Недропользование. 2026. Т. 26, № 1. С.67-75. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.1.7

ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №1 2026
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Исследование негативного воздействия эмульсий на проницаемость сильно сжатых горных пород

Е.А. Гладких, В.М. Сясегова, И.В. Бурдакова, З.Г. Иванов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

A study of the negative impact of emulsions on the permeability of highly compressed rocks

Evgenii A. Gladkikh, Valeriia M. Syasegova, Irina V. Burdakova, Zakhar G. Ivanov

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 01.06.2025. Принята / Accepted: 08.12.2025. Опубликована / Published: 12.01.2026

Ключевые слова:
проницаемость породы, коэффициент восстановления проницаемости, обратные эмульсии, жидкости глушения, загрязнение пласта, ультразвуковое воздействие, концентрация эмульгатора, карбонатный коллектор, фильтрационные испытания.

В работе представлены результаты комплексного лабораторного исследования механизмов, определяющих восстановление проницаемости сильно сжатых пористых пород после фильтрации обратных эмульсионных жидкостей. Основное внимание уделено анализу взаимосвязи между напряженно-деформированным состоянием скелета породы, свойствами эмульсии и эффективностью удаления фильтрата. В ходе серии фильтрационных экспериментов в условиях, моделирующих пластовое горное давление, на кернах карбонатного коллектора были испытаны эмульсионные составы. Установлено, что все эмульсии вызывают значительное повреждение, снижая проницаемость до 1,95–20,24 % от исходной. В условиях сжатия ключевым механизмом, препятствующим восстановлению, является необратимая деформация порового пространства, усугубляемая закупоривающим действием высокодисперсной эмульсионной системы, сопротивление которой выдавливанию обратным потоком резко возрастает при увеличении эффективного напряжения. Экспериментально выявлено, что снижение концентрации эмульгатора способствует формированию менее стабильной эмульсии, что улучшает ее вытесняемость и повышает коэффициент восстановления проницаемости в условиях сжатия. Дополнительно подтверждена эффективность применения ультразвукового воздействия для интенсификации удаления эмульсии из деформированного порового пространства за счет кавитационных и тепловых эффектов. Результаты исследования позволяют рекомендовать для минимизации повреждения призабойной зоны при освоении скважин: оптимизацию рецептур обратных эмульсий в сторону снижения стабильности для условий высоких пластовых давлений; использование ультразвуковых методов обработки для восстановления проницаемости сильно сжатых коллекторов.

Keywords:
rock permeability, permeability recovery coefficient, inverse emulsions, well killing fluids, formation contamination, ultrasonic impact, emulsifier concentration, carbonate reservoir, filtration tests.

This paper presents the results of a comprehensive laboratory study of the mechanisms underlying permeability recovery in highly compressed porous rocks after filtration of reverse emulsion fluids. The focus is on analyzing the relationship between the stress-strain state of the rock matrix, emulsion properties, and filtrate removal efficiency. Emulsion formulations were tested on carbonate reservoir cores in a series of filtration experiments under conditions simulating formation overburden pressure. It was found that all emulsions cause significant damage, reducing permeability to 1.95–20.24% of the initial value. Under compression, the key mechanism preventing recovery is irreversible deformation of the pore space, aggravated by the plugging effect of a highly dispersed emulsion system, whose resistance to extrusion by reverse flow increases sharply with increasing effective stress. Experiments have shown that reducing the emulsifier concentration promotes the formation of a less stable emulsion, which improves its displacement and increases the permeability recovery coefficient under compression. The effectiveness of ultrasonic treatment for intensifying emulsion removal from deformed pore space due to cavitation and thermal effects has also been confirmed. The study's results suggest the following recommendations for minimizing damage to the wellbore zone during well development: 1) optimization of invert emulsion formulations to reduce stability under high formation pressures; 2) use of ultrasonic treatment methods to restore permeability in highly compressed reservoirs.

Гладких Евгений Александрович (Author ID in Scopus: 6601914558, ORCID: 0000-0003-1917-8995) – кандидат технических наук, e-mail: gladkih.ea@pstu.ru. Контактное лицо для переписки.
Сясегова Валерия Михайловна, e-mail: valeria.syasegova@yandex.ru.
Бурдакова Ирина Владимировна, e-mail: burdakova.irina.v@yandex.ru.
Иванов Захар Григорьевич (Author ID in Scopus: 59022877200, ORCID: 0009-0001-7957-8280), e-mail: zakharivanov@pstu.ru.

Evgenii A. Gladkikh (Author ID in Scopus: 6601914558, ORCID: 0000-0003-1917-8995) – PhD, e-mail: gladkih.ea@pstu.ru. The contact person for correspondence.
Valeriia M. Syasegova, e-mail: valeria.syasegova@yandex.ru.
Irina V. Burdakova, e-mail: burdakova.irina.v@yandex.ru.
Zakhar G. Ivanov (Author ID in Scopus: 59022877200, ORCID: 0009-0001-7957-8280), e-mail: zakharivanov@pstu.ru.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Исследование негативного воздействия эмульсий на проницаемость сильно сжатых горных пород / Е.А. Гладких, В.М. Сясегова, И.В. Бурдакова, З.Г. Иванов // Недропользование. – 2026. – Т.26, №1. – С. 67–75. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.1.7

Please cite this article in English as:
Gladkikh E.A., Syasegova V.M., Burdakova I.V., Ivanov Z.G. A study of the negative impact of emulsions on the permeability of highly compressed rocks. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2026, vol.26, no.1, pp. 67-75. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.1.7

Введение

Сохранение продуктивности нефтегазодобывающих скважин является одной из ключевых задач при разработке месторождения. Снижение продуктивности может быть обусловлено рядом причин, в том числе загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе проведения ремонтных операций, для которых применяется широкий спектр химических реагентов, таких как жидкости глушения.

Традиционно для глушения используют водные растворы солей (например, NaCl, $CaCl_2$) или глинистые растворы. Их применение часто сопряжено с негативными последствиями, включая изменение фазовой проницаемости [1–3], образование нерастворимых солей при взаимодействии с пластовой водой [4; 5], набухание глинистых минералов [6–8], изменение смачиваемости породы [9–11], образование гидратов [12; 13], а также кольматацию частицами глин и ила [14–17].

С целью минимизации негативного воздействия жидкостей глушения на проницаемость коллектора непрерывно ведутся поиски оптимальных рецептур для конкретных геолого-физических условий. К их числу относятся минерализованные растворы [18; 19] с добавлением кислот и ПАВ [20], составы для условий аномально низких [21–23] и аномально высоких пластовых давлений [24; 25], композиции для газовых скважин [26], а также составы на полимерной [27–29] и углеводородной основе.

Составы на углеводородной основе представляют значительный интерес, поскольку теоретически не должны оказывать негативного влияния на коллектор. Однако в чистом виде такие жидкости имеют высокую стоимость, а также характеризуются повышенной вероятностью поглощения пластом. В связи с этим разрабатываются композиции в форме обратных эмульсий «вода в масле» [30–32]. В таких системах внешней (непрерывной) фазой служит углеводород (например, дизельное топливо или товарная нефть), а внутренней (дисперсной) фазой – вода (часто морская или пластовая). Ключевое преимущество обратных эмульсий заключается в том, что при контакте с породой-коллектором взаимодействие происходит преимущественно через углеводородную фазу, что позволяет избежать набухания глин и негативного изменения фазовой проницаемости по нефти.

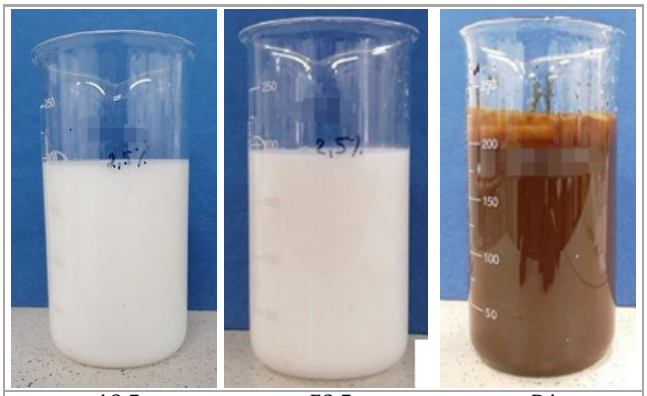
Однако практическое применение обратных эмульсий не всегда обеспечивает ожидаемый результат. В ряде случаев после проведения глушения и последующего освоения скважины наблюдается значительное снижение ее продуктивности, что свидетельствует о наличии скрытых механизмов повреждения пласта и указывает на потенциальную возможность использования подобных эмульсий для изоляционных работ [33–36]. Предполагается, что сложная структура эмульсии, состоящая из мелкодисперсных водных капель, окруженных пленкой эмульгатора и распределенных в углеводородной среде, затрудняет ее удаление из пористой среды в процессе стандартного освоения скважины. Механизмы «динамического запирания» и формирования «водных блоков» в сужающихся каналах породы могут способствовать глубокому проникновению и устойчивой фиксации эмульсии в пласте [37–39].

