

УДК 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4397

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Комплексное обоснование допустимой погрешности при выполнении гидравлического расчета системы поддержания пластового давления

П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов✉

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

✉anton.kozlov@girngm.ru

Аннотация. **Актуальность** исследования заключается в необходимости определения допустимых погрешностей гидравлических расчетов поверхностных трубопроводов системы поддержания пластового давления. Это необходимо делать в том числе ввиду изменения свойств попутно добываемой воды. Вследствие перехода большинства месторождений на поздние стадии разработки повышается обводненность добываемой продукции, изменяется состав и свойства пластовых вод вследствие прорыва закачиваемой воды. Данные обстоятельства могут привести к существенному изменению минерализации, состава и Ph воды, что необходимо учитывать при численном моделировании. **Цель:** создание номограммы для оценки погрешности, возникающей вследствие изменения свойств попутно добываемой воды, на численное моделирование работы напорных трубопроводов системы поддержания пластового давления. **Методы:** гидравлические расчёты в программном обеспечении «Инженерный симулятор технологических процессов», анализ свойств проб попутно добываемой воды в лаборатории, оценка плотности проб попутно добываемой воды в программном продукте PVTsim 20. **Результаты.** Исследования проведены на пробах попутно добываемой воды, взятых с семи скважин. Значение минерализации в системе поддержания пластового давления в течение года изменяется от 247,85 до 327,79 г/дм³. Расчётная плотность изменяется в пределах от 1188 до 1255 кг/м³. Для расчёта давления на устье нагнетательной скважины в ходе закачки воды взяты пробы с наибольшей, средней и наименьшей плотностью. Анализируя полученные данные, можно отметить сильное влияние свойств воды на значения устьевых давлений. На основе проведённых исследований создана номограмма для определения степени влияния изменения свойств воды в ходе гидравлического расчёта с учётом приёмыстости нагнетательных скважин и длины трубопроводов на распределение давления в системе. **Выводы.** В ходе численного моделирования довольно затруднительно учесть все параметры, влияющие на точность получаемых расчётов. Для этого предлагается использовать созданную номограмму, позволяющую оценить допустимые погрешности гидравлического расчета путем учета вариативности свойств воды, направляемой в систему поддержания пластового давления.

Ключевые слова: свойства воды, попутно добываемая вода, потери давления, численное моделирование, система поддержания пластового давления

Благодарности: Работа выполнена в организации Головного исполнителя в рамках составной части НИОКР при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-11-2021-052 от 24 июня 2021 г.) в соответствии с постановлением Правительства РФ от 09.04.2010 №218 (ПРОЕКТ 218). Головной исполнитель НИОКР – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Для цитирования: Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Комплексное обоснование допустимой погрешности при выполнении гидравлического расчета системы поддержания пластового давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 49–55. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4397

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4397

Comprehensive justification of the errors at hydraulic calculation of the reservoir pressure maintenance system

P.Yu. Ilyushin, K.A. Vyatkin, A.V. Kozlov✉

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉anton.kozlov@girngm.ru

Abstract. Relevance. The need to determine the permissible errors of hydraulic calculations of surface pipelines of the reservoir pressure maintenance system. This must be done, among other things, due to changes in the properties of produced water. As a result of the transition of most fields to the late stages of development, the water content of the extracted products increases, the composition and properties of reservoir waters change due to the breakthrough of the injected water. These circumstances can lead to significant changes in the mineralization, composition and Ph of water, which must be taken into account in numerical modeling. **Aim.** Creation of a nomogram for estimating the error in the course of changing the properties of produced water for numerical modeling of the operation of pressure pipelines of the reservoir pressure maintenance system. **Methods.** Hydraulic calculations in the engineering process simulator software, analysis of the properties of produced water samples in the laboratory, assessment of the density of produced water samples in the PVTsim 20 software product. **Results.** The studies were carried out on samples of produced water taken from seven wells. The value of salinity in the reservoir pressure maintenance system during the year varies from 247.85 to 327.79 g/dm³. The calculated density varies from 1188 to 1255 kg/m³. To calculate the pressure at the mouth of the injection well during water injection, samples with the highest, average and lowest density were taken. Analyzing the obtained data, a strong effect of water properties on the values of wellhead pressures is noticeable. On the basis of the conducted studies, a nomogram was created to determine the degree of influence of changes in water properties in the course of hydraulic calculation, taking into account the specific-injectivity index of injection wells and the length of pipelines. **Conclusion.** In the course of numerical modeling, it is quite difficult to take into account all the parameters that affect the accuracy of the calculations obtained. To do this, it is proposed to use the created nomogram, which allows estimating the permissible errors of hydraulic calculation taking into account the variability of the properties of water sent to the reservoir pressure maintenance system.

