

УДК: 622.276.4; 622.276.6; 622.279.4; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-6.04>
<https://orcid.org/0000-0001-6216-2513>
<https://orcid.org/0000-0002-9820-7952>
<https://orcid.org/0000-0003-0781-2434>
<https://orcid.org/0000-0001-9372-7345>
<https://orcid.org/0009-0007-5726-7899>
<https://orcid.org/0000-0003-1947-2449>

ГЕЛИ ЖИДКОГО СТЕКЛА ДЛЯ ВОДОИЗОЛЯЦИИ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ



Б. НАСИБУЛЛИН¹,
магистр технических наук,
докторант,
baunur@mail.ru



И. ГУСЕНОВ¹,
PhD,
iskander.gussenov@gmail.com



Н. ТИЛЕУБЕРДИ²,
PhD,
nureke-17@mail.ru



Ш. КЕНЖЕХАНОВ³,
PhD,
sh.kenzhekhan@gmail.com



Ж. ҚҰЛИ¹,
магистр технических
наук, докторант,
kuliev.zhanserik@gmail.com



А.Т. БАКШЕВА¹,
PhD, асоц. профессор
кафедры «Нефтяная
инженерия»,
*a.bakesheva@satbayev.
university*

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК ИМЕНИ К.И. САТПАЕВА

Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69

³АО «PHYSTECH II»

Республика Казахстан, 130000, Мангистауская обл., г. Актау, микрорайон 4, здание 73

Данная работа посвящена проблеме снижения проницаемости нефтяных пластов по воде. Была проведена экспериментальная работа, результаты которой показывают, что гель на основе жидкого стекла и соляной кислоты частично вымывается из модели обводнённого нефтяного пласта при градиенте давления ~ 14 МПа/м, что на практике приведёт к снижению эффективности. Однако добавление нано-глины лапонита к раствору жидкого стекла и соляной кислоты позволяет решить эту проблему и добиться снижения проницаемости модели обводнённого нефтяного пласта в 400 раз при градиенте давления ~ 33 МПа/м. Такой результат объясняется тем, что добавление лапонита к раствору жидкого стекла и соляной кислоты приводит к увеличению механической прочности геля. Например, добавление 1% лапонита к раствору жидкого стекла и соляной кислоты позволило увеличить модуль Юнга с 550 до 1280 Па.

Результаты этой работы показывают перспективность применения гелей жидкого стекла с наполнителями для увеличения эффективности тампонажных агентов в операциях по снижению обводнённости нефтяных скважин. Будущие исследования будут направлены на проведение фильтрационных экспериментов на моделях трещин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефть, водоизоляция, гель, жидкое стекло, фильтрация, проницаемость, градиент давления.

МҰНАЙ ҚАБАТТАРЫНДА СУДЫ ОҚШАУЛАУҒА АРНАЛҒАН СҰЙЫҚ ШЫНЫ ГЕЛДЕРІ

Б. НАСИБУЛЛИН¹, техника ғылымдарының магистрі, докторант, baunur@mail.ru,

И. ГУСЕНОВ¹, PhD, iskander.gussenov@gmail.com,

Н. ТІЛЕУБЕРДІ², PhD, nureke-17@mail.ru,

Ш. КЕНЖЕХАНОВ³, PhD, sh.kenzhekhan@gmail.com,

Ж. ҚҰЛИ¹, техника ғылымдарының магистрі, докторант, kuliev.zhanserik@gmail.com,

А.Т. БАКЕШЕВА¹, PhD, "Мұнай инженериясы" кафедрасының қауымдастырылған профессоры, a.bakesheva@satbayev.university,

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтбаев к., 22

²Қ.И. СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР ИНСТИТУТЫ

Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Кабанбай батыр к, 69

³АО «PHYSTECH II»

Қазақстан Республикасы, 130000, Маңғыстау обл., Ақтау қ., 4 ықшам ауданы, 73 ғимарат

Бұл жұмыс мұнай қабаттарының су бойынша өткізгіштігін төмендету мәселесіне арналған. Жүргізілген тәжірибелік жұмыстардың нәтижелері, сұйық шыны мен тұз қышқылының негізінде қалыптасқан гелдің белгілі бір қысым градиенті ~14 МПа/м кезінде суланған мұнай қабатының моделінен ішінара шайылып шығып кететінін көрсетті,

