

УДК 622.322
DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4643
Шифр специальности ВАК: 2.5.21

Повышение эффективности извлечения пластовой жидкости из сильноглинистых пластов путем воздействия на ее структуру электрическим полем

М.Я. Хабибуллин✉

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

✉ m-hab@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью оценки влияния постоянного и переменного электрического поля на физико-химические свойства различного типа вод, на объемную скорость фильтрации жидкостей из сильноглинистых пористых сред и на коэффициент вытеснения нефти водой. *Цель:* исследование влияния постоянного и знакопеременного электрического поля на водородный показатель и межфазное натяжение водных электролитов различной природы, а также на проницаемость пористой среды и коэффициент вытеснения нефти в условиях, моделирующих упомянутый выше пласт кирмакинской свиты. *Объекты.* Эксперименты проводились на специально сконструированной установке, позволяющей производить измерения как в постоянном, так и в переменном электрическом поле, с учетом перепада давления. Корпус модели пласта был изготовлен из органического стекла в виде трубки с варьируемой длиной 0,3–0,7 м и диаметром 0,025 м с смонтированными на входе и выходе электродами из нержавеющей стали. Исследования посвящены влиянию постоянного и знакопеременного электрического поля на водородный показатель и межфазное натяжение водных электролитов различной природы, а также на проницаемость пористой среды и коэффициент вытеснения нефти в условиях, моделирующих упомянутый выше пористый пласт кирмакинской свиты. *Методы.* Наличие внешнего электрического поля оказывает существенное влияние на результирующее значение водородного показателя (рН) и величину межфазного натяжения водных электролитов на границе с углеводородной фазой, чем способствует, по аналогии с реагентной обработкой нефтяных коллекторов, увеличению их проницаемости. При исследовании процессов вторичной миграции нефти в низкопроницаемых водонасыщенных коллекторах отмечается практическое отсутствие факторов напорной фильтрации и подчеркивается доминирование диффузионно-осмотического и электрокинетического факторов при их протекании. Наличие электроосмотического передвижения нефти в различных дисперсных породах (песчано-алевритах и глинах) под действием внешнего электрического поля было доказано экспериментально, а возможность вытеснения нефти фронтом водного раствора электролитов через пористые мембраны различной капиллярно-пористой природы обсуждалась в работе. *Результаты.* На основании совокупности приведенных результатов можно прийти к важному с практической точки зрения выводу: путем направленного воздействия внешнего электрического поля с регламентированными параметрами напряженности на вторичный процесс извлечения нефти водными электролитами можно существенно увеличить значение коэффициента вытеснения труднопроницаемых коллекторов, в частности высокоглинистых коллекторов кирмакинской свиты.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, скорость фильтрации, электрическое поле, сильноглинистые пористые среды, физико-химические свойства, электроосмотическое давление, водородный показатель

Для цитирования: Хабибуллин М.Я. Повышение эффективности извлечения пластовой жидкости из сильноглинистых пластов путем воздействия на ее структуру электрическим полем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 2. – С. 92–101. DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4643

UDC 622.322

DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4643

Increasing the efficiency of formation fluid extraction from highly clayey formations by affecting its structure with an electric field

M.Ya. Khabibullin✉

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

✉m-hab@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to evaluate the impact of a constant and alternating electric field on the physicochemical properties of various types of water, on the volumetric rate of filtration of liquids from highly clayey porous media and on the coefficient of oil displacement by water. **Aim.** To study the impact of a constant and alternating electric field on the hydrogen index and interfacial tension of aqueous electrolytes of various natures, as well as on porous medium permeability and the oil displacement coefficient under conditions simulating the above-mentioned formation of the Kirmakinsky formation. **Objects.** The experiments were carried out on a specially designed installation that allows measurements in both constant and alternating electric fields, taking into account the pressure drop. The body of the reservoir model was made of organic glass in the form of a tube with a variable length of 0.3–0.7 m and a diameter of 0.025 m with stainless steel electrodes mounted at the inlet and outlet. The research is devoted to the impact of constant and alternating electric fields on the hydrogen index and interfacial tension of aqueous electrolytes of various natures, as well as on the permeability of the porous medium and the oil displacement coefficient under conditions simulating the above-mentioned porous layer of the Kirmakinsky formation. **Methods.** The presence of an external electric field has a significant impact on the resulting value of the pH value and the value of the interfacial tension of aqueous electrolytes at the boundary with the hydrocarbon phase, which contributes, by analogy with the reagent treatment of oil reservoirs, to an increase in their permeability. When studying the processes of secondary oil migration in low-permeability water-saturated reservoirs, the practical absence of pressure filtration factors is noted and the dominance of diffusion-osmotic and electrokinetic factors during their occurrence is emphasized. The presence of electroosmotic movement of oil in various dispersed rocks (sand-silts and clays) under the effect of an external electric field was proven experimentally, and the possibility of displacing oil by the front of an aqueous solution of electrolytes through porous membranes of various capillary-porous nature was discussed in the work. **Results.** Based on the totality of the presented results, it is possible to come to an important conclusion from a practical point of view: by means of the directed action of an external electric field with regulated intensity parameters on the secondary process of oil extraction by aqueous electrolytes, it is possible to significantly increase the value of the displacement coefficient of difficult-to-permeate reservoirs, in particular high-clay reservoirs of the Kirmakinsky formation.

