

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>

Получена: 06.03.2024.

Одобрена: 10.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Исследование эффективности применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с карбонатными коллекторами

А.Т. Жолдыбаева¹, М.В. Похилюк², К.М. Кунжарикова²

¹Сатбаев Университет., г. Алматы, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Динамичное развитие нефтегазовой отрасли имеет ключевое значение для экономики Казахстана. Долгосрочная стратегия страны по развитию нефтегазового комплекса направлена на увеличение добычи нефти и газа. Однако с каждым годом нефтяники сталкиваются с уменьшением легкодоступных запасов, что вынуждает разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, включая коллекторы трещинно-порового типа карбонатных месторождений. В Казахстане существует множество месторождений с трещинно-поровыми коллекторами, находящихся на поздней стадии разработки, что требует их детального изучения для повышения нефтеотдачи пласта.

Цель. Целью данной работы является научное обоснование новых технологических подходов, направленных на повышение конечного коэффициента нефтеизвлечения, на основе исследования и анализа мирового опыта в добыче нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов.

Материалы и методы. В рамках данного исследования проведены работы по моделированию закачки различных агентов, в частности, газа и воды, в карбонатные пласты, которое включало создание детализированных геолого-гидродинамических моделей, учитывавших особенности трещинно-поровой структуры карбонатных пластов, и проведение симуляций для различных сценариев закачки агентов с использованием программного продукта ECLIPSE™ (Schlumberger). Закачка газа проводилась в разные части пласта для оценки их влияния на эффективность вытеснения нефти.

Результаты. Исследование на секторной модели месторождения показало, что наибольшие объёмы добычи достигаются при перфорации верхней части пласта. В этом случае наблюдается смещение потока закачиваемого газа и нефти, что значительно увеличивает эффективность добычи нефти. Варианты с перфорацией в середину и нижнюю части пласта демонстрируют менее эффективное поршневое вытеснение газа. Экспериментальное моделирование по закачке воды в карбонатный коллектор выявило, что закачка воды приводит к неравномерному продвижению флюида из-за развитой системы трещиноватости. Анализ трассерных исследований подтвердил, что нагнетательная скважина оказывает существенное влияние на формирование устойчивого канала обводнения, особенно в южной части объекта, что приводит к увеличению обводнённости добываемой продукции.

Заключение. Моделирование показало, что закачка газа с перфорацией верхней части пласта обеспечивает наибольшую добычу углеводородов. Оптимизация интервала перфорации является важным фактором для повышения добычи в будущих стратегиях разработки. Эксперимент по закачке воды выявил, что развитая система трещиноватости в карбонатных коллекторах приводит к неравномерному продвижению флюида, увеличивая обводнённость добываемой продукции. Применение потокоотклоняющих технологий может снизить этот эффект и повысить эффективность добычи. Различные методы воздействия на карбонатные коллекторы демонстрируют значительные различия в коэффициентах нефтеотдачи, что подчёркивает важность моделирования для оптимизации процессов добычи.

Ключевые слова: карбонаты, трещиноватость, заводнение, поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, месторождения-аналоги, обзор технологий, химические методы, закачка пара.

Как цитировать:

Жолдыбаева А.Т., Похилюк М.В., Кунжарикова К.М. Исследование эффективности применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с карбонатными коллекторами // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 61–76.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>

Received: 06.03.2024.

Accepted: 10.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields

Assel T. Zholdybayeva¹, Marina V. Pokhilyuk², Klara M. Kunzharikova²

¹Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The dynamic development of the oil and gas industry is of key importance for the economy of Kazakhstan. The country's long-term strategy for the development of the oil and gas complex is aimed at increasing oil and gas production. However, every year oil companies are faced with a decrease in easily accessible reserves, which forces them to develop hard-to-recover reserves, including fracture-pore-type reservoirs of carbonate deposits. In Kazakhstan, there are many fields with fractured porous reservoirs that are at a late stage of development, which requires their detailed study to improve oil recovery.

Aim: The purpose of this work is the scientific substantiation of new technological approaches, aimed at increasing the final oil recovery factor, based on research and analysis of the world experience in oil production from fractured porous carbonate reservoirs.

Materials and methods: As part of this study, the works have been carried out to model the injection of various agents, in particular gas and water, into the carbonate formations, which includes the creation of detailed geological and hydrodynamic models, taking into account the features of the fractured pore structure of carbonate formations, and simulations for various scenarios for the injection of agents with the use of the ECLIPSE™ software product (Schlumberger). Gas has been injected into different parts of the reservoir to assess the impact on the efficiency of oil displacement.

Results: A study of the field, using a sector model, has shown that the greatest production volumes are achieved when perforating the upper part of the formation. In this case, there is a mixing of the flow of injected gas and oil, which significantly increases the efficiency of oil production. Options with perforation into the middle and lower parts of the formation demonstrate less efficient piston gas displacement. Experimental modeling of water injection into a carbonate reservoir has revealed that water injection leads to uneven fluid movement due to a developed fracture system. An analysis of the tracer studies has confirmed that the injection well has a significant impact on the formation of a stable water cut channel, especially in the southern part of the facility, which leads to an increase in the water cut of the produced product.

Conclusion: The modeling has shown that gas injection with the perforation of the upper part of the formation provides the greatest hydrocarbon production. Optimizing the perforation interval is an important factor for increasing production in the future development strategies. The water injection experiment has revealed that a developed system of fractures in carbonate reservoirs leads to uneven fluid movement, increasing the water cut of the produced product. The use of the flow diversion technologies can reduce this effect and increase production efficiency. Different stimulation techniques for the carbonate reservoirs show significant differences in oil recovery factors, highlighting the importance of modeling for optimizing the production processes.

Keywords: carbonates, fracturing, waterflooding, reservoir pressure maintenance, enhanced oil recovery, analogue fields, technology review, chemical methods, steam injection.

To cite this article:

Zholdybayeva AT, Pokhilyuk MV, Kunzharikova KM. Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2024;6(2):61–76.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>.

ӨОЖ 622.276
ГТАХР 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>

Қабылданды: 06.03.2024.

Мақұлданды: 10.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Карбонатты кеңестерде мұнай қабылдауын арттыру үшін үшінші әдістерді қолданудың тиімділігін зерттеу

Ө.Т. Жолдыбаева¹, М.В. Похилюк², К.М. Күнжарықова²

¹Сәтбаев Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай-газ саласының серпінді дамуы Қазақстан экономикасы үшін маңызды мәнге ие. Елдің мұнай-газ кешенін дамыту жөніндегі ұзақ мерзімді стратегиясы мұнай мен газ өндіруді ұлғайтуға бағытталған. Алайда, жыл сайын мұнайшылар оңай қол жетімді қорлардың азаюына тап болуда, бұл карбонатты кен орындарының жарықшақты-саңылаулы типтегі коллекторларын қоса алғанда, алынуы қиын қорларды игеруге мәжбүрлейді. Қазақстанда қазудың соңғы сатысында тұрған жарықшақты-саңылаулы коллекторлары бар көптеген кен орындары бар, бұл қабаттың мұнай қайтарымын арттыру үшін оларды егжей-тегжейлі зерделеуді талап етеді.

