



SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

journal home page: <http://proceedings.socar.az>



ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Э.Ф.Велиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Review of Modern In-Situ Fluid Diversion Technologies

E.F.Veliyev

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

The article provides an overview of modern deep flow diversion technologies and examples of their field implementation. Today, the vast majority of the methods used to increase oil recovery are associated with the use of water-based flooding methods, which over time inevitably leads to the emergence of highly permeable channels and sections of the reservoir that are not swept at all. In this regard, the introduction of deep-flow diverting technologies to increase reservoir sweep efficiency and redirect flow to unswept zones of the reservoir is becoming increasingly relevant and significant. These technologies are extremely effective in terms of reduction in reservoir heterogeneity. The current trend in this area is to increase the proportion of preformed particles application. However, the full potential of the technologies presented, unfortunately, has not been disclosed and continues to be studied to this day. With the increase in the number of oilfields at a late stage of development, the significance of flow diverting technologies will only grow.

Keywords:

Enhanced oil recovery;
In-situ fluid diversion;
Conformance control;
Injection profile;
Reservoir heterogeneity;
Mature oil fields.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

Применение в гетерогенных пластах вытесняющих агентов на водной основе (т.е. растворов ПАВ, вод различной минерализации и т.д.) зачастую приводит к формированию участков пласта с промышленно значимым количеством остаточной нефти - неохваченных воздействием вытеснения [1-6]. Различная приёмистость нагнетательных скважин, физико-геологические свойства пласта, разность вязкостей закачиваемых и пластовых флюидов значительно уменьшают площадь охваченную вытеснением и как следствие ее эффективность, создавая неравномерность фронта вытеснения. Гетерогенность продуктивного пласта обуславливает проникновение значительных объемов закачиваемых вытесняющих агентов, прежде всего в высокопроницаемые зоны пласта, при этом низкопроницаемые участки, как правило, мало подвержены процессу вытеснения, а запасы нефти практически не задействованы в процессе разработки. Интенсификация нефте-

добычи будет неизбежно сопровождаться увеличением объемов закачиваемого агента с целью улучшения коэффициента вытеснения, что в свою очередь не благоприятно скажется на обводненности добываемой продукции из-за преждевременного прорыва воды, уменьшит коэффициент извлечения нефти (КИН), закономерно приведет к увеличению экономических затрат и себестоимости добываемой нефти [7-11]. К тому же продолжительный фильтрационный поток вытесняющих агентов приводит к формированию высокопроницаемых каналов в пласте [12-14]. Наличие высокопроницаемых участков в резервуаре это данность, основанная на физико-геологических параметрах, а вот наличие высокопроницаемых каналов практически неизбежный результат при длительном заводнении залежи.

Таким образом, задача, стоящая перед инженерами-разработчиками сводится к уменьшению влияния гетерогенности пласта на охват вытеснения [15-19]. Решается она путем перекрытия или снижения проницаемости высокопроницаемых каналов и зон. Более 50 лет с этой целью используются различные гелевые

E-mail: elchinf.veliyev@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200200432>

системы [20, 21]. Вариация применяемых гелевых систем достаточно обширна, от наногелей до коллоидно-дисперсных гелевых растворов [22-25]. Условно данные системы можно классифицировать по двум параметрам: прочности образуемого геля и механизму гелеобразования. Для ранжирования гелей по прочности образуемого геля, часто применяют классификацию предложенную Сиданском [26]. Гели в данной классификации обозначаются буквами английского алфавита от А до J. Процесс ранжирования носит визуальный характер и не требует применения лабораторного оборудования. Основным критерием является текучесть геля, так гель которому присвоена категория А или В обладает высокой текучестью, а гель класса J не текучая полимерная масса. Из методов ранжирования гелевых систем основанных на применении реологических параметров и носящих более объективный характер следует выделить метод предложенный Хан и Ли, который также нашел достаточно широкое применение [27]. Метод заключается в применении динамического модуля упругости (G'), в качестве критерия оценки прочности гелей. Гель классифицируется как слабый гель, при $G' < 1$ дин/см². По прочности гелевые системы ранжируют от так называемых «слабых» гелей обладающих текучестью до практически не текучих «сильных» гелей.

При закачке «слабых» (обладающих высокой текучестью) гелевых систем механизм действия основан на снижении градиента давления с углублением в пласт [28,29]. Закачиваемый гель ввиду малой вязкости и как следствие хорошей подвижности в пласте, первоначально проникает в высокопроницаемые зоны, а падение градиента давления по мере продвижения вглубь резервуара приводит к уменьшению скорости фильтрации. В итоге гелевый раствор остается, либо в неподвижном состоянии в высокопроницаемой зоне, либо фильтруется сквозь нее с небольшой скоростью, блокируя проникновение закачиваемого в последующем вытесняющего агента. Таким образом, «слабые» гелевые системы не теряют своей текучести с течением времени и после завершения гелеобразования. «Сильные» гели напротив по завершению процесса гелеобразования обладают плохой текучестью или полным отсутствием таковой.

Необходимо отметить, что существуют и другие классификации, основанные на различных реологических и физических параметрах гелей не нашедшие столь широкого применения. Несмотря на различность применяемых подходов и методов, решаемая задача остается единой для всех – оценка и моделирование эффективности образовавшегося гелевого экрана в пластовых условиях.

Вне зависимости от типа используемой гелевой системы для продавливания в удаленные участки пласта необходимым условием является низкая начальная вязкость раствора и достаточно продолжительное временем гелеобразование. Регулируемость процесса гелеобразования в пла-

стовых условиях является одним из основных факторов, отвечающих за успешность применения потокоотклоняющих технологий. В зависимости от характера смешивания полимерной составляющей и сшивателя гели подразделяют на 2 группы: предварительно сформированные и образующие в пласте.

В предварительно сформированных гелях – полимерная составляющая композиции и сшиватель смешиваются до закачки в пласт. Выделяют 4 основных типа подобных гелей: предварительно сформированные гелеобразующие частицы (PPG) миллиметрового размера, микрогели, рН-чувствительные полимеры и термочувствительные субмикронные гели. Основными различиями между ними являются в основном размер частиц, степень и время набухания [30]. Вышеописанные технологии возникли в результате развития технологии закачки шитого полимерного раствора с замедленным гелеобразованием, не редко применяемой и на сегодняшний день.

В гелевых системах образующихся в пласте – полимерный раствор и сшиватель закачиваются оторочками, и смешение происходит непосредственно в пласте. Данный метод обладает рядом недостатков, наиболее существенными из которых являются: не полное смешивание компонентов композиции в пласте, разбавление их пластовой водой и как следствие, плохо контролируемое время гелеобразования.

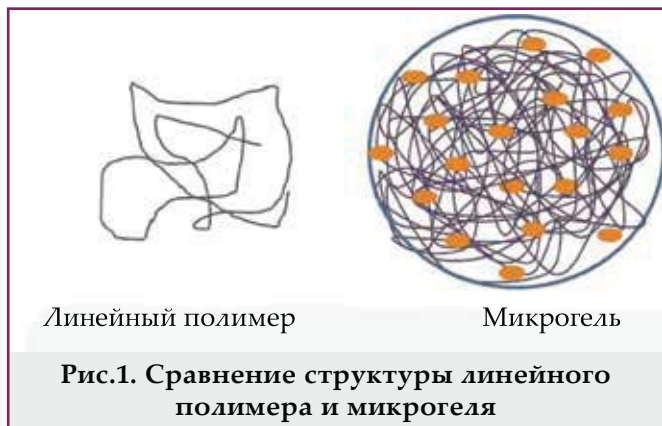
Отдельным вопросом является местоположение гелевого экрана в пласте, так как при установке его в недостаточном отдалении от нагнетающей скважины не смотря на блокировку высокопроницаемой зоны поток закачиваемой жидкости, в дальнейшем огибая данный экран, перетекает обратно в высокопроницаемые зоны пласта [31].

На сегодняшний день методы увеличения нефтеотдачи с применением вытесняющих агентов на водной основе занимают лидирующее место, а учитывая, что число месторождений находящихся на поздней стадии разработки растет с каждым годом, то глубинные потокоотклоняющие технологии приобретают все большую актуальность и значимость. Целью данной работы является рассмотреть существующий спектр современных технологий применяемых для внутрипластового отклонения фильтрационных потоков, проанализировать опыт промыслового применения данных технологий и перспективы их развития.

2. Современные потокоотклоняющие технологии (IFD)

2.1. Предварительно сформированные гелевые системы

Микрогель. Микрогели представляют собой предварительно сформированные, стабильные и полностью растворимые в воде полимерные частицы [32-34]. Они обладают хорошо регулируемой способностью набухания с очень узким разбросом размеров набухших частиц (рис.1). Практическая идентичность размеров набухших



частиц микрогеля значительно увеличивает точность прогнозов по эффективности внедрения.