Keywords: displacement coefficient, filtration rate, electric field, highly clayey porous media, physicochemical properties, electroosmotic pressure, pH value

For citation: Khabibullin M.Ya. Increasing the efficiency of formation fluid extraction from highly clayey formations by affecting its structure with an electric field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 2, pp. 92–101. DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4643

Введение

Как известно, современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется осложнениями, связанными как с существующей диспропорцией между подготовкой запасов нефти и их извлечением, так и с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ). Подавляющая часть таких месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, приурочена к коллекторам низкой проницаемости, характеризующимся сложным строением продуктивных пластов, значительными размерами водонефтяных зон и повышенной вязкостью нефти [1, 2].

К подобной категории пластов относится и кирмакинская свита (КС) – один из основных объектов

разработки продуктивной толщи Абшеронского полуострова, содержащая большие запасы неизвлеченной нефти. Так, несмотря на завершение буровых работ, все горизонты КС характеризуются низким коэффициентом извлечения нефтяных запасов, не превышающим 30 % [3].

С целью интенсификации добычи нефти на упомянутых залежах начиная еще с 1945 г. были осуществлены попытки применения традиционных технологий гидро- и газодинамического воздействия на пласт, которые оказывались малоэффективными по причине низкой проницаемости неоднородных по составу продуктивных коллекторов, содержащих высокодисперсные глинистые породы [4–6].

Методы и материалы

К настоящему времени в ряде работ, посвященных исследованию так называемых процессов вторичной миграции нефти в низкопроницаемых водонасыщенных коллекторах, отмечается практическое отсутствие факторов напорной фильтрации и подчеркивается доминирование диффузионно-осмотического и электрокинетического факторов при их протекании. Наличие электроосмотического передвижения нефти в различных дисперсных породах (песчано-алевритах и глинах) под действием внешнего электрического поля было доказано экспериментально, а возможность вытеснения нефти фронтом водного раствора электролитов через пористые мембраны различной капиллярно-пористой природы обсуждалась в работах [7, 8]. Влияние на фильтрацию флюидов преобладания электроосмотического давления над гидродинамическим при протекании электрического тока в пластовой системе отмечалось также и в работах [9, 10].

Известно, что зависимость численных значений фильтрационного потенциала (потенциала течения), возникающего при воздействии естественных электрических полей в водонасыщенных коллекторах нефти, и скорости электроосмоса от параметров поля, свойств пористой и жидкой сред описывается уравнением Гельмгольца–Смолуховского, которое может быть представлено в виде [11] по формулам (1) и (2):

$$\Delta U_T = \frac{\zeta \varepsilon \Delta P}{4\pi \eta \kappa} \quad (1)$$

и

$$v = \frac{S \zeta \varepsilon h}{4\pi \eta}, \quad (2)$$

где ζ – электрокинетический потенциал, В; ε – диэлектрическая проницаемость жидкой фазы, для водной среды равная 81 (безразмерная величина); ΔP – гидравлическое давление (напор) жидкости, м; η – вязкость поровой жидкости, для водных сред составляет 0,001 Н·с/м²; κ – электропроводность поровой жидкости, электрическая константа (диэлектрическая проницаемость вакуума), равная $8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м; S – суммарная площадь поперечного сечения капиллярных каналов пористой среды, м²; $h = E/L$ – градиент электрокинетического потенциала (напряженность электрического поля), В/м; E – потенциал, приложенный к пористой среде длиной L (м), В.

Как видно из уравнений, в параметрическую зависимость процесса переноса жидкости в пористой среде под действием электрического поля привнесены как характеристики самого поля, так и молекулярные свойства фильтрующей среды и поровой жидкости [12].

Следует отметить, что наличие внешнего электрического поля оказывает существенное влияние на результирующие значения водородного показателя (рН) и величину межфазного натяжения водных электролитов на границе с углеводородной фазой, чем способствует, по аналогии с реагентной обработкой нефтяных коллекторов, увеличению их проницаемости [13].

Отсутствие универсальности перечисленных характеристик (нет критериальной связи для данной зависимости в безразмерных параметрах) обуславливает необходимость постановки задач их экспериментального исследования применительно к конкретной системе порода–нефть–вода и условиям их взаимодействия [14].

Данная работа посвящена исследованию влияния постоянного и знакопеременного электрического поля на водородный показатель и межфазное натяжение водных электролитов различной природы, а также на проницаемость пористой среды и коэффициент вытеснения нефти в условиях, моделирующих упомянутый выше пористый пласт кирмакинской свиты.

