



УДК 622.276.432

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЕЙ ПРИЕМИСТОСТИ НА ОСНОВЕ СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ГЕЛЕЙ**Ю.А. Кетова, С.В. Галкин, А.С. Вотинов¹, В. Канг², Х. Янг²**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)²Китайский нефтяной университет (Восточный университет) (266580, Янцзы Вест Роуд, 66, Циндао, Шаньдун, Китай)**ANALYSIS OF THE INTERNATIONAL PRACTICE IN APPLICATION OF CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGIES BASED ON CROSS-LINKED POLYMER GELS****Iuliia A. Ketova, Sergei V. Galkin, Aleksandr S. Votinov¹, Wanli Kang², Hongbin Yang²**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolsky av., Perm, 614990, Russian Federation)

¹PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy armii st., Perm, 614000, Russian Federation)²China University of Petroleum (East China) (66 West Changjiang Road, Huangdao District, Qindao, China, 266580)

Получена / Received: 12.02.2020. Принята / Accepted: 15.04.2020. Опубликовано / Published: 15.06.2020

Ключевые слова:

полимерное заводнение, полиакриламид, профиль пласта, проницаемость, коллоидные дисперсные гели, микрогели, макрогели, частицы полимерного геля, повышение нефтеотдачи.

В связи с расширением фонда скважин, находящихся на поздней стадии эксплуатации, увеличивается потребность во введении в производство новых комплексных технологий снижения обводненности продукции скважин. В конечном итоге снижение обводненности дает возможность длительное время эксплуатировать обводнившийся фонд, повышая выработку остаточных запасов нефти. Наиболее доступным и применимым на производстве реагентом для решения задач выравнивания профиля приемистости пласта является полиакриламид. На основе обобщения международного и отечественного опыта проведен анализ эффективности применения различных модификаций методов с использованием полиакриламида для снижения обводненности продукции скважин. Рассмотрены такие технологии закачки, как традиционное полимерное заводнение; гели типа *in situ*; коллоидные дисперсные гели; предварительно сшитые гели. Сшитые полимерные гели представляют собой трехмерные структуры, в которых полимерные цепи сшиты либо ионными, либо ковалентными полярными связями. В зависимости от размера частиц они подразделяются на макрогели (от 100 мкм до нескольких см) и микрогели (от 0,1 до 30 мкм). Применение макро- и микрогелей, в сравнении с составами *in situ*, в значительной степени снижает риски разрушения полимерных цепей от механических, химических и термических факторов. В результате анализа сформированы рекомендации по использованию различных модификаций закачки полимеров с учетом геолого-технологических условий разработки эксплуатационных объектов. Для снижения обводненности продукции скважин на месторождениях в условиях коллекторов с проницаемостью более 500 мД рекомендовано применение макрогелей; от 100 до 500 мД – микрогелей; от 10 до 100 мД – коллоидных дисперсных гелей. Для повышения эффективности разработки необходима своевременная адаптация перспективных технологий к геолого-технологическим условиям, проведение опытно-промышленных работ на отечественных месторождениях.

Key words:

polymer flooding, polyacrylamide, formation profile, permeability, colloidal dispersion gels, microgels, macrogels, polymer gel particles, oil recovery enhancement.

As the stock of wells at a late stage of operation is on the increase, there is a growing need to introduce new integrated technologies aimed at watercut reduction. The reduction of watercut consequentially enables long-term operation of the watercut well stock, increasing the recovery of remaining oil reserves. Polyacrylamide is the most available and applicable agent for solving the conformance control problems. Summing up the international and domestic practice, the efficiency of application of various modifications of methods with the use of polyacrylamide to reduce watercut of wells has been analysed. Such injection technologies as conventional polymer waterflooding, *in situ* gels, colloidal dispersion gels, and pre-cross-linked gels have been reviewed. Cross-linked polymer gels are three-dimensional structures in which polymer chains are cross-linked by either ionic or covalent polar bonds. Depending on the particle size, they are divided into macrogels (from 100 µm to several cm) and microgels (from 0.1 to 30 µm). The application of macro- and microgels, compared to *in situ* compositions, significantly reduces the risks of polymer chains destruction induced by mechanical, chemical and thermal factors. Based on the analysis findings, recommendations on the use of various modifications of polymer injection have been developed, subject to geological and technological conditions of development of production facilities. In order to reduce the watercut of well production it is recommended to use macrogels in the fields under reservoir conditions with permeability exceeding 500 mD, microgels at permeability ranging from 100 to 500 mD, and colloidal dispersion gels - at permeability from 10 to 100 mD. To improve the development efficiency, advanced technologies shall be timely adjusted to geological and technological conditions, and field trials shall be performed at domestic fields.

Кетова Юлия Анатольевна (Scopus ID 57215592096) – младший научный сотрудник кафедры «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 952 322 14 13, e-mail: ketova.pstu@gmail.com).**Галкин Сергей Владиславович** (Scopus ID 36711675500) – доктор геолого-минералогических наук, профессор (тел.: +007 342 219 81 18, e-mail: gnfd@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.**Вотинов Александр Сергеевич** – инженер (тел.: +007 922 366 08 36, e-mail: aleksandr.votinov@pnn.lukoil.com).**Ванли Канг** (Scopus ID 7202402210) – доктор технических наук, профессор (e-mail: kangwanli@126.com).**Хунбинь Янг** (Scopus ID 56126113000) – доктор технических наук (e-mail: hongbinyang@upc.edu.cn).**Iuliia A. Ketova** (Scopus ID 57215592096) – Junior Researcher, Department of Oil and Gas Technologies (tel: +007 952 322 14 13, e-mail: ketova.pstu@gmail.com).**Sergei V. Galkin** (Scopus ID 36711675500) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor (tel: +007 342 219 81 18, e-mail: gnfd@pstu.ru). The contact person for correspondence.**Aleksandr S. Votinov** – Engineer (tel.: +007 922 366 08 36, e-mail: aleksandr.votinov@pnn.lukoil.com).**Wanli Kang** (Scopus ID 7202402210) – Doctor of Engineering, Professor (e-mail: kangwanli@126.com).**Hongbin Yang** (Scopus ID 56126113000) – Doctor of Engineering (e-mail: hongbinyang@upc.edu.cn).

Введение

Одним из основных путей снижения обводненности продукции нефтяных скважин является воздействие на профиль приемистости пласта через нагнетательные скважины путем блокирования (снижения) фильтрации воды по наиболее проницаемым пропласткам. Это приводит к изменению фильтрационных потоков в нефтяном пласте, вовлечению в фильтрацию новых нефтенасыщенных интервалов и в конечном итоге дает возможность более длительное время эксплуатировать обводнившийся фонд.