бұл өндіріс жағдайында әдістің тиімділігін төмендетеді. Алайда, сұйық шыны мен тұз қышқылының ерітіндісіне лапонит наносазын қосу арқылы бұл мәселені шешуге болады және ~33 МПа/м қысым градиенті кезінде суланған мұнай қабаты моделінің өткізгіштігін 400 есеге дейін азайтуға мүмкіндік береді. Мұндай нәтиже сұйық шыны мен тұз қышқылы ерітіндісіне лапонитті қосу арқылы гельдің механикалық беріктігін арттыруға болатындығымен түсіндіріледі. Мысалы, сұйық шыны мен тұз қышқылының ерітіндісіне 1% лапонитті қосу Юнг модулін 550-ден 1280 Па-ға дейін көтеруге мүмкіндік берді.

Бұл жұмыстың нәтижелері мұнай ұңғымаларының сулануын азайту шараларында тампонажды агенттердің тиімділігін арттыру үшін толықтырғыштар қосылған сұйық шыны гелдерін қолданудың маңыздылығын көрсетеді. Алдағы зерттеулер жарықшақты тау жыныстары модельдерінде фильтрациялық сынақтарды жүргізуге бағытталады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай, суоқшаулау, гель, сұйық шыны, фильтрация, өткізгіштік, қысым градиенті.

SODIUM SILICATE GELS FOR WATER SHUT-OFF IN OIL RESERVOIRS

B. NASSIBULLIN¹, Master of Technical Sciences, PhD student, baunur@mail.ru,

I. GUSSENOV¹, PhD, iskander.gussenov@gmail.com,

N. TILEUBERDI², PhD, nureke-17@mail.ru,

SH. KENZHEKHANOV³, PhD, sh.kenzhekhan@gmail.com,

ZH. KULI¹, Master of Technical Sciences, PhD student, kuliev.zhanserik@gmail.com,

A.T. BAKESHEVA¹, PhD, associated professor, department of «Petroleum Engineering», a.bakesheva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Republic of Kazakhstan, 05000, Almaty, Satpayev str., 22/5

²INSTITUTE OF GEOLOGICAL SCIENCES NAMED AFTER K.I. SATPAEV

Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, Qabanbay Batyr Street., 69

³АО «PHYSTECH II»

Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau, Mangystau Region, Microdistrict 4, building 73

This work is dedicated to the problem of reducing the permeability of oil reservoirs to water. An experimental study was conducted, the results of which show that the gel based on liquid glass and hydrochloric acid is partially washed out from the model of water flooded oil reservoir under a pressure gradient of approximately 14 MPa/m, which in practice will lead to a decrease in efficiency. However, adding laponite nano-clay to the solution of liquid glass and hydrochloric acid allows solving this problem and achieving a 400-fold reduction in the permeability of the model of water flooded oil reservoir at a pressure gradient of approximately 33 MPa/m. This result can be explained by the fact that adding laponite to the solution of liquid glass and hydrochloric acid leads to an increase in the mechanical strength of the gel. For example, adding 1% laponite to the solution of liquid glass and hydrochloric acid increased the Young's modulus from 550 to 1280 Pa.

The results of this work demonstrate the potential application of liquid glass gels with fillers to increase the efficiency of plugging agents in operations to reduce water production in oil wells. Future research will focus on conducting filtration experiments on fractured models.

KEYWORDS: oil, water shut-off, gel, liquid glass, fluid flow, permeability, pressure gradient.

Введение. Подготовка воды, добываемой с нефтью и газом, требует больших затрат [1]. Высокая обводнённость сокращает срок работы нефтяных скважин и вызывает коррозию оборудования [2, 3]. Рост обводнённости часто связан с наличием трещин и большого контраста по проницаемости между различными слоями матрицы в нефтяных пластах [4]. Эта проблема особенно актуальна для нефтяных месторождений поздней стадии разработки. На сегодняшний день для решения данной проблемы применяют закачку блокирующих материалов в скважины для снижения проницаемости обводнённых зон [5-13]. В качестве блокирующих материалов часто используют цемент или различные виды гелей. Гели на основе жидкого стекла применяются с 30-х годов XX века [14]. Их получают путём смешивания раствора силиката натрия с соляной кислотой. Преимуществом данных гелей является способность выдерживать высокую температуру (до 300 °С). Однако для приготовления таких гелей необходимо наличие пресной воды с низким содержанием катионов [15].

