

ДИСПЕРСНО-ГЕЛЕВЫЕ ЧАСТИЦЫ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПЛАСТЕ

Н. В. Нагиева

*НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР; Баку AZ1012, Азербайджан
e-mail: nura.n.naghiyeva@gmail.com*

Высокая обводненность продукции, что добывается, є однією з найбільш серйозних проблем для інженерів-нафтовиків. З року в рік збільшується кількість родовищ на пізніх стадіях розробки, що неминуче супроводжується зниженням дебітів нафти та збільшенням обсягів видобутої води. З цією метою застосовуються різноманітні методи. Однією з найефективніших технологій для вирішення цієї проблеми є застосування технологій відведення потоку. Застосування полімерних гелів за останні десятиліття набуло найбільшого поширення як через економічну рентабельність, так і доступність використовуваних компонентів. Полімерні гелі, володіючи низькою первісною в'язкістю, з легкістю проникають у високопроникні зони пласта як і більшість води, що закачується при заводненні. У роботі представлено синтез частинок дисперсного гелю (DPG) для зміни профілю нагнітання свердловини, фронту зміщення та відведення фільтраційних потоків у пласті. Проведено серію експериментів для визначення гранулометричного складу, досліджено коефіцієнт опору запропонованої композиції як на моделях піщаного пакета, так і на зразках керна. Використання складу DPG дозволяє закачувати розчин у пласт без значного підвищення тиску нагнітання, що підтверджується низькими значеннями коефіцієнта опору. Композиція має селективність ізоляційного ефекту, що підтверджується більш значним зниженням відносної водопроникності, ніж відносної нафтопроникності. Вибірковість дії забезпечує значне зниження обводнення експлуатаційної свердловини. Таким чином, DPG може служити ефективним інструментом для відведення фільтраційних потоків у пласт, блокуючи високопроникні ділянки та канали в гетерогенних пластах.

Ключові слова: гелі дисперсних частинок, зміна фільтраційних потоків у пласті, селективна ізоляція, коефіцієнт видобутку нафти.

Высокая обводненность добываемой продукции является одной из наиболее серьезных проблем для инженеров нефтяников. На сегодняшний день из года в год увеличивается количество месторождений, переходящих на поздние этапы разработки, что неизбежно сопровождается уменьшением дебитов нефти и увеличением объемов попутно добываемой воды. С этой целью применяются различные методы. Одной из наиболее эффективных технологий борьбы с данной проблемой является применение потокоотклоняющих технологий. Применение полимерных гелей в последние десятилетия получило наибольшее распространение ввиду как экономической рентабельности, так и доступности используемых компонентов. Полимерные гели, обладая низкой первоначальной вязкостью, с легкостью проникают в высокопроницаемые зоны пласта, как и большинство воды, закачиваемой при заводнении. В работе представлен синтез разработанного состава дисперсно-гелевых частиц (ДГЧ) для модификации профиля приемистости скважины, фронта вытеснения и изменения фильтрационных потоков в пласте. Проведены серии экспериментов по определению распределения размера частиц предложенного состава, изучено влияние закачки данного раствора на изменение гидравлических сопротивлений в пласте, как на насыпных моделях пласта, так и на керновых образцах. Применение предложенного состава позволяет производить закачку рабочего раствора в пласт без значительного увеличения давления закачки, что было подтверждено низкими значениями фактора сопротивления. Состав обладает селективностью изоляционного воздействия, что доказывается большим уменьшением относительной проницаемости по воде в сравнении с нефтью. Селективность действия обеспечивает значительное уменьшение обводненности добываемой продукции. Таким образом, ДГЧ могут служить эффективным инструментом для изменения фильтрационные потоков в пласте, перекрывая высокопроницаемые участки и каналы в неоднородных коллекторах.

Ключевые слова: дисперсно-гелевые частицы, изменение фильтрационных потоков в пласте, селективная изоляция, коэффициент извлечения нефти.

The high water cut of produced products is one of the most serious problems for oil engineers. From year to year, the number of fields in late stages of development is increasing, which is inevitably accompanied by a decrease in oil production rates and an increase in the volume of produced water. For this purpose, various methods are used. One of the most effective technologies for dealing with this problem is the application of flow diverting technologies. The use of polymer gels in recent decades has become the most widespread due to both economic profitability and the availability of the components used. Polymer gels, having a low initial viscosity,

easily penetrate into high permeability zones of the reservoir, like most water injected during waterflooding. The paper presents the synthesis of the dispersed-gel particles (DPG) for modifying the injectivity profile of the well, the displacement front and diverting the filtration flows in the reservoir. A series of experiments were carried out to determine the particle size distribution, resistance factor of the proposed composition, both on sandpack models and on core samples was studied. The use of the DPG composition allows the injection of the solution into the formation without a significant increase in the injection pressure, which was confirmed by the low values of the resistance factor. The composition possesses selectivity of isolation effect, which is proved by more significant decrease of relative water permeability than relative oil permeability. The selectivity of the action provides a significant reduction in the water cut of the production well. Thus, DPG can serve as an effective tool to divert the filtration flows in the reservoir, blocking the highly permeable areas and channels in heterogeneous reservoirs.

Key words: dispersed particle gels, change in filtration flows in the reservoir, selective isolation, oil recovery factor.

Введение

Высокая обводненность добываемой продукции является одной из наиболее серьезных проблем для большинства нефтегазовых регионов [1-3]. Из года в год увеличивается количество месторождений, переходящих на поздние этапы разработки, что неизбежно сопровождается уменьшением дебитов добычи нефти и увеличением объемов попутно добываемой воды [3-5]. Стоит отметить, что на увеличение обводненности продукции непосредственно влияют применяемые методы увеличения нефтедобычи [6-10]. Например, при длительном заводнении с целью поддержания пластового давления в разрезе нефтегазовой залежи формируются высокопроницаемые каналы [11-15]. Это обусловлено длительным выносом породы потоками закачиваемой воды, неверно выбранными режимами закачки вытесняющего агента и т.д. По сути, причин может быть множество, и зачастую выделить одну основную не представляется возможным [16-21].

