

УДК 553.982
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4693
Шифр специальности ВАК: 2.5.21

Исследование особенностей процессов фильтрации осадкогелеобразующих составов через пористые среды

М.Я. Хабибуллин✉

Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьский),
Россия, г. Октябрьский

✉ m-hab@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности обработок призабойных зон скважин за счет снижения проницаемости промытых зон призабойной части пласта и уменьшения степени его неоднородности путем применения осадкогелеобразующих составов на основе водорастворимых полимеров и щелочей. *Цель:* разработать и предложить метод применения для обработки призабойных зон скважин осадкогелеобразующих составов за счет реакции между полимерами и щелочами, чем избежать повторов реакций. *Объекты.* Исследования проводились на несцементированных пористых средах. В качестве модели пористой среды использовался кварцевый песок. Проницаемость пористой среды составляла 1,2 мкм². При приготовлении осадкогелеобразующих составов использованы технический полиакриламид молекулярной массой 1,35·10⁶ и гидроксид натрия. Осадкогелеобразующие составы готовились на дистиллированной и пресной воде с общей минерализацией 2,64 мг-экв. Концентрации полиакриламида и гидроксида натрия в осадкогелеобразующих составах изменялись соответственно от 0,05 до 0,15 % и от 0,1 до 0,75 %. *Методы.* Характер фильтрации осадкогелеобразующих составов в пористых средах определяется конформационными изменениями макромолекул полимера, зависящими от концентрации щелочи и полимера в составе, от минерализации растворителя и вод, насыщающих пористую среду, от скорости фильтрации и от взаимодействия осадкогелеобразующих составов с пористой средой. Кроме того, как отмечается в работах, эффективность применения осадкогелеобразующих составов на основе водорастворимых полимеров и щелочей существенно повышается благодаря присутствию полимера, обладающего флокулирующими свойствами и позволяющего связывать отдельные образующиеся в пласте дисперсные частицы между собой и с породой пласта. *Результаты.* Поведение осадкогелеобразующих составов в пористых средах определяется по конформационным изменениям макромолекул полимера, которые зависят от содержания щелочи и полимера в составе, от минерализации растворителя и вод, насыщающих пористую среду, от скорости фильтрации и взаимодействия осадкогелеобразующих составов с пористой средой (результаты экспериментов убедительно показаны графически, согласно проведенным экспериментам). Уменьшение фактора сопротивления для осадкогелеобразующих составов как на дистиллированной, так и на пресной воде с увеличением концентрации щелочи в растворе может быть объяснено снижением размеров макромолекул и их ассоциаций.

Ключевые слова: осадкогелеобразующий состав, гидроксид натрия, фильтрационные характеристики, скорость фильтрации, дистиллированная вода, пресная вода, полиакриламид

Для цитирования: Хабибуллин М.Я. Исследование особенностей процессов фильтрации осадкогелеобразующих составов через пористые среды // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 4. – С. 117–126. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4693

UDC 553.982
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4693

Features of filtration of sediment-gelling compositions through porous media

M.Ya. Khabibullin✉

Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russian Federation

✉ m-hab@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to improve the efficiency of treatments of the bottomhole zones of wells by reducing the permeability of the washed zones of the bottomhole formation and its heterogeneity degree through the use of sediment-gelling compositions based on water-soluble polymers and alkalis. **Aim.** To develop and propose a method for using sediment-gelling compounds for treating the bottomhole zones of wells due to the reaction between polymers and alkalis, thereby avoiding repetitions of reactions. **Objects.** The studies were conducted on uncemented porous media. Quartz sand was used as a model of the porous medium. The permeability of the porous medium was $1.2 \mu\text{m}^2$. Technical polyacrylamide with a molecular weight of $1.35 \cdot 10^6$ and sodium hydroxide were used in the preparation of sediment-gelling compositions. The sediment-gelling compositions were prepared on distilled and fresh water with a total mineralization of 2.64 mg-eq. The concentrations of polyacrylamide and sodium hydroxide in the sediment-gelling compositions varied from 0.05 to 0.15% and from 0.1 to 0.75%, respectively. **Methods.** The nature of the filtration of sediment-gelling compositions in porous media is determined by conformational changes in the polymer macromolecules, depending on the concentration of alkali and polymer in the composition, on the mineralization of the solvent and waters saturating the porous medium, on filtration rate and on the interaction of sediment-gelling compositions with the porous medium. In addition, as noted in the works, the efficiency of using sediment-gelling compositions based on water-soluble polymers and alkalis is significantly increased due to the presence of a polymer that has flocculating properties and allows individual dispersed particles formed in the formation to be bound together and by the formation rock. **Results.** The behavior of sediment-gelling compositions in porous media is determined by conformational changes in polymer macromolecules, which depend on the alkali and polymer content in the composition, on the mineralization of the solvent and waters involved in the saturation of the porous medium, on filtration rate and interaction of sediment-gelling compositions with the porous medium (the results of the experiments are convincingly shown graphically, according to the experiments conducted). The decrease in the resistance factor for sediment-gelling compositions both on distilled and fresh water with an increase in alkali concentration in the solution can be explained by a decrease in the size of macromolecules and their associations.

Keywords: sediment-gelling composition, sodium hydroxide, filtration characteristics, filtration rate, distilled water, fresh water, polyacrylamide

For citation: Khabibullin M.Ya. Features of filtration of sediment-gelling compositions through porous media. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 4, pp. 117–126. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4693

Введение

Одним из решений для увеличения эффективности обработки призабойных зон скважины является снижение проницаемости промытых зон призабойной части пласта при использовании осадкогелеобразующих составов (ОГС) в нефтедобывающей промышленности. Процесс снижения проницаемости происходит за счет образования осадка в порах пласта, который закупоривает их и препятствует фильтрации воды в призабойную зону. Это позволяет улучшить поток нефти и газа, а также увеличить объем извлекаемых углеводородов.