Следует отметить также что, не смотря на то, что размеры частиц у микрогелей самые крупные в своем классе они обладают значительной сжимаемостью в размерах до 30% при соответствующей скорости сдвига.

Так же дополнительным плюсом крупных размеров частиц является их плохая фильтрация в низко проницаемые участки пласта (рис.2) [35,36].

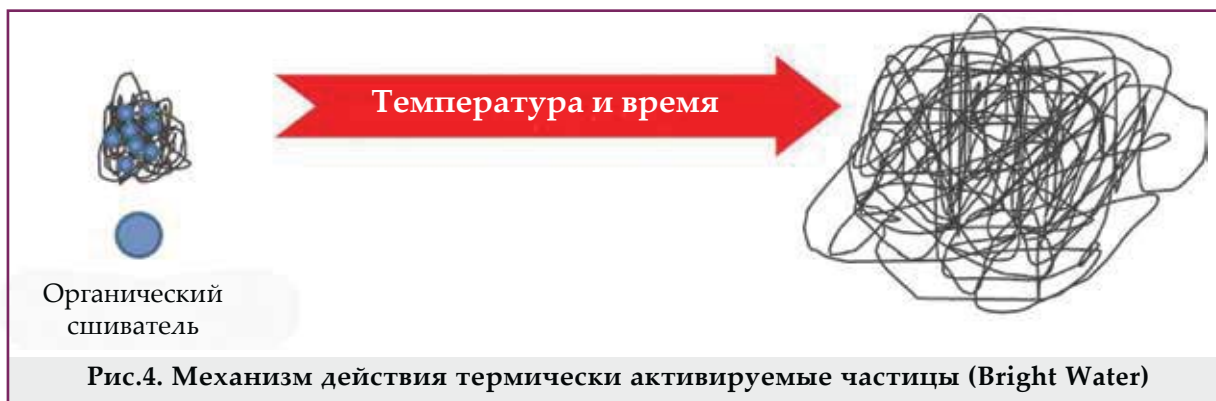
Предварительно сформированные гелеобразующие частицы (Preformed Particle Gel - PPG). Предварительно сформированные гелеобразующие частицы (PPG) преимущественно, представляют собой порошковые продукты, уже сшитых

полимерных систем набухающие при контакте с водой (прим. как пресной, так и соленой) [37-39]. PPG добавляются непосредственно в воду нагнетания и закачивают оторочками. Таким образом, не производится непрерывная закачка данной композиции длительный период времени, а закачка носит последовательный характер, при котором оторочка PPG сменяется оторочкой воды (без каких либо добавок). Применение данной технологии рекомендуется в неоднородных коллекторах с низкой остаточной нефтенасыщенностью [40].

В сравнении с вышеописанными методами технология PPG обладает более контролируемыми результатами внедрения. Это связано с хорошей изученностью физико-химических свойств PPG и ее устойчивостью к влиянию пластовых условий (PPG устойчив при температурах до 120 °С и минерализации пластовой воды до 300000 м.д.), а возможность регулировать концентрацию PPG в воде нагнетания позволяет с высокой долей вероятности прогнозировать ожидаемый эффект от внедрения [41] (рис.3).

Термически активируемые частицы (Bright Water). Bright Water – это однокомпонентный состав длинноцепного полимера субмикронного размера, представляющий собой «сжатую» в клубок с помощью термочувствительного сшивателя полимерную цепочку. При достижении триггерной температуры сшиватель разрушается, высво-





бождая сжатые до этого полимерные цепочки, которые в свою очередь, поглощая воду набухают - быстро увеличиваясь в размерах (рис.4) [42, 43].

Небольшие размеры частиц не набухшей композиции позволяют избежать потерю приемистости скважины при закачке реагента в пласт и обеспечивают хорошую фильтрацию в пористой среде до достижения определенной температуры после чего запускается механизм набухания частиц и происходит закупорка, а не редко и полное перекрытие поровых каналов.

При правильном подобранном типе реагента возможно набухание частиц и в изотермических условиях, но следует заметить, что такой процесс будет протекать значительно медленнее. Блокировка зон поглощения, сопровождаемая вторичным нагнетанием воды, приводит к вытеснению нефти из низко проницаемых зон ввиду

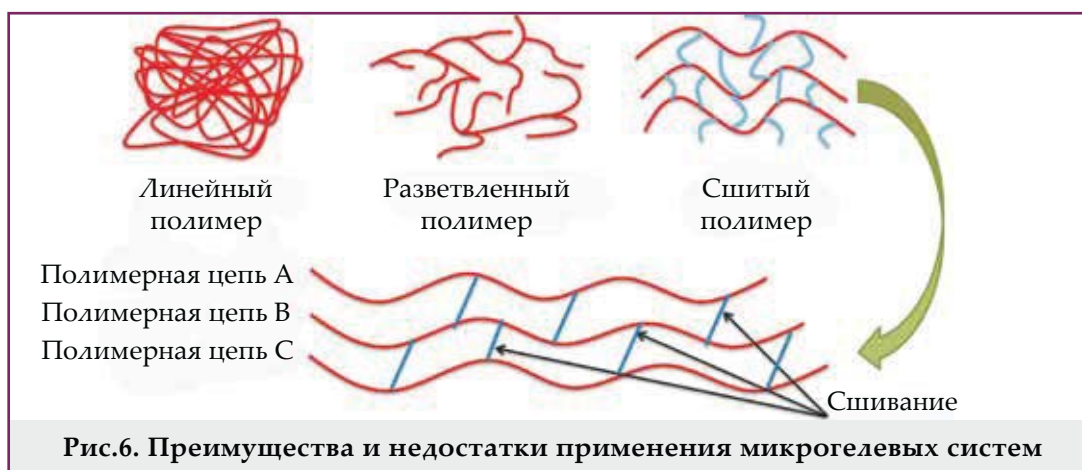
перераспределения гидравлических сопротивлений в пласте. Температура, при которой начинается процесс набухания, зависит от выбранной композиции реагента.

Ввиду того, что пластовая температура достаточно точно прогнозируемый параметр пласта и процесс набухания Bright Water хорошо изучен, внедрение данной технологии в подавляющем большинстве случаев успешно (рис.5) [44, 45].

2.2. Гелевые системы образующиеся в пласте Гели (сшитые полимерные системы).

Гели как правило образуются введением в раствор полимера сшивателя (солей хрома или алюминия) который связывает молекулы полимера между собой [22, 46-47] (рис.6).

Первоначальная вязкость закачиваемой гелевой системы не большая, что обеспечивает глу-



бинное проникновение в пласт. В около скважинной зоне закачанный гель преимущественно проникает в зоны с высокой проницаемостью, минуя низко проницаемые участки. При последующей закачке воды гель постепенно продавливается глубже в пласт по этим высокопроницаемым участкам пласта. Данный процесс естественно сопровождается падением дифференциального давления по мере удаления от призабойной зоны скважины. Первоначально гель хорошо фильтруется через поровые каналы, сжимаясь в размерах (до определённого предела), но по мере проникновения глубже в пласт текущего дифференциального давления уже не достаточно для продавливания геля и он закупоривает поровые каналы. Происходит падение проницаемости высокопроницаемой зоны, а в некоторых случаях и ее полная закупорка. Перераспределение гидродинамических сопротивлений приводит к выравниванию профиля приёмистости скважины, увеличению КИН, за счет мобилизации мало проницаемых участков пласта. Немаловажно и то, что закачанная гелевая система и сама играет роль вытесняющего агента в зонах с высокой проницаемостью, вытесняя остаточную нефть из этих зон и мобилизуя ее (рис.7). В этой категории следует также отметить и последовательную закачку гелевых систем также позиционируемую как технологию внутри пластового отклонения [48].

Суть данной технологии заключается в закачке оторочек полимерного раствора и сшивателя разделенную оторочкой воды. Мы рассматриваем данную технологию как модификацию технологии закачки геля, при котором процесс сшивания полимера протекает в пласте. Наличие разделяющей водной оторочки способствует замедлению реакции сшивания и как следствие более глубинному проникновению композиции в пласт. Не редко для достижения более глубинного продавливания в пласт полимерную составляющую композиции также закачивают отдельно. Например: зачастую в качестве полимерной составляющей применяют смесь катионных и анионных полимеров, так вот эти две составляющие, так же закачи-

ваются в виде отдельных оторочек. На практике это выглядит следующим образом: закачивается оторочка раствора катионного полимера, далее оторочка сшивателя (например, цитрата алюминия) и завершает процесс закачка раствора анионного полимера [26, 49, 50]. В пласте протекает реакция сшивания образующая полимер-металлический комплекс в пласте.

