

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.142-155>

EDN EQMQCX

УДК 622.276.66.001

Исследование воздействия модификатора относительной проницаемости на процесс капиллярной пропитки и определение его негативного влияния на физико-химические свойства жидкости для гидравлического разрыва пласта

¹Будкевич Р.Л., ¹Аленькин И.А., ¹Белова Т.Т., ¹Закиров Р.Р., ²Кабилова А.Х.

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Studying impact of a relative permeability modifier on capillary imbibition process and evaluation of its adverse effect on physical and chemical properties of fracking fluid

¹R.L. Budkevich, ¹I.A. Alenkin, ¹T.T. Belova, ¹R.R. Zakirov, ²A.Kh. Kabirova

¹Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

Email: budkevichrl@yandex.ru

Аннотация. Одним из способов интенсификации добычи нефти и одновременного контроля обводненности продукции при проведении гидроразрыва пласта (ГРП) является применение модификаторов относительной проницаемости (МОП). Так как данный модификатор устойчив к высоким скоростям сдвига, он может закачиваться под большим давлением и с высокой скоростью подачи. Характерной особенностью МОП является то, что он совместим практически с любыми жидкостями ГРП на водной основе, которые применяются при ГРП на терригенных коллекторах. Применение МОП позволяет повысить эффективность ГРП за счет эффективного снижения проницаемости по воде и сохранения проницаемости по нефти и газу. В статье показаны результаты экспериментальных исследований по изучению влияния модификатора относительной

проницаемости (МОП) на реологические характеристики, пескоудерживающую способность жидкости ГРП. Показана зависимость времени фильтрации жидкости ГРП через пропантную пачку от концентрации МОП. В результате исследований выявлена наиболее эффективная концентрация МОП для пород с глинистостью 1,5 – 5,5%.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, модификатор проницаемости, совместимость, гидрофильность, гидрофобность, реология, фильтрация, пропантная пачка, глинистость

Для цитирования: Будкевич Р.Л., Аленькин И.А., Белова Т.Т., Закиров Р.Р., Кабирова А.Х. Исследование воздействия модификатора относительной проницаемости на процесс капиллярной пропитки и определение его негативного влияния на физико-химические свойства жидкости для гидравлического разрыва пласта // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 142-155. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.142-155>. - EDN EQMQCX

Abstract. One of the ways to intensify oil production and simultaneously control the water content of products during hydraulic fracturing (fracking) is the use of relative permeability modifiers. Since this modifier is resistant to high shear rates, it can be pumped under high pressure and at a high feed rate. A characteristic feature of the relative permeability modifiers is that it is compatible with almost any water-based hydraulic fracturing fluids that are used in hydraulic fracturing on terrigenous reservoirs. The use of relative permeability modifiers makes it possible to increase the efficiency of hydraulic fracturing by effectively reducing water permeability and maintaining oil and gas permeability. The article shows the results of experimental studies to study the effect of the relative permeability modifiers on rheological characteristics, sand-holding capacity of hydraulic fracturing fluid. The dependence of the filtration time of the hydraulic fracturing fluid through the proppant pack on the concentration of the relative permeability modifiers is shown. As a result of the research, the most effective concentration of permeability modifier for rocks with a clay content of 1.5 – 5.5%.

Key words: hydraulic fracturing, permeability modifier, compatibility, hydrophilicity, hydrophobicity, rheology, filtration, proppant pack, clayiness

For citation: R.L. Budkevich, I.A. Alenkin, T.T. Belova, R.R. Zakirov, A.Kh. Kabirova Issledovaniye vozdeystviya modifikatora odnositel'noy pronitsayemosti na protsess kapillyarnoy pro-pitki i opredeleniye yego negativnogo vliyaniya na fiziko-khimicheskiye svoystva zhidkosti dlya gidravli-cheskogo razryva plasta [Studying impact of a relative permeability modifier on capillary imbibition process and evaluation of its adverse effect on physical and chemical properties of fracking fluid]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 142-155. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.142-155>. EDN EQMQCX (in Russian)

Введение

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих низкопроницаемые пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). [1]

В настоящее время большая часть скважин для ГРП – это заведомо рискованные кандидаты в плане увеличения обводнения продукции после обработки. В связи с этим остается актуальным вопрос снижения риска обводнения продукции и одновременного увеличения добычи нефти. [2]

