ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+55.553.98
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Оценка геотемпературных условий применения сверхкритического диоксида углерода для повышения нефтеотдачи в нефтегазоносных комплексах Пермского края

А.Н. Башков[1], Е.Е. Кожевникова[2], С.Е. Башкова[2]

[1]ООО «ПГГК» (Российская Федерация, 614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 9)
[2]Пермский государственный национальный исследовательский университет (Российская Федерация, 614068, г. Пермь, ул. Букирева, 15)

Assessment of Geotemperature Conditions for the Use of Supercritical Carbon Dioxide to Enhance Oil Recovery in Oil and Gas Complexes of the Perm Krai

Andrey N. Bashkov[1], Elena E. Kozhevnikova[2], Svetlana E. Bashkova[2]

[1]Perm Geological and Geophysical Company LLC (9 Lodygina st., Perm, 614090, Russian Federation)
[2]Perm State National Research University (15 Bukireva st., Perm, 614068, Russian Federation)

Получена / Received: 24.04.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
Пермский край, методы увеличения нефтеотдачи, геотемпературные условия, фазовое состояние, сверхкритический CO_2, геотемпературный градиент, нефтегазоносный комплекс.

Оцениваются геотемпературные условия применения сверхкритического диоксида углерода (СК-CO_2) для повышения нефтеотдачи в нефтегазоносных комплексах Пермского края на основе анализа публикаций общемирового опыта и специфики геологического строения территории. В условиях большого количества истощенных месторождений, находящихся на последних стадиях разработки, технологии на основе CO_2 представляют особый интерес благодаря их эффективности и соответствию трендам декарбонизации. Кратко описаны основные методы применения СК-CO_2, используемые на сегодня в нефтедобыче. Основное внимание уделено анализу пластовых температур как важному фактору, определяющему возможность перехода CO_2 в сверхкритическое состояние.
Проведенная оценка учитывает термодинамические особенности CO_2 и пластовые характеристики основных нефтегазоносных комплексов Пермского края. Установлено, что для эффективного применения технологии критически важны температурные параметры, которые варьируются в зависимости от глубины залегания и геологического строения территории.
Рассмотрены геотемпературные условия в пределах девонского и визейского терригенных и турнейско-фаменского карбонатного нефтегазоносных комплексов. Выделены зоны с благоприятными условиями для использования СК-CO_2, где пластовые температуры превышают значения, минимально необходимые для перехода в сверхкритическую фазу. Отмечено, что в карбонатных коллекторах возможно комплексное воздействие, включая изменение фильтрационных свойств пород.
Результаты исследования могут быть использованы для планирования мероприятий по увеличению нефтеотдачи при внедрении технологий применения сверхкритического диоксида углерода, с учетом региональных особенностей. Констатировано, что для успешного внедрения технологии требуются дальнейшие исследования пластовых параметров и механизмов взаимодействия CO_2 с флюидами и породами.

Keywords:
Perm Krai, methods of increasing oil recovery, geothermal conditions, phase state, supercritical CO_2, geothermal gradient, oil and gas complex.

The article is devoted to the assessment of geothermal conditions for the application of supercritical carbon dioxide (SC-CO_2) to increase oil recovery in the oil-and-gas-bearing complexes of the Perm Territory. In the context of the depletion of the region's fields, CO_2-based technologies are of particular interest due to their effectiveness and compliance with the trends of decarbonization. The main focus is on analyzing the reservoir temperatures that determine the possibility of CO_2 transitioning to a supercritical state.
The assessment takes into account the thermodynamic features of CO_2 and the reservoir characteristics of the main oil and gas-bearing complexes. It has been established that temperature parameters are critical for the effective application of the technology, and they vary depending on the depth of the reservoir and the geological structure of the area.
The geothermal conditions within the Devonian and Visean terrigenous and Tournaisian-Famennian carbonate oil and gas-bearing complexes have been examined. Areas with favorable conditions for the use of SC-CO_2 have been identified, where reservoir temperatures exceed the minimum values required for the transition to the supercritical phase. It has been noted that complex effects, including changes in the filtration properties of rocks, are possible in carbonate reservoirs.
The results of this study can be used to plan measures for increasing oil recovery, taking into account regional characteristics. It has been stated that further research on reservoir parameters and the mechanisms of CO_2 interaction with fluids and rocks is required for the successful implementation of this technology.

Башков Андрей Николаевич – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора по науке (тел.: +007 912 882 94 91, e-mail: bashkov41@yandex.ru).
Кожевникова Елена Евгеньевна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой региональной и нефтегазовой геологии (тел.: +007 902 796 47 58, e-mail: eekozhevnikova@bk.ru). Контактное лицо для переписки.
Башкова Светлана Евгеньевна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры региональной и нефтегазовой геологии (тел.: +007 951 936 74 60, e-mail: sbashkova@mail.ru).

Andrey N. Bashkov (ORCID: 0000-0001-8094-1713) – PhD in Geology and Mineralogy, Deputy Director for Science (tel.: +007 912 882 94 91, e-mail: bashkov41@yandex.ru).
Elena E. Kozhevnikova (Author ID in Scopus: 56308234100, ORCID: 0000-0002-5846-8197) – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Head of the Department of Regional and Regional and Petroleum Geology (tel.: +007 902 796 47 58, e-mail: eekozhevnikova@bk.ru). The contact person for correspondence.
Svetlana E. Bashkova (Author ID in Scopus: 37561140000, ORCID: 0000-0002-9025-229X) – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor of the Department of Regional and Petroleum Geology (tel.: +007 951 936 74 60, e-mail: sbashkova@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Башков, А.Н. Оценка геотемпературных условий применения сверхкритического диоксида углерода для повышения нефтеотдачи в нефтегазоносных комплексах Пермского края / А.Н. Башков, Е.Е. Кожевникова, С.Е. Башкова // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 152–157. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.3

Please cite this article in English as:
Bashkov A.N., Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E. Assessment of Geotemperature Conditions for the Use of Supercritical Carbon Dioxide to Enhance Oil Recovery in Oil and Gas Complexes of the Perm Region. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 152-157. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.3

Введение

Пермский край является одним из старейших нефтедобывающих регионов России. Однако по мере истощения месторождений традиционные методы добычи становятся менее эффективными, что требует внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Газовые МУН давно зарекомендовали свою эффективность. Особое место среди них занимает применение углекислого газа (CO_2). Это один из наиболее перспективных методов, особенно для давно разрабатываемых месторождений, что подтверждается мировым и отечественным опытом подобного применения диоксида углерода (с середины 80-х гг. XX в.) [1, 2]. Так, в 2004 г. в США доля нефти, дополнительно добытой с помощью CO_2, составила 206 тыс. баррелей в день, что составило 4 % нефтедобычи в целом [3–5]. Согласно прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), к 2040 г., благодаря методам увеличения нефтеотдачи в мире дополнительная добыча нефти составит 4,7 млн баррелей в сутки. Не менее 40 % из этой величины составит доля газовых методов [6, 7].

