

УДК 622.276.66
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4372
Шифр специальности ВАК: 010201

Анализ результатов моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта

М.А. Ямкин^{1✉}, Е.У. Сафиуллина¹, А.В. Ямкин²

¹ Санкт-Петербургский горный университет, Россия, г. Санкт-Петербург
² «ООО Газпром трансгаз Томск», Россия, г. Томск

✉ makson.yamkin@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена тем, что в настоящее время гидроразрыв пласта все чаще применяется в качестве метода интенсификации притока на «зрелых» месторождениях с высокой обводненностью скважин. Поэтому первоначальная эффективность гидроразрыва пласта, связанная с ростом добычи нефти, стремится к нулю, так как резко растет количество добываемой воды. При этом существуют скважины, в которых не наблюдался резкий рост обводненности после проведения гидроразрыва пласта, в связи с этим актуальной является проблема предсказания поведения величины обводненности скважины после проведения на ней гидроразрыва пласта. *Цель* данной работы заключается в создании модели, показывающей рост обводненности скважин при помощи функции Бакли–Леверетта при известных параметрах гидроразрыва пласта в течение года после его проведения. *Объект:* модель роста величины обводненности скважины после проведения гидроразрыва пласта. *Методы:* моделирование обводненности скважин после проведения гидроразрыва пласта на языке программирования Python с использованием функции Бакли–Леверетта с последующей оценкой сходимости смоделированных данных с фактическими данными, полученными с Ванкорского нефтегазового месторождения. *Результаты.* Показано, что в течение года обводненность плавно увеличивалась с 12 до 30 %. Сходимость смоделированных и фактических данных составила 98 %. *Заключение.* Создана модель для подсчета роста обводненности на скважине после проведения операции гидроразрыва пласта. Высокая сходимость смоделированных и фактических данных указывает на корректность применения функции Бакли–Леверетта для подсчета роста обводненности на скважине после проведения операции гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: приток нефти, гидроразрыв пласта, модель, обводненность, трещины гидроразрыва пласта

Для цитирования: Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У., Ямкин А.В. Анализ результатов моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 14–21. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4372

UDC 622.276.66
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4372

Analysis of the results of modeling fluid inflow to a hydraulic fracturing

M.A. Yamkin^{1✉}, E.U. Safiullina¹, A.V. Yamkin²

¹ St. Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation
² «Gazprom transgaz Tomsk LLC», Tomsk, Russian Federation

✉ makson.yamkin@mail.ru

Abstract. Relevance. The fact that hydraulic fracturing is the efficient method for intensifying the inflow in "mature" fields. But, despite on its efficiency, it can cause unpredictable increase of water cut in a well. In this regard, the problem of predicting the behavior of the water cut in wells after hydraulic fracturing is topical. *Aim.* To create the model to predict the increase of water cut in well using the Buckley–Leverett function with known hydraulic fracturing parameters during the year after hydraulic fracturing. *Object.* Model of well water cut growth after hydraulic fracturing. *Methods.* Simulation of water cut in wells after hydraulic fracturing using the Python programming language, followed by an assessment of the convergence of the simulated data with actual data obtained from the Vankor oil and gas field. *Results.* It was shown that during the year the

water cut gradually increased from 10 to 31%. The convergence of the simulated and real data was 98%. **Conclusion.** A model has been created to predict the increase in water cut in a well after the hydraulic fracturing. The high convergence of the simulated and actual data indicates the correctness of the application of the Buckley–Leverett function to predict the increase in water cut in the well after the hydraulic fracturing.

Keywords: oil inflow, hydraulic fracturing, model, water cut, hydraulic fracturing fractures

For citation: Yamkin M.A., Safiullina E.U., Yamkin A.V. Analysis of the results of modeling fluid inflow to a hydraulic fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 14–21. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4372

Введение

В настоящее время для увеличения нефтеотдачи часто используется гидроразрыв пласта (ГРП) [1–6]. Это связано с тем, что ГРП позволяет не только увеличить нефтеотдачу, но и интенсифицировать приток нефти. Это обеспечивает увеличение скорости добычи нефти и, как следствие, экономической эффективности месторождения [7]. При этом после проведения ГРП обводненность скважин может резко возрастать с 1 до 84 % либо плавно увеличиваться [1, 8]. В связи этим применение ГРП требует создания инструментов для прогнозирования обводненности после проведения данной операции [8–10]. Одним из таких инструментов является моделирование обводненности скважин. Целью настоящей работы являлось создание модели, показывающей рост обводненности скважин при помощи функции Бакли–Лeverетта, а также верификация разработанной модели путем сравнения результатов моделирования с фактическими данными роста обводненности после проведения ГРП, полученных с Ванкорского нефтегазового месторождения.