Результаты и обсуждения

Эксперименты проводились на специально сконструированной установке, позволяющей производить измерения как в постоянном, так и в переменном электрическом поле, с учетом перепада давления [15–17]. Корпус модели пласта был изготовлен из органического стекла в виде трубки длиной 0,3–0,7 м и диаметром 0,025 м с вмонтированными на входе и выходе электродами из нержавеющей стали. Пористая среда составлялась из породы поверхностных обнажений Кирмакинской долины месторождения Балаханы [18–20]. В качестве вытесняющих нефть гидродинамических компонентов системы использовались водные электролиты, характеристика которых представлена в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика нагнетаемых в пластовую модель водных электролитов

Table 1. Characteristics of aqueous electrolytes injected into the reservoir model

Вода Water	Состав, мг. экв./л./Composition, mg. eq./l							
	Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ⁻	RCO ₃
Курильская Kurinskaya	36,04	5,8	3,1	40,0	5,1	—	0,07	—
Морская Marine	154,0	16,0	56,0	166,0	58,0	2,0	—	—
Жесткая пластовая Tough reservoir	171,90	16,54	15,28	202,33	0,06	0,92	—	0,39
Щелочная пластовая Alkaline reservoir	24,17	0,50	1,30	15,19	2,97	7,31	0,56	0,67

Перед постановкой базовых экспериментов было изучено влияние постоянного электрического поля на значения pH и межфазное натяжение (σ) использованных водных электролитов на границе раздела с высокоочищенным керосином, что сопоставлялось с предварительно полученными результатами его оценки вне воздействия электрического поля [21–24].

Как вытекает из данных, приведенных на рис. 1, а, при фиксированных значениях напряжения электрического поля (20 и 100 В) с увеличением времени течения постоянного тока через образец щелочной воды наблюдается прирост величины водородного показателя различной интенсивности, зависящей от напряжения на электродах, который стабилизируется в течение 30 минут от начала эксперимента. Так, при напряжении 20 В после 30 мин. эксперимента прирост водородного показателя щелочной воды составляет 14,3 %, а величина межфазного натяжения между ней и очищенным керосином снижается на 22,2 % по отношению к таковой до воздействия электрического поля. Расход электроэнергии при этом составил $1,2 \cdot 10^{-4}$ кВт·ч, что незначительно превышает энергозатраты в случае экспериментов с пластовой, жесткой и Куринской водой [25].

Аналогичная тенденция прироста водородного показателя и снижения поверхностного натяжения на границе раздела электролит–углеводород наблюдается исключительно при воздействии на морскую воду электрического поля напряженностью 20 В (рис. 1, б) [26–29]. При воздействии поля напряженностью 100 В водородный потенциал электролита возрастает, а поверхностное натяжение снижается только в начальном периоде протекания постоянного тока (~5 мин.). С увеличением времени воздействия электрического поля наблюдается резкое снижение значения pH до величины 8,3, меньшей водородного показателя, не подверженного воздействию поля образца морской воды. Как следствие этого, в области экстремальных значений основности электролита поверхностное натяжение на границе раздела с очищенным керосином минимально [30–33].

Взаимосвязь значений водородного показателя водных электролитов и поверхностного натяжения на границе раздела с углеводородными жидкостями прослеживается также в экспериментах по воздействию электрического поля различной напряженности на морскую воду (рис. 2) [34]. При этом установлено, что на результирующее значение pH электролита оказывают влияние как варьируемые параметры напряженности электрического поля, так и начальное приращение величины водородного показателя в процессе ионного обмена при контакте морской воды с пористой средой [35–39]. Так, в результате фильтрации морской воды через

сильноглинистую пористую среду и последующего воздействия внешнего электрического поля напряженностью 25, 50, 75 и 100 В наблюдается увеличение pH электролита с 8,5 до 12,5 и, как следствие этого, снижение межфазного натяжения воды с 28 до 7 мН/м. Расход электроэнергии для достижения этих показателей составил $78 \cdot 10^{-4}$ кВт·ч.

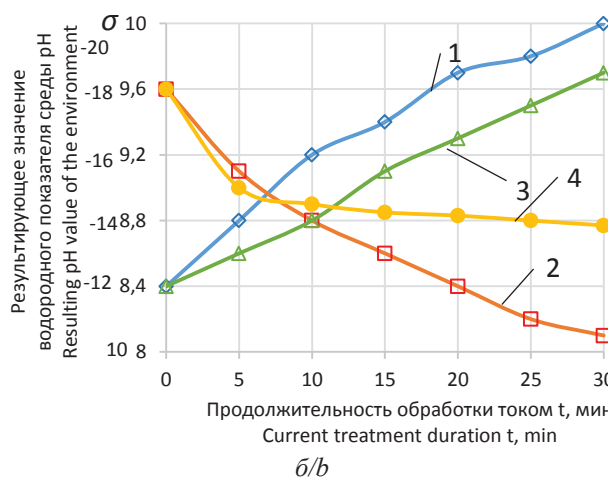
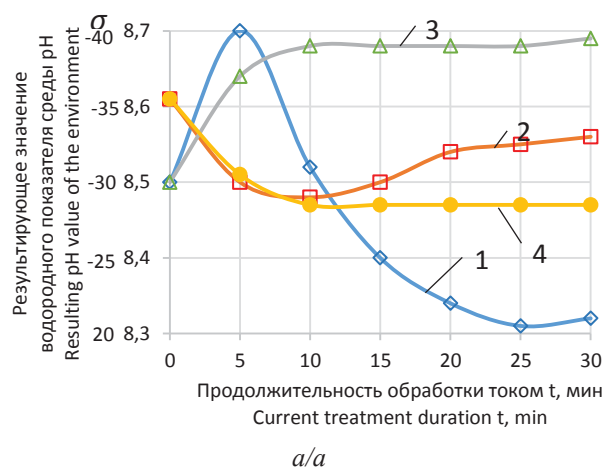