Мақсаты. Осы жұмыстың мақсаты жарықты-саңылаулы карбонатты коллекторлардан мұнай өндірудегі әлемдік тәжірибені зерттеу және талдау негізінде мұнай өндірудің түпкілікті коэффициентін арттыруға бағытталған жаңа технологиялық тәсілдерді ғылыми негіздеу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Осы зерттеу шеңберінде әртүрлі агенттерді, атап айтқанда газ бен суды карбонатты қабаттарға айдауды модельдеу бойынша жұмыстар жүргізілді, ол карбонатты қабаттардың жарықшақты-кеуекті құрылымының ерекшеліктерін ескеретін егжей-тегжейлі геологиялық-гидродинамикалық модельдер жасауды және ECLIPSE™ бағдарламалық өнімін пайдалана отырып, агенттерді айдаудың әртүрлі сценарийлері үшін симуляциялар жүргізуді қамтыды (Schlumberger). Газды айдау олардың мұнайды ығыстыру тиімділігіне әсерін бағалау үшін қабаттың әртүрлі бөліктерінде жүргізілді.

Нәтижелері. Кен орнының секторлық моделіндегі зерттеу көрсеткендей, өндірістің ең үлкен көлеміне қабаттың жоғарғы бөлігінің перфорациясы кезінде қол жеткізіледі. Бұл жағдайда айдалатын газ бен мұнай ағынының араласуы байқалады, бұл мұнай өндірудің тиімділігін едәуір арттырады. Қабаттың ортасына және төменгі бөлігіне перфорацияланған нұсқалар газдың аз тиімді поршеньді ығыстырылуын көрсетеді. Карбонатты коллекторға су айдау бойынша эксперименттік модельдеу су айдау жарықшақтылықтың дамыған жүйесінен флюидтің біркелкі жылжуына әкелетінін анықтады. Трассерлік зерттеулерді талдау айдау ұңғымасының, әсіресе объектінің оңтүстік бөлігінде тұрақты суландыру арнасының қалыптасуына елеулі әсер ететінін растады, бұл өндірілетін өнімнің сулануының ұлғаюына әкеледі.

Қорытынды. Модельдеу қыртыстың жоғарғы бөлігінің перфорациясымен газды айдау көмірсутектерді неғұрлым көп өндіруді қамтамасыз ететінін көрсетті. Перфорация аралығын оңтайландыру болашақ әзірлеу стратегияларында өндіруді арттыру үшін маңызды фактор болып табылады. Суды айдау тәжірибесі карбонат коллекторларындағы жарықшақтықтың дамыған жүйесі өндірілетін өнімнің сулануын арттыра отырып, флюидтің біркелкі жылжуына әкелетінін анықтады. Ток жібермейтін технологияларды қолдану осы әсерді төмендетіп, өндіру тиімділігін арттыру мүмкін. Карбонатты коллекторларға әсер етудің әртүрлі әдістері мұнай беру коэффициенттерінде едәуір айырмашылықтарды көрсетеді, бұл өндіру процестерін оңтайландыру үшін модельдеу маңыздылығын көрсетеді.

Негізгі сөздер: карбонаттар, гидравликалық трещиндету, су басу, қабат қысымын сақтау, мұнай өндіруді арттыру, ұқсас кен орындары, технологияны шолу, химиялық әдістер, бу айдау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жолдыбаева Ө.Т., Похилюк М.В., Күнжарықова К.М. Карбонатты кеңестерде мұнай қабылдауын арттыру үшін үшінші әдістерді қолданудың тиімділігін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 61–76 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>.

Введение

Эффективность разработки месторождения зависит не только от его геологического строения, но и от технического уровня разработки месторождения. Принятие различных параметров разработки, таких как целевое значение поддержания давления, параметры закачки, схема расположения скважин и пр., для одного и того же пласта приведёт к разным характеристикам закачки воды [1]. Параметры закачки воды оптимизируются путем моделирования коллектора. Целевое значение поддержания давления, тип скважины, схема расположения скважин, расстояния между скважинами и темпы добычи оптимизируются для обеспечения эффективных уровней извлечения углеводородов (далее – УВ) в карбонатном коллекторе [1].

В настоящее время около 40% мировой добычи нефти связано с карбонатными коллекторами. Карбонатные месторождения представляют собой залежи лёгкой нефти с различным содержанием сероводорода, находящиеся на больших глубинах и часто характеризующиеся аномально высокими пластовыми давлениями и температурами. Характер и сочетание пористых и трещиноватых коллекторов делают эти отложения уникальными, что затрудняет идентификацию полного аналога по всем параметрам подобия отложений. Однако можно сравнить между собой залежи по разным критериям и увидеть множество частичных аналогов. Несмотря на качественное разнообразие коллекторских свойств различных карбонатных коллекторов, учеными и специалистами нефтегазовой сферы были выявлены общие генетические характеристики: пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность.

Материалы и методы

С целью изучения процессов вытеснения в трещиноватых карбонатных коллекторах нами проведён промысловый опыт по закачке индикаторов, а также осуществлено моделирование ППД путём нагнетания газа. Экспериментальные исследования проводились с помощью моделирования процессов закачки, а также трассерного моделирования с использованием программного продукта ECLIPSETTM компании Schlumberger на геолого-гидродинамических моделях карбонатных коллекторов.

В рамках данного исследования также проведён обзор и анализ мирового опыта извлечения запасов углеводородов на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам

Особенности строения карбонатных коллекторов

Для анализа особенностей геологического строения таких коллекторов следует обратить внимание на факторы, способствовавшие накоплению карбонатных осадков. К ним относят: обилие животного и растительного бентоса, поставляющего карбонатный материал; отсутствие привноса песчано-алевритового и кремнистого материала, наличие которого вызывает помутнение вод, уменьшение светопроницаемости и способствует разрушению известковых частиц; длительное прогибание бассейна, обеспечивающее аккумуляцию мощных карбонатных осадков при одновременном сохранении мелководных условий; наличие соответствующей температуры и солёности вод, благоприятных для развития бентоса [2].

Идеальными источниками для формирования высокоёмких коллекторов являются рифовые структуры, обладающие определёнными характеристиками, такими как высокая эффективная мощность, зональная организация, плавная фациальная изменчивость и чёткое обособление от вмещающих отложений. Различия в процессе накопления карбонатов могут быть обусловлены климатическими условиями, гидродинамическим режимом, физическими характеристиками осадочного бассейна, химическими особенностями и температурой воды [2]. Отложения в карбонатных толщах верхнего девона распределены по площади и разрезу неравномерно и приурочены в основном к территориям обширных палеошельфов. Основным фактором риска при поиске месторождений УВ является качество покрышек [3].

Помимо условий, определяющих формирование карбонатного осадка, важно учитывать и длительные постседиментационные процессы, которые приводят к образованию двух основных факторов: трещиноватости, способствующей фильтрации флюидов, и вторичной пустотности, возникновение которой в основном обусловлено процессами растворения и выщелачивания. Характерной особенностью нефтяного резервуара является то, что вторичные преобразования породы оказывают контрольное влияние на качество резервуара, внося как положительные, так и отрицательные изменения. Это существенно усложняет прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) пласта. Для решения этих проблем необходимо поддерживать высокий уровень контроля разработки месторождения, включая охват всех скважин промысловыми исследованиями [3, 4].