Актуальность

Ванкорское нефтегазовое месторождение находится в разработке с 2006 г. [2]. На данный момент на месторождении добывается нефть из нескольких эксплуатационных объектов: Дл I–III, Як I–VII, Сд IX, Нх-I, Нх-III–IX [2]. В связи с тем, что месторождение находится на третьей стадии разработки, на нем применяются различные методики увеличения нефтеотдачи для сохранения добычи нефти. В данной статье рассматривается применение технологии ГРП в качестве метода увеличения нефтеотдачи на Ванкорском месторождении. Данная технология по большей части применяется на эксплуатационном объекте Нх-I [2], поэтому в дальнейшем в статье будет рассматриваться только данный объект.

Как уже обозначалось выше, Ванкорское месторождение находится на третьей стадии разработки. Так как данная стадия характеризуется ростом обводненности, применение операции ГРП влечет за собой резкий рост доли добычи воды в общем газожидкостном потоке из-за неправильного дизайна ГРП и попадания трещины в водоносный горизонт. Поэтому для исследуемого пласта является акту-

альной задача прогнозирования кривой обводненности после проведения операции ГРП.

Основные геологические свойства и показатели разработки объекта Нх-I для обоснования возможности проведения операции ГРП на нем приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные геологические свойства и показатели разработки [1, 3]

Table 1. Main geological properties and development indicators [1, 3]

Параметр/Parameter	Значение/Value
Пористость/Porosity, %	19
Проницаемость, мкм ² Permeability, mcm ²	0,001
Расчлененность Dismemberment	3,6
Горная порода Rock	Алевролит и аргиллит с глинистыми прослойками Siltstone and mudstone with clay interlayers
Текущая обводненность Current water cut, %	13,02

Анализируя табл. 1, можно сделать следующие выводы по эксплуатационному объекту:

1. Объект обладает низкой проницаемостью, поэтому необходимо применение методов увеличения нефтеотдачи, которые будут улучшать проницаемость объекта. С учетом работы [1] наиболее подходящими представляются технологии ГРП, а также обработка призабойной зоны пласта кислотой.
2. Невысокое значение обводненности делает возможным применение технологии ГРП [7].
3. Наличие глинистых пропластков, затрудняющих разработку месторождения, в силу отсутствия единой гидродинамической связи, также делает применение технологии ГРП наиболее подходящим методом для увеличения нефтеотдачи.

С учетом обозначенных выше факторов применение ГРП как метода увеличения нефтеотдачи на данном эксплуатационном объекте является оптимальным.

Однако проведение технологии ГРП сопряжено с высокими операционными затратами, поэтому необходим точный расчет данной операции. В него входит оценка экономической эффективности данной процедуры. В соответствии с работами [11, 12] сразу после проведения ГРП резко возрастает дебит нефти при правильном дизайне трещины. Однако со временем эффективность проведенной операции может снижаться из-за многих факторов, в том числе из-за резкого роста обводненности. Поэтому для правильной оценки экономической эффективности данного метода необходимо прогнозирование кривой обводненности.

Существует несколько моделей расчета добычи нефти на месторождении, которые описаны в работах [13, 14]. В данной статье рассматривается расчет добычи нефти на год после проведения операции ГРП, а из него расчет обводненности добываемой продукции с допущением того, что общий дебит добываемой жидкости не меняется с момента проведения операции ГРП. Этот расчет будет производиться при помощи методики Баклея–Левретта [15, 16]. Далее авторами приводится краткое описание модели расчета движения жидкости по Баклею–Левретту.

Методика Баклея–Левретта описывает фильтрацию двух несмешивающихся жидкостей (вода и нефть) с помощью системы дифференциальных уравнений, выражающих закон сохранения массы [16]. Согласно данной модели делается допущение, что в системе двух жидкостей и горной породы отсутствуют капиллярные силы. Указанное допущение можно сделать для данного месторождения, поскольку рассматриваемый эксплуатационный объект обладает большой пористостью, согласно классификации П.П. Авдусина и М.А. Цветковой [17]. Кроме этого, методика Баклея–Левретта предполагает следующие допущения [16]:

- постоянная пористость пласта;
- постоянная плотность рассматриваемых жидкостей;
- постоянная вязкость рассматриваемых жидкостей;
- пористая среда плоская и не деформируемая.

Методы исследования

Профиль добываемой жидкости после проведения операции ГРП рассчитывался при помощи методики Баклея–Левретта. Подробно данная методика описана в [16, 18], поэтому в данной статье оно не приводится. Допущения, которые делаются при использовании данной модели, описаны выше.