Целью настоящего исследования являлось комплексное изучение процесса восстановления проницаемости карбонатных пород после их загрязнения обратными эмульсиями, применяемыми для глушения скважин.

Таблица 1

Характеристики образцов керна

Номер образца	Пористость, %	Проницаемость по газу, мкм^2·10^{-3}	Остаточная водонасыщенность, %
1	22,4	252	9,75
2	27,3	251	16,95
3	21,9	249	13,33
4	24,6	1063	5,43
5	25,3	559	6,76



А2,5-м Б2,5-м В4-м

Рис. 1. Внешний вид приготовленных эмульсионных составов



Рис. 2. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1. и ПК обработки и анализа результатов измерений

Методология и методы исследования

Подготовка кернового материала. Исследования проводились на образцах карбонатного коллектора. Перед началом экспериментов керн проходил предварительную подготовку, руководствуясь требованиями стандартов ГОСТ 26450.1-85, ГОСТ 26450.2-85, включающую экстрагирование, сушку, определение геометрических размеров, коэффициентов пористости и проницаемости по газу, объема открытых пор по жидкости, моделирование остаточной водонасыщенности, насыщение образцов керосином и замещение его нефтью при термобарических условиях экспериментов (табл. 1).

Подготовка флюидов. При проведении фильтрационных испытаний в качестве пластовых флюидов использовались вода ППД (морская вода) вязкостью1,07 мПа·с и изовискозная модель нефти вязкостью 3,87 мПа·с.

В качестве инвертных эмульсий были выбраны для тестирования три состава: А2,5-м, Б2,5-м и В4-м (А, Б, В – лабораторное обозначение состава; 2,5 – концентрация эмульгатора; м – морская вода). Рабочие составы эмульсий (рис. 1) готовились согласно рецептуре и рекомендациям производителя на основе дизельного топлива, морской воды и эмульгатора.



Рис. 3. Изображение установки автоматического заводнения пласта AutoFloodSystem-300

При выполнении исследований в «свободном» объеме определялись реологические характеристики эмульсий на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 (рис. 2), дисперсность эмульсии оптическим методом при помощи микроскопа и их устойчивость к расслоению при пластовой температуре в сушильном шкафу.

Фильтрационные испытания. Основные испытания проводились на установке автоматического заводнения пласта AutoFloodSystem-300 (рис. 3), позволяющей моделировать пластовые термобарические условия.

Установка состоит из блока насосов и автоматики *5* и термошкафа *1* с установленными в нем кернодержателем *4*, поршневыми емкостями *3* для подачи пластового флюида, ультразвуковым сепаратором *2* для улавливания и учета вытесняемой из модели пласта нефти. Термошкаф позволяет моделировать температуру испытаний от комнатной до +150 °С. Кернодержатель гидравлически связан с емкостями и сепаратором (при необходимости) трубками высокого давления. В процессе испытаний система должна быть герметична.

Блок насосов и автоматики имеет приборы индикации *6* текущих давления и температуры на передней панели, вентили *7* для закрытия и открытия линий высокого давления, шприцевые насосы высокого давления *8* для подачи флюида и создания давления гидрообжима. Расход прокачиваемой жидкости задается при помощи насосов и дополнительно контролируется на выходе из модели весовым способом при помощи весов *9*. Ручной насос высокого давления *10* предназначен для создания противодавления совместно с блоком противодавления на выходе из модели (моделирование пластового или внутрипорового давления). Установка управляется полуавтоматически при помощи пневматических клапанов. Контроль, управление и регистрация параметров эксперимента осуществляются при помощи установленного на персональный компьютер программного обеспечения.

Процедура испытаний включала следующие этапы:

1. Размещение одиночного образца керна в кернодержателе установки и создание термобарических условий проведения эксперимента: пластовое давление 13,7 МПа, температура 60 ± 1 °С.

2. Насыщение керна модельной нефтью и определение проницаемости до воздействия: через образец прокачивалась нефть в направлении «пласт – скважина» до достижения стабильного перепада давления между торцами образца. На этом этапе определялась проницаемость керна по нефти (k_1) по формуле:

$$k = \frac{100 \cdot q \cdot \mu \cdot L}{6 \cdot F \cdot \Delta P}, [\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}], \quad (1)$$

где q – объемный расход флюида через образец при условиях опыта, мл/мин; μ – вязкость флюида при температуре опыта, мПа·с; L – длина образца, см; F – площадь поперечного сечения образца, см^2; ΔP – перепад давления между входным и выходным торцами образца, атм.

3. Закачка эмульсии: обратная эмульсия закачивалась в образец керна в направлении «скважина – пласт» при постоянном расходе (1 мл/мин) в заданном объеме (около 1 объема пустотного пространства образца). Зафиксированный максимальный перепад давления (ΔP_{max}) служил индикатором сопротивления фильтрации эмульсии и степени закупорки пор. Затем состав выдерживался в поровом пространстве в течение определенного времени.

4. Определение остаточной проницаемости: после завершения закачки эмульсии возобновлялась прокачка нефти в направлении «пласт – скважина» и определение проницаемости керна по нефти после воздействия эмульсии (k_2).

5. Расчет коэффициента восстановления проницаемости: коэффициент восстановления проницаемости ($K_{восст}$) рассчитывался по формуле:

$$K_{восст} = (k_2 / k_1) \cdot 100\ \%.$$

Этот параметр является ключевым показателем эффективности восстановления проницаемости (очистки пустотного пространства) после загрязнения коллектора эмульсией.

Результаты и обсуждение

Определение реологических характеристик эмульсий. На первом этапе испытаний в свободном объеме после приготовления эмульсий определялась их вязкость в зависимости от скорости сдвига. Все составы имели схожую нелинейную зависимость (рис. 4), указывающую на неньютоновские свойства жидкостей, причем состав В4-м обладал более высокими значениями вязкости, а динамика А2,5-м практически совпадала с Б2,5-м. При скорости сдвига 100 с$^{-1}$ эффективная вязкость эмульсий составила 287–289 мПа·с (А2,5-м и Б2,5-м) и 690 мПа·с (В4-м).

