

УДК 622.276.58
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения

О.В. Савенок¹✉, Н.Х. Жарикова¹, Е.П. Чуйкова¹, А.Е. Верисокин²,
М. Хадид³, Л.В. Поварова⁴, Д.С. Калашников², А.С. Доманова²

¹ Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, г. Санкт-Петербург

² Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

³ Университет Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, Дамаск

⁴ Кубанский государственный технологический университет, Россия, г. Краснодар

✉ Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. Актуальность. Сегодня большая часть эксплуатируемых в РФ месторождений перешла на заключительный этап разработки, что влечёт за собой неминуемый рост числа факторов, осложняющих процесс добычи углеводородов. Одним из таких факторов является повышенная обводнённость добываемой продукции. Данная проблема является причиной увеличения удельного расхода энергии на добычу жидкости, увеличения затрат на разделение нефти и воды в системе сбора и подготовки, а также роста числа отказов оборудования вследствие коррозии, отложения минеральных солей и образования стойких водонефтяных эмульсий. На многих месторождениях уровень обводнённости продукции уже достигает 98–99 %, что является пределом рентабельности добычи и требует принятия мер, направленных на уменьшение доли добываемой воды. Издержки становятся на порядок выше, если речь идёт о горизонтальных скважинах, в силу более высокой сложности и стоимости проводимых на них работ. **Цель.** Повышение эффективности проведения водоизоляционных работ в горизонтальных добывающих скважинах путём определения наиболее подходящего химического состава для ограничения водопритока, который бы соответствовал предъявляемым требованиям и был доступен в больших количествах широкому кругу отечественных нефтегазовых компаний. **Объект.** Анализ мероприятий по снижению обводнённости скважинной продукции. **Предмет.** Различные химические реагенты для изоляции водопритока и методы определения пригодности скважины для проведения водоизоляционных работ. **Методы.** Общенаучные (анализ, обобщение, синтез, классификация) и конкретно-научные (математическое моделирование, программное моделирование). Совокупность и сочетание данных методов адекватны цели и задачам, объекту и предмету исследования данной работы. **Результаты.** В статье выполнено исследование по повышению эффективности работы горизонтальных скважин в условиях повышенной обводнённости добываемой продукции, на основании которого определён наиболее эффективный метод ограничения водопритока – использование гелеобразующих композиций. Выполнено моделирование полимерного заводнения в программном комплексе tNavigator, и сравнены два сценария разработки, а также разработана методика подбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ, реализованная в виде компьютерной программы, написанной на языке программирования Python.

Ключевые слова: технические причины обводнения скважин, геологические причины обводнения скважин, методика определения пригодности скважины к проведению водоизоляционных работ, методика подбора скважины-кандидата для проведения водоизоляционных работ, моделирование полимерного заводнения, карта нефтенасыщенности в конце расчёта, программный код в среде программирования Python

Для цитирования: Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, Чуйкова Е.П., А.Е. Верисокин, Хадид М., Л.В. Поварова, Д.С. Калашников, А.С. Доманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 193–205. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

UDC 622.276.58

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

Justification and selection of a method for restricting water inflow to horizontal wells in low-permeability terrigenous reservoir conditions using the example of the YuS₂ formation of an oil and gas condensate field

O.V. Savenok¹✉, N.Kh. Zharikova¹, E.P. Chuykova¹, A.E. Verisokin²,
M. Hadid³, L.V. Povarova⁴, D.S. Kalashnikov², A.S. Domanova²

¹ Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

² North Caucasian Federal University, Stavropol, Russian Federation

³ Al-Baath University, Damascus, Syrian Arab Republic

⁴ Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

✉ Savenok_OV@pers.spmi.ru

Abstract. Relevance. Today, most of the fields exploited in the Russian Federation have moved to the final stage of development, which entails an inevitable increase in the number of factors complicating hydrocarbon production. One of these factors is the increased water cut of the extracted products. This problem is the cause of increase in specific energy consumption for liquid production, growth of the cost of separating oil and water in the collection and treatment system, as well as increase in the number of equipment failures due to corrosion, deposition of mineral salts and the formation of persistent oil-water emulsions. In many fields, the level of water cut in products already reaches 98–99%, which is the limit of profitability of production and requires the adoption of measures aimed at reducing the share of produced water. Costs become an order of magnitude higher when it comes to horizontal wells, due to the higher complexity and cost of the work carried out on them. **Aim.** To increase the efficiency of water isolation work in horizontal production wells by determining the most suitable chemical composition to limit water inflow, which would meet the requirements and be available in large quantities to a wide range of domestic oil and gas companies. **Objects.** The analysis of measures to reduce the water cut of well products. **Subject.** Various chemical reagents for isolating water inflow and methods for determining the suitability of a well for water isolation work. **Methods.** General scientific methods (analysis, generalization, synthesis, classification) and specific scientific ones (mathematical modeling, software modeling). The set and combination of these methods are adequate to the goals and objectives, object and subject of research of this work. **Results.** The authors have carried out a study to improve the efficiency of horizontal wells in conditions of increased water cut of produced products. Based on the research the most effective method of limiting water inflow – the use of gel-forming compositions – was determined. Modelling of polymer flooding was carried out in the tNavigator software package and two development scenarios were compared. The authors developed the methodology for selecting candidate wells for waterproofing work, implemented in the form of a computer program written in the Python programming language.

Keywords: technical reasons for well watering, geological reasons for well watering, methodology for determining the suitability of a well for waterproofing work, methodology for selecting a candidate well for waterproofing work, modeling of polymer flooding, oil saturation map at the end of the calculation, program code in the Python programming environment

For citation: Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Chuykova E.P., Verisokin A.E., Hadid M., Povarova L.V., Kalashnikov D.S., Domanova A.S. Justification and selection of a method for restricting water inflow to horizontal wells in low-permeability terrigenous reservoir conditions using the example of the YuS₂ formation of an oil and gas condensate field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 193–205. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение находится в Сургутском районе ХМАО и является одним из крупнейших месторождений на территории России. По количеству начальных извлекаемых запасов относится к группе уникальных месторождений. Геологическое строение сложное, в 21 пласте обнаружена 151 залежь нефти и газа [1].

На месторождении выделено 10 эксплуатационных объектов: АС₄₋₈, АС_{6/1}, АС₇₋₈, АС₉, БС₁₋₂, БС_{10/1},

БС₁₀, БС₁₄₋₁₉, ЮС₁ и ЮС₂. Каждый из них в данный момент разрабатывается. В настоящее время идёт активное разбуривание объекта ЮС₂, который в ближайшем будущем будет обеспечивать основную долю в добыче на месторождении.