К настоящему времени в отечественной нефтяной промышленности при решении задач перераспределения фильтрационных потоков наиболее применимой технологией является закачка полимеров на основе полиакриламида. Данная технология имеет множество модификаций [1]. В качестве возможной альтернативы для решения задач выравнивания профилей приемистости может рассматриваться использование сшитых полимерных гелей, представляющих трехмерные структуры, в которых полимерные цепи сшиты либо ионными, либо ковалентными полярными связями. Анализ научных публикаций показывает, что выделяются две основных группы сшитых полимерных гелей: гелевые системы типа *in situ* и предварительно сформированные гели (*preformed gel*) [2–4].

Основное отличие технологий *in situ* от *preformed gel* состоит в том, где формируется трехмерная структура геля: до или после закачки в пласт. Гели *in situ* проходят стадию формирования трехмерной структуры в пласте, в то время как предварительно сшитые гели формируют трехмерную структуру либо во время синтеза, либо при приготовлении состава непосредственно перед закачкой в пласт. На рис. 1 представлена классификация составов на основе полиакриламида, применяемых для контроля приемистости профилей пласта.



Рис. 1. Классификация составов полиакриламида для выравнивания профилей приемистости пласта

Целью исследования были анализ современного опыта применения технологий выравнивания профилей приемистости на основе различных модификаций сшитых полимерных гелей, выработка рекомендаций использования наиболее эффективных методов для различных геолого-технологических условий эксплуатации нефтяных залежей.

Анализ технологических проблем применения водорастворимого полиакриламида при стандартном полимерном заводнении

Полимерное заводнение используется при добыче нефти уже на протяжении более 50 лет. Водорастворимый полиакриламид, растворяясь в воде, увеличивает ее вязкость. Технология используется на месторождениях с повышенной вязкостью нефти до 150 мПа·с, в температурном диапазоне до 140 °С, с минерализацией пластовой воды до 270 г/л. При повышении вязкости нефти в пласте технологией рекомендуется повышать вязкость закачиваемого полимерного раствора [5]. При закачке вязкого раствора полимера в пласт в первую очередь он заполняет высокопроницаемые интервалы. При этом происходит увеличение фильтрационного сопротивления, что ведет к дальнейшему перераспределению вновь нагнетаемых потоков жидкости в низкопроницаемые пропластки и вытеснение остаточной нефти. Этот процесс характеризуется коэффициентом мобильности, который равен отношению мобильности водной фазы к нефтяной [6]:

$$M_r = \frac{k_w \cdot \mu_o}{k_o \cdot \mu_w}, \quad (1)$$

где k_w и k_o – коэффициент удельной проницаемости по воде и нефти, μ_o и μ_w – вязкость нефти и воды.

Для эффективного процесса вытеснения нефти необходимо, чтобы коэффициент мобильности был меньше единицы. При полимерном заводнении это достигается путем увеличения вязкости нагнетаемой водной фазы. Вязкость раствора полимера подбирается с учетом экономической целесообразности и возможности закачки полимера. Эффективность реализации полимерного заводнения зависит от того, как будут меняться реологические параметры раствора полимера в условиях пласта [7, 8]. Осаждение полимера в присутствии поливалентных металлов, а также адсорбция полимера на поверхности горной породы могут значительно снижать вязкость водной фазы и, как следствие, эффективность заводнения. Процесс адсорбции полимера в нефтесодержащих порках может привести к их блокировке [9].

В процессе закачки вязкость полимерного раствора может падать по трем основным причинам: химической, механической и термической. Химичес-

кая деструкция полимера происходит в результате окислительно-восстановительных реакций между компонентами пластовой воды и возможных радикальных реакций, механическая деградация происходит в насосном оборудовании и при большой скорости закачки, также вязкость обычного полиакриламида может падать в результате термического воздействия. С целью минимизации процессов деструкции полимера разработаны модификации полиакриламида, которые подробно описаны в работе [10].

Частично гидролизированный полиакриламид является наиболее распространенной модификацией полимера (рис. 2, а). Полимер увеличивает вязкость раствора при меньшей концентрации полимера в сравнении с обычным полиакриламидом, более устойчив к механической деструкции. Степень гидролизованности может варьироваться от 25 до 35 %, наличие карбоксильных групп в структуре полимера делают цепь более жесткой благодаря их взаимному отталкиванию. Введение карбоксильных групп в полимерную цепь не решает проблему стабильности реологических свойств полностью. При наличии солей металлов в растворе полиакриламида его вязкость может значительно снижаться [11]. Для обеспечения термостабильности полиакриламида в условиях высокотемпературных пластов в цепь полиакриламида вводят дополнительные мономеры, повышающие его термическую устойчивость, например, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновую кислоту (рис. 2, б), винилпирролидон и др. Гидрофобно-модифицированный полиакриламид представляет собой полиакриламидную цепь со встроенными гидрофобными мономерами (менее 5 % от количества акриламида), которые могут располагаться по концам полимера или в самой цепи. В водной среде гидрофобные части полимера группируются и образуют микродомены, которые стабилизируют реологические свойства раствора полимера.

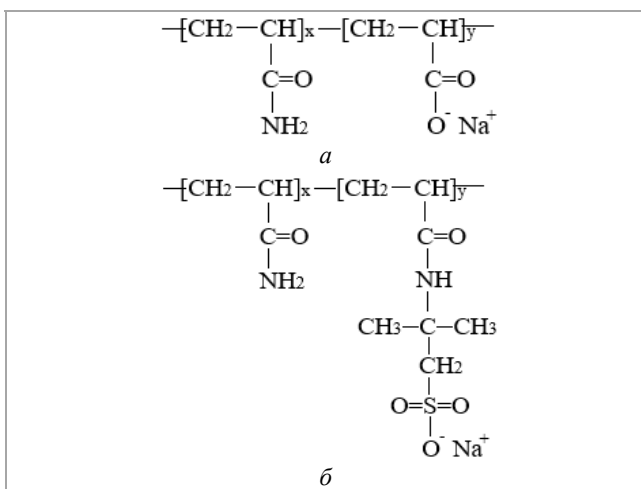


Рис. 2. Структура модифицированного полиакриламида: а – частично гидролизированный; б – сульфированный

Накопленный опыт применения полимерного заводнения позволяет выделить ряд присущих ему недостатков. Полиакриламид и частично гидролизированный полиакриламид очень чувствительны к концентрации ионов металлов в пластовой воде и высоким температурам коллектора (более 90 °С). Зависимость реологических свойств растворов от минерализации воды приводит к несоответствию фактического и запланированного значения вязкости при реализации технологии. Кроме этого, при высокой скорости закачки насосными агрегатами полимерные цепи рвутся, что ведет к снижению вязкости раствора. Все химические модификации полиакриламида, направленные на поддержание реологических свойств, устраняют недостаток технологии лишь отчасти, но в то же время существенно влияют на ее себестоимость. Помимо показателя стоимости реагентов следует учесть, что реализация технологии на скважине требует дорогостоящего стационарного оборудования, обеспечивающего приготовление раствора реагента в атмосфере азота.

