

УДК 678.7

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Ю.А. Кетова

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

RELEVANT DIRECTIONS IN DEVELOPMENT OF POLYMER COMPOSITIONS FOR CONDITIONS OF OPERATED IN PERM REGION RESERVOIRS

Yuliya A. Ketova

NefteProm Servis LLC (25 Lizy Chaykinoy st., Perm, 614022, Russian Federation)

Получена / Received: 12.09.2017. Принята / Accepted: 13.10.2017. Опубликовано / Published: 01.12.2017

Ключевые слова:

технологии ремонтно-изоляционных работ, заколонный переток, водоприток, обводненность продукции скважин, полимерный состав, сшитый полимер, полиакриламид, силикаты.

По данным аудита, около 75 % остаточных запасов нефти месторождений Пермского края характеризуются обводненностью продукции скважин более 50 %. Разработка методов снижения водопритока является одним из приоритетных направлений исследований. В статье представлены результаты анализа доступных источников по причинам обводненности нефти и методов, используемых для ликвидации водопритока, отображена подробная классификация ремонтно-изоляционных работ. Приведен обзор химических методов, позволяющих блокировать водоприток в призабойной и удаленной зонах пласта.

В ходе анализа установлено, что изучение полимерных материалов для целей ремонтно-изоляционных работ является приоритетным направлением. Анализ отечественного и международного опыта показывает, что использование полимерных материалов для устранения водопритока позволяет повысить нефтеотдачу до 85–90 %. Такие параметры, как структура (крупные каверны или трещины малого диаметра) и локализация водопритока, температура, пластовое давление и проницаемость пласта, характеристики пластовых флюидов, диктуют индивидуальные требования к полимерной композиции с точки зрения реологии, кинетики полимеризации, прочностных характеристик, термостабильности.

Наиболее актуальной задачей водоизоляционных работ в условиях Пермского края является устранение обводнившихся интервалов и перераспределение фильтрационных потоков в невыработанные менее проницаемые участки геологического разреза. В связи с этим технологии снижения водопритока с помощью гелей с высокой проникающей способностью и высокой прочностью после завершения полимеризации востребованы на месторождениях Пермского края. С учетом проведенного анализа в качестве наиболее подходящей для условий залежей Пермского края принята технология полимерной блокировки водопритока с использованием полиакриламида (ПАА). Проведены лабораторные испытания по изучению и подбору полимерных композиций для ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Пермского края, в том числе изучен процесс полимеризации в зависимости от pH раствора. Исследовано изменение вязкости в течение времени полимерного состава с содержанием ПАА 0,75 % и ацетатом хрома 0,02 %. В результате испытания полимера на основе ПАА установлено, что вязкость раствора полимера увеличивается при увеличении температуры и концентрации сшивающих агентов.

Key words:

technologies of remedial cementing, crossflows, water inflow, water cut of well production, polymer composition, crosslinked polymer, polyacrylamide, silicates.

According to audit data about 75 % of residual oil reserves of Perm region fields are characterized by water cut of well production of more than 50 %. Development of the methods for reducing water inflow is one of the priority areas of research. The paper presents the results of an analysis of available sources for reasons of oil water cut and methods used to eliminate water inflow. A detailed classification of remedial cementing jobs is displayed. The review of chemical methods allowing to block the water inflow in the bottomhole and remote zone of the reservoir is given.

It was established during the analysis that studying of polymeric materials for remedial cementing jobs is a relevant direction. An analysis of domestic and international experience shows that the use of polymeric materials to eliminate water inflows allows to increase oil recovery up to 85-90 %. Such parameters as structure (large caverns or cracks of small diameter) and localization of water inflow, temperature, reservoir pressure and formation permeability, characteristics of reservoir fluids dictate individual requirements for the polymer composition in terms of rheology, polymerization kinetics, strength characteristics and thermal stability.

The most urgent task of waterproofing works in the Perm region is the elimination of watered intervals and redistribution of fluid flows into undeveloped less permeable sections of the geological section. In this regard, technology to reduce water inflow with the help of gels with a high penetrating power and high strength after the completion of polymerization are in demand at the deposits of the Perm region. Taking into account the analysis, the technology of polymeric blockage of water inflow using polyacrylamide (PAA) was adopted as the most suitable for conditions of reservoirs of Perm regions. Laboratory tests are carried out to study and select polymer compositions for remedial cementing jobs at the fields of the Perm regions, including the polymerization process depending on the composition pH. The change in viscosity of the polymer composition during the time with a PAA content of 0.75 % and chromium acetate of 0.02 % is studied. As a result of testing the polymer based on PAA, it was found that viscosity of a polymer composition increases with increasing temperature and concentration of the crosslinking agents.

