



ISSN 2712-8008
Том / Volume 23 №2 2023
Домашняя страница журнала: <http://vestnik.pstu.ru/geol/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

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

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., 29)

Analysis of International Experience of Carbon Dioxide Injection in Various Geological and Technological Conditions of Oil Field Development

Konstantin A. Zayakin, Aleksandr I. Menshikov, Sergey G. Ashikhmin, Aleksandr A. Melekhin, Sergei V. Galkin

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 20.12.2022. Принята / Accepted: 31.05.2023. Опубликовано / Published: 22.03.2024

Ключевые слова:

повышение нефтеотдачи, закачка углекислого газа, минимальное давление смеси, коррозия промышленного оборудования, поверхностно-активные вещества.

В связи с ростом углекислого газа в атмосфере снижение его выбросов, несомненно, относится к одной из наиболее приоритетных экологических задач. При этом в качестве перспективного способа утилизации CO₂ может рассматриваться его закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи. Анализируется отечественный и зарубежный опыт применения данной технологии. Проведен обзор и анализ методов, используемых для подачи CO₂ в пласт, среди которых к наиболее часто применяемым на практике относятся: закачка карбонизированной воды, непрерывное нагнетание CO₂, вытеснение нефти циклической закачкой CO₂ и воды, а также ряд альтернативных технологий. Описаны процессы смешивающегося, ограниченно-смешивающегося и несмешивающегося вытеснения при применении газовых методов увеличения нефтеотдачи, определены термобарические условия данных процессов. Произведен анализ влияния минимального давления смеси на эффективность закачки углекислого газа, проведен анализ теоретических и экспериментальных методов исследования данных процессов. Выполнена оценка влияния углекислого газа на коррозию промышленного оборудования. Сделаны выводы о необходимости при закачке углекислого газа использования труб из высоколегированной стали с высоким содержанием хрома с дополнительным использованием защитных неионогенных поверхностно-активных веществ.

Keywords:

enhanced oil recovery, carbon dioxide injection, minimum mixing pressure, corrosion of field equipment, surfactants.

Due to the growth of carbon dioxide in the atmosphere, reducing its emissions undoubtedly belongs to one of the most priority environmental tasks. At the same time, its injection into the reservoir in order to increase oil recovery can be considered as a promising method of CO₂ utilization. The article considers the domestic and foreign experience of using this technology. The following methods used to supply CO₂ to the reservoir were analyzed: injection of carbonized water, continuous injection of CO₂, displacement of oil by cyclic injection of CO₂ and water, as well as a number of alternative technologies. The processes of mixing, limited-mixing and immiscible displacement were described when using gas methods to increase oil recovery, thermobaric conditions of these processes were determined. The influence of the minimum mixing pressure on the efficiency of carbon dioxide injection was analyzed, the analysis of theoretical and experimental methods for studying these processes was carried out. The impact of carbon dioxide on the corrosion of field equipment was assessed. Conclusions about the necessity of using pipes made of high-alloy steel with a high chromium content with the additional use of protective nonionic surfactants when injecting carbon dioxide were drawn.

© Заякин Константин Андреевич – инженер 1-ой категории (тел.: +007 (961) 758 69 54, e-mail: zayakin65@gmail.com).

© Меньшиков Александр Игоревич – руководитель группы (тел.: +007 (342) 239 10 70, e-mail: alexandr.menshikov@girngm.ru).

© Ашихмин Сергей Геннадьевич (ORCID: 0000-0001-7850-3415) – доктор технических наук, профессор кафедры «Маркшейдерское дело, геодезия и геоинформационные системы» (тел.: +007 (342) 219 84 22, e-mail: A_s_g_perm@mail.ru).

© Мелехин Александр Александрович (ORCID: 0000-0002-0737-1360) – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 (342) 219 82 07, e-mail: melehin.sasha@mail.ru).

© Галкин Сергей Владиславович (ORCID: 0000-0001-7275-5419) – доктор геолого-минералогических наук, профессор (тел.: +007 342 219 81 18, e-mail: gnfd@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

© Konstantin A. Zayakin – 1st Category Engineer (tel.: +007 (961) 758 69 54, e-mail: zayakin65@gmail.com).

© Aleksandr I. Menshikov – Group Leader (tel.: +007 (342) 239 10 70, e-mail: alexandr.menshikov@girngm.ru).

© Sergey G. Ashikhmin (Author ID in Scopus: 6603057955, ORCID: 0000-0001-7850-3415) – Doctor in Engineering, Professor at the Department of Mine Surveying, Geodesy and Geoinformation Systems (tel.: +007 (342) 219 84 22, e-mail: A_s_g_perm@mail.ru).

© Aleksandr A. Melekhin (Author ID in Scopus: 55531747500, ORCID: 0000-0002-0737-1360) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 07, e-mail: melehin.sasha@mail.ru).

© Sergei V. Galkin (Author ID in Scopus: 36711675500, ORCID: 0000-0001-7275-5419) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor (tel.: +007 342 219 81 18, e-mail: gnfd@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.3

Please cite this article in English as:

Zayakin K.A., Menshikov A.I., Ashikhmin S.G., Melekhin A.A., Galkin S.V. Analysis of International Experience of Carbon Dioxide Injection in Various Geological and Technological Conditions of Oil Field Development. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.2, pp.71-76. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.3

Введение

подавляющая доля месторождений в «старых» нефтегазодобывающих районах на сегодняшний день находятся на поздней стадии разработки. Анализ показывает, что для Пермского края средняя обводненность для большинства крупных месторождений превышает 85 %, что определяет их запасы в категорию трудноизвлекаемых. Увеличить эффективность заводнения, которое уже много лет является основным методом разработки, можно с помощью газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [1, 2]. Одним из перспективных методов повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) является закачка в продуктивные пласты углекислого газа (диоксида углерода) CO_2 .