В данной работе гели на основе жидкого стекла и соляной кислоты были протестированы для снижения проницаемости модели обводнённого нефтяного пласта. Для увеличения прочности гелей в раствор добавлялась нано-глина лапонит.

Методы и материалы исследований. Для проведения исследований применялись следующие материалы: лапонит – нано-глина (Laponite XLG), с размером гранул 63 нм. Жидкое стекло с концентрацией диоксида кремния (24.1 %) и оксида натрия (11.7 %), соляная кислота с концентрацией 36.5 %, пластовая вода с месторождения Кенлык с минерализацией 120 г/литр, нефть с месторождения Кенлык с плотностью и динамической вязкостью 0.77 г/см³ и 1.21 мПа·сек, соответственно, кварцевый песок, фракционный состав которого приводится в *таблице 1*.

Таблица 1 - Фракционный состав песка

Размер фракции, мкм	Процент от общей массы, %
500	3.8
250	45.2
125	47.4
63	3.14
43	0.46

Все фильтрационные эксперименты проводились на установке для исследования кернов УИК-С (2), производства «Гло-Бел нефтесервис» (Москва) при температуре 60 °С (*рисунк 1*).

Фильтрационные эксперименты проводились на насыпных моделях длиной 6 см и диаметром 3 см, проницаемость всех моделей была равна 6 Дарси. На протяжении всего эксперимента модель находилась под давлением обжима 2 МПа. Фильтрация жидкостей производилась под расходом 0.25 см³/мин.

Последовательность проведения эксперимента:

- 1) Насыщение модели пластовой водой;
- 2) Вытеснение пластовой воды нефтью;
- 3) Вытеснение нефти водой, моделирование заводнения, с постоянной регистрацией давления нагнетания;

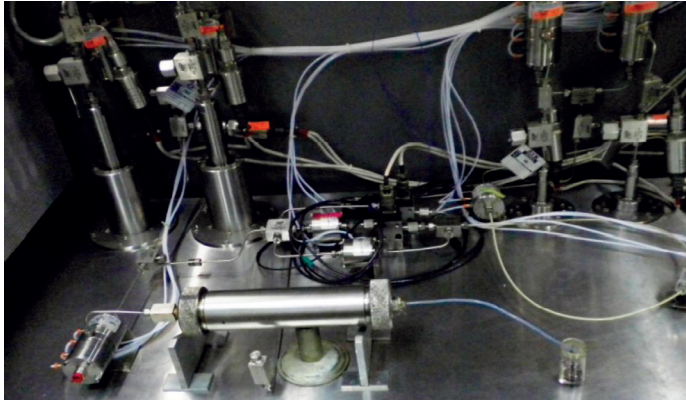


Рисунок 1 - Установка для исследования кернов УИК-С(2)

- 4) Закачка тампонажного раствора, с постоянной регистрацией давления нагнетания;
- 5) Выдержка модели под пластовой температурой в течение времени необходимого для гелеобразования;
- 6) Повторная закачка воды с постоянной регистрацией давления нагнетания.

Для приготовления тампонажных растворов применялись жидкое стекло и соляная кислота. Водный раствор соляной кислоты и жидкого стекла имеет свойство образовывать гель в течение промежутка времени, который зависит от концентрации данных компонентов. Механические свойства образованного геля были исследованы на приборе TA&XTplus Texture Analyzer фирмы «Stable Micro Systems».

Результаты и обсуждения. Были испытаны различные концентрации HCl и жидкого стекла для приготовления гелей. В итоге в качестве водоизолирующего агента было принято решение использовать раствор жидкого стекла с концентрацией 3 % и HCl с концентрацией 0.66 %. Данный раствор при комнатной температуре образует гель в течение 6-10 часов. При температуре 60 °С для гелеобразования раствора необходимо примерно такое же количество времени (рисунок 2).