Пласт ЮС₂ характеризуется низкой расчленённостью разреза, количество проницаемых пропластков в пласте по скважинам изменяется от 1 до 7, в среднем коэффициент расчленённости равен 2,1. Толщины проницаемых пропластков изменя-

ются в диапазоне от 0,4 до 14,6 м. Коэффициент песчаности по разрезу изменяется от 0,02 до 1 и в среднем равен 0,282. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 18,4 %, проницаемость – $19 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средняя нефтенасыщенность равна 65,8 %.

На момент начала разработки в пласте ЮС₂ наблюдались следующие параметры:

- начальное пластовое давление – 23,1 МПа;
- начальная пластовая температура – 67 °С.
- В настоящий момент данные параметры принимают следующие значения:
- текущее пластовое давление – 22 МПа;
- текущая пластовая температура – 42 °С.

На месторождении введена система поддержания пластового давления, основанная на закачке попутно добываемой воды в продуктивные пласты посредством нагнетательных скважин. Соответственно, режим работы залежей водонапорный.

Начальные извлекаемые запасы составляют 1,5 млрд т. Текущая выработка – 45 %. В настоящее время основная доля отборов происходит из объекта ЮС₂ с начальными извлекаемыми запасами в 541,317 млн т

Месторождение введено в разработку в 1973 г. и на данный момент находится на четвертой завершающей стадии. Порядка 66,5 % фонда добывающих скважин характеризуется высокой обводненностью свыше 90 % вследствие высокой степени выработанности запасов и неоднородного строения продуктивных горизонтов, наличия нарушений и трещин, что является причиной раннего прорыва воды к забоям добывающих скважин [2, 3].

Анализ фонда скважин

Утвержденный проектный фонд по месторождению в целом составляет 8738 скважин, в том числе: основной фонд – 8217, резервный – 521. Фонд скважин для бурения – 1958, в том числе: основной фонд – 1437, резервный – 521.

По состоянию на 01.01.2012 г. на месторождении числится 6780 скважин, в том числе: добывающих – 4254, нагнетательных – 2376, газовых – 21, водозаборных – 129.

В 2021 г. в эксплуатации на нефть перебивало 3080 скважин, средний дебит скважин по нефти составил 9,2 т/сут., средняя обводненность продукции – 94,6 %. С обводненностью выше 90 % эксплуатируется 2049 скважин (66,5 % от общего фонда). Добыча нефти из высокообводненного фонда составляет 4780,7 тыс. т (52,2 % от общего отбора). Из приведенных значений видно, что значительная доля скважин на месторождении осложнена проблемой высокого содержания воды в добываемой продукции. Причинами этого может служить:

- 1) недостаточная эффективность принимаемых на месторождении мер по изоляции водопритоков;
- 2) сложное геологическое строение, способствующее преждевременному прорыву воды в добывающие скважины;
- 3) высокая степень выработанности запасов;
- 4) наличие большого количества промытых водой зон. Необходимо совершенствовать систему предупреждения прорыва воды в добывающие скважины, так как это позволит значительно уменьшить издержки производства и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти [4, 5].

Моделирование методики определения пригодности скважины для проведения водоизоляционных работ

Первым этапом в проведении любого геологического мероприятия (ГТМ), в ходе которого в скважину будут закачаны химические реагенты, является выбор оптимального места для ввода данных реагентов. В случае с водоизоляционными работами таким местом является добывающая либо нагнетательная скважины [6–9].

Определение пригодности скважины для водоизоляционных работ включает в себя целый ряд этапов, таких как:

- определение наиболее проблемных скважин, осложнённых процессом обводнения;
- анализ геолого-промысловых данных, истории эксплуатации скважины и проводимых ранее ГТМ;
- диагностика причин обводнения скважин;
- анализ критериев эффективности различных технологических решений, направленных на снижение уровня обводнённости;
- расчёт основных технологических параметров и экономической эффективности планируемого мероприятия.

Для успешной реализации планируемого мероприятия необходимо провести анализ большого количества промысловой информации, среди которой присутствует следующая [10–12]:

- геолого-технические характеристики добывающей скважины;
- темпы добычи нефти и данные по изменению обводнённости с самого начала эксплуатации скважины;
- описание и результаты проведения скважинных операций;
- наличие водоносных пластов в скважине и их расположение;
- дислокация скважины относительно контура нефтеносности;
- расположение водонефтяного контакта;
- уровень истощения запасов;
- свойства пластовой воды;
- информация о конструкции скважины;

- насыщенность по толщине, литология и структура пласта.

Собрав воедино все данные, можно приступить к непосредственному подбору скважины согласно следующей методике (рис. 1) [13].

Приведённая на рис. 1 методика определения пригодности скважины для водоизоляционных работ включает в себя 4 ключевых этапа.

1. *Поиск проблемных скважин.* Данный шаг включает в себя выборку скважин с резким скачком обводнённости выше 40 %, поскольку увеличение доли воды в добываемой продукции свыше 40 % и вплоть до 75 % вызывают инверсию фаз

водонефтяной эмульсии, и начинают образовываться аномально высоковязкие эмульсии типа «нефть в воде», что в значительной степени осложняет процесс добычи и переработки нефти. Также на данном этапе отсеиваются скважины, проведение водоизоляционных работ на которых нецелесообразно ввиду того, что в окрестности этих скважин отсутствуют необходимые объёмы ещё не выработанных запасов, наличие которых необходимо для достижения желаемого технологического и экономического эффекта [14–16].