Необходимо отметить, что применение в качестве агента закачки CO_2 , помимо повышения КИН, решает также экологические задачи. Так, в 2022 г. содержание диоксида углерода в атмосфере Земли достигло очередного максимума, что в еще большей степени повысило актуальность контроля за содержанием парниковых газов, основу которых составляет CO_2 . Таким образом, закачка CO_2 в продуктивные пласты может рассматриваться как комплексное геолого-техническое мероприятие (ГТМ), решающее одновременно технологические и экологические задачи. В данном исследовании проведен обзор технологий по полезному использованию CO_2 для увеличения добычи нефти, рассмотрены вопросы его влияния в динамике на характеристики технологического оборудования.

Обзор и анализ эффективности применяемых методов закачки углекислого газа в продуктивные пласты

Для территории России проекты по закачке CO_2 рассматриваются как высокоперспективные, так как ситуация существования техногенных источников CO_2 вблизи истощенных месторождений в целом достаточно типична [3]. Согласно проведенному авторами литературному обзору, использование закачки CO_2 позволяет существенно повысить объемы добычи нефти. В работе [4] показано, что для месторождений Западной Сибири объем добычи при закачке CO_2 на 60 % выше по сравнению с закачкой воды, также рассмотрена эффективная технология закачки углекислого газа под водонефтяной контакт. В работе [5] авторы отмечают, что благодаря использованию углекислого газа удалось добиться повышения КИН на 18 %.

К очевидным проблемным моментам закачки CO_2 следует отнести повышенную коррозию оборудования добывающих и нагнетательных скважин. Стоит отметить, что при неполной смесимости CO_2 с нефтью из нее выделяются легкие фракции, что приводит к уменьшению подвижности нефти [6]. При этом снижение температуры среды при растворении CO_2 увеличивает вероятность образования асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) [7]. Кроме этого, закачка газа предусматривает на предприятиях нефтегазового сектора особые технологические требования по обеспечению промышленной безопасности [8].

Известны следующие технологии закачки CO_2 в пласт с целью повышения нефтеотдачи:

1. Закачка карбонизированной воды (т.е. воды, предварительно насыщенной углекислым газом). Реализация такой технологии на нефтепромысле относительно проста. При закачке карбонизированной воды наблюдается низкий расход CO_2 (содержание в воде 4–5 %). При этом повышение нефтеотдачи оценивается

на 14 % выше по сравнению со стандартными методами заводнения [9].

2. Непрерывное нагнетание CO_2 . Основным преимуществом данного метода является возможность достижения высокого коэффициента вытеснения нефти, формирующегося за счет образования нефтяного фронта, который продвигается углекислым газом. К недостаткам данной технологии следует отнести возможное образование высоковязкой неустойчивой среды, что, в свою очередь, может приводить к прорыву углекислоты к нагнетательным скважинам.

3. Вытеснение нефти циклической закачкой CO_2 и воды. Данный метод с чередующейся закачкой CO_2 и воды является наиболее экономичным и может быть эффективен для неоднородных пластов. Согласно работе [10], применение данной технологии позволяет в ряде случаев получить КИН на 12 % выше, чем при непрерывной закачке углекислого газа, и на 30 % выше, чем при закачке воды.

4. Закачка CO_2 совместно с попутным нефтяным газом (ПНГ). Технология может также реализовываться с непосредственной подачей ПНГ, если его основным компонентом является углекислый газ. В работе [11] показано, что при реализации метода КИН увеличивается на 6 %, а с использованием последовательной закачки ПНГ и воды рост может достигать 11–14 %.

Для различных технологий закачки газа современные пакеты гидродинамического моделирования обеспечивают возможность численных расчетов динамики добычи флюидов по скважинам [12–14].

В работе [15] на основе математической модели проведен анализ влияния объема закачиваемого CO_2 на эффективность ГТМ. При закачке чистого CO_2 с увеличением объемов закачки установлено постепенное возрастание добычи нефти, при этом рост скорости закачки также отмечен как благоприятный фактор для эффективности ГТМ. Анализ температурных условий продуктивных пластов позволил в работе [15] сделать выводы, что в диапазоне до 50 °C наблюдается снижение добычи нефти, после динамика меняется и начинается ее рост.

С помощью лабораторных исследований в работе [16] показано, что оптимальным давлением при закачке CO_2 является близость забойных давлений к давлению насыщения нефти, а оптимальная температура CO_2 при закачке должна быть близка к пластовой.

Одним из перспективных способов использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи представляется его закачка в сверхкритическом состоянии (СКС), т.е. при жидком состоянии диоксида углерода, в котором он поддерживается при критической температуре и критическом давлении или выше них. В данном случае растворяющая способность CO_2 при условии постоянства температуры увеличивается с ростом плотности закачиваемого агента [17].

При реализации технологии СКС важным свойством CO_2 являются его адсорбционные способности, которые зависят от давления закачки [18]. Благодаря этому при давлениях свыше 25 МПа и температуре 90 °C наблюдается режим смешивающегося вытеснения, при котором коэффициент вытеснения нефти углекислым газом составил 0,96 [19].

В работе [20] комплексно рассмотрены вопросы эффективности закачки CO_2 в СКС для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, предельных низкопроницаемым песчанником. Особое внимание при этом уделено влиянию осаждения асфальтенов, что увязывается с влиянием закачки CO_2 на проницаемость, пористость и смачиваемость продуктивного пласта. Согласно расчетам при заводнении с закачкой CO_2 в

сверхкритическом состоянии КИН достигает 45 %. Установлено, что добыча нефти в процессе закачки CO_2 в СКС быстро снижается с увеличением количества циклов, а основной объем добычи (порядка 80 %) приходится на первые два цикла. При этом закачка CO_2 в сверхкритическом состоянии приводит к осаждению асфальтенов в пористых средах, что ухудшает проницаемость и пористость пласта [20].