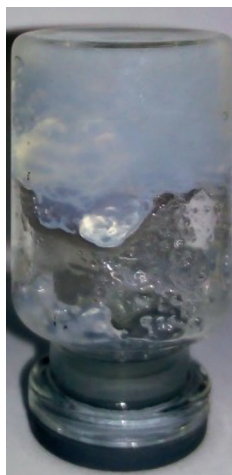


Рисунок 2 - Гелеобразование раствора жидкого стекла 3 % и HCl 0.66 % после выдерживания под температурой 60 °С более 12 часов

Раствор жидкого стекла и соляной кислоты закачивался в нефтенасыщенную насыпную модель после закачки воды. Эффективность снижения проницаемости пористой среды раствором жидкого стекла и соляной кислоты характеризуется кривыми зависимости изменения давления нагнетания от прокаченного объема (рисунок 3).

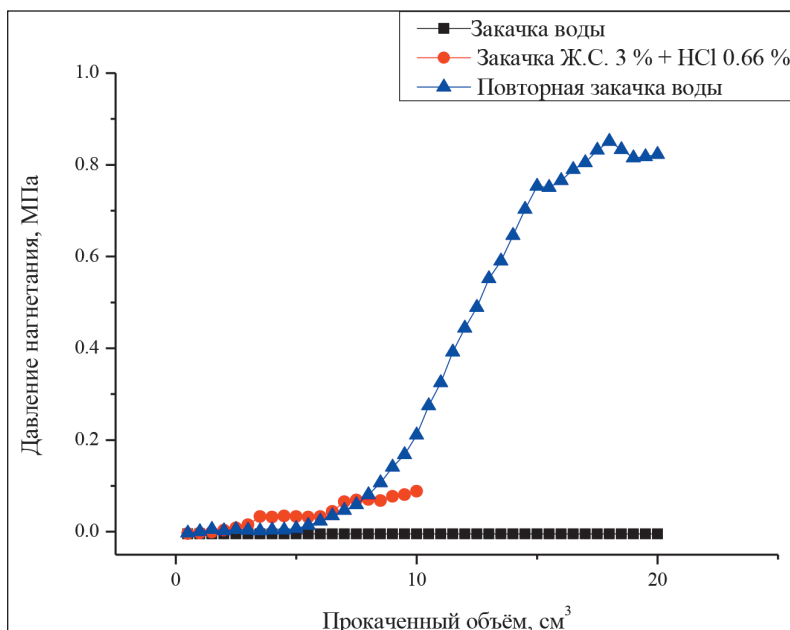


Рисунок 3 - Изменение давления нагнетания при прокачке воды, раствора Ж.С. (3%) + HCl (0.66%) и при повторной прокачке воды

Из рисунка 3 видно, что фильтрация воды через 24 часа (12 из которых модель находилась под температурой 60 °С, а другие 12 – под комнатной температурой) после закачки в модель 1 порового объема (10 см³) тампонажного раствора характеризуется намного большим давлением нагнетания. Как видно из рисунка 3, обработка модели тампонажным раствором привела к увеличению давления фильтрации воды в 165 раз. Этот результат говорит о значительном снижении проницаемости по воде после закачки раствора жидкого стекла и соляной кислоты.

Необходимо отметить, что повторная закачка воды привела к вымыванию части геля из модели. На рисунке 4 показаны образцы жидкости, отобранные на выходе из модели при повторной фильтрации воды, в общем, было профильтровано 2 поровых объема (20 см³).

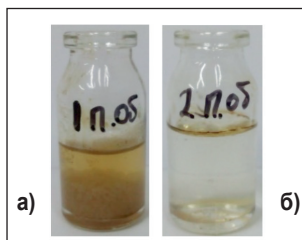


Рисунок 4 - Повторная прокачка воды (фильтрация воды после закачки тампонажного раствора); а) – первый поровый объем, б) – второй поровый объем

Из *рисунка 4* видно, что прокачка первого порового объёма (первых 10 см^3) привела к вытеснению части геля, образовавшегося в пористой среде. Из *рисунка 3* видно, что кривая давления при повторной прокачке воды во время фильтрации первых 15 см^3 характеризуется почти линейным ростом давления, это указывает на то, что здесь имеет место вытеснение гелевой фазы водой. Прокачка второго порового объёма характеризуется выходом кривой давления нагнетания на постоянную величину (*рисунок 3*) и в образце жидкости, отобранном на выходе из модели (*рисунок 4 (б)*) не наблюдается гелевой фазы.