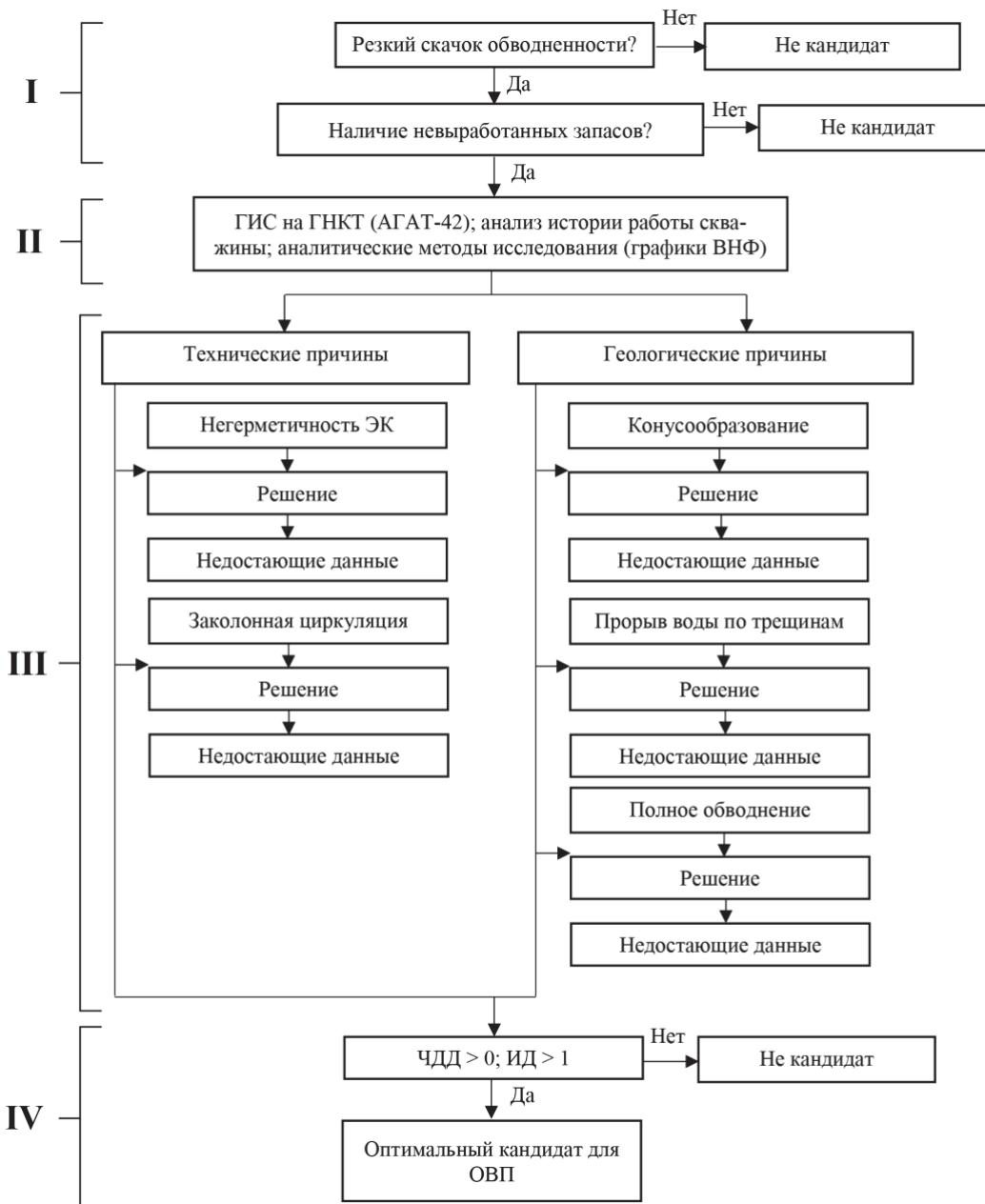


Рис. 1. Предлагаемая методика определения пригодности скважины для водоизоляционных работ
Fig. 1. Proposed methodology for determining the suitability of a well for waterproofing work

2. *Поиск причины обводнения.* Данный этап направлен на точное установление причины обводнения добывающей нефтяной скважины. Можно с уверенностью сказать, что иностранные компании обладают более совершенным оборудованием для проведения ГИС. Каротаж в горизонтальных скважинах позволяет точно выявить место притока нежелательного флюида в скважину и тип самого флюида. Эти данные получают посредством измерения температуры поступающей в скважину жидкости, её плотности, скорости фильтрации и электрического сопротивления.

Поскольку основным отличием вертикальных скважин от горизонтальных является их геометрическая конфигурация и то, что каротажные приборы могут пройти всего порядка 300 м в горизонтальном стволе, возникает проблема повышения охвата таких скважин исследованиями. Решается она посредством применения различных технологий: колтюбинговых, PLT (production logging test – измерение профиля притока), динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока и др. Следующий набор факторов оказывает влияние на интерпретацию данных ГИС в горизонтальных стволах:

- длина пройденного прибором пути, который в большинстве случаев значительно больше такового в вертикальных скважинах. Также в силу интенсивного перемешивания поступающих в скважину флюидов сложность интерпретации данных значительно возрастает;
- при большой длине горизонтального участка происходит разделение фильтрующейся жидкости на фазы как в наземных нефте- или газопроводах и емкостях для отстаивания.

Помимо всего перечисленного на точность получаемых данных влияет изменение скорости потока, проходящего вблизи датчиков прибора. В связи со всеми этими факторами разработана улучшенная система каротажа, способная наиболее правильно собирать каротажные данные даже в очень сложных условиях измерения, таких как горизонтальные и наклонно-направленные скважины [17–19].

Кроме проведения ГИС второй этап включает в себя анализ истории работы скважины на наличие подобных осложнений в прошлом и мероприятия по борьбе с этими осложнениями, а также технологический эффект от проведённых мероприятий.

3. *Подбор подходящей технологии ограничения водопритока,* включающий выбор технологии, соответствующей наибольшему количеству данных, полученных на втором этапе.

В зависимости от конфигурации ловушки и состояния скважины причины обводнения будут ва-

рьюроваться, поскольку неудовлетворительное техническое состояние приводит к заколонным перетокам, которые в свою очередь приводят к поступлению в скважину воды из выше- или нижележащих пластов, никак не связанных с коллектором гидродинамически [20–22].

На рис. 2 показаны технические причины обводнения скважин. Они подразделяются на две крупные группы: нарушение герметичности эксплуатационной колонны и затрубная циркуляция из-за негерметичности.



Рис. 2. Технические причины обводнения скважин

Fig. 2. Technical reasons for well watering

Существуют также и геологические причины обводнения. Основные из них: подъём ВНК к интервалу перфорации, прорыв воды по продуктивному пласту, трещиноватость, позволяющая прорываться воде из нагнетательной скважины, и трещиноватость, по которой вода из водоносных горизонтов переходит в нефтеносные. Классификация геологических причин обводнения приведена на рис. 3.



Рис. 3. Геологические причины обводнения скважин

Fig. 3. Geological reasons for well watering

При наличии определённости в вопросе того, что является причиной повышенной обводнённости скважинной продукции, следующим шагом будет рассмотрение различных способов борьбы с данной проблемой, среди которых присутствуют следующие:

- использование кремнийорганических тампонирующих составов, а также различных синтетических смол, производных акриловых кислот и цементных и нефцецементных растворов;
- использование профильных перекрывателей, накладных муфт, пакеров, вязкоупругих систем и др.

Каждый из приведённых сценариев требует дополнительных исходных данных, таких как тип коллектора, пластовое давление и температура, интервал перфорации, способ заканчивания скважины, профиль притока и приёмности и т. д. Когда имеются все данные, необходимые для расчёта, определяются основные технологические параметры выбранной технологии, такие как объём компо-

зиции, скорость закачки, радиус проникновения изолирующего агента в пласт и т. д. [23–25].

4. *Расчёт экономической и технологической эффективности.* На данном этапе производится математическое моделирование результатов ремонтно-изоляционных работ и их последующая оценка. Рассчитываются такие параметры, как дополнительная добыча, чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс доходности (ИД). При $ЧДД > 0$ и $ИД > 1$ проект признаётся рентабельным и в дальнейшем рассматривается в качестве потенциального к непосредственной реализации.