Для моделирования была выбрана скважина № 119 с одностадийным ГРП на Ванкорском месторождении. Анализируемая скважина была вы-

брана по причине наиболее полных доступных по ней данных. Данные, необходимые для расчета профиля добычи по методике Баклея–Левретта, представлены в табл. 2 и на рис. 1.

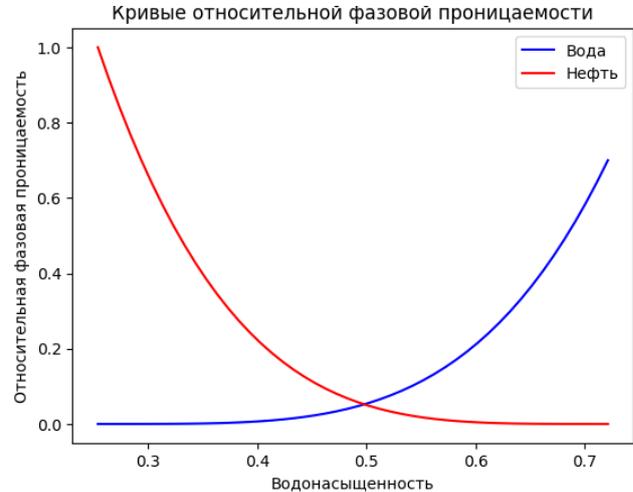


Рис. 1. Кривые относительной фазовой проницаемости
 Fig. 1. Relative permeability curves

Данные для построения кривых относительной фазовой проницаемости были сгенерированы при помощи программного комплекса tNavigator с использованием корреляции Кори в соответствии с работами [19–21]. Далее численные данные были экспортированы в MS Excel и анализировались при помощи средств языка программирования Python.

Таблица 2. Входные данные для прогнозирования обводненности после ГРП [1, 3]

Table 2. Input data for predicting water cut after hydraulic fracturing [1, 3]

Параметр Parameter	Значение Value
Расстояние между скважинами, м Distance between wells, m	500,000
Вязкость нефти, мПа*с/Oil viscosity, mPa*s	0,700
Вязкость воды, мПа*с/Water viscosity, mPa*s	0,570
Коэффициент охвата/Coverage ratio	0,852
Пористость, д.ед./Porosity, units	0,190
Эффективная толщина пласта, м Effective formation thickness, m	6,900

Вычисление производилось по формулам, представленным в работе [15].

На первом этапе производилось построение функции Баклея–Левретта в соответствии с формулой (1):

$$f(S) = \frac{K_B(S)}{K_B(S) + \frac{\mu_B}{\mu_H} K_H(S)}, \quad (1)$$

где $f(S)$ – функция Баклея–Левретта; $K_B(S)$ – зависимость относительной проницаемости по воде от водонасыщенности; $K_H(S)$ – зависимость относительной проницаемости по нефти от водонасыщенности; μ_B – вязкость воды, мПа*с; μ_H – вязкость нефти, мПа*с; S – водонасыщенность, д. ед.

Для построения функции Баклея–Левретта зависимости $K_B(S)$ и $K_H(S)$ были аппроксимированы уравнениями 3 и 4 степени. Численные значения относительной проницаемости, которые аппроксимировались, как уже было описано выше, были получены при помощи корреляции Кори. После этого полученные уравнения были подставлены в уравнение (1) и построена кривая, представленная на рис. 2.

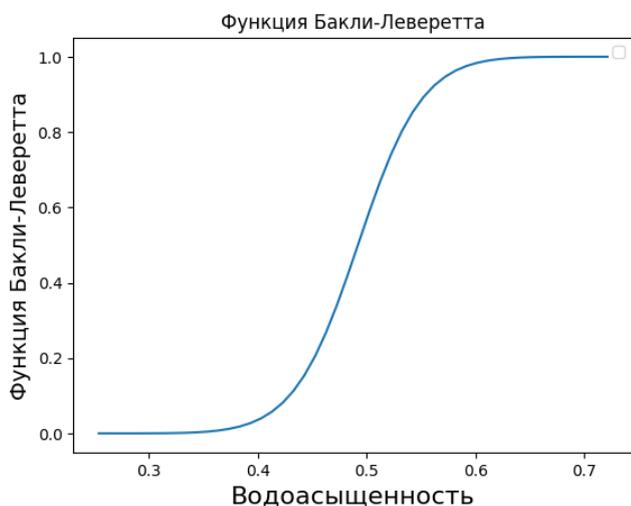


Рис. 2. Функция Баклея–Левретта
 Fig. 2. Buckley–Leverett function

Далее к построенной кривой проводилась касательная из точки, соответствующей значению насыщенности связанной воды. Поиск точки касания производился методами Ньютона в соответствии с работой [22] и половинного деления отрезков в соответствии с работой [23].

