



УДК 622.276.43:678.745.842

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМОГО ПОЛИАКРИЛАМИДА И ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СШИТЫХ ПОЛИАКРИЛАМИДНЫХ ЧАСТИЦ

Ю.А. Кетова, Б. Бай¹, А.Л. Казанцев², С.В. Галкин²

ООО «НефтеПром Сервис» (614022, Россия, г. Пермь, ул. Лизы Чайкиной, 25)

¹Миссурийский университет науки и технологий (МО 65409, США, г. Ролла, проспект Северный Бишоп, 1400)

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF WATERFLOODING OF OIL RESERVOIRS USING WATER-SOLUBLE POLYACRYLAMIDE AND PRELIMINARY CROSS-LINKED POLYACRYLAMIDE PARTICLES

Yulia A. Ketova, Baojun Bai¹, Aleksandr L. Kazantsev², Sergey V. Galkin²

NefteProm Service LLC (25 Liza Chaykina st., Perm, 614022, Russian Federation)

¹Missouri University of Science and Technology (1400 North Bishop av., Rolla, MO 65409, United States of America)

²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 04.04.2019. Принята / Accepted: 01.08.2019. Опубликовано / Published: 27.09.2019

Ключевые слова:

полимерное заводнение, полиакриламид, абсорбент, реологические характеристики, ограничение водопритока, выравнивание профиля приемистости.

В связи с постоянным увеличением числа месторождений, выходящих на завершающую стадию эксплуатации, у нефтедобывающих компаний увеличивается запрос на комплексные технологии, способные одновременно обеспечивать увеличение охвата пласта процессом вытеснения и снижение обводненности продукции скважин. При этом традиционной технологией является заводнение вязкими растворами водорастворимого полиакриламида. В статье приведен обзор технологий полимерного заводнения, выявлены преимущества и недостатки данного подхода, в частности, перечислены факторы, способные влиять на реологию полимерного раствора. Несмотря на широкое применение заводнения на основе полиакриламидных гелей, данный метод имеет ряд ограничений, которые в первую очередь связаны с реологическими характеристиками полимера. Неустойчивость реологических характеристик полимера является существенным недостатком, который может стать причиной недостижимости желаемого коэффициента нефтеизвлечения.

Альтернативной для выравнивания профиля приемистости является технология заводнения частицами полимерного геля (ЧПГ) на основе суспензии сшитых частиц полиакриламида. Синтез такого полимера осуществляется заранее и предполагает формирование трехмерной структуры (3D-полимера). С опорой на выполненный литературный обзор приведен сравнительный анализ эффективности технологий на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц, в результате сделан вывод о преимуществах последних по ряду значимых показателей. Полимеры на основе ЧПГ не меняют реологических характеристик в процессе закачки, при этом частицы могут изменять форму и рваться, обходя препятствия. Кроме этого, технология позволяет начинать закачку суспензии с меньшим объемом реагента, последовательно подбирая оптимальный гранулометрический состав в зависимости от конкретных геолого-технологических условий пласта. Заводнение на основе ЧПГ имеет высокие перспективы внедрения на российских нефтяных месторождениях.

Key words:

polymer flooding, polyacrylamide, absorbent, rheological characteristics, limitation of water inflow, alignment of the injection profile.

Due to the constant increase in the number of fields entering the final stage of operation, oil companies are increasing their demand for integrated technologies that can simultaneously increase the coverage of the formation by the displacement process and reduce the water cut of well products. In this case, the traditional technology is flooding with viscous solutions of water-soluble polyacrylamide. The article provides an overview of polymer flooding technology, identifies the advantages and disadvantages of this approach, in particular, lists the factors that can influence the rheology of a polymer solution. Despite the widespread use of flooding based on polyacrylamide gels, this method has several limitations, which are primarily associated with the rheological characteristics of the polymer. The instability of the rheological characteristics of the polymer is a significant drawback, which can cause the unattainability of the desired oil recovery coefficient (CIN).

An alternative for alignment of the injectivity profile is the technology of water flooding of the CHPG (polymer gel particles - preformed particle gels) based on a suspension of crosslinked polyacrylamide particles. The synthesis of such a polymer is carried out in advance and involves the formation of a three-dimensional structure (3D polymer). Based on the performed literature review, a comparative analysis of the effectiveness of technologies based on water-soluble polyacrylamide and pre-crosslinked polyacrylamide particles is given, as a result, it is concluded that the latter are advantageous in a number of significant indicators. Polymers based on CHP do not change the rheological characteristics during the injection process, while the particles can change shape and tear, enveloping obstacles. In addition, the technology allows you to start the injection of a suspension with a smaller volume of reagent, sequentially selecting the optimal particle size distribution depending on the specific geological and technological conditions of the formation. NPG-based flooding has high prospects for implementation in Russian oil fields.

Кетова Юлия Анатольевна – ведущий инженер-химик (тел.: +007 912 588 21 02, e-mail: ketovaya@npserv.ru).

Баоджан Бай – кандидат технических наук, профессор кафедры наук о земле, геологии и нефтегазового дела (e-mail: baib@mst.edu).

Казанцев Александр Леонидович – инженер-исследователь кафедры химической технологии (тел.: +007 908 275 22 82, e-mail: itilamid@rambler.ru).

Галкин Сергей Владиславович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета (тел.: +007 342 219 81 18, e-mail: gnfd@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

Yulia A. Ketova – Leading Chemical Engineer (tel.: +007 912 588 21 02, e-mail: ketovaya@npserv.ru).

Baojun Bai (Author ID in Scopus: 12769904500) – PhD in Engineering, Professor at the Department of Geosciences and Geological and Petroleum Engineering (e-mail: baib@mst.edu).

Aleksandr L. Kazantsev – Research Engineer, Department of Chemical Technology (tel.: +007 908 275 22 82, e-mail: itilamid@rambler.ru).