Кетова Юлия Анатольевна – инженер-химик химико-аналитической лаборатории (моб. тел.: +007 922 342 01 02, e-mail: ketovaya@npserv.ru).

Yuliya A. Ketova – Engineer Chemist of the Chemistry Analytical Laboratory (mob. tel.: +007 922 342 01 02, e-mail: ketovaya@npserv.ru).

Введение

К настоящему времени большинство нефтяных месторождений Пермского края находится на поздних стадиях разработки. Одним из главных признаков «старых» месторождений является высокая степень обводненности продукции скважин. Так, по данным аудита, около 75 % остаточных запасов нефти месторождений Пермского края характеризуются обводненностью продукции скважин более 50 %. Это определяет проблему снижения обводненности как одну из ключевых для эффективности работы нефтегазодобывающих предприятий.

Стандартным решением проблемы обводненности продукции скважин является проведение водоизоляционных работ. Однако, согласно работе [1], в период 2011–2014 гг. осредненная эффективность водоизоляционных работ, по данным нефтедобывающих предприятий Пермского края, составляла от 14 до 53 %, что ниже в сравнении с другими геолого-техническими мероприятиями, проводившимися за этот же период. Таким образом, для нефтегазодобывающих предприятий необходимы оптимизация подходов проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), усовершенствование известных и разработка новых технологических решений в данном направлении.

Известно, что диагностика причин водопритока в скважину в комплексе определяется текущим положением фронта вытеснения, забойным и пластовым давлением в скважине, фильтрационно-емкостными свойствами пласта (проницаемость, пористость, толщины), свойствами пластовых флюидов (плотность и вязкость), концентрацией солей в пластовой воде и др. [2]. Анализ вышеуказанных данных и качественная диагностика являются важнейшими этапами подготовки к проведению РИР. В статье приведена классификация РИР по степени сложности, которая отображает причины обводненности и соответствующие технологии блокировки водопритока. Приведен обзор химических методов, позволяющих блокировать водоприток в призабойной и удаленной зонах пласта.

Классификации технологий ремонтно-изоляционных работ в зависимости от причин обводнения

В работе [3] приведена классификация РИР по их степени сложности и даны рекомендации по технологиям ликвидации причин обводнения

скважин. Выделено четыре категории сложности РИР. К наиболее простым РИР отнесены ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны, блокировка заколонного перетока, изоляция водного горизонта от нефтяного плотной непроницаемой перемычкой. Традиционные технологии, используемые в этих случаях, – это цементирование, установка механического пластыря, реже используется закачка полимерного материала.

К следующей категории сложности РИР относятся мероприятия по устранению негерметичности колонны с трещинами малого диаметра и сетью мелких капилляров в обсадной колонне; блокировка заколонного перетока с прилегающими трещинами малого диаметра и сетью каналов; конус обводненности трещин, образованных в результате гидроразрыва пласта. Для ликвидации этих причин, как правило, используют технологии с применением полимерных гелей, снижающие проницаемость воды; зачастую применяют закачку геля в узкие каналы с последующим цементированием крупных пустот для предотвращения вымывания геля.

К третьей категории сложности относятся такие работы, как блокировка трещин и разломов, пересекающих наклонные или горизонтальные скважины; блокировка каналов, соединяющих нагнетательную и добывающую скважины; блокировка природной системы каналов, соединяющей скважины. В этих случаях используют гели суперабсорбенты, увеличивающиеся в объеме при контакте с водой, есть практика использования взвесей на основе геля с песком, целлофаном или волокном.

К наиболее сложной категории РИР, согласно работе [3], относятся языки обводнения и обводнившиеся интервалы сверхпроницаемых коллекторов. В этих случаях необходима разработка индивидуальной технологии ликвидации водопритока.

В целом все категории РИР можно объединить по принципу локализации зоны обработки в скважине. В литературе выделены три зоны локализации: обсадная колонна, призабойная зона (ПЗП) и удаленная зона пласта (УЗП) [4, 5]. Негерметичность обсадной колонны, как уже было упомянуто, ликвидируют механически или цементированием. Обработка ПЗП и УЗП предполагает применение цементных композиций и полимеров, в частности гелей. Отличием этих материалов является способность проникать в узкие трещины, поры и каверны

малого диаметра. Цементы обладают низкой проникающей способностью, поэтому остаются на поверхности горной породы, такие составы используют в основном для ПЗП. Гели же обладают более высокой проникающей способностью и подходят для модификации профиля УЗП, как правило, такие технологии используются в нагнетательных скважинах [2, 3]. После завершения полимеризации полимерный состав образует непроницаемую эластичную массу, которая крепится к поверхности горной породы, тем самым блокируя зоны повышенной проницаемости.

