SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

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

INDEXED IN EMERGING SOURCES CITATION INDEX THOMSON REUTERS

Scopus

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

В. Ш. Мухаметшин*[1], В. А. Шайдуллин[1], Ш. Х. Султанов[2], Л. С. Кулешова[1], Р. Ф. Якупов[1], М. Р. Якупов[3]

[1]*Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия*

[2]*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

[3]*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

Assessment of the effect of silencing fluids on filtration and capacitance properties of productive deposits based on laboratory studies of core samples

V. Sh. Mukhametshin*[1], V. A. Shaidullin[1], Sh. Kh. Sultanov[2], L. S. Kuleshova[1], R. F. Yakupov[1], M. R. Yakupov[3]

[1]*Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, (branch in the city of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia*

[2]*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

ABSTRACT

Based on the results of physical modeling of the effect of the applied jamming fluids on the filtration-capacitance properties of rock samples in a water-saturated porous medium, it is shown that the recovery coefficient of the core sample of the development object after filtering the jamming fluid of some core samples was less than 90%. Based on analytical calculations by the method of J.E. Oddo and M.B. Thomson's analysis of the mixing processes used in the process of silencing waters on the compatibility and degree of salt deposition revealed that when mixing reservoir water and water of the silencing fluid under reservoir conditions at T = 30 °C and P = 7 MPa, the precipitation of non-organic salts of calcite $CaCO_3$ with a sediment mass in the range of 0.39-0.77 g is predicted/l and $CaSO_4$ anhydrite – 0.01-0.03 g/l. Experimental studies on the hydrodynamic modeling of the process of pumping silencing fluids based on potassium chloride and determining the degree of change in filtration characteristics have shown an increase in the coefficient of recovery of acceptance.

KEYWORDS

Silencing fluid; Filtration experiment; Modeling; Permeability coefficient; Calcite salt deposition; Reservoir water compatibility.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Подавляющее большинство крупных и средних месторождений крупнейших нефтегазовых провинций России – Западно-Сибирской и Волго-Уральской, вступили в позднюю, четвертую стадию разработки [1-8], характеризующуюся высокой обводненностью продукции, высокой степенью выработки извлекаемых запасов, значительным количеством скважин, срок эксплуатации которых превышает 15 лет, а также постоянно снижающимся уровнем добычи нефти [9-15]. Однако, как показывает анализ, эти залежи нефти имеют значительные по объему запасы нефти, относящиеся к трудноизвлекаемым, которые могут быть добыты с использованием современных инновационных технологий [16-21], с учетом особенностей геологического строения [22-27], использования научно-обоснованных алгоритмов идентификации объектов [28-33]. В этих условиях особую значимость приобретает проведение текущего и капитального ремонтов скважин, количество которых несоизмеримо возрастает по сравнению с первыми тремя стадиями разработки месторождений ввиду значительных сроков эксплуатации скважин, высокой обводненности продукции, отложением солей в призабойной зоне и т.д. [34-38]. При этом одной из основных задач при проведении ремонтов является сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта при глушении скважин.

Анализ результатов проведения ремонтов в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) показывает, что в некоторых случаях происходит ухудшение параметров работы скважины в части продуктивности по причине проникновения фильтрата в призабойную зону пласта (ПЗП). В результате наблюдается длительный вывод скважины на режим до достижения

**E-mail:* vsh@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400787

остановочных параметров, либо возникает необходимость в проведении дополнительных геолого-технических мероприятий по очистке ПЗП различными реагентами на основе растворителей или кислот [39-44].

В связи с этим, актуальным является вопрос адресного подбора оптимальных составов для глушения, обеспечивающих безопасные условия работы в стволе скважины путем предотвращения выброса пластового флюида и не оказывающих отрицательного воздействия на фильтрационные характеристики ПЗП. При этом жидкости глушения (ЖГ) должны быть доступны, технологичны в приготовлении и использовании.

Одним из факторов влияния жидкостей глушения на ФЕС пласта является совместимость растворов глушения скважин с пластовой водой объекта эксплуатации в скважине. Использование в качестве ЖГ водосодержащих составов может приводить к длительному выходу скважины на режим и снижению ее продуктивности. Наибольшее влияние на продуктивный пласт оказывают объемы проникновения ЖГ в нефтенасыщенную часть, совместимость ЖГ с пластовыми водами и наличие в составе породы водочувствительных минералов.