Данный алгоритм запрограммирован в среде Python (рис. 4).

```
c:\Users\pavel\Desktop > python подбор_скважины.py > ...
1 import math
2 # 1 этап - Поиск наиболее проблемных скважин
3 while True:
4     print('Рекий скачок обводненности? (1 - да, 2 - нет)')
5     B = int(input())
6     if B == 1:
7         print('Наличие невыработанных запасов? (1-да; 2-нет) ')
8         Q = int(input())
9         if Q == 1:
10            # 2 этап - Поиск причины обводнения
11            print('Необходимо проведение геофизических исследований и анализ истории работы скважины.')
12            # 3 этап - Подбор подходящей технологии ограничения водопритока
13            print('Выберите причину обводнения (1-нарушение герметичности ЭК; 2-заколонная циркуляция;')
14            print('3-конусообразование; 4-прорыв воды по трещинам; 5-естественное обводнение пласта)')
15            problem = int(input())
16            if problem == 1:
17                print('Предлагаемые решения: цементирование (цементный или нефцецементный раствор); пластырь; накладная муфта.')
18                print('Необходимые данные: интервал негерметичности, конструкция скважины.')
19                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
20                if NPV > 0 and PI > 1:
21                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
22                    break
23                else:
24                    print('Не кандидат')
25                    break
26            elif problem == 2:
27                print('Предлагаемые решения: закачка изолирующего состава через существующие интервалы перфорации,')
28                print('либо через отверстия, простреланные напротив интервала заколонных перетоков с предварительной')
29                print('установкой пакеров.')
30                print('Необходимые данные: конструкция скважины, тип коллектора, интервалы перфорации.')
31                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
32                if NPV > 0 and PI > 1:
33                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
34                    break
35                else:
36                    print('Не кандидат')
37                    break
38            elif problem == 3:
39                print('Предлагаемое решение: селективная изоляция обводненного интервала (ПАА, ВУС, ГПС и пр.)')
40                print('Необходимые данные: тип коллектора, интервал поступления воды, профиль притока и приёмности,')
41                print('тип заканчивания скважины, режим фильтрации, тпл, Рпл, Рзаб, Qн, Qв, Св')
42                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
43                if NPV > 0 and PI > 1:
44                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
45                    break
46                else:
47                    print('Не кандидат')
48                    break
49            elif problem == 4:
50                print('Предлагаемое решение: перекрытие интервала притока воды от необводненных интервалов с последующей')
51                print('закачкой селективного водонезолирующего состава (ПАА, гипан и пр.)')
52                print('Необходимые данные: тип коллектора, интервал поступления воды, профиль притока и приёмности,')
53                print('тип заканчивания скважины, режим фильтрации, тпл, Рпл, Рзаб, Qн, Qв, Св')
54                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
55                if NPV > 0 and PI > 1:
56                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
57                    break
58                else:
59                    print('Не кандидат')
60                    break
```

Рис. 4. Программный код в среде программирования Python, реализующий разработанный алгоритм
Fig. 4. Program code in the Python programming environment that implements the developed algorithm

Моделирование полимерного заводнения в программном комплексе tNavigator

Одним из распространённых методов регулирования профиля вытеснения и борьбы с ранними прорывами нагнетаемой воды является процесс полимерного заводнения, при котором в нагнетательную скважину закачивается оторочка полимерного состава. Этот состав, взаимодействуя с водой, значительно повышает её вязкостные характеристики, тем самым проникая в наиболее проницаемые промытые зоны и образуя там устойчивый экран, не позволяющий воде фильтроваться по промытым ранее в горной породе каналам. За счёт этого эффекта нагнетаемый флюид начинает проникать в зоны, ранее не задействованные в процессе разработки, тем самым повышая конечную нефтеотдачу.

В приведённой модели рассматриваются два случая: с применением полимерного заводнения и без него. Расчёт ведётся на 12 лет. В конце планируется сравнить две приведённые модели и сделать выводы по поводу эффективности борьбы с обводнённостью путём использования данного метода.

Имеется продуктивный пласт с подстилающим его водоносным пластом, нагнетательная и добывающая скважина с горизонтальным окончанием (рис. 5).

На рис. 6 приведена карта нефтенасыщенности в конце расчёта. По представленным рисункам видно, что в случае с полимерным заводнением нефтенасыщенность пласта в окрестности нагнетательной скважины значительно ниже, чем в случае с отсутствием полимерного заводнения. Это объясняется лучшим соотношением вязкости закачиваемой и вытесняемой жидкостей, благодаря которому нагнетаемая в пласт вода не прорывается по наиболее проницаемым каналам, а фронт вытеснения продвигается значительно ровнее [26–28].

На приведённом графике накопленных отборов (рис. 7) можно видеть, что при использовании полимерного заводнения снижаются отборы воды и

повышаются отборы нефти, связано это с вышеперечисленными факторами.

В табл. 1 показана разница в отборах нефти и воды при реализации различных сценариев.

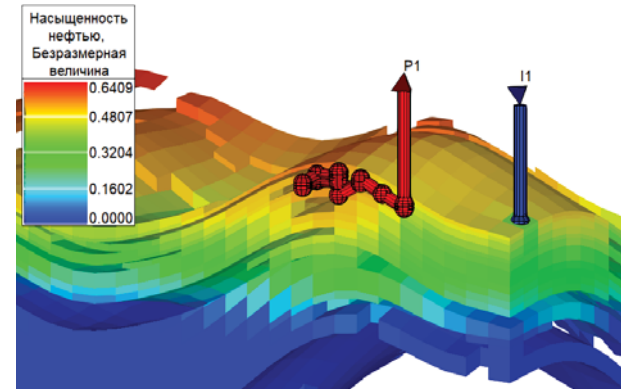


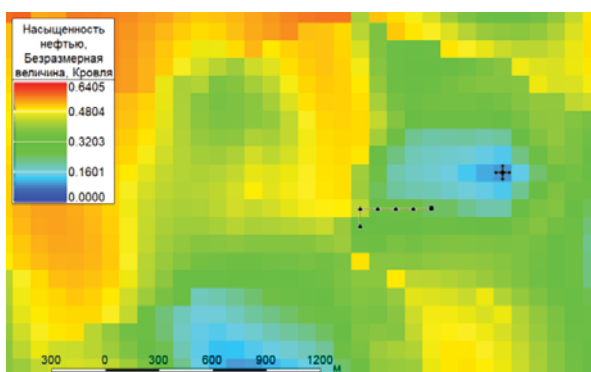
Рис. 5. Расположение нагнетательной и добывающей скважин