Постановка проблемы

В процессе нефтедобычи существует необходимость контролировать и строго регулировать обводненность добываемой продукции [22-27]. С этой целью в промышленной практике применяются различные методы, условно классифицируемые на три основные группы [28-31]:

Механические методы – основанные на применении различного скважинного оборудования для предотвращения или изоляции зон прорыва воды

Химические методы – основанные на применении реагентов образующих непроницаемый для воды экраны в пласта, наиболее распространено применение с этой целью различных полимерных систем

Комбинированные методы – заключающиеся в комбинированном применении двух предшествующих методов.

В последние десятилетия наибольшее распространение получило применение полимерных гелей [32-37]. Последние, обладая низкой исходной вязкостью, с легкостью проникают в высокопроницаемые зоны пласта, как и большинство объема воды, закачиваемой при заводнении [38-43]. Процесс гелеобразования протекает непосредственно в пласте, и образовавшиеся в высокопроницаемых участках пласта гель служит надежным экраном, перенаправляющим фильтрационные потоки в менее проницаемые пропластки [44-47]. Основным недостатком применения известных полимерных систем является сложность контроля гелеобразования и недостаточная устойчивость в пластовых условиях.

Изложение основного материала

Целью настоящего исследования является тестирование полимерной композиции обладающей высокой устойчивостью и селективностью воздействия в пластовых условиях.

Указанная композиция представлена сульфированным полиакриламидом (СПАМ) (сополимер натриевой соли 2-акриламида и 2-метилпропансульфоновой кислоты и акриламида). В качестве сшивающего агента применялся N, N-метиленбисакриламида.

Первоначально был приготовлен гелевый состав, состоящий из 4000 мг/л полимера и 500 мг/л сшивающего агента. Смешивание реагентов осуществлялось при скорости сдвига ($155-181 \text{ c}^{-1}$) в течение 2–3 часов. Для измерения распределения размера частиц полеченной композиции использовался анализатор размера частиц ZetasizerNanoS (DLS) компании Malvern. Результаты проведенных измерений показали, что размер частиц находится в диапазоне 410–1100 нм (рис. 1).

Сопrotивляемость прокачиванию предложенного состава определяли на экспериментальной установке с насыпной моделью пласта, представленной на рисунке 2. Длина модели составляла 60 см, внутренний диаметр – 2,85 см,

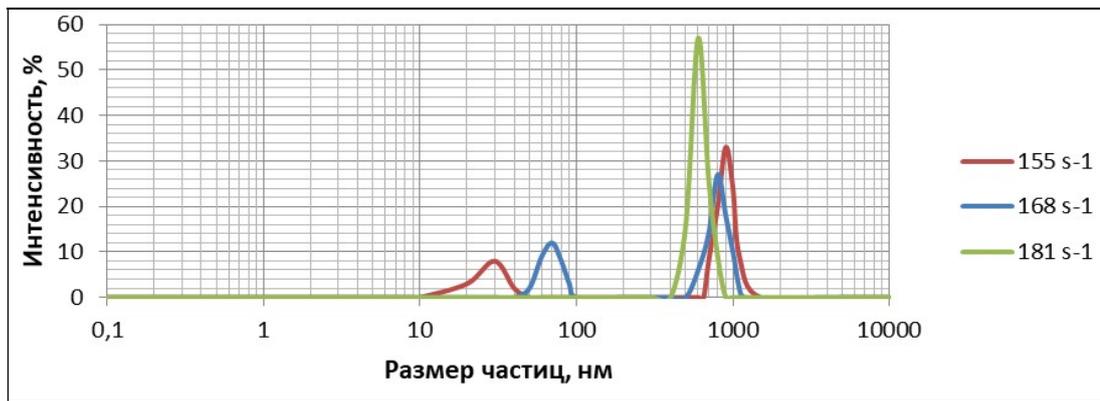


Рисунок 1 – Распределения размера частиц

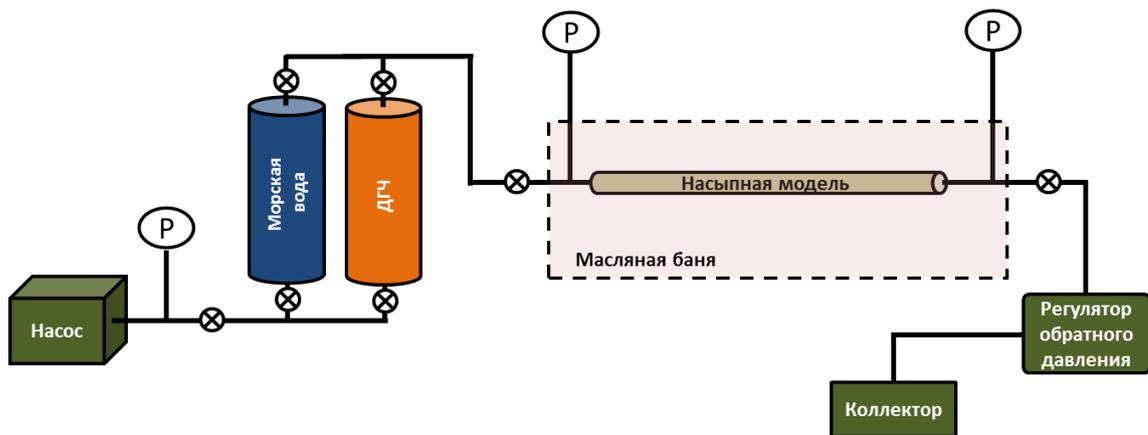


Рисунок 2 – Экспериментальная установка для определение факторов сопротивления и остаточного сопротивления

проницаемость $0,50 \text{ мкм}^2$, объем пор 160 мл, пористость 35%. Модель условно была разделена на три участка (А,В,С), ограничиваемые дифференциальными манометрами. Концентрация закачиваемого раствора ДГЧ составляла 500 мг/л, со средним размером частиц в 410 нм. Первоначально закачивался раствор ДГЧ в количестве 10 поровых объемов при расходе 1 мл/мин. Далее закачивалась синтетическая морская вода при том же расходе насоса.