Рис. 1. Зависимость изменения величины pH и σ от продолжительности обработки током пластово-щелочной (а) и морской (б) вод. Величины pH и σ при напряжениях 100 В (1,2) и 20 В (3,4)

Fig. 1. Dependence of changes in pH and σ on the duration of current treatment of alkaline reservoir (a) and marine (b) water. pH and σ values at voltages of 100 V (1,2) and 20 V (3,4)

Для расширения представлений о влиянии природы водных электролитов в процессе их фильтрации на степень активации во внешнем электрическом поле были проведены эксперименты по оценке скорости фильтрации смесей пластовой щелочной и пресной воды. Пористая среда при этом составлялась из выборки сильноглинистой породы кирмакинской свиты [40–42].

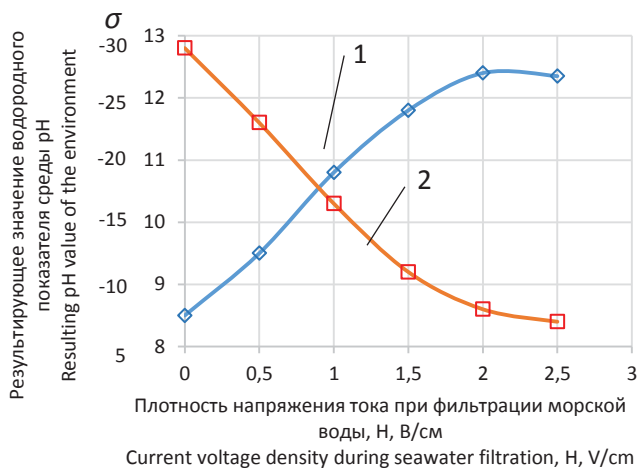
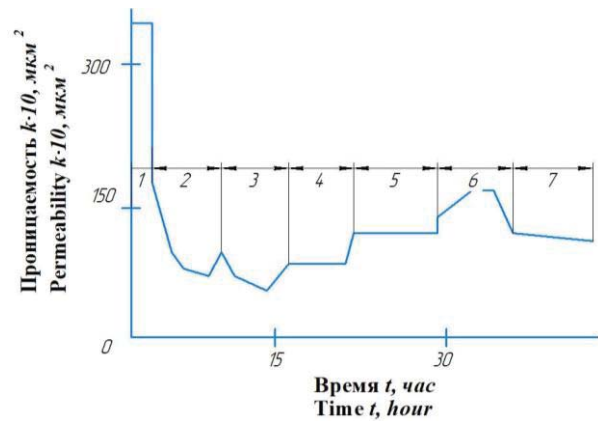


Рис. 2. Зависимость изменения величины pH (1) и σ (2) от плотности напряжения тока при фильтрации морской воды

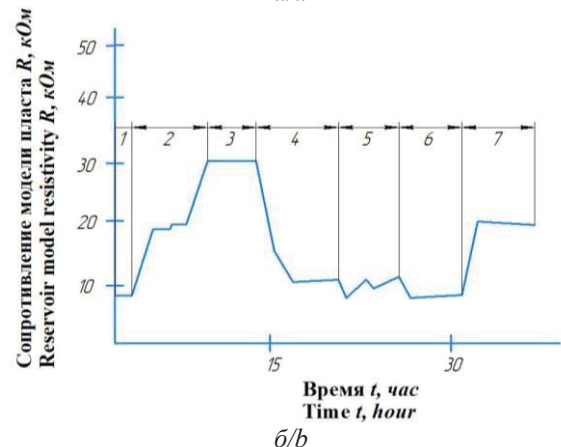
Fig. 2. Dependence of changes in pH (1) and σ (2) on current voltage density during marine water filtration

С этой целью после достижения постоянной величины проницаемости пористой среды ($0,33 \text{ мкм}^2$) при фильтрации пластовой щелочной воды под гидродинамическим перепадом давления $0,04 \text{ МПа}$ последняя замещалась пресной, Куринской. Как и следовало ожидать, при нагнетании пресной воды происходит резкое снижение проницаемости пористой среды (рис. 3, а), что, вероятно, связано с перераспределением равновесного состояния неорганических ионов при смешении электролитов и с изменением параметров так называемого двойного электрического слоя на границе раздела порода-жидкость [43–45]. Примечательным является тот факт, что последовательное воздействие постоянно-го тока с напряжением 100 В и переменного тока с напряжением $100, 150$ и 200 В на модель пласта кирмакинской свиты, характеризующегося неоднородностью минералогического состава, приводит к релаксации высокой фильтрационной способности смешанного электролита [46]. Учитывая, что скорость протекания электрокинетических процессов обратно пропорциональна сопротивлению токопроводящей среды, представлялось целесообразным исследование зависимости электрического сопротивления системы пористая среда – электролит от параметров прилагаемого электрического поля. Как видно из рис. 3, а, б, водопроницаемость пористой среды антибатна величине электрического сопротивления системы в целом и пропорциональна силе тока, проходящего через модель пласта. Следовательно, в случае реализации однонаправленного потока зарядов и водной фазы за счет одновременного воздействия перепада давления и внешнего электрополя возможен синергизм этих двух составляющих, проявляющийся в возрастании фильтрационных