Keywords: water properties, produced water, pressure losses, numerical modeling, reservoir pressure maintenance system

Acknowledgements: The work was carried out in the organization of the Lead Contractor as part of the R&D, with the financial support from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement number 075-11- 2021- 052 of 24 June 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation: 09.04.2010, number 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is the Perm National Research Polytechnic University.

For citation: Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Comprehensive justification of the errors at hydraulic calculation of the reservoir pressure maintenance system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 49–55. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4397

Введение

В настоящее время большинство месторождений переходят на поздние стадии разработки [1–3]. Данные обстоятельства приводят к повышению обводненности добываемой продукции, повышенному вниманию к энергетической эффективности работы месторождения, а также к оптимизации его работы [4, 5]. Ввиду увеличения количества попутно добываемой воды ухудшается качество её подготовки, так как при проектировании промышленных объектов не всегда учитываются все возможные сценарии развития процесса разработки месторождения [6–9].

Подготовка попутно добываемой воды подразумевает её очистку от остаточных загрязнений нефти. Зачастую процесс разделения продукции

скважин заключается в горячем или холодном отстое продукции с добавлением химических реагентов – деэмульгаторов. Реже производится фильтрация воды через жидкостные гидрофобные фильтры. Для достижения наименьшей концентрации нефти в попутно добываемой воде применяют ультрафильтрацию, пропуская воду через очищающую мембрану под высоким давлением [10–12]. Как отмечалось выше, на большинстве месторождений наблюдается увеличение обводненности нефти. Это, в свою очередь, увеличивает вероятность образования нерастворимых сульфатных солей, твёрдый осадок которых крайне трудно удалить [13]. Большое содержание данных солей значительно влияет на состав, минерализацию и pH попутно добываемой воды [14].

На сегодняшний день повсеместно внедряются цифровые технологии для автоматизации всех этапов добычи и транспортировки нефти [15, 16]. В частности, создаются цифровые двойники месторождений [17–19]. Ввиду учёта реальной конструкции скважин и наземных трубопроводов данное программное обеспечение (ПО) позволяет численно моделировать все динамические процессы на нефтяном месторождении. Одним из представителей таких программ является «Инженерный симулятор технологических процессов» («ИСТП»), разработанный в Научно-образовательном центре «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» [20]. Данное ПО позволяет моделировать процессы добычи и транспорта углеводородов, предупреждать о различных отклонениях и аварийных ситуациях в работе системы, проектировать инфраструктуры с возможностью задания ограничений, таких как особенности рельефа, охранная зона и другие.

Одной из важных проблем при работе с цифровыми моделями является вопрос настройки модели на фактические данные. Так, во всех программных продуктах реализованы поправочные коэффициенты, позволяющие настроить текущие давления на фактические. Необходимость настройки возникает ввиду эксплуатации реальных, а не идеальных трубопроводов, которые могут быть засорены или деформированы. При этом важно учитывать, что модель месторождения настраивается на конкретные значения плотности, минерального состава и вязкости флюида. Вследствие этого точность моделирования работы системы поддержания пластового давления с течением времени может изменяться. Данная работа направлена на оценку влияния изменения состава попутно добываемой воды на работу системы поддержания пластового давления (ППД) и определение допустимой погрешности выполнения гидравлических расчетов.

Материалы и методы

Программное обеспечение «Инженерный симулятор технологических процессов»

Инженерный симулятор технологических процессов – уникальное ПО для динамического моделирования добычи углеводородов (цифровой двойник), отечественная разработка, превосходящая по своему функционалу мировые аналоги OLGA (Schlumberger) и IPM (Petroleum Experts) [21]. Данное программное обеспечение позволяет проводить гидравлические расчеты в статическом и динамическом режиме, подбирать глубинно-насосное оборудование, моделировать образования АСПО. Перечень функций ПО «ИСТП» постоянно обновляется и расширяется.