Коэффициент сопротивления RF определялся по формуле:

$$RF = \frac{\Delta p_m}{\Delta p_p},$$

где Δp_m – дифференциальное при закачке морской воды,

Δp_p – дифференциальное давление при закачке раствора.

Селективность изоляционного воздействия определялась на керновом образце с построением кривых относительных проницаемостей согласно методу, описанному в стандарте [17]. Длина кернового образца составила 5,5 см, диаметр 2,5 см, проницаемость $4,8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$,

объем пор 7,1 мл, пористость 26,2%. В качестве модельной нефти применялся керосин со следующими характеристиками: вязкость 2,2 мПа·с, плотность $0,80 \text{ г/см}^3$ при $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Концентрация закачиваемого раствора полимера составляла 500 мг/л, со средним размером частиц в 410 нм; расход насоса составлял 0,4 мл/мин.

Термическая стабильность предложенного состава определялась с применением насыпных моделей пласта (рис. 2). Длина модели составляла 30 см, диаметр 2,5 см, проницаемость $4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, объем пор 38 мл, пористость 33%. Концентрация закачиваемого раствора полимера составляла 500 мг/л, со средним размером частиц в 410 нм, расход насоса составлял 0,4 мл/мин. Методика эксперимента:

- закачивался раствор ДГЧ в количестве 4 поровых объемов;
- закачивалась синтетическая морская вода в количестве 10 поровых объемов;
- вход и выход в модель перекрывался, и модель оставалась в подобном положении при температуре $90 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 15 дней;
- по истечении вышеуказанного периода вновь производилась закачка синтетической морской воды.

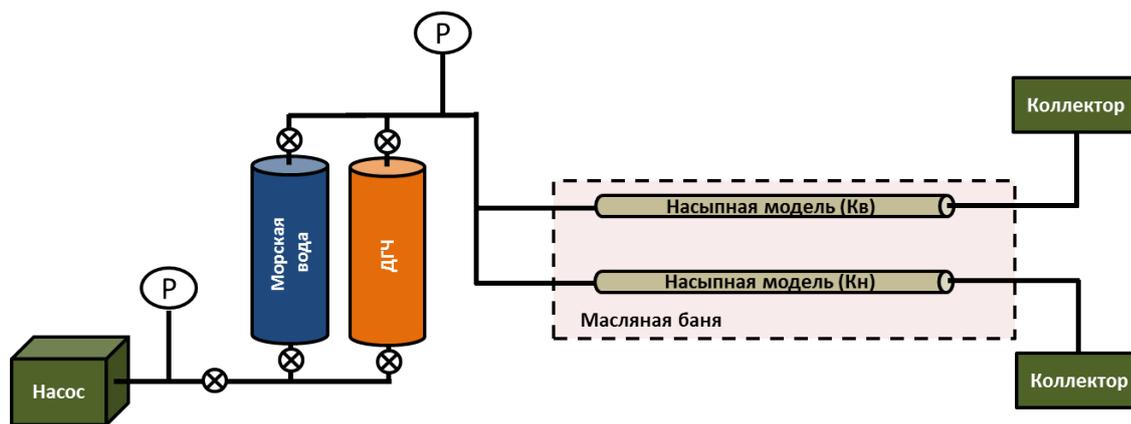


Рисунок 3 – Экспериментальная установка для определения коэффициента извлечения нефти

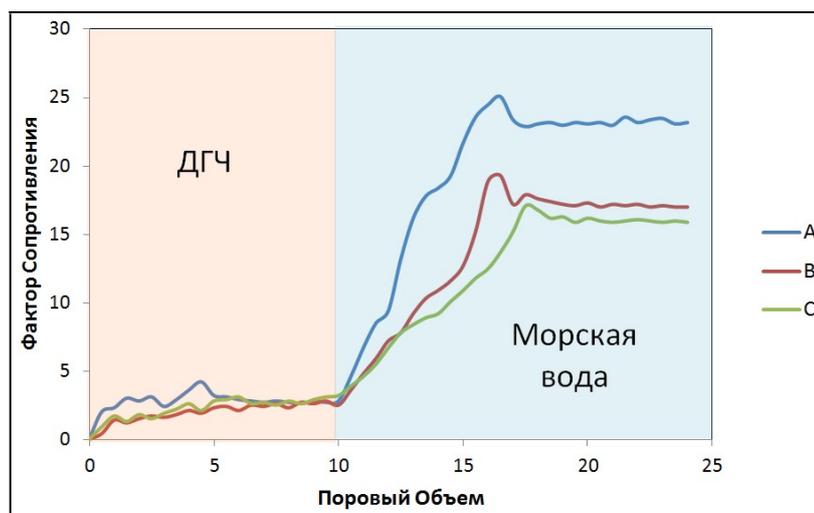


Рисунок 4 – Динамика изменения коэффициента сопротивления на разных участках насыпной модели

Данные по изменению дифференциального давления в течении данного эксперимента применялись для оценки термической стабильности предложенного состава ДГЧ.

Коэффициент извлечения нефти определялся с применением параллельных насыпных моделей пласта с различной проницаемостью с целью смоделировать слоистую неоднородность пласта (рис. 3). Длина обеих моделей составляла 30 см, а диаметр 2,5 см. Концентрация закачиваемого раствора составляла 500 мг/л, со средним размером частиц в D50-410 нм, расход насоса составлял 1,0 мл/мин.