С целью оценки изменения величины коэффициента восстановления проницаемости проводятся фильтрационные эксперименты. В экспериментах оценивается фильтрация пластовой воды через водонасыщенный керн до и после воздействия на него раствором глушения, при этом коэффициент восстановления проницаемости должен быть не ниже 92%.

Методика проведения фильтрационных исследований

Для целей исследования выбран ряд объектов разработки месторождений ВУНГП с максимальным количеством действующего фонда добывающих скважин для достоверности и представительности выборки. Каждому из объектов разработки месторождений соответствует источник отбора жидкости глушения, который определен в основном по принципу территориальной близости для минимизации затрат на транспортировку ЖГ. В различных условиях источник представлен либо водозаборной скважиной, добывающей минерализованную воду необходимой плотности и химического состава, либо пунктом набора сточной воды после подготовки на установках предварительного сброса воды системы сбора и транспортировки месторождений. Пункт набора воды (ПНВ) для глушения оснащается специальными замерными устройствами, проводится его отдельное обустройство. Проведено физическое моделирование влияния жидкостей глушения ПНВ на ФЕС образцов горных пород в 29-ти фильтрационных экспериментах на водонасыщенной пористой среде.

Фильтрационные эксперименты выполняли на фильтрационной установке ПИК-ОФП/ЭП. Гидравлическая схема установки представлена на рисунке 1.

Целью исследований фильтрационных характеристик водонасыщенной пористой среды при воздействии на нее различных агентов являлось определение проницаемости по пластовой воде до фильтрации агента, т.е. ЖГ, и после его фильтрации. Тем самым получали коэффициент восстановления проницаемости по воде – отношение фазовой проницаемости по пластовой воде, полученной после фильтрации ЖГ, к ее начальной величине до проведения воздействия. Коэффициент восстановления проницаемости по пластовой воде в данном случае – критерий оценки сравнительной эффективности состава ЖГ, его увеличение минимизирует процесс загрязнения породы коллектора.

По результатам проведенных экспериментов получили коэффициент восстановления проницаемости по пластовой воде:

$$K_{пр} = K/K_o,$$

где $K_{пр}$ – коэффициент восстановления проницаемости по пластовой воде; K – проницаемость по пластовой воде после воздействия; K_o – базовая проницаемость по пластовой воде.

Перед проведением эксперимента в модели образца пласта моделировались начальные пластовые условия применительно к исследуемому объекту: начальная водонасыщенность, термобарические условия пласта согласно