Сложная структура пустот в карбонатных отложениях обусловлена повышенной растворимостью пород под воздействием различных факторов, таких как химический состав и скорость движения подземных вод, температура, давление и др. Растворимость кристаллических веществ зависит от характеристик растворителя и термодинамических условий. Влияние кальцита на растворимость доломита остаётся предметом обсуждения, однако ясно, что его увеличение в растворе неизбежно приводит к изменению соотношения растворимости кальцита и доломита. В некоторых случаях доломит ведёт себя как инертный компонент, в других случаях – растворяется более интенсивно по сравнению с кальцитом.

Несмотря на качественное разнообразие ФЕС карбонатных коллекторов, были выявлены общие черты, которые приведены в научных трудах К.И. Багринцевой в 1977 г. [2].

Обзор и анализ мирового опыта извлечения запасов углеводородов на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам

Для научного обоснования новых технологических решений, направленных на увеличение конечного коэффициента нефтеизвлечения (далее – КИН), в первую очередь необходимо провести изучение мирового опыта по извлечению нефти на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Гавар (Саудовская Аравия) – крупнейшее по запасам нефти нефтегазовое месторождение-гигант в Саудовской Аравии и наибольшее месторождение нефти в мире, расположенное в бассейне Персидского залива. Залежи на глубине 1500–3000 м. Геологические запасы нефти оцениваются 20 млрд т [5, 6]. Более половины совокупной добычи нефти Саудовской Аравии обеспечивает месторождение Гавар. Месторождение Гавар было обнаружено в 1948 г. Производство началось в 1951 г. и достигло пика 5,7 млн барр./сут в 1981 г. [5].

Гавар расположился в антиклинали на основном разломе пласта, относящегося к карбону, около 320 млн лет назад. Породы бассейна представляют собой юрские D-известняки с исключительной пористостью, доходящей до 35%, шельфовые отложения глин и известняков с 5%-ным содержанием органики (хорошими нефтематеринскими считаются породы с содержанием органики порядка 1–2%) и подложку из коры выветривания, содержащую непроницаемые ангидриты. Высокие технико-экономические показатели разработки достигнуты по верхнемеловым трещиновато-кавернозным коллекторам, но, как правило, технология заводнения характеризуется более низкими темпами добычи нефти и КИН

при более высокой обводнённости в сравнении с терригенными коллекторами. Пластовое давление на месторождении поддерживается законтурным заводнением [5, 7].

В рамках анализа разработки месторождения было выявлено явное падение давления в период консервации в нескольких скважинах, сосредоточенных вокруг локализованной области производственной зоны Харад (Южный Гавар). После исключения всех возможных антропогенных причин (например, добычи) имеющиеся данные указывали на геомеханическое объяснение наблюдаемой депрессии давления. Повторное открытие и/или распространение трещин, возможно, связанных с неотектонической активностью в период восстановления порового давления (после начального периода первичного истощения), является наиболее правдоподобным объяснением. Характеристика и моделирование трещин указывают на наличие естественных трещин. Недавние сейсмические события, зарегистрированные в районе исследования и вокруг него, также подтверждают предлагаемое объяснение. Обсуждается влияние предложенной геомеханической связи на характеристики коллектора [5].

Абхайк (Саудовская Аравия) – ещё одно нефтяное месторождение в Саудовской Аравии, одно из крупнейших в мире, также входящее в нефтегазоносный бассейн Персидского залива [8]. Открыто в 1940 г., разрабатывается с 1946 г. Начальные промышленные запасы нефти составляют 1207 млн т. Приурочено к антиклинальной складке размером 70 x 20 км. Залежи пластовые, сводово-высокие. Продуктивные известняки верхней юры на глубине 1700–2000 м. Разрабатывается горизонт толщиной 60–65 м. Коллектор порово-трещинный, пористость 20–25%, проницаемость до 500 мД. Начальное пластовое давление 17,8 МПа, пластовая температура 74°С. Для поддержания пластового давления (далее – ППД) в северной части месторождения производится закачка газа, в южной – воды [8, 9]. Нефтепроводы проложены до порта Сайды и порта Рас-Таннура [10, 11].

Дацин (КНР) – крупнейшее месторождение в Китае. Располагается в провинции Хэйлунцзян, между реками Сунгари и Нуньцзян. Открыто в 1959 г. Залежи на глубине 1000–4000 м. Геологические запасы нефти составляют 6,6 млрд т, природного газа – 1 трлн м³. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, высокой неоднородностью коллекторов. Петрофизические свойства пород особенные, так как эти вулканические породы сочетают сложные особенности карбонатного коллектора [12, 13].

С 1972 по 1993 г. на нефтяном месторождении Дацин были проведены четыре пилотных испытания полимерного заводнения (далее – ПЗ), в частности, на карбонатный пласт Чансин, и были получены относительно положительные результаты: КИН увеличился более чем на 10% [14].

Закачка полимера была начата с концентрацией 915 ppm. Приблизительно 0,6 PV раствора было закачено в каждый опытный образец, что привело к значительному снижению обводнённости и, соответственно, увеличению добычи нефти. Результаты экспериментальных работ были сопоставлены с числовым симулятором и интерпретированы с точки зрения описания коллектора. Параметры закачки были оптимизированы с точки зрения вязкости и размера порций, чтобы распространить процесс на все месторождение [13, 15–17].

Кантарелл (Мексика) [18] – супергигантское нефтяное месторождение Мексики, которое находится в заливе Кампече. Открыто 1976 г. Освоение началось в 1981 г. Нефтеносность связана с отложениями юрского возраста. Кантарелл представляет собой комплекс нескольких месторождений: Нооч, Чак, Акаль, Куц, Иксток и Сиил. Запасы нефти составляют 2,7 млрд т. Продуктивные пласты месторождения представлены карбо-

натными породами с приблизительно пористостью 8%. Месторождение было открыто с первоначальным высоким давлением. Продуктивные пласты залегают на глубине 2300 м от уровня моря. Пористость пластовых пород представлена на 65% первичной пористостью и на 35% трещинами [18,19]. Оператором месторождения является мексиканская нефтяная компания Pemex [20]. Для поддержания добычи на Кантарелле компания Pemex в 1997 г. разработала проект закачки в продуктивные пласты по 1,2 млрд куб. футов азота и пробурила 190 эксплуатационных скважин. КИН составил 0,3. В результате добыча увеличилась почти в 2 раза. Плотность нефти 0,778–0,980 г/см³, содержание серы – 0,10–5,84% [18–21].

