Наука — виробництву

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-61-72

ПОЛИМЕРНО-ДИСПЕРСНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПЛАСТЕ

Э. Ф. Велиев

Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики НИПИ "Нефтегаз";
Азербайджан, AZ1012, г. Баку, Проспект Зардаби, 88А,
e-mail: Elchinf.veliyev@socar.az

Природно високий коефіцієнт гетерогенності пласта та тривалий період експлуатації покладів призводить до зниження ефективності більшості методів підвищення нафтовіддачі, які ґрунтуються на закачуванні витіснювальних агентів, значно збільшуючи економічні витрати. Так, наприклад, у родовищах, де основним методом підвищення нафтовіддачі є заводнення пласта, неодмінно виникають високопроникні канали, що негативно впливає на коефіцієнт вилучення нафти, рівномірності фронту витіснення і профілю приймальності свердловин. Однією із найбільш успішних технологій у боротьбі з даними відкладами є переспрямування фільтраційних потоків у пласті шляхом установлення гелевих екранів в глибинних зонах пласта. Розглядається полімерно-дисперсна система (ПДС) для глибинного відхилення фільтраційних потоків у пласті на основі модифікованих часток бентоніту. Спочатку частки бентоніту були інтеркальовані молекулами-прекурсорами, далі за допомогою реакції прищеплювальної полімеризації на гідрофільну поверхню бентонітових частинок були щеплені співполімери N-ізопропілакріламід (NIPAM) і акрилової кислоти (AA). В роботі подаються результати досліджень фізико-хімічних властивостей, реології і стабільності отриманого колоїду. Також розглянуто вплив запропонованого складу на фактор залишкового опору на прикладі лабораторних досліджень із застосуванням кернах зразків з родовища Азері-Чираг-Гюнешлі і насипних моделей пласта. Результати експериментів зі зміни гідравлічного опору потоку при закачуванні ПДС вказали на суттєве підвищення цього параметра, що обумовлено різким зниженням проникності. Проведені на кернах матеріалі дослідження підтвердили отримані раніше результати, показавши 61% зниження проникності, супроводжуване 11% збільшенням коефіцієнта вилучення нафти. Отримані результати підтвердили ефективність запропонованого складу як потоковідхиляючого агента для підвищення нафтовидобутку.

Ключові слова: N-ізопропілакріламід (NIPAM), акрилова кислота (AA), полімерно-дисперсна система (ПДС), термогравіметричний аналіз (ТГА), насипна модель пласта, потоковідхиляючі технології.

Изначально высокий коэффициент гетерогенности пласта умноженный на длительный период эксплуатации приводит к снижению эффективности большинства методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке вытесняющих агентов, значительно увеличивая экономические издержки. Так, к примеру, в месторождениях, где основным методом увеличения нефтеотдачи является заводнение пласта, неизбежно возникают высокопроницаемые каналы, что негативно сказывается на значениях коэффициента извлечения нефти, равномерности фронта вытеснения и профиля приемистости скважин. Одной из наиболее успешных технологий по борьбе с данными осложнениями является перенаправление фильтрационных потоков в пласт путем установки гелевых экранов в глубинных зонах пласта. В статье представлена полимерно-дисперсная система (ПДС) для глубинного отклонения фильтрационных потоков в пласте на основе модифицированных частиц бентонита. Первоначально частицы бентонита были интеркалированы молекулами-прекурсорами, далее посредством реакции прививочной полимеризации на гидрофильную поверхность бентонитовых частиц были привиты сополимеры N-изопропилакриламида (NIPAM) и акриловой кислоты (AA). В работе представлены результаты исследований физико-химических свойств, реологии

и стабильности полученного коллоида. Также рассмотрено влияние предложенного состава на фактор остаточного сопротивления на примере лабораторных исследований с применением керновых образцов с месторождения Азери-Чираг-Гюнешли и насыпных моделей пласта. Результаты экспериментов по изменению гидравлического сопротивления потока при закачке ПДС показали значительное увеличение данного параметра, обусловленное резким снижением проницаемости. Исследования, проводимые на керновом материале, подтвердили, полученные ранее результаты, показав 61% снижение проницаемости, сопровождаемое 11% увеличением коэффициента извлечения нефти. Полученные результаты показали эффективность предложенного состава в качестве потокоотклоняющего агента для увеличения нефтедобычи.