Sergey V. Galkin (Author ID in Scopus: 36711675500) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Dean of the Department of Mining and Oil (tel.: +007 342 219 81 18, e-mail: gnfd@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Введение

В настоящее время большая часть остаточных запасов нефти месторождений России находится на завершающих стадиях разработки. В частности, для территории Пермского края 66,1 и 2,7 % эксплуатационных нефтеносных объектов отнесены (на 2018 г.) к поздним третьей и четвертой стадиям разработки. Преобладание в структуре нефтяных запасов эксплуатационных объектов поздних стадий предопределяет необходимость поиска наиболее эффективных технологий повышения коэффициента нефтеизвлечения (КИН) [1, 2]. Одним из хорошо зарекомендовавших себя и широко применимых в настоящее время методов повышения КИН является полимерное заводнение [3–6]. В литературных источниках широко освещены вопросы использования таких водорастворимых полимеров, как полиакриламиды, гуаровая и ксантановая камедь, этоксилированные уретаны и др. При этом наиболее широко в нефтяной отрасли используются полимерные гели на основе полиакриламида.

Технология полимерного заводнения применяется при истощении нефтеносного пласта, когда наблюдается увеличение градиента проницаемости пропластков. Гетерогенность профиля коллектора при заводнении способствует промыванию водой наиболее проницаемых интервалов, большие объемы остаточной нефти (нефть тупиковых зон; пленка нефти, обволакивающая породу; нефть в капиллярах, которая удерживается капиллярным давлением; остаточная нефть, защемленная породой) остаются нетронутыми [7–9]. При этом вода может просачиваться сквозь нефтяные пропластки, практически не захватывая с собой нефть.

При использовании вязкого раствора полимера можно добиться более полного извлечения остаточных запасов нефти, увеличив КИН на 5–30 % [10, 11]. Классическая технология полимерного заводнения заключается в закачке полимерного раствора в объеме 0,3–0,5 порового пространства коллектора [10, 12]. Этот процесс может занимать длительное время (до года и более), после чего производится закачка воды. При этом между нефтью и водой образуется полимерная вязкая прослойка, которая замедляет и перераспределяет водные потоки в пласте, способствуя большему охвату нефтенасыщенных пропластков [13]. Часто полимерное заводнение рекомендуется к применению в условиях добычи высоковязкой нефти [14]. В целом лабораторные и промысловые

эксперименты показывают, что прирост добычи нефти от полимерного заводнения может достигать 10–13 % [15, 16].

Несмотря на широкое применение заводнения полиакриламидными гелями, данный метод имеет ряд ограничений, которые в первую очередь связаны с реологическими характеристиками полимера. Альтернативной технологией для повышения КИН и выравнивания профиля приемистости является сравнительно новый метод заводнения суспензией на основе предварительно сшитых полимерных частиц. В данной статье приведены особенности традиционного полимерного заводнения с указанием ограничений и рисков технологии; представлен обзор альтернативной технологии заводнения с применением частиц предварительно сшитого полиакриламида; проведен сравнительный анализ технологий.

Анализ опыта применения стандартной методики выравнивания профилей приемистости на основе водорастворимого полиакриламида

Наиболее распространенной технологией для выравнивания профиля приемистости пласта является полимерное заводнение, в ходе которого применяют закачку полиакриламида (ПАА, Bulk Polyacrylamide Gels). Полимерный гель в удаленной зоне пласта заполняет высокопроницаемые интервалы, что замедляет и перенаправляет водные потоки в низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки. Наиболее часто при этом используется частично гидролизованный полиакриламидный гель (ЧГПА), который получен путем сополимеризации акрилата натрия и акриламида.

Степень гидролизованности ПАА может варьироваться от 25 до 35 %. Данный параметр отвечает за реологические характеристики раствора полимера в воде. Если степень гидролизованности ПАА ниже 25 %, то растворы полимера не отличаются повышенной вязкостью. Превышение верхнего предела степени гидролизованности приводит к значительному увеличению чувствительности полимера к солям, содержащимся в пластовом флюиде. Таким образом, при растворении полимерных глобул в пластовой воде гидролизованные остатки карбоксильной группы мономера акриловой кислоты образуют экран вокруг глобулы, который не позволяет полимерной цепи равномерно распределиться в объеме флюида.

К параметрам, влияющим на способность ЧГПА изменять вязкость водных растворов, относятся средняя молекулярная масса полимерной цепи и концентрация ПАА, минерализация и состав пластовой воды, температура и давление в скважине, а также скорость и время закачки полимера [17–20].

В обзорной статье [19] описаны реологические особенности растворов частично гидролизованного полиакриламида. При увеличении скорости сдвига раствор ЧГПА ведет себя как псевдопластическая жидкость, которая снижает свою вязкость [21]. Данное явление объясняется такими процессами, как распуывание полимерной глобулы и ее равномерное распределение в растворе. При достижении критической скорости сдвига полимер начинает проявлять дилатантные характеристики, т.е. при значительном увеличении скорости сдвига раствор полимера набирает вязкость. Это явление объясняется образованием дополнительных межмолекулярных связей между полимерными цепями в связи с возникшей плотной упаковкой полимера.

Для растворов полиакриламида наблюдается еще одна реологическая особенность, которая важна при полимерном заводнении. Растворы ЧГПА увеличивают свою вязкость при постоянной скорости сдвига в течение длительного времени. Эта особенность называется тиксотропией. Всего выделяют два типа реологического поведения ЧГПА: для первого типа при низкой скорости сдвига характерно медленное увеличение вязкости до определенного постоянного значения; во втором случае при большой скорости сдвига полимер резко набирает вязкость, причем с течением времени его вязкость начинает значительно колебаться [20].

При использовании объемных ЧГПА важно обратить внимание на взаимодействие полимерных нитей с солями пластовой воды. Установлено, что ниже критической скорости сдвига добавление хлорида натрия способствует снижению вязкости раствора полимера; выше критической скорости сдвига наблюдается обратный эффект. При увеличении концентрации моновалентных ионов натрия в растворе полимера его вязкость снижается, как следствие этого реопексационные свойства полимерного раствора становятся менее выраженными [22–24].

Поливалентные катионы (Ca^{2+} , Mg^{2+} и др.) способны образовывать как внутримолекулярные, так и межмолекулярные комплексы с гидролизованным полиакриламидом. В работе [25] приведены исследования влияния концентрации

ионов кальция на структуру ЧГПА. Установлено, что при низкой концентрации ионов кальция в растворе наблюдается внутримолекулярная сшивка полимера, в результате чего происходит флокуляция полимера, и сам раствор не набирает вязкость. Если в такой раствор дополнительно внести ионы кальция, произойдет межмолекулярная сшивка полимера, которая будет создавать сгустки в растворе. Если же изначальная концентрация ионов кальция большая, то это способствует образованию межмолекулярных сшивок. При этом расчет концентрации ионов кальция зависит от степени гидролизованности полимера [25].