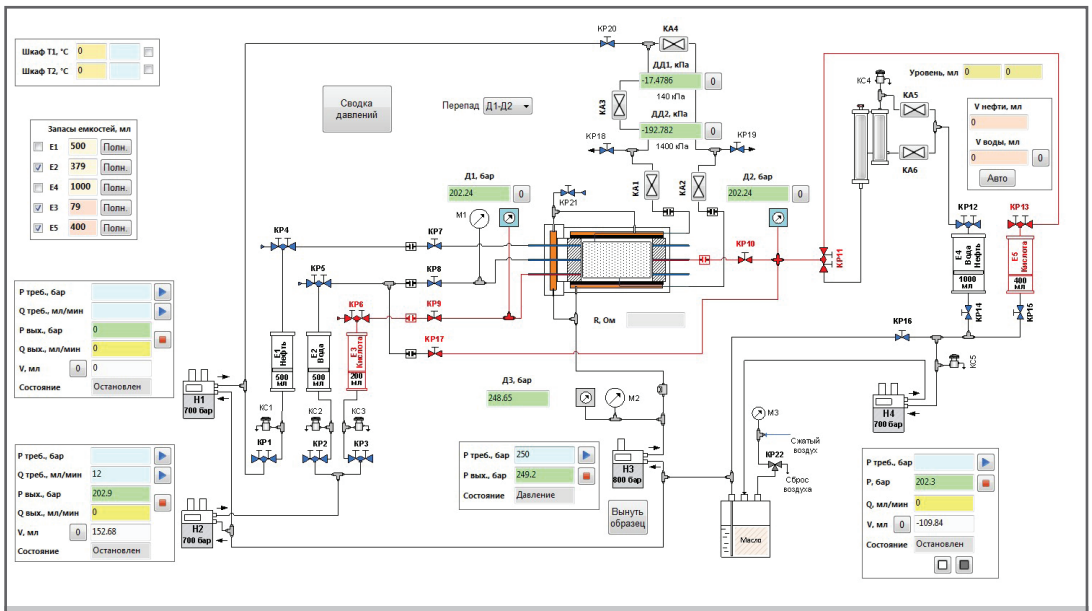

Рис. 1. Гидравлическая схема фильтрационной установки ПИК-ОФП/ЭП

геолого-физическим характеристикам. В качестве рабочего флюида использовалась пластовая вода, отобранная на устьях скважин исследуемых объектов.

Исследование включало в себя следующие этапы:

1. Определение фазовой проницаемости модели по пластовой воде до закачки агента. Фильтрация пластовой воды через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении, т.е. моделирование фильтрации пластовой воды от пласта к стволу скважины, до стабилизации перепада давления на торцах образца, в пластовых термодинамических условиях. Определение проницаемости модели по пластовой воде.

2. Закачка жидкости глушения на основе воды до стабилизации перепада давления, но не менее 3-х поровых объемов. Закачка в модель пласта с постоянным расходом в обратном направлении, т.е. моделирование воздействия от ствола скважины к пласту и обратно, до стабилизации перепада давления на торцах образца, в пластовых термодинамических условиях. Определение проницаемости модели по жидкости глушения.

3. Технологическая выдержка в течение 4-х часов на реакцию.

4. Вызов притока и определение проницаемости модели по пластовой воде после воздействия жидкостью глушения. Фильтрация пластовой воды проводилась через модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении, т.е. моделировалась фильтрация пластовой воды от пласта к стволу скважины до стабилизации перепада давления на торцах образца в пластовых термодинамических условиях.

Результаты и обсуждение

Затем проводилось определение проницаемости модели по пластовой воде. Пример результатов фильтрационных экспериментов с указанием параметров лабораторных исследований в части объемной скорости фильтрации, объема пор, перепада давления представлен в таблице 1.

В рассматриваемом исследовании был проведен 21 фильтрационный эксперимент в комбинации применяемых при проведении текущих и капитальных ремонтов скважин жидкостей глушения и пластовых вод на образцах керна продуктивных отложений, свод результатов фильтрационных исследований представлен в таблице 2.

На основе результатов исследований показано, что коэффициент восстановления проницаемости образца керна объекта разработки после фильтрации жидкости глушения некоторых образцов керна составил менее 92%, что подтверждает возможность изменения продуктивности ПЗП при взаимодействии пластовых вод объектов отбора жидкости глушения и пластовых вод объектов разработки месторождений.

Известны исследования ряда ученых [45-48] в части применения растворов хлорида калия для жидкостей глушения. Растворы на основе хлористого калия не вызывают набухания глинистого цемента продуктивных пород и позволяют уменьшать негативное воздействие жидкостей глушения на пласт.

Известно, что прогнозирование выпадения солей при смешении вод позволяет оценить степень и виды солеотложений. Для прогноза используются данные 6-ти компонентного анализа смешиваемых вод и задаются значения давления и температуры, соответствующие пластовым условиям.

По объектам разработки, которые имеют наименьший коэффициент восстановления приемистости после промывки жидкостью глушения, проведен прогноз выпадения солей при смешении вод объекта разработки и применяемой жидкости глушения.

Прогноз проведен на основе метода Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона, который позволяет выполнять аналитические расчеты прогнозирования образования неорганических солей в логарифмической форме по индексу насыщения в ионной силе раствора, а также дана оценка совместимости сточной пластовой воды и ЖГ по методу В. Е. Кащавцева [46].

Расчеты выполнены с использованием модуля, реализованного в компьютерной программе по прогнозу солеотложений [49]. Этот метод по химическому анализу воды в заданных термобарических условиях позволяет рассчитать насыщенность воды карбонатом кальция и оценивать ее по степени насыщения (S) и индексу насыщения (SI).

Для расчета используются сведения о макрокомпонентном составе воды, величине pH, содержании растворенной в воде CO_2, температуре и давлении. При положительных значениях показателя предполагается выпадение осадка, при отрицательных значениях – вода с дефицитом насыщения карбонатом кальция и осадок не выпадает.