В [21] показано, что по сравнению с газообразным состоянием, в СКС углекислый газ имеет более высокие коэффициенты диффузии и массопереноса на границе раздела фаз. Интенсивная диффузия сверхкритического CO_2 в легкую нефть приводит к более быстрым изменениям свойств нефти, что может применяться для оптимизации технологии повышения нефтеотдачи.

Одной из главных проблем, возникающих при закачке CO_2 , является его возможный прорыв в нагнетательные или добывающие скважины. В связи с этим существует необходимость в ограничении подвижности закачиваемого агента. Одним из способов является создание пенообразного CO_2 , что снижает скорость выброса газообразного CO_2 , а также уменьшает вероятность возможного прорыва путем уменьшения газовой шапки. В работе [22] разработана феноменологическая модель, на основе которой решена задача оценки баланса пены в ячейке породы. В работе [23] выполнено сравнение технологий закачки CO_2 пены, а также применения наночастиц. Показано, что при использовании данной технологии возможно повышение КИН на 13 %.

В работе [24] проведены эксперименты по измерению минимального давления смесимости и эксперименты с пенообразованием обогащенного газа, которые показали рост КИН на 19 %. В целом проблемным моментом данной технологии является нестабильность пены в условиях высокой температуры и высокой солености. Стабильность пены может быть улучшена за счет введения поверхностно-активных веществ (ПАВ), в том числе могут быть использованы наночастицы, например SiO_2 .

Анализ влияния минимального давления смесимости на эффективность закачки углекислого газа

При применении газовых МУН можно выделить процессы, сопровождающиеся смешивающимся, ограниченно-смешивающимся и несмешивающимся вытеснением нефти газом. Например, в работе [25] показано, что использование углекислого газа может увеличить добычу нефти на 21 % и снизить ее вязкость на 63 % при смешивающемся вытеснении. Эффект от смешивающегося вытеснения на 38 и 16 % выше, чем при ограниченно-смешивающемся и несмешивающемся вытеснении соответственно.

Наибольшую эффективность показывают методы, при которых обеспечивается смешивающееся вытеснение, когда газ полностью растворяется в пластовой нефти благодаря снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз [26]. Данный вид вытеснения достигается при минимальном давлении смесимости (МДС), которое и является основным критерием, влияющим на эффективность технологии закачки CO_2 .

При определении МДС с использованием лабораторных установок наиболее распространенным является эксперимент в тонкой трубке (slim tube test) [27–29]. В работе [29] был проведен расчет МДС с использованием уравнения состояния и корреляционной зависимости Маклаване. С помощью проведения эксперимента с тонкой трубкой удалось повысить

точность расчета МДС, а также скорректировать эмпирические формулы.

Одним из перспективных направлений, как было показано выше, является возможность подачи не чистого CO_2 , а его смеси с ПНГ. Определение МДС смеси CO_2 и ПНГ для применения технологии газодвигательной закачки было исследовано в работе [30]. Показано, что МДС смеси начинает возрастать при массовой доле ПНГ более 20 %. При этом в зависимости от геолого-технологических условий разработки оптимальные доли CO_2 и ПНГ в смеси составляют 75–95 и 5–25 % соответственно [30].

В работе [31] авторы рассматривают применение газовых методов увеличения нефтеотдачи для пластов с большими глубинами залегания и низкой проницаемостью. Оценка минимального давления смесимости с использованием корреляционных зависимостей показала, что при закачке ПНГ и CO_2 вытеснение нефти будет осуществляться на смешивающемся режиме, а для сухого газа установлена ограниченная смесимость. Согласно проведенным численным экспериментам, закачка ПНГ имеет более высокий КИН по сравнению с закачкой воды [31].

В целом обзор мирового опыта применимости методов закачки CO_2 (США, Канада, Турция и др.) показывает его высокие перспективы в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений [32–34]. Диапазоны геолого-физических характеристик эксплуатационных объектов с применением технологии следующие: пластовое давление – 3,1–12,7 МПа; пористость – 11–23 %; проницаемость – 0,017–400 мкм²; плотность нефти – 953–1044 кг/м³, вязкость нефти – 114–936 мПа·с [35, 36]. В целом можно сделать вывод, что характеристики продуктивных пластов Пермского края соответствуют условиям с успешной реализацией закачки CO_2 . При этом технология преимущественно применяется в условиях повышения нефтеизвлечения высоковязких нефтей, что необходимо учитывать при ее реализации.

Анализ методов снижения воздействия углекислого газа на промышленное оборудование

При закачке CO_2 наиболее уязвимыми в плане коррозии являются следующие элементы оборудования: насосно-компрессорные трубы (НКТ), эксплуатационные колонны, а также глубинно-насосное оборудование (ГНО). Агрессивная среда возникает при взаимодействии поверхности металла с угольной кислотой, образующейся при растворении CO_2 в воде, вследствие чего имеет место углекислотная коррозия. При увеличении концентрации CO_2 растет и агрессивность добываемой среды. Высокая концентрация диоксида углерода способствует росту интенсивности осаждения на поверхности металла карбонатов ионов Ca , Fe , Na и др. Одним из основополагающих факторов, оказывающих влияние на процесс углекислотной коррозии, является температура [37]. С ростом температуры наблюдается увеличение скорости химических реакций, скорость диффузии и растворимость продуктов коррозии, защищающих поверхность [38].

В работе [39] описаны закономерности коррозионного растрескивания сталей, которое оказывает основное влияние на возможность применения обсадных труб и НКТ для добычи при высоких концентрациях углекислого газа. Показано, что коррозионная стойкость при высоких концентрациях CO_2 достигается при использовании стали мартенситного класса. Однако наиболее часто используются углеродистые (Ст20 и Х65) и

низколегированные стали (0,05–0,2 % хрома). Скорость коррозии таких сталей может достигать высоких значений. Проведенные испытания [39] показали, что они подвергаются коррозионному разрушению с образованием глубоких дефектов, а скорость локальной коррозии достигает 1 мм/год. Также стоит отметить, что процессы точечной коррозии обнаруживаются и в системах, содержащих O_2 и H_2S [40].