Снижение проницаемости промытых зон призабойной части пласта является сложным процессом, который требует тщательной оптимизации ОГС и условий его введения. Эффективное снижение проницаемости может значительно улучшить эффективность добычи нефти и газа, снизить затраты на добычу и уменьшить негативное влияние на окружающую среду [1–3].

К примеру, об основании вискозиметрических исследований можно сделать вывод, что осадочные гелеобразующие соединения обладают псевдопластичными свойствами, обусловленными сдвиговой деформацией макромолекул и их ассоциаций [4]. На высоких скоростях фильтрации количество удерживаемого осадка будет меньше, чем на низких. Именно эти два фактора определяют псевдопластический характер течения ОГС через пористые среды [5–7].

Результаты плодотворности применения ОГС на основе водорастворимых полимеров и щелочей были доказаны многими экспериментальными и полевыми исследованиями. Например, исследования показали, что применение таких составов может увеличить нефтеотдачу на 10–40 % в зависимости от свойств пласта и условий эксплуатации скважины. Кроме того, эти составы могут снизить водоотдачу и улучшить фазовую проницаемость нефти, что также способствует повышению нефтеотдачи [8–10].

Эффективность обработки призабойных зон скважин ОГС будет зависеть не только от объема получаемого продукта реакции, перекрывающего каналы фильтрации, но и от реологических и фильтрационных характеристик ОГС [11, 12].

Методы и материалы

Присутствие ионов поливалентных металлов в пресной воде приводит к сшиванию макромолекул полиакриламида и образованию крупных ассоциаций [13–15]. При фильтрации крупных сшитых ассоциаций через пористую среду возникают дополнительные сопротивления, что приводит к увеличению коэффициента стойкости осадочных гелеобразующих композиций в пресной воде по сравнению с дистиллированной водой [16–18]. Кроме того, в пресной воде может происходить сужение просвета и закупорка поровых каналов в результате осаждения частиц гидрата оксида кальция [19], свя-

занных полимерными макромолекулами в крупные агрегаты, образующиеся при взаимодействии щелочи, содержащейся в композиции, с ионами поливалентных металлов, содержащимися в пресной воде, насыщающей кварцевый песок [20–22].

Исследования фильтрационных характеристик ОГС проводились с помощью специальных приборов, называемых фильтр-прессами. В процессе эксперимента измерялся объем фильтрата, прошедшего через образец гелеобразующего состава за определенное время при заданном давлении. Исследования проводились в специальных средах: несцементированных и пористых [23–25]. Моделью пористой среды был кварцевый песок. Проницаемость среды составила $1,2 \text{ мкм}^2$.

При создании ОГС использовались полиакриламид технического применения с молекулярной массой $1,35 \cdot 10^6$ и гидроксид натрия (NaOH). ОГС готовились на дистиллированной и пресной воде с общей минерализацией 2,64 мг-экв [26–28]. Концентрации полиакриламида и NaOH в ОГС изменялись соответственно от 0,05 до 0,15 % и от 0,1 до 0,75 %.

Характеристики фильтрации ОГС в кварцевом песке, который был насыщен водой так, что и средство для растворения (пресная или дистиллированная вода), на основе которого приготовлен исследуемый ОГС с концентрацией полиакриламида 0,05% и гидроксида натрия 0,1; 0,12; 0,25; 0,75 %, от скорости фильтрации, представлены в табл. 1. Получена зависимость фактора сопротивления (R) от скорости фильтрации [29].

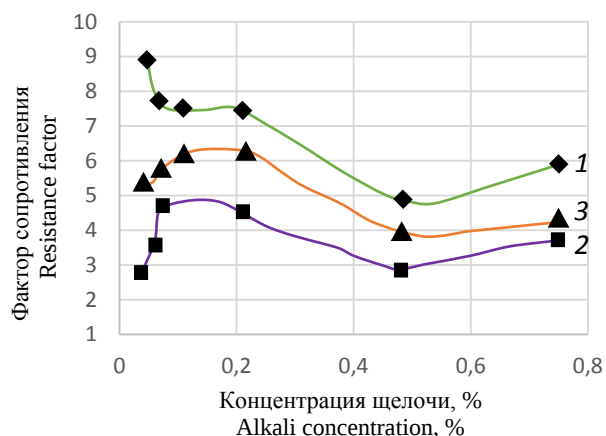


Рис. 1. Зависимость фактора сопротивления от концентрации щелочи в осадкогелеобразующих составах при постоянной скорости фильтрации с концентрацией полиакриламида, %: 1 – 0,05; 2 – 0,075; 3 – 0,15

Fig. 1. Dependence of the resistance factor on alkali concentration in sediment-gelling compositions at a constant filtration rate with a concentration of polyacrylamide, %: 1 – 0,05; 2 – 0,075; 3 – 0,15

Рассмотрим значения фактора сопротивления в зависимости от концентрации щелочи на рис. 1. Они получены при одинаковой скорости фильтрации через кварцевый песок ОГС с концентрацией полиакриламида 0,05–0,15 % и гидроксид натрия NaOH 0,1–0,75 % [30–33].

Мы видим, что на рис. 1 зависимость фактора сопротивления от концентрации щелочи и полимера в ОГС при одинаковой скорости фильтрации имеет характер нелинейности.

Результаты и обсуждения

Полученные выводы обработки экспериментальных данных в виде зависимости фактора сопротивления R от скорости фильтрации также приведены в табл. 1.

После проведенных опытов мы видим, что ОГС, которые приготовили на дистиллированной воде, проходили фильтрацию через пористую часть без остановки фильтрации как псевдопластические жидкости при всех увиденных концентрациях щелочи (R уменьшается с увеличением скорости фильтра, столбцы 2–5, а также результаты обработки экспериментальных данных, табл. 1). С увеличением концентрации щелочи в ОГС R снижается (столбцы 2–5, табл. 1).