Описание модели и результаты эксперимента на секторной модели по влиянию интервалов перфорации и закачки газа на добычу жидких углеводородов

Для изучения возможности максимизации добычи нефти и компонентов C₅₊ был проведён эксперимент по включению различных интервалов перфораций нефтяного пласта месторождения X. Эксперимент проводился на секторной модели, выделенной из центральной части мелкоячеистой геологической

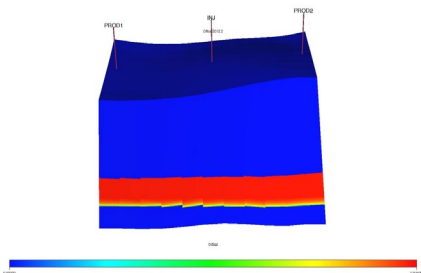


Рисунок 1. Куб насыщенности ЖУ и расположение скважин
Figure 1. LH saturation cube and well location

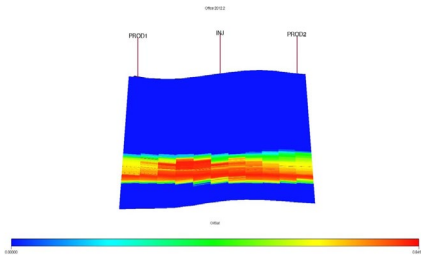


Рисунок 2. Куб остаточной насыщенности ЖУ при перфорации верхней части III пласта
Figure 2. LH residual saturation cube during the perforation of the upper part of the III formation

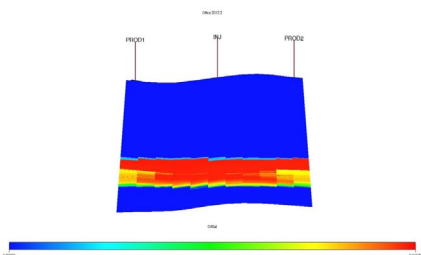


Рисунок 3. Куб остаточной насыщенности ЖУ при перфорации середины III пласта
Figure 3. LH residual saturation cube during the perforation of the middle of the III formation

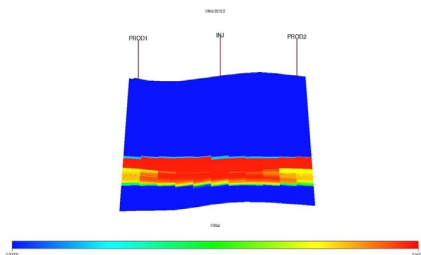


Рисунок 4. Куб остаточной насыщенности ЖУ при перфорации нижней части III пласта
Figure 4. LH residual liquid saturation during the perforation of the lower part of the III formation

модели всего резервуара, включающего три объекта (рис. 1). Использование мелкочаеистой геологической модели позволяет минимизировать потери данных ФЕС пласта, связанных с процессом укрупнения (upscaling).

Размер секторной модели – 7 (X) × 11 (Y) ячеек, имеет 1850 слоев по вертикали (Z). Средний размер ячеек равен 150 × 150 × 0,83 м. Размер модели равен 1050 × 1650 × 1040 м. Пласты I и II разделены непроницаемым слоем глины. Между II и III пластами на участке сектора отсутствует глинистые разделы. Рассматриваемый пласт состоит из 350 ячеек по вертикали, занимающих в модели слои с 1380-го по 1730-й. В модели также присутствуют две добывающие (PROD1 и PROD2) и одна нагнетательная (INJ) скважина, расположенная на расстоянии 700 м от добывающих. Скважины расположены на расстоянии 700 м между добывающими и нагнетательной скважинами.

Характер насыщения и свойства пластовых флюидов близки к начальным. Начальное пластовое давление, заданное в секторе исследованной мелкочаеистой модели, приведено на глубину -4700 м в размере 57 МПа. Контроль добывающих скважин установлен на нижний предел забойного давления, равный 13 МПа, и добычу 2500 м³/сут жидких углеводородов (далее – ЖУ). Контроль нагнетательной скважины установлен на закачку 40% добытого газа.

В рамках эксперимента поочередно варьировались интервалы перфораций добывающих скважин III пласта. Перфорация нагнетательной скважины проведена в кровлю II пласта. На основании секторной модели были просчитаны три варианта перфораций добывающих скважин: верхняя часть III пласта, середина III пласта и нижняя часть III пласта. Интервалы перфораций приведены в табл. 1. Интервал перфорации каждой добывающей скважины составляет 240 ячеек.

Расчёт был проведён на 10000 дней, что приблизительно равно 28 годам. Результаты расчётов приведены на рис. 2–7.

Результаты эксперимента закачки газа в разные интервалы пласта

Результаты проведённого эксперимента демонстрируют, что наибольшие объёмы добычи ЖУ и газа показал вариант с перфорацией верхней части III пласта. В вариантах с перфорацией в нижнюю часть и середину III пласта по остаточной нефтенасыщенности закачиваемый газ «поршневым» методом вытесняет нефть, что вызывает незначительное смещение газонефтяного контакта (далее – ГНК) в сторону нефтяной оторочки. В процессе расчёта этих вариантов не происходит проры-

Таблица 1. Интервалы перфорации скважин, м
Table 1. Well perforation intervals, m

Название варианта Option name	Название скважины Well name		
	PROD1	PROD2	INJ
TOP_3	1380–1620	1380–1620	852–1090
MID_3	1420–1660	1450–1690	852–1090
BOT_3	1460–1700	1490–1730	852–1090

вов газа из II пласта в добывающие скважины, соответственно, добыча газа в этих вариантах связана с попутным газом. Объёмы закачки газа во всех вариантах зависели от объёмов добычи и составили 40% от добываемого газа. Добыча нефти происходит в основном благодаря горизонтальной проницаемости.

В случае перфорации в верхней части III пласта видно, как добыча из соседних ячеек снижает давление в зоне ГНК, что позволяет газу газовой шапки, расширяясь в сторону III пласта, двигаться к добывающим скважинам. Большие объёмы добычи приводят к большим объёмам закачиваемого газа. Вариант TOP_3 значительно выделяется по показателям добычи газа, жидких углеводородов и закачке газа, что говорит о прямой зависимости между объёмами закачиваемого газа и объёмами добычи ЖУ. Основным отличием варианта TOP_3 является «смешивающийся поток» закачиваемого газа и ЖУ, вызванный перфорацией в зоне ГНК, в сравнении с «поршневым» вытеснением вариантов MID_3 и BOT_3. Для организации подобного смешивающегося потока рекомендуется применить перфорацию, типичную для варианта TOP_3, и увеличение объёмов закачки, что было использовано при расчётах модифицированных вариантов, рассматриваемых в настоящей работе.

Данный эксперимент проводился для сравнения эффективности различных интервалов перфорации. На основании результатов сравнения обосновываются интервалы перфораций проектных скважин. Выбор наиболее эффективной перфорации в проектных скважинах в будущих прогнозах приведёт к увеличению добычи ЖУ. Дополнительным результатом проведённого исследования является важность объёмов закачки газа и совместной эксплуатации пластов II и III.

Результаты промысловых экспериментов с закачкой воды в карбонатный коллектор

Анализ энергетического состояния месторождения с карбонатным коллектором имеет определенные трудности из-за сложного геологического строения, ухудшенных коллекторских свойств пластов и наличия трещин. Пласты карбонатной толщи обладают низкой

проницаемостью и преобладающей системой трещиноватости, что приводит к сложно прогнозируемым результатам используемой системы заводнения.