При закачке CO_2 в пласт на нефтегазовых объектах широко используются трубы из высоколегированной стали. В работе [41] изучено коррозионное поведение стали X65 с различным содержанием хрома, которая подвергалась воздействию насыщенного CO_2 при 60°C и 100 бар при различном времени погружения. На ранних стадиях наблюдалось отсутствие значительного образования продуктов коррозии. Коррозионная стойкость материалов повышалась с увеличением содержания Cr. При этом в экспериментах с отсутствием защитных пленок с увеличением содержания Cr уменьшалось растворение металла, что снижало скорость коррозии в 2,5 раза.

Еще одной причиной возникновения коррозии оборудования или трубопроводов является высокая минерализация воды, а также термобарические условия. В этом случае для обеспечения защиты используемого оборудования требуются более коррозионно-стойкие стали или использование альтернативных средств защиты, например, ингибиторов коррозии или др. [42]. В целом результаты анализа воздействия агрессивной среды показывают полное отсутствие коррозионных проявлений при использовании сталей мартенситного класса и использовании ингибиторов коррозии.

В работе [43] проведена серия лабораторных исследований коррозии в условиях сверхкритического состояния CO_2 . На основании проведенных испытаний коррозионной активности пластовой воды с минерализацией 55 г/л при постоянном пропуске через нее CO_2 показано, что азотсодержащее модифицированное неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ) проявляют защитную способность к металлу порядка 98 % при скорости потока 0,5 м/с; 49 % – при скорости потока 2 м/с при дозировке ингибитора 25 мг/л. Увеличение защитных свойств НПАВ выше 75 % наблюдается при добавлении азотсодержащего

катионного поверхностно-активного вещества (КПАВ) и фосфорсодержащего анионного поверхностно-активного вещества (АПАВ). Полученные результаты могут быть использованы при подборе ингибирующих композиций [44].

В работе [45] отмечено, что при сверхкритическом состоянии CO_2 может обладать свойствами растворителя, поэтому необходимо уделять внимание сохранности резиновых и пластмассовых компонентов, которые используются в оборудовании. Воздействие CO_2 на три вида резиновых материалов изучено в работе [46] путем моделирования условий, характерных для нагнетательных скважин. Согласно проведенному анализу, образцы резины, подвергшиеся воздействию жидкого CO_2 , проявляли большую реакционную способность по сравнению с газообразным CO_2 . Отмечено, что коррозионная стойкость фтороуглеродного каучука и гидрогенизированного бутадиен-нитрильного каучука лучше, чем у бутадиен-нитрильного каучука.

В работе [47] установлено, что присутствие воды в добываемом флюиде является одним из ключевых факторов, влияющих на интенсивность коррозионных процессов. В системах транспорта и закачки CO_2 случайное попадание воды может вызвать коррозионные повреждения, что требует снижения и оперативного контроля за содержанием воды.

Заключение

Таким образом, проведено комплексное исследование опыта применения технологий повышения нефтеотдачи путем использования углекислого газа в качестве рабочего агента. Рассмотрены основные и альтернативные методы закачки CO_2 в продуктивные пласты, выполнен анализ с установлением основных преимуществ и проблемных моментов реализации технологии.

Описаны способы определения минимального давления смеси. Указаны оптимальные условия для применимости закачки CO_2 , сделан вывод о перспективах использования технологии на нефтяных месторождениях Пермского региона. Для минимизации влияния углекислотной коррозии на промышленное оборудование рекомендовано применение труб из высоколегированной стали с высоким содержанием Cr, а также использование защитных неионогенных поверхностно-активных веществ.

Библиографический список

1. К вопросу реализации технологии водогазового воздействия / П.Ю. Илюшин, С.В. Галкин, Н.Ю. Колычева, К.С. Илюшина // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: материалы XIII Международной конференции. – 2014. – С. 167–168.
2. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 2. – С. 54–59.
3. Ильинова А.А., Ромашева Н.В., Стройков Г.А. Перспективы и общественные эффекты проектов секвестрации и использования углекислого газа // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 493–502. DOI: 10.31897/pmi.2020.4.12
4. Долгих М.Ю., Синцов И.А., Балина О.С. Анализ эффективности смешивающегося вытеснения углекислым газом для верхнеюрских отложений Западной Сибири по результатам моделирования // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 7. – С. 13–17. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-13-17
5. Галикеев Р.М., Анурьев Д.А., Харитонов Т.А. Перспективы использования CO_2 на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – № 4. – С. 15–28.
6. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205–209.
7. Апробация технологии закачки сжиженного диоксида углерода для увеличения дебита нефтяных и газовых скважин оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Г. Ефимов, С.К. Самарцев, В.Ф. Володченко, С.К. Самарцев // Газовая промышленность. Спецвыпуск № 3. – 2022. – С. 100–104.
8. Илюшин П.Ю., Лекомцев А.В., Галкин С.В. Разработка автоматизированной системы промышленной безопасности предприятий нефтегазового сектора // Сборник научных трудов VI Всероссийской научной конференции с международным участием «Прикладные информационные системы (ПИС-2019)». – Ульяновск, 2019. – С. 40–48.
9. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов. – М.: Недра. – 1999. – С. 75.
10. Михайлов Н.В., Жданов И.И., Перепелица Д.О. Закачка CO_2 в нефтегазоносные пласты. Применение технологии на примере крупного месторождения Западной Сибири // Материалы XII международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех». – Ухта, 2021. – С. 485–488.
11. Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO_2 для закачки на Толумском месторождении / Р.Р. Мардамшин, А.В. Стенькин, С.А. Калинин, О.А. Морозюк, С.А. Калинин, А.С. Скворцов, Г.А. Усачев, Д.А. Метт // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 4. – С. 163–170.
12. Уршупак Р.В. Особенности обоснования извлекаемых запасов нефти в неоднородных карбонатных коллекторах с использованием пакетов гидродинамического моделирования // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 23–24. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3
13. Моделирование водогазового воздействия при разработке Змеевского нефтяного месторождения / П.Ю. Илюшин, М.С. Турбаков, С.В. Галкин, Д.А. Керн // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 116–117.
14. Шевко Н.А., Мордвинов В.А. Гидродинамическое моделирование нефтяных залежей // Недропользование. – 2000. – № 4. – С. 88–93.
15. 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
16. Исследование смесиности 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, А.А. Исаев, Е.А. Миронов // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 5. – С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64
17. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5. – С. 1–10.