Кроме того, улавливание и захоронение CO_2 соответствует тренду на декарбонизацию (технология CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage), что снижает углеродный след добычи [8–11]. Актуальность решения этой проблемы закреплена на законодательном уровне Федеральным законом №296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» и принятыми в рамках его реализации постановлениями Правительства РФ и приказами Минприроды и Минэкономразвития.

Технология применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи основана на его способности смешиваться с нефтью, снижать ее вязкость и улучшать подвижность [12–15]. Одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи, в особенности для месторождений высоковязкой нефти, с применением CO_2 является закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии (СК-CO_2), которое сочетает свойства газа и жидкости, улучшая вытеснение нефти [16–18].

Основные методы применения СК-CO_2 используемые на сегодня в нефтедобыче [19–21]:

1. Закачка в режиме смешивающегося вытеснения (Miscible CO_2 Flooding). Предполагает непрерывную закачку СК-CO_2 в пласт при давлении выше минимального давления смешивания (MMP), что снижает вязкость нефти и улучшает ее подвижность, повышая коэффициент вытеснения [22].

2. Циклическая закачка СК-CO_2 и воды (WAG – Water-Alternating-Gas). Чередование закачки CO_2 и воды для улучшения охвата пласта и снижения риска раннего прорыва газа.

3. Газоциклическая закачка (Huff-n-Puff). Попеременная закачка диоксида углерода в пласт, выдерживание для насыщения нефти и последующая добыча. В фазе выдержки СК-CO_2 растворяется в нефти, снижая ее вязкость и увеличивая пластовое давление [23, 24].

4. Гибридные методы – CO_2 + ПАВ/полимеры. СК-CO_2 сочетают с химическими реагентами (ПАВ, полимерами) для усиления вытесняющих свойств. ПАВ снижает межфазное натяжение, а полимеры улучшают охват пласта. Добавление химических реагентов усиливает вытесняющую способность CO_2 и уменьшает его прорыв по высокопроницаемым зонам [25].

Результативность данных методов во многом зависит от пластовых температур, так как они определяют фазовое состояние CO_2 в пластовых условиях. В связи с этим рассмотрено влияние температурного фактора на возможность применения СК-CO_2 в нефтегазоносных комплексах на территории Пермского края.

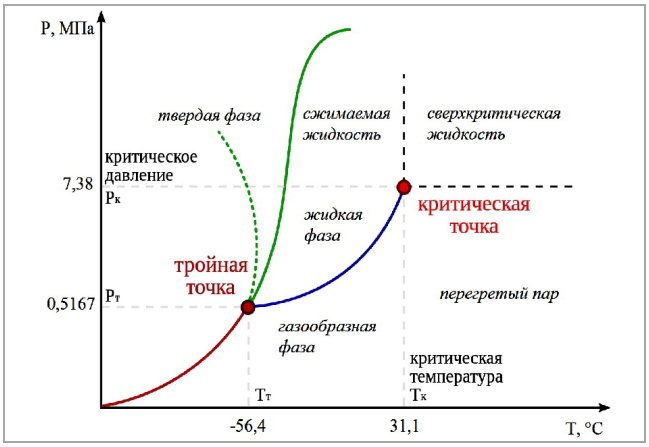


Рис. 1. Диаграмма фазового перехода CO_2 с указанием сверхкритической области [29]

Методы исследования

В сверхкритическом состоянии флюида исчезают различия между жидкой и газовой фазой. Свойства флюида в таком случае представляют собой промежуточный этап между свойствами жидкости и газа. Плотность такого вещества приближена к плотности жидкости, а сжимаемость близка к сжимаемости газов. Регулировка давления и температуры флюида позволит управлять его свойствами, приближая их к свойствам жидкости или газа.

Углекислый газ имеет важное преимущество перед другими газами – CO_2 легче перевести в сверхкритическое состояние. Данный факт обусловливается низкими критическими значениями давления и температуры, по сравнению с остальными газовыми агентами [24–28]. Так, для перехода диоксида углерода в сверхкритическое состояние необходимо обеспечить давление выше 7,38 МПа при температуре более 31,1 °С, что наглядно показано на диаграмме фазового перехода углекислого газа на рис. 1 [29].

В сверхкритическом состоянии CO_2 обладает высокой растворяющей способностью, низкой вязкостью, повышенной проникающей способностью в поровое пространство. Эти свойства позволяют СК-CO_2 эффективно смешиваться с нефтью, снижая ее вязкость и улучшая подвижность [30–32]. Стоит заметить, что растворяющая способность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии возрастает с увеличением плотности при постоянной температуре, т.е. при увеличении давления.

Условия, необходимые для перехода углекислого газа в сверхкритическое состояние, могут быть достигнуты в пластах на открытых в данный момент нефтяных месторождениях, что открывает перспективы для практического применения СК-CO_2 в технологиях увеличения нефтеотдачи.

Результаты исследований показали, что глубина залегания пласта для его закачки в сверхкритическом состоянии должна составлять более 1000 м [33]. При этом фазовое состояние CO_2 в значительной степени зависит от пластовой температуры: даже ее незначительные колебания способны существенно изменить термодинамические свойства системы. В частности, в низкотемпературных пластах, приближенных к критической точке (31,1°С), углекислый газ может частично утрачивать сверхкритические характеристики,

что приводит к снижению его растворимости в нефти и ухудшению эффективности вытеснения.

