstone reservoirs. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 2588–2593. DOI: 10.1016/J.EGYR.2021.04.047.
19. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review. *Energy and Fuels*, 2017, vol. 31, pp. 13063–13087. DOI: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.7B02897.
20. Neklesa R.S., Morozuk 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. (In Russ.) DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.4.
21. Abdulbaki M., Huh C., Sepehrnoori K., Delshad M., Varavei A. A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 122, pp. 741–753. DOI: 10.1016/J.PETROL.2014.06.034.
22. Wang Z., Gao S., You J., Yu J., Jiang T. Synthesis and application of water-soluble phenol-formaldehyde resin crosslinking agent. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Bangkok, March 10–12, 2017. pp. 012150. DOI: 10.1088/1755-1315/61/1/012150.
23. Sun Y., Fang Y., Chen A., You Q., Dai C., Cheng R., Liu Y. Gelation behavior study of a resorcinol–hexamethyleneteramine crosslinked polymer gel for water shut-off treatment in low temperature and high salinity reservoirs. *Energies*, 2017, vol. 10, pp. 913. DOI: 10.3390/EN10070913.
24. Zhu D., Hou J., Meng X., Zheng Z., Wei Q., Chen Y., Bai B. Effect of different phenolic compounds on performance of organically cross-linked terpolymer gel systems at extremely high temperatures. *Energy and Fuels*, 2017, vol. 31, pp. 8120–8130. DOI: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.7B01386.
25. Zhuang Y., Pandey S.N., McCool C.S., Willhite G.P. Permeability modification with sulfomethylated resorcinol-formaldehyde gel system. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2000, vol. 3, pp. 386–393. DOI: 10.2118/66045-PA.
26. Hutchins R.D., Dovan H.T., Sandiford B.B. Field applications of high temperature organic gels for water control. *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1996, vol. 2, pp. 419–426. DOI: 10.2118/35444-MS.
27. Tessarolli F.G.C., Souza S.T.S., Gomes A.S., Mansur C.R.E. Influence of polymer structure on the gelation kinetics and gel strength of acrylamide-based copolymers, bentonite and polyethylenimine systems for conformance control of oil reservoirs. *Journal of Applied Polymer Science*, 2019, vol. 136, pp. 47556. DOI: 10.1002/APP.47556.
28. Vasquez J., Jurado I., Santillan A., Hernandez R. Organically crosslinked polymer system for water reduction treatments in Mexico. *Society of Petroleum Engineers – 1st International Oil Conference and Exhibition*. Mexico, 31 August–2 September 2006. pp. 924–931. DOI: 10.2118/104134-MS.
29. Deolarte C., Vasquez J., Soriano E., Santillan A. Successful combination of an organically crosslinked polymer system and a rigid-setting material for conformance control in Mexico. *SPE Production & Operations*, 2009, vol. 24, pp. 522–529. DOI: 10.2118/112411-PA.
30. Choi S.K., Sharma M.M., Bryant S.L., Huh C. pH sensitive polymers for novel conformance control and polymerflood applications. *Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Texas, April 20–22, 2009. pp. 758–780. DOI: 10.2118/121686-MS.
31. Eoff L., Dalrymple D., Everett D. Global field results of a polymeric gel system in conformance applications. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow, October 3–6, 2006. pp. 280–285. DOI: 10.2118/101822-MS.
32. Pu J., Geng J., Bai B. Effect of the chromium ion diffusion in polyacrylamide/chromium acetate gelation system with surrounding water on gelation behavior. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 1067–1076. DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.08.014.
33. Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate. *SPE Journal*, 2009, vol. 14, pp. 450–461. DOI: 10.2118/100049-PA.
34. Zhang H., Yang H., Zhou B., Li X., Zhao H., Wang F., Kang W., Sarsenbekuly B., Aidarova S., Gabdullin M. Effects of cyclodextrin polymer on the gelation of amphiphilic polymer in inclusion complex. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, vol. 305, pp. 112850. DOI: 10.1016/J.MOLLIQ.2020.112850.
35. Nikitin M.N., Petukhov A.V. Gel-forming composition on sodium silicate base for water shutoff in complex structure fractured reservoir conditions. *Network journal Oil and Gas Business*, 2011, no 5, pp. 143–153. (In Russ.) Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17998412> (accessed 16 May 2024).
36. Moradi-Araghi A. A review of thermally stable gels for fluid diversion in petroleum production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2000, vol. 26, pp. 1–10. DOI: 10.1016/S0920-4105(00)00015-2.
37. Zhang H., Yang H., Sarsenbekuly B., Zhang M., Jiang H., Kang W., Aidarova S. The advances of organic chromium based polymer gels and their application in improved oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, vol. 282, pp. 102214. DOI: 10.1016/J.CIS.2020.102214.
38. Sydansk R.D. A newly developed chromium(III) gel technology. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, vol. 5, pp. 346–352. DOI: 10.2118/19308-PA.