В ходе строительства и освоения скважин, а также при ремонтах и в процессе эксплуатации скважин в призабойную зону попадает вода (из фильтрата бурового раствора, из жидкости вторичного вскрытия пласта, из жидкости глушения, из композиций химических реагентов на водной основе, пластовые воды и т.д.). [3]

Применение модификатора относительной проницаемости значительно и избирательно снижает проницаемость по воде, сохраняя при этом проницаемость по газу и нефти практически неизменной. [4]

Традиционно скважины с риском увеличения обводнения продукции после ГРП не рассматривались как кандидаты на данную обработку. Еще несколько лет назад такие скважины составляли главную часть малодобитного фонда (дебит менее 10 м³/сут). Для того чтобы ГРП на таких скважинах был эффективен, необходимо объединить гидроразрыв пласта и технологии по ограничению обводненности. Одним из способов увеличения добычи нефти и одновременного контроля обводнения продукции при производстве гидроразрыва пласта (ГРП) является применение модификатора относительной проницаемости (МОП). [5]

На сегодняшний день добавление МОП в жидкость ГРП является эффективным способом, позволяющим уменьшить обводненность продукции без вреда нефтенасыщенной зоне. Модификатор может закачиваться под большим давлением и высокой скорости подачи, так как устойчив к высоким

скоростям сдвига. МОП совместим с практически всеми водными жидкостями ГРП. МОП представляет собой анионоактивный низкомолекулярный полимер на основе акриламида. Один из мономеров использующийся в МОП - сульфонат, что делает полимер устойчивым к высокосоленым пластовым водам, особенно тем, которые содержат Ca^{+2} и Mg^{+2} [6].

Применение МОП при производстве ГРП доказало свою эффективность в снижении обводненности продукции после обработки на различных месторождениях, например на месторождениях Западной Сибири. В условиях месторождений, находящихся на последней стадии разработки с высоким процентом обводненности продукции использование МОП может снижать затраты на добычу нефти. [7]

Объект исследования: модификатор относительной проницаемости (МОП).

Предмет исследования: поведение модификатора относительной проницаемости (МОП) в составе жидкости ГРП, его влияние на реологические характеристики, пескоудерживающую способность жидкости ГРП, а также на время фильтрации через проппантную пачку.

Материалы

1. Модификатор относительной проницаемости - гидрофильный полимер на основе полиакриламида.
2. Основа жидкости ГРП – пресная вода с пункта подготовки технологических жидкостей
3. Химические реагенты для жидкости ГРП: гелеобразователь на гуаровой основе, деэмульгатор, стабилизатор глин, деструктор, активатор деструктора, сшиватель, биоцид.
4. Технологическая жидкость плотностью 1,06-1,12 кг/м³;
5. Пластовый флюид со скважины 11*** Кыновского горизонта;

6. Керновый материал со скважины 11*** Кыновского горизонта с содержанием глины от 1,5 до 5,5%.

Методики проведения исследований

1. Исследования на таймере капиллярной пропитке проводились в соответствии с методикой, представленной в инструкции к эксплуатации прибора (OFITE Capillary Suction Timer, Part No. 294-50, Instruction Manual Updated 4/14/2015, Ver. 1.)
2. Реологические исследования проводились в соответствии со следующими стандартами: - Стандарт ПАО «Татнефть» «Инструкция по обеспечению и контролю качества при проведении ГРП и КГРП» (631-2020) - API RP 39 «Recommended practices for standard procedures for evaluation of hydraulic fracturing fluids» - API RP 13M «Recommended practice for the measurement of viscous properties of completion fluids - first edition»

Экспериментальная часть

С целью изучения фильтрационных характеристик жидкости ГРП с добавлением МОП проведены исследования на таймере капиллярной пропитки Ofite 294-50. Для оценки влияния присутствия модификатора в составе жидкости разрыва применялись растворы геля ГРП после деструкции с содержанием глины от 1,5 до 5,5% с различной концентрацией МОП. Для тестирований были выбраны концентрации, рекомендуемые при применении для ГРП производителем реагента. На рис. 1 представлена зависимость времени фильтрации жидкости через хроматографическую бумагу от концентрации модификатора относительной проницаемости.