Из проведённого эксперимента можно сделать следующий вывод. Закачка раствора жидкого стекла и соляной кислоты в модель обводнённого нефтяного пласта приводит к значительному снижению проницаемости по воде (примерно в 165 раз), но при этом повторная фильтрация воды приводит к вытеснению части гелевой фазы из пористой среды, что может снизить эффективность данной рецептуры в работах по водоизоляции. Для усиления механических свойств геля было протестировано использование нано-глин в качестве добавки к раствору жидкого стекла и соляной кислоты.

К раствору, содержащему 3 % жидкого стекла и 0.66 % HCl, было добавлено различное количество нано-глины лапонита. В результате были получены гели, внешний вид которых показан на *рисунке 5*.

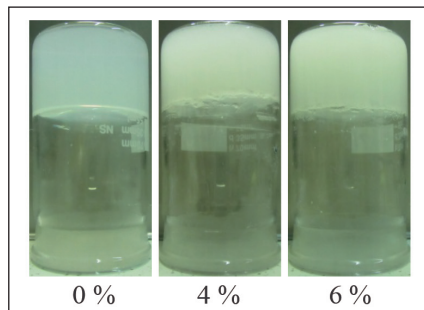


Рисунок 5 – Гели жидкого стекла и соляной кислоты с концентрацией лапонита 0; 4; 6 %

В *таблице 2* приводятся значения модуля Юнга, замеренного для гелей полученных из растворов жидкого стекла (3 %) и соляной кислоты (0.66 %) с различной концентрацией лапонита.

Таблица 2 – Модуль Юнга для гелей жидкого стекла в зависимости от концентрации лапонита

Концентрация лапонита, %	Модуль Юнга, Па
0	552.6
1	1286.9
6	6736.6

Из *таблицы 2* видно, что с увеличением концентрации лапонита улучшаются механические свойства геля.

Для тестирования эффективности использования лапонита в качестве добавки-усилителя механических свойств геля в модель обводнённого нефтяного пласта

был закачан раствор со следующей рецептурой: жидкое стекло 3 %, соляная кислота 0.66 %, лапонит 6 %. Результат эксперимента показан на *рисунке 6*.

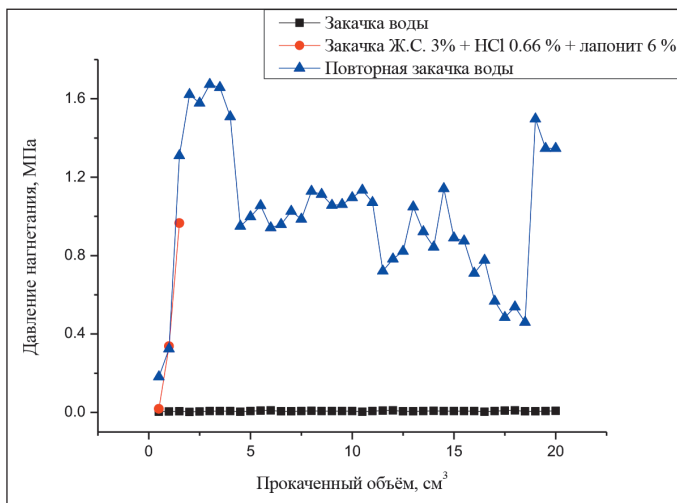


Рисунок 6 - Изменение давления нагнетания при прокачке воды, раствора Ж.С. (3 %) + HCl (0.66 %) + лапонит 6 %, и при повторной прокачке воды

Из *рисунка 6* видно, что при фильтрации тампонажного раствора удалось закачать не более 1.5 см³, что связано со слишком высокой концентрацией лапонита в растворе. Повторная закачка воды показала значительное снижение проницаемости модели. Сравнение кривых на *рисунках 3 и 6* показывает, что закачка 1.5 см³ раствора с концентрацией лапонита 6 % приводит к большему снижению проницаемости по сравнению с закачкой 10 см³ раствора без добавления лапонита. При повторной прокачке воды вытеснение гелевой фазы из модели не наблюдалось.