Широко распространена практика сшивки ЧГПА ионами Cr^{3+} [26–28]. В работе [28] описывается механизм сшивки полиакриламида в воде повышенной минерализации ионами Cr^{3+} . Установлено, что при повышенном содержании электролитов и низкой концентрации полимера и ионов хрома превалирует внутримолекулярная сшивка между разветвленными частями одной полимерной цепи. При повышенной концентрации ионов хрома (сопоставимой со степенью гидролизованности полимера) вязкость сшитого геля выше в сравнении с раствором ЧГПА той же концентрации.

В литературе описана практика применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) в качестве модификаторов вязкостных свойств ЧГПА. ПАВ способны взаимодействовать с полимерными цепями в растворе и таким образом оказывать влияние на реологические характеристики полимера. В частности, при оценке влияния олеата натрия на свойства ЧГПА установлено, что при малых концентрациях ПАВ вязкость ЧГПА увеличивается [29]. Это явление обусловлено связями между молекулами полимера и ПАВ. При большой концентрации ПАВ вязкость системы резко падает по причине увеличения сил отталкивания между мицеллярными агрегатами ПАВ и полимера.

С целью стабилизации реологических характеристик полимера известен опыт исследований по частичной гидрофобизации цепи ЧГПА. Так, в литературе представлены данные о введении дополнительных гидрофобных звеньев в основную цепь полимера [30–32]. При растворении таких полимеров в воде гидрофобные мономеры цепи притягиваются друг к другу, образуя сшивку полимерных цепей. Такое межмолекулярное взаимодействие увеличивает вязкость раствора. Если гидрофобные мономеры расположены в цепи блоком, то они создают более

прочные межмолекулярные связи с аналогичными гидрофобными блоками другой цепи. Среди гидрофобных мономеров могут быть использованы производные акрилата и метакрилата, мономеры с алкильными радикалами разной длины цепи, арильные и алкиларильные, фторорганические, цвиттерионные мономеры. Дополнительно вязкость гидрофобно-модифицированных полиакриламидных гелей регулируют путем введения ПАВ, которые вступают в межмолекулярные взаимодействия с гидрофобными участками полимерной цепи [19].

Несмотря на разработку большого разнообразия модификаций полиакриламида, растворимого в воде, нивелировать недостатки данной технологии с учетом приемлемой себестоимости технологии весьма сложно. Среди основных недостатков вязких полимерных составов на основе полиакриламида можно выделить следующие: необходимость специального дорогостоящего оборудования для изготовления раствора полимера в полевых условиях; сложность контроля вязкости полимера в объеме; изменение вязкости при закачке полимера в скважину; чувствительность полимера к ионам металлов, которые входят в состав пластовых флюидов; непредсказуемость реологических характеристик полимера в условиях пласта.

Геолого-технологические условия эффективного применения заводнения на основе предварительно сшитых частиц полиакриламида

Перспективной альтернативой ЧПА, по мнению авторов статьи, является технология заводнения нефтяных пластов на основе предварительно сшитых частиц полиакриламида, которые представляют собой гранулы абсорбента, способные впитывать воду. В зарубежной литературе данную технологию принято называть *Preformed Particle Gels*, в российской – ЧПГ (частицы полимерного геля). Изготовление сшитого полиакриламида включает в себя следующие стадии: синтез полимера (схема представлена на рисунке), сушка, измельчение, разделение на фракции [33]. Фракционный состав полимера может варьироваться от микро- до миллиметровых размеров. Данный параметр подбирается с учетом проницаемости коллектора.

Особенностью сшитых полимеров является их способность абсорбировать воду, ввиду чего данный вид относят к суперабсорбентам.

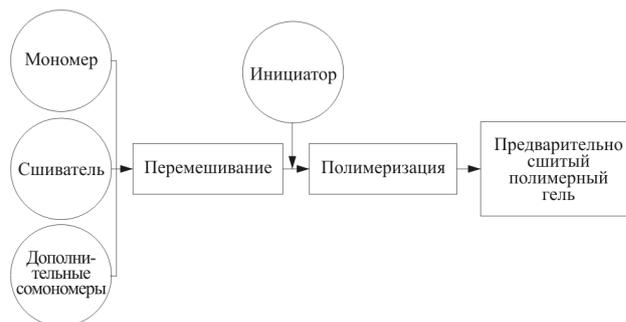


Рис. Принципиальная схема процесса изготовления сшитого полиакриламида ЧПГ

Основные характеристики ЧПГ

| Параметр | Характеристика |
|--|---------------------------------------|
| Размер | От 10 мкм до 1 см |
| Абсорбционная емкость в пластовой воде | 1–100 г воды на 1 г полимера |
| Устойчивость в соленой воде | Устойчивы к любым концентрациям солей |
| Устойчивость к повышенным температурам | 1 год при температуре ниже 140° С |
| Прочность | Регулируется рецептурой |
| Скорость набухания | От нескольких минут до 20 дней |

Благодаря способности набухать в воде полимерные частицы, находясь в растворе, становятся мягкими и упругими, но при этом не растворяются в воде [34]. Абсорбционная емкость полимера (способность впитывать воду; численно равна количеству граммов воды, которую способен впитать 1 г полимера) зависит от его состава, температуры пласта и содержания солей в воде, на основе которой готовят суспензию. На абсорбционную емкость полимера влияют концентрация соли в воде (чем выше, тем она меньше); температура пласта (чем выше, тем больше абсорбционная емкость). При этом ЧПГ обладает большей устойчивостью относительно вышеупомянутых факторов, чем традиционные объемные гели, которые значительно теряют вязкость при увеличении температуры и минерализации воды [34]. Основные характеристики ЧПГ приведены в таблице.

Суть технологии заключается в изготовлении непосредственно в полевых условиях низкоконцентрированной суспензии на основе ЧПГ и пластовой воды, которая закачивается в нагнетательные скважины. По причине того что полимер впитывает воду и набухает, он может пройти только по наиболее проницаемым пропласткам. Образующиеся в них при этом полимерные пробки приводят к перераспределению

фильтрационных потоков и вовлечению в процесс вытеснения ранее неработающих интервалов продуктивного разреза.