ОГС, которые приготовили на основе пресной воды, двигались также через пористые среды как псевдопластические жидкости (R уменьшается с увеличением скорости фильтрации, столбцы 6–9, а также результаты обработки экспериментальных данных табл. 1). R у ОГС на пресной воде при тех же концентрациях щелочи выше, чем у ОГС на дистиллированной воде (столбцы 2–5, 6–9, табл. 1), и с ростом концентрации щелочи в составе уменьшается.

После проведения эксперимента были вычислены кривые течения в виде зависимости напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$), впоследствии обработанные по степенному закону Освальда-Де Вала [34–36]. Скорость сдвига при перемещении ОГС в пористой среде находили по формуле (1) [37]:

$$\dot{\gamma} = \frac{v}{r}, \quad (1)$$

где v – скорость фильтрации ОГС в призабойной зоне, м/с [38]; r – радиус порового канала, мкм, который находили по формуле (2) [39]:

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k\phi}{m}}, \quad (2)$$

где k – проницаемость пористой среды, мкм^2 ; ϕ – структурный коэффициент [40]; m – пористость пласта, % [41].

Таблица 1. Зависимость фактора сопротивления для осадкогелеобразующих составов (полиакриламида – 0,05 %, гидроксид натрия NaOH – 0,1; 0,12; 0,25; 0,75 %, растворитель) от скорости фильтрации

Table 1. Dependence of the resistance factor for sediment-gelling compositions (polyacrylamide – 0,05%, sodium hydroxide NaOH – 0,1; 0,12; 0,25; 0,75%, solvent) on filtration rate

Скорость фильтрации, 10 ⁻⁴ м/с Filtration speed, 10 ⁻⁴ m/s	Тип растворителя/Solvent type							
	Дистиллированная вода/Distilled water				Пресная вода/Fresh water			
	Концентрация щелочи/Alkali concentration							
	0,1	0,12	0,25	0,75	0,1	0,12	0,25	0,75
	Фактор сопротивления/Resistance factor							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,15	–	–	–	–	–	–	–	12
0,3	–	–	–	–	–	17	–	10
0,5	5,5	5,16	4,5	4,09	–	–	18	7,75
0,7	–	–	–	–	21,5	12,5	–	–
0,85	–	–	–	–	16,75	11,2	14,25	7,25
1	5	4,82	4,12	3,8	–	–	12	–
1,2	4,62	4,46	3,85	3,6	13,25	9,25	8,75	–
1,6	–	–	–	–	11	8	6,75	6,25
2	4,36	4,18	3,62	3,4	9	7	–	–
2,6	4,13	4	3,46	3,26	8	6	–	–
2,8	–	–	–	–	8	–	5,05	6,25
3,2	4	3,82	3,3	3,09	–	–	–	–
3,7	–	–	–	–	–	5,2	4,5	6,25
4,2	3,82	3,6	3,13	3	–	–	–	–
4,5	3,75	3,58	3,1	2,9	–	4,75	–	6,25
5,5	3,7	3,52	3,03	2,89	–	–	–	–
5,9	3,7	3,5	3,01	2,88	–	–	–	–
6	–	3,5	3	2,88	–	–	–	–
7	–	–	3	2,87	–	–	–	–

Результаты, представленные в виде кривых течения и кажущейся вязкости, демонстрируются на рис. 2–4, а результаты обработки, основанные на степенном законе ОГС, – в табл. 2 [42–44].

Как показал анализ полученных данных (рис. 2–4, табл. 2), ОГС в пористой зоне похожи на псевдопластические жидкости ($n < 1$ см, табл. 2).

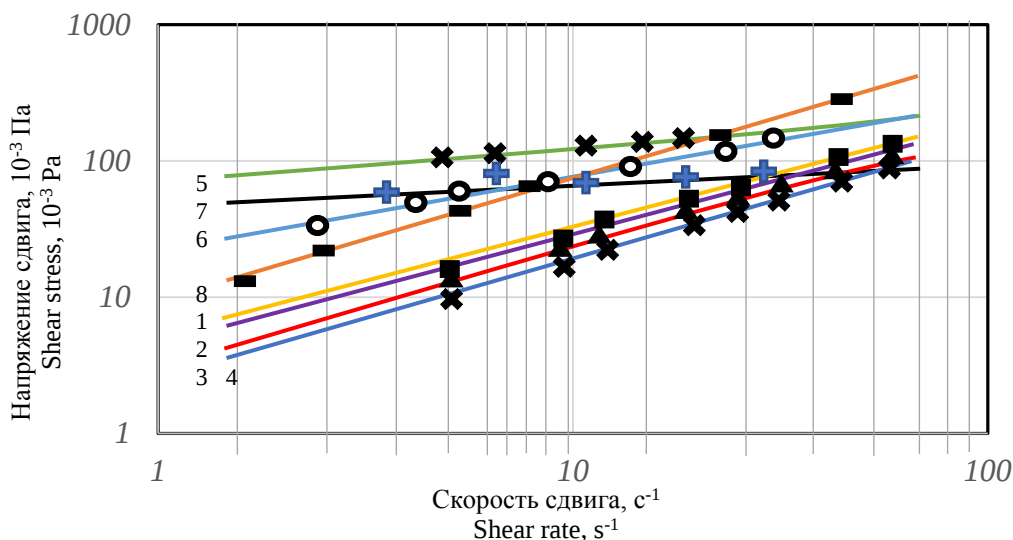


Рис. 2. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для осадкогелеобразующих составов на основе полиакриламида концентрацией 0,05 % и NaOH в различных растворителях при их движении через пористые среды: а) в дистиллированной воде с концентрацией NaOH, %: 1 – 0,1; 2 – 0,12; 3 – 0,25; 4 – 0,75; б) в пресной воде с концентрацией NaOH, %: 5 – 0,1; 6 – 0,12; 7 – 0,25; 8 – 0,75