Следует также учитывать термодинамические эффекты, сопровождающие процесс растворения CO2. При взаимодействии с пластовыми флюидами (нефтью и водой) наблюдается эндотермический эффект, вызывающий локальное понижение температуры, причем степень снижения температуры увеличивается с возрастанием концентрации углекислого газа [34, 35]. Во избежание выхода системы из сверхкритического состояния вследствие термодинамических колебаний минимальную пластовую температуру для расчетов предлагается принять равной 32 ˚С, что обеспечивает необходимый запас относительно критической температуры CO_2 [36, 37].

Температурные условия нефтегазоносных комплексов Пермского края определяются региональным геотермическим градиентом, величина которого, согласно различным исследованиям, варьируется в диапазоне 1,8–2,5 ˚С на 100 м [38, 39]. С учетом глубин залегания, среди продуктивных толщ выделяются три нефтегазоносных комплекса, удовлетворяющие требуемым термобарическим параметрам: визейский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный и девонский (эйфельско-нижнефранский) терригенный.

Ниже приведен анализ изменения современных температур в пределах девонского и визейского терригенных комплексов по данным бурения глубоких скважин.

Девонский терригенный комплекс. Терригенные отложения девонского (эйфельско-нижнефранского) нефтегазоносного комплекса на территории Пермского края представлены аргиллитами, песчаниками и алевролитами тиманского и пашийского горизонтов нижнефранских отложений (D_3f_1) и аналогичными породами старооскольского надгоризонта живетского яруса (D_2zv). На карте современных температур девонских терригенных отложений (рис. 2), составленной по результатам испытаний продуктивных горизонтов, прослеживается изменение температур от 30 до 50 ºС. Наиболее прогретыми являются породы юго-запада и юго-востока Пермского края. Высокая температура (до 50 оС) зафиксирована в скважинах Кирилловского, Андреевского и Мало-Усинского месторождений, расположенных в восточной части Верхнекамской впадины (в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов).

Общая тенденция температурного режима девона – повышение температур на восток-юго-восток, достигая максимальных значений (выше 50 ºС на Лысьвенском месторождении) на границе Юрюзано-Сылвенской депрессии и Передовых складок Урала. Температура девонских отложений Башкирского свода понижается к его центральной части, оставаясь относительно высокой (42 ºС) на периферии. Это, скорее всего, вызвано приподнятостью свода и меньшей глубиной залегания нефтегазоносного комплекса.

Изотерма 32 ºС, принятая в настоящей работе как граница температурных условий нахождения диоксида углерода в пласте в сверхкритическом состоянии, проходит по границе Камского свода с Верхнекамской впадиной и Ракшинской седловиной, захватывает большую часть Висимской впадины и север Пермского свода. Далее низкотемпературная зона простирается в западной части Соликамской депрессии, охватывая центральную часть Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС). Изотерма 30 ºС здесь сильно изгибается к востоку – верхнефранские породы Юрчукского месторождения имеют температуру 29–30 ºС. С другой стороны, изотерма 34 ºС огибает северную и центральную площади распространения солей с востока. Далее на юго-восток отмечается общее повышение прогретости пород.

Таким образом, практически вся территория Пермского края, за исключением северо-западной части, соответствует температурным характеристикам нахождения CO_2 в пластовых условиях в сверхкритическом состоянии. Расположение нефтяных залежей в терригенном девоне контролируется осевой и южной частью внутренней прибортовой зонами Камско-Кинельской системы прогибов и простирается с юго-запада – восточное окончание Верхнекамской впадины и северная часть Башкирского свода на северо-восток через Бымско-Кунгурскую впадину и далее Юрюзано-Сылвенскую депрессию. Пластовые температуры здесь уверенно превышают граничное значение, что позволяет рассматривать применение на этих объектах газовых МУН с использованием сверхкритического состояния диоксида углерода.

Визейский терригенный комплекс. Терригенные отложения визейского яруса нижнего карбона (C_1v) на территории Пермского края представлены алевролитами, песчаниками и аргиллитами тульского, бобриковского и радаевского горизонтов.

На схематической карте современных температур визейских нефтеносных отложений (рис. 3) прослеживается изменение температурных условий в диапазоне от 20 ºС до 40 ºС. Такой сильный перепад температур связан с изменением глубин залегания пород комплекса на разных территориях Пермского края, вследствие особенностей тектонического строения региона. В то же время четко выявляется повышение температуры от платформенной части Пермского края на восток к складчатому Уралу. В отличие от эйфельско-нижнефранского терригенного комплекса, общее направление температурных зон в основном субпараллельно простиранию Предуральского краевого прогиба. Хотя, следует отметить, что высоко- и низкотемпературные зоны современных температур визейского терригенного комплекса в общем плане повторяют с небольшими смещениями аналогичные зоны эйфельско-нижнефранского терригенного комплекса.

Наиболее высокие температуры зафиксированы в Юрюзано-Сылвенской депрессии, на востоке Косьвинско-Чусовской седловины и в зоне передовых складок Урала. Геотермические аномалии на этих же территориях отмечены при изучении Уминской и Осинцевской разведочных площадей и Истокского профиля.

Зона относительно высоких температур (30–32 ºС) отмечена в южной части Верхнекамской впадины (Кудрявцевское, Аптугайское, Шумовское месторождения), накладываясь на зону высоких температур эйфельско-нижнефранского терригенного комплекса.

Основная зона распространения высоких температур (32 ºС и выше) расположена в восточной части Пермского края. Локальные зоны повышенных температур выявлены:

– на юго-восточной границе Висимской впадины – западной границе Косьвинско-Чусовской седловины. Между Слудским, Васильевским и Русаковским месторождениями изотерма 32 ºС образовала замкнутый участок, расположенный над Пермским выступом кристаллического фундамента;

– северное замыкание изолинии центральной части Башкирского свода;

– в восточной части Верхнекамской впадины на юго-западе края.