Ключевые слова: N-изопропилакриламид (NIPAM), акриловая кислота (AA), полимерно-дисперсная система (ПДС), термогравиметрический анализ (ТГА), насыпная модель пласта, потокоотклоняющие технологии.

High initial heterogeneity coefficient of reservoir coupled by a long period of exploitation, leads to a decrease in the effectiveness of most EOR methods based on the displacing agents injection and significantly increase economic costs. So, for example, in fields where the main oil recovery mechanism is waterflooding appearance of high-permeability channels is inevitable. Therefore this phenomenon negatively affects oil recovery factor, the displacement front uniformity and the injectivity profile. One of the most successful technologies to overcome these complications is the in-situ fluid diversion techniques based on creation of gel banks deep in the formation. The article presents a polymer-dispersed system (PDS) for deep flow diversion using on modified bentonite particles. Initially, bentonite particles were intercalated with precursor molecules, then copolymers of N-isopropylacrylamide (NIPAM) and acrylic acid (AA) were grafted onto the hydrophilic surface of bentonite particles by a graft polymerization reaction. The paper presents the study results of the physicochemical properties, rheology and colloid stability. The residual resistance factor has also been studied on sandpacks and core samples from the Azeri-Chirag-Guneshli field. The results of experiments shows increased hydraulic resistance while injection of PDS due to a sharp decrease in permeability. Core studies confirmed obtained results, showing a 61% decrease in permeability accompanied by an 11% increase in oil recovery. It was concluded that proposed composition is effective as deep diversion agent and can increase oil recovery.

Key words: N-isopropylacrylamide (NIPAM), acrylic acid (AA), polymer dispersed system (PDS), thermogravimetric analysis (TGA), sandpack, flow diversion technologies.

Введение

Изначально высокий коэффициент гетерогенности пласта умноженный на длительный период эксплуатации залежи приводит к снижению эффективности большинства методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке вытесняющих агентов, значительно увеличивая экономические издержки. Так, к примеру, в месторождениях, где основным методом увеличения нефтеотдачи, является заводнение пласта, неизбежно возникают высокопроницаемые каналы, что негативно сказывается на значениях коэффициента извлечения нефти, равномерности фронта вытеснения и профиля приемистости скважин [1-4]. При подобном развитии ситуации в пласте остаются существенные объемы остаточной нефти, не затронутые процессом вытеснения, так как большая часть вытесняющего агента фильтруется сквозь высокопроницаемые участки пласта. Одной из наиболее успешных технологий по борьбе с данными осложнениями, является перенаправление фильтрационных потоков в пласте путем установки гелевых экранов в глубинных зонах пласта [5-11]. Спектр применяемых с этой целью реагентов достаточно широк, но наибольшее распространение получило применение полимерных составов замедленного действия.

Основными преимуществами данных систем являются:

- низкая первоначальная вязкость, позволяющая прокачивать их в глубинные зоны пласта без значительного увеличения давления нагнетания;
- относительная селективность воздействия на высокопроницаемые участки пласта так же обусловленная низкой начальной вязкостью.

Основным требованием ко всем применяемым в данной технологии рабочим агентам является наличие низкой первоначальной вязкости раствора [12-15]. Выполнение именно этого условия служит гарантом глубинного проникновения закачиваемой композиции. Полимерные растворы, в которых данный эффект обеспечивается замедленной реакцией сшивания, называются полимерными составами замедленного действия [16-20]. Вне зависимости от типа применяемого рабочего агента, механизм действия основан на существенном снижении проницаемости пласта при гелеобразовании из-за закупорки поровых каналов [21-26]. В силу увеличения гидравлических сопротивлений, последующие фильтрационные потоки вытесняющего агента устремляются в ранее низкопроницаемые зоны пласта, сопротивление ко-

торых теперь оказывается меньшим. Это приводит к увеличению нефтедобычи ввиду дополнительного вытеснения остаточной нефти [27-30]. Основным осложнением при применении полимерных растворов является их нестабильность в условиях высокой минерализации пластовых вод. Таким образом была поставлена задача по разработке состава для изменения направления фильтрационных потоков в пласте в условиях высокой минерализации пластовой среды.