Данная технология имеет ряд преимуществ по сравнению с полимерным заводнением высоковязкими растворами на основе ПАА. Полимеры на основе ЧПГ устойчивы в отношении катионов металлов, содержащихся в пластовой воде, не меняют реологические характеристики при большой скорости закачки, не создают угрозы коагуляции нефтенасыщенных пропластков полимерными сгустками [34].

Лабораторные испытания показали, что набухшие ЧПГ могут проходить через поры и трещины с площадью фильтрации до 75 % от диаметра сухой частицы. Например, если частица имеет диаметр ($D_{\text{чпг}}$) 10 мкм, то в набухшем виде она сможет пройти через канал с диаметром ($D_{\text{пор}}$) 7,5 мкм. Это можно приблизительно сопоставить с проницаемостью пропластка в 350 мД.

Возможны следующие механизмы воздействия ЧПГ на коллектор: деформация частицы и передвижение по пласту; разрыв частицы и передвижение по пласту; застревание в каналах и блокировка отдельных пропластков. В работе [35] описаны фильтрационные испытания, проведенные на терригенном насыпном керне. Согласно результатам исследований, набухший полимер может пройти в поровое пространство с диаметром, который составляет около 18 % от диаметра самой частицы. Сухая частица полимера может пройти в пору, составляющую 83 % от диаметра частицы [36].

В работе [36] приведены результаты исследований оценки возможности прохождения ЧПГ в поровое пространство насыпного керна. В ходе экспериментов установлено, что ЧПГ способны проходить через поровое пространство керна при соотношении диаметра набухшей частицы к диаметру канала меньше 15. Если подобрать гранулометрический состав по размеру больше, чем проницаемость коллектора в призабойной зоне пласта, то возникает вероятность образования полимерной прослойки у края скважины, что приведет к значительному снижению фильтрации.

Промысловый опыт применения технологий заводнения на основе предварительно сшитых частиц полиакриламида

Технология на основе предварительно сшитых полиакриламидных частиц длительное время успешно применяется в ведущих

нефтедобывающих странах (Китай, США, Канада) [35, 37–39]. Мировая практика применения ЧПГ еще в 2013 г. насчитывала более 4000 скважинных операций [35]. Однако на нефтяных месторождениях России в настоящее время она нашла лишь ограниченное применение. В отечественной научной литературе информация об использовании полимерных ограниченно-набухающих гелей с целью модификации профиля приемистости скважин также практически отсутствует.

В работе [37] обобщен 20-летний мировой опыт применения технологии ЧПГ в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных залежей: с различным фильтрационно-емкостными свойствами и типом коллектора; в высоко- и низкотемпературных пластах; при различном содержании солей в пластовой воде и др. Так, в результате реализации заводнения с использованием ЧПГ для терригенных коллекторов месторождения Пучен (нефтяная компания China Sinopet, Китай) при проницаемости 121 мД и температуре пласта 107 °С обводненность продукции скважин была снижена с 85 до 70 %. Дебиты нефти соответственно увеличились с 40 до 60 т/сут. При использовании данной технологии на месторождении Ксинбэй, Китай (пластовая температура 45 °С, содержание солей в пластовой воде 4500 мг/л) обводненность продукции скважин снизилась с 90 до 82 % [37].

Также известны результаты применения технологии ЧПГ нефтяной компанией PetroChina для терригенных нефтяных залежей группы месторождений Дацин (пластовая температура 45 °С, содержание солей в пластовой воде 4000 мг/л). При закачке ЧПГ в нагнетательные скважины обводненность добывающих скважин снижена с 95 до 92 %, что дало прирост дебитов нефти 5,8 т/сут. При этом дополнительный суммарный прирост наблюдался в течение более 2 лет и суммарно составил 15 000 т нефти, т.е. дополнительные 113 т нефти на каждую тонну использованного полимера [38].

На месторождениях Западной Сибири, Татарстана и Казахстана также имеется некоторый опыт применения технологий заводнения на основе сшитых полимеров. К ним можно отнести полимерно-гелевую систему «Темпоскрин». Данный реагент предназначен для изменения профиля приемистости нагнетательных скважин методом закачки в пласт водной суспензии [40]. Дисперсионные гели полиакриламида при этом в сухом виде представляют собой порошок с размером частиц

0,5–2 мм, которые в воде увеличиваются в диаметре до 10 мм, причем объем частиц может увеличиваться в тысячу раз и более. Особенностью технологии является сшивка сухого порошка полиакриламида с молекулярной массой $20 \cdot 10^6$ а.е.м. и степенью гидролиза 30 % ионизирующим излучением дозой 10 кГр [41]. Результаты применения полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» с целью выравнивания профиля приемистости действительно показали увеличение доли добываемой нефти в продукции скважин, приведены данные о добыче 2–8 дополнительных тонн нефти в зависимости от геологического строения пласта и величины остаточных запасов [42]. Аналогом «Темпоскрин» являются также применяемые российскими нефтяными компаниями реагенты «Ретин-10», «Поликар» [43, 44].

Также известен суперабсорбент АК-639 производства ООО «Акрипол», который представлен как компонент вязко-упругих и сшитых полимерных систем для выравнивания профиля приемистости скважин. Технология выравнивания профиля приемистости на основе данного реагента предполагает закачку 0,5–1,0%-ной суспензии; набухание полимера и гелеобразование происходят при температуре 70 °С при длительном контакте с водой [45].

Заключение

Таким образом, зарубежный и отечественный опыт внедрения технологии ЧПГ показывает, что эффективность ее применения по многим показателям превышает стандартные технологии на основе водорастворимых полиакриламидов. Основные особенности и преимущества технологии ЧПГ можно свести к следующим.

Водонабухающий полиакриламид ЧПГ в значительно большей степени устойчив к воздействию солей и может менять абсорбционную емкость в зависимости от минерализации пластовой воды. При этом водорастворимый полиакриламид, напротив, при взаимодействии с пластовой водой обычно резко теряет вязкость либо образует сгустки.