В ходе эксплуатации нефтяных скважин на месторождении N пластовое давление в призабойной зоне резко падало, что означает совершенную изоляцию водонапорной системы. С востока и запада нефтяные залежи ограничены тектоническими нарушениями, которые полностью экранируют залежи от воздействия законтурной зоны. Влияние подошвенной воды также отсутствует, т.к. нет сообщения в пределах карбонатной толщи в вертикальном направлении из-за многопластового характера эксплуатационного объекта, поэтому до внедрения системы ППД нефтяная залежь разрабатывалась при упруго-замкнутом режиме.

Результаты трассерных исследований показывают, что продвижение флюида по пласту происходит неравномерно из-за сообщаемости трещин, и влияние закачки может проявиться в отдалённых скважинах, в то время как в зонах дренирования соседних скважин пластовое давление может сохранять негативную динамику. Нагнетательная скважина 2 (рис. 8) оказывает влияние на значительную часть разрабатываемого объекта, игнорируя как мелкие тектонические нарушения блока, так и работу других нагнетательных скважин. Это говорит о наличии хорошо развитой системы трещин в этой части месторождения. Основной поток закачиваемой жидкости отмечен в южном направлении от нагнетательной скважины. Выход индикатора в этом направлении в значительных количествах зафиксирован во многих скважинах, что говорит о формировании

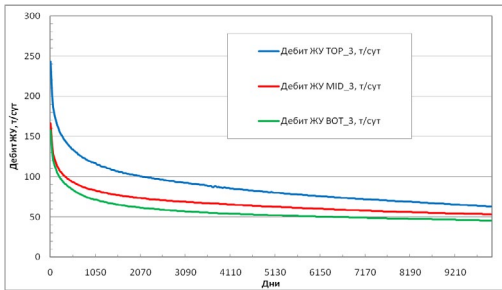


Рисунок 5. Дебит ЖУ по вариантам
Figure 5. LH flow rate by options

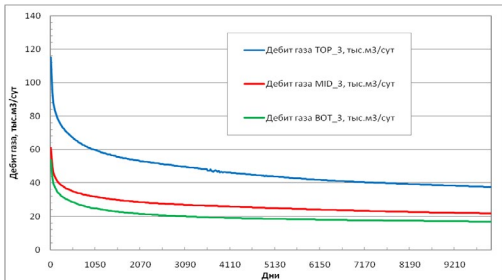


Рисунок 6. Дебит газа по вариантам
Figure 6. Gas flow rate by options

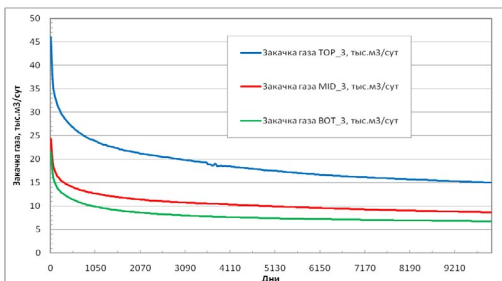


Рисунок 7. Закачка газа по вариантам
Figure 7. Gas injection by options

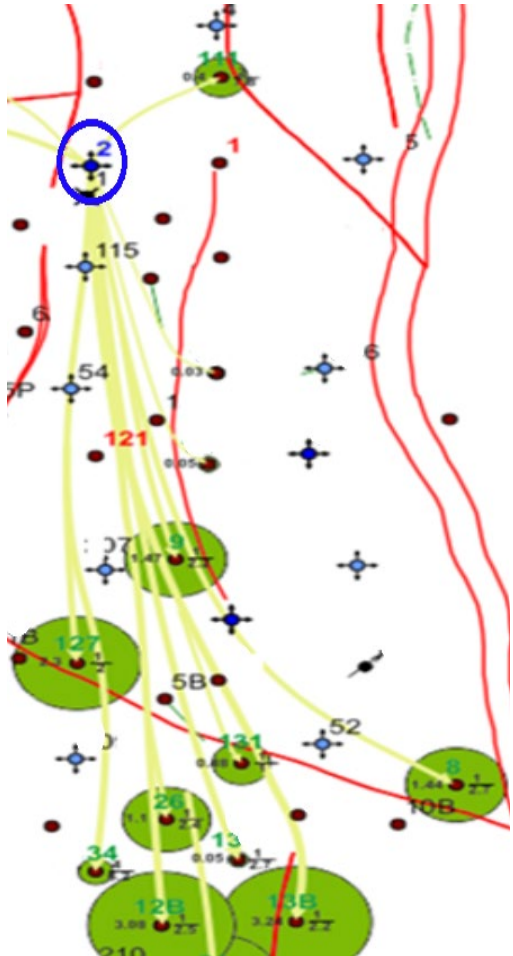


Рисунок 8. Схема основных трасс перемещения индикатора со скважины 2
Figure 8. Diagram of the main routes for moving the indicator from well 2

устойчивого канала обводнения от нагнетания и непроизводительной закачки скважины. В данном случае необходимо рассматривать потокоотклоняющие технологии для более равномерного распределения закачиваемой воды и уменьшения обводнённости добываемой продукции в скважинах.

Данный эксперимент показывает, что в карбонатном коллекторе закачка воды может привести к прорывам в добывающих скважинах, т.к. в трещиноватом коллекторе присутствует высокая гидродинамическая связь как по вертикали, так и по латерали. На блок-диаграмме (рис. 9) приведено распределение извлечённого индикатора (трассера) в добывающих скважинах. Это говорит о том, что в данных скважинах не просто поддерживается пластовое давление, но и существует реальный прорыв воды и, соответственно, рост обводнённости.

Анализ КИН по месторождениям с карбонатными коллекторами

Для однопорových коллекторов КИН определяется такими параметрами, как коэффициент вытеснения и коэффициент охвата, определяемыми исследованиями керна, в то время как для трещиноватых (карбонатных) коллекторов формула расчёта КИН не столь очевидна. Поскольку поток между матрицей и трещиной не является линейным параметром, его можно рассматривать как дополнение в уравнении для расчёта коэффициента извлечения.

Коэффициент извлечения матричных компонентов в трещиноватых коллекторах трудно определить. Он нелинейно зависит от эффективности вытеснения матрицы, а также эффективности охвата, которая, в свою очередь, зависит от размера блока матрицы, капиллярного давления и типа смачиваемости

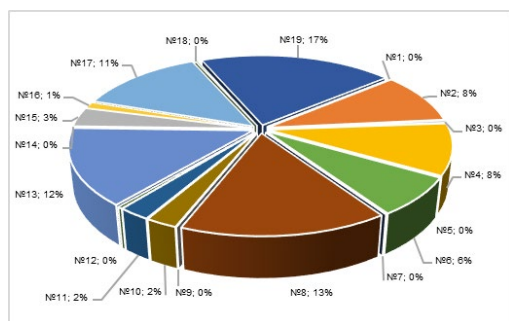


Рисунок 9. Распределение извлеченного индикатора флуоресцеина натрия по добывающим скважинам

Figure 9. Distribution of the extracted sodium fluorescein indicator among production wells

породы. Например, в чисто гидрофобном резервуаре при закачке воды вымываются только трещины. Следовательно, извлечение пласта будет определяться только извлечением нефти из трещин. Коэффициент смещения вдоль трещины определяется степенью залечивания трещины, а коэффициент охвата определяется степенью связности системы трещины. В водонасыщенных коллекторах коэффициент извлечения состоит из коэффициента извлечения трещины и коэффициента извлечения материнской породы, весовое соотношение которых определяется объёмом трещины и материнской породы. Матрица считается смываемой водой до достижения значения остаточной нефтенасыщенности.