Fig. 2. Dependence of shear stress on shear rate for sediment-gelling compositions based on polyacrylamide with a concentration of 0,05% and NaOH in various solvents during their movement through porous media: а) in distilled water with NaOH concentration, %: 1 – 0,1; 2 – 0,12; 3 – 0,25; 4 – 0,75; б) in fresh water with NaOH concentration, %: 5 – 0,1; 6 – 0,12; 7 – 0,25; 8 – 0,75

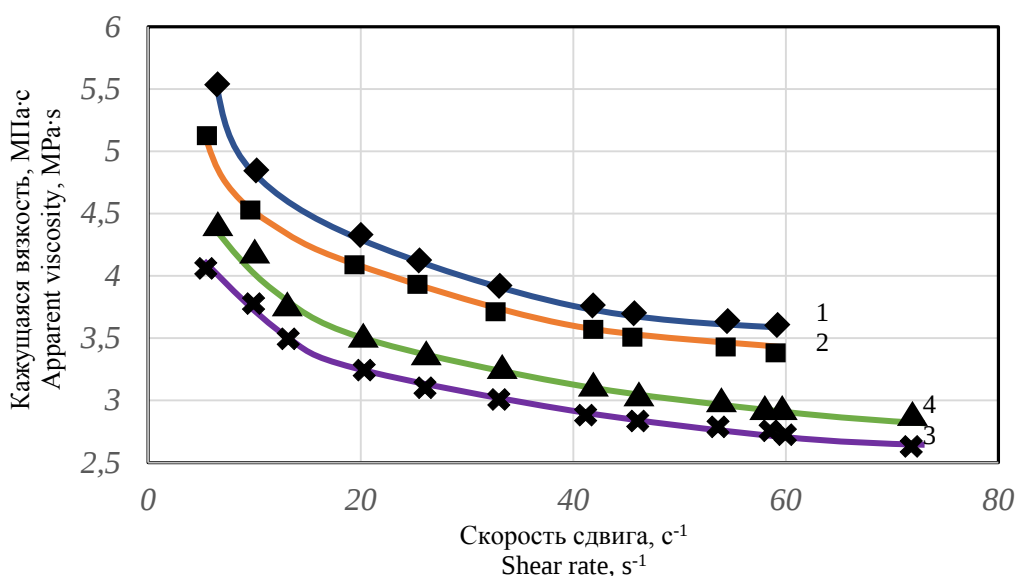


Рис. 3. Зависимость кажущейся вязкости осадкогелеобразующих составов на дистиллированной воде от скорости сдвига при фильтрации через пористую среду и содержании в его составе полиакриламида 0,05 % и едкого натра, %: 1 – 0,1; 2 – 0,12; 3 – 0,25; 4 – 0,75

Fig. 3. Dependence of the apparent viscosity of sediment-gelling compositions in distilled water on the shear rate during filtration through a porous medium and the content of polyacrylamide 0,05% and caustic soda in its composition, %: 1 – 0,1; 2 – 0,12; 3 – 0,25; 4 – 0,75

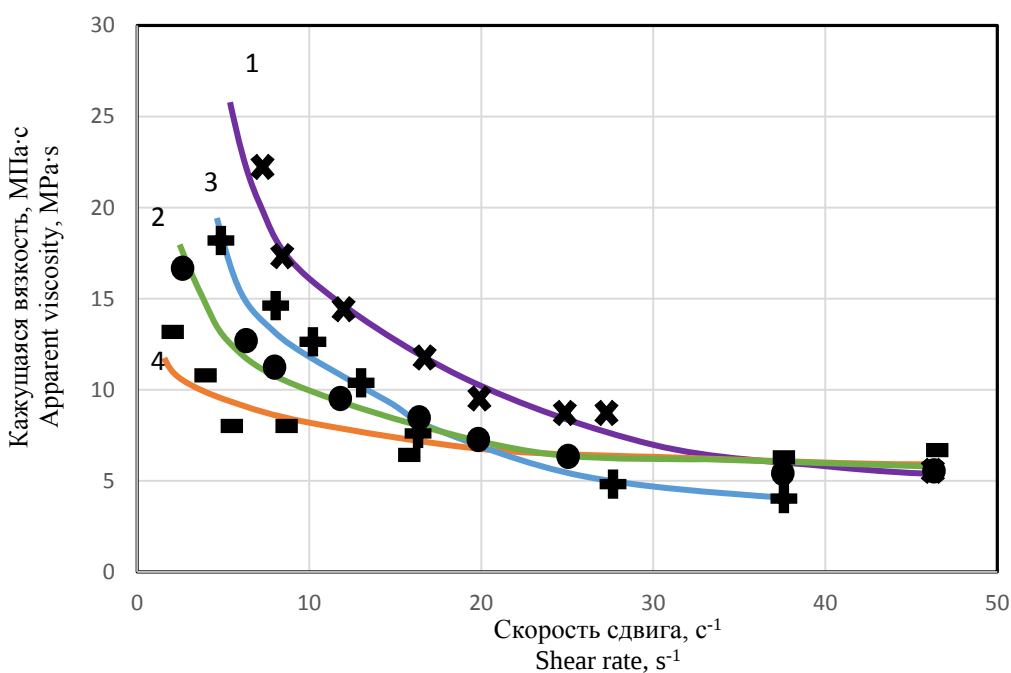


Рис. 4. Зависимость кажущейся вязкости осадкогелеобразующих составов на пресной воде от скорости сдвига при фильтрации через пористую среду и содержании в его составе полиакриламида 0,05 % и едкого натра, %: 1 – 0,1; 2 – 0,12; 3 – 0,25; 4 – 0,75