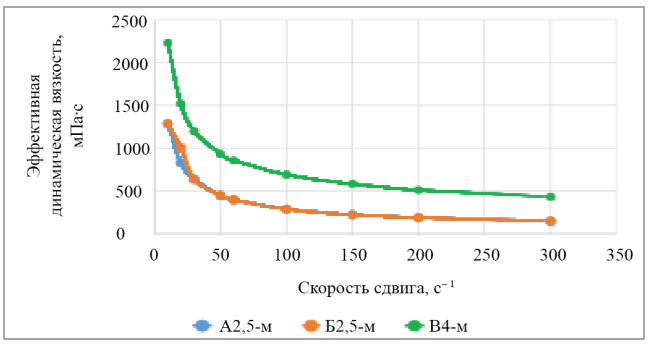


Рис. 4. Зависимость динамической вязкости эмульсий от скорости сдвига

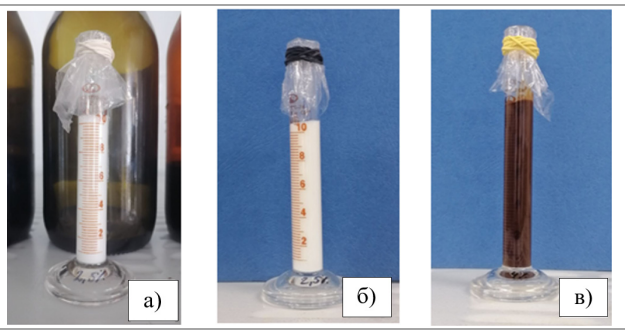


Рис. 5. Образцы эмульсий при исследовании термостабильности

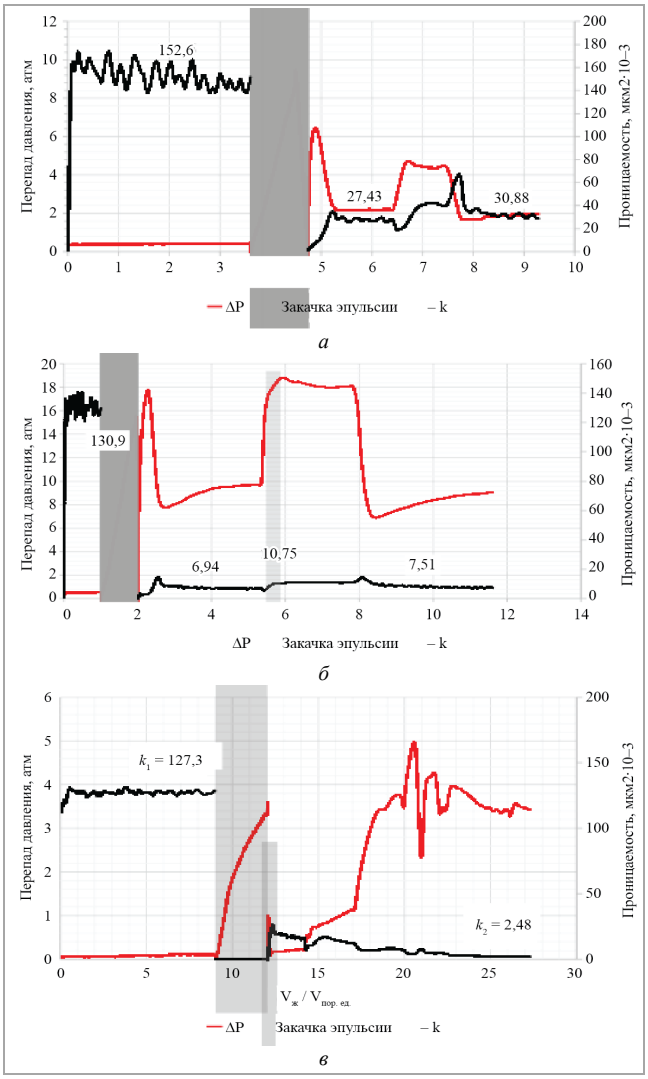


Рис. 6. Динамика перепада давления и коэффициента проницаемости породы в опыте: *а* – № 1 и состав А2,5-м; *б* – № 2 и состав Б2,5-м; *в* – № 3 и состав В4-м

Таблица 2

Результаты фильтрационных испытаний эмульсионных составов

Номер образца	Образец эмульсии	Максимальный перепад давления закачки, атм	Проницаемость до закачки эмульсии k_1, 10^{-3} мкм^2	Проницаемость после закачки эмульсии k_2, 10^{-3} мкм^2	$K_{восст} = k_2/k_1$, %
1	А2,5-м	8,9	152,6	30,88	20,24
2	Б2,5-м	15,2	130,9	7,51	5,73
3	В4-м	3,62	127,3	2,48	1,95

Исследование температурной стабильности. Приготовленные образцы эмульсий объемом 10 мл заливались в вертикальные мерные стаканы (рис. 5), накрывались и выдерживались в сушильном шкафу при температуре 60 ± 1 °С. Через определенные интервалы времени образцы извлекались из печи, осматривались и фотографировались. Начало расслоения эмульсий определялось по появлению свободной углеводородной фазы в верхней части. По результатам испытаний все представленные образцы продемонстрировали устойчивость к разрушению при температуре пласта в течение заданного времени и были допущены к фильтрационным испытаниям.

Сравнительные испытания эмульсий. По представленной выше методике выполнены тестовые закачки эмульсий в керновые образцы нефтенасыщенных пород. На рис. 6 показана динамика перепада давления и коэффициента проницаемости в процессе закачки, а результаты испытаний приведены в табл. 2.

По результатам испытаний отмечены следующие особенности. Составы А2,5-м и Б2,5-м при схожей реологии имели разную динамику закачки в породу. Максимальные давления закачки отличаются практически в два раза: второй состав закачивается при большем давлении и сильнее снижает конечную проницаемость. Состав В4-м имел наибольшую вязкость, но при этом закачивался при меньшем перепаде давления, однако показал наихудшее восстановление проницаемости – лишь 1,95 % от первоначального значения. Из этого можно заключить, что реологические свойства дисперсных (эмульсионных) систем не являются единственным, а, вероятно, и основным фактором, определяющим степень воздействия на проницаемость пород пласта. Результаты также указывают, что использование готовых составов без предварительных лабораторных испытаний на конкретном объекте разработки может привести к катастрофическим последствиям для продуктивности скважины.

Исследование влияния повышенной депрессии на эффективность очистки коллектора, загрязненного обратными эмульсиями. С целью оценки влияния повышенной депрессии на очистку порового пространства от эмульсии проводилось фильтрационное испытание на дополнительном образце керна (рис. 7). Повышенные значения депрессии создавались путем увеличения скорости промывки образца керна нефтью. Максимальные значения «депрессии» превышали давление закачки эмульсии, при этом существенного восстановления проницаемости достичь не удалось: конечное ее значение не превысило 16 % от начальной.

Влияние растворителей на эффективность очистки порового пространства от эмульсий. В лабораторном испытании была проверена гипотеза о положительном влиянии взаимного растворителя на очистку порового пространства коллекторов, загрязненных обратными эмульсиями. Исследование проводилось на образце керна из предыдущего

параграфа и являлось их продолжением (рис. 8). Здесь важно отметить, что в перерыве между испытаниями образец выдерживался при термобарических пластовых условиях в течение 18 суток. После выдержки и перед закачкой растворителя через керн профильтровывалась нефть, определялась проницаемость. Видно, что ее значение несколько увеличилось (со 129 до $161 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), вероятно, вследствие длительной выдержки. В качестве растворителя использовался изопропиловый спирт. В образец со стороны «скважины» закачивался 1 поровый объем растворителя, который выдерживался в течение 30 мин, затем возобновлялась фильтрация нефти в направлении «пласт-скважина». После закачки спирта проницаемость восстановилась до $469{,}7 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 (57 % от начального значения).

Для подтверждения эффективности растворителя эксперимент был повторен, однако положительного влияния растворителя на восстановление проницаемости отмечено не было (рис. 9).

Вероятно, это обусловлено отсутствием предварительной продолжительной выдержки загрязненного эмульсией керна, как это было в предыдущем эксперименте. Очевидно, в процессе выдержки часть эмульсии в поровом пространстве разрушилась: малые капли воды объединились в капли крупнее с образованием сплошной водной фазы, часть которой удалось вытеснить потоком нефти перед закачкой растворителя (см. рис. 9). Последующая закачка растворителя способствовала более глубокой очистке порового пространства от свободной воды – продукта разрушения эмульсии. Таким образом, длительная выдержка и последующая промывка растворителем (спирт) загрязненной эмульсией породы может способствовать существенному восстановлению проницаемости коллектора.

Влияние концентрации эмульгатора на дисперсность эмульсии и восстановление проницаемости. Вывод о том, что вытеснение сплошной водной фазы происходит легче, чем вытеснение эмульсии, вполне логичен, ведь вода обладает кратно меньшей вязкостью, а следовательно, большей подвижностью в породе. Высокая дисперсность эмульсии обеспечивает ее стабильность, что хорошо при закачке ее в скважину, но плохо сказывается на ее очистке. Если скорректировать величину дисперсности эмульсии, то возможно снизить ее негативное влияние на породу пласта. С этой целью выполнены исследования влияния дисперсности эмульсии на эффективность восстановления проницаемости.

Дисперсность обратной эмульсии определяется размером частиц (глобул) воды в объеме углеводородной фазы и напрямую зависит от дозировки эмульгатора, который расходуется на образование пленки вокруг каждой глобулы. Чем больше эмульгатора, тем большую площадь поверхности толщиной в одну молекулу он может создать – тем большее количество мелких глобул может этой поверхностью быть покрыто, и тем выше дисперсность.