Fig. 5. Location of injection and production wells

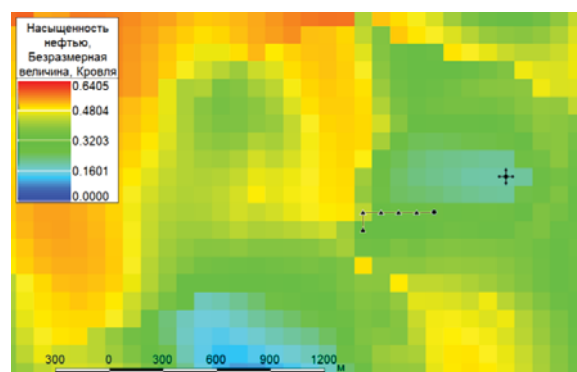
Таблица 1. Разница в отборах нефти и воды при реализации различных сценариев

Table 1. Differences in oil and water extractions under different scenarios

Дата/Date		01.05.2022	01.01.2034
Без полимера/Without polymer			
тыс. м ³ /thousand m ³	накопленная нефть/accumulated oil		257,98
	накопленная вода/accumulated water	0	1395,23
С полимером/With polymer			
тыс. м ³ /thousand m ³	накопленная нефть/accumulated oil		267,24
	накопленная вода/accumulated water		1092,00
	накопленная нефть (разность)/accumulated oil (difference)	0	9,26
	накопленная вода (разность)/accumulated water (difference)		-303,23



а/а



б/б

Рис. 6. Карта нефтенасыщенности в конце расчёта: а) с полимером; б) без полимера

Fig. 6. Oil saturation map at the end of the calculation: a) with polymer; b) without polymer

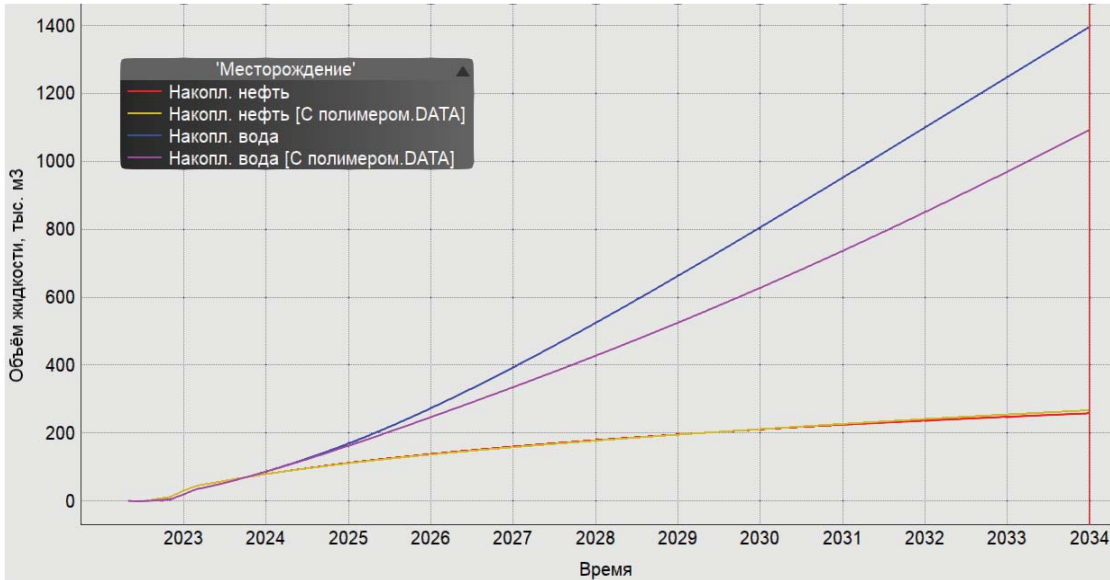


Рис. 7. График накопленных отборов
 Fig. 7. Accumulated selections schedule

Анализ экономической эффективности

На основании проведенного анализа необходимо рассчитать показатели рентабельности предлагаемого инвестиционного проекта. Для этого сравним два сценария: эксплуатация обводнённой скважины и эксплуатация скважины, изолированной гелеобразующим составом. Период расчёта – 5 лет. Дебит скважины изменяется во времени и зависит от значения давления на контуре питания. Экономический эффект от проведенной операции складывается исходя из дополнительной добычи нефти. В расчётах учтём, что водоизолирующий экран не теряет своих свойств в течение 3 лет, далее должна проводиться повторная обработка [29–31].

Исходные данные для расчёта приведены в табл. 2, результаты проведенных расчётов – в табл. 3.

Таблица 2. Исходные данные для расчёта

Table 2. Initial data for calculation

Стоимость 1 кг реагента, р./Cost of 1 kg of reagent, rub.	6000
Дебит по нефти до обработки, т/сут. Oil flow rate before processing, tons/day	61
Дебит по нефти после обработки, т/сут. Oil flow rate after processing, tons/day	69,6
Плотность реагента, кг/м ³ /Reagent density, kg/m ³	1100
Зарплата бригады КРС средняя, р./ч Average salary of a well overhaul team, rub./hour	512
Аренда оборудования, р./ч/Equipment rental, rub./hour	2000

Таблица 3. Результаты проведенных расчётов

Table 3. Results of the calculations performed

Параметр/Parameter		Период расчёта, лет/Calculation period, years					
		0	1	2	3	4	5
Дополнительная добыча, т/Additional production, tons		0	2357,92	2350,83	2344,93	2339,04	2333,14
Коэффициент дисконтирования, доли ед. Discount factor, fractions of units		1	0,88	0,77	0,67	0,59	0,52
млн р. million rubles	Стоимость нефти Urals за 1 т/Cost of Urals oil per 1 ton	0,026					
	Выручка/Revenue	0	62,39	62,21	62,05	61,89	61,73
	Капитальные затраты/Capital costs	17,44	0	0	17,44	0	0
	Эксплуатационные затраты/Operating costs	0					
	Прибыль до налогообложения/Profit before tax	0	34,37	34,27	16,74	34,09	34,01
	Налог на прибыль/Income tax	0	6,87	6,85	3,35	6,82	6,81
	Налог на добычу полезных ископаемых Mineral extraction tax	0	28,02	27,94	27,87	27,80	27,73
	Чистая прибыль/Net profit	0	27,51	27,41	13,39	27,28	27,21
	Денежный поток/Cash flow	- 17,44	27,50	27,41	- 4,04	27,28	27,21
	Дисконтированный денежный поток Discounted cash flow, million rubles	- 17,44	24,12	21,09	- 2,73	16,15	14,13
	Дисконтированный денежный поток накопленный Discounted cash flow accumulated	- 17,44	6,68	27,77	25,05	41,20	55,33

Таблица 4. Показатели инвестиционного проекта

Table 4. Investment project indicators

Показатель/Index	Значение/Value
Чистый дисконтированный доход, млн р. Net present value, million rubles	55,33
Индекс рентабельности, р./р. Profitability index, rubles/rubles	1,58
Внутренняя норма доходности Internal rate of return, %	101
Срок окупаемости, мес. Payback period, months	8