В работе представлена композиция полимерно-дисперсной системы (ПДС) для изменения фильтрационных потоков в пласте. Проведены исследования стабильности предложенного состава, реологических показателей и фильтрационных характеристик как на насыпных моделях пласта, так и на керновом материале.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы

– Бентонит, N-изопропилакриламид (NIPAM), акриловая кислота (AA) и 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота (AMPS) производства компании Sigma-Aldrich;
– 3-[диметил- [2- (2-метилпроп-2-еноилокси) этил-] азанил] пропан-1-сульфонат (DMAPS) компании Merck (Германия).

При приготовлении растворов использовались хлорид натрия, соляная кислота и гидроксид калия производства компании Sigma-Aldrich.

Синтез полимерно-дисперсной системы

Первоначально проводилась иммобилизация молекул-прекурсоров следующим образом: 0,2 мас. % бентонита диспергировали в 1 л деионизированной воды, интенсивно перемешивая до полной предварительной гидратации. Дисперсию оставляли на 30 минут без перемешивания для удаления примесей. Затем дисперсию помещали в ультразвуковую баню и обрабатывали ультразвуком в течение 2 часов для получения дисперсии мелких частиц. К полученной дисперсии добавляли 0,598 г DMAPS. Количество реакционноспособного поверхностно-активного вещества (DMAP) было рассчитано как эквивалентное значению катионообменной емкости бентонита (СЕС) (118 смоль / кг). Дисперсию DMAP-бентонита использовали для дальнейшей свободнорадикальной полимеризации. В атмосфере азота путем свободной радикальной прививочной полимеризации 75 % NIPAM и 25% AA прививались на поверхность частиц модифицированного DMAP-бентонита в

водном растворе. Соотношение DMAP-бентонита к смеси мономеров составляло 1 : 3. Затем температуру дисперсии при постоянном перемешивании увеличивали до 70 °С. К смеси добавляли 0,2 мас. % (по отношению к мономерам) раствор персульфата аммония в качестве инициатора полимеризации. Полученный образец промывался дистиллированной водой, высушивался и использовался для дальнейших исследований.

Распределение частиц по размерам

Для определения гранулометрического состава были проведены измерения методом динамического рассеивания света (DLS). Анализ выполняли с использованием анализатора размера частиц и дзета-потенциала компании Malvern. Лазерный луч с длиной волны 532 нм и максимальной выходной мощностью 5 Вт использовался для покрытия широкого диапазона размеров. Измерения проводились при угле рассеивания в 173 ° и постоянной температуре в 25 °С.

Измерения стабильности дисперсии

Стабильность дисперсий определялась с помощью турбидиметра. Мутность растворов измерялась в диапазоне от 0,1 до 1000 NTU (нефелометрическая единица мутности).

Термогравиметрический анализ

Термогравиметрические анализы (ТГА) высушенных образцов чистого бентонита, DMAP-бентонита и бентонита с привитым полимером проводились с использованием на приборе PerkinElmer PYRIS 1 TGA / DSC. Диапазон температур исследования составлял от 30 до 800 °С при скорости нагрева 10 °С / мин в атмосфере азота.

Реологические свойства

Измерение вязкости дисперсий проводилось с помощью реометра Physica MCR-302 компании Anton Paar. Геометрия ротор-боб с двойным зазором (DG-26.7) применялась для исследования всех образцов с вязкостью менее 10 мПа·с. Для сравнительного анализа полученных результатов проводились реологические измерения как коллоидных систем на основе модифицированного бентонита, так и образцов, не подвергшихся описанной модификации. В качестве дисперсионной среды использовались:

маломинерализованная вода (5000млн⁻¹);
синтетическая морская вода (30 000млн⁻¹).

Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

Для полной гидратации бентонита измерения приводились через 24 часа после получения исходных растворов при температуре в 62 °С.

Насыпная модель пласта

Схема экспериментальной установки использованной для определения фактора остаточного сопротивления, представлена на рис. 1.

Эксперименты проводились на насыпных моделях с абсолютной проницаемостью в 1200 мД и пористостью 27 %. Пористость определялась весовым методом, основанным на разнице между массой сухой и насыщенной водой насыпной модели. Фактор остаточного сопротивления (RRF) вычислялся по следующей формуле:

$$RRF = \frac{k_{ПДС}}{k_{Вода}}, \quad (1)$$

где $k_{Вода}$ и $k_{ПДС}$ – значения проницаемости модели до и после закачки ПДС.

Исследования на керновом материале

Исследования эффективности предложенного коллоидного состава на увеличение коэффициента извлечения нефти проводились на образцах керна, отобранных с месторождения Азери–Чираг–Гюнешли (АЧГ) Азербайджанской Республики. Керна насыщались под вакуумом синтетической морской водой. Температура испытаний составляла 62 °С, средняя пластовая температура месторождения АЧГ. После установления стационарного режима вытеснения закачивалась нефть при расходе насоса в 0,2 мл/мин для моделирования остаточной водонасыщенности. По достижению 95% содержания нефти в фильтрате на выходе из модели вновь закачивалась синтетическая морская вода для моделирования остаточной нефтенасыщенности. На следующем этапе испытаний произ-

водилась закачка оторочки ПДС в количестве 0,5 от объема пор при расходе насоса в 0,2 мл/мин. Далее проводилась закачка синтетической морской воды (прим. не менее 4 поровых объемов) до установления стационарного режима вытеснения со скоростью 0,2 мл/мин.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Стабильность дисперсии

Стабильность исследуемых растворов определялась методом турбидиметрии. Результаты данной серии экспериментов представлены на рис. 2. Полученные данные свидетельствуют о хорошей стабильности ПДС независимо от минерализации окружающей среды. По всей видимости, модификация поверхности частиц бентонита приводит к увеличению сил отталкивания, препятствуя их агломерации и образованию крупных агрегатов в растворе. Измеренные значения мутности раствора модифицированного бентонита (МБ) были выше, чем у чистого бентонита (Б) при низких значениях pH (3), что можно объяснить более сильным светорассеянием, вызванным меньшей растворимостью полимера. Однако в течении измеренного периода в данных образцах не наблюдалось сегрегации, и раствор оставался гомогенным. Мутность дисперсии частиц немодифицированного бентонита резко снижается со временем и достигает плато через 50 минут при минерализации в 30000 млн⁻¹. Предположительно с увеличением минерализации происходит уменьшение двойного электрического слоя (ДЭС).

Значения мутности дисперсии модифицированных частиц бентонита в зависимости от pH растворов приведены на рисунке 3. Как видно, с увеличением значения pH наблюдается

Рисунок 2 – Динамика изменений значений мутности растворов в зависимости от минерализации окружающей среды

Рисунок 3 – Динамика изменений значений мутности при различных значениях pH

уменьшение значение мутности, что, в свою очередь, предположительно связано уменьшением размера диспергированных частиц бентонита в силу увеличения сил электростатического отталкивания между отрицательно заряженными карбоксилатными группами.

Распределение частиц по размерам

Для подтверждения предыдущего предположения об уменьшении среднего размера частиц в дисперсии ПДС с увеличением pH была проведена следующая серия экспериментов. Динамика изменений гидродинамического радиуса частиц ПДС в зависимости от pH среды представлена на рис. 4 (а, б). Следует отметить, что средний диаметр частиц немодифициро-

ванного бентонита составлял 30 мкм. При увеличении pH среды наблюдалось значительное уменьшение размера частиц, так средний диаметр частиц при pH 7 составил 1,5 мкм, а при pH 9 – 0,7 мкм. Полученный эффект, по всей видимости, обусловлен увеличением полимерных цепей, приводящим к расслоению бентонита.