Оптическим методом при помощи микроскопа определялся показатель дисперсности протестированных эмульсий (рис. 10).

Видно, что состав В4-м имел наибольшую дисперсность и наибольшую вязкость. Составы А2,5-м и Б2,5-м при близких значениях вязкости имеют разную дисперсность (рис. 11), которая обратно коррелирует с коэффициентом восстановления проницаемости.

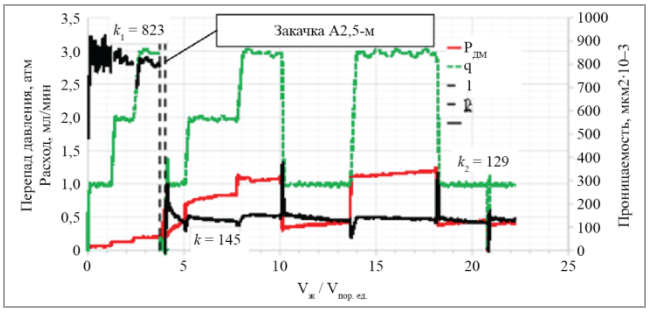


Рис. 7. Исследование влияния повышенной депрессии на отмыв эмульсии из порового пространства образца № 4

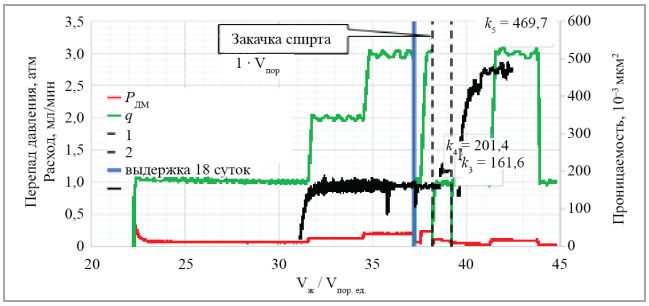


Рис. 8. Исследование влияния закачки взаимного растворителя на проницаемость керна № 4 после воздействия эмульсии с предварительной продолжительной выдержкой

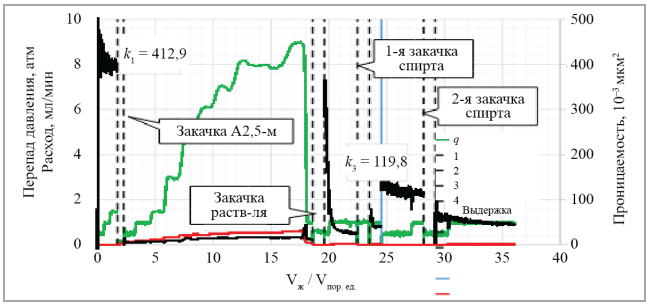


Рис. 9. Исследование влияния закачки взаимного растворителя на проницаемость керна № 5 после воздействия эмульсии без предварительной продолжительной выдержкой

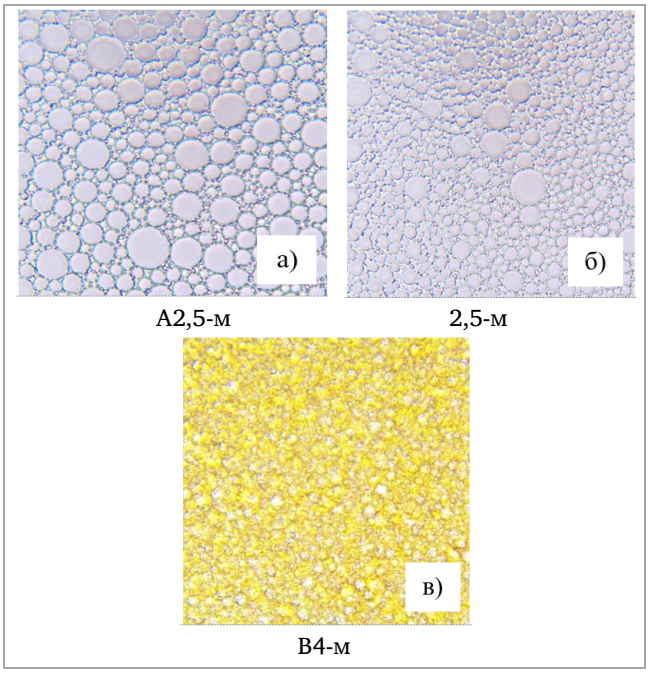


Рис. 10. Микрофотографии образцов эмульсий

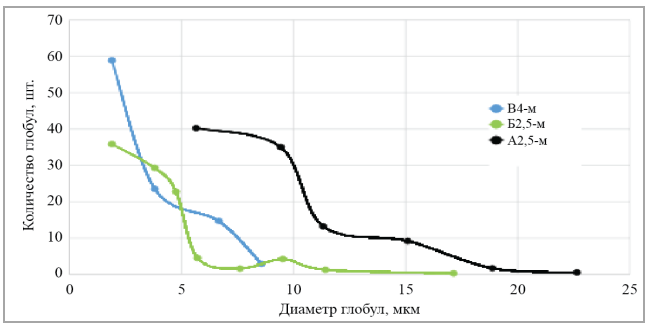


Рис. 11. Распределение глобул воды
в образцах эмульсий по размерам

Таблица 3

Составы обратных эмульсий
с разной концентрацией эмульгатора

Название эмульсии	Состав эмульсии, мл (для 100 мл)		
	УВ-фаза	Водная фаза	Эмульгатор «А»
А0,1-м	9	90,9	0,1
А0,25-м	9	90,75	0,25
А0,5-м	9	90,5	0,5
А1-м	9	90	1
А2,5-м	9	88,5	2,5
А5-м	9	86	5

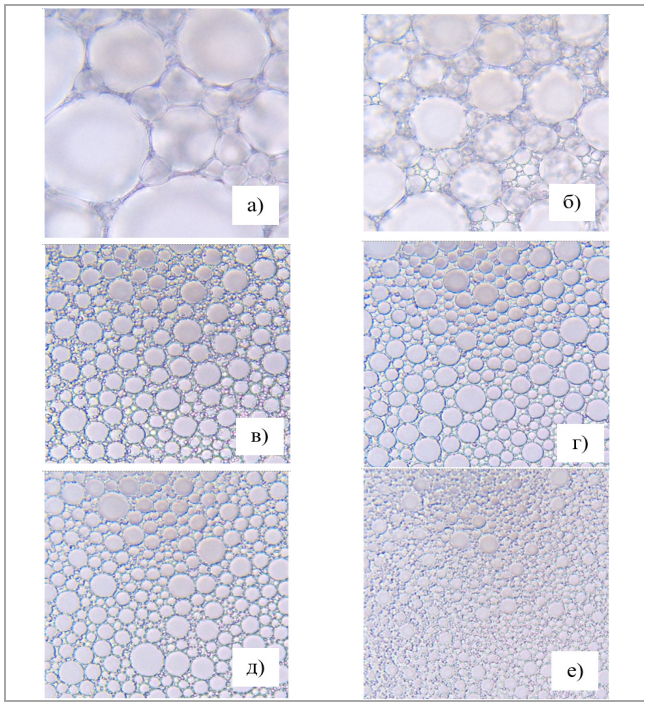


Рис. 12. Микрофотографии эмульсий с заданными
концентрациями эмульгатора «А»:
а – 0,10 %; *б* – 0,25 %; *в* – 0,50 %; *г* – 1 %; *д* – 2,5 %; *е* – 5 %

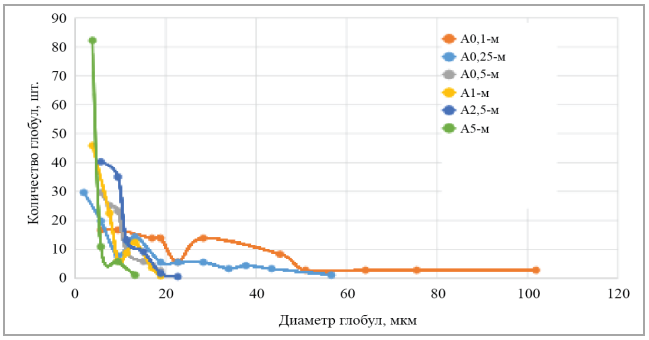


Рис. 13. Распределение размера глобул в эмульсиях
с разной концентрацией эмульгатора «А»

Таблица 4

Результаты испытаний влияния концентрации
эмульгатора в обратной эмульсии
на коэффициент восстановления проницаемости

Номер образца	Концентрация эмульгатора, %	Максимальный перепад давления закачки, атм	Проницаемость до закачки эмульсии k_1, 10^{-3} мкм^2	Проницаемость после закачки эмульсии k_2, 10^{-3} мкм^2	$K_{восст} = k_2/k_1$, %
1	0,50	3,25	136,53	40,73	29,83
2	0,25	1,68	152	49,60	32,63

Далее, из компонентов состава А2,5-м, готовились образцы эмульсий с различной концентрацией эмульгатора (табл. 3). Определялись реологические характеристики и термостабильность эмульсий.