Второй эксперимент был проведен с использованием рецептуры: жидкое стекло 3 %, соляная кислота 0.66 %, лапонит 1 %. Результат эксперимента показан на *рисунке 7*.

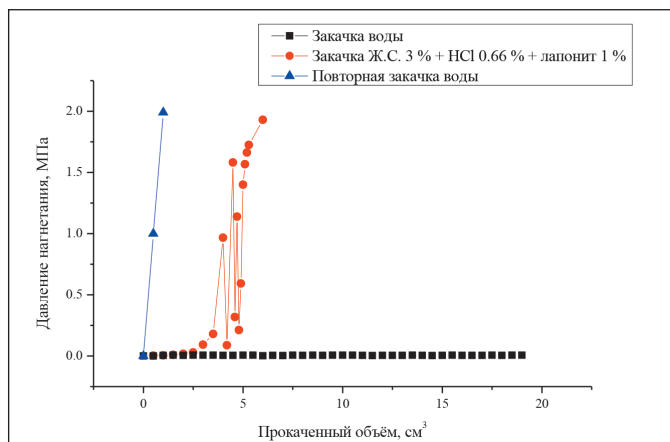


Рисунок 7 - Изменение давления нагнетания при прокачке воды, раствора Ж.С. (3 %) + HCl (0.66 %) + лапонит 1 %, и при повторной прокачке воды

Закключение и выводы. Из *рисунка 7* видно, что при уменьшении концентрации лапонита удалось закачать больший объём тампонажного раствора. Повторная закачка воды привела к резкому увеличению давления до 2 МПа, такие величины давления нагнетания не были достигнуты в двух предыдущих экспериментах. Кроме того, из *рисунка* видно, что снижение концентрации лапонита с 6 до 1% позволило закачать объём тампонажного раствора равный 60 % от порового объёма.

Также необходимо заметить, что в этом эксперименте при повторной закачке воды не наблюдалось вытеснение гелевой фазы из модели (*рисунок 8*). Добавление лапонита усилило механические свойства геля, и, как результат, проницаемость модели обводнённого нефтяного пласта в данном эксперименте была снижена примерно в 400 раз.

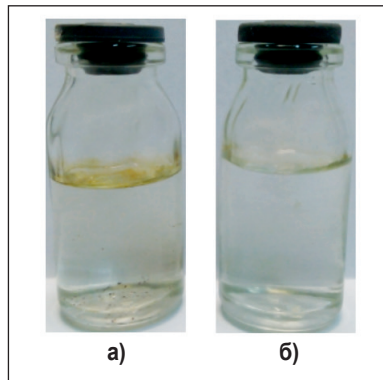


Рисунок 8 - Повторная прокачка воды (фильтрация воды после закачки тампонажного раствора); а) – первый поровый объём, б) – второй поровый объём

Таким образом, результаты экспериментов показали, что для растворов жидкого стекла, соляной кислоты и лапонита возможно подобрать рецептуру, которая позволит снизить проницаемость модели обводнённого нефтяного пласта по воде в 400 раз, при этом охватив воздействием большую часть призабойной зоны скважины (*рисунок 7*).

- Гель, полученный из жидкого стекла и соляной кислоты при большом градиенте давления (~ 14 МПа/м), частично вымывается из модели обводнённого нефтяного пласта с проницаемостью 6 Дарси. На практике это приведёт к снижению эффективности.

- Было продемонстрировано, что при добавлении лапонита к раствору жидкого стекла и соляной кислоты значительно усиливаются механические свойства геля.

- Гель, полученный из жидкого стекла – 3 %; соляной кислоты – 0.66 %; и лапонита – 1 %, снижает проницаемость модели обводнённого нефтяного пласта по воде в 400 раз, при градиенте давления ~ 33 МПа/м. Применение данного раствора на практике позволит полностью блокировать фильтрацию воды в нефтяных пластах. 📌