Подробное изучение механизма химического синтеза гелей позволяет адаптировать технологию РИР с применением полимера к любому источнику водопритока как в ПЗП, так и в УЗП. Достигается это может путем изменения массы полимерной цепи, введением сополимеров и сшивающих агентов для регулирования прочностных характеристик полимера и его устойчивости при повышенных температурах; дополнительных присадок, влияющих на механизм полимеризации (например, активаторов полимеризации) и т.д. С этой точки зрения полимерные материалы более универсальны: один и тот же полимер в условиях работы на скважине может решить целый комплекс задач, связанных со снижением обводненности нефти. Это делает применение полимеров перспективным направлением для целей РИР. На данный момент предложено множество полимеров, каждый из которых имеет свою специфику синтеза и изначальные характеристики. В следующем разделе приведено краткое описание некоторых химико-технологических подходов.

Принципы выбора полимерных материалов при ремонтно-изоляционных работах

Полимерные материалы, используемые для целей РИР, могут обладать самыми разными характеристиками, которые подбираются в ходе лабораторных испытаний с учетом характеристик скважины, проницаемости и пористости пласта, причин водопритока, pH и ионной силы пластовых флюидов и других параметров. Основными требованиями к полимерным составам являются: оптимальная вязкость до начала полимеризации, позволяющая доставить полимер в зону локализации причины обводнения; химическая стабильность при температуре пласта; сохранение формы в течение

длительного периода (от 6 месяцев до 2 лет); оптимальное время полимеризации, достаточное для проникновения полимерной массы в поры и капилляры пласта [6].

На сегодняшний день выделяют несколько классификаций полимерных материалов (рис. 1), используемых для целей РИР. По количеству фаз, входящих в полимерную композицию, выделяют однофазные и двухфазные (пены и коллоидные растворы).

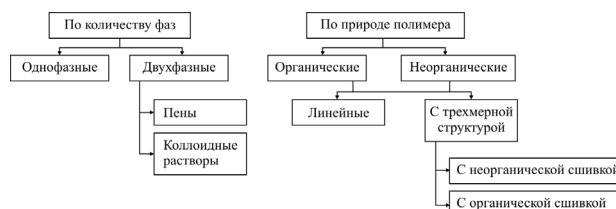


Рис. 1. Классификация полимерных материалов

Среди однофазных гелей используются полимеры органической и неорганической природы. Среди органических гелей широко применяются композиции на основе полиакриламида (ПАА) [7–11]. Важными характеристиками этого полимера являются величина молекулярной массы и степень ее гидролизованности. Они влияют на термостабильность полимера: чем меньше молекулярная масса и выше степень гидролизованности, тем более устойчив полимер при высоких температурах [8]. На рис. 2 изображена реакция гидролиза полиакриламида, в результате которой образуется частично гидролизованный полиакриламид (ЧГПАА) [7, 9].

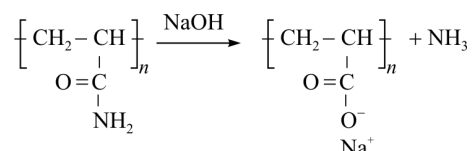


Рис. 2. Схема гидролиза полиакриламида

Эта реакция идет при высоких температурах, и в литературе ее рассматривают как одну из причин нестабильности полиакриламидного геля. При температурах пласта для стабилизации в полимер вводят дополнительные органические мономеры, такие как фенол, формальдегид [5, 12], винилпирролидон [11], модификации акриламид сульфонов [13] и др. Высокая степень гидролизованности полимера снижает его растворимость в водной фракции. Низкая степень гидролиза повышает чувствительность полимера к присутствию электролитов в пластовой воде. Кроме солей, полимерные цепи способны вступать во взаимодействие с

поверхностно-активными веществами. В работе [14] исследован механизм взаимодействия олеата натрия и гидролизованного акриламида. При низкой концентрации поверхностно-активных веществ наблюдалось увеличение вязкости раствора благодаря водородным связям между полимерными цепями и олеатом натрия. При высокой концентрации поверхностно-активного вещества его молекулы отталкиваются друг от друга, вязкость снижается по причине разрушения связей между акриламидом и олеатом натрия.

Для формирования прочной трехмерной структуры ПАА используют межмолекулярные сшивки, которые могут быть неорганическими и органическими. Принцип сшивки заключается в образовании ковалентной связи между ионами сшивателя и отрицательно заряженных карбоксильных групп ПАА [4, 15]. Среди неорганических сшивателей используют ионы металлов, такие как Cr^{3+} [16, 17], Al^{3+} [18, 19] и др. Среди органических сшивателей можно выделить полиэтиленмин [20–22], хитозан, метилен-бис-акриламид и др. [12].