Термогравиметрический анализ (ТГА)

На рисунке 5 отображены результаты термогравиметрического анализа следующих образцов бентонита:

- немодифицированный бентонит (Б);
- модифицированный бентонит (МБ).

Рисунок 4 – Распределение частиц по размерам привитого бентонита при pH 7 (а) и pH 9,0 (б)

Рисунок 5 – ТГА образца бентонита (внизу) после интеркалирования прекурсором (в центре) и после полимеризации (вверху)

Немодифицированный бентонит показал наибольшую термическую стабильность по сравнению с остальными исследуемыми образцами. На кривой ТГА данного образца можно выделить два участка, ассоциируемых с потерей веса образца при увеличении температуры. Первый участок охватывает диапазон температур от 30 до 110 °С, потеря веса образца при этом составляет 9 % [31]. На этом этапе испаряется влага и несвязанная вода. Второе значительное снижение веса образца наблюдается при 600 °С, что связано с дегидроксилированием и кристаллизацией новых фаз [32-33].

Образца модифицированного бентонита напротив показали меньшее уменьшение массы при низких температурах, что связано с замещением катионов находящихся между пластинами частичек бентонита. В силу разложения ранее присоединенных органических соединений при температурах выше 400 °С наблюдается значительное снижение веса образца.

Реологические свойства

Наиболее критичным свойством коллоидных систем, применяемых для глубинного отклонения жидкости, является вязкость. Значения данного параметра должны быть достаточ-

Рисунок 6 – Динамика изменения реологических показателей растворов ПДС при 62 °C

но низкими, чтобы обеспечить прокачку коллоидной системы в глубинные зоны пласта. На рис. 6 показана зависимость вязкости от скорости сдвига, измеренная при 62 °C для растворов ПДС на основе модифицированного и немодифицированного бентонита при разной минерализации среды. Значения вязкости раствора, немодифицированного бентонита значительно выше, что объясняется увеличением агрегации частиц с повышением температуры. Напротив, в растворе модифицированного бентонита увеличение вязкости не наблюдается, что, по всей видимости, обусловлено доминированием сил электростатического отталкивания из-за наличия карбоксилатных групп и удлинения полимерных цепей.

Насыпная модель пласта

Закачка флюидов в пласт неразрывно связана с неизбежным повышением устьевого давления. Очевидно, что рост давления закачки находится в прямопропорциональной зависимости от вязкости закачиваемого флюида, что диктует условие наличия низких первоначальных значений вязкости закачиваемых агентов. Эксперименты, проводимые на насыпных моделях пласта, показали предсказуемое увеличение дифференциального давления (рис. 7) Так, дифференциальное давление в модели до закачки раствора ПДС в количестве 0,5 поровых объемов составляло 2,6psi, а в период закачки увеличилось до 4,1psi. При дальнейшем вытеснении морской водой значение перепада давления увеличилось до 4,5psi и оставалось практически неизменным до окончания эксперимента. Падение проницаемости при этом

составило 61%, а рассчитанный коэффициент снижения проницаемости ($k_{ПДС} / k_{Вода}$) – 0,39 (рис. 8).

Полученные результаты позволяют заключить, что предложенный состав обеспечивает необходимые значения гидравлических сопротивлений пласта для эффективного отклонения фильтрационных потоков.

На последующем этапе эксперимента проводилось постепенное увеличение скорости закачки морской воды с 4 до 12 мл/мин, что, в свою очередь, привело к росту дифференциального давления. Таким образом, увеличение гидравлических сопротивлений потока имеет прямо пропорциональную зависимость от скорости закачки вытесняющего агента. Данный механизм предположительно обусловлен гидравлическим удержанием раствора ПДС пористой средой. Ускоренный фильтрационный поток, по всей видимости, фактически проталкивает частицы ПДС сквозь горловины поровых каналов, тем самым увеличивая площадь воздействия и приводя к большему падению проницаемости (рис 9).