Полимер-дисперсные системы (ПДС)

ПДС представляет собой композицию, состоящую из слабо концентрированного полимерного раствора и глинистой суспензии. Данная композиция закачивается в пласт оторочками, образовавшийся в пласте осадок увеличивает гидравлическое сопротивление высокопроницаемых каналов, способствуя перераспределению фильтрационных потоков в пласте. Наблюдается снижение степени гетерогенности пласта по проницаемости, увеличивается площадь охвата заводнением, слабопроницаемые пропластки включаются в процесс разработки. Разработчиками данный состав позиционируется как состав, обладающий избирательным воздействием на проницаемый пласт ввиду образования новой системы в высокопроницаемых участках пласта. Под новыми системами, образовавшимися в пласте понимаются полиминеральные комплексы сформировавшиеся как результат взаимодействия системы «полимер-глинистая суспензия – пласт» [51-54].

Механизм образования полиминерального комплекса в пласте основан на флокуляции частиц глины под воздействием полимера. Процесс флокуляции в жидких дисперсных системах является хорошо изученным и основные закономерности данного процесса широко известны. В целом многие из этих закономерностей применимы и к процессу флокуляции в пластовых условиях также. Например: оптимальная концентрация полимера обратно пропорциональна радиусу частиц и зависит от удельной поверхности дисперсной фазы, так же существенное влияние оказывают и минерализация пластовой воды, температура пласта и т.д. Тем не менее, процесс флокуляции в пластовых условиях на сегодняш-





ний день малоизучен.

Представленная технология не лишена и ряда недостатков, наиболее существенные из которых это быстрое осаждение глины в призабойной зоне и неустойчивость к воздействию высокоминерализованных пластовых вод, заметно снижающих объем образуемого блокирующего экрана (рис.8). Ряд исследователей в качестве недостатка рассматривают и не способность ПДС вытеснять нефть из обводненных зон пласта, как это происходит при закачке гелевых систем. Однако с основной своей функцией в виде блокировки высокопроницаемых каналов технология справляется успешно, и данный недостаток носит скорее вторичный характер. Для минимизации деструктивного воздействия пластовых условий технологические параметры ПДС зачастую регулируют применением модифицирующих добавок таких как: CaCl_2 , AlCl_3 , $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ [55-57].

Одной из успешных и широко применяемой модификаций ПДС, созданной с целью избежать вышеперечисленные недостатки, является щелочная полимерсuspензионная композиция (ЩПСК). Добавка щелочного раствора определенной концентрации в глинистую суспензию увеличивает эластичность глинистых частиц и соответственно фильтрационные характеристики раствора в целом. Одновременно это приводит к увеличению объема образующегося тампонирующего экрана, его устойчивости к воздействию высокоминерализованной среды и улучшению нефтеотмывающих свойств. Необходимо отметить и следующие модификации ЩСПК полученные путем введения модифицирующих добавок:

- ЩПСК-2 – получен добавлением катионного полиэлектролита - метацида, обладающего бактерицидными свойствами, что предотвращает биодеструкцию полимерной составляющей раствора ЩСПК

- ЩПСК-3 – образуется путем добавления реагента «Комета» и ацетата хрома в базовый раствор ЩПСК, обладает улучшенными тампонирующими свойствами по сравнению со своими предшественниками.

- ЩПСК4 – вспенивающаяся щелочная система, образуемая путем добавления ПАВ в качестве

пенообразователя и реагента «Комета» как стабилизатора. Закачка осуществляется одновременно с нагнетанием воздуха.

Закачка ЩПСК и ее модификаций осуществляется оторочками объемом 100-300 м³ чередуемые закачкой воды. Как правило на завершающем этапе процесса производится кислотная обработка призабойной зоны.

Коллоидно-дисперсионные гели (КДГ)

КДГ так же как и традиционные гелевые системы состоят из композиции полимерного раствора и сшивателя, единственным отличием является очень низкие концентрации данных компонентов не позволяющие создать непрерывную полимерную структуру.

Концентрация полимерной составляющей в КДГ обычно находится в диапазоне от 100 до 1200 м.д. [58-60]. При столь низких концентрациях образуются небольшие гелевые клубки лишенные какой либо связи между собой (рис.9). Процесс сшивания же носит преимущественно внутримолекулярный характер с незначительным количеством межмолекулярных сшивков. В традиционных гелевых системах все обстоит с точностью наоборот, то есть превалирует межмолекулярный тип сшивки, который и образует непрерывную полимерную сеть.

Скорость образования геля является не большой от нескольких дней до недель. Сформированный КДГ достаточно эффективно блокирует высокопроницаемые каналы при давлении ниже порового давления (transition pressure). В зоне ниже порового давления КДГ имеет практиче-





ски идентичные полимерным растворам фильтрационные характеристики. Низкие концентрации составляющих элементов увеличивают рентабельность закачки больших объемов КДГ, что в сочетании с хорошими фильтрационными характеристиками повышает эффективность применения данной технологии в качестве потокоотклоняющей [61-63].

2.3. Теоретические основы механизмов воздействия и фильтрации потокоотклоняющих агентов в пористой среде

Расширение адсорбированного слоя

Данный механизм воздействия основан на увеличении адсорбционных характеристик полимера в пористой среде. Суть заключается в том, что при закачке полимерного раствора в пласт, часть полимера адсорбируется на поверхности породы, а последующая закачка шивателя приводящая к формированию геля увеличивает толщину образовавшегося адсорбированного слоя. Основываясь на данной теории, специалисты компании «Saudi Aramco» предложили следующую зависимость фактора остаточного сопротивления от толщины адсорбированного слоя по формуле зависимости фактора остаточного сопротивления от толщины адсорбированного слоя [64]:

$$RRF = (1 - e / r)^{-1}$$

где e - толщина гелевой пленки и r радиус порового канала.

Селективное снижение проницаемости

Второй наиболее распространённой теорией воздействия потокоотклоняющих агентов на фильтрационные свойства пористой среды является предположение о селективном снижении проницаемости (т.е. уменьшать относительную проницаемость по воде больше чем по нефти). Следуют заметить, что данную точку зрения разделяют не все специалисты и она является достаточно спорной [65]. Однако большинство специалистов сходится во мнении, что «слабые гели» и предварительно сформированные гелевые системы подобным эффектом обладают, ввиду изначально крупным размерам частиц ограничивающим их проникновение в низкопроницаемые зоны.

Механизм фильтрация потокоотклоняющих агентов в пористой среде

Наиболее обширно и детально механизмы фильтрации предварительно сформированных гелевых систем были представлены Бай [38] и Хан [66] и классифицированы на 6 фильтрационных паттернов:

1. *Свободная фильтрация (direct pass)*: при данном типе фильтрации гелевые частицы свободно протекают через горловину порового канала. Фактически протекает процесс вытеснения. При этом размер гелевых частиц должен быть меньше в сравнении с диаметром поровых каналов.

2. *Адсорбция и удержание геля пористой средой (adsorption and retention)*: при данном типе фильтрации часть гелевых частиц адсорбируется на поверхности пористой среды. Принципиальное различие между процессом адсорбции и удержанием геля пористой средой кроется в размере частиц геля. Так при малых размерах гелевых частиц сила притяжения между поверхностью породы и гелевой частицей превалирует, как следствие частица геля адсорбируется на поверхности породы. Удержание полимера происходит, напротив, при размерах частиц намного больше диаметра горловины порового канала.

3. *Ловушка (trap)*: при данном типе фильтрации гелевые частицы блокируют горловину порового канала, останавливая фильтрацию.

4. *Фильтрация сопровождаемая деформацией гелевых частиц (deform and pass)*: при данном типе фильтрации гелевые частицы под действием потока вытесняющего агента (как правило воды) изменяют свою форму при прохождении через горловину порового канала с последующим возвращением к первоначальному состоянию.

5. *Фильтрация, сопровождаемая сжатием гелевых частиц*: при данном типе фильтрации некоторое количество воды выжимается из набухших гелевых частиц под воздействием потока вытесняющего агента приводя к уменьшению в размерах и позволяя проходить через горловину порового канала. После прохождения в поровый канал частицы вновь поглощают часть потерянной воды, возвращаясь к первоначальному размеру.