В пределах Соликамской депрессии на площади Верхнекамского месторождения калийных солей и непосредственно примыкающих к контуру месторождения территориях прослеживается разрежение частоты

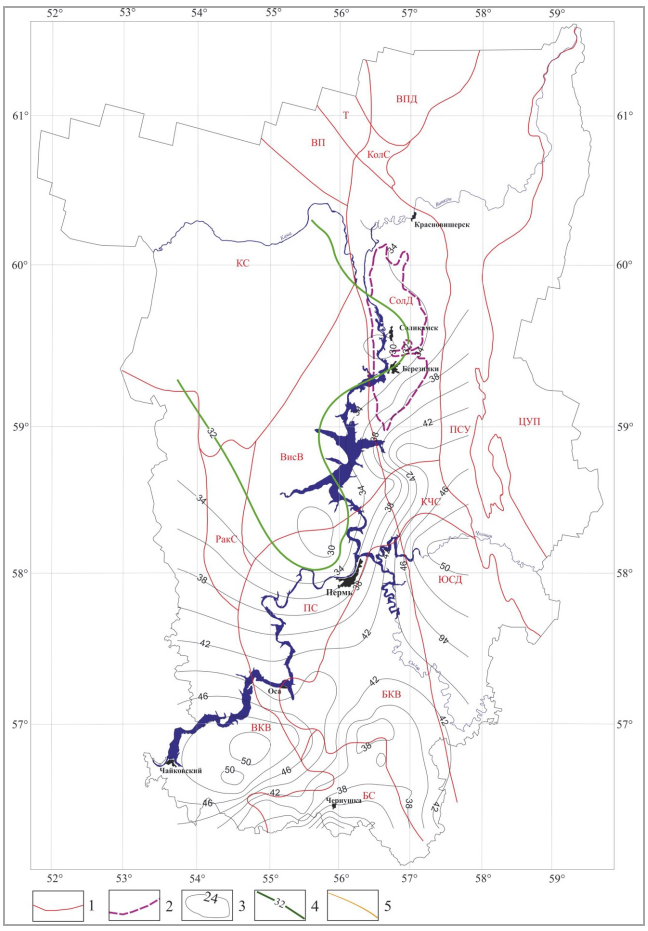


Рис. 2. Схематическая карта современных температур девонского терригенного комплекса Пермского края

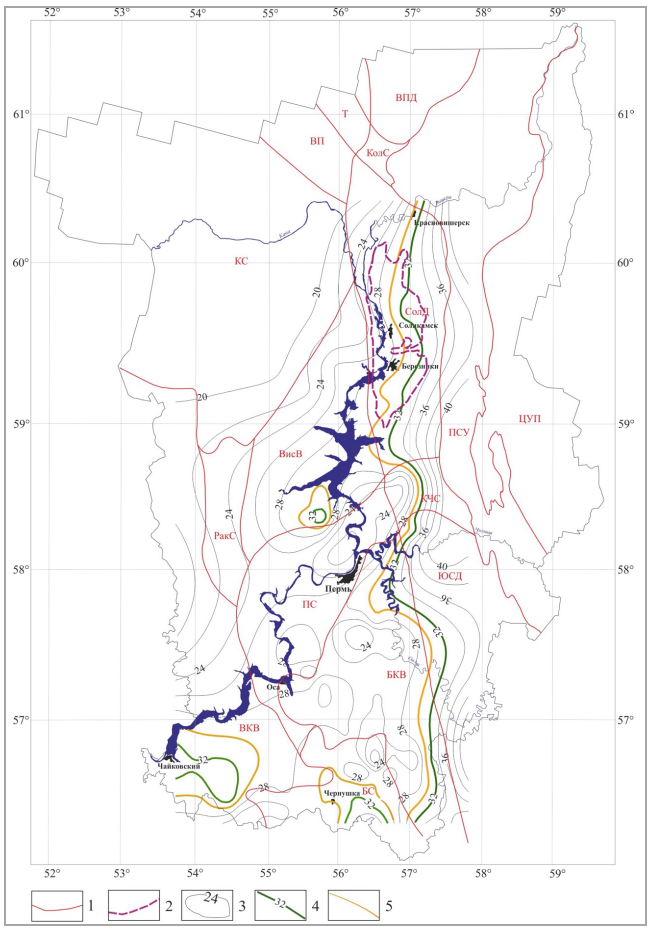


Рис. 3. Схематическая карта современных температур визейского терригенного комплекса Пермского края

изотерм к востоку. Вероятнее всего, здесь сказывается влияние мощной толщи солей, являющихся природным «холодильником». При этом сохраняется общая тенденция повышения температур к востоку.

В целом граница критических температур прослеживается в субширотном направлении, вдоль границы Бымско-Кунгурской впадины и Юрюзано-Сылвенской депрессии и далее на север по центральным частям Косьвинско-Чусовской седловины и Соликамской депрессии. Зона восточнее границы может рассматриваться как благоприятная для планирования мероприятий по увеличению нефтеотдачи с применением сверхкритического состояния углекислоты. Стоит, правда, отметить, что количество нефтяных залежей на этой территории невелико, а наиболее перспективные объекты расположены в пределах описанных выше локальных участков.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс. Породы комплекса представлены преимущественно известняками и доломитами турнейского яруса нижнего карбона и фаменского яруса верхнего девона. Следует отметить, что для карбонатных пород, помимо изменения физико-химических параметров нефти при взаимодействии с диоксидом углерода возможны преобразования характеристик вмещающих пород [40, 41]. Важным следствием реакции между CO_2, пластовой водой и породами-коллекторами является изменение проницаемости и пористости [42, 43], что потенциально является еще одним положительным фактором применения МУН на основе двуокиси углерода.

Нефтяные залежи комплекса обычно залегают на 50–100 м ниже визейских, то есть разницу пластовых температур турнейско-фаменских и визейских отложений с учетом регионального геотермического градиента (1,8–2,5 °С на 100 м) в среднем можно принять около 2 °С. Поскольку карта пластовых температур для турнейско-фаменского карбонатного комплекса не строилась, в качестве границы критических температурных условий предлагается использовать изотерму 30°С на карте современных температур визейского комплекса.

Граничная линия сверхкритического состояния CO_2 в турнейско-фаменских отложениях в целом наследует конфигурацию границы по визейской толще с некоторым смещением в западном направлении. Следует отметить увеличение площади возможного использования СК-CO_2 в центральной части Соликамской депрессии, вдоль южной границы Висимской впадины, на юго-восточном участке Верхнекамской впадины и в северной части Башкирского свода, к которым приурочены залежи нефти в верхнедевонско-турнейском нефтегазоносном комплексе.

Заключение

Мировой и отечественный опыт внедрения методов повышения нефтеотдачи показывает, что одним из наиболее перспективных направлений являются технологии на основе использования диоксида углерода в сверхкритическом состоянии [44, 45]. На территории Пермского края с большим количеством «зрелых» месторождений с подходящими термобарическими условиями внедрение этих методов является вполне технически обоснованным и экологически целесообразным.