Основой для расчета служат результаты анализов физических свойств и химического состава пластовых закачиваемых и попутно добываемых вод, а также замеры температуры и давлений. В комплекс обязатель-

Таблица 1

Результаты фильтрационных исследований с жидкостью глушения – минерализованной водой из скважины №XXX объектов месторождений

№	Объект разработки	Последовательность закачки	Обьёмная скорость, см³/мин	Закачано реагента, обьём пор, (не менее 3.0)	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²	Перепад давления, кПа	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Поровый объем, мл
Базовые эксперименты								
1	Сбоб+рад	Пластовая вода	1.0	20.0	389.7	3.8	-	4.73
		ЖГ	1.0	50.0	302.8	5.2	-	
		Пластовая вода	1.0	38.0	329.0	4.5	97.0	
2	Дпаш	Пластовая вода	1.0	19.1	408.7	2	-	5.98
		ЖГ	1.0	19.7	392.0	3.1	-	
		Пластовая вода	1.0	20.2	394.9	2.07	96.6	

Таблица 2

Свод результатов фильтрационных исследований ЖГ с ПНВ

№	Объект разработки месторождения	Жидкость глушения	Коэффициент восстановления проницаемости образца керна объекта разработки после фильтрации жидкости глушения $K_{вп1}$, %
1	Сбоб+рад	ПНВ «Скважина №XXX»	54.1
2	Сбоб+рад	ПНВ «XXXXXX»	65.7
3	Dпаш	ПНВ «XXXXXX»	90.5
4	Стул+боб+рад+кос	УНСВ «XXXXXX»	83.9
5	Сбоб+рад	УНСВ «XXXXXX»	84.8
6	Дфам	УНСВ «XXXXXX»	84.6
7	Dкын	ПНВ «XXXXXX»	91.2
9	Сбоб+рад	УНСВ «XXXXXX»	90
10	Дкын+паш+мул	УНСВ «XXXXXX»	90.2
11	Сбоб+рад	ПНВ «Скважина №XXX»	97
12	Сбоб+рад	ПНВ «Скважина №XXX»	94.3
13	Dпаш	ПНВ «Скважина №XXX»	96.6
14	Dпаш	ПНВ «Скважина №XXX»	91.5
15	Сбоб+рад	ПНВ «Скважина №XXX»	96.9
16	Дпаш	ПНВ «Скважина №XXX»	92.6
17	Дпаш	ПНВ «XXXXXX»	95.2
18	Стур	УНСВ «XXXXXX»	92.7
19	Дкын	УНСВ «XXXXXX»	91.8
20	Стул+боб+рад	ПНТЖ «XXXXXX»	97.7
21	Стул+боб+рад	УНСВ «XXXXXX»	98.6

Таблица 3

Ионный состав и свойства вод

Номер воды	Концентрация ионов, мг/л								pH	Плотность, г/см^3
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^++K^+	Ba^{2+}	Sr^{2+}		
1	48825	855	610	8000	720	22719	0	0	6.37	1.193
2	232425	22	244	45100	1980	99538	0	0	6.54	1.180

ных физико-химических определений входят: плотность, минерализация воды, водородный показатель pH, содержание основных ионов – шестикомпонентный анализ, содержание мехпримесей.

Результаты ионного состава анализируемых проб воды и свойства приведены в таблице 3.

Пример результатов аналитических расчетов на выпадение осадков неорганических солей по точкам отбора приведены на графике (рис. 2). Согласно расчетам, проведенным по методике Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона, с применением исходных данными пластовых вод и жидкости глушения выявлено следующее. При смешении пластовой воды и жидкости глушения при T=30 °C и P=7 МПа прогнозируется выпадение неорганических солей кальцита $CaCO_3$ с массой осадка в диапазоне 0.39-0.77 г/л и ангидрита $CaSO_4$ – 0.01-0.03 г/л.

Показано, что смешение пластовой воды продуктивного горизонта рассматриваемого месторождения и жидкости глушения из ПНВ этого месторождения приводит к выделению нерастворимого осадка неорганических солей в виде кальцита. В этом случае смешение воды пласта рассматриваемого месторождения и воды жидкости глушения, получаемой как смесь пластовых вод, поступающих на установку предварительного сброса воды этого же месторождения, является причиной выпадения неорганических солей, приводит к загрязнению призабойной зоны пласта и снижению приницаемости матрицы пласта. Подобные скин-эффекты требуют в последующем проведения работ по очистке призабойной зоны пласта применением кислотных составов, либо в комбинации с повторной перфорацией интервала продуктивного пласта, либо ГРП.