свойств. Полученные результаты свидетельствуют также о возможности избирательно регулировать фильтрационную способность системы за счет варьирования природы электролита и параметров прилагаемого электрического поля [47–49].



а/а



б/б

Рис. 3. Изменение проницаемости (а) и сопротивления модели пласта (б) в различных условиях. Фильтрация пластовой (1) и Куринской воды (2, 7) без воздействия тока; Куринской воды при напряжении постоянного тока 100 В (3), при напряжениях переменного тока 100 В (4), 150 В (5) и 200 В (6)

Fig. 3. Changes in permeability (а) and resistance of the reservoir model (б) under different conditions. Filtration of formation (1) and Kurinskaya water (2, 7) without exposure to current; Kurinskaya water at a DC voltage of 100 V (3), at AC voltages of 100 V (4), 150 V (5) and 200 V (6)

Естественно предположить, что влияние электрического поля на фильтрационные характеристики исследуемой модельной системы пористая среда – водный электролит может распространяться и на показатели вытеснения нефти из порового пространства пласта. Для экспериментальной проверки этого предположения была реализована модель пласта, составленная из песка кирмакинской

свиты с практически идентичной пористостью (26...27 %), проницаемостью ($0,3 \text{ мкм}^2$) и удельной поверхностью ($17 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{м}^3$). Емкость с породой подвергалась вакуумной обработке и насыщалась пластовой щелочной водой горизонта кирмакинской свиты. После замещения воды нефтью одноименного месторождения нефтенасыщенность породы составляла 73,5 % [50, 51].

На рис. 4 представлены результаты исследования зависимости коэффициента вытеснения нефти от пропущенного объема морской воды при одинаковом перепаде давления (0,1 МПа) как в отсутствии, так и при наличии воздействия постоянного электрического тока. Видно, что для безводной части фильтрата значение коэффициента вытеснения равно 0,37. При протокe через модель морской воды в количестве, равном четырехкратному объему порового пространства (так называемый водный период фильтрации) усредненное значение коэффициента вытеснения нефти составило 0,27, что в совокупности с безводным периодом фильтрации достигает практически приемлемой величины – 0,64 [52].

После появления в фильтрате воды модель пласта с определенным временным интервалом подвергалась воздействию постоянного, а затем переменного тока с напряжением 100 В. Сопоставление результатов, иллюстрируемых кривыми 1 и 2 (рис. 4), свидетельствует о более интенсивном росте значений коэффициента вытеснения нефти морской водой под воздействием электрического поля в начальной стадии процесса фильтрации. Дальнейшая закачка воды не приводит к ощутимому приращению величины коэффициента вытеснения нефти, который принимает стационарное значение после закачки воды в количестве, равном трехкратному объему порового пространства модели пласта [53–55].

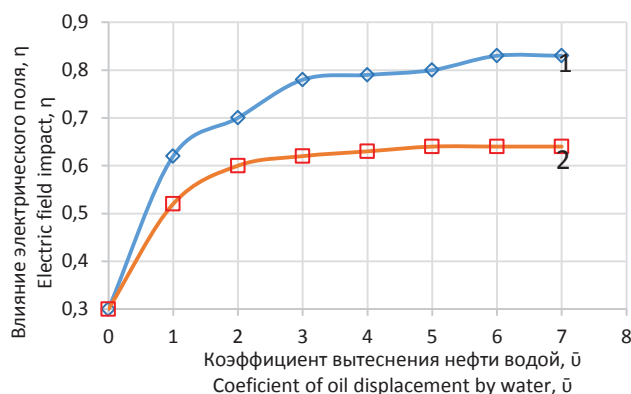


Рис. 4. Влияние электрического поля на коэффициент вытеснения нефти водой: 1 – вытеснение морской водой при напряжении тока 100 В; 2 – вытеснение морской водой

Fig. 4. Electric field impact on the coefficient of oil displacement by water: 1 – displacement by marine water at a voltage of 100 V; 2 – displacement by marine water