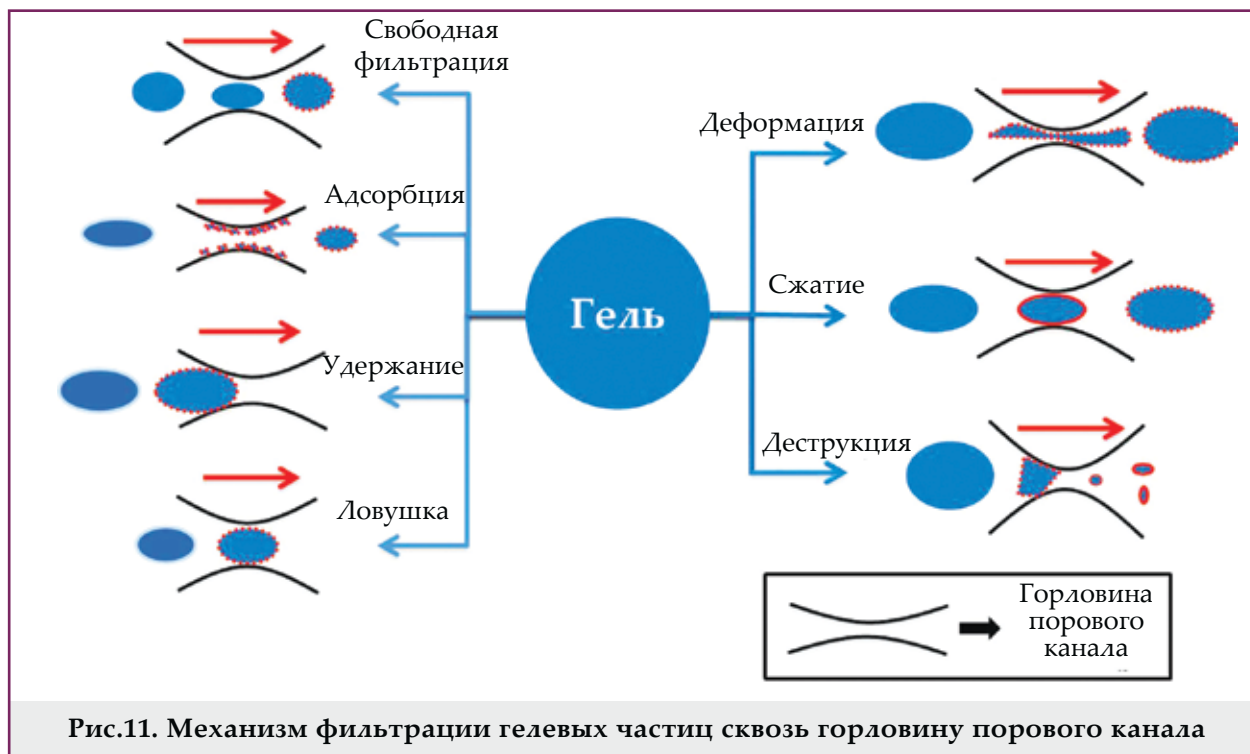


Рис.11. Механизм фильтрации гелевых частиц сквозь горловину порового канала

6. *Фильтрация, сопровождаемая деструкцией гелевых частиц*: при данном типе фильтрации крупные гелевые частицы разбиваются на более мелкие частицы, при прохождении через горловину порового канала фильтруясь далее.

На рисунке 11 представлена более полная и дополненная схема Бая графически отображающая вышеописанные типы фильтрации [67].

Несмотря на то, что вышеописанные механизмы были представлены как описание фильтрации предварительно сформированных гелевых частиц в пористой среде, они также справедливы и для гелей формирующихся в пласте. Исключение составляет ПДС и его модификации, так как при этой технологии процесс подразумевает выпадение осадка в высокопроницаемом участке пласта. Однако, с большой долей вероятности можно предположить, что фильтрация вымытых частиц образовавшегося осадка при дальнейшем продавливании в пласт вполне может быть описана одной из вышеуказанных моделей. Исследований в этой области не проводилось.

3. Промысловая реализация потокоотклоняющих технологий

3.1. Предварительно сформированные гелевые системы

Микрогели. Первое описанное в литературе промышленного применения микрогелей было дано Зайтуном и соавтр. в 2007 г. [36]. К сожалению не месторождение, не регион нахождения скважины в работе описан не был. Целью данной обработки было уменьшение обводненности скважины газохранилища. Предполагалось, что в пласте сложенным из песчаника со средней проницаемостью в 205 мД находился высокопроницаемый пропласток (6 Д) являющийся источником поступающей в скважину воды. В

лабораторных условиях было установлено, что размер частиц микрогеля в 2 мкм обеспечит максимальное проникновение в данный пласт и исключив при этом попадание частиц геля в низкопроницаемые участки пласта. Было закачено 23 м³ микрогеля в виде обратной эмульсии с 30% концентрацией микрогеля. Инверсия эмульсии не требовала каких либо химических добавок. После обработки скважина находилась в эксплуатации в течение всего зимнего периода с 2005-2006 гг. Результатом обработки стало значительное уменьшение обводненности скважины (от 3 до 5 раз) и увеличение дебита газа. Неожиданным эффектом было также значительное снижение пескопроявления. Исследователям, по всей видимости, еще предстоит изучить влияние и эффективность применения микрогелей для борьбы с пескопроявлением.

Месторождение «Южный Оман»

Последующим, описанным в литературе примером успешного промышленного внедрения данной композиции, является технологическая операция, проведенная на месторождении «Оман». Обводненность скважины составляла 100%. Поскольку точно идентифицировать водоносную зону не удалось, подобрать точный размер частиц микрогеля не представлялось возможным, было принято решение о закачке микрогелей со средним размером частиц в 2 мкм. В результате обработки обводненность продукции была снижена на 15%, а объем дополнительно добытой нефти составил 9000 баррелей [68].

Позднее та же группа исследователей сообщила еще об одной успешной операции проведенной на этом же месторождении. Закачка микрогелей производилась в нагнетательную скважину, окруженную 7 добывающими скважинами. Коллектор представлял собой песчаник со сред-

ней проницаемостью в 125 мД. Следует отметить, что пласт был крайне неоднородным, проницаемость варьировалась в широком пределе от 10 до 1000 мД. В общей сложности за период в 3 месяца в пласт было закачано 10 тыс.м³ раствора микрогелей с концентрацией в 500 м.д. и средним размером частиц в 2 мкм. Добыча воды сократилась в течении 12 месяцев на 125 тыс.барр., увеличение же добычи нефти составило 10 тыс.барр. [69].

В 2017 г. Зайтун и соавтр. опубликовали данные об очередном внедрении микрогелей на месторождении «Оман». В пласт было закачано 9000 м³ микрогеля, объем дополнительно добытой нефти за 26 месяцев составил 5440 м³ [70].

Предварительно сформированные гелеобразующие частицы (PPG)

Первое успешное внедрение технологии PPG было произведено компанией PetroChina на нефтяном месторождении «Чжунюань» в 1999 году. В дальнейшем в Китае по различным данным провели более 5000 опытно-промысловых испытаний (ОПИ) с применением данной технологии (рис.12). В литературе и опубликованных исследованиях за период с 2001 по 2015 годы отражено более 670 успешных внедрений. Помимо КНР аналогичный продукт применялся и в США (штаты Техас и Аляска) [59].

Месторождение «Ламадиан», Китай

Опытно промысловое испытание было проведено в период с 2003 по 2004 г. на площади в 2.43 км². Обработка проводилась на 4 нагнетающих скважинах. Исходные геологические запасы нефти (ООИР) оценивались в 5.94 млн.т. Данный

блок месторождения находился в эксплуатации более 30 лет и обводненность на момент обработки составляла 95.4%. В период испытания было закачано 56268 м³ PPG. Обработка привела к увеличению нефтедобычи и снижению обводненности. Дебит на 5 из 6 добывающих скважин, находящихся в непосредственной близости от нагнетающих скважин, увеличился на 5.8 т/сут (42.5 барр./сут), а среднее снижение обводненности составило около 3%. Однако, эффект наблюдался и на 26 скважинах, удаленных от участка обработки. Суммарное увеличение дебита на 34.8 т/сут (255 барр. в день), а обводненность снизилась на 0.94%. В целом увеличение накопленной добычи нефти до марта 2005 г. на данном блоке составило около 15 000 т (109950 барр.) года, то есть увеличение добычи на 51.3 барреля нефти на каждые 0.45 т закачанного PPG [71].