Существенно повысить эффективность технологии за счет стабилизации реологических свойств и снижения адсорбции молекул полимера на поверхности горной породы позволяют сшитые полимерные гели, анализ применения которых рассмотрим далее.

Анализ геолого-технологических условий эффективности применения гелевых составов типа *in situ*

Полимерные гелевые составы *in situ* состоят из двух основных компонентов: высокомолекулярного полимера и сшивающего агента, который способен образовывать связи с соответствующими фрагментами полимерной цепи. Процесс формирования трехмерной структуры происходит в пласте после закачки. Сшивающий агент добавляется в раствор полимера в процессе приготовления на устье скважины. Раствор полимера и сшивателя называется гелантом. В качестве сшивающего агента могут выступать поливалентные металлы либо органические соединения. Наиболее распространенными неорганическими сшивающими агентами являются соли алюминия (Al^{3+}) и хрома (Cr^{3+}), также используют ионы железа (Fe^{3+}) и циркония (Zr^{4+}) [12–14]. Соли поливалентных металлов диссоциируют в воде на ионы и вступают в ионное взаимодействие с карбоксильными группами суспензий частиц предварительно сшитого геля (ЧПГ).

Использование неорганической сшивки рекомендуется при температурах пласта до 60 °С. Это связано с высокой скоростью сшивки, которая значительно увеличивает вязкость состава, из-за

чего состав невозможно закачать в пласт [15]. При температуре пласта выше 80 °С для формирования термически стабильных связей между полимерными цепями используют органические сшиватели. Между амидными группами полимерных цепей и сшивающего агента образуются ковалентные связи, более устойчивые при высоких температурах в сравнении с ионными связями, образующимися при сшивке металлами [16]. Среди прочих преимуществ использования органической сшивки отмечают низкую вязкость состава при закачке, возможность регулирования времени формирования трехмерной структуры [17]. В качестве сшивающих агентов используют такие соединения, как:

- производные фенола и формальдегида (в частности 2,4,6-гидроксиметилфенол) [18]. Сшивка используется на месторождениях с температурой пласта 70–80 °С в щелочной среде [19];
- резорцин и уротропин для низкотемпературных пластов с высокой минерализацией пластовой воды [20];
- смесь пирокатехина, резорцина и пирогаллола, которая успешно прошла тестирование при температуре 150 °С [21];
- полиэтиленмин для сшивки ПАА при 130 °С [22] и др.

По реологическим характеристикам полимерные гели *in situ* могут быть нескольких видов в зависимости от концентрации полимера. В работе [23] они классифицируются на следующие основные типы: жесткие гели (*bulk gel*); мягкие гели (*weak gels*); коллоидные дисперсные гели (*colloidal dispersion gel* – CDG). Жесткие гели образуются при концентрации частично гидролизованного полимера 4000 мг/л. При такой высокой концентрации полимера введенные в раствор сшивающие агенты образуют только межмолекулярные связи, соединяя полимерные цепи в трехмерную структуру. Вязкость сшитого полимера может превышать 30 000 мПа·с, термостабильность жесткого геля ограничивается 120 °С. Мягкие гели образуются при концентрации полимера 800–2000 мг/л. Их вязкость может варьироваться в диапазоне от 100 до 10 000 мПа·с в зависимости от типа и концентрации сшивки. При ионной сшивке трехмерная структура стабильна до 80 °С, при ковалентной полярной – до 100 °С.

В обзоре [24], посвященном успешным практикам применения гелей *in situ*, приведены примеры обработок, которые позволили значительно снизить обводненность продукции скважины. В целом гели *in situ* отличаются высокой проникающей способностью. При правильном подборе рецептуры сшивающего агента можно увеличить время образования трехмерной структуры до 8 ч, что позволяет использовать технологию для блокировки обводненных каналов в удаленной зоне пласта (УЗП). Тем не

менее можно выделить следующие основные недостатки использования гелевых систем *in situ*:

- гель разрушается при высокой скорости закачки и в насосных агрегатах;
- разная молекулярная масса полимерных цепей состава обеспечивает неравномерность закачки полимера в пласт: полимерные цепи меньшей молекулярной массы закачиваются быстрее и дальше (хроматографический эффект), они могут проникать в низкопроницаемые нефтяные пропластки, блокируя в них фильтрацию;
- гель чувствителен к pH, температуре, минерализации пластовых вод, в связи с этим могут возникать трудности контроля механических характеристик геля в пласте.

Положение коллоидных дисперсных гелей в классификации сшитых полимерных систем отличается в различных публикациях. Одни авторы относят их к категории гелей *in situ* [2, 4], другие [3] – к микрогелям. Такой тип является переходной полимерной структурой от гелей *in situ* к предварительно сформированным гелям. Концентрация полимера в CDG составляет всего 100–1200 ppm. При таком низком содержании полимерные цепи в присутствии сшивающего агента подвергаются внутримолекулярной сшивке, образуя глобулы определенной формы и размера, которые устойчивы в диапазоне температур от 40 до 94 °С. Концентрация полимера в растворе, предназначенном для формирования коллоидного дисперсного геля, должна быть ниже критической концентрации, которая вычисляется по формуле (2) [25].

$$C = M / [N_A (2R_g)^3], \quad (2)$$

где M – молекулярная масса полимера; N_A – число Авогадро; R_g – радиус вращения.

Полимерные цепи в присутствии сшивателя (поливалентных металлов) образуют глобулы размером 1–150 нм [26]. Формирование микросфер фиксируют по снижению вязкости раствора [27]. Применение коллоидных дисперсных гелей показало высокую эффективность на месторождениях Китая, США, Аргентины, Колумбии [28–30]. В работе [31] сформулированы основные параметры реализации технологии закачки коллоидного геля на скважинах. Мероприятия CDG рекомендуется планировать с учетом недопущения: резкого скачка давления нагнетания и выноса полимера вместе с продукцией скважины. С учетом этого давление нагнетания регулируют концентрацией частиц, соотношением концентрации полимера и сшивателя, а также скоростью закачки. Снижение скорости фильтрационного потока позволяет минимизировать воздействие реагента на призабойную зону пласта (ПЗП) и повысить точность закачки состава в нужный

высокопроницаемый интервал. Для предупреждения выноса реагента из пласта через добывающую скважину имеется практика предварительного введения геля *in situ* в пласт перед закачкой CDG [32]. Воздействие на пласт может быть поэтапным в зависимости от изменения давления нагнетания. При высокой начальной проницаемости пласта используют более концентрированную суспензию CDG, при увеличении давления нагнетания концентрацию и размер частиц геля уменьшают, при этом поддерживая давление нагнетания на том же уровне [33]. Основные геолого-технологические условия применения технологии CDG на скважинах приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные геолого-технологические условия применения технологии CDG