Методика исследований:

– в обе модели до установления стационарного режима фильтрации закачивалась морская вода;

– для моделирования остаточной водонасыщенности в модель закачивалась модельная нефть (керосин) до достижения 95% содержания углеводорода в фильтрате на выходе из модели;

– далее для моделирования остаточной нефтенасыщенности в модель закачивалась мор-

ская вода до достижения 95% содержания морской воды в фильтрате на выходе из модели;

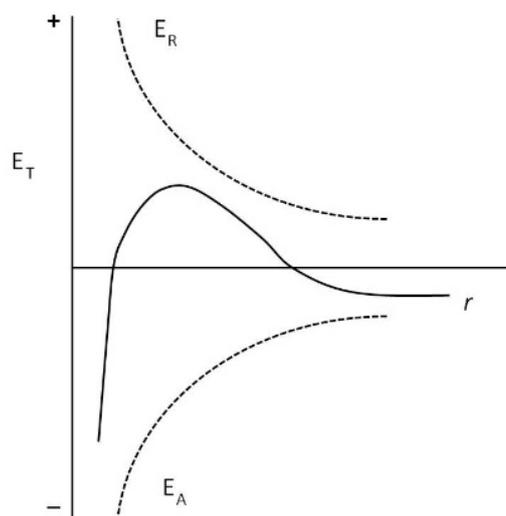
– закачивался раствор полимерной композиции;

– закачивалась синтетическая морская вода для моделирования последующего заводнения пласта.

Результаты динамики изменения коэффициента сопротивления течению для каждого из участков модели представлены на рисунке 4. Для всех трех участков модели имели низкие значения, даже после закачки 10 поровых объемов раствора полимера, что свидетельствует о хороших фильтрационных характеристиках предложенного состава. Однако последующая закачка морской воды привела к росту данного показателя (в период закачки 7 поровых объемов). Далее данный показатель стабилизировался и наблюдалось некоторое уменьшение значений фактора сопротивлений, что, по всей видимости, связано с частичным вымыванием раствора изолирующей композиции из насыпной модели. Первоначальный эффект

увеличения гидравлических сопротивлений при закачке морской воды объясняется удержанием полимера пористой средой, что значительно уменьшает вынос частиц полимерной композиции при последующем заводнении. В пользу данного предположения свидетельствует и постепенное падение значений коэффициента сопротивления на участках В и С. Механизм удержания полимера пористой средой объясняется теорией ДЛФО [48]. Согласно данной теории агрегативная устойчивость дисперсной среды определяется результирующей энергией взаимодействующих частиц, являющейся суммой энергии сил притяжения и отталкивания. Изменения значения результирующей энергии взаимодействия частиц в зависимости от расстояния между частицами показано на рис. 5. Таким образом, при небольшом расстоянии между частицами E_T принимает положительное значение, то есть силы отталкивания преобладают над силами притяжения. Данный процесс протекает при закачке раствора полимера, так как высокая концентрация раствора приводит к значительному уменьшению расстояния между частицами. В пористой модели протекает следующий процесс. Первоначально закачанная порция раствора ДГЧ адсорбируются на поверхности пористой среды, в то время как последующая порция фильтруется далее по поровым каналам. Механизм данного явления объясняется преобладанием сил отталкивания в растворе ДГЧ, что не позволяет прикрепиться частичкам полимерной композиции к первоначально сформированному адсорбционному слою. При последующей закачке морской воды протекает обратный процесс. Расстояние между частицами изолирующей композиции увеличивается, что приводит к преобладанию сил притяжения. На данном этапе результирующая энергия взаимодействия частиц приобретает негативное значение. Протекает процесс беспорядочной агрегация частиц изолирующей композиции с образованием наибольшего количества агрегатов в зоне высокой концентрации раствора, то есть количество агрегатов уменьшается по направлению фильтрационного потока. (т.е. от участка А к участку С). Полученные результаты согласуются с предложенным механизмом: фактор сопротивления максимален на участке А и уменьшается на последующих участках по мере приближения к выходу модели.

Результаты приведенных исследований по изучению селективности изоляционного воздействия приложенного состава представлены в табл. 1. Остаточная водонасыщенность увеличилась с 0,35 до 0,54, при этом снизилась оста-



E_R – энергия отталкивания, E_A – энергия притяжения, E_T – общая потенциальная энергия

Рисунок 5 – Динамика результирующей энергии взаимодействия частиц в зависимости от расстояния между частицами

точная нефтенасыщенность модели, что свидетельствует о селективности воздействия изолирующей композиции. По всей видимости, раствор, проникая прежде всего в водонасыщенные поровые каналы, содержится в них в большей концентрации, и последующая закачка морской воды, инициирующая агрегацию частиц, приводит к снижению проницаемости данных каналов, закупоривая значительные объемы воды. Именно за счет захваченных в подобную ловушку объемов воды и увеличивается остаточная водонасыщенность, а последующие объемы закачиваемой морской воды устремляются в нефтенасыщенные участки модели приводя к увеличению нефтеотдачи. Малый размер частиц и хорошая диспергация в растворе служат основной причиной, приводящей к подобному эффекту.

Эксперименты по изучению термической стабильности раствора ДГЧ на насыпной модели пласта показали значительное увеличение дифференциального давления по истечении инкубационного периода в 15 дней при температуре 90⁰С. Полученные результаты свидетельствуют об увлечении степени агрегации частиц изолирующей композиции при длительном воздействии температуры, обусловленной большой площадью поверхности частиц и увеличением реакционной способности раствора (рис. 6). По всей видимости, с уменьшением среднего размера частиц данный эффект будет проявляться сильнее. Наблюдаемое возросшее дифференциальное давление связано с набуханием частиц ДГЧ в инкубационный период.