Термически активируемые частицы (Bright Water)

Первое ОПИ данной технологии было проведено на месторождении «Минас» (Индонезия) в 2001 г. Результаты данного испытания были опубликованы Притчеттом с соавт. в 2003 г., они подтверждали, что раствор Bright Water (BW) может быть продавлен глубоко в пласт без потери приёмистости скважины. В ходе испытания в пласт было закачано 42 тыс.барр. [43] BW с концентрацией в 4500 м.д. и смешанных с раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) концентрацией 1500 м.д. Глубина проникновения в пласт составила 38 м. Первое коммерческое применение BW было успешно реализовано на нефтяном месторождении «Милн-Пойнт»

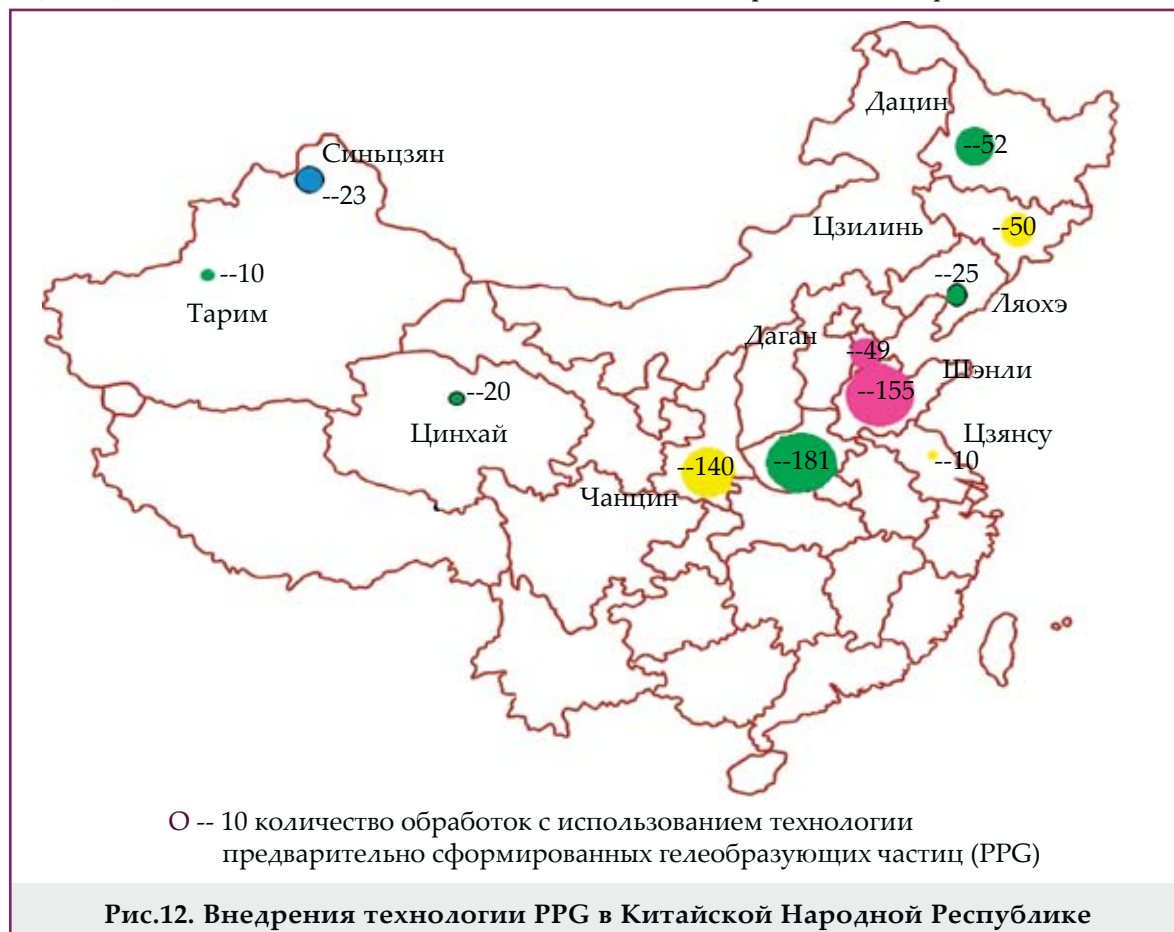


Рис.12. Внедрения технологии PPG в Китайской Народной Республике

(Аляска), объём дополнительной добычи нефти составил 60 тыс.барр. [72]. В том же году были опубликованы данные об еще одном успешном внедрении данной технологии на месторождении «Прудо-Бей» (Аляска) В этом проекте были задействованы 3 нагнетательные скважины и закачано в общей сложности 630-645 барр. раствора ВВ смешанных с 310-335 барр. раствора ПАВ. Результаты обработки показали увеличение добычи нефти на 500 тыс.барр. нефти и снижение обводненности продукции на 4%. В целом до 2014 г. на месторождении «Прудо – Бей» было проведено 90 обработок с применением данной технологии [73]. Однако география применения технологии ВВ не ограничивалась исключительно Аляской.

О некоторых успешных полевых применениях этой технологии сообщалось и в следующих регионах: Аргентина [74, 75], Бразилия [76], Суэцкий залив [77], Тунис [45] и в Экваториальной Гвинее [78].

Усть-Вахская площадь Самотлорского месторождения

В России данная технология была впервые применена на Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения в Западной Сибири в 2011 году. Месторождение является крупнейшим в России и 7-м по размеру в мире нефтяным месторождением. Разработка месторождения начата в 1969 году, а вначале 1970-х началось активно применяться заводнение для интенсификации нефтедобычи и на сегодняшний день многие скважины характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции. Усть-Вахская площадь в разработку введена позднее с начала 2000-х годов. Посредством 5 нагнетающих скважин было закачано более 400 т ВВ в течение 23 дней. В 3 из 5 обработанных нагнетающих скважинах наблюдалось незначительное повышение давления нагнетания, оставшиеся две скважины подобного эффекта не показали. В целом наблюдалось уменьшение темпов падения добычи и обводненности добываемой продукции. Однако исследователям было сложно оценить практический эффект от проведенной обработки ввиду мультифакторности подобного анализа и продолжающемся эффекте данной обработки. Математически ими было спрогнозировано удвоение дебита нефти и значительное снижение обводненности добываемой продукции [79].

3.2. Гелевые системы образующиеся в пласте Гели (сшитые полимерные системы)

Месторождение «Шенгли» (Shengli), Китай

ОПИ было проведено в 1992 году на площади в 0.58 км². На данном участке месторождения было расположено 14 скважин: 7 - добывающих, 5 - нагнетающих и 2 наблюдательные. ООИР оценивались в 670000 т. До начала ОПИ было добыто 15.2% от ООИР, а текущая обводненность продукции составляла 85.4%. В период испытания с сентября 1992 года по июнь 1995 года было закачано 85000 м³ геля, что эквивалентно 0.075

от порового объема. Объемы дополнительной добычи нефти составили 30000 т, т.е. примерно 4.5% от ООИР [80].

Коллоидно-дисперсионные гели (КДГ)

Месторождение «Лома Альта Сур» (Loma Alta Sur), Аргентина

ОПИ было проведено в 2005 году на площади в 0.23 км². На данном участке месторождения было расположено 11 скважин: 10 добывающих и одна нагнетающая. Исходные геологические запасы нефти (ООИР) оценивались в 2.169 млн.м³. Обводненность продукции до начала обработки составляла ~ 87% [81]. В период испытания с июля 2005 года по октябрь 2007 года было закачано 60200 м³ геля, что эквивалентно 0.0295 от порового объема. Непрерывной закачки геля не производилось, гель закачивался двумя оторочками с перерывом чуть больше года. После обработки обводненность добываемой продукции упала в среднем до 83%. Прогнозируемое увеличение нефтеотдачи составляло 2.9% от ООИР, при условии ликвидности добычи с обводненностью продукции в 98%.

Месторождение «Саэрту» (Saertu), Китай

ОПИ было проведено в период с мая 1999 года по июнь 2003 года на площади в 0.75 км². На данном участке было расположено 18 скважин: 12 -добывающих, 6 - нагнетающих при среднем расстоянии между скважинами в 250 м и 5-ти точечном расположении скважин. Исходные геологические запасы нефти (ООИР) оценивались в 740000 т. В период испытания было закачано 830000 м³ КДГ, что составило 0.53 от порового объема. Однако следует отметить, что КДГ не закачивался непрерывно, а прерывался закачками оторочки воды (0.054 PV) и полимера (0.155 PV).

Сокращение обводненности продукции наблюдалось на всех добывающих скважинах в среднем на 12% (первоначальная обводненность продукции составляла в среднем 96%) производителей. Увеличение нефтедобычи на данном участке в этот период по сравнению с заводнением составило 10.5% от ООИР [64].

Район Скалистых гор, США

Мак и Смит опубликовали данные о 29 ОПИ проведенных в районе Скалистых гор в период с 1985 по 1993 год (табл.3). 19 проектов были признаны экономически ликвидными, то есть наблюдалось увеличение нефтедобычи и уменьшение обводненности продукции. В оставшихся 10 проектах эффект от внедрения был либо незначительным, либо практически не наблюдался. В успешно реализованных проектах увеличение нефтеотдачи находилось в достаточно широком интервале от 1.3% до 18.2% ООИР, что по всей видимости связано и с большим разбросом в вязкости добываемой нефти (1 - 40 сП) и пластовой температуры до 94 °С [23].

Полимер-дисперсные системы (ПДС)

Полимер-дисперсные системы впервые были применены в 1986 г. на территории бывшего СССР. Всего за период с 1986 по 1994 г. было проведено 969

обработки на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири, общий объем дополнительной добычи нефти составил более 2.9 млн.т.