Другим примером органического полимера является полиуретан, получаемый в ходе реакции поликонденсации изоцианата со спиртом при температуре от 90 °С (рис. 3).

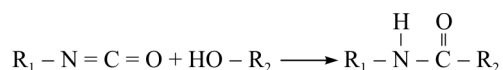


Рис. 3. Схема синтеза уретановых полимеров

Данный подход требует тщательного планирования химической реакции и выбора заместителей в связи с тем, что реакция идет с выделением большого количества тепла; кроме того, некоторые замещенные изоцианаты взрывоопасны и токсичны. Лабораторные испытания образцов керна производителя Verea показали снижение проницаемости с 30,5 до 0,11 мД. Однако полимер имеет тенденцию разрушаться со временем: так, через 3 месяца проницаемость обработанного керна увеличилась на 19 % [23].

Среди неорганических полимеров широко применяются составы на основе силикатов. Вязкость раствора силиката натрия, время гелеобразования, прочностные характеристики геля зависят от таких факторов, как рН, температура, концентрация солей, механическая скорость сдвига. Если силикатное число больше 1,6 при низких значениях рН, состав полимеризуется. Повышенная температура

и дополнительные присадки активируют реакцию полимеризации. Так, в статье [24] описана технология использования мочевины, гидролизованной при высокой температуре, в качестве активатора полимеризации.

Двухфазные полимерные композиции могут быть направлены как на устранение обводненности в ПЗП, так и на модификацию профиля дренирования в УЗП. В статье [25] представлен анализ полимерной композиции, состоящей из жидкой и газообразной фаз на основе сшитого ионами Cr^{3+} частично гидролизованного полиакриламида в кополимеризации с поверхностно-активными веществами, которая вспенивалась азотом. Преимуществом данного состава, по мнению автора, является малый расход и, соответственно, низкий уровень затрат. Полимер был протестирован на образце с каверной 0,7 см при подаче полимерного состава со скоростью 1 см³/мин, проницаемость керна снизилась с 777 до 1,67 Д.

В связи с необходимостью регулирования скорости гелеобразования разработана двухфазная система на основе жидкой и твердой фаз, представленная наночастицами размером 100–200 нм. Принцип гелеобразования основан на сшивании частично гидролизованного ПАА ионами Cr^{3+} , но в связи с тем что скорость гелеобразования этой системы большая (менее 30 мин при температуре 40 °С), ионы Cr^{3+} были изолированы с помощью полиэтиленимина и сульфодекстрана. Применение технологии позволило увеличить время гелеобразования до 7 дней [26].

Другим примером коллоидной системы являются ПАА-гели с добавлением силикатной и цементной пыли массовой долей около 10 %, которые после завершения полимеризации приобретают прочную структуру. Такие составы были протестированы на скважине с использованием закачки колтубингом. В ходе испытаний гель показал высокую проникающую способность и качественную блокировку водопритока.

Опыт разработки полимерных составов в условиях эксплуатационных объектов Пермского края

Таким образом, на текущий момент в доступной литературе описано множество материалов и технологий для устранения причин обводненности нефти. Очевидно, что методология проведения водоизоляционных работ должна учитывать фильтрационно-

емкостные свойства коллекторов нефтяных залежей. Для Пермского края основные объекты разработки приурочены как к терригенным (отложения визейского возраста), так и к карбонатным (отложения башкирского и турне-фаменского возраста) коллекторам.

Терригенные визейские коллекторы представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками, реже алевролитами. Граничный предел пористости, ниже которого не происходит фильтрация флюидов, для залежей в визейских коллекторах оценивается в диапазоне от 7 до 13 %, пористость может достигать 24 %. Визейские отложения на территории исследования имеют высокую плотность промышленных открытий и длительную историю разработки [27].

Карбонатные коллекторы в сравнении с терригенными имеют обычно более неоднородный состав, что существенно усложняет условия их разработки, в том числе ускоряет динамику обводнения продукции скважин в сравнении с залежами в терригенных коллекторах [28, 29]. Для карбонатных залежей пористый тип обусловлен в основном вторичными внутрiformенными пустотами. При этом тип пустотности может быть как гранулярным, так и в результате выщелачивания ископаемых остатков карбонатного состава трещиновато-кавернозным. Граничный предел пористости для залежей в карбонатных коллекторах оценивается в диапазоне от 5 до 10 %, пористость в коллекторах крайне редко превышает 18 % [30].