Параметр	Показатель
Характеристики пласта	
Температура, °С	25–100
Проницаемость, мД	10–4200
Вязкость нефти, сПз	5–30
Исходное давление, атм	0–95
Параметры при обработке	
Концентрация при обработке, ppm	250–1200
Сшивка	Цитрат алюминия (23–31)
	Ацетат хрома (8–31)
Соотношение полимер:сшивка	От 20:1 до 80:1
Скорость закачки, м ³ /д	24–320
Максимальное давление закачки, атм	50–150
Объем закачки, м ³ /скв	1600 ... > 104 000

Применение коллоидных дисперсионных гелей возможно для коллекторов с низкой проницаемостью – от 10 мД. В сравнении с полимерным заводнением или обработкой гелем *in situ*, технология CDG имеет ряд преимуществ: селективное воздействие на пласт (глобулы не могут проникать в нефтяные низкопроницаемые интервалы); лучшая эффективность при низком расходе полимера; более высокая способность полимера проходить в УЗП. Недостатки технологии коллоидных дисперсионных гелей остаются такими же, как и в случае гелей *in situ*: разрушение структуры частиц при механическом воздействии (в насосных агрегатах и при высокой скорости закачки), а также при взаимодействии с ионами пластовой воды [34,35].

Анализ геолого-технологических условий эффективности применения сшитых полимерных составов на основе макрогелей

Предварительно сшитые полимерные гели представляют собой полимерные частицы определенного размера, распределенные в дисперсионной среде, образуя при этом суспензию. Эти полимеры были разработаны с целью устранения недостатков,

присущих технологии *in situ*, в частности, для снижения деструкции полимера под действием механических и химических факторов. По своей природе полимерные частицы являются абсорбентами, т.е. способны ограниченно набухать в воде и заполнять наиболее проницаемые обводненные пропластки. В результате фильтрационные потоки перераспределяются в менее проницаемые невыработанные интервалы разреза, повышая производительность и срок рентабельной эксплуатации добывающих скважин.

Предварительно сшитые гели можно разделить на два основных типа: макрогели (preformed particle gel – PPG) и микрогели (Bright Water – термотропные гели). Применение типа реагента определяется технико-геологическими условиями конкретных эксплуатационных объектов.

К макрогелям относят частицы, полученные методом блочной полимеризации с последующей сушкой и механическим измельчением до нужной фракции. Диапазон размеров частиц для составов, относимых к макрогелям, составляет от 100 мкм до нескольких см. Частицы такого размера в англоязычной литературе принято называть pregormed particle gel (PPG). Частицы PPG имеют следующие характеристики: абсорбционная емкость (масса воды, впитываемая единицей массы полимера) в пластовой воде от 1 до 100 г/г, устойчивость в соленой воде, термостабильность при температуре 140 °С в течение более одного года. Морфологические и абсорбционные характеристики могут регулироваться путем изменения рецептуры полимера [36, 37].

Технология PPG к настоящему времени для высокообводненных залежей применяется более 20 лет. Для отечественных нефтяных месторождений использование технологии пока ограничивается разработкой полимерных составов и опытно-промышленными работами. Так, в исследовании [38] приведены результаты успешных фильтрационных испытаний реагента PPG, адаптированного к условиям месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (пластовая температура менее 30° и высокая минерализация пластовой воды).

В мировой практике по технологии PPG к настоящему времени проведено более 4000 скважинных операций [39]. Накоплен значительный положительный опыт применения технологии PPG как в условиях высокотемпературных, так и низкотемпературных пластов; с различным содержанием солей в пластовой воде; в карбонатных коллекторах и терригенных пластах. Главным ограничением является применимость технологии PPG только в условиях коллекторов с проницаемостью более 500 мД. Закачка макрогелей в менее проницаемые коллекторы может привести к блокировке ПЗП и, как следствие, к отключению скважины. Это

обстоятельство значительно снижает потенциальный фонд эксплуатационных объектов для применения технологии PPG на отечественных месторождениях. Например, для Пермского края проницаемость коллекторов более 500 мД имеют лишь порядка 60 эксплуатационных объектов, что составляет около 10 % от всего фонда. Таким образом, для большинства нефтяных залежей технология PPG нуждается в адаптации. В условиях коллекторов средней проницаемости необходимо использовать сшитые полимерные гели с более высокими фильтрационными характеристиками.

Анализ геолого-технологических условий эффективности применения сшитых полимерных составов на основе микрогелей

Проведенный анализ международного опыта применения сшитых полимерных гелей для снижения обводненности пластов показывает, что в условиях коллекторов с проницаемостью от 100 до 500 мД наибольшую эффективность имеют микрогели с размером частиц от 0,1 до 30 мкм (рис. 3). На рис. 3, а, показана суспензия микрогелей с концентрацией 100 мг/л, где размер набухших частиц составляет 25 мкм. На рис. 3, б, приведено распределение набухших частиц микрогелей (размер 10–100 мкм) в поровых каналах с устьем 200–1000 мкм. Из рис. 3, б, видно, как частицы группируются в поровом пространстве, полностью заполняя его [43].

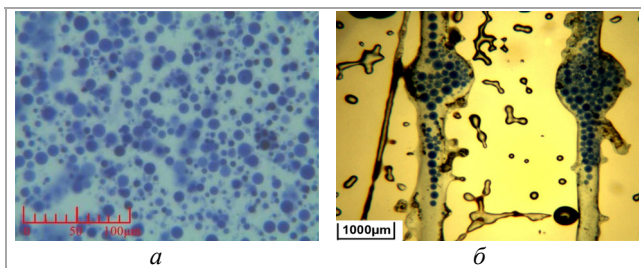


Рис. 3. Распределение по данным электронного микроскопа частиц полиакриламидного микрогеля с концентрацией 100 мг/л [42] (а) и микросфер в микромодели [43] (б)

Сшитые микрогели могут быть получены двумя основными способами: методом взрывной полимеризации и полимеризацией в обратной эмульсии. Метод взрывной полимеризации прост и экономичен, однако характеризуется сложностью контроля размера и морфологических характеристик частиц. Метод обратной эмульсии решает указанные недостатки и облегчает контроль размера частиц при синтезе [40]. Полимерные частицы, полученные методом обратной эмульсии, имеют размер от 0,1 до 50 мкм и способны набухать в

среднем в пять раз. Максимальная абсорбционная емкость достигается через 10–50 дней в зависимости структуры частиц и температуры пласта [41–45]. Кинетика набухания и абсорбционная емкость микросфер зависят также от минерализации пластовой воды. Микрогели такого типа широко применяются на месторождениях Китая (Дацин, Цзидун, Даган, Шэнли) [46, 47].