Обычные составы водорастворимых полиакриламидов неустойчивы при повышенных температурах. Эта проблема может быть решена введением в них специальных мономеров, что резко увеличивает стоимость обработок. Составы на основе ЧПГ значительно более термостойчивы в широком диапазоне пластовых температур (до 140 °С).

Составы ПАА в зависимости от молекулярной структуры полимера и геолого-технологических условий в процессе закачки могут существенно изменять свою вязкость, часто проявляя свойства псевдопластичности. При большем содержании солей в пласте полимер может как терять вязкость при взаимодействии с моновалентными металлами, так и образовывать сгустки при больших концентрациях поливалентных металлов. Неустойчивость реологических характеристик полимера является существенным недостатком, который может стать причиной недостижимости желаемого КИН. Полимеры на основе ЧПГ не меняют реологических характеристик в процессе закачки, при этом частицы могут менять форму и рваться, огибая препятствия.

Известным преимуществом составов ПАА является их способность легко фильтроваться в пласт. При использовании полимеров на основе ЧПГ фильтрация обычно осложнена. Это обстоятельство обуславливает необходимость при использовании данной технологии на новых территориях предварительно проводить эксперименты на керновых моделях для получения оптимальных размеров их частиц. Данная проблема может быть решена в том числе с применением перспективного метода рентгеновской томографии керна [46–48].

К дополнительным рискам снижения эффектов от применения технологии ПАА следует отнести сложность контроля режимов закачки по скорости и объему полимерного раствора, а также соблюдение стандарта приготовления состава. Суспензия на основе ЧПГ реологически в целом устойчива при больших скоростях сдвига. Тем не менее неоптимально подобранный гранулометрический состав и в технологии ЧПГ также может стать причиной формирования полимерной пробки на поверхности коллектора или в зоне призабойной зоны пласта.

Возможности оптимизации технологии ПАА связаны с модификацией структуры полимера путем введения дополнительных реагентов, что влечет за собой увеличение себестоимости состава. В этой связи технология на основе ЧПГ имеет также заметное преимущество, так как позволяет начинать закачку суспензии с меньшим объемом реагента, последовательно подбирая оптимальный гранулометрический состав в зависимости от конкретных геолого-технологических условий пласта. В целом авторам представляется, что научные исследования в части поиска перспективных полимерных составов на основе ЧПГ в настоящее время весьма актуальны, а сама

технология имеет высокие перспективы внедрения на российских нефтяных месторождениях.

Благодарность

Исследование выполнено при поддержке гранта администрации Пермского края. Соглашение № С-26/174.7 (МИГ-№ 28)

Библиографический список

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Физика и химия. – 2013. – Сер. 4, вып. 2. – С. 46–76.

2. Кетова, Ю.А. Актуальные направления разработки полимерных составов в условиях эксплуатации объектов Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 4. – С. 342–349. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.5

3. 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: 10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006

4. Применение полимерного заводнения для увеличения коэффициента извлечения нефти / R. Castro, R. Perez, G. Maya, R. Jimenez, H. Garzia, L. Quintero // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 4. – С. 271–280. DOI: 10.18599/grs.18.4.4

5. Shuang liang experimental study on the physical performance and flow behavior of decorated polyacrylamide for enhanced oil recovery / Shuang Liang, Yikun Liu, Shaoquan Hu, Anqi Shen, Quinnan Yu, Hua Yan, Mingxing Bai // Energies. – 2019. – Vol. 12, № 562. DOI: 10.3390/en12030562

6. Гладких Е.А. Полимерное заводнение как метод борьбы с обводнением // Научный форум. Сибирь. – 2017. – Т. 3, № 1. – С. 14–15.

7. Никифоров А.И., Анохим С.В. О моделировании вытеснения нефти водой с гелеобразующими добавками // Математическое моделирование. – 2002. – Т. 14, № 12. – С. 117–127.

8. Wei B., Romeo-Zeron L., Rodrigue D. Oil displacement mechanism of viscoelastic polymers on enhanced oil recovery (EOR): a review // Journal of

Petroleum Exploration and Production Technology. – 2013. DOI: 10.1007/s13202-013-0087-5

9. Experimental study on the transport and improved oil recovery mechanism of submicron particle gel / A. Almohsin, S. Aramco, H. Ding, B. Bai // SPE-2018. DOI: 10.2118/190364-MS

10. Abidin A.Z., Puspasari T., Nugroho W.A. Polymers for enhanced oil recovery technology // Procedia Chemistry. – 2012. – Vol. 4. – P. 11–16. DOI: 10.1016/j.proche.2012.06.002

11. Synthesis techniques for polymers applied to enhanced oil recovery / M.J. Data, J.M. Milanesio, R. Martini, M. Strumia // MOJ Polymer Science. – 2018. – Vol. 2, iss. 1. – P. 17–20. DOI: 10.15406/mojps.2018.02.00040

12. Thomas A. Chemical enhanced oil recovery (сEOR) – a practical overview: Chapter 2. Polymer flooding [Электронный ресурс]. – IntechOpen, 2016. – P. 54–99. – URL: <https://www.intechopen.com/books/chemical-enhanced-oil-recovery-ceor-a-practical-overview/polymer-flooding> (дата обращения: 25.03.2019).

13. Мелкумян Л.А., Логвинов О.А. Полимерное заводнение как метод увеличения нефтеотдачи // Актуальные проблемы прикладной математики, информатики и механики: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. / Воронежский гос. ун-т; Изд-во «Научно-исследовательские публикации»; ООО «Вэлборн». – Воронеж, 2017. – С. 1339–1341.

14. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 39–51. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5

15. Microflow mechanism of oil displacement by viscoelastic hydrophobically associating water-soluble polymers in enhanced oil recovery / H. Zhong, Y. Li, W. Zhang, H. Yin, J. Lu, D. Guo // Polymers. – 2018. – Vol. 10, № 628. DOI: 10.3390/polym10060628

16. Experimental study on the physical performance and flow behavior of decorated polyacrylamide for enhanced oil recovery / Sh. Liang, Y. Liu, Sh. Hu, A. Shen, Q. Yu, H. Yan, M. Bai // Energies. – 2019. – Vol. 12, № 562. DOI: 10.3390/en12030562

17. Synthesis and evaluation of partially hydrolysed polyacrylamide (PHPA) as viscosifier in water based drilling fluids / A. Borthakur, S.R. Dutta Choudhury, P. Sengupta, K.V. Rao, M.C. Nihalani // Indian Journal of Chemical Technology. – 1997. – Vol. 4. – P. 83–88.