Анализ фильтрационных характеристик залежей Пермского края показывает высокую неоднородность пропластков по проницаемости. Процесс обводнения происходит по наиболее проницаемым интервалам, что может спровоцировать возникновение водопритока любой категории сложности. Для эффективного проведения РИР важнейшим подготовительным этапом является диагностика причины водопритока.

Общий подход к снижению обводненности нефти при добыче в условиях Пермского края – устранение обводнившихся интервалов и перераспределение фильтрационных потоков в невыработанные, менее проницаемые участки геологического разреза. Технология снижения водопритока с помощью полимерных материалов является универсальной и может быть адаптирована к большей части задач РИР. Основными требованиями к характеристикам

полимерной композиции являются: низкая вязкость раствора на стадии закачки, оптимальное время полимеризации, которое зависит от локализации причины обводненности нефти; прочная структура после завершения полимеризации. Наиболее подходящими полимерами для РИР на месторождениях Пермского края, на взгляд автора, являются композиции на основе полиакриламида. В связи с тем что средняя пластовая температура по Пермскому краю составляет 25–30 °С, полимер будет устойчив при пластовых температурах. Процесс полимеризации акриламида и зависимость свойств полимера от дополнительных сополимеров и инициаторов полимеризации широко освещены в научной литературе, что значительно облегчает процесс подбора композиции для целей РИР. В исследовательской лаборатории ООО «НефтеПром Сервис» на данный момент ведутся работы по изучению и подбору полимерных композиций для РИР на месторождениях Пермского края. В настоящее время к испытанию принят полимер фирмы SNF Floergregr марки FP-207. С опорой на результаты, представленные в статье [16], начат процесс изучения полимеризации в зависимости от pH раствора. Лабораторные испытания подтвердили данные источника [16]: оптимальное значение pH для полимеризации находится в пределах от 4,5 до 5,0. Было исследовано изменение вязкости в течение времени полимерного состава с содержанием ПАА 0,75 % и ацетатом хрома 0,02 % (pH = 4,91). Изменение вязкости полимерного состава во времени представлено на рис. 4.

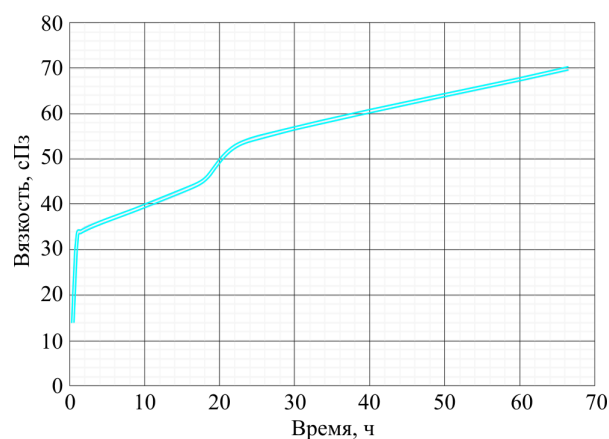


Рис. 4. Изменение вязкости ПАА во времени

Данный состав может быть рекомендован для мелкотрещиноватых кавернозных зон обводнения в УЗП. Для РИР в ПЗП необходимо модифицировать состав с целью сокращения

времени полимеризации и увеличения прочностных характеристик полимера.

С целью изучения процесса полимеризации в пластовой воде месторождений Пермского

края проведены испытания на пробах пластовых флюидов из системы поддержания пластового давления Павловского месторождения (таблица).

Испытание полимеризации ПАА в пластовой воде

Соотношение водопроводная вода/пластовая вода, %	Масса водной фракции, г	pH	Масса ПАА, г	Вязкость, сПз	Время перемешивания с помощью мешалки, мин
100/0	224,86	4,16	3,378	63	40
50/50	226,55	4,71	3,398	63	40
0/100	222,53	4,84	3,337	68	40

В ходе испытания установлено, что состав, приготовленный на пластовой воде, обладает большей вязкостью по сравнению с составами на водопроводной воде. Причиной этому может быть повышенная концентрация солей двухвалентных металлов, которые выступили в качестве сшивающих агентов между цепями ПАА. Составы, полученные в результате испытания, при температуре 93 °С в течение 8 часов затвердели.

Таким образом, предварительные испытания полимера на основе ПАА показали, что вязкость раствора полимера увеличивается при увеличении температуры и концентрации сшивающих агентов, установлено изменение вязкости во времени. Эти результаты станут основой дальнейшей работы по оптимизации полимерного состава и подбору методик тестирования композиций.