Следующим этапом исследования стали экспериментальные исследования по гидродинамическому моделированию процесса закачки жидкостей глушения на основе хлорида калия (KCL) и определению степени изменения фильтрационных характеристик, поскольку хлорид калия широко применяется в качестве добавки к ЖГ за его способность снижать осыпание и набухание глинистых сланцев.

В качестве объекта фильтрационных исследований смоделирована жидкость глушения на основе хлорида калия плотностью 1.10 г/см^3. В качестве объектов воздействия были приняты образцы керна месторождений,

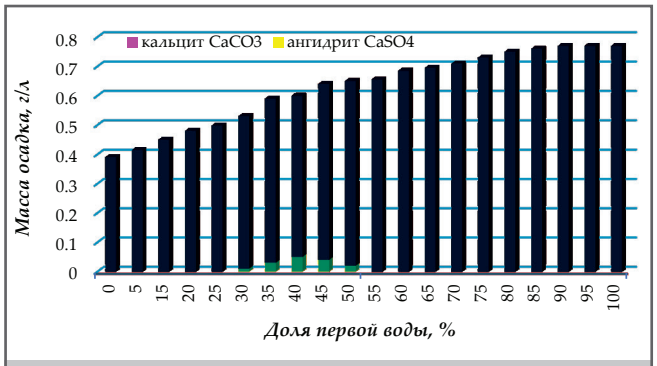

Рис. 2. Результаты расчетов смешения вод при T = 30 °C и P = 7 МПа

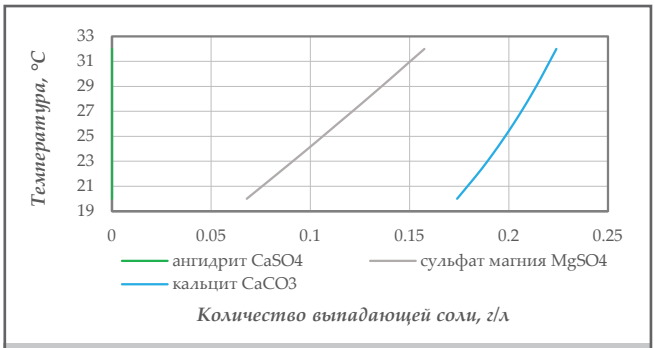

Рис. 3. Расчет выпадения неорганических солей при смешении пластовой воды и воды жидкости глушения

Таблица 4

Результаты фильтрационных экспериментов ЖГ на основе хлорида калия

№	Объект разработки месторождения	Жидкость глушения	Коэффициент восстановления приемистости $K_{вп1}$, %	Коэффициент восстановления приемистости после фильтрации жидкости глушения на основе хлорида калия $K_{вп2}$, %
1	Сбоб+рад	ПНВ «XXXXXX»	54.1	71.1
2	Сбоб+рад	ПНВ «XXXXXX»	65.7	86.7
3	Dпаш	ПНВ «XXXXXX»	90.5	64.2
4	Стул+боб+рад+кос	УНСВ «XXXXXX»	83.9	90.5
5	Сбоб+рад	УНСВ «XXXXXX»	84.8	96.3
6	Дкын+паш+мул+ард+вор	УНСВ «XXXXXX»	87.5	92.1
7	Дфам	УНСВ «XXXXXX»	84.6	99.1

показавшие ранее низкий коэффициент восстановления проницаемости после фильтрационных экспериментов с ЖГ пунктов налива. Выбраны 7 объектов разработки, по которым в предыдущих исследованиях значение коэффициента восстановления проницаемости ($K_{пр}$) меньше 90.5%, исключены дублирующиеся объекты аналогичного строения и ФЕС.

Методика проведения фильтрационных исследований полностью соответствовала описанной в предыдущих исследованиях. Сводные результаты фильтрационных исследований с использованием жидкости глушения на основе хлорида калия приведены в таблице 4.