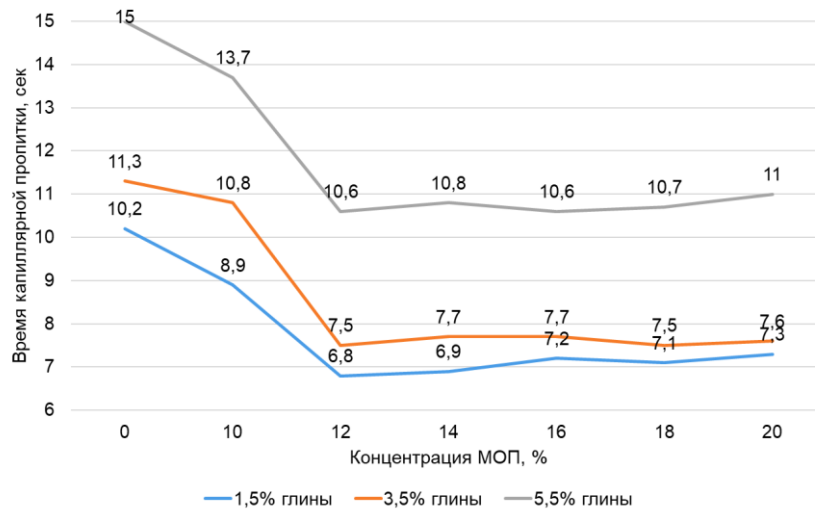


Рис. 1. Зависимость времени фильтрации жидкости разрыва от концентрации МОП

По результатам проведенных тестов установлено, что с увеличением концентрации МОП до 12% наблюдается стабильное уменьшение времени фильтрации жидкости разрыва с различным содержанием глины. При увеличении концентрации до 14% и более подобный эффект не наблюдается, в связи с чем для исследований в качестве оптимальной концентрации использовалась 12% концентрация МОП.

Одной из важнейших характеристик жидкости разрыва является ее чувствительность к изменению скорости сдвига. Время испытания этой характеристики должно быть ориентировочно равным времени прохождения жидкости от поверхности (блендера) до входа в пласт, расчет этого времени при моделировании ГРП выполняется для каждой группы пластов. В нашем случае используется пластовый флюид и керновый материал Кыновского горизонта, пробы которых взяты со скважины глубиной 1612 метров, ввиду этого тесты проводятся при скорости сдвига 511 c^{-1} в течение 3 минут (ориентировочное время спуска жидкости разрыва по НКТ), затем прибор моментально снижает скорость до 100 c^{-1} и при данной скорости тест продолжается в течение еще 3 минут, демонстрируя изменение динамической вязкости жидкости разрыва при выходе через перфорационные отверстия в пласт-коллектор.

Для исследований были взяты 3 концентрации МОП: 12%, 16%, 20% в составе гуарово-боратной сшитой системы ГРП. Результаты тестирования представлены на рис. 2-4.

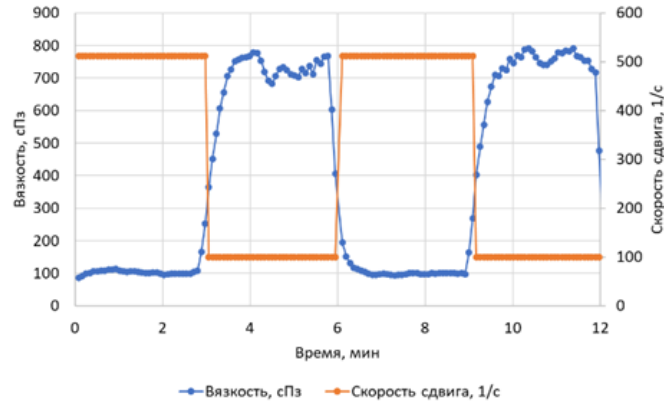


Рис. 2. Тестирование жидкости разрыва с 12% концентрацией МОП на чувствительность к сдвигу