Библиографический список

1. Илюшин П.Ю., Рахимзянов Р.М., Соловьев Д.Ю., Колычев И.Ю. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 81–89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9
2. Canbolat S., Parlaktuna M. Well selection criteria for water shut-off polymer gel injection in carbonates // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – SPE 158059. – 2012. – P. 1–11. DOI: 10.2118/158059-MS
3. Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D. A strategy for attacking excess water production // SPE Production and Facilities. – 2003. – Vol. 18, № 03. – P. 158–169. DOI: 10.2118/84966-PA
4. Akhlaghi Amri H.A. Evaluation of alkaline sodium silicate gel for reservoir in-depth profile modifications to enhance water sweep efficiency in sandstone reservoirs. Ph.D. thesis No. 221. – University of Stavanger, 2014. – P.115.
5. Eoff L., Dalrymple D., Everett D., Vasquez J. Worldwide field applications of a polymeric gel system for conformance applications // SPE Production & Operations. – 2007. – Vol. 22, № 2. – P. 231–236. DOI: 10.2118/98119-PA
6. Lymar I.V. Review of new water shut-off technologies implemented on the oil fields of The Republic Belarus [Электронный ресурс] // Oil and Gas Business. – 2011. – № 5. – P. 133–142. URL: <http://www.ogbus.ru/eng/> (дата обращения: 06.09.2017).
7. Simjoo M., Sefti M.V., Koohi A.D., Hasheminasab R., Sajadian V. Polyacrylamide gel polymer as water shut-off system: preparation and investigation of physical and chemical properties in one of the Iranian oil reservoirs conditions // Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering. – 2007. – Vol. 26, № 4. – P. 99–108.
8. Sabhapondit A., Borthakur A., Haque I. Characterization of acrylamide polymers for enhanced oil recovery // Journal Applied Polymer Science. – 2003. – Vol. 87, № 12. – P. 1869–1878. DOI: 10.1002/app.11491
9. Kurenkov V.F., Hartan H.G., Lobanov F.I. Alkaline hydrolysis of polyacrylamide // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – Vol. 74, № 4. – P. 543–554. DOI: 10.1023/A:1012786826774
10. Sengupta B., Sharma V.P., Udayabhanu G. Gelation studies of an organically cross-linked polyacrylamide water shut-off gel system at different temperatures and pH // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 81. – P. 145–150. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.12.016.
11. Stahl G.A., Moradi-Araghi A., Doe P.H. High temperature and hardness stable copolymers of vinylpyrrolidone and acrylamide // Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery / Eds. G.A. Stahl, D.N. Schulz. – New York, London: Plenum Press, 1988. – P. 121–130. DOI: 10.1007/978-1-4757-1985-7_6
12. Malcolm A. Kelland production chemicals for the oil and gas industry. – 2 ed. – CRC Press Taylor and Francis Group, 2014. – P. 412.
13. Wu Y., Wang K.-S., Hu Z., Bai B., Shuler P., Tang Y. A new method for fast screening of long-term thermal stability of water soluble polymers for reservoir conformance control // Society of Petroleum Engineers. – 2009. – P. 1–11. DOI: 10.2118/124257-MS
14. Borthaku A., Rahman M., Sarmah A., Subrahmanyam B. Partially hydrolyzed polyacrylamide for enhanced oil recovery // Res. Industry. – 1995. – 40. – P. 90–94.
15. El-Karsani K.S.M., Al-Muntasheri G.A., Hussein I.A. Polymer system for water shut off and profile modification: a review over the last decade // SPE Journal. – 2014. – Vol. 19, № 01. – P. 135–149. DOI: 10.2118/163100-PA

16. 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, № 03. – P. 247–254. DOI: 10.2118/89399-MS

17. Klaveness Th.M., Ruoff P. Kinetics of the cross linking of polyacrylamide with Cr (III). Analysis of possible mechanisms // *The Journal of Physical Chemistry*. – 1994. – Vol. 98, № 40. – P. 10119–10123. DOI: 10.1021/j100091a029

18. Seright R., Peihui H., Dongmei W. Current colloidal dispersion gels are not superior to polymer flooding // *P.G.O.D.D.* – 2006. – № 10. – P. 71–80. DOI: 1000-3754 (2006) 05-0071-10

19. Seright R. Are colloidal dispersion gels really a viable technology? [Электронный ресурс] // *New Mexico Petroleum Recovery Research Center*. – URL: <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/colloidal-gels/> (дата обращения: 06.09.2017).