Методика выполнения гидравлических расчетов в ПО «ИСТП»

Гидравлические расчеты в ПО «ИСТП» в вопросе расчета системы поддержания пластового давления выполняются по классическим формулам гидравлики. Данные формулы приведены в различных источниках, например в [22, 23]. В гидравлическом расчете трубопровода присутствуют два параметра транспортируемого флюида – плотность и вязкость. Расчет вязкости воды выполняется по корреляционной зависимости, приведенной в ГСССД Р-776-98 [24]. Плотность же принимается как регулируемый параметр.

Параметры работы рассчитываемого участка системы поддержания пластового давления

В табл. 1 приведены технологические параметры работы данной системы поддержания пластового давления. Давление на блочной кустовой насосной станции (БКНС) равно 21,3 МПа.

Таблица 1. Параметры работы системы поддержания пластового давления

Table 1. Parameters of reservoir pressure maintenance system operation

Параметр Parameter	Размерность Dimension	Скважина/Well						
		1	2	3	4	5	6	7
Приемистость скважины Well injectivity	м³/сут m³/day	80	60	200	100	60	45	90
Длина водопровода до скважины Water supply length to the well	м/m	3071	3640	4349	5049	5915	6763	6767

Результаты определения свойств воды системы поддержания пластового давления

Свойства попутно добываемой воды изучаются путем прямого отбора пробы воды с кустовой насосной станции (КНС) и исследования образца в лаборатории. Определяются состав воды, минерализация, рН. рН воды определяется методом ПНДФ 14.1:2:3.4.121-97, содержание CO₃ и HCO₃ – по ГОСТ 31957, методом А, Cl – по ГОСТ 26449.1, SO₄ – по ФР 1.31.200200644, Ca – по ПНДФ 14.1:2:3.95-97.

Поскольку в рамках тестирования пробы воды плотность не определяется, данный параметр определен по результатам моделирования свойств пробы пластовой воды в программном продукте PVTsim 20. В состав воды добавлялось расчетное количество солей и воды, вычисления происходили при давлении 18 МПа (осредненное давление в системе поддержания пластового давления) и температуре 10 °С.

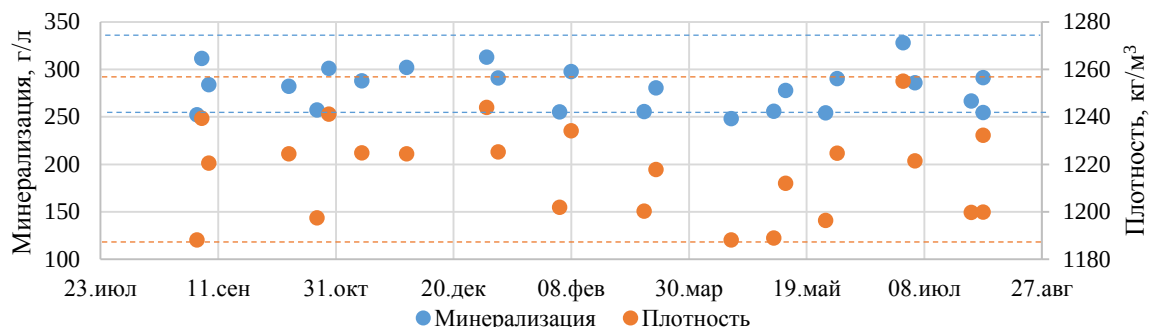


Рис. 1. Динамика изменения свойств попутно добываемой воды в течение рассматриваемого периода
Fig. 1. Dynamics of changes in the properties of produced water during the period under review

Результаты расчета

В результате анализа проб воды, направляемых в систему поддержания пластового давления, построена диаграмма, приведенная на рис. 1. Срок рассмотрения – один календарный год. На диаграмме приводятся лишь значения расчетной плотности и измеренной минерализации.

На основании полученного графика можно сделать вывод, что минерализация воды, направляемой в систему поддержания пластового давления, составляет от 247,85 до 327,79 г/дм³. При этом среднее значение составляет 280 г/дм³. Плотность же за рассматриваемый период изменяется от 1188 до 1255 кг/м³ при среднем значении 1215 кг/м³. Дальнейшее моделирование будет производиться для трех свойств пластовой воды, которые характеризуются наименьшей, средней и наибольшей плотностью.