Далее производился расчет времени добычи нефти, за которое обводненность не будет менять свое значение, в соответствии с работой [15] по формуле (2):

$$t^* = \frac{V_{II}}{q \cdot f'(S_B)} = \frac{m \cdot \pi \cdot h \cdot r_K^2}{q \cdot f'(S_B)}, \quad (2)$$

где t^* – время безводного периода добычи нефти, сут; V_{II} – объем пор пласта, охваченных заводнением, м³; m – пористость, д. ед.; h – охваченная заводнением толщина пласта, м; r_K – радиус контура питания, м; $f'(S_B)$ – значение производной функции Бакли–Левретта в точке водонасыщенности на фронте вытеснения водой; q – дебит нефти после проведения ГРП, т/сут.

Далее производился расчет следующих показателей: обводненность продукции, суточная добыча нефти и воды.

Расчет обводненности производился в соответствии с работой [15] по формуле (3):

$$\frac{f'(S)}{f'(S_B)} = \frac{t^*}{t}, \quad (3)$$

где $f'(S)$ – значение производной функции Баклея–Левретта в момент времени t , сут.

Далее задавался период времени t , который в данной статье составил год. Затем это время было разделено на равные промежутки, и по этим значениям находились значения производной $f'(S)$, далее находились значения водонасыщенности в этих точках. По ним определялись значения функции Баклея–Левретта, показывающие обводненность продукции.

Далее, в соответствии с работой [15], находилась суточная добыча нефти по формуле (4):

$$q_H = q \cdot (1 - \beta). \quad (4)$$

Затем, в соответствии с работой [12], находилась суточная добыча воды по формуле (5):

$$q_B = q \cdot \beta. \quad (5)$$

Сходимость полученных результатов оценивалась в соответствии с работой [23] по формуле (6):

$$x = \left(1 - \frac{\beta_{\text{реальн}} - \beta_{\text{расч}}}{\beta_{\text{реальн}}}\right) * 100\%, \quad (6)$$

где x – сходимость практических и смоделированных значений, %; $\beta_{\text{реальн}}$ – реальная обводненность, д. ед.; $\beta_{\text{расч}}$ – расчетная обводненность по всем скважинам, д. ед.

Результаты

В табл. 3 представлены значения, необходимые для дальнейших расчетов показателей обводненности, безводного периода добычи нефти, добычи нефти и воды элемента по суткам. Данные значения были получены графо-аналитическим способом.

Таблица 3. Расчет показателей для решения задачи прогнозирования обводненности

Table 3. Calculation of indicators for solving the problem of forecasting water cut

Параметр Parameter	Значение Value
Значение функции Бакли–Левретта в точке водонасыщенности на фронте Value of the Buckley–Leverett function at the water saturation point at the front	0,43
Водонасыщенность на фронте вытеснения водой Water saturation at the water displacement front	0,48
Значение производной функции Бакли–Левретта в точке водонасыщенности на фронте Value of the derivative of the Buckley–Leverett function at the water saturation point at the front	1,89

По формуле (2) рассчитывалось значение t^* , которое составило 25 суток. Далее производился расчет обводненности на следующий год. График обводненности на данный период представлен на рис. 3.

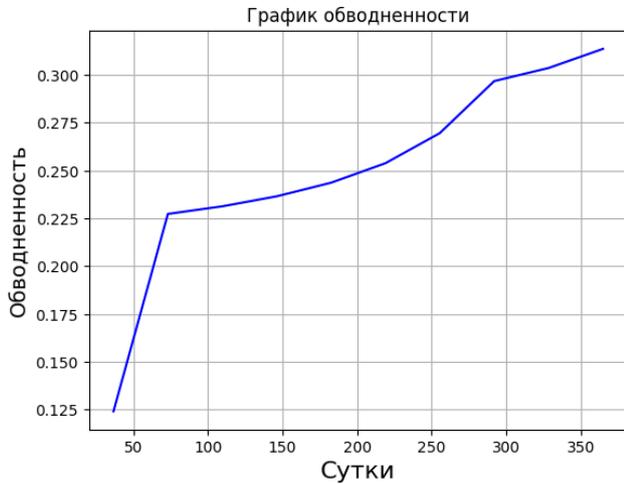


Рис. 3. Обводненность после проведения ГРП
Fig. 3. Water cut after hydraulic fracturing

Графики суточной добычи нефти и воды после проведения ГРП представлены на рис. 4, 5.