39. Lockhart T.P. Chemical properties of chromium/polyacrylamide gels. *SPE Advanced Technology Series. OnePetro*, Milan, 1994, vol. 2, pp. 199–205. DOI: 10.2118/20998-PA.
40. Yang H., Iqbal M.W., Lashari Z.A., Cao C., Tang X., Kang W. Experimental research on amphiphilic polymer/organic chromium gel for high salinity reservoirs. *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp*, 2019, vol. 582, pp. 123900. DOI: 10.1016/J.COLSURFA.2019.123900.
41. Mumallah N.A. Chromium (III) propionate: a crosslinking agent for water-soluble polymers in hard oilfield brines. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, vol. 3, pp. 243–250. DOI: 10.2118/15906-PA.
42. Zhang L., Khan N., Pu C. Influence of salinity on the properties of the different HPAM/Al³⁺ systems. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2019, vol. 74, pp. 37. DOI: 10.2516/OGST/2019011.
43. Sharma P., Kudapa V.K. Study on the effect of cross-linked gel polymer on water shutoff in oil wellbores. *Materials Today: Proceedings*, 2022, vol. 48, pp. 1103–1106. DOI: 10.1016/J.MATPR.2021.07.506.
44. Smith J.E. Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion Gels. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Texas, February 14–17, 1995. DOI: 10.2118/28989-MS.
45. Mack J.C., Smith J.E. In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Oklahoma, April 17–20, 1994. DOI: 10.2118/27780-MS.
46. Chang H.L., Sui X., Xiao L., Guo Z., Yao Y., Xiao Y., Chen G., Song K., Mack J.C. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, vol. 9, pp. 664–673. DOI: 10.2118/89460-PA.
47. Fielding R.C., Gibbons D.H., Legrand F.P. In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of north rainbow ranch unit. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1994, vol. 1, pp. 433–444. DOI: 10.2118/27773-MS.
48. Lu X., Song K., Niu J., Chen F. Performance and evaluation methods of colloidal dispersion gels in the daqing oil field. *Proceedings of the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. Yokohama, April 25–26, 2000. pp. 615–625. DOI: 10.2118/59466-MS.
49. Coste J.P., Liu Y., Bai B., Li Y., Shen P., Wang Z., Zhu G. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. laboratory study and pilot testing. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Oklahoma, April 3–5, 2000. DOI: 10.2118/59362-MS.
50. Manrique E., Reyes S., Romero J., Aye N., Kiani M., North W., Thomas C., Kazempour M., Izadi M., Roostapour A. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. *Society of Petroleum Engineers – SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia: Driving Integrated and Innovative EOR*. Oman, March 31–April 2, 2014. pp. 476–488. DOI: 10.2118/169705-MS.
51. Khamees T., Flori R. Investigating the propagation of the colloidal dispersion gel (CDG) in thick heterogeneous reservoirs using numerical simulation. *American Journal of Science, Engineering and Technology*, 2019, vol. 4, pp. 1–17. DOI: 10.11648/j.ajset.20190401.11.
52. Smith J.E., Liu H., Guo Z.D. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for Daqing oil field. *SPE/AAPG Western Regional Meetings*. California, June 19–22, 2000. pp. 533–545. DOI: 10.2118/62610-MS.