Таблица 1 – Изменения значений относительных проницаемостей до и после закачки раствора ДГЧ

Обработка	Остаточная водо-насыщенность	Конечная точка относительной проницаемости нефти	Остаточная нефте-насыщенность	Конечная точка относительной проницаемости воды
До заводнения ДГЧ	0,35	1,00	0,45	0,24
После заводнения ДГЧ	0,54	0,58	0,31	0,032

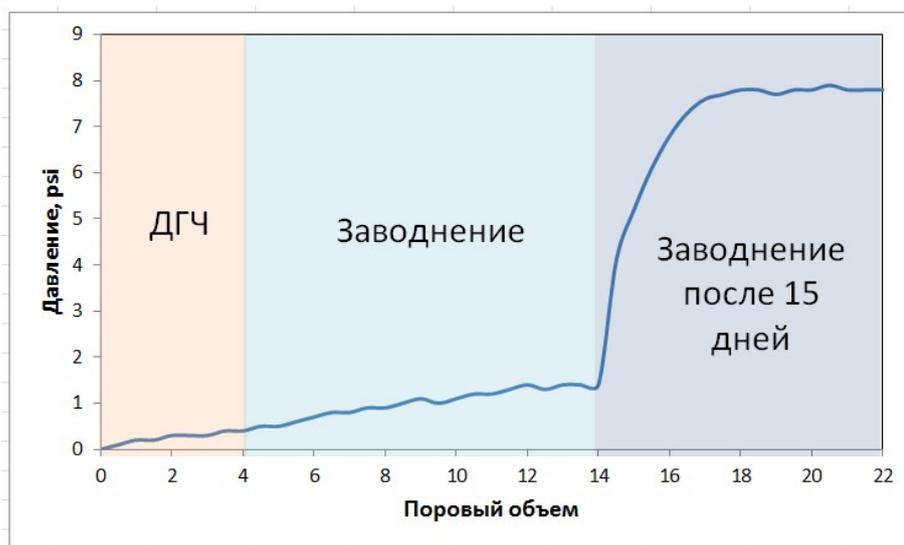


Рисунок 6 – Изменение дифференциального давления до и после инкубационного периода при 90°С

Таблица 2 – Основные параметры насыпных моделей

№ эксперимента	Описание	Проницаемость, Дарси	Контраст проницаемости Кв /Кн	Пористость, %
1	Кв	2.64	2	35.0
	Кн	1.29		38.0
2	Кв	4.64	4	32.5
	Кн	1.15		38.5

Таким образом, изолирующая способность раствора полимера в пластовых условиях будет только возрастать с течением времени, даже в условиях высоких температур. Безусловно, речь идет об представленных в работе диапазонах времени и температур.

В таблице 2 представлены результаты измерения коэффициента извлечения нефти. Очевидно, что с увеличением отношением проницаемостей моделей увеличивается и коэффициент нефтеотдачи. Причем зависимость носит практически пропорциональный характер, так с увеличением соотношения проницаемостей вдвое коэффициент нефтеотдачи также увеличивается примерно вдвое - с 35,5% до 63%. Механизм наблюдаемого явления связан измене-

нием фильтрационных потоков в насыпной модели после образования гелевого экрана. По сути, последующие фильтрационные потоки направляются в низкопроницаемые модели пласта, увеличивая нефтеотдачу, что обеспечивается высокой остаточной нефтенасыщенностью данных моделей. Таким образом, предложенный состав является эффективным потокоотклоняющим агентом.

Выводы

Применение предложенного состава позволяет производить закачку рабочего раствора в пласт без значительного увеличения ее давления, что было подтверждено низкими значениями фактора сопротивления.

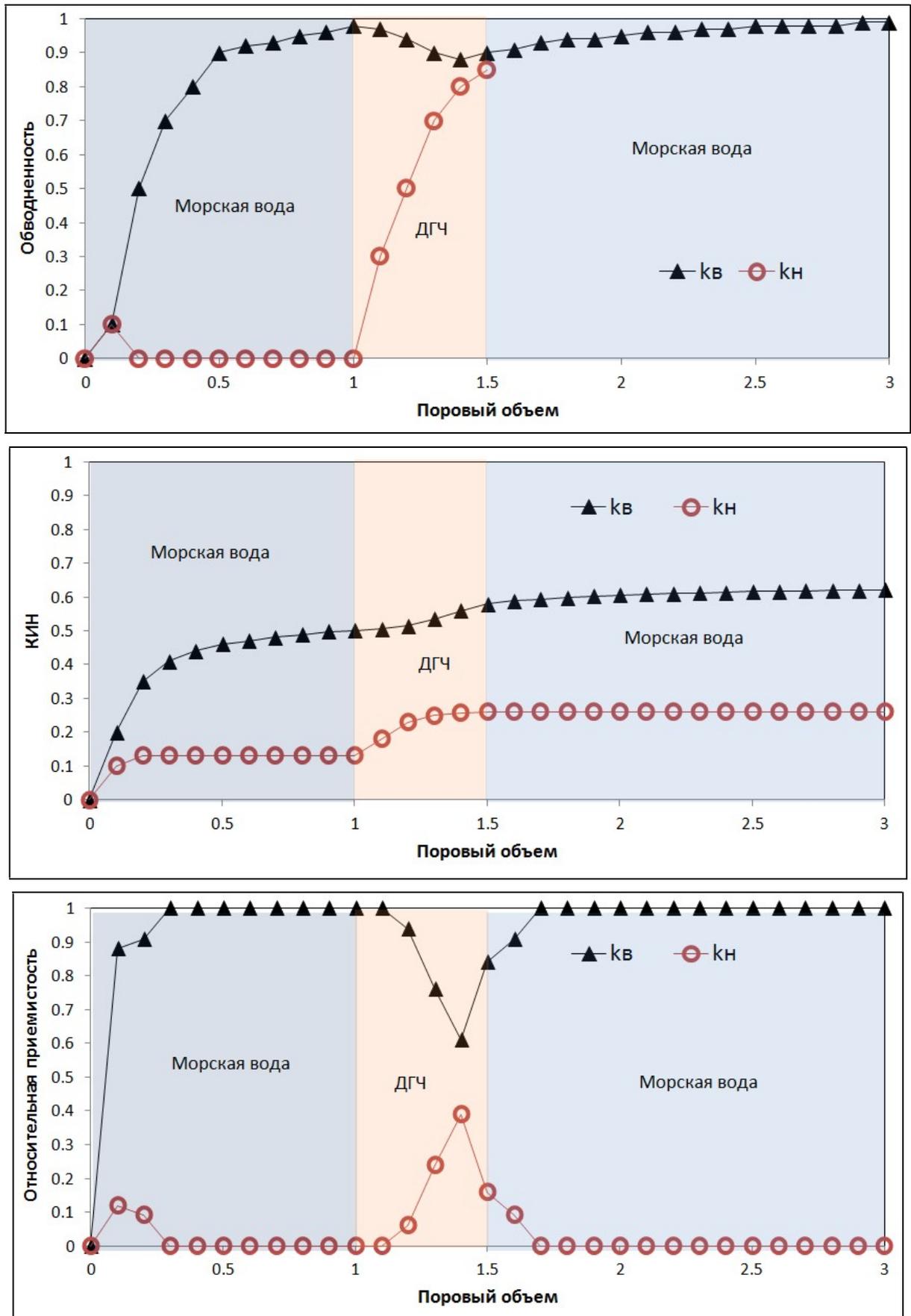


Рисунок 7 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти (Эксперимент 2)