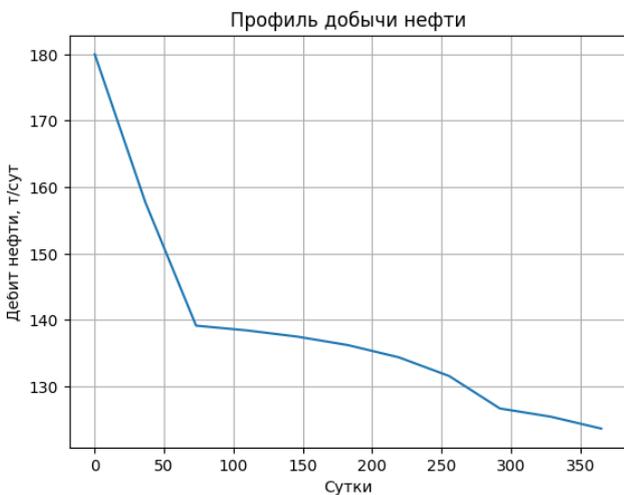


Рис. 4. График добычи нефти после проведения ГРП
Fig. 4. Oil production schedule after hydraulic fracturing

Также в данной работе суммированием добычи нефти элемента за промежутки времени, на которые был разделен год, было рассчитано, сколько тонн нефти будет добыто из скважины после проведения ГРП. Эта величина составила 1358 т за исследуемый промежуток времени. Расчет не приводится.

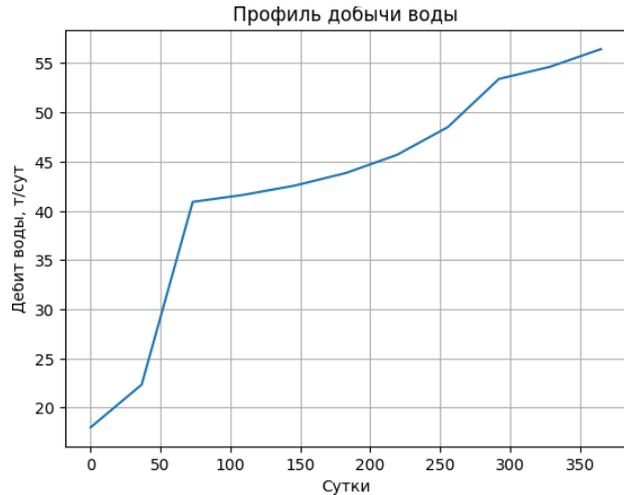


Рис. 5. График добычи воды после проведения ГРП
Fig. 5. Water production schedule after hydraulic fracturing

Обсуждение

В данной работе рассматривалась применимость оценки обводненности добываемой жидкости после проведения ГРП при помощи метода Баклея–Левретта. Применимость оценивалась при помощи сравнения данных, полученных прогнозированием обводненности при помощи метода Баклея–Левретта, и данных с Ванкорского месторождения.

В табл. 4 представлены фактические данные по обводненности добываемой жидкости после проведения ГРП, полученные с 119 скважины [2], данные, которые были получены при помощи модели, созданной авторами, а также сходимость данных, рассчитанная по формуле (6).

Таблица 4. Сравнение расчетных и практических показателей обводненности [2]

Table 4. Comparison of calculated and practical indicators of water cut [2]

Сутки Days	Фактические данные Real data	Данные, полученные моделированием Simulation data	Сходимость Convergence
0	0,12	0,12	100,00
36,5	0,12	0,13	98,87
73	0,23	0,19	95,42
109,5	0,23	0,22	98,53
146	0,24	0,24	99,61
182,5	0,24	0,25	98,57
219	0,25	0,27	98,33
255,5	0,27	0,28	99,15
292	0,30	0,28	98,21
328,5	0,30	0,29	98,22
365	0,31	0,30	97,67

В табл. 4 показано, что максимальное расхождение построенной модели и реальных данных видно на 73 сутках. Также необходимо отметить, что если сравнивать общую добычу за год, то сходимость расчетной и реальной обводненности составила 98 %. Таким образом, несмотря на допущения, которые в себя включает методика Баклея–Левретта, она показывает высокую сходимость с фактическими данными. Для более точной оценки построенной модели планируется смоделировать и сравнить большее количество скважин, что является темой дальнейших исследований. Необходимо отметить, что для некоторых месторождений и эксплуатационных объектов допущения, которые включает в себя данная модель, могут быть неприемлемы. Например, в соответствии с работой [13], для эксплуатационных объектов с низкой проницаемостью, в которых капиллярные силы будут оказывать большое влияние на движение жидкости, модель может показывать более низкую сходимость. По мнению авторов, для решения данной проблемы целесообразно использовать более общие подходы, которые не зависят от коллекторских свойств эксплуатационного объекта [24, 25]. В частности, в соответствии с работой [26] можно использовать методики машинного обучения для предсказания обводненности через определенный промежуток времени. Данная задача является задачей предсказания временных рядов [26].