Существуют несколько разновидностей микрогелей: стандартные сшитые, термочувствительные (Bright-water), pH-чувствительные. Опыт применения стандартных микрогелей на месторождении Цзидун (температура пласта 90 °С, минерализация пластовой воды 5 г/л) приведен в работе [47]. В условиях сильной неоднородности пласта (k от 10 до 1000 мД) для выравнивания профиля приемистости использовались микрогели со средним размером частиц в сухом виде 21 мкм (разброс от 0,4 до 50 мкм). Закачка реагента проводилась в два этапа: сначала с целью блокировки самых крупных каналов закачивались микросферы размером от 20 до 50 мкм в концентрации 2000 мг/л, затем частицы с размером 0,4–30 мкм с концентрацией суспензии 1500 мкм. Маточный раствор микрогеля подавался через дозирующий насос при закачке. В течение 65 дней обработки скважин по данной технологии нагнетательное давление постепенно увеличилось с 10 до 14 МПа, что свидетельствует об эффективности закачки. В конечном итоге получен высокий технологический эффект, обводненность продукции скважин в среднем снизилась с 43 до 28 % [47].

Примером термочувствительных микрогелей может служить продукт Bright-water, который совместно разработан компаниями BP, Chevron, Texaco, Nalco. Полимерные частицы микрогеля Bright-water в сухом виде имеют размер от 0,1–1 мкм и обладают высокой проникающей способностью. Пластовая температура для данного реагента инициирует процесс резкого и необратимого набухания частиц, за счет чего проницаемость коллектора значительно снижается. Механизм набухания частиц микрогеля регулируется соотношением двух видов полимерных сшивок: стабильной и нестабильной. Количество стабильных сшивок в частице в 200–600 раз больше, чем нестабильных, так как они обеспечивают стабильность полимера и предотвращают его растворение в пластовой воде. Размер набухших частиц и скорость их набухания (тип и количество сшивок) должны быть сопоставимы с размерами пор коллектора. Рекомендуемые геолого-технологические условия применения технологии: высокопроницаемый коллектор порового типа, минимальная трещиноватость, температура от 50 до 150 °С, минерализация воды менее 7 %.

В работе [48] приведены опытно-промышленные испытания технологии Bright Water на месторождении Майлн Пойнт (Аляска), которые проводились на одной нагнетательной и двух добывающих скважинах. Первоначально закачка частиц осуществлялась на высокой скорости с целью прохождения их через ПЗП. После прохождения ПЗП частицы заполняли наиболее проницаемые интервалы в пласте, под воздействием пластовой температуры (50–75 °С) временная сшивка разрушалась, в результате чего происходило их набухание. Нагнетательная скважина поглощала около 270 м³ реагента в день при давлении в 150 атм в течение 21 дня. Всего было закачено 60,8 т полимера при его концентрации в воде 3300 ppm (0,33 %). В результате увеличение прироста нефти для первой добывающей скважины установлено на девятый месяц после обработки, для второй – через одиннадцать месяцев. Рентабельный технологический эффект от обработки продлился около двух лет [48].

В целом можно говорить, что применение микрогелей, в сравнении с составами *in situ*, в значительной степени снижает риски деструкции полимерных цепей от механических, химических и термических факторов, что обусловлено наличием трехмерной структуры полимера. В отличие от технологии PPG, применение микрогелей позволяеткратно увеличить количество возможных объектов для применения технологии, так как они эффективно заходят в пласт при проницаемостях от 100 мД.

Заключение

Анализ опыта использования различных полимерных технологий показал, что существует ряд перспективных методов, успешно реализуемых за рубежом для снижения обводненности старого фонда скважин. На основании этих данных сформулированы рекомендации по выбору технологий на основе предварительно сшитых полимерных гелей с учетом проницаемости коллектора (табл. 2).

Таблица 2

Применение предварительно сшитых полимерных гелей в зависимости от проницаемости коллекторов

Тип гелей	Размер частиц	Рекомендуемая проницаемость коллектора
Коллоидные дисперсные гели	1–150 нм	10–100 мД
Микрогели	0,1–50 мкм	100–500 мД
Макрогели	50 мкм – 1 см	Более 500 Д

В качестве перспективных инновационных технологий для снижения обводненности продукции скважин на месторождениях в условиях коллекторов

с проницаемостью более 500 мД может быть рекомендовано применение макрогелей; от 100 до 500 мД – микрогелей; от 10 до 100 мД – коллоидных дисперсных гелей. Для повышения эффективности разработки необходима своевременная адаптация перспективных технологий к геолого-технологическим условиям осуществления опытно-промышленных работ на отечественных месторождениях.

Благодарность

Статья подготовлена по материалам исследований, проводимых при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» (Уникальный идентификатор проекта RFMEFI62120X0038), а также при поддержке администрации Пермского края в рамках финансирования по гранту на научные исследования международных исследовательских групп (С-26/174.7).

Библиографический список

1. Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц / Ю.А. Кетова, Бай Баоджан, А.Л. Казанцев, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 260–270.
2. Baojun Bai, Jia Zhou, Mingfei Yin A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // Petroleum exploration and development. – 2015. – Vol. 42. – P. 525–532. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30045-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8)
3. A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes / Mazen Abdilbaki, Chun Huh, Kamy Sepehrnoori, Mojdeh Delshad, Abdoljalil Varavei // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Is. 122. – P. 741–753. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.034>
4. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review // Energy Fuels. – 2017. – № 31. – P. 13063–13087. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>
5. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абирова, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 7–8. – С. 58–67.
6. Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems / M.S. Kamal, A.S. Sultan, U.A. Al-Mudaiyedh,

I.A. Hussein // *Polymer Reviews*. – 2015. – P. 1–40. DOI: <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>

7. A polymer flooding mechanism for mature oil fields: laboratory measurements and field results interpretation / P.G. Silva, A.A. Aguiar, V.P. Rezende, A.L.M. Monsoro, E.F. Lucas // *J. of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 161. – P. 468–475. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.008>

8. Нажису, Ерофеев В.И. Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // *Успехи современного естествознания*. – 2018. – № 11, ч. 2. – С. 420–424. DOI: <https://doi.org/10.17513/use.36963>

9. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology // *J. of Canadian Petroleum Technology*. – 2015. – Vol. 54, iss. 02. – P. 116–126. DOI: <https://doi.org/10.2118/174541-PA>

10. Wever D.A.Z., Picchinoni F., Broekhuis A.A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution // *Progress in polymer science*. – 2011. – № 36. – P. 1558–1628. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006>

11. Stability of partially hydrolyzed polyacrylamides at elevated temperatures in the absence of divalent cations / R.S. Seright, A.R. Campbell, P.S. Mozley, P. Han // *SPE Journal*. – Vol. 15, iss. 02. – P. 341–348. DOI: <https://doi.org/10.2118/121460-PA>

12. Gussenov I., Nuraje N., Kudaibergenov S. Bulk gels for permeability reduction in fractured and matrix reservoirs // *Energy Reports*. – 2019. – № 5. – P. 733–746. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.06.012>