В период с 1992 по 1996 г. на 50 участках скважин месторождений Татарстана и 29 участка Западной Сибири были применены различные модификации ПДС. Объем дополнительной добычи составил более 270 тыс.т, из них 122 тыс. пришлось на долю месторождений Татарстана. Обводненность добываемой продукции на данных месторождениях составляла более 50%.

Применение технологии ЩПСК и ее модификаций было также начато на месторождениях Западной Сибири в 1993 г. На Самотлорском и Мыхпайском месторождениях было проведено более 150 скважинообработок за период с 1993

по 2001 гг. с применением ЩПСК-1, что привело к увеличению добычи на 1 млн.т.

Так в результате внедрения технологии ЩПСК-2 на 43 нагнетательных скважинах Варьеганского месторождения в период с 2000 по 2002 гг. дополнительная добыча составила более 56 тыс.т нефти. Применение данной модификации в этот же период на Северо-Покурском и Южно-Аганском месторождениях увеличило добычу нефти на 144.7 тыс.т. (75 скважинообработок).

Средняя удельная технологическая эффективность применения технологии ЩПСК и ее модификаций выражается в увеличении добычи нефти на 4 тыс.т на одну скважино-обработку [82].

Выводы

В работе представлен обзор современных потокоотклоняющих технологий и отдельные примеры их промысловой реализации. Многочисленные исследования показывают высокую эффективность данных технологий для увеличения охвата пласта и перенаправления фильтрационных потоков в отдаленных зонах пласта. Данные технологии являются высокопродуктивным инструментом для уменьшения гетерогенности резервуара. Современная тенденция в этой области заключается в увеличении доли преимущественно сформированных частиц различной размерности. Однако полностью потенциал представленных технологий, к сожалению, не раскрыт и продолжает изучаться по сегодняшний день. С увеличением числа месторождений находящихся на поздней стадии разработки актуальность потокоотклоняющих технологий будет только расти.

Литература

1. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 1, 86-88.
2. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
4. Suleimanov, B. A., Azizov, F., Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 130(1-2), 121-133.
5. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.
6. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. *Коллоидный журнал*, 57(3), 386-390.
7. Jokhio, S. A., Berry, M. R., Bangash, Y. K. (2002, January). DOWS (Downhole Oil-Water Separation) cross-waterflood economics. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

References

1. Suleimanov, B. A., Ismaylov, F. S., Veliyev, E. F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethyl cellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.
2. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
4. Suleimanov, B. A., Azizov, F., Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 130(1-2), 121-133.
5. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
6. Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems. *Colloid Journal*, 57(3), 359-363.
7. Jokhio, S. A., Berry, M. R., Bangash, Y. K. (2002, January). DOWS (Downhole Oil-Water Separation) cross-waterflood economics. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

8. Kansao, R., Yrigoyen, A., Haris, Z., Saputelli, L. (2017, June). Waterflood performance diagnosis and optimization using data-driven predictive analytical techniques from capacitance resistance models CRM. In *SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
9. Turta, A. T., Ayasse, C., Najman, J., Fisher, D., Singhal, A. (2002, January). Laboratory investigation of gravity-stable waterflooding using toe-to-heel displacement: Part L: Hele Shaw model results. In *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
10. Suleimanov, B.A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.
11. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2017, November). Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. In *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers
12. Alvarez, J. M., Sawatzky, R. P. (2013, June). Waterflooding: same old, same old?. In *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Society of Petroleum Engineers.
13. Izgec, B., Kabir, S. (2011). Identification and characterization of high-conductive layers in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(01), 113-119.
14. Wu, X. C., Xiong, C., Han, D., et al. (2014, October). A new IOR method for mature waterflooding reservoirs: sweep control technology. In *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
15. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
16. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
17. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
18. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
19. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
20. Breston, J. N. (1957). Selective plugging of waterflood input wells theory, methods and results. *Journal of Petroleum Technology*, 9(3), 26-31.
21. Hower, W. F., Ramos, J. (1957). Selective plugging of injection wells by in situ reactions. *Journal of Petroleum Technology*, 9(01), 17-20.
22. Fielding Jr, R. C., Gibbons, D. H., Legrand, F. P. (1994, January). In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of north rainbow ranch unit. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
8. Kansao, R., Yrigoyen, A., Haris, Z., Saputelli, L. (2017, June). Waterflood performance diagnosis and optimization using data-driven predictive analytical techniques from capacitance resistance models CRM. In *SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
9. Turta, A. T., Ayasse, C., Najman, J., Fisher, D., Singhal, A. (2002, January). Laboratory investigation of gravity-stable waterflooding using toe-to-heel displacement: Part L: Hele Shaw model results. In *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
10. Suleimanov, B.A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.
11. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2017, November). Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. In *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers
12. Alvarez, J. M., Sawatzky, R. P. (2013, June). Waterflooding: same old, same old?. In *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Society of Petroleum Engineers.
13. Izgec, B., Kabir, S. (2011). Identification and characterization of high-conductive layers in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(01), 113-119.
14. Wu, X. C., Xiong, C., Han, D., et al. (2014, October). A new IOR method for mature waterflooding reservoirs: sweep control technology. In *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
15. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
16. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28
17. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
18. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
19. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
20. Breston, J. N. (1957). Selective plugging of waterflood input wells theory, methods and results. *Journal of Petroleum Technology*, 9(3), 26-31.
21. Hower, W. F., Ramos, J. (1957). Selective plugging of injection wells by in situ reactions. *Journal of Petroleum Technology*, 9(01), 17-20.
22. Fielding Jr, R. C., Gibbons, D. H., Legrand, F. P. (1994, January). In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of north rainbow ranch unit. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.

23. Mack, J. C., Smith, J. E. (1994, January). In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. In *SPE/DOE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers*.
24. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.
25. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
26. Sydansk, R. D. (1990). A newly developed chromium (III) gel technology. *SPE Reservoir Engineering*, 5(3), 346-352.
27. Han, M., Shi, L., Ye, M., Guo, Q. (1996). Characterization of viscoelastic properties of polyacrylamide/Cr(III) hydrogels. *Polymer Bulletin*, 36(4), 483-487.
28. Huai Jiang, Z. H. U. (2002). Effect of weak gels on oil/water relative permeability. *Acta Petrolei Sinica*, 3.
29. Wang, W., Gu, Y., Liu, Y. (2003). Applications of weak gel for in-depth profile modification and oil displacement. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(06).
30. Imqam, A., Bai, B. (2015). Optimizing the strength and size of preformed particle gels for better conformance control treatment. *Fuel*, 148, 178-185.
31. Енто́в, В. М., Турецкая, Ф. Д. (1995). Гидродинамическое моделирование разработки неоднородных нефтяных пластов. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, 6, 87-94.
32. Abdulbaki, M., Huh, C., Sepehrnoori, K., et al. (2014). A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 741-753.
33. Al-Wahaibi, Y. M., Al-Wahaibi, T. K., Abdelgoad, M. A. (2011). Characterization of pH-sensitive Polymer microgel transport in porous media for improving oil recovery. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 33(11), 1048-1057.
34. Thorne, J. B., Vine, G. J., Snowden, M. J. (2011). Microgel applications and commercial considerations. *Colloid and Polymer Science*, 289(5-6), 625.
35. Chauveteau, G., Tabary, R., Blin, N., et al. (2004, January). Disproportionate permeability reduction by soft preformed microgels. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
36. Zaitoun, A., Tabary, R., Rousseau, D., et al. (2007, January). Using microgels to shut off water in a gas storage well. In *International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*.
37. Bai, B., Zhang, H. (2011). Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. *SPE Journal*, 16(02), 388-400.
38. Bai, B., Liu, Y., Coste, J. P., Li, L. (2007). Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(02), 176-184.
39. Bai, B., Wei, M., Liu, Y. (2012). Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control. *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 67(6), 941-952.
40. Bai, B., Li, L., Liu, Y., et al. (2007). Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(04), 415-422.
23. Mack, J. C., Smith, J. E. (1994, January). In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. In *SPE/DOE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers*.
24. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.
25. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
26. Sydansk, R. D. (1990). A newly developed chromium (III) gel technology. *SPE Reservoir Engineering*, 5(3), 346-352.
27. Han, M., Shi, L., Ye, M., Guo, Q. (1996). Characterization of viscoelastic properties of polyacrylamide/Cr(III) hydrogels. *Polymer Bulletin*, 36(4), 483-487.
28. Huai Jiang, Z. H. U. (2002). Effect of weak gels on oil/water relative permeability. *Acta Petrolei Sinica*, 3.
29. Wang, W., Gu, Y., Liu, Y. (2003). Applications of weak gel for in-depth profile modification and oil displacement. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(06).
30. Imqam, A., Bai, B. (2015). Optimizing the strength and size of preformed particle gels for better conformance control treatment. *Fuel*, 148, 178-185.
31. Entov, V. M., Turetskaya, F. D. (1995). Hydrodynamical modeling of the development of non-homogeneous oil reservoirs. *Fluid Dynamics*, 30, 877-882.
32. Abdulbaki, M., Huh, C., Sepehrnoori, K., et al. (2014). A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 741-753.
33. Al-Wahaibi, Y. M., Al-Wahaibi, T. K., Abdelgoad, M. A. (2011). Characterization of pH-sensitive Polymer microgel transport in porous media for improving oil recovery. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 33(11), 1048-1057.
34. Thorne, J. B., Vine, G. J., Snowden, M. J. (2011). Microgel applications and commercial considerations. *Colloid and Polymer Science*, 289(5-6), 625.
35. Chauveteau, G., Tabary, R., Blin, N., et al. (2004, January). Disproportionate permeability reduction by soft preformed microgels. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
36. Zaitoun, A., Tabary, R., Rousseau, D., et al. (2007, January). Using microgels to shut off water in a gas storage well. In *International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*.
37. Bai, B., Zhang, H. (2011). Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. *SPE Journal*, 16(02), 388-400.
38. Bai, B., Liu, Y., Coste, J. P., Li, L. (2007). Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(02), 176-184.
39. Bai, B., Wei, M., Liu, Y. (2012). Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control. *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 67(6), 941-952.
40. Bai, B., Li, L., Liu, Y., et al. (2007). Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(04), 415-422.