Однако, несмотря на то, что разработанная авторами модель показывает высокую сходимость не на всех эксплуатационных объектах, данная модель может применяться для приблизительной оценки обводненности скважин. Кроме этого, разработанная модель показывает высокую сходимость на тех эксплуатационных объектах, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) которых похожи на ФЕС рассматриваемого объекта [1, 3]. В связи с этим разработанная модель может использоваться для точного прогнозирования обводненности на объектах, коллекторские свойства которых совпадают с теми, которыми обладает рассматриваемый объект, а также для приблизительной оценки обводненности для объектов, коллекторские свойства которых сильно отличаются от тех, которыми обладает рассматриваемый объект.

Заключение

Построенная модель прогнозирования обводненности после проведения ГРП обладает хорошей сходимостью, которая составляет 98 %, и является применимой для прогнозирования обводненности на объектах со схожими эксплуатационному объекту Нх-1 Ванкорского месторождения свойствами, приведенными в работе [1, 3]. Кроме этого, полученные результаты указывают на то, что методика Баклея–Левретта является применимой для оценки обводненности после проведения ГРП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безверхая Е.В., Носов С.А. Повышение продуктивности скважин на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край). – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2003. – 76 с.
2. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти / Л.С. Бриллиант, М.Р. Дулкарнаев, М.Ю. Данько, А.О. Елишева, О.В. Цинкевич // Недропользование XXI век. – 2020. – № 4 (87). URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43940057> (дата обращения 28.08.2023).
3. Арестов А.А. Пути оптимизации разработки месторождений на поздней стадии эксплуатационного цикла // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. – Томск: ТПУ, 2022. – С. 34–35.
4. Возможности учета трещиноватости каширно-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразрыва пласта / А.С. Воинов, В.В. Середин, И.Ю. Колычев, С.В. Галкин // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 861–871.
5. Григорьев Г.С., Салищев М.В., Сенчина Н.П. О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500.
6. Босиков И.И., Клюев Р.В., Майер А.В. Комплексная оценка эффективности технологии гидравлического разрыва пласта для проведения скважин при добыче углеводородов // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 1018–1025.
7. Анализ и перспективы эффективной разработки Ванкорского месторождения / Т.В. Всеволодов, М.В. Липаев, Р.Р. Мукминов, М.С. Сасина, Е.В. Егорова // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: Материалы XII Международной научно-практической конференции. – Астрахань: АГТУ, 2021. – С. 11–16.
8. Соловьева В.Н., Усольцев А.Г., Соловьев И.Б. Необходимый дополнительный критерий выбора объекта для проведения ГРП // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 26–29.
9. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Samigullina L.Z. Probabilistic statistical model for predicting the effectiveness of hydraulic fracturing // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons. Materials: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Tyumen: IOP Publishing Ltd, 2020. – Vol. 952. – P. 1–7.
10. Karpikov A.V., Aliev R.I., Babyr N.V. An analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing at YS1 of the Northern field // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons. Materials: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Irkutsk: IOP Publishing Ltd, 2020. – Vol. 952. – P. 1–6.