13. Reaction kinetics of the uptake of chromium (III) acetate by polyacrylamide / R. Jain, C.S. McCool, D.W. Green, G.P. Willhite, M.J. Michnick // *SPE Journal*. – 2005. – Vol. 10, № 3. – P. 247–254. DOI: <https://doi.org/10.2118/89399-PA>

14. Study of action mechanisms and properties of Cr³⁺ cross-linked polymer solution with high salinity / L. Xiangguo, L. Junxiang, W. Rongian, L. Yigang, Zh. Song // *Petroleum Science*. – 2012. – № 9. – P. 75–81. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0185-x>

15. Effect of different phenolic compounds of performance of organically cross-linked terpolymer gel systems at extremely high temperatures // D. Zhu, J. Hou, X. Meng, Z. Zheng, Wei Qi, Chen Yuguang, Bai Baojun // *Energy Fuels*. – 2017. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01386>

16. Amir Z., Said I.M., Jan B.M. *In situ* organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: A review. – *Polym Adv Technol*. – 2019. – № 30. – P. 13–39. DOI: <https://doi.org/10.1002/pat.4455>

17. Bryant S.L., Bartosek M., Lockhart T.P. Laboratory evaluation of phenol-formaldehyde

polymer gels for high-temperature application // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1997. – № 17. – P. 197–209. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(96\)00079-4](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00079-4)

18. Synthesis and application of water-soluble phenol-formaldehyde resin crosslinking agent. – 3rd International Conference on Energy Materials and Environment Engineering / Z. Wang, S. Gao, J. You, J. Yu, T. Jiang, D. He, H. Gong, T. Zhang, J. Wei, S. Guo // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. – 2017. – № 61. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/61/1/012150>

19. Studies on phenol-formaldehyde crosslinked polymer gels in bulk and in porous media / P. Albonico, M. Bartosek, A. Malandrino, S. Bryant, T.P. Lockhart // *SPE International symposium on oilfield chemistry*, 14–17 February, San Antonio, Texas, 1995. DOI: <https://doi.org/10.2118/28983-MS>

20. Gelation behavior study of a resorcinol-hexamethylenetetramine 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, № 913. DOI: <https://doi.org/10.3390/en10070913>

21. 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. Zhend, Q. Wei, Y. Chen, B. Bai // *Energy Fuels*. – 2017. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01386>

22. Al-Muntasheri G.A., Nasr-El-Din H.A., Zitha P.L.J. Gelation kinetics and performance evaluation of an organically crosslinked gel at high temperature and pressure // *SPE Journal*. – 2008. – Vol. 13, iss. 03. – P. 337–345. DOI: <https://doi.org/10.2118/104071-PA>

23. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review // *Energy Fuels*. – 2017. – № 31. – P. 13063–13087. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>

24. Amir Z., Said I.M., Jan B.M. *In situ* organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: a review // *Polym Adv Technol*. – 2018. – P. 1–27. DOI: <https://doi.org/10.1002/pat.4455>

25. Yung Q., Chu B. Overlap Concentration of Macromolecules in Solution. // *Macromolecules*. – 1987. – № 20. – P. 362–366. DOI: <https://doi.org/10.1021/ma00168a023>

26. Colloidal Dispersion Gels (CDG) to Improve Volumetric Sweep Efficiency in Waterflooding Processes / R.-H. Castro-Garcia, G.A. Maya-Toro, J.E. Sandoval-Munoz, L.-M. Cohen-Paternina // *Latin American journal of Oil & Gas and Alternative Energies*. – Vol. 5, № 3. – P. 61–78.

27. Magny Bjorsvik, Harad Hoiland, Arne Skauge. Formation of colloidal dispersion gel from aqueous polyacrylamide solution // *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*. – 2008. – № 317. – P. 504–511. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2007.11.025>
28. Smith J.E., Liu H., Guo Z.D. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for daqing oil field. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, USA, 19–22 June // *Society of Petroleum Engineers*. – 2000. DOI: <https://doi.org/10.2118/62610-MS>
29. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in daqing oil field / H.L. Chang, X. Sui, L. Xia [et al.] // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – Vol. 09, № 06. – P. 664–673. DOI: <https://doi.org/10.2118/89460-PA>
30. 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 // *SPE/EOR Kuala Lumpur, Malaysia*, 11–13 August. – 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/174704-MS>
31. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review / E. Manrique, S. Reyes, J. Romero, N. Aye, M. Kiani, W. North, C. Tomas, M. Kazempour, M. Izadi, A. Roostapour, G. Munix, F. Cabrera, M. Lantz, C. Norman // *SPE EOR Conference at oil and gas West Asia*, 31 March – 2 April. – Muscat, Oman, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169705-MS>
32. Combining bulk gels and colloidal dispersion gels for improved volumetric sweep efficiency in a mature waterflood / E. Muruaga, M. Flores, C. Norman, J. Romero // *SPE Symposium on improved oil recovery*, 20–23 April. Tulsa, Oklahoma, USA, 2008. – P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.2118/113334-MS>
33. Ricks G.V., Portwood J.T. Injection-side application of MARCIT polymer improves waterflood sweep efficiency, decreases water-oil ratio, and enhances oil recovery in the McElroy field, Upton country, Texas // *SPE Permian basin oil and gas recovery conference*, 21–23 March. – Midland, Texas, 2000. DOI: <https://doi.org/10.2118/59528-MS>
34. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review / E. Manrique, S. Reyes, J. Romero, N. Aye, M. Kiani, W. North, C. Tomas, M. Kazempour, M. Izadi, A. Roostapour, G. Munix, F. Cabrera, M. Lantz, C. Norman // *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*, 31 March – 2 April. – Muscat, Oman, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169705-MS>
35. 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, № 1. – P. 1–17. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.ajset.20190401.11>
36. Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media / B. Bai, Yu. Liu, J.-P. Coste, L. Li // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2007. – Vol. 10, № 2. DOI: <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
37. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications / B. Bai, L. Li, Yu. Liu, Zh. Wang, H. Liu // *SPE/DOE Symposium on improved oil recovery*, 17–21 April. – Tulsa, Oklahoma, 2004. DOI: <https://doi.org/10.2118/89389-MS>
38. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях / Ю.А. Кетова, Б. Бай, Г.П. Хижняк, Е.А. Гладких, С.В. Галкин // *Записки горного института*. – 2020. – Т. 241. – С. 91–96. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.1.91>
39. Bai B., Wei M., Liu Yu. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology // *SPE Production and Operations Symposium*, 23–26 March, Oklahoma City. – Oklahoma, USA. – Society of Petroleum Engineers, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164511-MS>
40. Mechanism and influencing factors on the initial particle size and swelling capability of viscoelastic microspheres / H. Yang, W. Kang, S. Liu, B. Bai, J. Zhao, B. Zhang // *Journal of Dispersion Science and Technology*. – 2015. – Vol. 36, № 11. DOI: <https://doi.org/10.1080/01932691.2014.1000463>
41. Lei G., Li L., Nasr-El-Din H. New gel aggregates to improve sweep efficiency during waterflooding // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2011. – Vol. 14, № 01. – P. 120–128. DOI: <https://doi.org/10.2118/129960-PA>
42. Plugging properties and profile control effects of crosslinked polyacrylamide microspheres / B. Wang, M. Lin, J. Guo, D. Wang, F. Xu, M. Li // *J. of Applied Polymer Science*. – 2016. – Vol. 133. – P. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.1002/APP.43666>
43. Conformation and plugging properties of crosslinked polymer microspheres for profile control / M. Lin, G. Zhang, Z. Hua, Q. Zhao, F. Sun // *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*. – 2015. – № 477. – P. 49–54. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.03.042>
44. Yao C., Lei G., Gao X., Li L. Controllable preparation, rheology, and plugging property of micron-grade polyacrylamide microspheres as a novel profile control and flooding agent // *J. of Applied Polymer Science*. – 2013. – P. 1124–1130. DOI: <https://doi.org/10.1002/app.39283>
45. Water Conformance Treatment using SMG Microgels: A Successful Field Case / G. Dupuis, T. Lesuffleur, M. Desbois, J. Bouillot, A. Zaitoun //

SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 21–23 March. – Muscat, Oman, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/179765-MS>

46. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review // *Energy Fuels*. – 2017. – № 31. – P. 13063–13087. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>

47. Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent / C. Yao, G. Lei, L. Li, X. Gao // *Energy Fuels*. – 2012. – № 26. – P. 5092–5101. DOI: <http://dx.doi.org/10.1021/ef300689c>

48. Incremental-oil success from waterflood sweep improvement in Alaska / D. Ohms, J. McLeod, C.J. Graff, H. Frampton, J.C. Morgan, S. Cheung, K.I. Chang // *SPE Production & Operations*. – 2010. – Vol. 25, iss. 03. DOI: <https://doi.org/10.2118/121761-PA>

References

1. Ketova Iu.A., Baodzhan Bai, Kazantsev A.L., Galkin S.V. Analiz effektivnosti primeneniia zavodneniia neftenosnykh plastov na osnove vodorastvorimogo poliakrilamida i predvaritel'no sshitykh poliakrilamidnykh chastits [Analysis of the efficiency of waterflooding of oil reservoirs Using water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 260-270

2. Baojun Bai, Jia Zhou, Mingfei Yin. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum exploration and development*, 2015, vol. 42, pp. 525-532. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30045-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8)

3. Abdilbaki Mazen, Huh Chun, Sepehrnoori Kamy, Delshad Mojdeh, Varavei Abdoljalil. A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, iss. 122, pp. 741-753. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.034>

4. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy Fuels*, 2017, no. 31, pp. 13063-13087. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>

5. Toma A., Saiuk B., Abirov Zh., Mazbaev E. Polimernoe zavodnenie dlia uvelicheniia nefteotdachi na mestorozhdeniakh legkoi i tiazheloi nefi [Polymer Flooding to Increase Oil Recovery at Light and Heavy Oil Fields]. *Territoria "NEFTEGAZ"*, 2017, no. 7-8, pp. 58-67.

6. Kamal M.S., Sultan A.S., Al-Mudaiyedh U.A., Hussein I.A. Review on Polymer Flooding: Rheology,

Adsorption, Stability, and Field Applications of Various Polymer Systems. *Polymer Reviews*, 2015, pp. 1-40. DOI: <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>

7. Silva P.G., Aguiar A.A., Rezende V.P., Monsores A.L.M., Lucas E.F. A polymer flooding mechanism for mature oil fields: laboratory measurements and field results interpretation. *J. of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 161, pp. 468-475. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.008>

8. Nazhisu, Erofeev V.I. Issledovanie i primeneniie tekhnologii polimernogo zavodneniia dlia povysheniia nefteotdachi plastov [Research and application of polymer flooding technology to enhance oil recovery]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2018, no. 11, part 2, pp. 420-424. DOI: <https://doi.org/10.17513/use.36963>

9. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology. *J. of Canadian Petroleum Technology*, 2015, vol. 54, iss. 02, pp. 116-126. DOI: <https://doi.org/10.2118/174541-PA>

10. Wever D.A.Z., Picchinoni F., Broekhuis A.A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. *Progress in polymer science*, 2011, no. 36, pp. 1558-1628. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006>

11. Seright R.S., Campbell A.R., Mozley P.S., Han P. Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations. *SPE Journal*, vol. 15, iss. 02, pp. 341-348. DOI: <https://doi.org/10.2118/121460-PA>

12. Gussenov I., Nuraje N., Kudaibergenov S. Bulk gels for permeability reduction in fractured and matrix reservoirs. *Energy Reports*, 2019, no. 5, pp. 733-746. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.06.012>

13. Jain R., McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P., Michnick M.J. Reaction Kinetics of the Uptake of Chromium (III) Acetate by Polyacrylamide. *SPE Journal*, 2005, vol. 10, no. 3, pp. 247-254. DOI: <https://doi.org/10.2118/89399-PA>

14. Xiangguo L., Junxiang L., Rongian W., Yigang L., Song Zh. Study of action mechanisms and properties of Cr³⁺ + cross-linked polymer solution with high salinity. *Petroleum Science*, 2012, no. 9, pp. 75-81. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0185-x>

15. Zhu D., Hou J., Meng X., Zheng Z., Qi Wei, Yuguang Chen, Baojun Bai. Effect of Different Phenolic Compounds of Performance of Organically Cross-Linked Terpolymer Gel Systems at Extremely High Temperatures. *Energy Fuels*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01386>

16. Amir Z., Said I.M., Jan B.M. In situ organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: A review. *Polym Adv Technol*, 2019, no. 30, pp. 13-39. DOI: <https://doi.org/10.1002/pat.4455>

17. Bryant S.L., Bartosek M., Lockhart T.P. Laboratory evaluation of phenol-formaldehyde

polymer gels for high-temperature application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1997, no. 17, pp. 197-209. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(96\)00079-4](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00079-4)

18. Wang Z., Gao S., You J., Yu J., Jiang T., He D., Gong H., Zhang T., Wei J., Guo S. Synthesis and application of water-soluble phenol-formaldehyde resin crosslinking agent. *3rd International Conference on Energy Materials and Environment Engineering. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2017, no. 61. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/61/1/012150>

19. Albonico P., Bartosek M., Malandrino A., Bryant S., Lockhart T.P. Studies on Phenol-Formaldehyde Crosslinked Polymer Gels in Bulk and in Porous Media. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 14-17 February, San Antonio, Texas, 1995. DOI: <https://doi.org/10.2118/28983-MS>