18. Lake L.W. Enhanced oil recovery. – Prentice-Hall Inc., 1989. – 551 p.
19. 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. – Vol. 36, iss. 11. – P. 1558–1628. DOI: 10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006
20. Черепанова Н.А. Обобщение опыта применения полимерного заводнения и критериев выбора полимера // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2015. – № 10. – С. 48–52.
21. Hasmet M.R., Onur M., Tan I.M. Empirical correlation for viscosity of polyacrylamide solution with the effects of concentration, molecular weight and degree of hydrolysis of polymer // *Journal of Applied Science.* – 2014. – Vol. 14, № 10. – P. 1000–1007. DOI: 10.3923/jas.2014.1000.1007
22. Hashmet M.R., Onur M., Tan I.M. Empirical correlations for viscosity of polyacrylamide solution with the effects of salinity and hardness // *Journal of Dispersion Science and Technology.* – 2014. – Vol. 35. – P. 510–517. DOI: 10.1080/01932691.2013.797908
23. Experimental and theoretical study of dilute polyacrylamide solutions effect of salt concentration / P. Chen, L. Yao, Y. Liu, J. Luo, G. Zhou, B. Jiang // *Journal of Molecular Modeling.* – 2012. – № 18. – P. 3153–3160. DOI: 10.1007/s00894-011-1332-9
24. Design water-soluble polymers for enhanced oil recovery / W. Kang, X. Wang, X. Wu, L. Meng, Sh. Liu, X. Bin, X. Shan // *Society of Plastics Engineers (SPE).* – 2012. DOI: 10.1002/spepro.004409
25. Peng S., Wu C. Light scattering study of the formation and structure of partially hydrolyzed poly(acrylamide)/calcium(II) complexes // *Macromolecules.* – 1999. – Vol. 32. – P. 585–589. DOI: 10.1021/ma9809031
26. Гумерова Г.Р., Яркоева Н.Р. Технология применения шитых полимерных составов // *Нефтегазовое дело.* – 2017. – № 2. – С. 63–79. DOI: 10.17122/ogbus-2017-2-63-79
27. 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. – P. 247–254. – DOI: 10.2118/89399-PA
28. Study of action mechanisms and properties of Cr^{3+} 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: 10.1007/s12182-012-0185-x
29. Rheological properties of hydrolyzed polyacrylamide/sodium oleate mixed system in the presence of different inorganic salts / X. Xin, L. Wang, J. Shen, G. Xu, Y. Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2014. – № 114. – P. 15–21. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.12.009
30. Data M.J. Synthesis techniques for polymers applied to enhanced oil recovery // *MOJ Poly Sci.* – 2018. – 2 (1). – P. 17–20. DOI: 10.15406/mojps.2018.02.00040
31. Experimental study of rheological properties and oil displacement efficiency in oilfields for a synthetic hydrophobically modified polymer / P. Liu, Zh. Mu, Ch. Wang, Y. Wang // *Scientific Reports.* – Vol. 7, № 8791. DOI: 10.1038/s41598-017-09057-9
32. Microflow mechanism of oil displacement by viscoelastic hydrophobically associating water-soluble polymers in enhanced oil recovery / H. Zhong, Y. Li, W. Zhang, H. Yin, J. Lu, D. Guo // *Polymers (Basel).* – 2018. – 10 (6). – P. 628. DOI: 10.3390/polym10060628
33. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application. / B. Bai, L. Li, Yu. Liu, H. Liu, Zh. Wang, Ch. You // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering.* – 2007. – Vol. 10, № 4. DOI: 10.2118/89389-PA
34. Bai B., Wei M., Liu Yu. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology // *SPE Production and Operations Symposium / Society of Petroleum Engineers.* – Oklahoma, 2013. DOI: 10.2118/164511-MS
35. 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: 10.2118/89468-PA
36. Elsharaafi M.O., Bai B. Effect of weak preformed particle gel on unswept oil zones/ areas during conformance control treatments // *Industrial and Engineering Chemistry Research.* – 2012. – № 51. – P. 11547–11554. DOI: 10.1021/ie3007227
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 / Society of Petroleum Engineers.* – Tulsa, 2004. DOI: 10.2118/89389-MS

38. Baojun Bai, Mingzhen Wei, Yuzhang Liu. Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control // *Oil and Gas Science and Technology*. – 2012. – Vol. 67, № 6. DOI: 10.2516/ogst/2012058

39. Qiu W. The application of performed particle gel for water shutoff and flooding in severe heterogeneous reservoir // *Advances in Petroleum Exploration and Development*. – 2015. – Vol. 9, № 1. – P. 92–97. DOI: 10.3968/6609

40. Результаты использования технологии «Темпоскрин» на месторождениях республики Казахстан (на примере ПФ «Эмбаунайгаз») / Д.А. Каушанский, М.Д. Батырбаев, С.К. Дузбаев, В.Б. Демьяновский // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2006. – № 9. – С. 51–58.

41. Баранов В.Л., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Изучение реологической неоднородности жидких систем на примере набухших в воде дисперсионных гелей полиакриламида // *Актуальные проблемы нефти и газа*. – 2016. – Т. 1, № 13. – URL: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art4.

42. Каушанский Д.А. Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки «Темпоскрин-люкс» // *Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика*. – 2014. – Т. 1, № 9. – URL: http://oilgasjournal.ru/vol_9/kaush-adv.pdf (дата обращения: 12.02.2019).

43. Идиятуллин А.Р. «Ритин-10»: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 2007. – № 2. – С. 54–58.

44. Применение коллоидных систем для увеличения нефтеотдачи пластов / О.Ю. Сладовская, Н.Ю. Башкирцева, Д.А. Кудряшов, А.И. Лахова, Р.Р. Мингазов, И.Ф. Исмагилов, Б.Р. Вагапов // *Вестник Каханского технологического университета*. – 2010. – № 10. – С. 585–591.

45. Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // *Георесурсы*. – 2016. – Т. 18, № 3, ч. 1. – С. 175–188. DOI: 10.18599/grs.18.3.6

46. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии ядра / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, Е.В. Соболева, В.Ш. Гурбанов // *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. – 2016. – Т. 4, № 4. – С. 55–63.