18. Adsorptive behaviors of supercritical CO₂ in tight porous media and triggered chemical reactions with rock minerals during CO₂-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. Оценка эффективности извлечения нефти из низкопроницаемого коллектора экстракции сверхкритическим диоксидом углерода / А.И. Шаяматов, В.Л. Малышев, Е.Ф. Моисеева, А.И. Пономарев // *SOCAR Proceedings. Special Issue*. – 2021. – № 2. – С. 210–220.
20. Supercritical CO₂-EOR in an asphaltenic tight sandstone formation and the changes of rock petrophysical properties induced by asphaltene precipitation / B. Wei, X. Zhang, J. Liu, R. Wu, H. Xiang, X. Xu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 184. – 106515. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106515
21. Rezk M.G., Foroozesh J. Effect of CO₂ mass transfer on rate of oil properties changes: Application to CO₂-EOR projects // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – Vol. 180. – P. 298–309. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.053
22. Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects / S.H. Talebian, R. Masoudi, M. Tan Isa, P. Zietha // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 120. – P. 202–215. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.05.013
23. Xu X., Saeedi A., Liu K. An experimental study of combined foam/surfactant polymer (SP) flooding for carbone dioxide-enhanced oil recovery (CO₂-EOR) // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 149. – P. 603–611. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.11.022
24. Zhang F., Schechter D.S. Gas and foam injection with CO₂ and enriched NGL's for enhanced oil recovery in unconventional liquid reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 202. – 108472. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108472
25. CO₂-prepad injection EOR simulation and sensitivity analysis considering miscibility and geomechanics in tight oil reservoirs / L. Fan, L. Li, Y. Su, M. Cai, M. Tang, X. Gao, Z. Chen, C. Wang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 195. – 107905. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107905
26. Григорьев Р.С., Шарф И.В., Шарф К.А. Проблематика применения газовых методов повышения нефтеотдачи на Ванкорском месторождении // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333, № 3. – С. 90–98. DOI: 10.18799/24131830/2022/3/3502
27. Валидация корреляционных зависимостей для определения минимального давления смеси смеси газа с пластовой нефтью / А.В. Кобяшев, К.М. Федоров, В.А. Захаренко, С.К. Грачева // *Нефть и газ*. – 2020. – № 1. – С. 53–60. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-53-60
28. Polischuk A.M., Khlebnikov V.N., Gubanov V.B. Usage of a formation slim tubes for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 1. methodology of the experiment. // *Oil field engineering*. – 2014. – № 5. – P. 19–24 (In Russ).
29. Оценка минимального давления смеси смеси и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири / А.В. Кобяшев, А.А. Пятков, В.А. Захаренко, Е.А. Громова, И.А. Долгов // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2021. – № 4. – С. 35–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38
30. Газоциклическая закачка смеси диоксида углерода с попутным нефтяным газом при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / В.А. Волков, С.В. Афанасьев, П.Э. Прохоров, А.Н. Турапин // *Материалы конференции «Устойчивое развитие, экоинновации и «зеленые» экономика и технологии»*. – Самара, 2021. – С. 61–65. DOI: 10.24412/cl-36578-2021-3-61-65
31. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений / А.В. Кобяшев, В.Н. Архипов, В.А. Захаренко, А.В. Дубровин, М.А. Стариков // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2023. – № 1. – С. 46–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53
32. Физическое моделирование процессов молекулярной диффузии при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты / С.А. Хан, В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин [и др.] // *Газовая промышленность*. – 2013. – Спецвып. № 1, – С. 68–72.
33. The Baltic Basin: structure, properties of reservoir rocks, and capacity for geological storage of CO₂ / A. Shogenova, S. Sliapura, R. Vaher, K. Shogenov, R. Pomeranceva // *Estonian Journal of Earth Sciences* – 2009. – P. 259–267. DOI: 10.3176/earth.2009.4.04
34. Verdon J.P. Microseismic Monitoring and Geomechanical Modelling of CO₂ Storage in Subsurface Reservoir // *Geophysics*. – 2012. – № 76. – P. 102. DOI: 10.1007/978-3-642-25388-1
35. A successful immiscible CO₂ field pilot in a carbonate heavy oil reservoir in the Ikitzepe Field, Turkey / H. Ishii, H.K. Sarma, K. Ono, K. Issever // 9th European Symposium on Improved Oil Recovery, The Hague – The Netherlands, 20-22 October, 1997. DOI: 10.3997/2214-4609.201406800
36. Cyclic CO₂ Injection for Heavy-Oil Recovery in Halfmoon Field: Laboratory Evaluation and Pilot Performance / S. Olenick, F.A. Schroeder, H.K. Haines, T.G. Monger-McClure // 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, DC, October 4-7, USA, 1992. DOI: 10.2118/24645-MS
37. Конструкционные особенности скважин на объектах с применением закачки углекислого газа / Р.Ш. Зиганшин, Н.С. Бодоговский, П.В. Рошин, А.В. Никитин, А.М. Зиновьев // *Вестник евразийской науки*. – 2022. – Т. 14, № 3. – С. 1–12.
38. Effects of Temperature on Corrosion Behaviour of 2205 Duplex Stainless Steel in Carbon Dioxide-Containing Environments / Z. Han, C. He, J. Lian, Y. Zhao, X. Chen // *International Journal of Electrochemical Science*. – 2020. – № 15. – P. 3627–3645. DOI: 10.20964/2020.05.73
39. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии / Б.А. Ережинский, В.И. Чернухин, К.А. Попов, А.Г. Ширяев, С.А. Рекин, С.Г. Четвериков // *Территория Нефтегаз*. – 2016. – № 6. – С. 72–76.
40. Saji V.S., Umoren S.A. Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry. – New Jersey: Wiley, 2020. – P. 464.
41. Comparisons of corrosion behaviour for X65 and low Cr steels in high pressure CO₂-saturated brine / Y. Hua, S. Mohammed, R. Barker, A. Neville // *Journal of Materials Science and Technology*. – 2019. – Vol. 41. – P. 21–32. DOI: 10.1016/j.jmst.2019.08.050
42. Usman B.J., Ali S.A. Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors: A review // *Arabian Journal for Science and Engineering*. – 2018. – № 43. – P. 1–22. DOI: 10.1007/s13369-017-2949-5
43. Кантюков Р.Р., Запелвалов Д.Н., Вагапов Р.К. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – С. 578–586. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.11
44. Царьков А.Ю., Роднова В.Ю., Нечаева О.А. Исследование защитного действия ингибиторов углекислотной коррозии в динамических условиях // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2021. – № 4. – С. 54–56. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-54-56
45. Parker P.E., Meyer J.P., Meadows S.R. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Injection Operations Technologies. // *Energy Procedia*. – 2009. – № 1. – P. 3141–3148. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.096
46. Corrosion Evaluation of Packer Rubber Materials in CO₂ Injection Wells under Supercritical Conditions / D. Zhu, Y. Lin, H. Zhang, Y. Li, D. Zeng, W. Liu, C. Qiang, K. Deng // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 151. – P. 311–317. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.01.012
47. Wang Z.M., Song G-L., Zhang J. Corrosion Control in CO₂ Enhanced Oil Recovery From a Perspective of Multiphase Fluids // *Frontiers in Materials*. – 2019. – Vol. 6. – 00272. DOI: 10.3389/fmats.2019.00272