11. A review of hydraulic fracturing simulation / B. Chen, B. Ramos Barboza, Ya. Sun, Jie Bai, R.Th. Hywel, M. Dutko, M. Cottre, Ch. Li // Archives of Computational Methods in Engineering. – 2022. – № 29. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11831-021-09653-z> (дата обращения 28.08.2023).
12. Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210–217.
13. Pore-scale simulation of shale oil flow based on pore network model / Yongfei Yang, Ke Wang, Lei Zhang, Hai Sun, Kai Zhang, Jingsheng Ma // Fuel. – 2019. – Vol. 251. – P. 683–692.
14. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
15. Максютин А.В. Подземная гидромеханика: методические указания к выполнению курсовой работы. – СПб: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2016. – 90 с.
16. Ахметзянов А.В., Кушнер А.Г., Лычагин В.В. Оптимальное управление разработкой нефтяных месторождений в модели Бакли–Леверетта // Автоматика и телемеханика. – 2018. – № 4. – С. 75–91.
17. Колеанов В.И. Об изучении и квалификации коллекторов // Геология нефти и газа. – 1957. – № 2. – С. 26–40.
18. Mamedov I.J. Development of approximate methods for determination of stability in displaced and displacing systems with different rheophysical properties // Series of Physical-technical and mathematical sciences. – 2021. – № 41 (8). URL: <https://transmech.imm.az/volumes/44> (дата обращения 29.08.2023).
19. Lomeland F., Ebeltoft E., Wibeke Hammervold Th. A new versatile relative permeability correlation // Conference: SCA Symposium. – Toronto: ResearchGate, 2005. – Vol. SCA2005-32.
20. Farshid Torabi, Nader Mosavat, Ostap Zarivnyu. Predicting heavy oil/water relative permeability using modified Corey-based correlations // Fuel. – 2016. – Vol. 163. – P. 196–204.
21. Plokhotnikov S.P., Eliseenkov V.V. Hydrodynamic calculations of layered seams on the basis of modified relative permeabilities // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2001. – Vol. 42. – P. 833–838.
22. Господариков А.П. Разработка нелинейных математических моделей и численное моделирование прогноза напряженно-деформированного состояния массива горных пород // Записки Горного института. – 2016. – Т. 219. – С. 382–386.
23. Сушков Д.Р. Программная реализация численного решения нелинейных уравнений методом половинного деления. – М.: Инновационные технологии в математическом образовании: молодежная парадигма, 2022. – 175 с.
24. Efficient use of data analytics in optimization of hydraulic fracturing in unconventional reservoirs / C. Temizel, S. Purwar, A. Abdullayev, K. Urrutia, A. Tiwari // International Petroleum Exhibition and Conference. – Abu Dhabi: OnePetro, 2015. – № SPE-177549-MS.
25. Numerical study on erosion behavior of sliding sleeve ball seat for hydraulic fracturing based on experimental data / Xuan-Li Zhou, Yan-Bao Guo, Qiu-Ju Xie, De-Guo Wang, Hyun C. Yoon // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20. – P. 515–525.
26. Real-time hydraulic fracturing pressure prediction with machine learning / Y. Ben, M. Perrotte, M. Ezzatabadipour, I. Ali, S. Sankaran, C. Harlin, D. Cao // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – Texas: OnePetro, 2020. – № SPE-199699-MS.

Информация об авторах

Максим Александрович Ямкин, студент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я лин. В.О., 2. makson.yamkin@mail.ru

Елена Улубековна Сафиуллина, кандидат технических наук, доцент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я лин. В.О., 2. safiullinaeu@yandex.ru

Александр Владимирович Ямкин, заместитель начальника технического отдела «ООО Газпром транс-газ Томск», Россия, 634029, г. Томск, пр. Фрунзе, 9. A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Поступила в редакцию: 14.09.2023

Поступила после рецензирования: 28.09.2023

Принята к публикации: 14.02.2024

REFERENCES

1. Bezverkhaya E.V., Nosov S.A. *Increasing well productivity on the example of the Vankor field (Krasnoyarsk Territory)*. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2016. 76 p. (In Russ.)
2. Brilliant L.S., Dulkarnayev M.R., Danko M.Yu., Elisheva A.O., Tsinkevich O.V. Architecture of digital solutions for controlling well operation modes in efficient development of mature oil fields. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2020, no. 4 (87). (In Russ.) Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43940057> (accessed 28 August 2023).
3. Arestov A.A. Ways to optimize field development at the late stage of the operational cycle. *Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXVII International Youth Scientific Symposium named after Academician M.A. Usov, dedicated to the 160th anniversary of the birth of Academician V.A. Obruchev and the 140th anniversary of Academician M.A. Usov, the founders of the Siberian Mining and Geological School*. Tomsk, TPU Publ., 2022. pp. 34–35. (In Russ.)
4. Votinov A.S., Seredin V.V., Kolychev I.Yu., Galkin S.V. Possibilities of taking into account the fracturing of Kashirno-Vereya carbonate objects in the planning of proppant hydraulic fracturing. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 252, pp. 861–871. (In Russ.)