Исследования на керновом материале

Для экстраполяции полученных результатов была проведена серия экспериментов на керновых образцах. Полученные результаты согласуются с ранее проведенными экспериментами. Так, закачка оторочки раствора ПДС в количестве 0,5 поровых объемов привела к увеличению дифференциального давления до 16 psi, а коэффициента извлечения нефти – до 11% (рис. 10).

Рисунок 7 – Динамика изменения дифференциального давления

Рисунок 8 – Динамика изменения проницаемости

Выводы

По результатам проведенных исследований сделаны следующие выводы.

Разработанный состав ПДС стабилен в условиях как высокой, так и низкой минерализации пластовых вод.

Увеличению рН среды приводит к значительному уменьшению размера частиц ПДС - с 30мкм до 1,5 мкм и 0,7 мкм при значениях рН 7 и рН 9 соответственно, что предположительно связано с увеличением полимерных цепей, приводящим к расслоению бентонита.

Предложенный в работе метод модификации бентонита хоть и приводит к уменьшению

термогравиметрических показателей исследуемых образцов, тем не менее наблюдаемые значения превышают необходимые для практического внедрения показатели.

Раствор ПДС показал стабильно низкие значения вязкости, что, по всей видимости, обусловлено доминированием сил электростатического отталкивания.

Эксперименты, проводимые на насыпных моделях пласта, показали 61% уменьшение проницаемости при закачке 0,5 PV оторочки раствора ПДС. Эксперименты, проводимые на керновых образцах, показали увеличение КИН до 11%.

Рисунок 9 – Динамика изменения дифференциального давления в зависимости от расхода насоса

Рисунок 10 – Динамика изменения дифференциального давления

Литература

1. Zaitoun A. et al. Using microgels to shut off water in a gas storage well. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. 2007.
2. Veliyev E. F., Aliyev A. A., Guliyev V. V., Naghiyeva N. V. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.
3. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 3. P. 126-134. DOI: 10.5510/OGP20200300453
4. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1. P. 19-28.
5. Veliyev E. F. Review of Modern In-situ Fluid Diversion Technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. DOI: 10.5510/OGP20200200432
6. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2020. P. 2150038.
7. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*. 2020. P. 2050260.