53. Diaz D., Saez N., Cabrera M., Manrique E., Romero J., Kazempour M., Aye N. CDG in a heterogeneous fluvial reservoir in Argentina: pilot and field expansion evaluation. *Society of Petroleum Engineers – SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*. Malaysia, August 11–13, 2015. pp. 1526–1538. DOI: 10.2118/174704-MS.
54. Nguyen M.P., Ponomarenko T., Nguyen N. Energy transition in Vietnam: a strategic analysis and forecast. *Sustainability*, 2024, vol. 16, pp. 1969. DOI: 10.3390/SU16051969.
55. Ranganathan R., Lewis R., McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P. Experimental study of the gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate colloidal-dispersion gel System. *SPE Journal*, 1998, vol. 3, pp. 337–343. DOI: 10.2118/52503-PA.
56. Imqam A., Wang Z., Bai B. Preformed-particle-gel transport through heterogeneous void-space conduits. *SPE Journal*, 2017, vol. 22, pp. 1437–1447. DOI: 10.2118/179705-PA.
57. Sun X., Bai B. Dehydration of polyacrylamide-based super-absorbent polymer swollen in different concentrations of brine under CO₂ conditions. *Fuel*, 2017, vol. 210, pp. 32–40. DOI: 10.1016/J.FUEL.2017.08.047.
58. Bai B., Wei M., Liu Y. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2013, pp. 506–522. DOI: 10.2118/164511-MS.
59. San J., Wang S., Yu J., Lee R., Liu N. Nanoparticle stabilized CO₂ foam: effect of different ions. *SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*. Oklahoma, April 11–13, 2016. DOI: 10.2118/179628-MS.
60. Bai B., Li L., Liu Y., Liu H., Wang Z., You C. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, vol. 10, pp. 415–422. DOI: 10.2118/89389-PA.
61. Bai B., Huan F., Liu Y., Seright R.S., Wang Y. Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion. *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2008, vol. 3, pp. 1438–1455. DOI: 10.2118/113997-MS.
62. Wu W., Chen T., Wang X., Li L., Wu R., Zhang X. Synthesis and swelling behavior of a high temperature-resistant superabsorbent. *Journal of Polymer Materials*, 2015, vol. 32 Iss. 4, pp. 361.
63. Zhang X., Wang X., Li L., Zhang S., Wu R. Preparation and swelling behaviors of a high temperature resistant superabsorbent using tetraallylammonium chloride as crosslinking agent. *Reactive and Functional Polymers*, 2015, vol. 87, pp. 15–21. DOI: 10.1016/J.REACTFUNCTPOLYM.2014.12.006.
64. Kang W., Kang X., Lashari Z.A., Li Z., Zhou B., Yang H., Sarsenbekuly B., Aidarova S. Progress of polymer gels for conformance control in oilfield. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2021, vol. 289, pp. 102363. DOI: 10.1016/J.CIS.2021.102363.
65. Lenji M.A., Haghshenasfard M., Sefti M.V., Salehi M.B., Heidari A. Experimental study of swelling and rheological behavior of preformed particle gel used in water shutoff treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 739–747. DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.06.029.
66. Idilyatullin A.R. RITIN-10: new efficient reagent for enhanced oil recovery of reservoirs. *Oil industry*, 2007, no. 2, pp. 54–58. (In Russ.)