Заключение

Таким образом, на основании совокупности приведенных результатов можно прийти к важному с практической точки зрения заключению, а именно: когда традиционные методы извлечения нефти из низкопродуктивных пластов оказываются малоэффективными, путем направленного воздействия внешнего электрического поля с регламентированными параметрами напряженности на вторичный процесс извлечения нефти водными электролитами можно существенно увеличить значение коэффициента вытеснения труднопроницаемых коллекторов, в частности высокоглинистых коллекторов кирмакинской свиты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 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.
- Ахмад Ф.Ф., Гайбалиев Г.Г. Интенсификации притока нефти путём изоляции притоков воды в призабойной зоне // Scientific Petroleum. – 2022. – № 2. – С. 23–27.
- Лятифов Я.А. Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 25–30.
- Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving Cauchy problem of one-dimensional gas dynamics // Journal of Siberian federal university. mathematics and physics. – 2022. – Vol. 15 (4). – P. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.
- 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.
- A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore / P.A.L.P. Firme, F.L.G. Pereira, D. Roehl, C. Romanel // 50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. – USA, Houston, 2016. – Vol. 3. – P. 2555–2564.
- Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells // World Journal of Engineering and Technology. – 2017. – Vol. 05. – № 04. – P. 626–647.
- Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock // Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering. – 2019. – Vol. 38. – P. 2831–2839.
- Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 4. – P. 359–369.
- 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

11. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
12. Zaichenko A.Yu., Glazov S.V., Salgansky E.A. Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids // Theoretical foundations of chemical engineering. – 2017. – Vol. 51. – № 5. – P. 673–679.
13. The application of X-ray Micro Computed Tomography (MicroCT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency / M.S. Orlov, P.V. Roschin, I.A. Struchkov, V.T. Litvin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 2015. SPE-176600-MS. DOI: 10.2118/176600-MS.
14. Assem A.I., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A. Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. – 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/165203-MS>
15. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects // Journal of Southwest Petroleum University. – 2018. – Vol. 40. – № 2. – P. 86–94.
16. 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
17. Хэнян Ван, Подгорнов В.М. Проектирование мест расположения термокомпенсаторов для предотвращения деформации многослойных фильтров в горизонтальном стволе паронагнетательной скважины // Газовая Промышленность. – 2019. – № 4. – С. 38–44.
18. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 83–90. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83.
19. 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
20. Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria / U.S. Nazarov, N.S. Salidjanova, Sh.M. Nashvandov, O.L. Xidirov // Scientific Petroleum. – 2022. – Vol. 1. – P. 52–62.
21. 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.
22. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 104–109.
23. Двойников М.В., Ошибков А.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
24. Кейн С.А., Швец С.В. Оценка сложности траектории горизонтальных скважин при спуске обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 7. – С. 38–41.
25. 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.
26. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin / V.P. Gupta, S.R. Sanford, R.S. Mathis, E.K. Dipippo, M.J. Egan // Paper SPE/IADC. – 2013. – Vol. 12. – P. 163487.
27. Helmy M.W. Application of new technology in the completion of ERD wells // Sakhalin-1 Development. Paper SPE. – 2006. – Vol. 8. – P. 103587.
28. 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. – 2019. – P. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054
29. Hossain M.E., AlMejed A.A. Fundamental of sustainable drilling engineering. – Chichester: Scrivener Publ. LLC, 2015. – 786 p.
30. Швец С.В., Кейн С.А. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 19–23.
31. Successful optimization strategies combine to deliver significant performance boost at the edge of the ERD envelope / R.W. James, P.J. Pastusek, G.R. Kuhn, A.F. Andreev, J.R. Bailey, L.W. Wang // Sakhalin Island. Russia. Paper SPE. San Diego. – 2012. – Vol. 9. – P. 150959.
32. 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. – P. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012
33. New rotary shouldered connection expands the capability of world record ERD operation / S.R. Sanford, M.W. Walker, J.N. Brock, M.J. Jellison, A.F. Muradov // Paper SPE/ IADC. Fort Worth. – 2014. – Vol. 5. – P. 168049.
34. Schamp J.H., Estes B.L., Keller S.R. Torque reduction techniques in ERD wells // Paper SPE/IADC. Miami. – 2006. – Vol. 14. – P. 98969.
35. Третьяк А.А., Савенок О.В., Швец В.В. Скважинные фильтры. – Новочеркасск: Колорит, 2019. – 227 с.
36. Successful implementation of hydraulic fracturing techniques in high permeability heavy oil wells in the Llanos Basin-Colombia / J.I. Bahamon, C.E. Garcia, M.J. Ulloa, J.H. Leal // Ecpetrol SPE. Weatherford. – 2015. – Vol. 54. – P. 136425.
37. 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
38. Щербакова К.О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин // Proceedings of Higher Educational Establishments: Geology and Exploration. – 2022. – № 6. – С. 29–38. DOI: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>.