Образцы эмульсий исследовались под микроскопом (рис. 12). Различия в структуре эмульсии отчетливо выражены: дисперсность увеличивается с ростом доли эмульгатора, но не линейно. Так, на рис. 12, *а, б,* кроме крупных глобул, в составе отмечено большое количество довольно мелких частиц. Это можно заметить и на остальных фотографиях. Сказанное подтверждается характером распределения частиц (рис. 13): так, в образце А2,5-м средний размер частиц больше, чем в составе А1-м (график находится правее).

После определения реологических характеристик и проверки термостабильности эмульсий были проведены фильтрационные испытания с образцами А0,5-м и А0,25-м на вновь подготовленных кернах. Отмечено лучшее (до 32,63 %) восстановление проницаемости породы после загрязнения порового пространства эмульсиями (табл. 4). Вероятно, это связано с более интенсивным разрушением эмульсии в поровом пространстве и высвобождением в свободную фазу воды, которая вымывается обратным потоком нефти.

Эффективность ультразвукового воздействия. В работе [40] изложен механизм воздействия ультразвуковых (УЗ) акустических колебаний на проницаемость пород-коллекторов. В [41–44] показано, что, воздействуя на породу разными частотами, возможно, например, не только остановить процесс отложения парафинов, но и частично удалить сформировавшиеся отложения, оказать положительное воздействие на фазовую проницаемость коллектора по нефти в присутствии воды. Принимая во внимание [45], авторами была предпринята попытка применить данный способ воздействия для очистки порового пространства коллектора после воздействия эмульсии.

Фильтрационные испытания проводились на вновь подготовленном нефтенасыщенном образце № 1. На начальном этапе исследование проводилось по описанной выше методике. Затем при определении остаточной проницаемости активировали УЗ-воздействие. Для этого использовали установку для УЗ-воздействия на породу, разработанную Е.П. Рябоконем и соавторами [46].

Тестировалась эффективность УЗ-воздействия частотами 17, 20 и 28 кГц, рекомендованными в работах. Проницаемость по нефти реагировала увеличением на каждую из частот и после отключения УВ воздействия стабилизировалась на отметке около $50{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 (рис. 14), показала рост на 18 % относительно остаточной проницаемости после загрязнения, коэффициент восстановления проницаемости при этом составил 35,6 %.

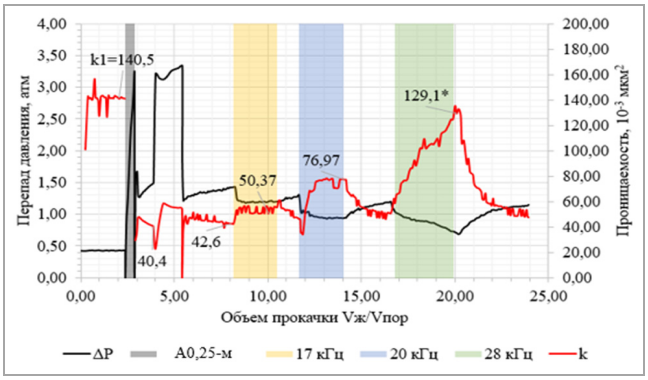


Рис. 14. Динамика основных показателей в опыте по воздействию УЗ на загрязненный эмульсией образец нефтенасыщенного карбонатного коллектора

Заключение

Проведенные лабораторные исследования позволили получить комплексное представление о поведении обратных эмульсий в карбонатных коллекторах и механизмах повреждения призабойной зоны пласта. Основные выводы заключаются в следующем:

Все исследованные составы обратных эмульсий (А2,5-м, Б2,5-м, В4-м) оказывают значительное негативное влияние на проницаемость породы, вызывая ее снижение до уровня 1,95–20,24 % от исходного значения. Это опровергает распространенное мнение об абсолютной безопасности таких жидкостей для пласта и указывает на необходимость их тщательной оценки перед применением.

Основной причиной низкого коэффициента восстановления проницаемости является высокая дисперсность эмульсии, зависящая от концентрации эмульгатора. Чрезмерно стабильные эмульсии с мелкими каплями воды легко проникают в поры, но затем эффективно закупоривают их, становясь практически неудаляемыми стандартными методами освоения.

Экспериментально подтверждено, что снижение концентрации эмульгатора в составе приводит к увеличению коэффициента восстановления проницаемости. Это позволяет рекомендовать оптимизацию рецептуры эмульсий, стремясь к минимально достаточной концентрации эмульгатора.

Установлено, что ультразвуковое воздействие способно положительно влиять на восстановление проницаемости загрязненной эмульсиями породы, но показанная эффективность ограничилась 35,6 %.

Предложены методы снижения негативного воздействия эмульсий: оптимизация состава за счет уменьшения концентрации эмульгатора, выдержка эмульсии в поровом пространстве с последующей промывкой взаимным растворителем и применение ультразвуковой обработки пласта при освоении скважины.