20. Adewunmi A.A., Ismail S., Sultan A.S. Study on strength and gelation time of polyacrylamide/polyethyleneimine composite gels reinforced with coal fly ash for water shut-off treatment // *TOC*. – 2015. – Vol. 132, iss. 5. DOI: 10.1002/app.41392

21. Bai Y., Xiong C., Wei F., Li J., Shu Y., Liu D. Gelation study on a hydrophobically associating polymer/polyethyleneimine gel system for water shut-off treatment energy fuels. – 2015. – Vol. 29, № 2. – P. 447–458. DOI: 10.1021/ef502505k

22. Al-Muntasheri G.A., Nasr-El-Din H.A. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine // *SPE Journal*. – 2009. – Vol.14, № 02. – SPE-105925-PA. DOI: 10.2118/105925-PA

23. Shafian S.R.M., Hassan A.A.B., Ismail S., Teng L.K., Irawan S. Blocked isocyanate fluid system for water shut off application // *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*, 1–3 November, Ho Chi Minh City, Vietnam, 2010. – DOI: 10.2118/132813-MS

24. Nasr-El-Din H.A., Taylor K.C. Evaluation of sodium silicate/urea gels for water shut-off treatments //

Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – Vol. 48, № 3–4. – P. 141–160. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.06.010

25. Asghari K., Taabbodi L., Dong M. A New gel-foam system for water shut-off purposes in wormhole reservoirs // *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, 1–3 November, Calgary, Alberta, Canada, 2005. DOI:10.2118/97765-MS

26. Cordova M., Cheng M., Trejo J. Delayed HPAM gelation via transient sequestration of chromium in polyelectrolyte complex Nanoparticles // *Macromolecules*. – 2008. – Vol. 41, № 12. – P. 4398–4404. DOI: 10.1021/ma80021d

27. Кошкин К.А., Галкин С.В. Возможности прогноза нефтеизвлечения при переоценке запасов визейских терригенных залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2015. – Т. 14, № 17. – С. 16–23. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.2

28. Илюшин П.Ю., Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Лузина Н.Г. Разработка методики определения динамики обводнения продукции скважин с учетом влияния геологических и технологических показателей // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 4. – С. 108–110.

29. Галкин С.В., Илюшин П.Ю. Методика оперативной оценки остаточных извлекаемых запасов нефти на основе анализа динамики обводненности продукции скважин // *Нефть, газ и бизнес*. – 2013. – № 7. – С. 69–71.

30. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Шапиро С.А. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии // *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

References

1. Илюшин П.Ю., Ракхимзянов Р.М., Солдов'ев Д.Ю., Колычев И.Ю. Analysis of well intervention aimed at oil production enhancement in the Perm krai's fields. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, vol.14, no.15, pp.81-89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9

2. Canbolat S., Parlaktuna M. Well selection criteria for water shut-off polymer gel injection in carbonates. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, SPE 158059, 2012, pp.1-11. DOI: 10.2118/158059-MS

3. Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D. A strategy for attacking excess water production. *SPE Production and Facilities*, 2003, vol.18, no.03, pp.158-169. DOI: 10.2118/84966-PA

4. Akhlaghi Amri H.A. Evaluation of alkaline sodium silicate gel for reservoir in-depth profile modifications to enhance water sweep efficiency in sandstone reservoirs. Ph.D. thesis No. 221. University of Stavanger, 2014, p.115.

5. Eoff L., Dalrymple D., Everett D., Vasquez J. Worldwide field applications of a polymeric gel system for conformance applications. *SPE Production & Operations*, 2007, vol.22, no.2, pp.231-236. DOI: 10.2118/98119-PA

6. Lyman I.V. Review of new water shut-off technologies implemented on the oil fields of The Republic Belarus. *Oil and Gas Business*, 2011, no.5, pp.133-142, available at: <http://www.ogbus.ru/eng/> (accessed: 06 September 2017).

7. Simjoo M., Sefti M.V., Koohi A.D., Hasheminasab R., Sajadian V. Polyacrylamide gel polymer as water shut-off system: preparation and investigation of physical and chemical properties in one of the Iranian oil reservoirs conditions. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*, 2007, vol.26, no.4, pp.99-108.

8. Sabhapondit A., Borthakur A., Haque I. Characterization of acrylamide polymers for enhanced oil recovery. *Journal Applied Polymer Science*, 2003, vol.87, no.12, pp.1869-1878. DOI: 10.1002/app.11491

9. Kurenkov V.F., Hartan H.G., Lobanov F.I. Alkaline hydrolysis of polyacrylamide. *Russian Journal of Applied*

Chemistry, 2001, vol.74, no.4, pp.543-554. DOI: 10.1023/A:1012786826774

10. Sengupta B., Sharma V.P., Udayabhanu G. Gelation studies of an organically cross-linked polyacrylamide water shut-off gel system at different temperatures and pH. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol.81, pp.145-150. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.12.016

11. Stahl G.A., Moradi-Araghi A., Doe P.H. High temperature and hardness stable copolymers of vinylpyrrolidone and acrylamide. *Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery*. Eds. G.A. Stahl, D.N. Schulz. New York, London, Plenum Press, 1988, pp.121-130. DOI: 10.1007/978-1-4757-1985-7_6

12. Malcolm A. Kelland production chemicals for the oil and gas industry. CRC Press Taylor and Francis Group, 2014, 412 p.