39. Dennar L., Amro M., Reichmann S. Polymer selection for enhanced oil recovery in a Niger-Delta Formation via laboratory experiments // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2022. – SPE-211928-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/211928-MS>
40. 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
41. Шве́ц С.В., Кейн С.А. Перспективы применения метода спуска обсадных колонн с облегчённым нижним участком // Электронный научный журнал «Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения». – 2015. – № 2. – С. 81–90.
42. Хабибуллин М.Я. Метод термокислотного импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
43. Karim A., Du C., Hansson G. Influence of exposure to 980 nm laser radiation on the luminescence of Si: Er/O light-emitting diodes // Journal of applied physics. – 2008. – Vol. 12. – P. 123110. DOI: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3050316>
44. The next generation of Sakhalin extended-reach drilling / R.I. Viktorin, J.K. McDermott, R.C. Rush, J.L. Schamp // Paper SPE/IADC. Miami. – 2006. – Vol. 3. – P. 99131.
45. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives. – 2019. – P. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012
46. Walker M.W. Pushing the extended reach envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well // Paper SPE/IADC. San Diego. – 2012. – Vol. 9. – P. 151046.
47. Walker M.W., Veselka A., Harris S.A. Increasing Sakhalin extended reach drilling and completion capability // Paper SPE/IADC. Amsterdam. – 2009. – Vol. 4. – P. 119373.
48. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations / A.S. Ambekar, R.H. Sivakumar, N.A. Anantharaman, M.D. Vivekenandan // Applied Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 108. – P. 999–1007.
49. Mechanical degradation of biopolymers for enhanced oil recovery applications / V.H. Ferreira, K.J. Clinckspoor, A.B. Vermelho, V. S. Cardoso // SPE Journal. – 2022. – Vol. 27 (04). – P. 2052–2072. <https://doi.org/10.2118/209579-PA>.
50. Zhangaliyev M.M., Hashmet M.R., Pourafshary P. Laboratory investigation of hybrid nano-assisted-polymer method for EOR applications in carbonate reservoirs // Offshore Technology Conference Asia, OTC-31398-MS. – 2022. DOI: <https://doi.org/10.4043/31398-MS>.
51. Ван Хэнян, Подгорнов В.М., Мо Цзяли. Экспериментальные исследования эффективности фильтрующих элементов забойных фильтров в потоке высоковязкой нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 01. – С. 43–47.
52. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir / Y.A. Xiong, H.J. Xu, Y.D. Wang, W.R. Zhou, C.E. Liu, L.J. Wang // Petroleum. – 2018. – Vol. 4. – Iss. 3. – P. 358–363.
53. 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.
54. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology, Canada // Journal of petroleum technology. – 2022. – Vol. 121. – P. 457–458.
55. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique, Texas // Journal of Drilling & Completion. – 2022. – Vol. 12. – P. 77–89.

Информация об авторах

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: 02.04.2024

Поступила после рецензирования: 26.04.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

REFERENCES

1. Alleman D., Qi Qu, 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.
2. Akhmad F.F., Gaibalyev G.G. Intensification of oil inflow by isolating water inflows in the bottomhole zone. *Scientific Petroleum*, 2022, no. 2, pp. 23–27.
3. Lyatifov Ya.A. Non-stationary exposure to a thermoactivated polymer composition for deep leveling of the filtration profile. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 25–30. (In Russ.)
4. Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics. *Journal of Siberian federal university. mathematics and physics*, 2022, vol. 15 (4), pp. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.
5. Khabibullin M.Ya. Investigation of the processes occurring in the pipe string during the wellhead pulsed injection of fluid into the well. *Neftgazovoe delo*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 34–39. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.

6. Firme P.A.L.P., Pereira F.L.G., Roehl D., Romanel C. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*. USA, Houston, 2016, vol. 3, pp. 2555–2564.
7. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 2017, vol. 05, no. 04, pp. 626–647.
8. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, vol. 38, pp. 2831–2839.
9. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, pp. 359–369.
10. 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
11. 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. 169–173. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169.
12. Zaichenko A.Yu., Glazov S.V., Salgansky E.A. Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical foundations of chemical engineering*, 2017, vol. 51, no. 5, pp. 673–679.
13. Orlov M.S., Roschin P.V., Struchkov I.A., Litvin V.T. The application of X-ray Micro Computed Tomography (Micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2015. SPE-176600-MS. DOI: 10.2118/176600-MS.
14. Assem A.I., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A. Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/165203-MS>
15. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2018, vol. 40, no. 2, pp. 86–94.
16. 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.
17. Henyang Wang, Podgornov V.M. Designing locations for thermal compensators to prevent deformation of multilayer filters in a horizontal wellbore of a steam injection well. *Gas industry*, 2019, no. 4, pp. 38–44. (In Russ.)
18. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Kukhtinsky A.E. On the relationship between crack resistance coefficients and geophysical characteristics of rocks of hydrocarbon deposits. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 241, pp. 83–90. (In Russ.). DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83.
19. 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.
20. Nazarov U.S., Salidjanova N.S., Nashvandov Sh.M., Xidirov O.L. Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria. *Scientific Petroleum*, 2022, vol. 1, pp. 52–62.
21. 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.
22. Shakhverdiev A.Kh., Arefiev S.V. Concept of monitoring and optimization of the process of flooding of oil reservoirs with instability of the displacement front. *Oil industry*, 2021, no. 11, pp. 104–109. (In Russ.)
23. Dvoynikov M.V., Oshibkov A.V. Analysis of design solutions and technological methods for designing and implementing profiles of directional and horizontal wells. *Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas*, 2013, no. 4, pp. 40–43. (In Russ.).
24. Kane S.A., Shvets S.V. Evaluation of the complexity of the trajectory of horizontal wells when lowering casing strings. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2015, no. 7, pp. 38–41. (In Russ.)
25. 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.
26. Gupta V.P., Sanford S.R., Mathis R.S., Dipippo E.K., Egan M.J. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin. *Paper SPE/IADC*, 2013, vol. 12, pp. 163487.
27. Helmy M.W. Application of new technology in the completion of ERD wells. *Sakhalin-1 Development. Paper S.P.E*, 2006, vol. 8, pp. 103587.
28. 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, pp. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054
29. Hossain M.E., AlMejed A.A. *Fundamental of sustainable drilling engineering*. Chichester, Scrivener Publ. LLC, 2015. 786 p.
30. Shvets S.V., Kane S.A. Influence of horizontal well trajectory parameters on casing string running. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2014, no. 7, pp. 19–23. (In Russ.).
31. James R.W., Pastusek P.J., Kuhn G.R., Andreev A.F., Bailey J.R., Wang L.W. Successful Optimization strategies combine to deliver significant performance boost at the edge of the ERD envelope. *Sakhalin Island. Russia. Paper S.P.E. San Diego*, 2012, vol. 9, pp. 150959.
32. 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
33. Sanford S.R., Walker M.W., Brock J.N., Jellison M.J., Muradov A.F. New rotary shouldered connection expands the capability of world record ERD operation. *Paper SPE/IADC. Fort Worth*, 2014, vol. 5, pp. 168049.
34. Schamp J.H., Estes B.L., Keller S.R. Torque reduction techniques in ERD wells. *Paper SPE/IADC. Miami*, 2006, vol. 14, pp. 98969.
35. Tretyak A.A., Savenok O.V., Shvets V.V. *Downhole filters*. Novochoerkassk, Coloring Publ., 2019. 227 p. (In Russ.).