41. Wang, J., Liu, H., Wang, Z., et al. (2013). Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, 248-257.
42. Frampton, H., Morgan, J. C., Cheung, S. K., et al. (2004, January). Development of a novel waterflood conformance control system. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
43. Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., et al. (2003, January). Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. In *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers.
44. Akinin, D. V., Timchuk, A., Zemtcov, Y. V., Bochkarev, O. Y. (2013, April). Methodology of selecting pilot development areas for application of BrightWater™ technology. In: *IOR 2013-17th European Symposium on Improved Oil Recovery* (pp. cp-342). European Association of Geoscientists & Engineers.
45. Fethi, G., Kaddour, K., Tesconi, M., et al. (2010, January). El Borma-Bright Water-tertiary method of enhanced oil recovery for a mature field. In *SPE Production and Operations Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
46. Jenneman, G. E., Lappan, R. E., Webb, R. H. (2000, January). Bacterial profile modification with bulk dextran gels produced by the in-situ growth and metabolism of leuconostoc species. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
47. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Guliyev, V. V., Naghiyeva, N. V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. In *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers.
48. Fedorov, K. M., Zubkov, P. T. (1996). Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 15(1), 69-80.
49. Hassan, S. F., Han, M., Zhou, X., et al. (2013, May). Study of polyacrylamide/Cr (III) hydrogels for conformance control in injection wells to enhance chemical flooding process. In *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
50. Needham, R. B., Threlkeld, C. B., Gall, J. W. (1974, January). Control of water mobility using polymers and multivalent cations. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
51. Газизов, А. А. (2002). Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. *Москва: Недра*.
52. Газизов, А. Ш. (1992). Повышение нефтеотдачи пластов ограничением движения вод химическими реагентами. *Нефтяное хозяйство*, 1, 20-22.
53. Газизов, А. Ш., Галактионова, Л. А., Адыгамов, В. С., Газизов, А. А. (1998). Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 2, 12-14.
54. Хисамов, Р. С., Газизов, А. А., Газизов, А. Ш. (2003). Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. *Москва: ОАО ВНИИОЭНГ*.
55. Ганеева, А. Р., Батырбаева, Р. А., Галактионова, Л. А. (2009). Опыт применения модифицированных полимер-дисперсных систем на Никольском месторождении нефти. *Георесурсы*, 3(31).
41. Wang, J., Liu, H., Wang, Z., et al. (2013). Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, 248-257.
42. Frampton, H., Morgan, J. C., Cheung, S. K., et al. (2004, January). Development of a novel waterflood conformance control system. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
43. Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., et al. (2003, January). Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. In *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers.
44. Akinin, D. V., Timchuk, A., Zemtcov, Y. V., Bochkarev, O. Y. (2013, April). Methodology of selecting pilot development areas for application of BrightWater™ technology. In: *IOR 2013-17th European Symposium on Improved Oil Recovery* (pp. cp-342). European Association of Geoscientists & Engineers.
45. Fethi, G., Kaddour, K., Tesconi, M., et al. (2010, January). El Borma-Bright Water-tertiary method of enhanced oil recovery for a mature field. In *SPE Production and Operations Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
46. Jenneman, G. E., Lappan, R. E., Webb, R. H. (2000, January). Bacterial profile modification with bulk dextran gels produced by the in-situ growth and metabolism of leuconostoc species. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
47. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Guliyev, V. V., Naghiyeva, N. V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. In *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers.
48. Fedorov, K. M., Zubkov, P. T. (1996). Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 15(1), 69-80.
49. Hassan, S. F., Han, M., Zhou, X., et al. (2013, May). Study of polyacrylamide/Cr (III) hydrogels for conformance control in injection wells to enhance chemical flooding process. In *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
50. Needham, R. B., Threlkeld, C. B., Gall, J. W. (1974, January). Control of water mobility using polymers and multivalent cations. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
51. Gazizov, A. A. (2002). Enhanced oil recovery from heterogeneous formations in late stages of development. *Moscow: Nedra*.
52. Gazizov, A. Sh. (1992). Povyshenie nefteotdachi plastov ogranicheniem dvizheniya vod himicheskimi reagentami. *Neftyanoe hozyajstvo*, 1, 20-22.
53. Gazizov, A. Sh., Galaktionova, L. A., Adigamov, V. S., Gazizov, A. A. (1998). Application of polymer-dispersed systems and their modifications for oil recovery enhancement. *Oil Industry*, 2, 12-14.
54. Khisamov, R. S., Gazizov, A. A., Gazizov, A. Sh. (2003). Increasing the coverage of producing reservoirs by action. *Moscow: VNIIOENG*.
55. Ganeeva, A. R., Batirbaeva, R. A., Galaktionova, L. A. (2009). Application experience of modified polymer-disperse systems on Nikolsky oil field. *Georesursy*, 3(31).

56. Мамедов, А. Ч., Хайруллин, А. А. (2016). Дисперсные системы для увеличения нефтеотдачи пластов /в кн. «Геология и нефтегазосность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)». – С.84-87.

57. Федоров, А. В., Хисаметдинов, М. Р., Ганеева, З. М. (2012). Применение композиций полимеров с дисперсными реагентами в составе целлюлозно-полимерного комплекса для целей увеличения нефтеизвлечения /в кн. «Сборник научных трудов ТатНИПИнефть». – С.147-151.

58. Castro-García, R. H., Maya-Toro, G. A., Sandoval-Muñoz, J. E., Cohen-Paternina, L. M. (2013). Colloidal dispersion gels (CDG) to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5(3), 61-77.

59. Mishra, A., Abbas, S., Braden, J., et al. (2016, April). Comprehensive review of fracture control for conformance improvement in the Kuparuk River Unit-Alaska. In *SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers*.

60. Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., et al. (2014, March). Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.

61. Bjørsvik, M., Høiland, H., Skauge, A. (2008). Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 317(1-3), 504-511.

62. Smith, J. E. (1995, January). Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*.

63. Spildo, K., Skauge, A., Skauge, T. (2010, January). Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

64. Han, M., Alshehri, A. J., Krinis, D., Lyngra, S. (2014, April). State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. In *SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

65. Liang, J. T., Sun, H., Seright, R. S. (1995). Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?. *SPE Reservoir Engineering*, 10(04), 282-286.

66. Han, D., Yang, P., Luo, Y., et al. (1998, January). Flow mechanism investigation and field practice for low concentration flowing gel. In: *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers*.

67. Coste, J. P., Liu, Y., Bai, B., et al. (2000, January). In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing. In *SPE/DOE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers*.

68. Dupuis, G., Bouillot, J., Templier, A., Zaitoun, A. (2015, November). Successful chemical water shut-off treatment in an omani field heavy-oil well. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

69. Dupuis, G., Lesuffleur, T., Desbois, M., et al. (2016, March). Water conformance treatment using SMG microgels: a successful field case. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.

56. Mamedov, A. CH., Hajrullin, A. A. (2016). Dispersnye sistemy dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov /v kn. «Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna (opyt, innovacii)». – S.84-87.

57. Fedorov, A. V., Hisametdinov, M. R., Ganeeva, Z. M. (2012). Primenenie kompozicij polimerov s dispersnymi reagentami v sostave cellyulozno-polimernogo kompleksa dlya celej uvelicheniya nefteizvlecheniya /v kn. «Sbornik nauchnyh trudov TatNIPIneft'». – S.147-151.

58. Castro-García, R. H., Maya-Toro, G. A., Sandoval-Muñoz, J. E., Cohen-Paternina, L. M. (2013). Colloidal dispersion gels (CDG) to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5(3), 61-77.