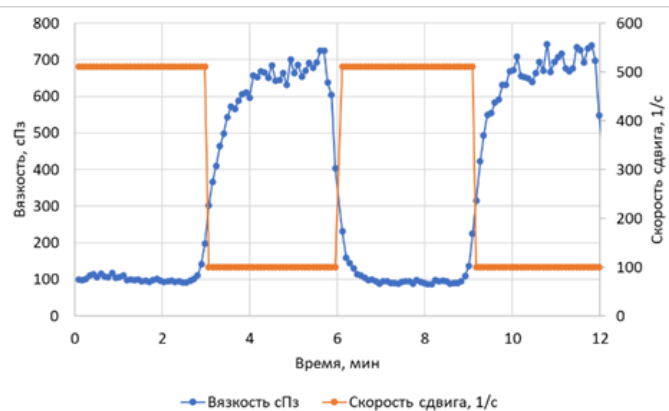


Рис. 3. Тестирование жидкости разрыва с 16% концентрацией МОП на чувствительность к сдвигу

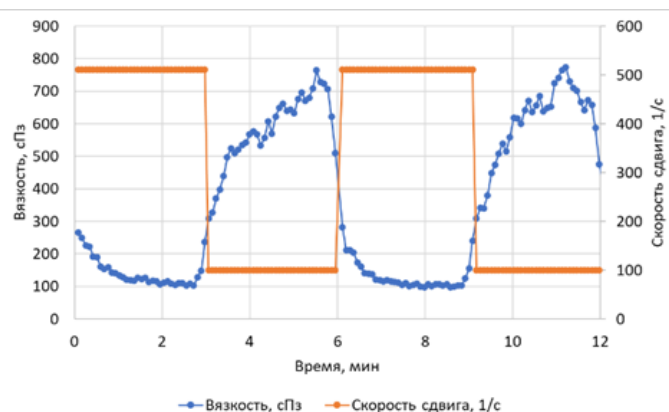


Рис. 4. Тестирование жидкости разрыва с 20% концентрацией МОП на чувствительность к сдвигу

Сравнительные результаты тестирований для 3 различных концентраций представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты тестов на чувствительность к сдвигу

Параметр	Концентрация МОП		
	12%	16%	20%
Средняя вязкость сшитой системы, сПз	731	687	641
Время восстановления вязкости до 400 сПз после снятия сдвиговой нагрузки, сек	20	20	30
Максимальная вязкость сшитой системы, сПз	800	750	770

По результатам исследований видно, что с увеличением концентрации МОП наблюдается тенденция к увеличению времени восстановления динамической вязкости геля ГРП после снятия сдвиговой нагрузки в 511 сек^{-1} , а также уменьшению средней вязкости сшитой системы в течение времени теста. В связи с полученными результатами было выдвинуто предположение, что модификатор относительной проницаемости при избыточном содержании может оказывать негативное влияние на пескоудерживающую способность жидкости разрыва.

Пескоудерживающая способность – важнейшая характеристика жидкости разрыва. От нее напрямую зависит эффективность закрепления трещины разрыва расклинивающим агентом (пропантом). Для качественного проведения ГРП необходимо стремиться к достижению минимальных показателей этой характеристики. По стандарту организации ПАО «Татнефть» 631-2020 не допускается оседание пропанта выше 20% в течение 15 минут тестирования. Для проведения тестирований на пескоудерживающую способность использовались концентрации, аналогичные предыдущему тесту. Результаты тестирований представлены на рисунках 5-7 и в табл. 2.



Начало



Конец (15 минут)

Рис. 5. Пескоудерживающая способность жидкости ГРП с добавлением 12% МОП

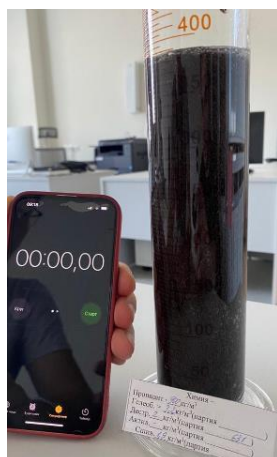


Начало



Конец (15 минут)

Рис. 6. Пескоудерживающая способность жидкости ГРП с добавлением 16% МОП



Начало



Конец (15 минут)

Рис. 7. Пескоудерживающая способность жидкости ГРП с добавлением 20% МОП

Таблица 2

Пескоудерживающая способность жидкости ГРП с добавлением МОП

Концентрация МОП, %	Оседание пропанта за 15 минут, %
12	10%
16	12%
20	18%

Как видно из результатов тестов, с увеличением концентрации МОП наблюдается увеличение скорости оседания пропанта, что говорит о негативном влиянии избыточного содержания МОП на структуру сшитой системы. В связи с этим необходим тщательный подбор концентрации модификатора для горно-геологических условий конкретной скважины-кандидата для ГРП.