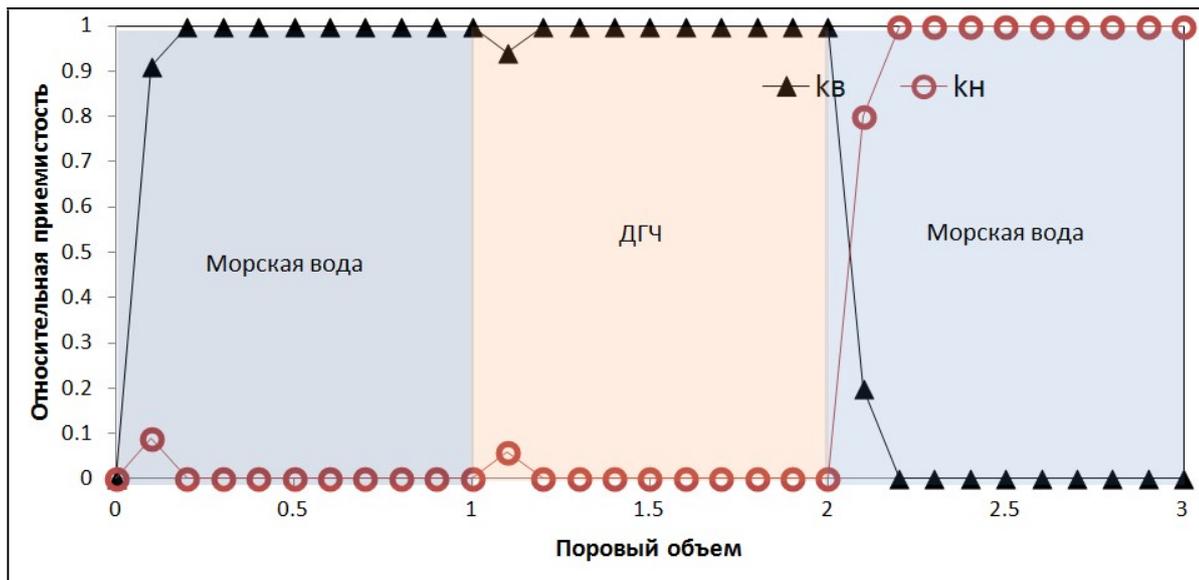
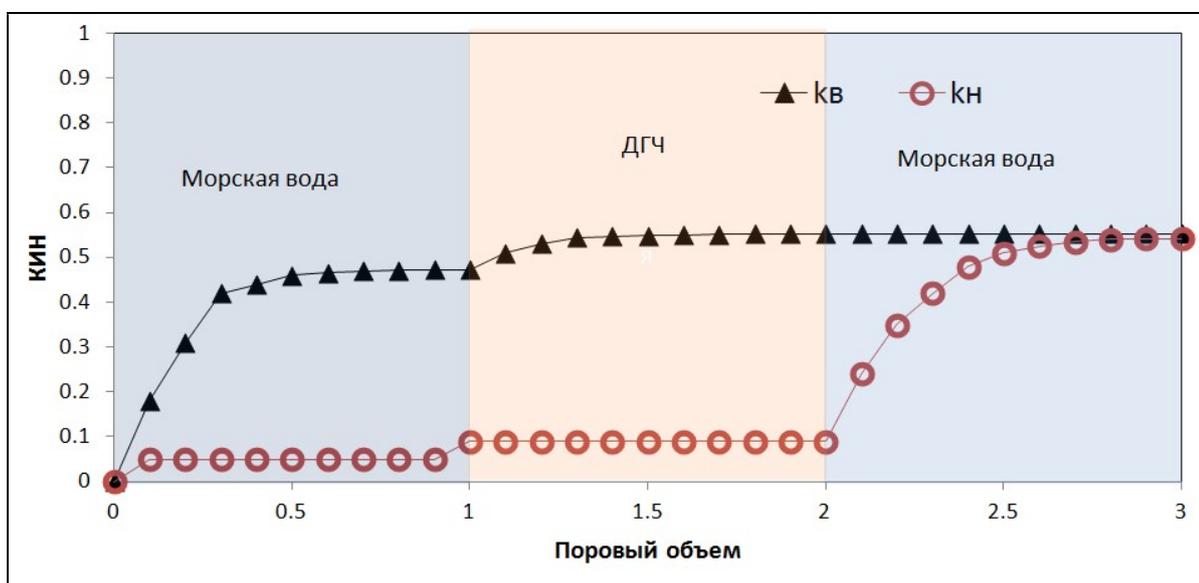
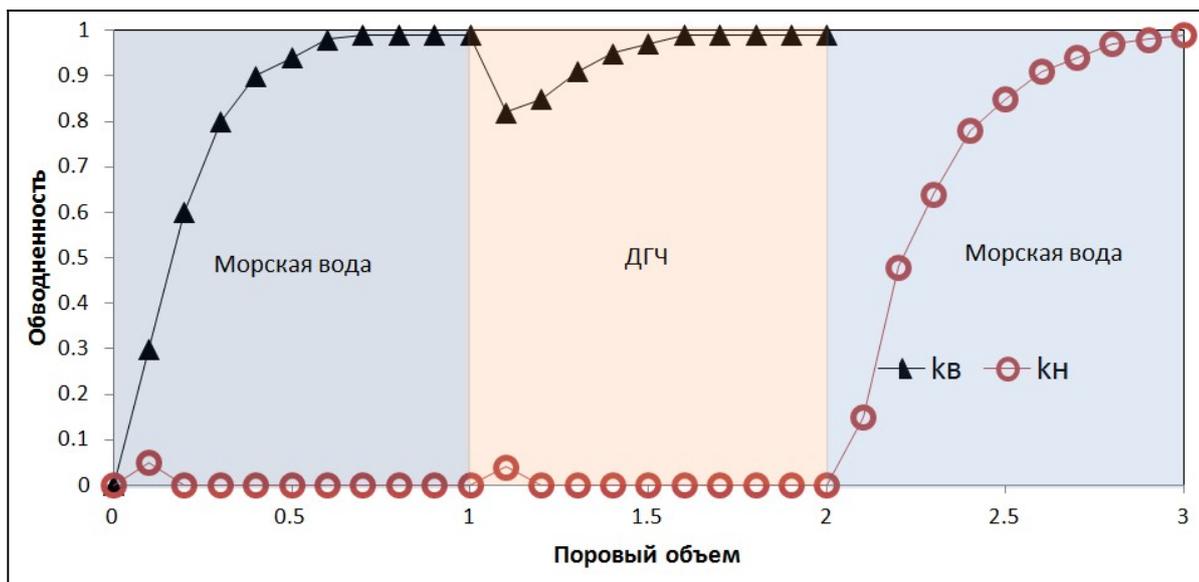