67. Galkin S.V., Rozhkova Y.A. Analysis of experience in the application of pre-cross-linked polymer gels in the development of high-watered production facilities in the conditions of low-temperature oil reservoirs. *Journal of Mining Institute*, 2024, vol. 265, pp. 55–64. (In Russ.)
68. Ketova Y.A., Bai B., Khizhnyak G.P., Gladikh E.A., Galkin S. V. Testing of preformed particles polymer gel technology on core filtration models to limit water inflows. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 91–96. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91.
69. Sun D.V., Tananykhin D., Saychenko L. An environmental study on reorganizing the reservoir pressure maintenance system for western Siberia oil fields. *Ekoloji*, 2018, vol. 27, pp. 1175–1180.
70. Zaitoun A., Dupuis G. Conformance control using SMG microgels: laboratory evaluation and first field results. *Society of Petroleum Engineers – SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*, 2017, pp. 607–616. DOI: 10.2118/185864-MS.
71. Zaitoun A., Tabary R., Rousseau D., Pichery T., Nouyoux S., Mallo P., Braun O. Using microgels to shut off water in a gas storage well. *Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. France, June 12–15, 2017. pp. 221–228. DOI: 10.2118/106042-MS.
72. Qiu Y., Wei M., Bai B., Mao C. Data analysis and application guidelines for the microgel field applications. *Fuel*, 2017, vol. 210, pp. 557–568. DOI: 10.1016/J.FUEL.2017.08.094.
73. Goudarzi A., Almohsin A., Varavei A., Taksaudom P., Hosseini S.A., Delshad M., Bai B., Sepehrnoori K. New laboratory study and transport model implementation of microgels for conformance and mobility control purposes. *Fuel*, 2017, vol. 192, pp. 158–168. DOI: 10.1016/J.FUEL.2016.11.111.
74. 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, vol. 8, pp. 112. DOI: 10.3390/GELS8020112.
75. Al-Ibadi A., Civan F. Experimental investigation and correlation of treatment in weak and high-permeability formations by use of gel particles. *SPE Production & Operations*, 2013, vol. 28, pp. 387–401. DOI: 10.2118/153557-PA.
76. Yang H., Kang W., Yu Y., Yin X., Wang P., Zhang X. A new approach to evaluate the particle growth and sedimentation of dispersed polymer microsphere profile control system based on multiple light scattering. *Powder Technol*, 2017, vol. 315, pp. 477–485. DOI: 10.1016/J.POWTEC.2017.04.001.
77. Inomata H., Wada N., Yagi Y., Goto S., Saito S. Swelling behaviours of N-alkylacrylamide gels in water: effects of copolymerization and crosslinking density. *Polymer*, 1995, vol. 36, pp. 875–877. DOI: 10.1016/0032-3861(95)93120-B.
78. Lashari Z.A., Yang H., Zhu Z., Tang X., Cao C., Iqbal M.W., Kang W. Experimental research of high strength thermally stable organic composite polymer gel. *Journal of Molecular Liquids*, 2018, vol. 263, pp. 118–124. DOI: 10.1016/J.MOLLIQ.2018.04.146.
79. Jiang J.F., Zhao Q., Lin M.Q., Wang, Y.F., Dang S.M., Sun F.F. A study of factors affecting properties of AM/AMPS/NVP terpolymeric microspheres prepared by inverse suspension polymerization. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2015, vol. 103. DOI: 10.1088/1757-899X/103/1/012046.
80. Yang H., Zhou B., Zhu T., Wang P., Zhang X., Wang, T., Wu, F., Zhang L., Kang W., Ketova Y.A. Conformance control mechanism of low elastic polymer microspheres in porous medium. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, pp. 107708. DOI: 10.1016/J.PETROL.2020.107708.
81. Zhang H., Liu H., Hong J., Liu J., Yang Y., Liu Z., Abdullah M.A., Yang H., Yu H., Feng X. Investigation into the flow mechanism of nano-elastic microspheres during water invasion. *Processes*, 2023, vol. 11, pp. 3342. DOI: 10.3390/PR11123342.
82. Lei G., Li L., Nasr-El-Din H.A. New gel aggregates to improve sweep efficiency during waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, vol. 14, pp. 120–128. DOI: 10.2118/129960-PA.
83. Jia H., Ren Q., Pu W.F., Zhao J. Swelling mechanism investigation of microgel with double-cross-linking structures. *Energy and Fuels*, 2014, vol. 28, pp. 6735–6744. DOI: 10.1021/EF5012325.
84. Tang X., Kang W., Zhou B., Gao Y., Cao C., Guo S., Iqbal M.W., Yang H. Characteristics of composite microspheres for in-depth profile control in oilfields and the effects of polymerizable silica nanoparticles. *Powder Technol*, 2020, vol. 359, pp. 205–215. DOI: 10.1016/J.POWTEC.2019.09.070.
85. Brattekkås B., Steinsbo M., Graue A., Ferno M.A., Espedal H., Seright R.S. New insight into wormhole wormation in polymer gel during water chase floods with positron emission tomography. *SPE Journal*, 2017, vol. 22, pp. 32–40. DOI: 10.2118/180051-PA.
86. Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D. A strategy for attacking excess water production. *SPE Production & Facilities*, 2003, vol. 18, pp. 158–169. DOI: 10.2118/84966-PA.
87. Khoshkar P.A., Fatemi M., Ghazanfari M.H. Static and dynamic evaluation of the effect of nanomaterials on the performance of a novel synthesized PPG for water shut-off and improved oil recovery in fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 189, pp. 107019. DOI: 10.1016/J.PETROL.2020.107019.

Information about the authors

Dmitry G. Podoprigora, Cand. Sc., Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Fields Development and Exploitation, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 2, 21st line of Vasilievsky Island, St Petersburg, 199106, Russian Federation. podoprigora_dg@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9481-5451>

Fransishko Dzhessika Markushina, Postgraduate Student, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 2, 21st line of Vasilievsky Island, St Petersburg, 199106, Russian Federation. s233002@stud.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0004-4931-3881>

Received: 12.08.2024

Revised: 28.10.2024

Accepted: 21.04.2025