5. Grigoriev G.S., Salishchev M.V., Senchina N.P. About the applicability of the method of electromagnetic monitoring of hydraulic fracturing. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 250, pp. 492–500. (In Russ.)
6. Bosikov I.I., Klyuev R.V., Mayer A.V. Comprehensive assessment of the effectiveness of hydraulic fracturing technology for drilling wells in the production of hydrocarbons. *Notes of the Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 1018–1025. (In Russ.)
7. Vsevolodov T.V., Lipaev M.V., Mukminov R.R., Sasina M.S., Egorova E.V. Analysis and prospects for the effective development of the Vankor field. *The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf. Proc. of the XII International Scientific and Practical Conference*. Astrakhan, AGTU Publ., 2021. pp. 11–16. (In Russ.)
8. Solovieva V.N., Usoltsev A.G., Solovyov I.B. Necessary additional criterion for selecting an object for hydraulic fracturing. *Construction of oil and gas wells onshore and offshore*, 2009, no. 6, pp. 26–29. (In Russ.)
9. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Samigullina L.Z. Probabilistic statistical model for predicting the effectiveness of hydraulic fracturing. *International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons. Proc. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Tyumen, IOP Publishing Ltd., 2020. Vol. 952, pp. 1–7.
10. Karpikov A.V., Aliev R.I., Babyr N.V. An analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing at YS1 of the Northern field. *International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons. Proc. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Irkutsk, IOP Publishing Ltd., 2020. Vol. 952, pp. 1–6.
11. Chen B., Ramos Barboza B., Sun Y., Bai J., Hywel R.Th., Dutko M., Cottre M., Li Ch. A review of hydraulic fracturing simulation. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 2022, no. 29. Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11831-021-09653-z> (accessed 28 August 2023).
12. Yamkin M.A., Safiullina E.U. Estimation of compliance of the results of computer simulation of fluid inflow to the fracture of hydraulic fracturing with real data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 210–217. (In Russ.)
13. Yongfei Yang, Ke Wang, Lei Zhang, Hai Sun, Kai Zhang, Jingsheng Ma. Pore-scale simulation of shale oil flow based on pore network. *Fuel*, 2019, vol. 251, pp. 683–692.
14. Mishchenko I.T. *Well oil production*. Moscow, «Neft i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2003. 816 p. (In Russ.)
15. Maksyutin A.V. *Underground hydromechanics: guidelines for course work*. St. Petersburg, National Mineral Resources University «Gorny» Publ., 2016. 90 p. (In Russ.)
16. Akhmetzyanov A.V., Kushner A.G., Lychagin V.V. Optimal control of oil field development in the Buckley–Leverett model. *Automation and telemekhanics*, 2018, no. 4, pp. 75–91. (In Russ.)
17. Koleanov V.I. About the study and qualifications of collectors. *Geology of oil and gas*, 1957, no. 2, pp. 26–40. (In Russ.)
18. Mamedov I.J. Development of approximate methods for determination of stability in displaced and displacing systems with different rheophysical properties. *Series of Physical-technical and mathematical sciences*, 2021, no. 41 (8). Available at: <https://transmech.imm.az/volumes/44> (accessed 29 August 2023).
19. Lomeland F., Ebeltoft E., Wibeke Hammervold Th. A new versatile relative permeability correlation. *Conference: SCA Symposium*. Toronto, ResearchGate Publ., 2005. Vol. SCA2005-32.
20. Farshid Torabi, Nader Mosavat, Ostap Zarivnyy. Predicting heavy oil/water relative permeability using modified Corey-based correlations. *Fuel*, 2016, vol. 163, pp. 196–204.
21. Plokhotnikov S.P., Eliseenkov V.V. Hydrodynamic calculations of layered seams on the basis of modified relative permeabilities. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 2001, vol. 42, pp. 833–838.
22. Gospodarikov A.P. Development of nonlinear mathematical models and numerical modeling of the prediction of the stress-strain state of a rock mass. *Notes of the Mining Institute*, 2016, vol. 219, pp. 382–386. (In Russ.)
23. Sushkov D.R. *Software implementation of the numerical solution of nonlinear equations by the bisection method*. Moscow, Innovative Technologies in Mathematical Education: Youth Paradigm Publ., 2022. 175 p. (In Russ.)
24. Temizel S., Purwar A., Abdullayev K., Urrutia Aditya Tiwari. Efficient use of data analytics in optimization of hydraulic fracturing in unconventional reservoirs. *SPE International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, OnePetro Publ., 2015. No. SPE-177549-MS.
25. Xuan-Li Zhou, Yan-Bao Guo, Qiu-Ju Xie, De-Guo Wang, Hyun C. Yoon. Numerical study on erosion behavior of sliding sleeve ball seat for hydraulic fracturing based on experimental data. *Petroleum Science*, 2023, vol. 20, pp. 515–525.
26. Ben Yu., Perrotte M., Ezzatabadipour M., Ali I., Sankaran S., Harlin C., Cao D. Real-time hydraulic fracturing pressure prediction with machine learning. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. Texas, OnePetro Publ., 2020. No. SPE-199699-MS.

Information about the authors

Maxim A. Yamkin, Student, St. Petersburg Mining University, 2, V.O. 21st line, St. Petersburg, 199106, Russian Federation. makson.yamkin@mail.ru

Elena U. Safiullina, Cand. Sc., Associate Professor, St. Petersburg Mining University, 2, V.O. 21st line, St. Petersburg, 199106, Russian Federation. safiullinaeu@yandex.ru

Alexander V. Yamkin, Deputy Head of Technical Department, «Gazprom transgaz Tomsk LLC», 9, Frunze avenue, Tomsk, 634029, Russian Federation. A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Received: 14.09.2023

Revised: 28.09.2023

Accepted: 14.02.2024