Рисунок 8 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти (Эксперимент 2)

Предложенный состав обладает селективностью изоляционного воздействия, так как наблюдается уменьшение фазовой проницаемости по воде при незначительном падении значений данного параметра для нефти.

Раствор ДГЧ является эффективным потокоотклоняющим агентом, приводящим к уменьшению проницаемости высоко проницаемых участков и каналов пласта.

Литература

1. Suleimanov B. A. et al. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2016.
2. Vishnyakov V. et al. Primer on enhanced oil recovery. Gulf Professional Publishing, 2019.
3. 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*. OnePetro, 2016.
4. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
5. Велиев Э. Ф. Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. №. 1 (78). С. 61-72.
6. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol 3. P. 126-134.
7. Garmeh R. et al. Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2012. Vol. 15. No 01. P. 86-97.
8. Castro-Garcia R. H., Maya-Toro G. A., Jimenez-Diaz R., et al. Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2016. No 6(3), P. 71-90.
9. Masalmeh S. K. et al. Simultaneous injection of miscible gas and polymer (SIMGAP) to improve oil recovery and sweep efficiency from layered carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. OnePetro, 2010.
10. Norman C., De Lucia J. P., Turner B. O. Improving volumetric sweep efficiency with polymer gels in the Cuyo Basin of Argentina. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. OnePetro, 2006.
11. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
12. Bai B. et al. Case study on performed particle gel for in-depth fluid diversion. *SPE symposium on improved oil recovery*. OnePetro, 2008.
13. Coste J. P. et al. In-Depth Fluid Diversion by Pre-Gelled Particles. Laboratory Study and Pilot Testing. *SPE/DOE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2000.
14. Han M. et al. State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. *SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition*. OnePetro, 2014.
15. Alhashim H. W. et al. 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*. OnePetro, 2018.
16. Manrique E. et al. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. OnePetro, 2014.
17. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. T. 9. No 06. C. 664-673.
18. Zhidong G. et al. The study of oil displacement characteristics of CDG and polymer flooding. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. OnePetro, 2011.
19. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
20. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2021. Vol. 35. No 01. P. 2150038.
21. Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 2. C. 67-77.
22. Spildo K. et al. A new polymer application for North Sea reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. Vol. 12. No 03. P. 427-432.
23. Smith J. E., Liu H., Guo Z. D. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for Daqing oil field. *SPE/AAPG western regional meeting*. OnePetro, 2000.
24. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. Vol. 9. No. 06. P. 664-673.

25. Castro R., Maya G., Sandoval J., et al. Colloidal dispersion gels CDG in Dina cret? ceos field: from pilot design to field implementation and performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. 2013, July.
26. Almohsin A. et al. Transport of nanogel through porous media and its resistance to water flow. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2014.
27. Wang L. et al. Preparation of microgel-nanospheres and their application in EOR. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. OnePetro, 2010.
28. Tian Y. et al. Research and application of nano polymer microspheres diversion technique of deep fluid. *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2012.
29. Ayirala S. C., Yousef A. A. Injection water chemistry requirement guidelines for IOR/EOR. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2014.
30. Romanuka J. et al. Low salinity EOR in carbonates. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2012.
31. Alotaibi M. B., Azmy R. M., Nasr-El-Din H. A. A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2010.
32. Rezaei Doust A., Puntervold T., Austad T. A discussion of the low salinity EOR potential for a North Sea sandstone field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 2010.
33. Shaker Shiran B., Skauge A. Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding. *Energy & Fuels*. 2013. Vol. 27. No. 3. P. 1223-1235.
34. McGuire P. L. et al. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. *SPE western regional meeting*. OnePetro, 2005.
35. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. Vol. 1. P. 19-29.
36. Ляtifов Я. А., Велиев Э. Ф. Применение смягченной воды для вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пласта. *Булатовские чтения*. 2019. Т. 2. С. 112-121.
37. Bjørsvik M., Høiland H., Skauge A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2008. Vol. 317. No. 1-3. P. 504-511.
38. Велиев Э. Ф. Влияние ступенчатого увеличения темпов заводнения пласта на добычу нефти после закачки предварительно сформированных гелевых частиц. *Ашировские чтения*. 2020. Т. 1. №. 1. С. 114-123.
39. Нагиева Н. В. Применение предварительно сформированных гелеобразующих частиц для изоляции водопритока в скважине. *Ашировские чтения*. 2020. Т. 1. №. 1. С. 12-18.
40. Алиев А. А. Гели на основе поливинилпирролидона для изоляции водопритока в скважинах. *Ашировские чтения*. 2020. Т. 1. №. 1. С. 5-11.
41. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 3. P. 126-134.
42. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol 2. P. 50-66.
43. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *Socar proceedings*. 2016. Vol. 4. P. 4-10.
44. Нагиева Н. В., Алиев А. А. Дисперсные гелевые частицы для увеличения нефтеотдачи пласта. *Ашировские чтения*. Учредители: Самарский государственный технический университет. 2021. Т. 1. №. 1. С. 386-389.
45. Исмаилов Р. Г., Велиев Э. Ф. Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2021. №. 5. С. 22-28.
46. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
47. Veliyev E. F. et al. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2019.
48. Trefalt G., Borkovec M. Overview of DLVO theory. 2014.