Использование углекислого газа в сверхкритическом состоянии требует соблюдения термобарических

условий: давления выше 7,38 МПа и температуры свыше 31,1 °С. С учетом термодинамических эффектов, сопровождающих процесс растворения CO_2, минимальную пластовую температуру при планировании МУН предлагается принять на уровне 32 °С.

Исходя из заданных параметров, размещение в пластовых условиях углекислого газа в сверхкритическом состоянии на территории Пермского края возможно в трех нижних промышленных нефтегазоносных комплексах:

В визейском терригенном комплексе большая часть территории расположена в зоне докритических пластовых температур (20–32 °С). Соответствуют необходимым условиям лишь восточные районы Бымско-Кунгурской впадины, Косьвинско-Чусовской седловины и Соликамской депрессии, Юрюзано-Сылвенская депрессия и зона передовых складок Урала, а также несколько локальных участков в центральной и южной частях края.

Турнейско-фаменский карбонатный комплекс, залегающий глубже, имеет температуры на 2–3 С выше, чем визейский, что расширяет территорию потенциального применения СК-CO_2 в центральной части Соликамской депрессии и зонах, установленных для вышележащей терригенной толщи.

В девонском терригенном комплексе температуры варьируются от 30 °С до 50 °С, то есть большая часть территории края (кроме северо-западных районов) подходит для использования СК-CO_2.

Следует отметить, что с учетом мирового опыта и специфики технологических процессов в зависимости от геологического строения, полноценное внедрение технологии закачки сверхкритического CO_2 в Пермском крае требует дальнейших исследований, направленных на детализацию пластовых параметров и механизмов взаимодействия закачиваемых агентов, как с пластовыми флюидами, так и с вмещающими их горными породами.