Библиографический список

1. Laboratory monitoring of surfactant imbibition with computerized tomography / H.L. Chen, L.R. Lucas, L.A.D. Nogaret [et al.] // Paper SPE 59006. – 2001. – P. 1–14. DOI: 10.2118/69197-PA
2. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю.Е. Катанов, А.К. Агафаров, И.И. Клещенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 19–29. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29
3. Комплексный анализ результатов капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей нефти и воды терригенных отложений / А.В. Шнайдер, Р.В. Коваленко, Ю.В. Тухватуллина, А.М. Ярославцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 12. – С. 121–127. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-121-127
4. Подбор оптимального состава жидкости глушения скважин для месторождения *N* и определение условий образования отложений при глушении / Т.С. Рогова, Ю.В. Лобова, А.С. Левченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 6. – С. 60–64. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-6-60-64
5. Исследования жидкостей глушения на совместимость с компонентами продуктивного пласта / А.И. Ермолаев, Л. Стулов, А.П. Лосев [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2025. – № 3 (147). – С. 24–31.
6. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации / А.Е. Фоломеев, С.А. Вахрушев, А.Р. Хатмуллин [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 2. – С. 26–37. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3328
7. Гусаревич, П.Е. Влияние технологических жидкостей на продуктивность яранских отложений (D3jar) Лыжско-Кыртаельского вала / П.Е. Гусаревич, С.В. Томасенко, Р.А. Хамидулин // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2024. – Т. 63, № 5. – С. 157–163. DOI: 10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-5-157-163
8. Черных, В.И. Экспериментальное моделирование воздействия технологических жидкостей на сложно построенные карбонатные коллекторы / В.И. Черных // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8 (656). – С. 30–34. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-30-34
9. Оценка характера влияния глушения скважин по результатам промыслово-гидродинамических исследований / Н.А. Смотриков, В.А. Иктисанов, А.В. Байгушев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 1. – С. 55–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2025-1-55-64
10. Глущенко, В.Н. Гидрофобизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта. Часть 2. От капиллярности к реальности / В.Н. Глущенко, М.С. Турбаков, Г.П. Хижняк // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 231–239. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.7
11. Экспериментальные исследования гидрофобизирующих свойств составов, используемых в технологиях гидроразрыва пласта / И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Т.Р. Хайфуллин, Р.Р. Закиров // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 8. – С. 21–26. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-8(644)-21-26
12. Исследование условий образования гидратов на образцах керна низкопроницаемых коллекторов с высокой остаточной водонасыщенностью при воздействии на породы растворами глушения, освоения и интенсификации / И.Р. Дубницкий, А.И. Ермолаев, С.И. Ефимов, А.А. Соколов // Газовая промышленность. – 2020. – № 1 (795). – С. 50–56.
13. Разработка и лабораторные испытания нефтепромыслового реагента комплексного действия, обладающего свойствами ингибитора солеотложений и гидратообразования / И.В. Валекжанин, Э.Р. Ишмияров, А.Ю. Пресняков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 1. – С. 70–83. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-1-70-83
14. Sousa, A.M. Oil-in-water and water-in-oil emulsions formation and demulsification / A.M. Sousa, M.J. Pereira, H.A. Matos // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 210. – P. 110041. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.110041
15. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying / E. Kozhevnikov, M. Turbakov, E. Riabokon [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2024. – No. 11. – P. 208–219. DOI: 10.46690/ager.2024.03.05
16. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh [et al.] // Géotechnique Letters. – 2022. – No. 12. – P. 217–224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
17. Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: comparison of well test and coreflooding data / M.S. Turbakov, E.V. Kozhevnikov, E.P. Riabokon [et al.] // Energies (Basel). – 2022. – No. 15. – P. 6137. DOI: 10.3390/en15176137
18. Композиционные составы на основе соли Оймаша / Г.Ш. Султанбаева, Р.А. Кайынбаева, Р.М. Чернякова [и др.] // Химический журнал Казахстана. – 2024. – № 3 (87). – С. 24–35. DOI: 10.51580/2024-3.2710-1185.30
19. Жидкость для глушения скважин на основе отходов соды / Ю.С. Кузнецов, В.П. Овчинников, В.Н. Сонин [и др.] // Бурение и нефть. – 2013. – № 1. – С. 34–35.
20. Рогов, Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями / Е.А. Рогов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
21. Ямов, Г.А. Применимость технологии глушения газовых и газоконденсатных скважин пенными составами на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» / Г.А. Ямов, Д.Р. Ибрагимова, В.В. Милованова // Территория Нефтегаз. – 2021. – № 9–10. – С. 58–66.
22. Технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений / В.Н. Гусаков, А.Ю. Королев, Р.А. Ягудин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 2. – С. 17–24. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-2-17-24
23. Методика выбора блокирующих составов для глушения газовых скважин в условиях пластов покурской свиты / В.Ю. Никулин, Т.Э. Нигматуллин, Р.Р. Мукминов [и др.] // Газовая промышленность. – 2025. – № 9 (886). – С. 80–89.
24. Высокоплотные растворы, загущенные вязкоупругими поверхностно-активными веществами производства АО «Полиэкс», для применения при глушении скважин в осложненных условиях / В.А. Третьяков, Ю.А. Третьякова, А.С. Кобяков [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 8 (273). – С. 65–68.
25. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения / В.Ю. Никулин, Р.Р. Мукминов, Т.Э. Нигматуллин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 3 (96). – С. 52–57. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57

26. Технология глушения газовых скважин на регулируемом давлении / М.В. Двойников, Я.Д. Минаев, В.В. Минибаев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335, № 1. – С. 7–18. DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315
27. Исследование и повышение качества технологии глушения нефтяных и газовых скважин за счет использования вязкоупругих составов / Э.В. Шакирова, Е.В. Аверкина, Н.А. Аверкин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 1. – С. 15–24. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-1-15-24
28. Комплексный подход к оценке эффективности блокирующих составов по результатам лабораторных исследований керна / А.В. Кочетов, А.В. Усольцев, Р.С. Некласа, Р.З. Бикмулин // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 4 (83). – С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-40-43
29. Гелеобразующие жидкости для эффективного глушения газовых скважин в условиях поглощений сеноманских залежей месторождений Западной Сибири / Е.В. Егорова, Ю.С. Минченко, С.Л. Симонянц, С.А. Каверзин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 10 (370). – С. 46–53. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-10(370)-46-53
30. Тюкавкина, О.В. Подбор и обоснование эффективности применения жидкости глушения скважин в условиях хамакинского горизонта (Восточная Сибирь) / О.В. Тюкавкина, Я.А. Круглов // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1 (41). – С. 259–274. DOI: 10.25689/NP.2025.1.259-274
31. Глущенко, В.Н. Направления совершенствования составов обратных эмульсий для глушения скважин / В.Н. Глущенко, Г.П. Хижняк // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 1. – С. 44–50. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.6
32. Климанова, Д.А. Обоснование применения эмульсионных составов для щадящего глушения скважины / Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 1 (230). – С. 72–74.
33. Методологический подход к исследованию химических реагентов, применяемых в потокоотклоняющих технологиях / Д.В. Нуриев, Я.В. Долгих, Г.Ю. Щербаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 10. – С. 86–92. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-10-86-92
34. Мирсаетов, О.М. Повышение эффективности водоизоляционных работ в открытом горизонтальном стволе нефтяных скважин с применением жидкого пакера / О.М. Мирсаетов, Р.М. Насибуллин, К.Б. Ахмадуллин // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 10–2 (52). – С. 147–151. DOI: 10.18454/IRJ.2016.52.025
35. Асадуллин, Р.Р. Обоснование методических подходов для повышения эффективности водоизоляционных работ с применением стабилизированных обратных эмульсий типа Пикеринга / Р.Р. Асадуллин, Л.Е. Ленченкова, Р.Н. Якубов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 6 (140). – С. 112–121. DOI: 10.17122/ntj-oil-2022-6-112-121
36. Караваев, А.Н. Анализ эффективности обработок призабойной зоны с применением отклоняющих систем на месторождениях Пермского края / А.Н. Караваев // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 5 (641). – С. 32–37. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-5(641)-32-37
37. Ленченкова, Л.Е. Лабораторные исследования обратных эмульсий типа Пикеринга для внутрипластовой водоизоляции неоднородных коллекторов / Л.Е. Ленченкова, Р.Р. Асадуллин, И.М. Хажи-Алиев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2022. – № 5. – С. 84–101. DOI: 10.17122/ogbus-2022-5-84-101
38. Ахметов, А.Т. Генерация эмульсий в поровом пространстве микромодели и их реологические свойства / А.Т. Ахметов, О.Б. Собанова, С.П. Саметов // Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. – 2011. – Т. 8. – С. 92–107. DOI: 10.21662/uim2011.1.008
39. Исследование эффекта динамического запирания эмульсий, содержащих твердые включения / А.А. Рахимов, А.Т. Ахметов, А.А. Валиев, Р.Р. Асадуллин // Многофазные системы. – 2018. – Т. 13, № 4. – С. 118–126. DOI: 10.21662/mfs2018.4.017
40. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins / E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Turbakov [et al.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – Vol. 238. – P. 212865. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212865
41. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow / E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Turbakov [et al.] // Géotechnique Letters. – 2023. – Vol. 13, no. 3. – P. 1–7. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
42. Study of the influence of nonlinear dynamic loads on elastic modulus of carbonate reservoir rocks / E. Riabokon, M. Turbakov, N. Popov [et al.] // Energies (Basel). – 2021. – No. 14. – P. 8559. DOI: 10.3390/en14248559
43. Restoration of rock permeability degraded by well killing fluid using ultrasonic vibrations: experimental studies / E.P. Riabokon, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh [et al.] // Georesursy. – 2024. – Vol. 26, no. 1. – P. 118–126. DOI: 10.18599/grs.2024.1.10
44. Experimental studies of the influence of dynamic loading on the elastic properties of sandstone / M. Guzev, E. Kozhevnikov, M. Turbakov [et al.] // Energies (Basel). – 2020. – No. 13. – P. 6195. DOI: 10.3390/en13236195
45. Обоснование технологии ультразвукового воздействия для разрушения стойких водонефтяных эмульсий / А.В. Лекомцев, В.А. Мордвинов, Р.В. Дворецкас [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 5. – С. 101–109. DOI: 10.18799/24131830/2021/5/3189
46. Пат. 2836112 Российская Федерация, МПК G01V 99/00, E21B 47/00. Стенд для исследования влияния переменного нагружения горных пород на фильтрацию жидкости / Рябоконь Е.П., Гладких Е.А., Турбаков М.С. [и др.]; заявитель и патентообладатель [Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»]. – № 2024129891; заявл. 04.10.2024; опубл. 11.03.2025.