20. Sun Y., Fang Y., Chen A., You Q., Dai C., Cheng R., Liu Y. Gelation Behavior Study of a Resorcinol-Hexamethylenetetramine Crosslinked Polymer Gel for Water Shut-Off Treatment in Low Temperature and High Salinity Reservoirs. *Energies*, 2017, vol. 10, no. 913. DOI: <https://doi.org/10.3390/en10070913>

21. Zhu D., Hou J., Meng X., Zhend 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 Fuels*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01386>

22. Al-Muntasheri G.A., Nasr-El-Din H.A., Zitha P.L.J. Gelation Kinetics and Performance Evaluation of an Organically Crosslinked Gel at High Temperature and Pressure. *SPE Journal*, 2008, vol. 13, iss. 03, pp. 337-345. DOI: <https://doi.org/10.2118/104071-PA>

23. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy Fuels*, 2017, no. 31, pp. 13063-13087. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>

24. Amir Z., Said I.M., Jan B.M. In situ organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: a review. *Polym Adv Technol*, 2018, pp. 1-27. DOI: <https://doi.org/10.1002/pat.4455>

25. Yung Q., Chu B. Overlap Concentration of Macromolecules in Solution. *Macromolecules*, 1987, no. 20, pp. 362-366. DOI: <https://doi.org/10.1021/ma00168a023>

26. Castro-Garcia R.-H., Maya-Toro G.A., Sandoval-Munoz J.E., Cohen-Paternina L.-M. Colloidal Dispersion Gels (CDG) to Improve Volumetric Sweep Efficiency in Waterflooding Processes. *Latin American Journal of Oil & Gas and Alternative Energies*, vol. 5, no. 3, pp. 61-78.

27. Magny Bjorsvik, Harad Hoiland, Arne Skauge. Formation of colloidal dispersion gel from aqueous polyacrylamide solution. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 2008, no. 317, pp. 504-511. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2007.11.025>

28. Smith J.E., Liu H., Guo Z.D. Laboratory Studies of In-Depth Colloidal Dispersion Gel Technology for Daqing Oil Field. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, USA, 19-22 June. *Society of Petroleum Engineers*, 2000. DOI: <https://doi.org/10.2118/62610-MS>

29. Chang H.L., Sui X., Xia L. et al. Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 09, no. 06, pp. 664-673. DOI: <https://doi.org/10.2118/89460-PA>

30. 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. *SPE/EOR Kuala Lumpur, Malaysia*, 11-13 August 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/174704-MS>

31. Manrique E., Reyes S., Romero J., Aye N., Kiani M., North W., Tomas C., Kazempour M., Izadi M., Roostapour A., Muniz G., Cabrera F., Lantz M., Norman C. Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 31 March – 2 April. Muscat, Oman, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169705-MS>

32. Muruaga E., Flores M., Norman C., Romero J. Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008, pp. 1-12. DOI: <https://doi.org/10.2118/113334-MS>

33. Ricks G.V., Portwood J.T. Injection-side Application of MARCIT Polymer Improves Waterflood Sweep Efficiency, Decreases Water-Oil Ratio, and Enhances Oil Recovery in the McElroy Field, Upton Country, Texas. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, 21-23 March. Midland, Texas, 2000. DOI: <https://doi.org/10.2118/59528-MS>

34. Manrique E., Reyes S., Romero J., Aye N., Kiani M., North W., Tomas C., Kazempour M., Izadi M., Roostapour A., Muniz G., Cabrera F., Lantz M., Norman C. Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 31 March – 2 April. Muscat, Oman, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169705-MS>

35. 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, no. 1, p. 1-17. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.ajset.20190401.11>

36. Bai B., Liu Yu., Coste J.-P., Li L. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, vol. 10, no. 2. DOI: <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
37. Bai B., Li L., Liu Yu., Wang Zh., Liu H. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, 17-21 April. Tulsa, Oklahoma, 2004. DOI: <https://doi.org/10.2118/89389-MS>
38. Ketova Iu.A., Bai B., Khizhniak G.P., Gladkikh E.A., Galkin S.V. Testirovanie tekhnologii predvaritel'no sshitykh chastits polimernogo gelia dlia ogranicheniia vodopritokov na fil'tratsionnykh kernovykh modeliakh [Testing the technology of pre-crosslinked polymer gel particles to limit water inflows on core filtration models]. *Zapiski gornogo instituta*, 2020, vol. 241, pp. 91-96. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.1.91>
39. Bai B., Wei M., Liu Yu. Field and Lab Experience with a Successful Preformed Particle Gel Conformance Control Technology. *SPE Production and Operations Symposium*, 23-26 March, Oklahoma City. Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164511-MS>
40. Yang H., Kang W., Liu S., Bai B., Zhao J., Zhang B. Mechanism and Influencing Factors on the Initial Particle Size and Swelling Capability of Viscoelastic Microspheres. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2015, vol. 36, no. 11. DOI: <https://doi.org/10.1080/01932691.2014.1000463>
41. Lei G., Li L., Nasr-El-Din H. New Gel Aggregates to Improve Sweep Efficiency During Waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, vol. 14, no. 01, pp. 120-128. DOI: <https://doi.org/10.2118/129960-PA>
42. Wang B., Lin M., Guo J., Wang D., Xu F., Li M. Plugging properties and profile control effects of crosslinked polyacrylamide microspheres. *J. of Applied Polymer Science*, 2016, vol. 133, pp. 1-7. DOI: <https://doi.org/10.1002/APP.43666>
43. Lin M., Zhang G., Hua Z., Zhao Q., Sun F. Conformation and plugging properties of crosslinked polymer microspheres for profile control. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 2015, no. 477, pp. 49-54. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.03.042>
44. Yao C., Lei G., Gao X., Li L. Controllable Preparation, Rheology, and Plugging Property of Micron-Grade Polyacrylamide Microspheres as a Novel Profile Control and Flooding Agent. *J of Applied Polymer Science*, 2013, pp. 1124-1130. DOI: <https://doi.org/10.1002/app.39283>
45. Dupuis G., Lesuffleur T., Desbois M., Bouillot J., Zaitoun A. Water Conformance Treatment using SMG Microgels: A Successful Field Case. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 21-23 March. Muscat, Oman, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/179765-MS>
46. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy Fuels*, 2017, no. 31, pp. 13063-13087. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>
47. Yao C., Lei G., Li L., Gao X. Selectivity of Pore-Scale Elastic Microspheres as a Novel Profile Control and Oil Displacement Agent. *Energy Fuels*, 2012, no. 26, pp. 5092-5101. DOI: <http://dx.doi.org/10.1021/ef300689c>
48. Ohms D., McLeod J., Graff C.J., Frampton H., Morgan J.C. Cheung, S., Chang K.I. Incremental-Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska. *SPE Production & Operations*, 2010, vol. 25, iss. 03. DOI: <https://doi.org/10.2118/121761-PA>

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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 // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №2. – С.150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5

Please cite this article in English as:

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. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5