В смешанных, смачиваемых породами коллекторах общее извлечение также является суммой извлечения из трещины и извлечения матрицы и определяется весовым отношением матрицы к объёму трещины, но расчёт извлечения по матрице становится более сложным. В данном случае извлечение матрицы зависит от коэффициента вытеснения, определённого для карбонатной основы, а также от доли гидрофильной породы в общем объёме карбонатной матрицы и доли «крупных» блоков. Вода прорывается через трещину первой, и процесс вытеснения водой нефти из матрицы происходит значительно медленнее. Это может привести к быстрому обводнению нефтяных скважин, но матрица в этом случае также участвует в процессе добычи нефти. Для гидрофобных и смешанных коллекторов нефтеотдача значительно снижается. Для данного типа коллектора характерны быстрый прорыв воды и отсутствие (или значительное снижение) выработок по трещинам из-за смещения капиллярного давления гидрофобной матрицы во внешней депрессии, размер блока матрицы мал, а гидрофильная часть имеет смешанную смачиваемость, порода в пласте фактически не работает.

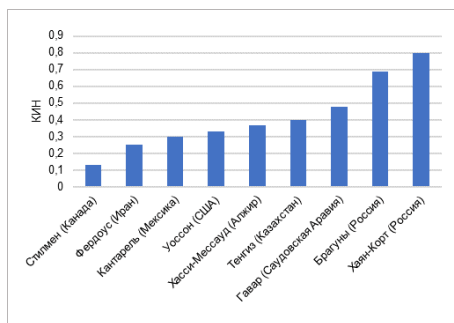


Рисунок 10. КИН по месторождениям

Figure 10. Oil recovery factor by field

Можно сделать некоторые оценки коэффициента извлечения карбонатных отложений, который зависит от коэффициента извлечения трещины, который, в свою очередь, зависит от эффективности вытеснения по трещине, а коэффициент охвата зависит от степени связности системы трещин.

Конечный КИН в карбонатных трещиноватых коллекторах зависит от:

1) КИН для трещин – коэффициента вытеснения, коэффициента охвата вытеснением;

2) КИН для матрицы – коэффициента вытеснения для матрицы, коэффициента охвата вытеснением;

3) размеров матричных блоков;

4) капиллярного давления;

5) гидрофильности, гидрофобности.

Извлекаемые запасы коллекторов карбонатных пород подразделяются на коренные запасы, образованные за счёт исходных (естественных) условий разработки, и вторичные запасы за счёт мероприятий по модификации коллектора. На рис. 10 показан коэффициент извлечения нефти по месторождениям с применением методов повышения нефтеотдачи (далее – МПН) на поздней стадии разработки. МПН во всех вариантах являются вынужденной мерой, обусловленной малоэффективными методами разработки месторождений на начальной стадии.

Как видно на рис. 10, КИН на карбонатном коллекторе с разными методами воздействия на пласт даёт разные конечные результаты.

С 1990-х гг. МПН пластов были опробованы на 176 месторождениях, в т.ч. на 243 объектах разработки с начальными равновесными запасами нефти 2,6 млрд т. Помимо этого, нефтяные компании завершили или остановили работы по методам испытаний по 64 объектам (информация по более поздним данным отсутствует). Более половины затронутых первоначальных запасов были рассчитаны с использованием физико-химических и газовых методов воздействия на пласт [22].

Закачка углекислого газа, непрерывная или чередующаяся с водой, стала доминирующим МПН в карбонатных коллекторах в США, в основном благодаря наличию подходящих месторождений CO_2 . Данные США показывают, что около 22% общего объёма извлекаемых запасов нефти в стране приходится на карбонатные коллекторы.

Эти коллекторы находятся более чем в 14 штатах, но более 70% извлекаемых запасов сосредоточены в Техасе и Нью-Мексико, в основном в Пермском бассейне. Хотя регионы Пермского бассейна Западного Техаса и Юго-Восточного Нью-Мексико при-

ближаются к стадии зрелости, потенциал для увеличения нефтеотдачи остается высоким. По последним оценкам, в Пермском бассейне содержится около 30 млрд барр. подвижной нефти, что подчёркивает стратегическую важность технологий увеличения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов и их влияние на общую добычу нефти в США [22].

Наблюдается увеличение числа проектов по закачке газа в карбонатные коллекторы, превышающее количество термических проектов с 2002 г. Почти 40% этих проектов реализуются на карбонатных коллекторах. Закачка CO_2 эффективно используется в зрелых коллекторах, особенно в связи с наличием естественных источников CO_2 и близостью транспортных трубопроводов к нефтяным месторождениям преимущественно в Пермском бассейне. Помимо CO_2 , закачка азота также является эффективным методом увеличения добычи нефти, особенно для глубоких нефтяных коллекторов США [23, 24]. Этот метод применяется в США с середины 1960-х гг., и было реализовано много проектов, включающих карбонатные коллекторы в различных штатах. Примеры месторождений США с закачкой газа приведены в табл. 2.

Маленький нефтяной доломитовый коллектор, такой как месторождение Дельфин, с оценёнными запасами нефти 6,3 млн барр. продемонстрировал увеличение КИН на 20% благодаря закачке газа [25].

Непрерывная закачка пара не является распространённым МПН, используемым в карбонатных коллекторах; два таких проекта были выявлены на месторождениях Гарланд и Йейтс (табл. 3).

Химические МПН в США достигли своего расцвета в 1980-х гг. Общее количество активных проектов достигло пика в 1986 г., причем ПЗ стало самым важным химическим методом [23].

В период до 1990-х гг. ПЗ было весьма популярным в США и достигло пика в 1986 г. со 178 активными проектами. В то время дополнительная добыча нефти росла в диапазоне от 3 до 18%. В табл. 4 показаны примеры применения ПЗ в карбонатных месторождениях США в период с 1960 по 1990 гг.