8. Pritchett J. et al. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers. 2003.
9. Пат. 6579909 США. Method for preparing microgels of controlled size / Chauveteau G. et al. 2003.
10. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. P. 107411.
11. Naghiyeva N. V. Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. P. 067-077.
12. Сулейманов Б. А., Исмаилов Ф. С., Велиев Э. Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 1. С. 86-88.
13. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F.. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2016, October.
14. Tongwa P., Baojun, B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. No 5(2). P. 201-210.
15. Al-Adasani A., Bai B., Wu Y. S. Investigating low salinity waterflooding recovery mechanisms in carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2012, January.
16. Quadri S. M. R., Shoaib M., AlSumaiti A. M., Alhassan S. M. Screening of polymers for EOR in high temperature, high salinity and carbonate reservoir conditions. *International Petroleum Technology Conference*. 2015, December.
17. Liu Y., Deng Q., Chen G., Liang S., Chen L. Evaluation and injection parameter optimization for polymer flooding with different kinds of profile control agents. *Journal of Chemistry*. 2013.
18. Xu B., Zhang H., Bian H. Delayed Crosslinking Amphiphilic Polymer Gel System with Adjustable Gelation Time Based on Competitive Inclusion Method. *Polymers*. 2019. No 11(2). P. 381.
19. Li J., Liu Y., Na Z., Zeng Z., Jiang H. Investigation on the adaptability of the polymer microspheres for fluid flow diversion in porous media. *Journal of dispersion science and technology*. 2014. No 35(1). P. 120-129.
20. Goodyear S. G., Jones P. I. R. Assessment of Foam for Deep Flow Diversion. *IOR 1995 – 8th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 1995, May. P. 107.
21. Alhashim H. W., Wang J., AlSofi A. M., Kaidar Z. F. Gelation Time Optimization of an Organically Crosslinked Polyacrylamide Gel System for In-depth Fluid Diversion Applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2018, March.
22. Wu X., Wu H., Bu Z., Bai L., Zhang S., Yu Z., Jiang Y. An Innovative EOR Method for Waterflooding Heterogeneous Oilfield-Graded Diversion-Flooding Technology and Verification by Field Comparison Tests. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2017, October.
23. Sorbie K. S., Skauge, A. Mobilization of by-passed oil by viscous crossflow in EOR processes. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2019, April. Vol. 2019. No. 1. P. 1-16.
24. Li J., Pei Y., Wang Y., Ma K., Jiang H., Wei F. Field Pilot of Gel Barriers Placement for In-depth Fluid Diversion of Horizontal Wells in Jidong Oilfield. *IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2017. No. 1. P. 1-11.
25. Li W., Zhao H., Pu H., Zhang Y., Wang L., Zhang L., Sun X. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs. *Energy Science & Engineering*. 2019. No. 7(1). P. 88-97.
26. Borisenko A., Parkhonyuk S., Danilevich E., Loginov A., Butula K., Fedorov A., Samoilov I. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique—New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2018, October.
27. Alhuraishawy A. K., Jaber A. K., Aljawad S. N., Bai B., Wei M., Baker H. A., AL-Bazzaz W. H. In-Depth Water Diversion Treatment by Coupling Preformed Particle Gel and Low Salinity Waterflooding in Fractured Carbonate Cores. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.
28. Du J., He Y., Liu P., Guo J., Zhao L. Experimental study of acidizing diversion effect on different permeability of heterogeneity sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and*

Production Technology. 2019. No 9(4). P. 2709-2716.

29. Trujillo R., Voskov D., Leeuwenburgh O. Simulation of in-depth water diversion using sodium silicate. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. 2018.

30. Zheng J., Wang Z., Ju Y., Tian Y., Jin Y., Chang W. Visualization of water channeling and displacement diversion by polymer gel treatment in 3D printed heterogeneous porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. No. 198. P. 108238.

31. Xie W. et al. Thermal characterization of organically modified montmorillonite. *Thermochimica Acta*. 2001. Vol. 367. P. 339-350.

32. Edwards G. et al. Thermal stability analysis of organo-silicates, using solid phase microextraction techniques. *Thermochimica Acta*. 2005. Vol. 429. No1. P. 13-18.

33. Makhoukhi B., Villemain D., Didi M. A. Preparation, characterization and thermal stability of bentonite modified with bis-imidazolium salts. *Materials Chemistry and Physics*. 2013. Vol. 138. No. 1. P. 199-203.

References

1. Zaitoun A. et al. Using microgels to shut off water in a gas storage well. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. 2007.

2. Veliyev E. F., Aliyev A. A., Guliyev V. V., Naghiyeva N. V. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.

3. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 3. P. 126-134. DOI: 10.5510/OGP20200300453

4. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1. P. 19-28.

5. Veliyev E. F. Review of Modern In-situ Fluid Diversion Technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. DOI: 10.5510/OGP20200200432

6. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2020. P. 2150038.

7. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*. 2020. P. 2050260.

8. Pritchett J. et al. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers. 2003.

9. Patent 6579909 USA. Method for preparing microgels of controlled size / Chauveteau G. et al. 2003.

10. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. P. 107411.

11. Naghiyeva N. V. Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. P. 067-077.

12. Suleymanov B. A., Ismaylov F. S., Veliev E. F. O vliyani nanochastits metall na prochnost polimernyih geley na osnove KMTs, primenyayemyh pri dobyiche nefi. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2014. No 1. P. 86-88. [in Russian]

13. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2016, October.