После проведения ГРП необходимым условием является удаление продуктов деструкции сшитой системы из пласта-коллектора. В связи с этим актуальным остается вопрос эффективности фильтрации разрушенного геля ГРП через пропантную пачку в ствол скважины и затем на поверхность. Для того, чтобы оценить влияние модификатора относительной проницаемости на фильтрационную способность жидкости разрыва были проведены тестирования на приборе фильтр-пресс в следующем порядке:

1. Жидкости ГРП с добавлением энзимного деструктора термостатировались в течение 24 часов при температуре 32°C. По истечении 24 часов измерялась динамическая вязкость жидкости гидроразрыва с целью подтверждения факта деструкции.

2. После подтверждения факта деструкции в разрушенные жидкости гидроразрыва добавлялся модификатор относительной проницаемости в концентрации от 10% до 20%. В ячейку фильтр-пресса помещалась расчетная масса пропанта, затем проводились исследования. Результаты тестирования представлены на рис. 8.

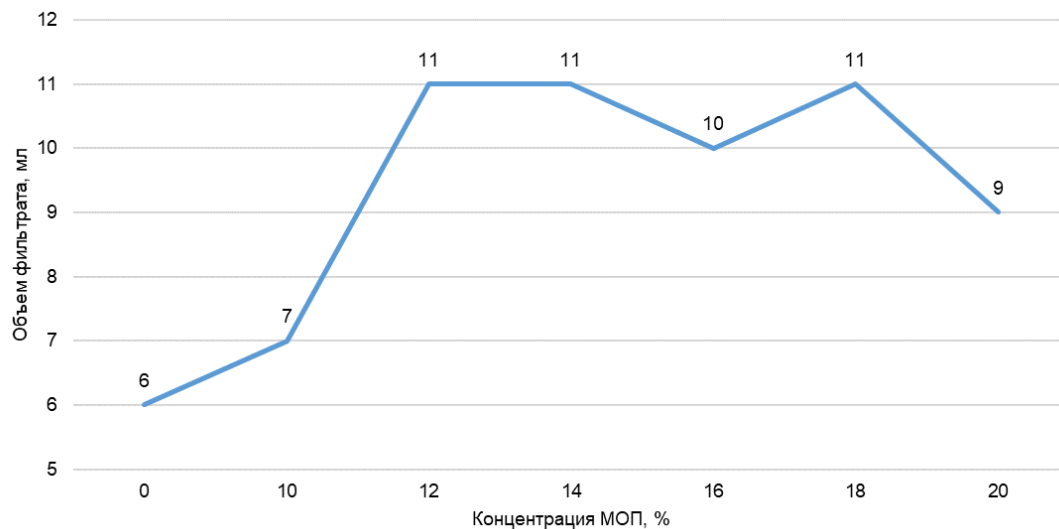


Рис. 8. Результаты тестирования фильтрации разрушенного геля через пропантную пачку на фильтр-прессе

Как видно из результатов тестирования, увеличение концентрации модификатора относительной проницаемости приводит к повышению объема фильтрата. При 12% концентрации МОП наблюдается наибольший объем фильтрата по истечении времени эксперимента (3 часа). При дальнейшем увеличении концентрации МОП повышение эффективности не отмечается.

Выводы по результатам работы

1. Применение модификатора относительной проницаемости в составе жидкости разрыва имеет положительные стороны. Среди них устойчивость к высоким скоростям сдвига, что предоставляет возможность закачки под большим давлением и высокой скоростью подачи, а также совместимость практически со всеми жидкостями ГРП на водной основе.
2. Тестирования на скорость капиллярной пропитки показывают, что время пропитки для образцов с глинистостью 1,5%, 3,5% и 5,5% снижается вплоть до увеличения концентрации МОП до 12%. Дальнейшее увеличение концентрации не приводит к снижению времени пропитки.
3. Результаты реологических тестов на чувствительность к сдвигу показывают, что избыточная концентрация МОП может негативно влиять на время

восстановления вязкости жидкости разрыва после выхода через перфорационные отверстия в пласт-коллектор.