Моделирование работы рассматриваемой системы поддержания пластового давления выполняется в ПО «ИСТП» с применением трех моделей пластовой воды, определенных ранее. В результате моделирования оцениваются значения устьевых давлений на всех нагнетательных скважинах. Результаты выполненного моделирования представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты моделирования устьевого давления на нагнетательных скважинах при различных свойствах нагнетаемого агента

Table 2. Results of wellhead pressure simulation on injection wells with different properties of the injected agent

Плотность нагнетаемой воды, кг/м ³ Injected water density, kg/m ³	Давление на устье нагнетательной скважины, МПа Pressure at the mouth of the injection well, MPa						
	1	2	3	4	5	6	7
1188	20,82	19,45	18,14	18,04	17,98	17,97	17,96
1215	20,81	19,40	18,07	17,96	17,90	17,89	17,88
1255	20,8	19,34	17,94	17,84	17,78	17,77	17,76

При анализе полученных значений устьевых давлений по рассматриваемым скважинам очевид-

но, что в результате изменения свойств воды, направляемой в систему поддержания пластового давления, расчетные значения устьевых давлений значительно изменяются. Наибольшее изменение наблюдается на скважинах 3–7 ввиду наибольшей протяженности высоконапорной линии. На данных скважинах изменение устьевого давления составляет 0,2 МПа. При этом, рассчитав среднее значение устьевых давлений для каждого из рассмотренных вариантов, отметим, что различие между этими параметрами составляет 0,16 МПа.

При подробном анализе полученных результатов, с учетом приемистости нагнетательных скважин и длины водопроводов, авторами предлагается номограмма, позволяющая оценить влияние степени изменения свойств воды, направляемой в систему поддержания пластового давления, на погрешность в проведении гидравлических расчетов. Учет длины водопровода и приемистости нагнетательных скважины выражается в использовании параметра потерь давления от источника до скважины. Для уточнения данной номограммы дополнительно выполнены гидравлические расчеты для трех различных систем поддержания пластового давления с известной геометрией труб, технологическими параметрами и свойствами воды. Затем проводился расчет при увеличении и уменьшении плотности, оценивалось изменение давления в конце трубопровода. В результате получено, что изменение плотности оказывает влияние на потери давления на трение, это данные нанесены на номограмму. Результаты обработки полученных данных представлены на рис. 2.

На номограмме приведен способ работы с ней: по известному изменению плотности (70 кг/м³) необходимо провести вертикальную линию до потерь давления на трение в рассматриваемом трубопроводе, после чего построить горизонталь влево до оси «Y» и определить, что погрешность гидравлических испытаний составляет 0,141 МПа. Полученное значение – погрешности выполнения гидравлических расчетов.