36. Bahamon J.I., Garcia C.E., Ulloa M.J., Leal J.H. Successful implementation of hydraulic fracturing techniques in high permeability heavy oil wells in the Llanos Basin-Colombia. *Ecopetrol SPE. Weatherford*, 2015, vol. 54, pp. 136425.
37. 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
38. Shcherbakova K.O. Analysis of the problem of high water cut of produced products from horizontal wells. *Proceedings of Higher Educational Establishments: Geology and Exploration*, 2022, no. 6, pp. 29–38. (In Russ.). DOI: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>.
39. Dennar L., Amro M., Reichmann S. Polymer Selection for Enhanced Oil Recovery in a Niger-Delta Formation Via Laboratory Experiments. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 2022, SPE-211928-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/211928-MS>.
40. 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
41. Shvets S.V., Kane S.A. Prospects for using the method of running casing strings with a lightweight lower section. *Electronic scientific journal «Resources of the European North. Technologies and economics of development»*, 2015, no. 2, pp. 81–90. (In Russ.).
42. 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.
43. Karim A., Du C., Hansson G. Influence of exposure to 980 nm laser radiation on the luminescence of Si: Er/O light-emitting diodes. *Journal of applied physics*, 2008, vol. 12, pp. 123110. Available at: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3050316> (accessed 15 July 2022).
44. Viktorin R.I., McDermott J.K., Rush R.C., Schamp J.L. The next generation of Sakhalin Extended-Reach Drilling. *Paper SPE/IADC. Miami*, 2006, vol. 3, pp. 99131.
45. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *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.
46. Walker M.W. Pushing the extended reach envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well. *Paper SPE/IADC. San Diego*, 2012, vol. 9, pp. 151046.
47. Walker M.W., Veselka A., Harris S.A. Increasing Sakhalin extended reach drilling and completion capability. *Paper SPE/IADC. Amsterdam*, 2009, vol. 4, pp. 119373.
48. Ambekar A.S., Sivakumar R.H., Anantharaman N.A., Vivekenandan M.D. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 108, pp. 999–1007.
49. Ferreira V.H., Clinckspoor K.J., Vermelho A.B., Cardoso V.S. Mechanical Degradation of Biopolymers for Enhanced Oil Recovery Applications. *SPE Journal*, 2022, vol. 27(04), pp. 2052–2072. DOI: <https://doi.org/10.2118/209579-PA>.
50. Zangaliyev M.M., Hashmet M.R., Pourafshary P. Laboratory Investigation of Hybrid Nano-Assisted-Polymer Method for EOR Applications in Carbonate Reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia, OTC-31398-MS*, 2022. DOI: <https://doi.org/10.4043/31398-MS>.
51. Wang Hanyang, Podgornov V.M., Mo Jiyali. Experimental studies of the efficiency of downhole filter elements in a high-viscosity oil flow. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2022, no. 01, pp. 43–47. (In Russ.).
52. Xiong Y.A., Xu H.J., Wang Y.D., Zhou W.R., Liu C.E., Wang L.J. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir. *Petroleum*, 2018, vol. 4, Iss. 3, pp. 358–363.
53. 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.
54. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology. *Journal of petroleum technology*, 2022, vol. 121, pp. 457–458.
55. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique. *Journal of Drilling & Completion*, 2022, vol. 12, pp. 77–89.

Information about the authors

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: 02.04.2024

Revised: 26.04.2024

Accepted: 24.12.2024