В результате экспериментов показано увеличение коэффициента восстановления приемистости после фильтрации жидкости глушения на основе хлорида калия через 6 образцов керна в среднем на 12.9%, на которых отмечалось снижение после предыдущих экспериментов, описанных в таблице 2. В одном эксперименте (№3) произошло ухудшение показателя восстановления приемистости. По данному объекту разработки не рекомендуется применение ЖГ на основе калия хлорида. Таким образом, можно сделать вывод о частичном снятии скин-эффекта от химического взаимодействия пластовых вод, жидкости глушения и породы коллектора.

Таким образом, применение жикости глушения на основе хлорида калия позволит не только снизить риски кольматации ПЗП, снижения продуктивности скважин действующего фонда скважин и потерь нефти при проведении ремонтов, но и сократить время выхода скважины на доремонтные показатели.

Выводы

На основе результатов физического моделирования влияния применяемых жидкостей глушения на ФЕС образцов горных пород на водонасыщенной пористой среде показано, что коэффициент восстановления приемистости некоторых образцов керна после фильтрации жидкости глушения составил менее 90%, что подтверждает возможность изменения коэффициента продуктивности призабойной зоны пласта при взаимодействии пластовых вод объектов отбора жидкости глушения и пластовых вод объектов разработки месторождений.

На основе аналитических расчетов по методу Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона процессов смешения применяемых в процессе глушения вод на совместимость и степень выпадения солей выявлено, что при смешении пластовой воды и воды жидкости глушения при T = 30 °C и P = 7 МПа прогнозируется выпадение неорганических солей кальцита $CaCO_3$ с массой осадка в диапазоне 0.39-0.77 г/л и ангидрита $CaSO_4$ – 0.01-0.03 г/л.

Экспериментальные исследования по гидродинамическому моделированию процесса закачки жидкостей глушения на основе хлорида калия и определению степени изменения фильтрационных характеристик показали увеличение коэффициента восстановления приемистости в среднем на 12.9%.

Показано, что смешение пластовой воды продуктивного горизонта рассматриваемого месторождения и жидкости глушения из ПНВ этого месторождения приводит к выделению нерастворимого осадка неорганических солей в виде кальцита.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.

2. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

3. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

4. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.

5. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

6. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. (2015). Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.

7. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

8. Мингулов, И. Ш., Валеев, М. Д., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Применение результатов измерения вязкости продукции скважин для диагностики работы насосного оборудования. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.

9. Клещев, К. А. (2005). Перспективы развития сырьевой базы нефтегазодобычи в России. Актуальные проблемы геологии нефти и газа: юбилейный сборник научных трудов кафедры геологии РГУ им. И.М. Губкина. *Москва: Нефть и газ*, 29-57.

10. Гаврилов, А. Е., Жуковская, Е. А., Тугарова, М. А., Остапчук, М. А. (2015). Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири). *Нефтяное хозяйство*, 12, 38-40.

11. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

12. Yaskin, S. A., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Geological and technological justification of the bottom-hole zone treatment of wells and formations of the Langepas group of fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012073, 1-5.

13. Буторин, А. В., Зиннурова, Р. Р., Митяев, М. Ю. и др. (2015). Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 12, 41-43.

14. Шпуров, И. В., Захаренко, В. А., Фурсов, А. Я. (2015). Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП. *Недропользование XXI век*, 1 (51), 12-19.

15. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

16. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

17. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Procceedings*, 1, 104-113.

18. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

19. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

20. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

21. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

22. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.

23. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

24. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

25. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

26. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

27. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

28. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей

нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.

29. Хатмуллин, И. Ф., Хатмуллина, Е. И., Хамитов, А. Т. и др. (2015). Идентификация слабо выработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, 1, 74-79.

30. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.

31. Mukhametshin, V. G., Dubinskiy, G. S., Andreev, V. E., et al. (2021). Geological, technological and technical justification for choosing a design solution for drilling wells under different geological conditions. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012061, 1-9.

32. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

33. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

34. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

35. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

36. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

37. Хасанов, М. М., Костригин, И. В., Хатмуллин, И. Ф., Хатмуллина, Е. И. (2009). Учет данных по проведению текущих ремонтов скважин для оценки энергетического состояния пласта. *Нефтяное хозяйство*, 9, 52-55.

38. Кунакова, А. М., Гумеров, Р. Р., Суковатый, В. А. и др. (2014). Разработка метода подбора блокирующих составов глушения скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 7, 102-103.

39. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

40. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO_2. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(2), 16-38.

41. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.

42. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K. (2014). Development of blocking hydrophobic-emulsion composition at well killing before well servicing. *Life Science Journal*, 11(6s), 283-285.

43. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Using the method of canonical discriminant functions for a qualitative assessment of the response degree of producing wells to water injection during the development of carbonate deposits. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012069.

44. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.

45. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

46. Кащавцев, В. Е., Мищенко, И. Т. (2004). Солеобразование при добыче нефти. *Москва: Орбита*.

47. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р. и др. (2017). Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин. *Нефтяное хозяйство*, 1, 66-69.

48. Вахрушев, С. А., Гамолин, О. Е., Беленкова, Н. Г. и др. (2018). Особенности выбора технологии глушения скважин с высоким пластовым давлением на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча». *Нефтяное хозяйство*, 9, 111-115.

49. Якупов, Р. Ф., Велиев, Э. Ф., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Обоснование использования различных типов агента для повышения эффективности разработки. *Нефтегазовое дело*, 19(6), 81-91.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.

2. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

3. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

4. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

5. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

6. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2015). Modern scientific and technological revolution and a paradigm shift in the development of hydrocarbon resources. *Problems of Economics Project: Digital Fields and Wells*, 6, 10-16.

7. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

8. Mingulov, I. Sh., Valeev, M. D., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Wells production viscosity measurement results application for pumping equipment operation diagnostics. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.

9. Kleshchev, K. A. (2005). Prospects for the development of the raw material base of oil and gas production in Russia. Actual problems of oil and gas geology: anniversary collection of scientific papers of the Geological Faculty of the Gubkin Russian State University. *Moscow: Oil and Gas*, 29-57.

10. Gavrilov, A. E., Zhukovskaya, E. A., Tugarova, M. A., Ostapchuk, M. A. (2015). Objective bazhenov rocks classification (the case of the Western Siberia central part fields). *Oil Industry*, 12, 38-40.

11. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

12. Yaskin, S. A., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Geological and technological justification of the bottom-hole zone treatment of wells and formations of the Langepas group of fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012073, 1-5.

13. Butorin, A. V., Zinnurova, R. R., Mityaev, M. U., et al. (2015). Estimating the potential of the Tumen formation in the Noyabrsk region of Western Siberia. *Oil Indutry*, 12, 41-43.

14. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Subsoil Using – XXI Century*, 1(51), 12-19.

15. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

16. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

17. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Procceedings*, 1, 104-113.

18. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

19. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

20. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

21. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

22. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.

23. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

24. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

25. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

26. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.

27. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

28. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

29. Khatmullin, I. F., Khatmullina, E. I., Khamitov, A. T., et al. (2015). Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Oil Industry*, 1, 74-79.

30. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.

31. Mukhametshin, V. G., Dubinskiy, G. S., Andreev, V. E., et al. (2021). Geological, technological and technical justification for choosing a design solution for drilling wells under different geological conditions. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012061, 1-9.

32. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

33. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373–1384.

34. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

35. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

36. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

37. Khasanov, M. M., Kostrigin, I. V., Khatmullin, I. F., Khatmullina, E. I. (2009). The accounting of data on carrying out of operating repairs in wells for an estimation of a energy state of a layer. *Oil Industry*, 9, 52-55.

38. Kunakova, A. M., Gumerov, R. R., Sukovatyj, V. A., et al. (2014). Development of process liquid selection method for Orenburg oil and gas field conditions during killing wells process. *Oil Industry*, 7, 102-103.

39. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

40. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Sergeev, V. V., Kinzyabaev, F. S. (2017). Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO_2 nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(2), 16-38.

41. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.

42. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K. (2014). Development of blocking hydrophobic-emulsion composition at well killing before well servicing. *Life Science Journal*, 11(6s), 283-285.

43. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Using the method of canonical discriminant functions for a qualitative assessment of the response degree of producing wells to water injection during the development of carbonate deposits. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012069.

44. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.

45. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

46. Kashchavtsev, V. E., Mishchenko, I. T. (2004). Salt formation during oil production. *Moscow: Orbita*.

47. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., et al. (2017). Peculiarities of selecting well-killng fluids composition for difficult conditions. *Oil Industry*, 1, 66-69.