47. Опыт исследования ядра карбонатных отложений методом рентгеновской томографии / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, С.А. Шапиро // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 23–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

48. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data / А.А. Efimov, S.V. Galkin, Ia.V. Savitckii, V.I. Galkin // *Ecology, Environment and Conservation*. – 2015. – Vol. 21. – P. 79–85.

References

1. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fizikokhimicheskie metody uvelicheniia nefteotdachi plastov [Physico-chemical methods of increasing oil recovery]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Fizika i khimiia*, 2013, ser.4, iss.2, pp.46-76.

2. Ketova Yu.A. Relevant directions in development of polymer compositions for conditions of operated in Perm region reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.4, pp.342-349. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.5

3. 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: 10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006

4. Castro R., Perez R., Maya G., Jimenez R., Garzia H., Quintero L. Primenenie polimernogo zavodneniia dlia uvelicheniia koeffitsienta izvlecheniia nefiti [The use of polymer flooding to increase oil recovery]. *Georesursy*, 2016, vol.18, no.4, pp.271-280. DOI: 10.18599/grs.18.4.4

5. Shuang Liang, Yikun Liu, Shaoquan Hu, Anqi Shen, Quinnan Yu, Hua Yan, Mingxing Bai. Shuang liang experimental study on the physical performance and flow behavior of decorated polyacrylamide for enhanced oil recovery. *Energies*, 2019, vol.12, no.562. DOI: 10.3390/en12030562

6. Gladkikh E.A. Polimernoe zavodnenie kak metod borby s obvodneniem [Polymer flooding as a method of controlling watering]. *Nauchnyi forum. Sibir*, 2017, vol.3, no.1, pp.14-15.

7. Nikiforov A.I., Anokhim S.V. O modelirovani vytesneniia nefiti vodoi s geleobrazu-

iushchimi dobavkami [On the modeling of oil displacement by water with gelling additives]. *Matematicheskoe modelirovanie*, 2002, vol.14, no.12, pp.117-127.

8. Wei B., Romeo-Zeron L., Rodrigue D. Oil displacement mechanism of viscoelastic polymers on enhanced oil recovery (EOR): a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2013. DOI: 10.1007/s13202-013-0087-5

9. Almohsin A., Aramco S., Ding H., Bai B. Experimental study on the transport and improved oil recovery mechanism of submicron particle gel. SPE – 2018. DOI: 10.2118/190364-MS

10. Abidin A.Z., Puspasari T., Nugroho W.A. Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, 2012, vol.4, pp.11-16. DOI: 10.1016/j.proche.2012.06.002

11. Data M.J., Milanesio J.M., Martini R., Strumia M. Synthesis techniques for polymers applied to enhanced oil recovery. *MOJ Polymer Science*, 2018, vol.2, iss.1, pp.17-20. DOI: 10.15406/mojps.2018.02.00040

12. Thomas A. Chemical enhanced oil recovery (cEOR) – a practical overview: Chapter 2. Polymer flooding. *IntechOpen*, 2016, pp.54-99, available at: <https://www.in-techopen.com/books/chemical-enhanced-oil-recovery-ceor-a-practical-overview/polymer-flooding> (accessed 25 March 2019).

13. Melkumian L.A., Logvinov O.A. Polimernoe zavodnenie kak metod uvelicheniia nefteotdachi [Polymer flooding as a method of increasing oil recovery]. *Aktualnye problemy prikladnoi matematiki, informatiki i mekhaniki. Sbornik trudov mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Voronezh*, 2017, pp.1339-1341.

14. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Poplygina I.S. Methods of polymer flooding of high-viscosity oil pools. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no.14, pp.39-51. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5

15. Zhong H., Li Y., Zhang W., Yin H., Lu J., Guo D. Microflow mechanism of oil displacement by viscoelastic hydrophobically associating water-soluble polymers in enhanced oil recovery. *Polymers*, 2018, vol.10, no.628. DOI: 10.3390/polym10060628

16. Liang Sh., Liu Y., Hu Sh., Shen A., Yu Q., Yan H., Bai M. Experimental study on the physical performance and flow behavior of decorated polyacrylamide for enhanced oil recovery. *Energies*, 2019, vol.12, no.562. DOI: 10.3390/en12030562

17. Borthakur A., Dutta Choudhury S.R., Sengupta P., Rao K.V., Nihalani M.C. Synthesis and evaluation of partially hydrolysed polyacrylamide (PHPA) as viscosifier in water based drilling fluids. *Indian Journal of Chemical Technology*, 1997, vol.4, pp.83-88.

18. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Prentice-Hall Inc., 1989, 551 p.

19. 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, vol.36, iss.11, pp.1558-1628. DOI: 10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006

20. Cherepanova N.A. Obobshchenie opyta primeneniia polimernogo zavodneniia i kriteriev vybora polimera [Summary of polymer flooding experience and polymer selection criteria]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, no.10, pp.48-52.

21. Hasmet M.R., Onur M., Tan I.M. Empirical correlation for viscosity of polyacrylamide solution with the effects of concentration, molecular weight and degree of hydrolysis of polymer. *Journal of Applied Science*, 2014, vol.14, no.10, pp.1000-1007. DOI: 10.3923/jas.2014.1000.1007

22. Hashmet M.R., Onur M., Tan I.M. Empirical correlations for viscosity of polyacrylamide solution with the effects of salinity and hardness. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2014, vol.35, pp.510-517. DOI: 10.1080/01932691.2013.797908

23. Chen P., Yao L., Liu Y., Luo J., Zhou G., Jiang B. Experimental and theoretical study of dilute polyacrylamide solutions effect of salt concentration. *Journal of Molecular Modeling*, 2012, no.18, pp.3153-3160. DOI: 10.1007/s00894-011-1332-9

24. Kang W., Wang X., Wu X., Meng L., Liu Sh., Bin X., Shan X. Design water-soluble polymers for enhanced oil recovery. *Society of Plastics Engineers (SPE)*, 2012. DOI: 10.1002/spepro.004409