References

1. Iliushin P.Iu., Galkin S.V., Kolycheva N.Iu., Iliushina K.S. K voprosu realizatsii tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia [On the issue of implementing water-gas stimulation technology]. *Resursovoisproizvodishchie, malootkhodnye i prirodokhrannye tekhnologii osvoeniia nedr. Materialy XIII Mezhduнародnoi konferentsii*, 2014, pp. 167-168.
2. Drozdov A.N. et al. Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeistviia na neftianye plasty [Technology and technique of water-gas stimulation of oil reservoirs]. *Territoriia Neftegaz*, 2006, no. 2, pp. 54-59.
3. Ilianova A.A., Romasheva N.V., Stroikov G.A. Perspektivy i obshchestvennye efekty proektov skvestratsii i ispol'zovaniia uglekislogogo gaza [Prospects and social effects of carbon dioxide sequestration and utilization projects]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 244, pp. 493-502. DOI: 10.31897/pmi.2020.4.12
4. Dolgikh M.Iu., Sintsov I.A., Balina O.S. Analiz effektivnosti smeshivaiushchegosia vytresneniia uglekislym gazom dlia verkhneiruskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri po rezul'tatam modelirovaniia [Analysis of the mixed displacement efficiency by carbon dioxide gas of the Upper Jurassic deposits of the Western Siberia by modeling results]. *Neftepromyslovoe delo*, 2019, no. 7, pp. 13-17. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-13-17
5. Galikeev R.M., Anur'ev D.A., Kharitonova T.A. Perspektivy ispol'zovaniia CO₂ na neftegazovykh mestorozhdeniakh Zapadnoi Sibiri [Prospects for the use CO₂ in oil and Gas Fields in Western Siberia]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2020, no. 4, pp. 15-28.
6. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Opyt primeneniia uglekislogogo gaza dlia povysheniia nefteotdachi plastov [Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2016, no. 3, pp. 205-209.
7. Efimov A.G., Samartsev S.K., Volodchenko V.F., Samartsev S.K. Aprobatsiia tekhnologii zakachki szhizhennogo dioksida ugleroda dlia uvelicheniia debita neftiannykh i gazovykh skvazhin orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia [Testing the liquefied carbon dioxide injection technology to improve the flow rate of oil and gas wells at the Orenburgskoye oil, gas, and condensate field]. *Газовая промышленность. Spetsvyypusk № 3*, 2022, pp. 100-104.
8. Iliushin P.Iu., Lekomtsev A.V., Galkin S.V. Razrabotka avtomatizirovannoi sistemy promyshlennoi bezopasnosti predpriiati neftegazovogo sektora [Development of an automated industrial safety system for oil and gas sector enterprises]. *Sbornik nauchnykh trudov VI Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii s mezhduнародnym uchastiem "Prikladnye informatsionnye sistemy (PIS-2019)"*. Ulianovsk, 2019, pp. 40-48.
9. Zheltov Iu.P. Razrabotka neftiannykh mestorozhdenii [Oil field development]. Moscow: Nedra, 1999, 75 p.
10. Mikhailov N.V., Zhdanov I.I., Perepelitsa D.O. Zakachka CO₂ v neftegazonosnye plasty. Primenenie tekhnologii na primere krupnogo mestorozhdeniia Zapadnoi Sibiri [Injecting CO₂ into oil and gas bearing formations. Application of technology on the example of a large field in Western Siberia]. *Materialy XXII Mezhduнародnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii "Severgeokotekh"*. Ukht, 2021, pp. 485-488.
11. Mardamshin R.R., Sten'kin A.V., Kalinin S.A., Morozuk O.A., Kalinin S.A., Skvortsov A.S., Usachev G.A., Mett D.A. Laboratornye issledovaniia primeneniia poputnogo neftiannogo gaza s vysokim содержанием CO₂ dlia zakachki na Tolumskom mestorozhdenii [Laboratory investigations of using high CO₂ associated petroleum gas for injection at the Tolum field]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 4, pp. 163-170.
12. Urshuliak R.V. Osobennosti obosnovaniia izvlekaemykh zasposov nefiti v neodnorodnykh karbonatnykh kolektorakh s ispol'zovaniem paketov gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Features of substantiation of recoverable oil reserves in heterogeneous carbonate reservoirs using hydrodynamic modeling packages]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no. 8, pp. 23-24. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3
13. Iliushin P.Iu., Turbakov M.S., Galkin S.V., Kern D.A. Modelirovanie vodogazovogo vozdeistviia pri razrabotke Zmeevskogo neftiannogo mestorozhdeniia [Simulation of the water-alternated-gas injection for Zmeevskoye oil field development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 11, pp. 116-117.
14. Shevko N.A., Mordvinov V.A. Gidrodinamicheskoe modelirovanie neftiannykh zalezhei [Hydrodynamic modeling of oil reservoirs]. *Nedropol'zovanie*, 2000, no. 4, pp. 88-93.