Fig. 4. Dependence of the apparent viscosity of sediment-gelling compositions in fresh water on the shear rate during filtration through a porous medium and the content of polyacrylamide 0,05% and caustic soda in its composition, %: 1 – 0,1; 2 – 0,12; 3 – 0,25; 4 – 0,75

Таблица 2. Зависимость характера течения осадкогелеобразующих составов (полиакриламида, NaOH, растворитель) в пористой среде от концентрации полимера, щелочи и типа растворителя

Table 2. Dependence of the nature of the flow of sediment-gelling compositions (polyacrylamide, NaOH, solvent) in a porous medium on the concentration of the polymer, alkali, and type of solvent

Осадкогелеобразующие составы Sediment-gelling compounds		Тип растворителя Solvent type			
Концентрация Concentration, %		Дистиллированная вода Distilled water		Пресная вода Fresh water	
Полиакриламид Polyacrylamide	NaOH	Реологические константы Rheological constants			
		<i>k</i>	<i>n</i>	<i>k</i>	<i>n</i>
0,05	0,1	7,1819	0,8331	79,377	0,2951
	0,12	6,849	0,8337	31,092	0,508
	0,25	5,8957	0,8354	62,282	0,2531
	0,75	5,2206	0,8538	11,756	0,8108

При сопоставлении полученных данных (рис. 3) видно, что кажущаяся вязкость ОГС в пористой среде будет выше, чем вискозиметрическая при одинаковых скоростях сдвига [45, 46].

Сдвиговые деформации определяются изменениями концентрации щелочи и полимера в осадочных гелеобразующих соединениях. Характер взаимодействия осадочных гелеобразующих соединений с пористой средой играет существенную роль в определении особенностей течения [47].

Более высокий коэффициент стойкости осадочных гелеобразующих композиций в пресной воде по сравнению с дистиллированной водой виден из табл. 2, а более высокая кажущаяся вязкость видна из рис. 3, 4.

Проведенные исследования в работах [48–51] показали, что увеличение коэффициента стойкости препаратов на основе полимеров и щелочей в пресной воде связано с конформационными изменениями макромолекул полимера.

Уменьшение фактора сопротивления для ОГС как на дистиллированной, так и на пресной воде с увеличением концентрации щелочи в растворе может быть объяснено снижением размеров макромолекул и их ассоциаций [52–55].

Заключение

Анализ результатов экспериментальных исследований особенностей фильтрации осадкообразующих составов через пористые среды и дополнительной литературы показал, что особенности течения осадочных гелеобразующих соединений через пористые среды связаны с конформационными изменениями макромолекул и их ассоциаций, вызванными сдвиговыми деформациями. При фильтрации этих соединений через пористую среду необходимо соблюдать динамическое равновесие между количеством удерживаемого осадка и осадка, вымываемого из пористой среды. Причем это равновесие будет поддерживаться с неравномерным количеством удерживаемого осадка в зависимости от скорости фильтрации.

После проведенных исследований можно отметить, что поведение осадкогелеобразующих составов в пористых средах определяется по конформационным изменениям макромолекул полимера, которые зависят от содержания щелочи и полимера в составе, от минерализации растворителя и вод, насыщающих пористую среду, от скорости фильтрации и взаимодействия осадкогелеобразующих составов с пористой средой (результаты экспериментов убедительно показаны графически, согласно проведенным экспериментам). По нашим предположениям уменьшение фактора сопротивления для осадкогелеобразующих составов как на дистиллированной, так и на пресной воде с увеличением концентрации щелочи в растворе может быть объяснено снижением размеров макромолекул и их ассоциаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Revisiting the development of oil deposits with low permeability reservoirs / S.N. Zakirov, A.A. Barenbaum, E.S. Zakirov, I.M. Indrupskiy, V.A. Serebryakov, D.S. Klimov // Indian Journal of Science and Technology. – 2016. – № 42. – P. 104219. DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i42/104219.
2. Сулейманов Б.А., Гурбанов А.Г., Тапдыгов Ш.З. Изоляция водопритока в скважину термоактивной гелеобразующей композицией // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 4. – С. 21–26. DOI: 10.5510/OGP20220400779.
3. Challenges in characterization of residual oils. A review / D. Stratiev, I. Shishkova, A. Pavlova, I. Tankov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – P. 227–250.
4. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs, Canada / F.F. Chang, T. Love, C.J. Affeld, J.B. Blevins, R.L. Thomas, D.K. Fu // Annual Technical Journal and Exhibition. – 2021. – Vol. 11. – P. 37–48.
5. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology, Canada // Journal of petroleum technology. – 2022. – Vol. 121. – P. 457–458.
6. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique, Texas // Journal of Drilling&Completion. – 2022. – Vol. 12. – P. 77–89.
7. Taylor D., Kumar P.S. Viscoelastic surfactant based selfdiverting acid for enhanced stimulation in carbonate reservoirs, India // The latest ways to increase oil production. – 2018. – Vol. 58. – P. 667–668.

8. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 128–134. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
9. He J.G., Song K.P., Yang J. Study on experiment of advance water injection an example from low permeability oil reservoir of Fuyu oil reservoir in an oil field // Science Technology and Engineering. – 2014. – Vol. 14. – № 11. – P. 181–183.
10. Кондаков А.П., Гусев С.В., Нарожный О.Г. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 74–77.
11. Результаты и перспективы применения осадкогелеобразующих составов для увеличения нефтеотдачи пласта АС 4-8 Федоровского месторождения / Ф.Ю. Алдакимов, С.В. Гусев, В.Ю. Огорельцев, Е.О. Гребенкина // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 87–89.
12. Демьяненко Н.А., Повжик П.П., Ткачев Д.В. Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2021. – 288 с.
13. Investigating the Necessity of Developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) system for stimulation of a middle-eastern carbonate reservoir / H. Jafarpour, J. Moghadasi, D.G. Petrakov, A. Khormali // Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition, Saint Petersburg. – 2018. – P. 1–5. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543> (дата обращения 30.04.2024).
14. Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 2. – С. 64–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.
15. Nsoga V.N., Hona J., Pemha E. Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow // International Journal of nonlinear sciences and numerical simulation. – 2017. – Vol. 18. – № 6. – P. 507–513.
16. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
17. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region, Texas // Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2018. – Vol. 21. – P. 171–175.
18. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation, Texas // International Journal of Oilfield Chemistry. – 2020. – Vol. 01. – P. 45–48.
19. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 5. – С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
20. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations, Qatar / A.M. Goma, J. Cutler, Qu Qi, E. Cawiezel Kay // International Production and Operations Exhibition. – 2019. – Vol. 558. – P. 6–18.
21. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs, China // Oil industry development prospects China. – 2019. – Vol. 912. – P. 1637–1668.
22. Wenye S., Mun-Hong H. Forecasting and uncertainty quantification for naturally fractured reservoirs using a new dataspace inversion procedure // 15th Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR). – Amsterdam, Netherlands: European Assoc. Geoscientists & Engineers Computational geosciences. – 2017. – Vol. 21. – № 5–6. – P. 1443–1458.
23. Хабибуллин М.Я. Метод термодисперсионного импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
24. Лесин В.И. Фрактальная теория вязкости неньютоновской нефти, основанная на учете взаимодействия коллоидных частиц: обзор и новые результаты // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – Вып. 1 (32). – С. 26–46. DOI: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art3>.
25. Effect of chemical additives on dynamic capillary pressure during waterflooding in low permeability reservoirs / H. Li, Y. Li, K. Wang, H. Luo, S. Chen, J. Guo // Energy and Fuels. – 2016. – № 9. – P. 7082–7093.
26. Rogachev M., Kondrashev A. Experiments of fluid diversion ability of a new waterproofing polymer solution // Shiyu Kantan Yu Kaifa. – 2015. – Vol. 42. – № 4. – P. 507–511.
27. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Novosibirsk, 2019. – P. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
28. Experimental study on the mechanism of enhancing oil recovery by polymer – surfactant binary flooding / W. Liu, Y. Wei, W. Jiang, L. Luo, G. Liao, L. Zuo // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44. – № 4. – P. 636–643.
29. Гумерова Г.Р., Ярковская Н.Р. Анализ эффективности применения вязкоупругого поверхностно-активного состава на месторождениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 19–25.
30. Effect of emulsification on surfactant partitioning in surfactant-polymer flooding / J. Li, R. Jia, W. Liu, L. Sun, S. Cong, Y. Yang, J. Zhang // Journal of Surfactants and Detergents. – 2019. – Vol. 22. – № 6. – P. 1387–1394.
31. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Rheological studies of waterproof polymeric compounds under high pressure and temperature // Life Science Journal. – 2014. – Vol. 11. – № 6. – P. 294–296.
32. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019. – 2019. – P. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.
33. Свалов А.М. О правомерности существующего теоретического обоснования технологии циклического заводнения продуктивных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 6 (354). – С. 57–60. DOI: [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6\(354\)-57-60](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6(354)-57-60).

34. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – С. 58–67. DOI: 10.5510/OGP20230300887.
35. On modeling of non-stationary two-phase filtration / V.A. Korotenko, S.I. Grachev, N.P. Kushakova, S.A. Leontiev, M.I. Zaboeva, M.A. Aleksandrov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – P. 012016.
36. Фильтрация жидкостей в аномальных коллекторах / С.И. Грачев, В.А. Коротенко, Н.П. Кушакова, А.Б. Кряквин, О.П. Зотова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 7. – С. 104–113.
37. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.
38. Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82.
39. Махад А.О. Особенности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи пластов // Научный журнал. – 2016. – № 11 (12). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-osadkogeleobrazuyuschih-tehnologiy-uvelicheniya-nefteotdachi-plastov> (дата обращения: 16.02.2023).
40. Брудник И.М., Латыпов А.Г. Физико-химическая совместимость неионогенных поверхностно-активных веществ и минеральных масел как критерий образования стабильных эмульсий прямого типа // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 2. – С. 99–103. DOI: 10.5510/OGP20230200851.
41. Корчагин М.С., Иванчишин В.В. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи // Молодой ученый. – 2021. – № 15 (357). – С. 72–75.
42. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding // Journal of Physics: Conference Series. Information Technologies in Business and Industry: International Conference. 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives. – 2019. – P. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
43. Подопригра Д.Г., Бязров Р.Р., Христич Е.А. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14. – № 2. DOI: 10.15862/37NZVN222 URL: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf> (дата обращения 30.04.2024).
44. Davarpanah A., Nassabeh M.M. Recommendations for optimizing the efficiency of polymer flooding techniques in production operation of an oilfield // Electronic Journal of Biology. – 2017. – Vol. 13 (3). – P. 210–213.
45. Decision making during treatment of bottomhole zone by polymeric systems on the basis of indefinite cluster analysis / T.Sh. Salavatov, A.S. Strekov, M.K. Karazhanova, B.N. Koylibayev // International conference on soft computing, computing with words and perceptions, ICSCCW. – Hungary, Budapest, 2017, 24–25 August. – P. 22–23.
46. Эффективное применение потокоотклоняющей технологии на основе гелеполимерных составов в горизонтальных скважинах / Т.А. Исмагилов, И.М. Ганиев, А.В. Сорокин, Н.С. Резник, С.И. Эдель // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 117–121.
47. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes // Journal of Physics: Conference Series. Information Technologies in Business and Industry: International Conference. – 2019. – P. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
48. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps // Chemical and Petroleum Engineering. – 2020. – Vol. 55. – № 11–12. – P. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1.
49. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs, China // Oil industry development prospects China. – 2019. – Vol. 912. – P. 1637–1668.
50. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–174. DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169 EDN: RPCFXR.
51. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system / H. Jafarpour, J. Moghadasi, A. Khormali, D.G. Petrakov, R. Ashena // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 172. – P. 50–59. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897> (дата обращения 30.04.2024).
52. Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 6. – С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
53. Rady A. Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2015. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/176574-MS> (дата обращения: 24.12.2020).
54. Rabie A.I. Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron-controlling agent for HP/HT acidizing treatments // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – 2015. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/172640-MS> (дата обращения: 24.12.2020).
55. Поурморад С., Аббаси С., Моханти А. Геохимический анализ осадочных отложений юго-западной части Ирана: происхождение и влияние на окружающую среду // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 4. – С. 13–30. DOI: 10.5510/OGP20230400912.