References

1. Chen H.L., Lucas L.R., Nogaret L.A.D. et al. Laboratory monitoring of surfactant imbibition with computerized tomography. *Paper SPE 59006*, 2001, pp. 1-14. DOI: 10.2118/69197-PA
2. Katanov Iu.E., Agafarov A.K., Kleshchenko I.I. et al. Issledovanie vliianiia kapilliarnykh iavlenii pri fil'tratsii dvukhfaznykh nesmeshivaiushchikhsia zhidkostei v poristykh sredakh [Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration of immiscible fluids in porous media]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2020, no. 1, pp. 19-29. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29
3. Shnaider A.V., Kovalenko R.V., Tukhvatullina Iu.V., Iaroslavtsev A.M. Kompleksnyi analiz rezul'tatov kapilliarimetrii i otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostei nefti i vody terrigennykh otlozhenii [Comprehensive analysis of capillarimetry results and relative phase permeabilities of oil and water from terrigenous deposits]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2021, no. 12, pp. 121-127. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-121-127
4. Rogova T.S., Lobova Iu.V., Levchenko A.S. et al. Podbor optimal'nogo sostava zhidkosti glusheniia skvazhin dlia mestorozhdeniia N i opredelenie uslovii obrazovaniia otlozhenii pri glushenii [Selection of the optimal composition of the killing fluid for the conditions of the field N and determination of scaling conditions in process of well intervention]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2025, no. 6, pp. 60-64. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-6-60-64
5. Ermolaev A.I., Stulov L., Losev A.P. et al. Issledovaniia zhidkostei glusheniia na sovmestimost' s komponentami produktivnogo plasta [Studies of well killing fluids for compatibility with reservoir components]. *Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa*, 2025, no. 3 (147), pp. 24-31.
6. Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Khatmullin A.R. et al. Snizhenie negativnogo vozdeistviia tekhnologicheskikh zhidkostei na produktivnye ob"ekty Sorovskogo mestorozhdeniia putem ikh modifikatsii [Reducing the negative impact of workover fluids on Sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 2, pp. 26-37. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3328
7. Gusarevich P.E., Tomasenko S.V., Khamidulin R.A. Vliianie tekhnologicheskikh zhidkostei na produktivnost' iaranskikh otlozhenii (D3jar) Lyzhsko-Kyrtael'skogo vala [The influence of technological fluids on productivity jaran deposits (D3jar) of the Lyzhsko-Kyrtaelsky uplift]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiia*, 2024, vol. 63, no. 5, pp. 157-163. DOI: 10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-5-157-163
8. Chernykh V.I. Eksperimental'noe modelirovanie vozdeistviia tekhnologicheskikh zhidkostei na slozhno postroennye karbonatnye kollektory [Experimental simulation of process liquids impact on complexly composed carbonate reservoirs]. *Nefteпromyslovoe delo*, 2023, no. 8 (656), pp. 30-34. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-30-34
9. Smotrikov N.A., Iktisanov V.A., Baigushev A.V. et al. Otsenka kharaktera vliianiia glusheniia skvazhin po rezul'tatam promyslovo-gidrodinamicheskikh issledovanii [Prospects for the application of complex evaluation of the impact of well killing operations based on well test data]. *Nefteпromyslovoe delo*, 2025, vol. 23, no. 1, pp. 55-64. DOI: 10.17122/ngdelo-2025-1-55-64
10. Glushchenko V.N., Turbakov M.S., Khizhniak G.P. Gidrofobizatsiia kollektorskoi poverkhnosti v protsessakh vozdeistviia na prizaboinuiu zonu plasta. Chast' 2. Ot kapilliarnosti k real'nosti [Hydrophobization of the Reservoir Surface in the Processes of Impact on the Bottomhole Formation Zone. Part 2. From Capillarity to Reality]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 4, pp. 231-239. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.7
11. Gus'kova I.A., Khaiarova D.R., Khaifullin T.R., Zakirov R.R. Eksperimental'nye issledovaniia gidrofobiziruiushchikh svoistv sostavov, ispol'zuemykh v tekhnologiiakh gidrorazryva plasta [Experimental studies of the hydrophobizing properties of the compositions used in the technologies of a formation hydraulic fracturing]. *Nefteпromyslovoe delo*, 2022, no. 8, pp. 21-26. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-8(644)-21-26
12. Dubnitskii I.R., Ermolaev A.I., Efimov S.I., Sokolov A.A. Issledovanie uslovii obrazovaniia gidratov na obraztsakh kerna nizkopronitsaemykh kollektorov s vysokoi ostatochnoi vodonasyshchennost'iu pri vozdeistvii na porody rastvorami glusheniia, osvoeniia i intensifikatsii [Study of the conditions of hydrate formation on core samples of low-permeability reservoirs with high residual water saturation when exposed to rock killing, development and intensification solutions]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2020, no. 1 (795), pp. 50-56.
13. Valekzhanin I.V., Ishmiiarov E.R., Presniakov A.Iu. et al. Razrabotka i laboratornye ispytaniia nefteпromyslovogo reagenta kompleksnogo deistviia, obladaiushchego svoistvami ingibitora soleotlozhenii i gidratoobrazovaniia [Development and laboratory testing of a complex-acting oilfield reagent with the properties of a scale and hydrate formation inhibitor]. *Neftegazovoe delo*, 2020, vol. 18, no. 1, pp. 70-83. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-1-70-83
14. Sousa A.M., Pereira M.J., Matos H.A. Oil-in-water and water-in-oil emulsions formation and demulsification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 210, 110041 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.110041
15. Kozhevnikov E., Turbakov M., Riabokon E. et al. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, no. 11, pp. 208-219. DOI: 10.46690/ager.2024.03.05
16. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A. et al. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media. *Géotechnique Letters*, 2022, no. 12, pp. 217-224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
17. Turbakov M.S., Kozhevnikov E.V., Riabokon E.P. et al. Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: comparison of well test and coreflooding data. *Energies (Basel)*, 2022, no. 15, 6137 p. DOI: 10.3390/en15176137