14. Tongwa P., Baojun, B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. No 5(2). P. 201-210.

15. Al-Adasani A., Bai B., Wu Y. S. Investigating low salinity waterflooding recovery mechanisms in carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2012, January.

16. Quadri S. M. R., Shoaib M., AlSumaiti A. M., Alhassan S. M. Screening of polymers for EOR in high temperature, high salinity and carbonate reservoir conditions. *International Petroleum Technology Conference*. 2015, December.

17. Liu Y., Deng Q., Chen G., Liang S., Chen L. Evaluation and injection parameter optimization for polymer flooding with different kinds of profile control agents. *Journal of Chemistry*. 2013.

18. Xu B., Zhang H., Bian H. Delayed Crosslinking Amphiphilic Polymer Gel System with Adjustable Gelation Time Based on Competitive Inclusion Method. *Polymers*. 2019. No 11(2). P. 381.

19. Li J., Liu Y., Na Z., Zeng Z., Jiang H. Investigation on the adaptability of the polymer microspheres for fluid flow diversion in porous media. *Journal of dispersion science and technology*. 2014. No 35(1). P. 120-129.

20. Goodyear S. G., Jones P. I. R. Assessment of Foam for Deep Flow Diversion. *IOR 1995 – 8th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 1995, May. P. 107.
21. Alhashim H. W., Wang J., AlSofi A. M., Kaidar Z. F. Gelation Time Optimization of an Organically Crosslinked Polyacrylamide Gel System for In-depth Fluid Diversion Applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers. 2018, March.
22. Wu X., Wu H., Bu Z., Bai L., Zhang S., Yu Z., Jiang Y. An Innovative EOR Method for Waterflooding Heterogeneous Oilfield-Graded Diversion-Flooding Technology and Verification by Field Comparison Tests. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2017, October.
23. Sorbie K. S., Skauge, A. Mobilization of by-passed oil by viscous crossflow in EOR processes. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2019, April. Vol. 2019. No. 1. P. 1-16.
24. Li J., Pei Y., Wang Y., Ma K., Jiang H., Wei F. Field Pilot of Gel Barriers Placement for In-depth Fluid Diversion of Horizontal Wells in Jidong Oilfield. *IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. European Association of Geoscientists & Engineers. 2017. No. 1. P. 1-11.
25. Li W., Zhao H., Pu H., Zhang Y., Wang L., Zhang L., Sun X. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs. *Energy Science & Engineering*. 2019. No. 7(1). P. 88-97.
26. Borisenko A., Parkhonyuk S., Danilevich E., Loginov A., Butula K., Fedorov A., Samoilov I. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique—New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2018, October.
27. Alhuraishawy A. K., Jaber A. K., Aljawad S. N., Bai B., Wei M., Baker H. A., AL-Bazzaz W. H. In-Depth Water Diversion Treatment by Coupling Preformed Particle Gel and Low Salinity Waterflooding in Fractured Carbonate Cores. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. 2019, October.
28. Du J., He Y., Liu P., Guo J., Zhao L. Experimental study of acidizing diversion effect on different permeability of heterogeneity sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. No 9(4). P. 2709-2716.
29. Trujillo R., Voskov D., Leeuwenburgh O. Simulation of in-depth water diversion using sodium silicate. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. 2018.
30. Zheng J., Wang Z., Ju Y., Tian Y., Jin Y., Chang W. Visualization of water channeling and displacement diversion by polymer gel treatment in 3D printed heterogeneous porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. No. 198. P. 108238.
31. Xie W. et al. Thermal characterization of organically modified montmorillonite. *Thermochimica Acta*. 2001. Vol. 367. P. 339-350.
32. Edwards G. et al. Thermal stability analysis of organo-silicates, using solid phase microextraction techniques. *Thermochimica Acta*. 2005. Vol. 429. No1. P. 13-18.
33. Makhoukhi B., Villemin D., Didi M. A. Preparation, characterization and thermal stability of bentonite modified with bis-imidazolium salts. *Materials Chemistry and Physics*. 2013. Vol. 138. No. 1. P. 199-203.