Например, разрабатывая пласт Эмбар месторождения Байрон, с 1982 г. началась полимерная закачка. Уже через три года был получен положительный эффект. В 1983 г. на месторождении Вакуум началось ПЗ. В течение разработки месторождения с закачкой полимера добыча достигла своего пика и оставалась на уровне 3500 барр./сут (14 добывающих скважин) около трех лет; с начала 1985 г. производство начало снижаться, а добыча воды увели-

Таблица 2. Интервалы перфорации скважин
Table 2. Well perforation intervals

Местоположение Location	Месторождение Field	Пласт / Коллектор Formation / Collector	Тип пласта Formation type	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глубина, футы Depth, feet
Техас / Texas	Блок 31 / Block 31	Девонский / Devonian	Известняк / Limestone	12,0	5	8600
Алабама / Alabama	Чанчула / Chanchulla	Полевой юнит / Field Unit	Смаковер / Smackover	12,4	10	18500
Флорида / Florida	Блэджек Крик / Blackjack Creak	Смаковер / Smackover	Карбонатный / Carbonate	17,0	105	16150
Техас / Texas	Андектор / Andektor	Элленбургер / Ellenburger	Доломит / Dolomite	3,8	2000	8835
Флорида / Алабама Florida / Alabama	Джей-Литтл Эскамбия Крик / Jay-Little Escambia Crick	Смаковер / Smackover	Известняк / Limestone	14,0	35	15400
Техас / Texas	Йейтс / Yeats	Грейбург / Сан-Андрес Greyburg / San-Anders	Доломит / Dolomite	17,0	175	1400

Таблица 3. Применение закачки пара в карбонатных коллекторах США
Table 3. The use of steam injection in the US carbonate reservoirs

Местоположение Location	Месторождение Field	Пласт / Коллектор Formation / Collector	Тип пласта Formation type	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глубина, футы Depth, feet
Техас / Texas	Йейтс / Yeats	Сан-Андрес / San-Andres	Известняк / Limestone	17,0	175	1400
Вайоминг / Wyoming	Гарленд / Garland	Мэдисон / Madison	Доломит / Dolomite	15,5	10	4250

Таблица 4. Применение ПЗ в карбонатных коллекторах США
Table 4. The use of PF in the US carbonate reservoirs

Местоположение Location	Месторождение Field	Пласт / Коллектор Formation / Collector	Тип пласта Formation type	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глубина, футы Depth, feet
Канзас / Kansas	Бэйтс Юнит / Bates Unit	Миссисиппи / Mississippi	Известняк / Limestone	15,5	19,7	3700
Нью-Мексико / New-Mexico	Вакуум / Vacuum	Сан-Андрес / San-Andres	Доломит / Dolomite	10,6	21	4700
Оклахома / Oklahoma	Фиттс / Fitts	Виола / Viola	Известняк / Limestone	13,6	18,5	3900
Оклахома / Oklahoma	Фиттс / Fitts	Кромвелл 60 / Cromwell 60	Известняк / Limestone	17,5	6,6	3250
Оклахома / Oklahoma	Балко Саут / Balco South	Канзас-Сити / Kansas City	Известняк / Limestone	21	535	6100
Техас / Texas	Гарза / Harza	Сан-Андрес / San-Andres	Известняк / Limestone	19,8	4,1	2900
Техас / Texas	Уэстбрук / Westbruck	Клирфорк / Clearfork	Доломит / Dolomite	7,4	6,3	3000
Техас / Texas	Люси Н. / Lucie N.	Пенсильванская / Pennsylvanian	Известняк / Limestone	9,7	30	7640
Техас / Texas	Левелланд / Levelland	Сан-Андрес / San-Andres	Доломит / Dolomite	10	0,6	4720

чиваться [26, 27]. ПЗ на месторождении признано успешным в плане увеличения конечной добычи нефти.

Несмотря на то, что закачка поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) в основном применяется для песчаников, а также учитывая, что добыча нефти из трещиноватых месторождений может происходить за счёт процессов впитывания воды и вытеснения нефти из породы в трещины, использование ПАВ является привлекательным также и в карбонатных пластах [28–31].

В пилотных проектах Ятис [32], а также на месторождении Коттонвуд, расположенном в бассейне Байхорн (штате Вайоминг) [33], проведены испытания закачки ПАВ. Технология продемонстрировала свою способность к увеличению добычи нефти и продлению срока эксплуатации месторождения, при этом проекты остаются экономически целесообразными.

Заключение

Моделирование закачки газа в разные интервалы пласта, проведённое в рамках настоящего исследования, показало, что наибольшие объёмы добычи достигаются при перфорации верхней части III пласта. При этом наблюдается снижение давления в зоне газонасыщенной карнизы, что способствует расширению газовой шапки и движению газа к добывающим скважинам. Особенно выделяется вариант TOP_3, где наблюдаются высокая добыча газа, жидкости и объёмы закачки газа. Выбор эффективных интервалов перфорации для проектных скважин может увеличить добычу жидкости. Также необходимо подчеркнуть важность объёмов закачки газа и совместной эксплуатации пластов II и III.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Жолдыбаева А.Т. – написание статьи, сбор материалов и моделирование технологий МУН, Похилюк М.В. – написание и редактирование статьи, сбор, обработка и анализ данных

Второй эксперимент с закачкой воды в карбонатный коллектор показал, что трещиноватость пласта влияет на неравномерное продвижение флюида и может вызвать прорывы в добывающих скважинах. Результаты трассерных исследований свидетельствуют о неоднородности перемещения индикатора и формировании устойчивого канала обводнения. Потокотклоняющие технологии могут способствовать равномерному распределению закачиваемой воды и уменьшению обводнённости добываемой продукции в скважинах.

Конечные результаты коэффициентов нефтеотдачи карбонатных коллекторов при разных методах воздействия на пласт существенно отличаются. Более половины начальных запасов карбонатных коллекторов в США разрабатываются с применением физико-химических и газовых методов. За последнее десятилетие закачка газа, в частности, CO₂ стала преобладающим методом для карбонатных месторождений, особенно тех, которые характеризуются низкой проницаемостью.

Химические методы в карбонатных месторождениях исторически внесли относительно небольшой вклад в общее извлечение нефти, что подчёркивает необходимость дальнейших исследований для повышения их экономической целесообразности и применимости, особенно в отдалённых и маломасштабных месторождениях, лишённых непосредственного доступа к источникам газа, включая CO₂.

В заключение необходимо отметить важность изучения и проведения опытно-промышленных испытаний по применению методов увеличения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах.

для моделирования, Кунжарикова К.М. – анализ и проверка результатов, предоставление консультаций.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Assel T. Zholdybayeva – writing an article, collecting materials and modeling the EOR technologies; Marina V. Pokhilyuk –