15. Perera M.S.A., Gamage R.P., Rathnaweera T.D., Ranathunga A.S., Koay A., Choi X. A Review of CO₂-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis. *Energies*, 2016, vol. 9, no.7. DOI: 10.3390/en9070481
16. Iunusov I.M., Takhtaudinov R.Sh., Novikov M.G., Isaev A.A., Mironov E.A. Issledovanie smesimosti uglekislogo gaza v nefiti mestorozhdenii iugo-vostoka Respubliki Tatarstan s tseliu 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 Nefi' Gaz*, 2022, no. 5, pp. 60-64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64
17. 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. 1-10.
18. Wei B., Zhang X., Liu J., Xu X., Pu W., Bai M. Adsorptive behaviors of supercritical CO₂ in tight porous media and triggered chemical reactions with rock minerals during CO₂-EOR and -sequestration. *Chemical Engineering Journal*, 2020, vol. 381, 122577. DOI: 10.1016/j.cej.2019.122577
19. Shaiakhmetov A.I., Malyshev V.L., Moiseeva E.F., Ponomarev A.I. Otsenka effektivnosti izvlecheniia nefiti iz nizkopronitsaemogo kollektora ekstraktsiei sverkhkritichestkim dioksidom ugleroda [Estimation of efficiency of oil extraction with supercritical CO₂ in a low-permeability reservoir]. *SOCAR Proceedings. Special Issue*, 2021, no. 2, pp. 210-220.
20. Wei B., Zhang X., Liu J., Wu R., Xiang H., Xu X. Supercritical CO₂-EOR in an asphaltene tight sandstone formation and the changes of rock petrophysical properties induced by asphaltene precipitation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184, 106515. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106515
21. Rezk M.G., Foroozesh J. Effect of CO₂ mass transfer on rate of oil properties changes: Application to CO₂-EOR projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 180, pp. 298-309. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.053
22. Talebian S.H., Masoudi R., Tan Isa M., Zitha P. Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 120, pp. 202-215. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.05.013
23. Xu X., Saeedi A., Liu K. An experimental study of combined foam/surfactant polymer (SP) flooding for carbone dioxide-enhanced oil recovery (CO₂-EOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 149, pp. 603-611. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.11.022
24. Zhang F., Schechter D.S. Gas and foam injection with CO₂ and enriched NGL's for enhanced oil recovery in unconventional liquid reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 202, 108472. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108472
25. Fan L., Li L., Su Y., Cai M., Tang M., Gao X., Chen Z., Wang C. CO₂-prepad injection EOR simulation and sensitivity analysis considering miscibility and geomechanics in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107905. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107905
26. Grigor'ev R.S., Sharf I.V., Sharf K.A. Problematika primeneniia gazovykh metodov povysheniia nefteotdachi na Vankorskom mestorozhdenii [Problems of applying gas method of enhanced oil recovery in Vankor oil field]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 3, pp. 90-98. DOI: 10.18799/24131830/2022/3/3502
27. Kobiashev A.V., Fedorov K.M., Zakharenko V.A. Gracheva, S.K. Validatsiia korreliatsionnykh zavisimostei dlia opredeleniia minimal'nogo davleniia smesimosti gaza s plastovoi nefi'iu [Correlation dependencies validation for minimum miscibility pressure of gas and reservoir oil determination]. *Nefi' i gaz*, 2020, no. 1, pp. 53-60. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-53-60
28. Polischuk A.M., Khlebnikov V.N., Gubanov V.B. Usage of a formation slim tubes for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 1. methodology of the experiment. *Oil field engineering*, 2014, no. 5, pp. 19-24 (In Russ).
29. Kobiashev A.V., Piatkov A.A., Zakharenko V.A., Gromova E.A., Dolgov I.A. Otsenka minimal'nogo davleniia smesimosti i minimal'nogo urovniia obogashcheniia pri vytesnenii nefiti poputnym nefitnyam gazom dlia uslovii mestorozhdeniia Vostochnoi Sibiri [Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field]. *Ekspozitsiia Nefi' Gaz*, 2021, no. 4, pp. 35-38. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38
30. Volkov V.A., Afanas'ev S.V., Prokhorov P.E., Turapin A.N. Gazotsiklicheskaia zakachka smesi dioksida ugleroda s poputnym nefitnyam gazom pri sverkhkritichestkikh usloviakh v nefteodobyvaushchuiu skvazhinu [Gas-cyclic injection of a mixture of carbon dioxide with associated petroleum gas under supercritical conditions into oil production well]. *Materialy konferentsii "Ustoichivoe razvitiie, ekoinnovatsiia i "zelenye" ekonomika i tekhnologii"*. Samara, 2021, pp. 61-65. DOI: 10.24412/cl-36578-2021-3-61-65