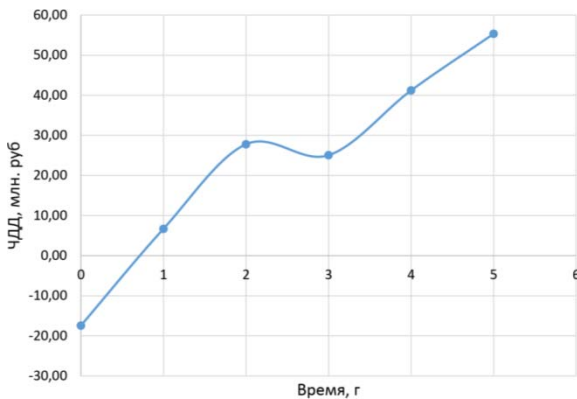


Рис. 8. График изменения чистого дисконтированного дохода

Fig. 8. Graph of changes in net present value

Внутренняя норма доходности определялась при помощи функции ВСД в пакете Microsoft Excel (функция ВСД в Excel возвращает внутреннюю ставку доходности для ряда потоков денежных средств). Её величина составила 101 %. Объясняется такое большое значение тем, что при малых капитальных затратах и значительном периоде расчёта в 5 лет количество дополнительно отобранной нефти перекрывает все вложенные средства уже после 8 месяцев работы [32–34]. Таким образом, срок окупаемости составил 8 месяцев, а чистый дисконтированный доход – 55,33 млн р. График

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авершин Р.В. Анализ текущего состояния разработки пласта ЮС2 Фёдоровского месторождения // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвящённой 100-летию Байбакова Николая Константиновича. – Тюмень, 15 апреля 2011. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2011. – С. 131–132.
2. Жарикова Н.Х., Самойлов М.И. Анализ текущего состояния обводнённости скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 1 (373). – С. 46–56. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-1(373)-46-56
3. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Кусова Л.Г. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции. – Ухта, 17–19 марта 2021. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480
4. 5.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. DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3919
5. 6.Adewole J.K., Muritala K.B. Some applications of natural polymeric materials in oilfield operations: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 2297–2307 DOI: 10.1007/s13202-019-0626-9.

изменения чистого дисконтированного дохода показан на рис. 8.

В табл. 4 приведены показатели инвестиционного проекта.

Выводы

На основе проведённого моделирования в программном комплексе tNavigator сравнивались два сценария – разработка с применением полимерного заводнения и без него. По итогам расчёта модель с применением полимерного заводнения показала лучшие результаты по накопленной добыче нефти и воды вследствие выравнивания фронта вытеснения и препятствования ранним прорывам нагнетаемой воды. Уменьшение накопленной добычи воды составило 303,23 тыс. м³ (или 22 %), рост добычи нефти составил 9,26 тыс. м³ (или 4 %).

На основе выполненного исследования разработана:

- 1) методика определения пригодности скважины к проведению водоизоляционных работ, реализованная на языке программирования Python;
- 2) методика подбора скважины-кандидата для проведения водоизоляционных работ, которая впоследствии нами запрограммирована в среде Python.

По итогам расчёта экономических показателей можно сделать вывод о том, что данный проект является рентабельным. Срок окупаемости проекта составил 8 месяцев, что является вполне приемлемым результатом.

Рассмотренная в статье тема требует дальнейшего исследования, так как проблема повышенной обводнённости добываемой продукции является одним из основных осложняющих факторов при добыче углеводородного сырья не только в России, но и в мире [35, 36]. Доработав в будущем данную программу, можно автоматизировать некоторые процессы при подготовке к проведению водоизоляционных работ.

6. Бовконюк П.А. Основные виды ремонтно-изоляционных работ и изоляционных материалов для ограничения водопритоков в добывающих скважинах // Россия молодая: сборник материалов XIV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Кемерово, 19–21 апреля 2022. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачёва, 2022. – С. 10701.1–10701.5.
7. Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, И.Р. Раупов, И.В. Валиуллин, И.М. Фаррахов, М.В. Швыденко // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 125–138. DOI: 10.18599/grs.2022.3.11
8. Вязникова В.В. Технология одновременной интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока химическим раствором // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 102–107.
9. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 81–86. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
10. Колев Ж.М., Краснов И.И., Ваганов Е.В. Моделирование и обоснование ограничения водогазопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2021. – Т. 5. – № 1. – С. 3–21. DOI: 10.32878/oil.21-5-01(7)-3-21
11. Куликова Л.Е., Малахов А.О., Варфоломеев М.А. Физическое моделирование трещиноватости для оценки изолирующих свойств составов для ограничения водопритока // Tatarstan UpExPro 2023: сборник научных трудов по материалам VII Международной молодёжной научной конференции. – Казань, 6–9 апреля 2023. – Новокузнецк: Изд-во «Знание-М», 2023. – С. 267–268.
12. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах / А.М. Кунакова, В.Н. Дурагин, К.В. Стрижнев, Д.В. Мардашов, А.М. Дурагина // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.
13. Бовконюк П.А., Савенок О.В. Разработка алгоритма программы для автоматизированного подбора месторождений-аналогов нефти и газа // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 3. – С. 20–24
14. Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 57–65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7
15. Демидова П.И., Липатов А.В. Моделирование процесса ограничения водопритока с применением тампонажных растворов // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 325–327.
16. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях / Ю.А. Кетова, Б. Бай, Г.П. Хижняк, Е.А. Гладких, С.В. Галкин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 91–96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91
17. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчёта технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 881–894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16
18. Минченко Ю.С., Шемелина О.Н., Хадид Махмуд. Гелеобразующий состав для повышения эффективности проведения водоизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 12. – С. 180–188. DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201
19. Молчанов А.А., Агеев П.Г. Внедрение новых технологий – надёжный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 530–539. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530
20. Эффективность разработанной методологии расчётов для дизайна ремонтно-изоляционных работ / И.Г. Фаттахов, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, З.А. Гарифуллина, Р.Р. Хуснутдинова, А.Р. Вафин, Р.Ф. Хуснутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3 (639). – С. 46–53. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-46-53
21. Фахрутдинов Э.И., Фокеева Л.Х., Ганиева Г.Р. Технология ограничения водопритока в эксплуатационных скважинах на примере Фёдоровского месторождения // Молодые – Научкам о Земле: материалы IX Международной научной конференции молодых учёных. – М., 23 октября 2020. В 7 т. – М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе, 2020. – Т. 4. – С. 101–103.
22. Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов / С.Е. Чернышов, В.А. Репина, Н.И. Крысин, Д.И.М. Макдоналд // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 660–666. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8
23. Andersen P.Ø., Djurhuus K., Askarinezhad R., Solbakken J.S. Management of high-water-cut and mature petroleum reservoirs // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 22. – P. 8344. DOI: 10.3390/en15228344
24. Short-term production optimization under water-cut uncertainty / G. Chaves, D. Monteiro, M.C. Duque, V.F. Filho, J. Baioco., B.F. Vieira // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2021. – Vol. 26. – № 5. – P. 3054–3074. DOI: 10.2118/204223-PA
25. Ghosh B., Ali S.A., Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10. – P. 1921–1931 DOI: 10.1007/s13202-020-00842-3
26. Korolev M.I., Rogachev M.K., Tananykhin D.S. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. – Vol. 18. – № 1. – P. 147–156. DOI: 10.5937/jaes18-24542
27. A new water flooding characteristic curve at ultra-high water cut stage / Sh. Li, Q. Feng, X. Zhang, Ch. Yu, Y. Huang // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2023. – Vol. 13. – № 1. – P. 101–110. DOI: 10.1007/s13202-022-01538-6
28. Well inflow performance under fines migration during water-cut increase / C. Nguyen, G. Loi, T. Russell, S.R. Mohd Shafian, N.N. Zulkifli, S.C. Chee, N. Razali, A. Zeinjahromi // Fuel. – 2022. – Vol. 327. – P. 124887. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124887