Библиографический список

1. Анализ международного опыта закачки углекислого газа в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений / К.А. Заякин, А.И. Меньшиков, С.Г. Ашихмин, А.А. Мелехин, С.В. Галкин // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 2. – С. 71–76.
2. Гумеров, Ф.М. Сверхкритические флюидные технологии. Экономическая целесообразность: монография / Ф.М. Гумеров. – Казань: Издательство Академии наук РТ: Инновационно-издательский дом «Бутлеровское наследие», 2019. – 440 с.
3. Афанасьев, С.В. Диоксид углерода как реагент интенсификации нефтедобычи» / С.В. Афанасьев, В.А. Волков // Neftegaz.RU. – 2020. – № 8. – С. 15–20.
4. Cao, Ch. Utilization of CO_2 as Cushion Gas for Depleted Gas Reservoir Transformed Gas Storage Reservoir / Ch. Cao, J. Liao, Zh. Hou // Energies. – 2020. – Vol. 13(576). DOI: 10.3390/en13030576
5. Болдырев, Е.С. Возможности повышения экономической эффективности проектов использования CO_2 / Е.С. Болдырев, А.А. Мироненко, М.Р. Рахимов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 1. – С. 204-212. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-1-204-212
6. Shi, X. Experimental Investigation of Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO2 Huff and Puff in Saturated Heavy Oil Reservoirs / X. Shi, Q. Wang, K. Zhao // Energies. – 2024. – Vol. 17(6391). DOI: 10.3390/en17246391
7. Ключевые этапы организации процесса закачки углекислого газа в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти / Д.Г. Афонин, С.К. Грачева, А.А. Ручкин, А.А. Максимов, Г.А. Щутский // Известия вузов. Нефть и газ. – 2024. – № 4 (166). – С. 120–135. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135
8. Богомолова, Е.Ю. Хранение и утилизация углекислого газа в рамках исполнения газовой программы и повышения эффективности «зеленых инвестиций» / Е.Ю. Богомолова, И.Д. Елина, З.С. Кузьмина // Отходы и ресурсы. – 2022. – Т. 9, № 2. – С. 12–16.
9. Allinson, K. Best Practice for Transitioning from Carbon Dioxide (CO_2) Enhanced Oil Recovery / K. Allinson, D. Burt, L. Campbell // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 6950–6956.
10. Best Practice for Transitioning from Carbon Dioxide (CO_2) Enhanced Oil Recovery // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 6950–6956. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1837
11. Дорохин, В.Г. Методика использования углекислого газа в различных агрегатных состояниях на подземных хранилищах газа: дис. … канд. тех. наук / В.Г. Дорохин; ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – 2017. – 119 с.
12. Stability analysis of CO_2 microbubble for CO_2 sequestration and mobility control in enhanced oil recovery // Chemical Engineering Journal. – 2024. – Vol. 500(156595). DOI: 10.1016/j.cej.2024.156595
13. Хакимов, А.Г. Механизмы взаимодействия CO_2 с пластовой нефтью / А.Г. Хакимов, Н.А. Еремин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2023. – № 6 (162). – С. 78–87.
14. Исследование влияния термобарических условий на вытеснение нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии / Д.Г. Филенко, М.Н. Дадашев, В.А. Винокуров, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки. – 2012. – № 3 (11). – С. 86–92.
15. Wang, C. Experimental study on effects of CO_2 and improving oil recovery for CO_2 assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs / C. Wang, P. Liu, F. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 165. – P. 1073–1080. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.02.058
16. Планирование и определение эффективности малообъемных закачек углекислого газа как этап по переходу к крупным проектам повышения нефтеотдачи / М.Н. Коростелев, А.В. Сенцов, И.П. Гончаров, М.А. Воробьев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19, № 4. – С. 15–21.
17. Хакимов, А.Г. Использование технологии закачки пены CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов / А.Г. Хакимов, А.М. Царев, Н.А. Еремин // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 1. – С. 52–55.
18. Adsorptive behaviors of supercritical CO_2 in tight porous media and triggered chemical reactions with rock minerals during CO_2-EOR and – sequestration / B. Wei, X. Zhang, J. Liu, X. Xu, W. Pu, M. Bai // Chemical Engineering Journal. – 2020. – Vol. 381. 122577. DOI: 10.1016/j.cej.2019.122577
19. Yang, W. Research on CO2 Quasi-Dry Fracturing Technology and Reservoir CO_2 Distribution Pattern / W. Yang, M. Fu, Y. Wang // Processes. – Vol. 13(4722025). DOI: 10.3390/pr13020472
20. A Review of CO_2-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis / M.S.A. Perera, R.P. Gamage, T.D. Rathnaweera, A.S. Ranathunga, A. Koay, X. Choi // Energies. – 2016. – Vol. 9, № 7. DOI: 10.3390/en9070481
21. Байков, Н.М. Закачки CO_2 и пара – основные методы увеличения нефтеотдачи / Н.М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 156–158.
22. Molecular insight into the interfacial microstructural and miscible behavior of CO_2 flooding in tight reservoir / L. Meng, M. Ge, Sh. Liu, X. Liu // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2025. – Vol. 705 (1). – P. 135556. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2024.135556
23. Соромотин, А.В. Анализ особенностей применения технологии CO_2 Huff-N-Puff / А.В. Соромотин, А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин // Известия ТПУ. – 2022. – № 12.
24. Performance evaluation of CO_2 Huff-n-Puff and continuous CO_2 injection in tight oil reservoirs / P. Zuloaga, W. Yu, J. Miao, K. Sepehrnoori // Energy. – 2017. – Vol. 134. – P. 181–192. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.028
25. Laochamroonvoraponsge, R. A Comprehensive Simulation Study of Polymer Enhanced CO2 Injection in Light Oil Reservoirs / R. Laochamroonvoraponsge // Conference. Offshore Technology Conference Asia. – 2024. DOI: 10.4043/34801-MS
26. Freund, P. Technical options for placement of CO_2 in the maritime area / P. Freund // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. – Vancouver. Canada, 2004. – P. 118–126.
27. Pourhadi, S. Performance of the injection of different gases for enhanced oil recovery in a compositionally grading oil reservoir / S. Pourhadi, A. Hashemi Fath // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – № 10. – P. 641–661.
28. Zhizeng, X. Simulation Study on the Displacement Characteristics of an Ultra-Low Permeability Reservoir by CO_2-WAG Flooding / X. Zhizeng, Y. Hongjun, W. Xuewu // Computational and Experimental Simulations in Engineering. – 2023. – № 4. – P. 697–713. DOI: 10.1007/978-3-031-42987-3_50
29. Хромых, Л.Н. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов / Л.Н. Хромых, А.Т. Литвин, А.В. Никитин // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5. – С. 10–18.
30. Юнусов, И.М. Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи / И.М. Юнусов, Р.Ш. Тахаутдинов, М.Г. Новиков // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 5. – С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64
31. Rostami, A. Modeling of CO_2 solubility in crude oil during carbon dioxide enhanced oil recovery using gene expression programming / A. Rostami, M. Arabloo, A. Kamari // Fuel. – 2017. – Vol. 210. – P. 768–782. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.110
32. Моделирование разработки месторождений природных газов с воздействием на пласт / Р.М. Тер-Саркисов [и др.]. – М.: Недра. Недра-Бизнесцентр: Севергазпром, 2004. – 186 с.
33. Анализ оценки перспективности захоронения CO_2 в неизученных водоносных комплексах на примере объекта Пермского края / Риази Масуд [и др.] // Записки Горного института. – 2024. – Т. 270. – С. 931–940.
34. Трухина, О.С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О.С. Трухина, И.А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205–209.
35. Reda, A. Investigating the impacts of oil contamination on geotechnical properties of laterite soils / A. Reda, R. Harris, R.S. Mohamad // Innovative Infrastructure Solutions. – 2022. – Vol. 7(5). DOI: 7. 10.1007/s41062-022-00901-0
36. Jiang, Q. Improving Thermal Efficiency and Reducing Emissions with CO2 Injection during Late Stage SAGD Development / Q. Jiang, Y. Liu, Y. Zhou // Processes. – 2024. – Vol. 12(6). – P. 1166. DOI: 10.3390/ pr12061166
37. Hou, G. Synergistic Modes and Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO2 Synergistic Huff and Puff / G. Hou, X. Ma, W. Zhao // Energies. – 2021. – Vol. 14 (34542021). DOI: 10.3390/en14123454
38. Логинова, М.П. Влияние температурного режима на характер размещения залежей углеводородов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.П. Логинова, К.А. Маврин // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 9–16.
39. Шестов, И.Н. Геотермические условия газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода в пределах Пермского края / И.Н. Шестов, И.М. Тюрина, А.Р. Риянова // Вестник Пермского университета. Геология. – 2015. – Вып. 2 (27). – С. 75–84.
40. Анализ эффективности закачки углекислого газа в карбонатные пласты / Н.М. Ромашов, В.Д. Блеч, Я.А. Никифоров, К.А. Петров // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 3. – С. 72–78.
41. Samara Cristina dos Reis Medeiros, Rebecca Del Papa Moreira Scafutto. Temporal analysis of emissivity variation of mineral substrates impregnated with hydrocarbons: Significance for oil exploration and environmental pollution monitoring / // Fuel. – 2024. – Vol. 375(132590). DOI: 10.1016/j.fuel.2024.132590

42. Sorensen, J.A. Laboratory Characterization and Modeling to Examine CO2 Storage and Enhanced Oil Recovery in an Unconventional Tight Oil Formation / J.A. Sorensen, B.A. Kurz, S.B. Hawthorne // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 5460–5478. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1690
43. Shaw, J. Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO_2-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration / J. Shaw, S. Bachu // JCPT. – 2002. – Vol. 41, no. 9. – P. 51–56.
44. Dai, Zh. CO_2 Sequestration and Enhanced Oil Recovery at Depleted Oil/Gas Reservoirs / Zh. Dai, H. Viswanathana, T. Xiao // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 6957–6967. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.08.034
45. Череповицын, А.Е. Методические подходы к экономической оценке проектов повышения нефтеотдачи на основе закачки CO_2 / А.Е. Череповицын, О.А. Маринина // Записки горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 344–348.