Благодарность. Данное исследование выполнено при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (BR21881822 Разработка технологических решений для оптимизации геолого-технологических операций при бурении скважин и добычи нефти на поздней стадии эксплуатации месторождений 2023-2025 гг.).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Almakimi A.A., Liu J., Bai B., Ibelwaleed A.H., Investigation of Carbonate Matrix Damage and Remediation Methods for Preformed Particle Gel Conformance Control Treatments // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 2023. – P. 1-12. – doi: 10.2118/210311-PA.
- 2 Taiwo A.B., Olumayede E.G., Ojo A., Evaluation of corrosion and scaling potentials of oilfield waters in an offshore producing facility, Niger Delta // *Water Science & Technology*. – 2022. – N 85(12). P. 3493–3509. – DOI:10.2166/wst.2022.182.
- 3 Hongjie Ch., Peng W., Yahong X., Xueli H., Zening Ch., Acrylic-grafted nanocellulose hybrid double-network hydrogel with super-high toughness for water shutoff treatments // *Chemical Engineering Research and Design*. – 2023. – V. 197. – P. 136-147. – DOI: 10.1016/j.cherd.2023.07.026.
- 4 Ali K.A., Xindi S., Baojun B., Mingzhen W., Abdulmohsin I., Areal sweep efficiency improvement by integrating preformed particle gel and low salinity water flooding in fractured reservoirs // *Fuel*. – 2018. – V. 221. – P. 380-392. – DOI: 10.1016/j.fuel.2018.02.122.
- 5 Seright R.S., Brattakas B., Water Shutoff and Conformance Improvement: An Introduction // *Petroleum Science*. – 2021. N 18. – P. 450–478. – DOI:10.1007/s12182-021-0056-1.
- 6 Yingrui B., Jingbin Y., Jinsheng S., Xiaosen Sh., Jinliang H., Self-filling and plugging performance of a thixotropic polymer gel for lost circulation control in fractured formation // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – V. 225. – P. 211717. – DOI:10.1016/j.geoen.2023.211717.
- 7 Lei B., Chenyang Sh., Ke T., Hui X., Shenglai Y., Daoyi Zh., Study on migration and plugging performance of polymer gel in fractured cores using nuclear magnetic resonance technology // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – V. 227. – P. 211891. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211891.
- 8 Zhuyang J. Huan Y., Ting Z., Hairong T., Jieping L., Xiaorong Y., Gaoshen S., Yancheng Zh., A thermally induced β -cyclodextrin/benzene derivatives gel and the potential application in fracturing temporary plugging // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2023. – V. 673. – P. 131738. – DOI:10.1016/j.colsurfa.2023.131738.
- 9 Wanli K., Jiaqi W., Zhengqin Y., Guojian G., Wenming L., Hongbin Y., Zhe L., Hongxing X., Zhiqi L., Sarsenbekuly B., Study on preparation and plugging effect of sawdust gel particle in fractured reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – V. 212. – P. 110358. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110358.
- 10 Yingrui B., Qitao Zh., Jinsheng S., Xiaosen Sh., Kaihe L., Feng W., Disproportionate filtration behaviors of polymer/chromium gel used for fracture plugging // *Journal of Molecular Liquids*. – 2021. – V. 343. – P. 117567. – DOI: 10.1016/j.molliq.2021.117567.
- 11 Zhiyong L., Xingang L., Kun D., Huakang L., Development of a new high-temperature and high-strength polymer gel for plugging fractured reservoirs // *Upstream Oil and Gas Technology*. – 2020. – V. 5. P. 100014. – DOI: 10.1016/j.upstre.2020.100014.
- 12 Yingrui B., Yuecheng Z., Jinsheng S., Xiaosen Sh., Jintang W., High stability polymer gel for lost circulation control when drilling in fractured oil and gas formations // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – V. 225. – P. 211722. – DOI:10.1016/j.geoen.2023.211722.
- 13 Yingrui B., Xiaosen S., Zengbao W., Xiutai Zh., Experimental study of low molecular weight polymer/nanoparticle dispersed gel for water plugging in fractures // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2018. – V. 551. – P. 95-107. – DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.04.067.
- 14 Gussenov I., Nuraje N., Kudaibergenov S., Bulk gels for permeability reduction in fractured and matrix reservoirs // *Energy Reports*. – 2019. – V. 5. – P. 733-746. – DOI:10.1016/j.egy.2019.06.012.
- 15 Sayed J. H., Faramarz H., Rasoul M., Controlling the gelation time of sodium silicate gelants for fluid management in hydrocarbon reservoirs // *Fuel*. – 2023. – V. 341. – P. 127645. – DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127645.