29. Palyanitsina A.N., Tananykhin D.S., Masoud R. Strategy of water-flooding enhancement for low-permeable polymictic reservoirs // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2021. – Vol. 19. – № 2. – P. 307–317. DOI: 10.5937/jaes0-29693
30. Environmentally safe technology to increase efficiency of high-viscosity oil production for the objects with advanced water cut / A.N. Palyanitsina, E.U. Safiullina, R.R. Byazrov, D.G. Podoprighora, A.V. Alekseenko // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 3. DOI: 10.3390/en15030753
31. Displacement characteristics of CO₂ flooding in extra-high water-cut reservoirs / R. Wang, Ya. Zhang, Ch. Lyu, Z. Lun, M. Cui, D. Lang // *Energy Geoscience*. – 2022. – P. 100115. DOI: 10.1016/j.engeos.2022.06.003
32. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / Z. Wei, X. Dai, X. Wang, S. Zhu, L.M. Yapanto, I.R. Raupov // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 2751–2758. DOI: 10.1016/j.egy.2021.05.002
33. Wu W. Challenges and strategies of water system in extra high water cut development stage // *E3S Web of Conferences*. – 2022. – Vol. 352. – P. 01062. DOI: 10.1051/e3sconf/202235201062
34. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut / Q. You, Q. Wen, J. Fang, M. Guo, Q. Zhang, C. Dai // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.053
35. Application of new water flooding characteristic curve in the high water-cut stage of an oilfield / Xi. Zhang, Ch. Wang, H. Wu, Xu. Zhao // *Fluid Dynamics & Materials Processing*. – 2022. – Vol. 18. – № 3. – P. 661–677. DOI: 10.32604/fdmp.2022.019486
36. The performance of polymer flooding in heterogeneous type II reservoirs – an experimental and field investigation / H. Zhong, W. Zhang, J. Fu, J. Lu, H. Yin // *Energies*. – 2017. – № 10. – P. 454. DOI: 10.3390/en10040454

Информация об авторах

Ольга Вадимовна Савенок, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Savenok_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

Наиля Халимовна Жарикова, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0006-2943-4760>

Елизавета Павловна Чуйкова, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2 lizach_2001@mail.ru

Александр Евгеньевич Верисокин, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

Махмуд Хадид, доктор технических наук, профессор Университета Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, Дамаск, Шоссе Алеппо, Хомс, Почтовый ящик 77. m-hadid@scs-net.org

Лариса Валерьевна Поварова, кандидат химических наук, доцент кафедры химии, Кубанский государственный технологический университет, Россия, 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2. larisa.0808@mail.ru

Денис Сергеевич Калашников, лаборант кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. revalstrega@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0006-5325-2705>

Анна Стефановна Доманова, лаборант кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. alazurkevich@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0004-6893-3103>

Поступила в редакцию: 01.02.2024

Поступила после рецензирования: 04.07.2024

Принята к публикации; 28.11.2024

REFERENCES

1. Avershin R.V. Analysis of the current state of development of the YuS₂ reservoir of the Fedorovskoye field. *Geology and oil and gas potential of the West Siberian megabasin. Materials of the All-Russian scientific and technical conference dedicated to the 100th anniversary of Nikolai Konstantinovich Baibakov*. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2011. pp. 131–132. (In Russ.)
2. Zharikova N.Kh., Samoilov M.I. Analysis of the current state of wells water-flooding in the Zapolyarnoye oil and gas condensate field. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2023, no. 1 (373), pp. 46–56. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2023-1(373)-46-56
3. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Kusova L.G. Field studies of inflow to horizontal wells and methods for intensifying oil and gas production. *SEVERGEOECOTECH-2021. Reports of the XXII International youth scientific conference*. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 2021. pp. 476–480. (In Russ.)