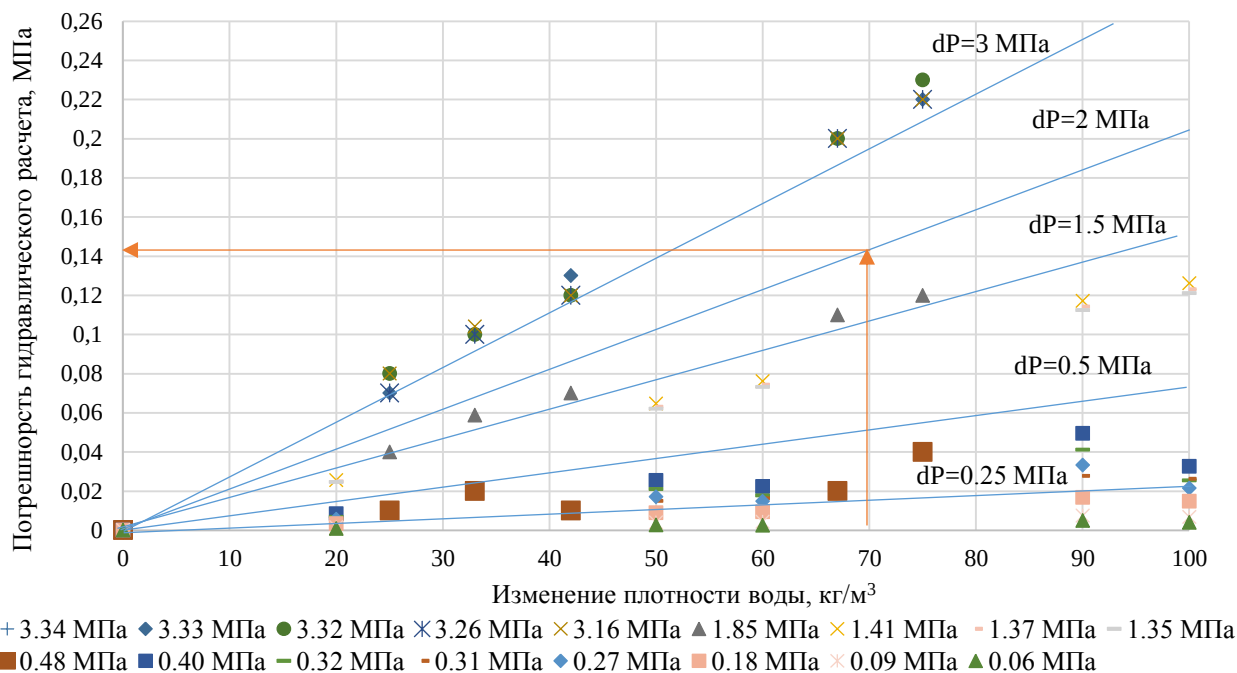


Рис. 2. Номограмма для определения погрешности выполнения гидравлического расчета при наличии неопределенности промысловых данных

Fig. 2. Nomogram for determining the error in hydraulic calculation with field data uncertainty

Анализируя данную номограмму, отметим, что изменение плотности жидкости на рассматриваемой системе транспорта составляет 67 кг/м^3 , при этом средняя потеря давления на трение в рассматриваемых трубопроводах составляет 2,45 МПа. В результате применения данной номограммы можно сделать заключение, что допустимая погрешность при проведении гидравлических расчетов составит 0,15 МПа.

Применение данной номограммы позволит быстро и без необходимости проведения множества исследований определить, с какой точностью могут быть выполнены гидравлические расчеты при наличии динамически изменяющихся свойств нагнетаемого агента.

Заключение

Внедрение цифровых технологий существенно повышает эффективность нефтедобычи и транспортировки нефти. Однако большинство моделей в

ходе расчётов не могут учесть все возникающие осложнения в реальных промысловых условиях. Добыча нефти на месторождениях, находящихся на заключительных стадиях разработки, существенно осложняется за счёт ухудшения качества и увеличения обводненности добываемой продукции. Это приводит к значительному изменению свойств попутно добываемой воды. Данные обстоятельства могут существенно влиять на точность гидравлических расчётов. Согласно анализу полученных результатов, среднее изменение устьевое давления на семи скважинах с учётом изменения свойств воды составило 0,16 МПа, что превышает допустимую погрешность 0,15 МПа. В результате можно заключить, что при моделировании работы системы поддержания пластового давления необходимо учитывать изменения состава, минерализации и Ph попутно добываемой воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Investigation of rheological properties of oil during the formation of wax deposits // Results in Engineering. – 2022. – Vol. 14. – P. 100434.
2. Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of Asphalt–Resin–Paraffin deposits // Energies. – 2021. – Vol. 14. – № 20. – P. 6673.
3. Турдиев Ш.Ш.У., Комилов Б.А.У., Раббимов Ж.Ш. Анализ текущего состояния и проблемы разработки подгазовых нефтяных залежей // Universum: технические науки. – 2022. – № 11-3 (104). – С. 58–62.
4. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 700. – № 1. – P. 012052.
5. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production // Actual problems of oil and gas. – 2019. – № 2 (25). – P. 11.