13. Wu Y., Wang K.-S., Hu Z., Bai B., Shuler P., Tang Y. A new method for fast screening of long-term thermal stability of water soluble polymers for reservoir conformance control. Society of Petroleum Engineers, 2009, pp.1-11. DOI: 10.2118/124257-MS

14. Borthakur A., Rahman M., Sarmah A., Subrahmanyam B. Partially hydrolyzed polyacrylamide for enhanced oil recovery. *Res. Industry*, 1995, 40, pp.90-94.

15. El-Karsani K.S.M., Al-Muntasheri G.A., Hussein I.A. Polymer system for water shut off and profile modification: a review over the last decade. *SPE Journal*, 2014, vol.19, no.01, pp.135-149. DOI: 10.2118/163100-PA

16. 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.03, pp.247-254. DOI: 10.2118/89399-MS

17. Klaveness Th.M., Ruoff P. Kinetics of the cross linking of polyacrylamide with Cr (III). Analysis of possible mechanisms. *The Journal of Physical Chemistry*, 1994, vol.98, no.40, pp.10119-10123. DOI: 10.1021/j100091a029

18. Seright R., Peihui H., Dongmei W. Current colloidal dispersion gels are not superior to polymer flooding. *P.G.O.D.D.*, 2006, no.10, pp.71-80. DOI: 1000-3754 (2006) 05-0071-10

19. Seright R. Are colloidal dispersion gels really a viable technology? New Mexico Petroleum Recovery Research Center, available at: <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/colloidal-gels/> (accessed: 06 September 2017).

20. Adewunmi A.A., Ismail S., Sultan A.S. Study on strength and gelation time of polyacrylamide/polyethyleneimine composite gels reinforced with coal fly ash for water shut-off treatment. *TOC*, 2015, vol.132, iss.5. DOI: 10.1002/app.41392

21. Bai Y., Xiong C., Wei F., Li J., Shu Y., Liu D. Gelation study on a hydrophobically associating polymer/polyethylenimine gel system for water shut-off

treatment energy fuels, 2015, vol.29, no.2, pp.447-458. DOI: 10.1021/ef502505k

22. Al-Muntasheri G.A., Nasr-El-Din H.A. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine. *SPE Journal*, SPE-105925-PA, 2009, vol.14, no.02. DOI: 10.2118/105925-PA

23. Shafian S.R.M., Hassan A.A.B., Ismail S., Teng L.K., Irawan S. Blocked isocyanate fluid system for water shut off application. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Ho Chi Minh City, Vietnam, 2010. DOI: 10.2118/132813-MS

24. Nasr-El-Din H.A., Taylor K.C. Evaluation of sodium silicate/ urea gels for water shut-off treatments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2005, vol.48, no.3-4, pp.141-160. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.06.010

25. Asghari K., Taabbodi L., Dong M. A new gel-foam system for water shut-off purposes in wormhole reservoirs. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 2005. DOI: 10.2118/97765-MS

26. Cordova M., Cheng M., Trejo J. Delayed HPAM gelation via transient sequestration of chromium in polyelectrolyte complex nanoparticles. *Macromolecules*, 2008, vol.41, no.12, pp.4398-4404. DOI: 10.1021/ma80021d

27. Koshkin K.A., Galkin S.V. Oil recovery forecast during reevaluation of vissean clastic deposits reserves of north-east Volga-Ural oil and gas province. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, vol.14, no.17, pp.16-23. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.2

28. Iliushin P.Iu., Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Luzina N.G. Razrabotka metodiki opredeleniia dinamiki obvodneniia produktsii skvazhin s uchetom vliianiia geologicheskikh i tekhnologicheskikh pokazatelei [Development of the methodology for well drowning assessment with regard to geological and technological parameters]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no.4, pp.108-110.

29. Galkin S.V., Iliushin P.Iu. Metodika operativnoi otsenki ostatochnykh izvlekaemykh zapasov nefti na osnove analiza dinamiki obvodnennosti produktsii skvazhin [Technique of an operational assessment residual taken stocks of oil on a basis analysis of dynamics of water cutting of production of wells]. *Neft', gaz i biznes*, 2013, no.7, pp.69-71.

30. Efimov A.A., Savitckii Ia.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience of study of core from carbonate deposits by X-ray tomography. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp.23-32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кетова Ю.А. Актуальные направления разработки полимерных составов в условиях эксплуатационных 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

Please cite this article in English as:

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