References

1. Suleimanov B. A. et al. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2016.
2. Vishnyakov V. et al. Primer on enhanced oil recovery. Gulf Professional Publishing, 2019.
3. 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*. OnePetro, 2016.

4. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
5. Veliev E. F. Polimerno-dispersnaya sistema dlya izmeneniya filtratsionnykh potokov v plaste. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 1 (78). P. 61-72. [in Russian]
6. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol 3. P. 126-134.
7. Garmeh R. et al. Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2012. Vol. 15. No 01. P. 86-97.
8. Castro-Garcia R. H., Maya-Toro G. A., Jimenez-Diaz R., et al. Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2016. No 6(3), P. 71-90.
9. Masalmeh S. K. et al. Simultaneous injection of miscible gas and polymer (SIMGAP) to improve oil recovery and sweep efficiency from layered carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. OnePetro, 2010.
10. Norman C., De Lucia J. P., Turner B. O. Improving volumetric sweep efficiency with polymer gels in the Cuyo Basin of Argentina. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. OnePetro, 2006.
11. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
12. Bai B. et al. Case study on performed particle gel for in-depth fluid diversion. *SPE symposium on improved oil recovery*. OnePetro, 2008.
13. Coste J. P. et al. In-Depth Fluid Diversion by Pre-Gelled Particles. Laboratory Study and Pilot Testing. *SPE/DOE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2000.
14. Han M. et al. State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. *SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition*. OnePetro, 2014.
15. Alhashim H. W. et al. 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*. OnePetro, 2018.
16. Manrique E. et al. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. OnePetro, 2014.
17. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. T. 9. No 06. C. 664-673.
18. Zhidong G. et al. The study of oil displacement characteristics of CDG and polymer flooding. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. OnePetro, 2011.
19. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
20. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2021. Vol. 35. No 01. P. 2150038.
21. Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 2. C. 67-77.
22. Spildo K. et al. A new polymer application for North Sea reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. Vol. 12. No 03. P. 427-432.
23. Smith J. E., Liu H., Guo Z. D. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for Daqing oil field. *SPE/AAPG western regional meeting*. OnePetro, 2000.
24. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. Vol. 9. No. 06. P. 664-673.
25. Castro R., Maya G., Sandoval J., et al. Colloidal dispersion gels CDG in Dina cret? ceos field: from pilot design to field implementation and performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. 2013, July.
26. Almohsin A. et al. Transport of nanogel through porous media and its resistance to water flow. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2014.
27. Wang L. et al. Preparation of microgel-nanospheres and their application in EOR. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. OnePetro, 2010.
28. Tian Y. et al. Research and application of nano polymer microspheres diversion technique of deep fluid. *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2012.
29. Ayirala S. C., Yousef A. A. Injection water chemistry requirement guidelines for IOR/EOR. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2014.
30. Romanuka J. et al. Low salinity EOR in carbonates. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2012.

31. Alotaibi M. B., Azmy R. M., Nasr-El-Din H. A. A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2010.
32. Rezaei Doust A., Puntervold T., Austad T. A discussion of the low salinity EOR potential for a North Sea sandstone field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 2010.
33. Shaker Shiran B., Skauge A. Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding. *Energy & Fuels*. 2013. Vol. 27. No. 3. P. 1223-1235.
34. McGuire P. L. et al. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. *SPE western regional meeting*. OnePetro, 2005.
35. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. Vol. 1. P. 19-29.
36. Lyatifov Ya. A., Veliev E. F. Primenenie smyagchennoy vodyi dlya vtorichnykh i tretichnykh metodov povyisheniya nefteotdachi plasta. *Bulatovskie chteniya*. 2019. Vol. 2. P. 112-121. [in Russian]
37. Bjørsvik M., Høiland H., Skauge A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2008. Vol. 317. No. 1-3. P. 504-511.
38. Veliev E. F. Vliyanie stupenchatogo uvelicheniya tempov zavodneniya plasta na dobyichu nefti posle zakachki predvaritelno sformirovannykh gelevykh chastits. *Ashirovskie chteniya*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 114-123. [in Russian]
39. Nagieva N. V. Primenenie predvaritelno sformirovannykh geleobrazuyuschih chastits dlya izolyatsii vodopritoka v skvazhine. *Ashirovskie chteniya*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 12-18. [in Russian]
40. Aliev A. A. Geli na osnove polivinilpirrolidona dlya izolyatsii vodopritoka v skvazhinah. *Ashirovskie chteniya*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 5-11. [in Russian]
41. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 3. P. 126-134.
42. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 2. P. 50-66.
43. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *Socar proceedings*. 2016. Vol. 4. P. 4-10.
44. Nagieva N. V., Aliev A. A. Dispersnyie gelevyie chastitsyi dlya uvelicheniya nefteotdachi plasta. *Ashirovskie chteniya*. Uchrediteli: SamarSKIY gosudarstvennyiy tehnikeskii universitet. 2021. Vol. 1. No. 1. P. 386-389. [in Russian]
45. Ismailov R. G., Veliev E. F. Emulsiruyuschiy sostav dlya povyisheniya koeffitsienta nefteizvlecheniya vyazkih neftey. *Azerbaydzhan-skoe neftyanoe hozyaystvo*. 2021. No. 5. P. 22-28. [in Russian]
46. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
47. Veliyev E. F. et al. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2019.
48. Trefalt G., Borkovec M. Overview of DLVO theory. 2014.