Информация об авторе

Марат Яхиевич Хабибуллин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. m-hab@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>

Поступила в редакцию: 13.05.2024

Поступила после рецензирования: 25.11.2024

Принята к публикации: 19.03.2025

REFERENCES

1. Zakirov S.N., Barenbaum A.A., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Serebryakov V.A., Klimov D.S. Revisiting the development of oil deposits with low permeability reservoirs. *Indian Journal of Science and Technology*, 2016, no. 42, pp. 104219. DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i42/104219.
2. Suleymanov B.A., Gurbanov A.G., Tapdygov Sh.Z. Isolation of water inflow into a well with a thermoactive gel-forming composition. *SOCAR Proceedings*, 2022, no. 4, pp. 21–26. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20220400779.
3. Stratiev D., Shishkova I., Pavlova A., Tankov I. Challenges in characterization of residual oils. A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 227–250.
4. Chang F.F., Love T., Affeld C.J., Blevins J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs. *Annual Technical Journal and Exhibition*, 2021, vol. 11, pp. 37–48.
5. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology. *Journal of petroleum technology*, 2022, vol. 121, pp. 457–458.
6. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique. *Journal of Drilling & Completion*, 2022, vol. 12, pp. 77–89.
7. Taylor D., Kumar P.S., Fu D. Viscoelastic surfactant based selfdiverting acid for enhanced stimulation in carbonate reservoirs. *The latest ways to increase oil production*, 2018, vol. 58, pp. 667–668.
8. Khabibullin M.Ya. Improving the process of hydrochloric acid treatment of wells using the latest technologies and equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 128–134. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
9. He J.G., Song K.P., Yang J. Study on experiment of advance water injection an example from low permeability oil reservoir of Fuyu oil reservoir in an oil field. *Science Technology and Engineering*, 2014, vol. 14, no. 11, pp. 181–183.
10. Kondakov A.P., Gusev S.V., Narozhnyi O.G. Results of large-volume treatments of the bottom-hole zone of injection wells of Surgutneftegaz fields. *Oil industry*, 2016, no. 9, pp. 74–77. (In Russ.)
11. Aldakimov F.Iu., Gusev S.V., Ogoreltsev V.Iu., Grebenkina E.O. Results and prospects of using sedimentary rock-forming compounds to increase oil recovery of the AC 4-8 formation of the Fedorovskoye field. *Oil industry*, 2014, no. 5, pp. 87–89. (In Russ.)
12. Demyanenko N.A., Povzhik P.P., Tkachev D.V. *Technologies for intensifying oil production. Prospects and directions of development*. Gomel, GGTU im. P.O. Sukhoi Publ., 2021. 288 p. (In Russ.)
13. Jafarpour H., Moghadasi J., Petrakov D.G., Khormali A. Investigation of the need to develop a self-guided emulsified acid system (With DEA) for the development of a carbonate reservoir in the Middle East. *Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition*. St Petersburg, 2018. pp. 1–5. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543> (accessed 30 April 2024).
14. Khabibullin M.Ya. Increasing the efficiency of separation of liquid systems during the collection of reservoir fluid. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 2, pp. 64–71. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.
15. Nsoga V.N., Hona J., Pemha E. Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a twodimensional liquid flow. *International Journal of nonlinear sciences and numerical simulation*, 2017, vol. 18, no. 6, pp. 507–513.
16. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, no. 9, pp. 753–778.
17. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 21, pp. 171–175.
18. Alleman D., Qu Qi., Keck R. The Development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation. *International Journal of Oilfield Chemistry*, 2020, vol. 01, pp. 45–48.
19. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Improving the reliability of pipeline welded joints in the reservoir pressure maintenance system. *Oil and Gas Business*, 2019, vol. 17, no. 5, pp. 93–98. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
20. Gomaa A.M., Cutler J., Qu Qi., Cawiezel K.E. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations. *International Production and Operations Exhibition*, 2019, vol. 558, pp. 6–18.
21. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs, China. *Oil industry development prospects China*, 2019, vol. 912, pp. 1637–1668.
22. Wenye S., Mun-Hong H. Forecasting and uncertainty quantification for naturally fractured reservoirs using a new data-space inversion procedure. *15th Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR)*. Amsterdam, Netherlands, European Assoc. Geoscientists & Engineers Computational geosciences, 2017. Vol. 21, no. 5–6, pp. 1443–1458.
23. Khabibullin M.Ya. The method of thermal acid pulse for increasing oil recovery. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 58–64. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
24. Lesin V.I. Fractal theory of viscosity of non-Newtonian oil, based on taking into account the interaction of colloidal particles: review and new results. *Current problems of oil and gas*, 2021, no. 1 (32), pp. 26–46. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art3>
25. Li H., Li Y., Wang K., Luo H., Chen S., Guo J. Effect of chemical additives on dynamic capillary pressure during waterflooding in low permeability reservoirs. *Energy and Fuels*, 2016, no. 9, pp. 7082–7093.
26. Rogachev M., Kondrashev A. Experiments of fluid diversion ability of a new waterproofing polymer solution. *Shiyu Kantan Yu Kaifa*, 2015, vol. 42, no. 4, pp. 507–511.
27. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Novosibirsk, 2019. pp. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
28. Liu W., Wei Y., Jiang W., Luo L., Liao G., Zuo L. Experimental study on the mechanism of enhancing oil recovery by polymer – surfactant binary flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 44, no. 4, pp. 636–643.
29. Gumerova G.R., Iarkeeva N.R. Analysis of the effectiveness of the use of viscoelastic surfactant in the fields of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 19–25. (In Russ.)
30. Li J., Jia R., Liu W., Sun L., Cong S., Yang Y., Zhang J. Effect of emulsification on surfactant partitioning in surfactant-polymer flooding. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2019, vol. 22, no. 6, pp. 1387–1394.
31. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Rheological studies of waterproof polymeric compounds under high pressure and temperature. *Life Science Journal*, 2014, vol. 11, no. 6, pp. 294–296.

32. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov Re.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering*, 2019, pp. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.
33. Svalov A.M. On the validity of the existing theoretical justification of the technology of cyclic flooding of productive formations. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2021, no. 6 (354), pp. 57–60. (In Russ.) Available at: [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6\(354\)-57-60](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6(354)-57-60)
34. Shakhverdiev A.Kh., Arefiev S.V. Forecast of water breakthrough during flooding in conditions of instability of the front of oil displacement by water. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 3, pp. 58–67. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20230300887.
35. Korotenko V.A., Grachev S.I., Kushakova N.P., Leontiev S.A., Zaboeva M.I., Aleksandrov M.A. On modeling of non-stationary two-phase filtration. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, pp. 012016.
36. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P., Kriakvin A.B., Zotova O.P. Filtration of liquids in abnormal reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 7, pp. 104–113. (In Russ.)
37. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019, pp. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.
38. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Investigation of the effect of the transformation of two-phase filtration on the formation of zones of unprocessed oil reserves. *Notes of the Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 68–82. (In Russ.)
39. Mahad Abdi Osman. Features of sedimentary gel-forming technologies for enhanced oil recovery. *Scientific journal*, 2016, no. 11 (12). (In Russ.) Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-osadkogeobrazuyuschih-tehnologiy-uvelicheniya-nefteotdachi-plastov> (accessed 16 February 2023).
40. Brudnik I.M., Latypov A.G. Physico-chemical compatibility of nonionic surfactants and mineral oils as a criterion for the formation of stable direct-type emulsions. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 2, pp. 99–103. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20230200851.
41. Korchagin M.S., Ivanchishin V.V. Hydrodynamic methods for enhanced oil recovery. *Young scientist*, 2021, no. 15 (357), pp. 72–75. (In Russ.)
42. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *In the collection: Journal of Physics: Conference Series. International Conference. Information Technologies in Business and Industry. 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives*, 2019, pp. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
43. Podoprigora D.G., Byazrov R.R., Khristich E.A. The current level and prospects for the development of technologies for pumping large volumes of oil using polymers to enhance oil recovery. *Bulletin of Eurasian Science*, 2022, vol. 14, no. 2. (In Russ.) Available at: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf> DOI: 10.15862/37NZVN222 (accessed 30 April 2024).
44. Davarpanah A., Nassabeh M.M. Recommendations for optimizing the efficiency of polymer flooding techniques in production operation of an oilfield. *Electronic Journal of Biology*, 2017, vol. 13 (3), pp. 210–213.
45. Salavatov T.Sh., Strekov A.S., Karazhanova M.K., Koylibayev B.N. Decision making during treatment of bottomhole zone by polymeric systems on the basis of indefinite cluster analysis. *International conference on soft computing, computing with words and perceptions, ICSCCW*. Budapest, Hungary, 2017, 24–25 August. pp. 22–23.
46. Ismagilov T.A., Ganiev I.M., Sorokin A.V., Reznik N.S., Edel S.I. Efficient application of flow-diverting technology based on gel-polymer compositions in horizontal wells. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 12, pp. 117–121. (In Russ.)
47. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference. Information Technologies in Business and Industry*, 2019, pp. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
48. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2020, vol. 55, no. 11–12, pp. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1.
49. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs in China. *Oil industry development prospects China*, 2019, vol. 912, pp. 1637–1668.
50. Rogov E.A. Investigation of the permeability of the bottomhole zone of wells under the influence of process fluids. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 242, pp. 169–174. (In Russ.) DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169 EDN: RPCFXR.
51. Jafarpour H., Moghadasi J., Khormali A., Petrakov D.G., Ashena R. Increasing the effectiveness of exposure to heterogeneous carbonate reservoirs through the development of a multicomponent acid system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 172, pp. 50–59. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897> (accessed 30 April 2024).
52. Khabibullin M.Ya. Investigation of the processes occurring in the pipe string during the wellhead pulsed injection of fluid into the well. *Oil and Gas Business*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 34–39. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
53. Rady A. Iron deposition in calcite, dolomite and sandstone cores. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2015. Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/176574-MS> (accessed 24 December 2020).
54. Rabie A.I. Sodium gluconate is a new environmentally friendly agent that controls the iron content for acidifying treatments of HP/HT. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. 2015. Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/172640-MS> (accessed: 24 December 2020).
55. Pourmorad S., Abbasi S., Mohanty A. Geochemical analysis of sedimentary deposits of the southwestern part of Iran: origin and impact on the environment. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 4, pp. 13–30. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20230400912.

Information about the author

Marat Ya. Khabibullin, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. m-hab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>.

Received: 13.05.2024

Revised: 25.11.2024

Accepted: 19.03.2025