Refrences

1. Zaiakin K.A., Men'shikov A.I., Ashikhmin S.G., Melekhin A.A., Galkin S.V. Analiz mezhdunarodnogo opyta zakachki uglekislogo gaza v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviiakh razrabotki neftianykh mestorozhdenii [Analysis of International Experience of Carbon Dioxide Injection in Various Geological and Technological Conditions of Oil Field Development]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 2, pp. 71-76. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.3
2. Gumerov F.M. Sverkhkriticheskie fliuidnye tekhnologii. Ekonomicheskaia tselesoobraznost' [Supercritical Fluid Technologies: Economic Feasibility]. Kazan': Akademiia nauk RT: Innovatsionno-izdatel'skii dom "Butlerovskoe nasledie", 2019, 440 p.
3. Afanas'ev S.V., Volkov V.A. Dioksid ugleroda kak reagent intensifikatsii neftedobychi [Carbon dioxide as a reagent for intensifying oil production]. *Neftegaz.RU*, 2020, no. 8, pp. 15-20.
4. Cao Ch., Liao J., Hou Zh. Utilization of CO_2 as Cushion Gas for Depleted Gas Reservoir Transformed Gas Storage Reservoir. *Energies*, 2020, vol. 13 (576). DOI: 10.3390/en13030576
5. Boldyrev E.S., Mironenko A.A., Rakhimov M.R. Vozmozhnosti povysheniia ekonomicheskoi effektivnosti proektov ispol'zovaniia CO_2]. [Opportunities to increase the economic efficiency of CO_2 use projects]. *Neftegazovoe delo*, 2024, vol. 22, no. 1, pp. 204-212. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-1-204-212
6. Shi X., Wang Q., Zhao K. Experimental Investigation of Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO2 Huff and Puff in Saturated Heavy Oil Reservoirs. *Energies*, 2024, vol. 17 (6391). DOI: 10.3390/en17246391
7. Afonin D.G., Gracheva S.K., Ruchkin A.A., Maksimov A.A., Shchutskii G.A. Kliuchevye etapy organizatsii protsessa zakachki uglekislogo gaza v neftianye plasty s tsel'iu uvelicheniia nefteotdachi i intensifikatsii dobychi nefti [The key stages of injecting carbon dioxide into oil reservoirs in order to enhance oil recovery and stimulate oil production]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 2024, no. 4 (166), pp. 120-135. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135
8. Bogomolova E.Iu., Elina I.D., Kuz'mina Z.S. Khranenie i utilizatsiia uglekislogo gaza v ramkakh ispolneniia gazovoi programmy i povysheniia effektivnosti "zelenykh investitsii" [Storage and utilization of carbon dioxide as part of the implementation of the gas program and improving the efficiency of "green investments"]. *Otkhody i resursy*, 2022, vol. 9, no. 2, pp. 12-16. DOI: 10.15862/17ECOR222
9. Allinson K., Burt D., Campbell L. Best Practice for Transitioning from Carbon Dioxide (CO_2) Enhanced Oil Recovery]. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 6950-6956. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1837
10. Best Practice for Transitioning from Carbon Dioxide (CO_2) Enhanced Oil Recovery. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 6950-6956. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1837
11. Dorokhin V.G. Metodika ispol'zovaniia uglekislogo gaza v razlichnykh agregatnykh sostoianiiakh na podzemnykh khranilishchakh gaza [Methodology for using carbon dioxide in various states of aggregation in underground gas storage facilities]. Ph D. Thesis. Nauchno-issledovatel'skii institut prirodnykh gazov i gazovykh tekhnologii – Gazprom VNIIGAZ, 2017, 119 p.
12. Stability analysis of CO_2 microbubble for CO_2 sequestration and mobility control in enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Journal*, 2024, vol. 500(156595). DOI: 10.1016/j.cej.2024.156595
13. Khakimov A.G., Eremin N.A. Mekhanizmy vzaimodeistviia CO2 s plastovoi neft'iu [Mechanisms of interaction of CO_2 with reservoir oil]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 2023, no. 6 (162), pp. 78-87. DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-78-87
14. Filenko D.G., Dadashev M.N., Vinokurov V.A., Grigor'ev B.A. Issledovanie vliianiia termobaricheskikh uslovii na vytesnenie nefti dioksidom ugleroda v sverkhkriticheskom sostoianii [A study of the influence of thermobaric conditions on the displacement of oil by carbon dioxide in a supercritical state]. *Vesti gazovoi nauki*, 2012, no. 3 (11), pp. 86-92.
15. Wang C., Liu P., Wang F. Experimental study on effects of CO_2 and improving oil recovery for CO_2 assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 165, pp. 1073-1080. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.02.058
16. Korostelev M.N., Sentsov A.V., Goncharov I.P., Vorob'ev M.A. Planirovanie i opredelenie effektivnosti maloob"emnykh zakachek uglekislogo gaza kak etap po perekhodu k krupnym proektam povysheniia nefteotdachi [Planning and determining the efficiency of low-volume carbon dioxide injections as a step to transition to large-scale enhanced oil recovery projects]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2024, vol. 19, no. 4, pp. 15-21.
17. Khakimov A.G., Tsarev A.M., Eremin N.A. Ispol'zovanie tekhnologii zakachki peny CO_2 dlia uvelicheniia nefteotdachi plastov [Using CO_2 foam injection technology to increase oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2025, no. 1, pp. 52-55. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-52-55
18. Wei B., Zhang X., Liu J., Xu X., Pu W., Bai M. Adsorptive behaviors of supercritical CO_2 in tight porous media and triggered chemical reactions with rock minerals during CO_2-EOR and - sequestration. *Chemical Engineering Journal*, 2020, vol. 381, 122577. DOI: 10.1016/j.cej.2019.122577
19. Yang W., Fu M., Wang Y. Research on CO2 Quasi-Dry Fracturing Technology and Reservoir CO_2 Distribution Pattern. *Processes*, vol. 13 (4722025). DOI: 10.3390/pr13020472
20. Perera M.S.A., Gamage R.P., Rathnaweera T.D., Ranathunga A.S., Koay A., Choi X. A Review of CO_2-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis. *Energies*, 2016, vol. 9, no. 7. DOI: 10.3390/en9070481
21. Baikov N.M. Zakachki CO_2 i para - osnovnye metody uvelicheniia nefteotdachi [CO_2 and steam injection are the main methods of enhancing oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 10, pp. 156-158.
22. Meng L., Ge M., Liu Sh., Liu X. Molecular insight into the interfacial microstructural and miscible behavior of CO_2 flooding in tight reservoir. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2025, vol. 705 (1), 135556 p. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2024.135556