18. Sultanbaeva G.Sh., Kaiynbaeva R.A., Cherniakova R.M. et al. Kompozitsionnye sostavy na osnove soli Oimasha [Composites based on Oymash salt]. *Khimicheskii zhurnal Kazakhstana*, 2024, no. 3 (87), pp. 24-35. DOI: 10.51580/2024-3.2710-1185.30
19. Kuznetsov Iu.S., Ovchinnikov V.P., Sonin V.N. et al. Zhidkost' dlia glusheniia skvazhin na osnove otkhodov sody [Liquid for well muffling on basis of soda wastes]. *Burenie i neft'*, 2013, no. 1, pp. 34-35.
20. Rogov E.A. Issledovanie pronitsaemosti prizaboinoi zony skvazhin pri vozdeistvii tekhnologicheskimi zhidkostiami [Study of the well near-bottomhole zone permeability during treatment by process fluids]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 242, pp. 169-173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
21. Iamov G.A., Ibragimova D.R., Milovanova V.V. Primenimost' tekhnologii glusheniia gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin pennymi sostavami na mestorozhdeniiakh PAO "NK "Rosneft'" [Applicability of Technology for Killing Gas and Gas-Condensate Wells with Foam Compositions in Rosneft Fields]. *Territoriia Neftegaz*, 2021, no. 9-10, pp. 58-66.
22. Gusakov V.N., Korolev A.Iu., Iagudin R.A. et al. Tekhnologii glusheniia skvazhin v usloviiakh mnozhestvennykh oslozhnenii [Well silencing technologies in conditions of multiple complications]. *Neftegazovoe delo*, 2023, vol. 21, no. 2, pp. 17-24. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-2-17-24
23. Nikulin V.Iu., Nigmatullin T.E., Mukminov R.R. et al. Metodika vybora blokiruiushchikh sostavov dlia glusheniia gazovykh skvazhin v usloviiakh plastov pokurskoi svity [Methodology for selection of blocking compounds for gas and condensate well killing in Pokur suite formations]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2025, no. 9 (886), pp. 80-89.
24. Tret'iakov V.A., Tret'iakova Iu.A., Kobiakov A.S. et al. Vysokoplotnye rastvory, zagushchennye viazkouprugimi poverkhnostno-aktivnymi veshchestvami proizvodstva AO "Polieks", dlia primeneniia pri glushenii skvazhin v oslozhnennykh usloviiakh [High-density solutions thickened with viscoelastic surfactants produced by POLYEX jsc for use in well-killing in complicated conditions]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2023, no. 8 (273), pp. 65-68.
25. Nikulin V.Iu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E. et al. Snizhenie negativnogo vliianiia rastvorov glusheniia vysokoi plotnosti na produktivnost' gazovykh skvazhin, ekspluatiruiushchikh achimovskie kollektory. Chast' 1. Podbor i modifikatsiia tiazhelykh zhidkostei glusheniia [Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating Achimov reservoirs. Part 2. Rationale for the use of blocking compositions]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2023, no. 3 (96), pp. 52-57. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57
26. Dvoinikov M.V., Minaev Ia.D., Minibaev V.V. et al. Tekhnologiia glusheniia gazovykh skvazhin na reguliruemom davlenii [Technology for killing gas wells at managed pressure]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2024, vol. 335, no. 1, pp. 7-18. DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315
27. Shakirova E.V., Averkina E.V., Averkin N.A. et al. Issledovanie i povyshenie kachestva tekhnologii glusheniia neftianykh i gazovykh skvazhin za schet ispol'zovaniia viazkouprugikh sostavov [Research and improvement of the quality of oil and gas well killing technology through the use of viscoelastic compositions]. *Neftegazovoe delo*, 2024, vol. 22, no. 1, pp. 15-24. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-1-15-24
28. Kochetov A.V., Usol'tsev A.V., Neklesa R.S., Bikmulin R.Z. Kompleksnyi podkhod k otsenke effektivnosti blokiruiushchikh sostavov po rezul'tatam laboratornykh issledovanii kerna [A comprehensive approach to the efficiency evaluation of a block agent using laboratory core analysis]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2021, no. 4 (83), pp. 40-43. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-40-43
29. Egorova E.V., Minchenko Iu.S., Simoniants S.L., Kaverzin S.A. Geleobrazuiushchie zhidkosti dlia effektivnogo glusheniia gazovykh skvazhin v usloviiakh pogloshchenii senomanskikh zalezhei mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Gel-forming liquids for effective killing of gas wells in conditions of loss of Cenomanian deposits in the Western Siberia fields]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2023, no. 10 (370), pp. 46-53. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-10(370)-46-53
30. Tiukavkina O.V., Kruglov Ia.A. Podbor i obosnovanie effektivnosti primeneniia zhidkosti glusheniia skvazhin v usloviiakh khamakinskogo gorizonta (Vostochnaia Sibir') [Selection and justification of the effectiveness of fluids for silencing wells in the conditions of the Khamakinsky horizon (Eastern Siberia)]. *Neftianaia provintsiia*, 2025, no. 1 (41), pp. 259-274. DOI: 10.25689/NP.2025.1.259-274
31. Glushchenko V.N., Khizhniak G.P. Napravleniia sovershenstvovaniia sostavov obratnykh emul'sii dlia glusheniia skvazhin [Directions for Improving the Compositions of Reverse Emulsions for Well Plugging]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 1, pp. 44-50. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.6
32. Klimanova D.A., Mozgovoi G.S., Nikitin V.I. Obosnovanie primeneniia emul'sionnykh sostavov dlia shchadiashchego glusheniia skvazhiny [The rationale for the use of emulsion compositions for gentle killing wells]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 1 (230), pp. 72-74.
33. Nuriev D.V., Dolgikh Ia.V., Shcherbakov G.Iu. et al. Metodologicheskii podkhod k issledovaniiu khimicheskikh reagentov, primeniaemykh v potokootkloniaiushchikh tekhnologiiakh [A systematic methodology for evaluating and comparing chemical water shut-off agents for conformance control in heterogeneous reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2025, no. 10, pp. 86-92. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-10-86-92
34. Mirsaetov O.M., Nasibullin R.M., Akhmadullin K.B. Povyshenie effektivnosti vodoizoliatsionnykh rabot v otkrytom gorizontal'nom stvole neftianykh skvazhin s primeneniem zhidkogo pakera [Improving the efficiency of water-shutoff works in the open horizontal bore of oil wells using liquid packer]. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal*, 2016, no. 10-2 (52), pp. 147-151. DOI: 10.18454/IRJ.2016.52.025
35. Asadullin R.R., Lenchenkova L.E., Iakubov R.N. Obosnovanie metodicheskikh podkhodov dlia povysheniia effektivnosti vodoizoliatsionnykh rabot s primeneniem stabilizirovannykh obratnykh emul'sii tipa Pikeringa [Substantiation of Methodological Approaches to Improve the Efficiency of Water-Shutoff Work Using Stabilized Inverse Emulsions of the Pickering Type]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2022, no. 6 (140), pp. 112-121. DOI: 10.17122/ntj-oil-2022-6-112-121
36. Karavaev A.N. Analiz effektivnosti obrabotok prizaboinoi zony s primeneniem otkloniaiushchikh sistem na mestorozhdeniiakh Permskogo kraia [Analysis of the efficiency of the bottomhole zone treatment using deviating systems at the fields of the Perm territory]. *Neftepromyslovoe delo*, 2022, no. 5 (641), pp. 32-37. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-5(641)-32-37
37. Lenchenkova L.E., Asadullin R.R., Khazhi-Aliev I.M. Laboratornye issledovaniia obratnykh emul'sii tipa Pikeringa dlia vnutriplastovoi vodoizoliatsii neodnorodnykh kollektorov [Laboratory Researches of Inverted Pickering Type Emulsions for Internal Water Proofing of Inhomogeneous Reservoirs]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal Neftegazovoe delo*, 2022, no. 5, pp. 84-101. DOI: 10.17122/ogbus-2022-5-84-101
38. Akhmetov A.T., Sobanova O.B., Sametov S.P. Generatsiia emul'sii v porovom prostranstve mikromodeli i ikh reologicheskie svoistva [Emulsions generation in void space of the micromodel, their rheological properties]. *Trudy Instituta mekhaniki Ufimskogo nauchnogo tsentra RAN*, 2011, vol. 8, pp. 92-107. DOI: 10.21662/uim2011.1.008
39. Rakhimov A.A., Akhmetov A.T., Valiev A.A., Asadullin R.R. Issledovanie effekta dinamicheskogo zapiraniia emul'sii, soderzhashchikh tverdye vkliucheniia [Study of the effect of dynamic blocking of emulsions containing solid inclusion]. *Mnogofaznye sistemy*, 2018, vol. 13, no. 4, pp. 118-126. DOI: 10.21662/mfs2018.4.017
40. Riabokon E., Gladkikh E., Turbakov M. et al. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, vol. 238, 212865 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212865
41. Riabokon E., Gladkikh E., Turbakov M. et al. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow. *Géotechnique Letters*, 2023, vol. 13, no. 3, pp. 1-7. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
42. Riabokon E., Turbakov M., Popov N. et al. Study of the influence of nonlinear dynamic loads on elastic modulus of carbonate reservoir rocks. *Energies (Basel)*, 2021, no. 14, 8559 p. DOI: 10.3390/en14248559
43. Riabokon E.P., Turbakov M.S., Gladkikh E.A. et al. Restoration of rock permeability degraded by well killing fluid using ultrasonic vibrations: experimental studies. *Georesursy*, 2024, vol. 26, no. 1, pp. 118-126. DOI: 10.18599/grs.2024.1.10
44. Guzev M., Kozhevnikov E., Turbakov M. et al. Experimental studies of the influence of dynamic loading on the elastic properties of sandstone. *Energies (Basel)*, 2020, no. 13, 6195 p. DOI: 10.3390/en13236195
45. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Dvoretskas R.V. et al. Obosnovanie tekhnologii ul'trazvukovogo vozdeistviia dlia razrusheniia stoikikh vodoneftianykh emul'sii [Justification of ultrasonic impact technology for destruction of stable water-oil emulsions]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 101-109. DOI: 10.18799/24131830/2021/5/3189
46. Riabokon' E.P., Gladkikh E.A., Turbakov M.S. et al. Stend dlia issledovaniia vliianiia peremennogo nagruzheniia gornykh porod na fil'tratsiiu zhidkosti [A test rig for studying the effect of variable rock loading on liquid filtration]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2836112 (2025).

Финансирование. Данное исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0008).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.