6. New advancements, challenges, and future needs on treatment of oilfield produced water: a state-of-the-art review / S. Ghafoori, M. Omar, N. Koutahzadeh, S. Zendezboudi, R.N. Malhas, M. Mohamed, S. Al-Zubaidi, K. Redha, F. Baraki, M. Mehrvar // *Separation and Purification Technology*. – 2022. – Vol. 289. – P. 120652.
7. Khader E.H., Mohammed T.J., Mirghaffari N. Removal of organic pollutants from produced water by batch adsorption treatment // *Clean Technologies and Environmental Policy*. – 2022. – Vol. 24. – № 2. – P. 713–720.
8. Advanced oxidation processes in the removal of organic substances from produced water: Potential, configurations, and research needs / M. Cocha, G. Farinelli, A. Tiraferri, M. Minella, D. Vione // *Chemical Engineering Journal*. – 2021. – Vol. 414. – P. 128668.
9. A review of treatment technologies for produced water in offshore oil and gas fields / Y. Liu, H. Lu, Y. Li, H. Xu, Z. Pan, P. Dai, H. Wang, Q. Yang // *Science of the Total Environment*. – 2021. – Vol. 775. – P. 145485.
10. Salem F., Thiemann T. Produced water from oil and gas exploration—problems, solutions and opportunities // *Journal of Water Resource and Protection*. – 2022. – Vol. 14. – № 2. – P. 142–185.
11. The role of membrane-based technologies in environmental treatment and reuse of produced water / E. Zolghadr, M.D. Firouzjaei, G. Amouzandeh, P. le Clair, M. Elliott // *Frontiers in Environmental Science*. – 2021. – Vol. 9. – P. 71.
12. Purification of produced water using oscillatory membrane filtration / A. Ullah, K. Shahzada, S.W. Khan, V. Starov // *Desalination*. – 2020. – Vol. 491. – P. 114428.
13. Calcium sulfate risk assessment throughout the injection and production system / T. Chen, Q. Wang, F.A. Alrasheed, N.A. Aljeaban // *The Aramco Journal of Technology*. – 2023. – P. 2–9. URL: <https://www.aramco.com/-/media/publications/jot/2023/2023-jot-summer-additional-article-14.pdf> (дата обращения: 20.06.2023).
14. Bioelectrochemical system as an innovative technology for treatment of produced water from oil and gas industry: a review / J. Cabrera, M. Irfan, Y. Dai, P. Zhang, Y. Zong, X. Liu // *Chemosphere*. – 2021. – Vol. 285. – P. 131428.
15. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a digital well management system // *Applied System Innovation*. – 2023. – Vol. 6. – № 1. – P. 31.
16. Assessment of prospects and directions of digital transformation of oil and gas companies / A.S. Flaksman, D.I. Kokurin, D.K. Khodzhaev, M.A. Ekaterinovskaya, O.V. Orusova, A.V. Vlasov // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 976. – № 1. – P. 012036.
17. Digital twin for the oil and gas industry: overview, research trends, opportunities, and challenges / T.R. Wanasinghe, L. Wroblewski, B.K. Petersen, R.G. Gosine, L.A. James, O. De Silva, G.K.I. Mann, P.J. Warrian // *IEEE access*. – 2020. – Vol. 8. – P. 104175–104197.
18. A digital twin-based approach for optimization and prediction of oil and gas production / F. Shen, S.S. Ren, X.Y. Zhang, H.W. Luo, C.M. Feng // *Mathematical Problems in Engineering*. – 2021. – Vol. 2021. – P. 1–8.
19. Digital twin for oil pipeline risk estimation using prognostic and machine learning techniques / E.B. Priyanka, S. Thangavel, X. Gao, N.S. Sivakumar // *Journal of industrial information Integration*. – 2022. – Vol. 26. – P. 100272.
20. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development and verification of a software module for predicting the distribution of wax deposition in an oil well based on laboratory studies // *Results in Engineering*. – 2022. – Vol. 16. – P. 100697.
21. Инженерный симулятор технологических процессов // Агентство по технологическому развитию. URL: <https://atr.gov.ru/tech/750745477971> (дата обращения: 10.06.2023)
22. Одельский Э.Х. Гидравлический расчет трубопроводов разного назначения. – Минск: Вышэйш. школа, 1961. – 103 с.
23. Андриасов Р.С. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
24. Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник. ГСССД Р-776-98. – М.: Физматент, 2003. – 164 с.

Информация об авторах

Павел Юрьевич Илюшин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. ilushin-pavel@yandex.ru

Кирилл Андреевич Вяткин, аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. kirill.vyatkin@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Антон Вадимович Козлов, аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. anton.kozlov@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2350-2153>

Поступила в редакцию: 18.09.2023

Поступила после рецензирования: 25.12.2023

Принята к публикации: 24.05.2024

REFERENCES

1. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Investigation of rheological properties of oil during the formation of wax deposits. *Results in Engineering*, 2022, vol. 14, pp. 100434.
2. Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazzi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of Asphalt–Resin–Paraffin deposits. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 20, pp. 6673.