25. Peng S., Wu C. Light scattering study of the formation and structure of partially hydrolyzed poly(acrylamide)/calcium(II) complexes. *Macromolecules*, 1999, vol.32, pp.585-589. DOI: 10.1021/ma9809031

26. Gumerova G.R., Iarkeeva N.R. Tekhnologiya primeneniia sshitykh polimernykh sostavov [The technology of using crosslinked polymer compositions]. *Neftegazovoe delo*, 2017, no.2, pp.63-79. DOI: 10.17122/ogbus-2017-2-63-79

27. 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, pp. 247–254. DOI: 10.2118/89399-PA
28. Xiangguo L., Junxiang L., Rongian W., Yigang L., Song Zh. Study of action mechanisms and properties of Cr^{3+} cross-linked polymer solution with high salinity. *Petroleum Science*, 2012, no.9, pp.75-81. DOI: 10.1007/s12182-012-0185-x
29. Xin X., Wang L., Shen J., Xu G., Li Y. Rheological properties of hydrolyzed polyacrylamide/sodium oleate mixed system in the presence of different inorganic salts. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, no.114, pp.15-21. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.12.009
30. Data M.J. Synthesis techniques for polymers applied to enhanced oil recovery. *MOJ Poly Sci*, 2018, 2(1), pp.17-20. DOI: 10.15406/mojps.2018.02.00040
31. Liu P., Mu Zh., Wang Ch., Wang Y. Experimental study of rheological properties and oil displacement efficiency in oilfields for a synthetic hydrophobically modified polymer. *Scientific Reports*, vol.7, no.8791. DOI: 10.1038/s41598-017-09057-9
32. Zhong H., Li Y., Zhang W., Yin H., Lu J., Guo D. Microflow mechanism of oil displacement by viscoelastic hydrophobically associating water-soluble polymers in enhanced oil recovery. *Polymers (Basel)*, 2018, 10(6), pp.628. DOI: 10.3390/polym10060628
33. Bai B., Li L., Liu Yu., Liu H., Wang Zh., You Ch. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2007, vol.10, no.4. DOI: 10.2118/89389-PA
34. Bai B., Wei M., Liu Yu. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology. *SPE Production and Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers. Oklahoma, 2013. DOI: 10.2118/164511-MS
35. 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: 10.2118/89468-PA
36. Elsharaafi M.O., Bai B. Effect of weak preformed particle gel on unswept oil zones/ areas during conformance control treatments. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2012, no.51, pp.11547-11554. DOI: 10.1021/ie3007227
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*. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, 2004. DOI: 10.2118/89389-MS
38. Baojun Bai, Mingzhen Wei, Yuzhang Liu. Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control. *Oil and Gas Science and Technology*, 2012, vol.67, no.6. DOI: 10.2516/ogst/2012058
39. Qiu W. The application of performed particle gel for water shutoff and flooding in severe heterogeneous reservoir. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 2015, vol.9, no.1, pp.92-97. DOI: 10.3968/6609
40. Kaushanskii D.A., Batyrbaev M.D., Duzbaev S.K., Demianovskii V.B. Rezultaty ispolzovaniia tekhnologii “Temposkrin” na mestorozhdeniakh respubliki Kazakhstan (na primere PF “Embamunaigaz”) [The results of using the Temposkrin technology in the fields of the Republic of Kazakhstan (using the Embamunaigas PF as an example)]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2006, no.9, pp.51-58.
41. Baranov V.L., Demianovskii V.B., Kaushanskii D.A. Izuchenie reologicheskoi neodnorodnosti zhidkikh sistem na primere nabukhshikh v vode dispersionnykh gelei poliakrilamida [The study of the rheological heterogeneity of liquid systems by the example of polyacrylamide dispersion gels swollen in water]. *Aktualnye problemy nefiti i gaza*, 2016, vol.1, no.13, available at: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art4
42. Kaushanskii D.A. Mnogofunktsionalnaia innfovatsionnaia tekhnologiya povysheniia nefteotdachi plastov na pozdnei stadii razrabotki “Temposkrin-liuks” [Multifunctional innovation technology for enhanced oil recovery at a late stage of development of Temposkrin-lux]. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*, 2014, vol.1, no.9, available at: http://oilgasjournal.ru/vol_9/kaush-adv.pdf (accessed 12 February 2019).
43. Idiatullin A.R. “Ritin-10”: novyi effektivnyi reagent dlia povysheniia nefteotdachi plastov [“Ritin-10”: a new effective reagent for enhanced oil recovery]. *Oil industry*, 2007, no.2, pp.54-58.
44. Sladovskaia O.Iu., Bashkirtseva N.Iu., Kudriashov D.A. Lakhova A.I., Mingazov R.R., Ismagilov I.F., Vagapov B.R. Primenenie

kolloidnykh sistem dlia uvelicheniia nefteotdachi plastov [The use of colloidal systems to increase oil recovery]. *Vestnik Kakhanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2010, no. 4, pp. 585-591.

45. Baikova E.N., Muslimov R.Kh. Opyt primeneniia tekhnologii ogranicheniia vodopritoka i remontno-izoliatsionnykh rabot v treshchinovatykh karbonatnykh kollektorakh [Experience in the application of technologies for limiting water inflow and repair and insulation works in fractured carbonate reservoirs]. *Georesursy*, 2016, vol.18, no.3, part 1, pp.175-188. DOI: 10.18599/grs.18.3.6

46. Efimov A.A., Savitskii Ia.V., Galkin S.V., Soboleva E.V., Gurbanov V.Sh. Issledovanie smachivaemosti kollektorov neftiannykh mesto-

rozhdanii metodom rentgenovskoi tomografii kerna [The study of the wettability of oil reservoirs by core x-ray tomography]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR*, 2016, vol.4, no.4, pp.55-63.

47. Efimov A.A., Savitskii Ia.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience of study of core from carbonate deposits by X-ray tomography. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, vol.15, no.18, pp.23-32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

48. Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskii Ia.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. *Ecology, Environment and Conservation*, 2015, vol.21, pp.79-85.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кетова Ю.А., Бай Б., Казанцев А.Л., Галкин С.В. Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №3. – С.251–262. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.5

Please cite this article in English as:

Ketova Yu.A., Bai B., Kazantsev A.L., Galkin S.V. Analysis of the efficiency of waterflooding of oil reservoirs using water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.3, pp.251-262. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.5