4. Yamkin M.A., Safiullina E.U. Assessing the correspondence of the results of computer modeling of fluid inflow to a hydraulic fracturing crack with real data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 210–217. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3919
5. Adewole J.K., Muritala K.B. Some applications of natural polymeric materials in oilfield operations: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, pp. 2297–2307. DOI: 10.1007/s13202-019-0626-9
6. Bovkonyuk P.A. Main types of repair and insulation work and insulation materials for limiting water inflows in production wells. Young Russia. *Collection of materials of the XIV All-Russian scientific and practical conference with international participation*. Kemerovo, Kuzbass State Technical University named after T.F. Gorbachev Publ., 2022. pp. 10701.1–10701.5. (In Russ.)
7. Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Valiullin I.V., Farrakhov I.M., Shvydenko M.V. Algorithm for retrospective analysis to identify and localize residual reserves of a developed multilayer oil field. *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 125–138. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2022.3.11
8. Vyaznikova V.V. Technology of simultaneous intensification of oil production and limitation of water inflow with a chemical solution. *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2020, vol. 2, pp. 102–107. (In Russ.)
9. Galkin V.I., Kolytrin A.N. Justification of the predicted value of the increase in oil production after the use of geological and technical measures using the statistical method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 81–86. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
10. Kolev Zh.M., Krasnov I.I., Vaganov E.V. Modeling and justification for limiting water and gas inflows into wells exploiting oil and gas deposits. *Oil and gas: experience and innovations*, 2021, vol. 5, no. 1, pp. 3–21. (In Russ.) DOI: 10.32878/oil.21-5-01(7)-3-21
11. Kulikova L.E., Malakhov A.O., Varfolomeev M.A. Physical modeling of fracturing to assess the insulating properties of compositions for limiting water inflow. *Tatarstan UpExPro 2023: collection of scientific papers based on the materials of the VII International youth scientific conference*. Novokuznetsk, Znanie-M Publ. House, 2023. pp. 267–268. (In Russ.)
12. Kunakova A.M., Duryagin V.N., Strizhnev K.V., Mardashov D.V., Duryagina A.M. Inorganic gel-forming composition for limiting water inflow in carbonate fractured-pore reservoirs. *Oil industry*, 2015, no. 11, pp. 114–116. (In Russ.)
13. Bovkonyuk P.A., Savenok O.V. Development of a program algorithm for the automated selection of oil and gas analogue fields. *Oil Engineer*, 2023, no. 3, pp. 20–24. (In Russ.)
14. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintzaev M.Sh. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 247, pp. 57–65. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7.
15. Demidova P.I., Lipatov A.V. Modeling the process of limiting water inflow using grouting solutions. *Bulatov readings*, 2023, vol. 1, pp. 325–327. (In Russ.)
16. Ketova Yu.A., Bai B., Khizhnyak G.P., Gladkikh E.A., Galkin S.V. Testing the technology of pre-crosslinked polymer gel particles to limit water inflows on filtration core models. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 91–96. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91
17. Mardashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 881–894. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2022.16
18. Minchenko Y.S., Shemelina O.N., Hadid Mahmud. Gel-forming composition for increasing the efficiency of waterproofing works in wells with a horizontal end. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 12, pp. 180–188. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201
19. Molchanov A.A., Ageev P.G. Implementation of new technology is a reliable method of extracting reserves remaining in hydrocarbon deposits. *Journal of Mining Institute*, 2017, vol. 227, pp. 530–539. (In Russ.) DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530
20. Fattakhov I.G., Zhirkeev A.S., Sakhapova A.K., Garifullina Z.A., Khusnutdinova R.R., Vafin A.R., Khusnutdinov R.F. Efficiency of the developed calculation methodology for the design of repair and insulation works. *Oilfield business*, 2022, no. 3 (639), pp. 46–53. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-46-53
21. Fakhrutdinov E.I., Fokeeva L.Kh., Ganieva G.R. Technology for limiting water inflow in production wells using the example of the Fedorovskoye field. *Young to the Earth Sciences. Materials of the IX International scientific conference of young scientists*. Moscow, Russian State Geological Prospecting University named after S. Ordzhonikidze Publ., 2020. Vol. 4, pp. 101–103. (In Russ.)
22. Chernyshov S.E., Repina V.A., Krysin N.I., Macdonald D.I.M. Improving the efficiency of terrigenous oil-saturated reservoir development by the system of oriented selective slotted channels. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 246, pp. 660–666. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8
23. Andersen P.O., Djurhuus K., Askarinezhad R., Solbakken J.S. Management of high-water-cut and mature petroleum reservoirs. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 22, pp. 8344. DOI: 10.3390/en15228344
24. Chaves G., Monteiro D., Duque M.C., Filho V.F., Baioco J., Vieira B.F. Short-term production optimization under water-cut uncertainty. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2021, vol. 26, no. 5, pp. 3054–3074. DOI: 10.2118/204223-PA
25. Ghosh B., Ali S.A., Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 1921–1931 DOI: 10.1007/s13202-020-00842-3
26. Korolev M.I., Rogachev M.K., Tananykhin D.S. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants. *Journal of Applied Engineering Science*, 2020, vol. 18, no. 1, pp. 147–156. DOI: 10.5937/jaes18-24542
27. Li Sh., Feng Q., Zhang X., Yu Ch., Huang Y. A new water flooding characteristic curve at ultra-high water cut stage. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2023, vol. 13, no. 1, pp. 101–110. DOI: 10.1007/s13202-022-01538-6
28. Nguyen C., Loi G., Russell T., Mohd Shafian S.R., Zulkifli N.N., Chee S.C., Razali N., Zei-nijahromi A. Well inflow performance under fines migration during water-cut increase. *Fuel*, 2022, vol. 327, pp. 124887. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124887

29. Palyanitsina A.N., Tananykhin D.S., Masoud R. Strategy of water-flooding enhancement for low-permeable polymictic reservoirs. *Journal of Applied Engineering Science*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 307–317. DOI: 10.5937/jaes0-29693
30. Palyanitsina A.N., Safiullina E.U., Byazrov R.R., Podoprigora D.G., Alekseenko A.V.. Environmentally safe technology to increase efficiency of high-viscosity oil production for the objects with advanced water cut. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 3. DOI: 10.3390/en15030753
31. Wang R., Zhang Ya., Lyu Ch., Lun Z., Cui M., Lang D. Displacement characteristics of CO₂ flooding in extra-high water-cut reservoirs. *Energy Geoscience*, 2022, pp. 100115. DOI: 10.1016/j.engeos.2022.06.003
32. Wei Z., Dai X., Wang X., Zhu S., Yapanto L.M., Raupov I.R. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 2751–2758. DOI: 10.1016/j.egy.2021.05.002
33. Wu W. Challenges and strategies of water system in extra high water cut development stage. *E3S Web of Conferences*, 2022, vol. 352, pp. 01062. DOI: 10.1051/e3sconf/202235201062
34. You Q., Wen Q., Fang J., Guo M., Zhang Q., Dai C. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.053
35. Zhang Xi., Wang Ch., Wu H., Zhao Xu. Application of new water flooding characteristic curve in the high water-cut stage of an oilfield. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 2022, vol. 18, no. 3, pp. 661–677. DOI: 10.32604/fdmp.2022.019486
36. Zhong H., Zhang W., Fu J., Lu J., Yin H. The performance of polymer flooding in heterogeneous type II reservoirs – an experimental and field investigation. *Energies*, 2017, no. 10, pp. 454. DOI: 10.3390/en10040454

Information about the authors

Olga V. Savenok, Dr. Sc., Professor, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Savenok_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

Nailya Kh. Zharikova, Cand. Sc., Associate Professor, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0006-2943-4760>

Elizaveta P. Chuykova, Postgraduate Student, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. lizach_2001@mail.ru

Alexander E. Verisokin, Cand. Sc., Associate Professor, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

Mahmoud Hadid, Dr. Sc., Professor, Al-Baath University, Homs PO Box 77, Aleppo Highway, Damascus, Syrian Arab Republic. m-hadid@scs-net.org

Larisa V. Povarova, Cand. Sc., Associate Professor, Kuban State Technological University, 2, Moskovskaya street, Krasnodar, 350072, Russian Federation. larisa.0808@mail.ru

Denis S. Kalashnikov, Laboratory Assistant, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. revalstrega@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0006-5325-2705>

Anna S. Domanova, Laboratory Assistant, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. alazurkevich@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0004-6893-3103>

Received: 01.02.2024

Revised: 04.07.2024

Accepted: 28.11.2024