31. Kobiashev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A., Dubrovin A.V., Starikov M.A. Otsenka primenimosti gazovykh metodov uvelicheniia nefteotdachi dlia osvoeniia trudnoizvlekaemykh zapasov ob'ektov-analogov achimovskikh otlozhenii [Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation]. *Ekspozitsiia Nefi' Gaz*, 2023, no. 1, pp. 46-53. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53
32. Khan S.A., Troitskii V.M., Rassokhin S.G. et al. Fizicheskoe modelirovanie protsessov molekuliarnoi diffuzii pri zakachke dioksida ugleroda v produktivnye plasty [Physical modeling of molecular diffusion processes during injection of carbon dioxide into productive formations]. *Gazovaiia promyshlennost'*, 2013, Spetsvyypusk no. 1, pp. 68-72.
33. Shogenova A., Sliupa S., Vaher R., Shogenov K., Pomeranceva R. The Baltic Basin: structure, properties of reservoir rocks, and capacity for geological storage of CO₂. *Estonian Journal of Earth Sciences*, 2009, pp. 259-267. DOI: 10.3176/earth.2009.4.04
34. Verdon J.P. Microseismic Monitoring and Geomechanical Modelling of CO₂ Storage in Subsurface Reservoir. *Geophysics*, 2012, no. 76, 102 p. DOI: 10.1007/978-3-642-25388-1
35. Ishii H., Sarma H.K., Ono K., Isever K. A successful immiscible CO₂ field pilot in a carbonate heavy oil reservoir in the Ikitzepe Field, Turkey. *9th European Symposium on Improved Oil Recovery, The Hague -The Netherlands, 20-22 October, 1997*. DOI: 10.3997/2214-4609.201406800
36. Olenick S., Schroeder F.A., Haines H.K., Monger-McClure T.G. Cyclic CO₂ Injection for Heavy-Oil Recovery in Halfmoon Field: Laboratory Evaluation and Pilot Performance. *67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, DC, October 4-7, USA, 1992*. DOI: 10.2118/24645-MS
37. Ziganshin R.Sh., Bodogovskii N.S., Roshchin P.V., Nikitin A.V., Zinov'ev A.M. Konstruktsionnye osobennosti skvazhin na ob'ektakh s primeneniem zakachki uglekislogo gaza [Structural features of wells at fields with carbon dioxide injection]. *Vestnik evraziiskoi nauki*, 2022, vol. 14, no. 3, pp. 1-12.
38. Han Z., He C., Lian J., Zhao Y., Chen X. Effects of Temperature on Corrosion Behaviour of 2205 Duplex Stainless Steel in Carbon Dioxide-Containing Environments. *International Journal of Electrochemical Science*, 2020, no. 15, pp. 3627-3645. DOI: 10.20964/2020.05.73
39. Erekhinskii B.A., Chernukhin V.I., Popov K.A., Shiriaev A.G., Rekin S.A., Chetverikov S.G. Truby nefitnogo sortamenta, stoikie protiv uglekislotoi korrozii [OCTG resistant against carbon dioxide corrosion]. *Territoria Neftegaz*, 2016, no. 6, pp. 72-76.
40. Saji V.S., Umoren S.A. Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry. New Jersey: Wiley, 2020, 464 p.
41. Hua Y., Mohammed S., Barker R., Neville A. Comparisons of corrosion behaviour for X65 and low Cr steels in high pressure CO₂-saturated brine. *Journal of Materials Science and Technology*, 2019, vol. 41, pp. 21-32. DOI: 10.1016/j.jmst.2019.08.050
42. Usman B.J., Ali S.A. Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors: A review. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2018, no. 43, pp. 1-22. DOI: 10.1007/s13369-017-2949-5
43. Kantiukov R.R., Zapevalov D.N., Vagapov R.K. Analiz primeneniia i vozdeistviia uglekislotoykh sred na korrozionnoe sostoiianie neftegazovykh ob'ektov [Analysis of the application and impact of carbon dioxide media on the corrosion state of oil and gas facilities]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2021, vol. 250, pp. 578-586. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.11
44. Tsarkov A.Iu., Rodnova V.Iu., Nechaeva O.A. Issledovanie zashchitnogo deistviia ingibitorov uglekislotoi korrozii v dinamicheskikh usloviakh [Investigation of the protective effect of carbon dioxide corrosion inhibitors under dynamic conditions]. *Ekspozitsiia Nefi' Gaz*, 2021, no. 4, pp. 54-56. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-54-56
45. Parker P.E., Meyer J.P., Meadows S.R. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Injection Operations Technologies. *Energy Procedia*, 2009, no. 1, pp. 3141-3148. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.096
46. Zhu D., Lin Y., Zhang H., Li Y., Zeng D., Liu W., Qiang C., Deng K. Corrosion Evaluation of Packer Rubber Materials in CO₂ Injection Wells under Supercritical Conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 151, pp. 311-317. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.01.012
47. Wang Z.M., Song G-L., Zhang J. Corrosion Control in CO₂ Enhanced Oil Recovery From a Perspective of Multiphase Fluids. *Frontiers in Materials*, 2019, vol. 6, 00272. DOI: 10.3389/fmats.2019.00272

Финансирование. Исследование выполнено при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.