4. Результаты тестов на пескоудерживающую способность демонстрируют аналогичные результаты: при достижении концентрации в 14% и выше наблюдается увеличение степени оседания пропанта за расчетное время тестирования (15 минут).
5. Применение модификатора относительной проницаемости в составе жидкости разрыва может как положительно, так и негативно влиять на эффективность процесса ГРП.
6. В связи с тем, что избыточная концентрация МОП может негативно влиять на пескоудерживающую способность, а также чувствительность к сдвигу жидкости разрыва, необходим точный подбор концентрации МОП в зависимости от геологических условий скважины и состава конкретной сшитой системы.

Список литературы

1. Салимов В.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Основы технологии гидравлического разрыва пластов: Учебное пособие. – Казань: Издательство «Фэн» АН РТ. – С. 157-158. ISBN 978-5-9690-0877-9
2. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Бриллиант Л.С. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах. Инжиниринг георесурсов. 2018. Том 329. № 6. Стр. 140–147.
3. Михайлов Н.Н., Кузьмин В.А., Моторова К.А., Сечина Л.С. Влияние микроструктуры порового пространства на гидрофобизацию коллекторов нефти и газа. Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2016. № 5. Стр. 67
4. Газизов А.Ш., Ханнанов Р.Г., Газизов А.А., Фэн Фан, Кабиров М.М. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшения обводненности добываемой жидкости. Нефтегазовое дело. 2005
5. Силин М.А. и др. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технического развития "Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья". Национальный институт нефти и газа.
6. Мусакаев Н.Г., Ахметзянов Р.Р. Снижение проницаемости прискважинной зоны пласта при взаимодействии закачиваемых и пластовых флюидов. Нефть и газ. №4, 2017
7. Смолкин А.П. Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Западной Сибири. Томский политехнический университет, Томск, 2020 г.

References

1. Salimov V.G., Takhautdinov Sh.F., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Fundamentals of hydraulic fracturing technology: Textbook. – Kazan: Publishing House “Fen” of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan. – pp. 157-158. ISBN 978-5-9690-0877-9 (in Russian)
2. Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Brilliant L.S. Reasons for the increase in water cut in wells after hydraulic fracturing in heterogeneous formations. Georesources Engineering, 2018. Volume 329. No. 6. Page. 140–147. (in Russian)
3. Mikhailov N.N., Kuzmin V.A., Motorova K.A., Sechina L.S. Influence of pore space microstructure on hydrophobization of oil and gas reservoirs. Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology. 2016. No. 5. Page. 67 (in Russian)
4. Gazizov A.Sh., Khannanov R.G., Gazizov A.A., Feng Fan, Kabirov M.M. Hydrophobization of near-field rocks as a method of increasing well flow rates and reducing the water cut of the produced fluid. Oil and gas business. 2005 (in Russian)
5. Silin M.A. and others. Public analytical report on the direction of scientific and technical development "New technologies for the production and use of hydrocarbon raw materials." National Institute of Oil and Gas. (in Russian)
6. Musakaev N.G., Akhmetzyanov R.R. Reduced permeability of the near-well zone of the formation due to the interaction of injected and formation fluids. Oil and gas. №4, 2017 (in Russian)
7. Smolkin A.P. Analysis of measures to reduce the water cut of well production in the fields of Western Siberia. Tomsk Polytechnic University, Tomsk, 2020 (in Russian)

Сведения об авторах

Будкевич Роза Леонидовна, к.т.н., зав. лабораторией НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: budkevichrl@yandex.ru

Аленькин Илья Алексеевич, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: alenkin.cnti@yandex.ru

Белова Татьяна Тарасовна, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: belova.tatiana92@mail.ru

Закиров Ринат Рашитович, инженер лаборатории НПХ ЦНТИ ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: Zakirov-rinat-94@mail.ru

Кабирова Алесия Хатиповна, к.т.н., старший научный сотрудник отдела ИСКиУ, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская 186а
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Autors

R.L. Budkevich, PhD, Head of Laboratory, Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: budkevichrl@yandex.ru

I.A. Alenkin, Lab technician, Engineer, Oil-field chemistry laboratory, Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: alenkin.cnti@yandex.ru

T.T. Belova, Laboratory Engineer, Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: belova.tatiana92@mail.ru

R.R. Zakirov, Engineer, Oil-field chemistry laboratory, Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: Zakirov-rinat-94@mail.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Researcher, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 21.04.2024
Принята к публикации 19.06.2024
Опубликована 30.06.2024