48. Vahrushev, S. A., Gamolin, O. E., Belenkova, N. G., et al. (2018). Special aspects of selection of high-pressure well-killing technology at oilfields of Bashneft-Dobycha LLC. *Oil Industry*, 9, 111-115.

49. Yakupov, R. F., Veliyev, E. F., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Rationale for different types of agent using to improve development efficiency. *Petroleum Engineering*, 19(6), 81-91.

Оценка влияния жидкостей глушения на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений на основе лабораторных исследований образцов керна

В. Ш. Мухаметшин[1], В. А. Шайдуллин[1], Ш. Х. Султанов[2], Л. С. Кулешова[1], Р. Ф. Якупов[1], М. Р. Якупов[3]

[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

[3]Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Реферат

На основе результатов физического моделирования влияния применяемых жидкостей глушения на фильтрационно-емкостные свойства образцов горных пород на водонасыщенной пористой среде показано, что коэффициент восстановления приемистости образца керна объекта разработки после фильтрации жидкости глушения некоторых образцов керна составил менее 90%. На основе аналитических расчетов по методу Дж. Е. Оддо и М.Б. Томсона процессов смешения, применяемых в процессе глушения вод на совместимость и степень выпадения солей, выявлено, что при смешении пластовой воды и воды жидкости глушения в пластовых условиях при T = 30 °C и P = 7 МПа прогнозируется выпадение неорганических солей кальцита $CaCO_3$ с массой осадка в диапазоне 0.39-0.77 г/л и ангидрита $CaSO_4$ – 0.01-0.03 г/л. Экспериментальные исследования по гидродинамическому моделированию процесса закачки жидкостей глушения на основе хлорида калия и определению степени изменения фильтрационных характеристик показали увеличение коэффициента восстановления приемистости.

Ключевые слова: жидкость глущения; фильтрационный эксперимент; моделирование; коффициент проницаемости; выпадение солей кальцита; совместимость пластовых вод.

Kern nümunələrinin laboratoriya tədqiqatlarına əsasən boğucu mayelərin məhsuldar çöküntülərin süzülmə-tutum xassələrinə təsirinin qiymətləndirilməsi

V. Ş. Muxametşin[1], V. A. Şaydullin[1], Ş. X. Sultanov[2], L. S. Kuleşova[1], R. F. Yakupov[1], M. R. Yakupov[3]

[1]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Neft və Qaz İnstitutu, (Oktyabrski filialı), Oktyabrski, Rusiya

[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

[3]Kazan (Privoljski) Federal Universiteti, Kazan, Rusiya

Xülasə

Tətbiq edilən boğucu mayelərin su ilə doymuş məsaməli mühitdə süxur nümunələrinin süzülmə-tutum xassələrinə təsirinin fiziki modelləşdirilməsinin nəticələrinə əsasən göstərilmişdir ki, işlənmə obyektinin kern nümunəsinin qəbuletmə qabiliyyətinin bərpaolunma əmsalı boğucu mayenin süzülməsindən sonra bəzi kern nümunələrində 90%-dən aşağı olmuşdur. Boğulma prosesində suların uyğunluğuna və duzların çökmə dərəcəsinə görə istifadə olunan qarışdırma proseslərinin C.E.Oddo və M.B Tomson üsulu ilə aparılmış analitik hesablamaları əsasında müəyyən edilmişdir ki, T = 30 °C və P = 7 MPa lay şəraitində lay suyu və boğucu maye suyunun qarışdırılması zamanı kalsit $CaCO_3$-in çöküntü kütləsi 0.39-0.77 q/l və anhidrit $CaSO_4$-in çöküntü kütləsi 0.01-0.03 q/l aralığında olan qeyri-üzvi duzlarının çökməsi proqnozlaşdırılır. Kalium xlorid əsaslı boğucu mayelərin vurulma prosesinin hidrodinamiki modelləşdirilməsi və süzülmə xarakteristikalarının dəyişmə dərəcəsinin müəyyənləşdirilməsi üzrə aparılan eksperimental tədqiqatlar qəbuletmə qabiliyyətinin bərpaolunma əmsalının artmasını göstərmişdir.

Açar sözlər: boğucu maye; süzülmə eksperimenti; modelləşdirmə; keçiricilik əmsalı; kalsit duzlarının çökməsi; lay sularının uyğunluğu.