23. Soromotin A.V., Lekomtsev A.V., Iliushin P.Iu. Analiz osobennostei primeneniia tekhnologii SO2 Huff-N-Puff [Analysis of the features of CO_2 Huff-n-Puff technology. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2022, no. 12. DOI: 10.18799/24131830/2022/12/3635
24. Zuloaga P., Yu W., Miao J., Sepehrnoori K. Performance evaluation of CO_2 Huff-n-Puff and continuous CO_2 injection in tight oil reservoirs. *Energy*, 2017, vol. 134, pp. 181-192. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.028
25. Laochamroonvoraponse R. A Comprehensive Simulation Study of Polymer Enhanced CO2 Injection in Light Oil Reservoirs. *Conference. Offshore Technology Conference Asia*, 2024. DOI: 10.4043/34801-MS
26. Freund P. Technical options for placement of CO_2 in the maritime area. *7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Vancouver. Canada, 2004, pp. 118-126.
27. Pourhadi S., Hashemi Fath A. Performance of the injection of different gases for enhanced oil recovery in a compositionally grading oil reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, no. 10, pp. 641-661. DOI: 10.1007/s13202-019-0723-9
28. Zhizeng X., Hongjun Y., Xuewu W. Simulation Study on the Displacement Characteristics of an Ultra-Low Permeability Reservoir by CO_2-WAG Flooding. *Computational and Experimental Simulations in Engineering*, 2023, no. 4, pp. 697-713. DOI: 10.1007/978-3-031-42987-3_50
29. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. Primenenie uglekislogo gaza v protsessakh povysheniia nefteotdachi plastov [Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Vestnik Evraziiskoi nauki*, 2018, no. 5, pp. 10-18.
30. Iunusov I.M., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G. Issledovanie smesimosti uglekislogo gaza v nefti mestorozhdenii iugo-vostoka Respubliki Tatarstan s tsel'iu opredeleniia vozmozhnosti ego primeneniia dlia metodov uvelicheniia nefteotdachi [Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2022, no. 5, pp. 60-64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64
31. Rostami A., Arabloo M., Kamari A. Modeling of CO_2 solubility in crude oil during carbon dioxide enhanced oil recovery using gene expression programming. *Fuel*, 2017, vol. 210, pp. 768-782. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.110
32. Ter-Sarkisov R.M. et al. Modelirovanie razrabotki mestorozhdenii prirodnykh gazov s vozdeistviem na plast [Modeling of natural gas field development with reservoir stimulation]. Moscow: Nedra. Nedra-Biznestsentr: Severgazprom, 2004, 186 p.
33. Masud Riazi et al. Analiz otsenki perspektivnosti zakhoroneniia CO_2 v neizuchennykh vodonosnykh kompleksakh na primere ob"ekta Permskogo kraia [nalysis of the assessment of the prospects for the burial of CO2 in unexplored aquifer complexes on the example of a facility in the Perm Region]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2024, vol. 270, pp. 931-940.
34. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Opyt primeneniia uglekislogo gaza dlia povysheniia nefteotdachi plastov [Experience in using carbon dioxide to enhance oil recovery]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2016, no. 3, pp. 205-209.
35. Reda A., Harris R., Mohamad R.S. Investigating the impacts of oil contamination on geotechnical properties of laterite soils. *Innovative Infrastructure Solutions*, 2022, vol. 7 (5). DOI: 7. 10.1007/s41062-022-00901-0
36. Jiang Q., Liu Y., Zhou Y. Improving Thermal Efficiency and Reducing Emissions with CO_2 Injection during Late Stage SAGD Development. *Processes*, 2024, vol. 12 (6), 1166 p. DOI: 10.3390/ pr12061166
37. Hou G., Ma X., Zhao W. Synergistic Modes and Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO_2 Synergistic Huff and Puff. *Energies*, 2021, vol. 14 (34542021). DOI: 10.3390/en14123454
38. Loginova M.P., Mavrin K.A. Vliianie temperaturnogo rezhima na kharakter razmeshcheniia zalezhei uglevodorodov v Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [The influence of temperature on the nature of the distribution of hydrocarbon deposits in the Volga-Ural oil and gas province]. *Geologiia, geografiia i global'naia energiia*, 2012, no. 4 (47), pp. 9-16.
39. Shestov I.N., Tiurina I.M., Riianova A.R. Geotermicheskie usloviia gazoneftevodonosnykh kompleksov Permsko-Bashkirskogo svoda v predelakh Permskogo kraia [Geothermal Conditions of the Gas- Oiland Waterbearing Formations of Perm-Bashkirian Arch in Perm Kray]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiia*, 2015, iss. 2 (27), pp. 75-84. DOI: 10.17072/psu.geol.27.75
40. Romashov N.M., Blech V.D., Nikiforov Ia.A., Petrov K.A. Analiz effektivnosti zakachki uglekislogo gaza v karbonatnye plasty [Analysis of the efficiency of carbon dioxide injection into carbonate formations]. *Neftegazovoe delo*, 2023, vol. 21, no. 3, pp. 72-78. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-3-72-78
41. Samara Cristina dos Reis Medeiros, Rebecca Del Papa Moreira Scafutto. Temporal analysis of emissivity variation of mineral substrates impregnated with hydrocarbons: Significance for oil exploration and environmental pollution monitoring. *Fuel*, 2024, vol. 375 (132590). DOI: 10.1016/j.fuel.2024.132590
42. Sorensen J.A., Kurz B.A., Hawthorne S.B. Laboratory Characterization and Modeling to Examine CO2 Storage and Enhanced Oil Recovery in an Unconventional Tight Oil Formation. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 5460-5478. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1690
43. Shaw J., Bachu S. Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO_2-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration. *JCPT*, 2002, vol. 41, no. 9, pp. 51-56. DOI: 10.2118/02-09-05
44. Dai Zh., Viswanathana H., Xiao T. CO_2 Sequestration and Enhanced Oil Recovery at Depleted Oil/Gas Reservoirs. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 6957-6967. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.08.034
45. Cherepovitsyn A.E., Marinina O.A. Metodicheskie podkhody k ekonomicheskoi otsenke proektov povysheniia nefteotdachi na osnove zakachki CO_2 [Methodical approaches to the economical estimation of CO_2 – enhanced oil recovery projects]. *Zapiski gornogo instituta*, 2011, vol. 194, pp. 344-348.

Финансирование. Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ проект FSNF-2025-0011.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.