59. Mishra, A., Abbas, S., Braden, J., et al. (2016, April). Comprehensive review of fracture control for conformance improvement in the Kuparuk River Unit-Alaska. In *SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers*.

60. Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., et al. (2014, March). Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.

61. Bjørsvik, M., Høiland, H., Skauge, A. (2008). Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 317(1-3), 504-511.

62. Smith, J. E. (1995, January). Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*.

63. Spildo, K., Skauge, A., Skauge, T. (2010, January). Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

64. Han, M., Alshehri, A. J., Krinis, D., Lyngra, S. (2014, April). State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. In *SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

65. Liang, J. T., Sun, H., Seright, R. S. (1995). Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?. *SPE Reservoir Engineering*, 10(04), 282-286.

66. Han, D., Yang, P., Luo, Y., et al. (1998, January). Flow mechanism investigation and field practice for low concentration flowing gel. In: *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers*.

67. Coste, J. P., Liu, Y., Bai, B., et al. (2000, January). In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing. In *SPE/DOE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers*.

68. Dupuis, G., Bouillot, J., Templier, A., Zaitoun, A. (2015, November). Successful chemical water shut-off treatment in an omani field heavy-oil well. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

69. Dupuis, G., Lesuffleur, T., Desbois, M., et al. (2016, March). Water conformance treatment using SMG microgels: a successful field case. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.

70. Zaitoun, A., Dupuis, G. (2017, June). Conformance control using SMG microgels: laboratory evaluation and first field results. In *SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
71. Bai, B., Huang, F., Liu, Y., et al. (2008, January). Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion. In *SPE symposium on improved oil recovery*. Society of Petroleum Engineers.
72. Ohms, D., McLeod, J. D., Graff, C. J., et al. (2010). Incremental-oil success from waterflood sweep improvement in Alaska. *SPE Production & Operations*, 25(03), 247-254.
73. Thrasher, D., Nottingham, D., Stechauner, B., et al. (2016, April). Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
74. Mustoni, J. L., Denyer, P., Norman, C. (2010, January). Deep conformance control by a novel thermally activated particle system to improve sweep efficiency in mature waterfloods of the San Jorge Basin. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
75. Paez Yanez, P. A., Mustoni, J. L., Frampton, H., et al. (2007, January). New attempt in improving sweep efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada waterflooding projects of the S. Jorge Basin in Argentina. In *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.
76. Roussennac, B. D., Toschi, C. (2010, January). Brightwater trial in Salema field (Campos Basin, Brazil). In *SPE EUROPEC/EAGE annual conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
77. Towns, M., Lara Angarita, M., Thrasher, D., et al. (2013, April). Enhancing oil recovery in the Gulf of Suez by deep conformance control using a thermally activated particle system. In *North Africa Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
78. Choudhary, M., Parekh, B., Solis, H., et al. (2014, April). Reservoir in-depth waterflood conformance: an offshore pilot implementation. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
79. Thrasher, D. R., Denyer, P., Timchuk, A. S., et al. (2013, April). First application in Russia of Bright Water™ chemical for waterflood sweep improvement in the Samotlor field. In *IOR 2013-17th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers.
80. Wang, W., Liu, Y., Gu, Y. (2003). Application of a novel polymer system in chemical enhanced oil recovery (EOR). *Colloid and Polymer Science*, 281(11), 1046-1054.
81. Diaz, D., Somaruga, C., Norman, C., Romero, J. L. (2008, January). Colloidal dispersion gels improve oil recovery in a heterogeneous Argentina waterflood. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
82. Ступоченко, В. Е., Соркин, А. Я., Кан, В. А. и др. (2003). Результаты внедрения щелочной полимерсuspensionной композиции и ее модификаций на месторождениях Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 5, 90-92.
70. Zaitoun, A., Dupuis, G. (2017, June). Conformance control using SMG microgels: laboratory evaluation and first field results. In *SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
71. Bai, B., Huang, F., Liu, Y., et al. (2008, January). Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion. In *SPE symposium on improved oil recovery*. Society of Petroleum Engineers.
72. Ohms, D., McLeod, J. D., Graff, C. J., et al. (2010). Incremental-oil success from waterflood sweep improvement in Alaska. *SPE Production & Operations*, 25(03), 247-254.
73. Thrasher, D., Nottingham, D., Stechauner, B., et al. (2016, April). Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
74. Mustoni, J. L., Denyer, P., Norman, C. (2010, January). Deep conformance control by a novel thermally activated particle system to improve sweep efficiency in mature waterfloods of the San Jorge Basin. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
75. Paez Yanez, P. A., Mustoni, J. L., Frampton, H., et al. (2007, January). New attempt in improving sweep efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada waterflooding projects of the S. Jorge Basin in Argentina. In *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.
76. Roussennac, B. D., Toschi, C. (2010, January). Brightwater trial in Salema field (Campos Basin, Brazil). In *SPE EUROPEC/EAGE annual conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
77. Towns, M., Lara Angarita, M., Thrasher, D., et al. (2013, April). Enhancing oil recovery in the Gulf of Suez by deep conformance control using a thermally activated particle system. In *North Africa Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
78. Choudhary, M., Parekh, B., Solis, H., et al. (2014, April). Reservoir in-depth waterflood conformance: an offshore pilot implementation. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
79. Thrasher, D. R., Denyer, P., Timchuk, A. S., et al. (2013, April). First application in Russia of Bright Water™ chemical for waterflood sweep improvement in the Samotlor field. In *IOR 2013-17th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers.
80. Wang, W., Liu, Y., Gu, Y. (2003). Application of a novel polymer system in chemical enhanced oil recovery (EOR). *Colloid and Polymer Science*, 281(11), 1046-1054.
81. Diaz, D., Somaruga, C., Norman, C., Romero, J. L. (2008, January). Colloidal dispersion gels improve oil recovery in a heterogeneous Argentina waterflood. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
82. Stupochenko V.E., Sorkin A.Ya., Kan V.A., et al. (2003). Results of application of alkaline polymer-suspension composition and its modifications on Western Siberia deposits. *Oil Industry*, 5, 90-92.

Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий

Э.Ф.Велиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье представлен обзор современных потокоотклоняющих технологий и приведены примеры их промышленной реализации. На сегодняшний день значительное большинство применяемых методов увеличения нефтеотдачи связано применением вытесняющих агентов на водной основе, что со временем неизбежно приводит к возникновению высокопроницаемых каналов и участков пласта не затронутых вытеснением. В этой связи внедрение глубинных потокоотклоняющих технологий для увеличения охвата пласта и перенаправления фильтрационных потоков в отдаленных зонах пласта приобретает все большую актуальность и значимость. Данные технологии являются высокопродуктивным инструментом для уменьшения гетерогенности резервуара. Современная тенденция в этой области заключается в увеличении доли предварительно сформированных частиц различной размерности. Однако полностью потенциал представленных технологий, к сожалению, не раскрыт и продолжает изучаться по сегодняшний день. С увеличением числа месторождений находящихся на поздней стадии разработки актуальность потокоотклоняющих технологий будет только расти.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи; потокоотклоняющие технологии; увеличение охвата пласта; приемистость скважины; гетерогенность резервуара; месторождение находящиеся на поздней стадии разработки.

Layda maye axınının istiqamətinin dəyişdirilməsinin müasir texnologiyaları

E.F.Vəliyev

«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə layda axınının istiqamətinin dəyişdirilməsi texnologiyaları və onların yataqlara tətbiqi barədə icmal verilmişdir. Hal-hazırda əksər neftverimin artırılması üsulları su əsaslı reagentlərin laya vurulması ilə neftin sıxışdırılmasına əsaslanır, bu da öz növbəsində yüksək keçirici kanalların yaranmasına və neftin az keçirici zonalarda qalmasına gətirib çıxarır. Bu səbəbdən axınının istiqamətinin dəyişdirilməsi texnologiyalarının əhəmiyyəti artır. Adı çəkilən texnologiya layın qeyri-bircinsliyini azaltmaqda çox effektivdir. Cari tendensiya əvvəlcədən hazırlanmış gel hissəciklərinin laya tətbiqinin artdığını göstərir. Lakin, icmalda təhlil olunan texnologiyalar hələ də tam öyrənilməmişdir və tədqiqatçılar arasında aktuallığını qoruyur. Son işlənmə mərhələsində olan yataqların sayı artdıqca layda maye axınının istiqamətini dəyişdirilməsi texnologiyalarının əhəmiyyəti artmaqda davam edəcək.

Açar sözlər: neftverimin artırılması; layda maye axınının istiqamətinin dəyişdirilməsi; layın qeyri-bircinsliyi; sıxışdırılma effektivliyinin artırılması; işlənmənin son mərhələsində olan yataqlar; quyunun qəbul etmə qabiliyyəti