3. Turdiev S.S.U., Komilov B.A.U., Rabimov Z.S. Analysis of the current state and problems of development of sub-gas oil deposits. *Universum: technical sciences*, 2022, no. 11-3 (104), pp. 58–62. (In Russ.)
4. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, vol. 700, no. 1, pp. 012052.
5. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production. *Actual problems of oil and gas*, 2019, no. 2 (25), pp. 11.
6. Ghafoori S., Omar M., Koutahzadeh N., Zendezboudi S., Malhas R.N., Mohamed M., Al-Zubaidi S., Redha K., Baraki F., Mehrvar M. New advancements, challenges, and future needs on treatment of oilfield produced water: a state-of-the-art review. *Separation and Purification Technology*, 2022, vol. 289, pp. 120652.
7. Khader E.H., Mohammed T.J., Mirghaffari N. Removal of organic pollutants from produced water by batch adsorption treatment. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 713–720.
8. Coia M., Farinelli G., Tiraferri A., Minella M., Vione D. Advanced oxidation processes in the removal of organic substances from produced water: production, configurations, and research needs. *Chemical Engineering Journal*, 2021, vol. 414, pp. 128668.
9. Liu Y., Lu H., Li Y., Xu H., Pan Z., Dai P., Wang H., Yang Q. A review of treatment technologies for produced water in offshore oil and gas fields. *Science of the Total Environment*, 2021, vol. 775, pp. 145485.
10. Salem F., Thiemann T. Produced water from oil and gas exploration – problems, solutions and opportunities. *Journal of Water Resource and Protection*, 2022, vol. 14, no. 2, pp. 142–185.
11. Zolghadr E., Firouzjaei M.D., Amouzandeh G., LeClair P., Elliott M. The role of membrane-based technologies in environmental treatment and reuse of produced water. *Frontiers in Environmental Science*, 2021, vol. 9, pp. 71.
12. Ullah A., Shahzada K., Khan S.W., Starov V. Purification of produced water using oscillatory membrane filtration. *Desalination*, 2020, vol. 491, pp. 114428.
13. Chen T., Wang Q., Alrasheed F.A., Aljeaban N.A. Calcium Sulfate Risk Assessment throughout the Injection and Production System. *The Aramco Journal of Technology*, 2023, pp. 2–9. Available at: <https://www.aramco.com/-/media/publications/jot/2023/2023-jot-summer-additional-article-14.pdf> (accessed 20 June 2023).
14. Cabrera J., Irfan M., Dai Y., Zhang P., Zong Y., Liu X. Bioelectrochemical system as an innovative technology for treatment of produced water from oil and gas industry: a review. *Chemosphere*, 2021, vol. 285, pp. 131428.
15. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a digital well management system. *Applied System Innovation*, 2023, vol. 6, pp. 31.
16. Flaksman A.S., Kokurin D.I., Khodzhaev D.K., Ekaterinovskaya M.A., Orusova O.V., Vlasov A.V. Assessment of prospects and directions of digital transformation of oil and gas companies. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 976, no. 1, pp. 012036.
17. Wanasinghe T.R., Wroblewski L., Petersen B.K., Gosine R.G., James L.A., De Silva O., Mann G.K.I., Warrian P.J. Digital twin for the oil and gas industry: overview, research trends, opportunities, and challenges. *IEEE access*, 2020, vol. 8, pp. 104175–104197.
18. Shen F., Ren S.S., Zhang X.Y., Luo H.W., Feng C.M. A digital twin-based approach for optimization and prediction of oil and gas production. *Mathematical Problems in Engineering*, 2021, vol. 2021, pp. 1–8.
19. Priyanka E.B., Thangavel S., Gao X., Sivakumar N.S. Digital twin for oil pipeline risk estimation using prognostic and machine learning techniques. *Journal of industrial information Integration*, 2022, vol. 26, pp. 100272.
20. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development and verification of a software module for predicting the distribution of wax deposition in an oil well based on laboratory studies. *Results in Engineering*, 2022, vol. 16, pp. 100697.
21. Engineering simulator of technological processes. *Agency for Technological Development*. (In Russ.) Available at: <https://atr.gov.ru/tech/750745477971> (accessed 10 June 2023).
22. Odelskiy E.H. *Hydraulic calculation of pipelines for various purposes*. Minsk, Vysshaya shkola Publ., 1961. 103 p. (In Russ.)
23. Andriasov R.S. *Reference guide for the design development and operation of oil fields. Oil production*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 455 p. (In Russ.)
24. Aleksandrov A.A. *Tables of thermophysical properties of water and water vapor: reference*. GSSSD R-776-98. Moscow, Fizmatent Publ., 2003. 164 p. (In Russ.)

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. ilushin-pavel@yandex.ru

Kirill A. Vyatkin, Postgraduate Student, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. kirill.vyatkin@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Anton V. Kozlov, Postgraduate Student, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. anton.kozlov@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2350-2153>

Received: 18.09.2023

Revised: 25.12.2023

Accepted: 24.05.2024