writing and editing the article, collecting, Klara M. Kunzharikova – analysis and verification processing and analyzing data for modeling; of results, provision of consultations.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Wei Ch., Li Y., Song B., et al.* Waterflooding surveillance and optimization for a super-giant carbonate reservoir // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Октябрь 27–29, 2014; Амстердам, Нидерланды. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/14ATCE/All-14ATCE/SPE-170621-MS/211650>. Дата обращения: 27.01.2024.
2. *Багринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва : РРГУ, 1999. С. 263–274.
3. *Mirnov R.V., Bakirov R.D., Minkaev V.N.* Geological features of the Bashkir and South Tatar paleoshelfs, that control distribution of seals in the Upper Devonian carbonate deposits // Oil Industry Journal. 2021. Vol. 6. P. 32–37. doi:10.24887/0028-2448-2021-6-32-37.
4. *Morozov V.V., Melnikov S.I., Pozdnyakova V.A., et al.* Improving the carbonate reservoir development by creation of conceptual geological model on the example of the Middle East oilfield (Russian) // OIJ. 2018. Vol. 12. P. 57–59. doi: 10.24887/0028-2448-2018-12-57-59.
5. *Stenger B.A., Ameen M.S., Sa'ad Al-Qahtani, Pham T.* Pore pressure control of fracture reactivation in the Ghawar Field, Saudi Arabia // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь, 29 – Октябрь, 2, 2002; Сан Антонио, Техас, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77642-MS/136088>. Дата обращения: 15.01.2024.
6. *Saleri N.G., Bu-Hulaigah E.H.* Knowledge management in North Ghawar // 17th World Petroleum Congress; Сентябрь 1–5, 2002; Рио-де-Жанейро, Бразилия. Режим доступа: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC17/All-WPC17/WPC-32150/202152?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 20.01.2024.
7. *Buhassan S., Halder S., Tammar H., et al.* Case History: New horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar Field, Saudi Arabia // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference; Март, 8–11, 2015; Манама, Бахрейн. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/15MEOS/All-15MEOS/SPE-172570-MS/182308?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 15.01.2024.
8. *Al-Garni S.A., Wo Yuen B.B., Najjar N.F., et al.* Optimizing production/injection and accelerating recovery of Mature field through fracture simulation model // International Petroleum Technology Conference; Ноябрь 21–23, 2005; Доха, Катар. Режим доступа: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/05IPTC/All-05IPTC/IPTC-10433-MS/29841?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 07.02.2024.
9. *Brown J.S., Engelhardt H.W.* A Case Study of Start-Up Management for a Large Seawater Injection Project // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 23–26, 1979; Лас-Вегас, Невада, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/All-79SPE/SPE-8409-MS/134979>. Дата обращения: 06.02.2024.
10. *El-Ayoubi E.* Southern Area oil operations continuing journey of sustainability // SPE International Conference and Exhibition on Health; Апрель 16–18, 2018; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHSE/proceedings-abstract/18HSE/2-18HSE/D021S014R004/215120?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 07.02.2024.
11. *Sahin A., Menouar H., Ali A.Z., Saner S.* Patterns of variation of permeability anisotropy in a carbonate reservoir // Middle East Oil Show; Июнь 9–12, 2003; Бахрейн. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/03MEOS/All-03MEOS/SPE-81472-MS/137132>. Дата обращения: 08.02.2024.
12. *Борисенко З.Г.* Новая теория и практика пространственного размещения залежей нефти и газа в трещинных коллекторах. Пятигорск : ПГЛУ, 2010. 168 с.
13. *He L., Shushan T., Xiaoshu L., Li Z.* Techniques of reinjecting 100% of produced water in Daqing Oil Field // International Oil & Gas Conference and Exhibition in China; Декабрь 5–7, 2006; Пекин, Китай. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/06IOGCEC/All-06IOGCEC/SPE-100986-MS/141467?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 02.02.2024.
14. *Wang D., Zhang J., Meng F., et al.* Commercial test of polymer flooding in Daqing oil field Daqing petroleum Administrative Bureau // International Meeting on Petroleum Engineering; Ноябрь 14–17, 1995; Пекин, Китай. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/95IMPE/All-95IMPE/SPE-29902-MS/57185>. Дата обращения: 25.01.2024.

15. *Delamaide E., Corlay Ph., Demin W.* Daqing oil field: the success of two pilots initiates first extension of polymer injection in a Giant Oil Field // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium; Апрель 17–20, 1994; Талса, Оклахома, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/94IOR/All-94IOR/SPE-27819-MS/55991>. Дата обращения: 25.01.2024.
16. *Wang D., Cheng J., Wu J., Wang G.* experiences learned after production more than 300 million barrels of oil by polymer flooding in Daqing oil field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь, 29 – Октябрь, 2, 2002; Сан Антонио, Техас, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77693-MS/136063>. Дата обращения: 27.01.2024.
17. *Yaning L., Shicheng Zh., Xiaohan P., Hong D.* Practice and understanding of separate-layer polymer injection in Daqing Oil Field // SPE Prod & Oper. 2011. Vol. 26, N 03. P. 224–228. doi:10.2118/128103-PA.
18. *Guzmann M.S.* Review of a forgotten technology with high potential – the world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, Mexico // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition; Октябрь 14–16, 2014; Москва, Россия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/All-14ROGC/SPE-171239-MS/212066>. Дата обращения: 05.02.2024.
19. *Rodriguez-de la Garza F., Ortega-Galindo R., Garcia-Pietri E.* Gas coning and channeling management in naturally fractured reservoirs with applications to the Akal-Cantarell Field // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference; Апрель 16–18, 2012; Мехико. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/12LACP/All-12LACP/SPE-153393-MS/157787?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 05.02.2024.
20. *Cruz L., Sheridan J., Aguirre E., et al.* Relative contribution to fluid flow from natural fractures in the Cantarell field, Mexico // Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; Май, 31 – Июнь, 30, 2009; Картахена, Колумбия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/09LACP/All-09LACP/SPE-122182-MS/146572?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 06.02.2024.
21. *Daltaban T.S., Lozada M.A., Villavicencio P.A., Torres F.M.* Managing water and gas production problems in Cantarell: A Giant Carbonate Reservoir in Gulf of Mexico // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; Ноябрь 3–6, 2008; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/08ADIP/All-08ADIP/SPE-117233-MS/145242>. Дата обращения: 06.02.2024.
22. *Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E.* EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; Апрель 22–26, 2006; Талса, Оклахома, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/06IOR/All-06IOR/SPE-100063-MS/139672?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.02.2024.
23. ogj.com [internet]. Moritis Report on Enhanced Oil Recovery [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
24. ogj.com [internet]. Moritis G. EOR Continues to Unlock Oil Resources. [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
25. *Heck T.J.* Dolphin Field Overview, Divide County, N.D. // Oil Gas J. 1988. Vol. 86, N 41. P. 79–81.
26. *Manning R.K., Pope G.A., Lake L.W., Willhite P.* A technical survey of polymer flooding projects. Department of Energy; 1983 Sept. Report DOE/BC/10327-19.
27. *Hovendick M.D.* Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico // SPE Res Eng. 1989. Vol. 4, N 03. P. 363–372. doi:10.2118/16722-PA.
28. *Thomas M.M., Clouse J.A., Longo J.M.* Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 1. Model compounds and their influence on mineral wettability // Chemical Geology. 1993. Vol. 109. P. 201–213.
29. *Thomas M.M., Clouse J.A., Longo J.M.* Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 3. Influence on dissolution rates // Chemical Geology. 1993. Vol. 109. P. 227–237.
30. *Yang H.D., Wadleigh E.E.* Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications // SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico; Февраль 2000; Вильяэрмоса, Мехико. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOCEM/proceedings-abstract/00IPCCEM/All-00IPCCEM/SPE-59009-MS/132336>. Дата обращения: 12.02.2024.
31. *Chen H.L., Lucas L.R., Nogaret L.A.D., et al.* Laboratory Monitoring of Surfactant Imbibition Using Computerized Tomography // SPE Res Eval & Eng. 2001. Vol. 4, N 01. P. 16–25.
32. *Levine S., Sigmon R., Douglas S.* Yates Field – Super Giant of the Permian Basin // Houston Geol. Soc. Bull. 2002. Vol. 45, N 3. P. 39–45, 47–49, 51.

33. Xie X., Weiss W.W., Tong Z., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation // SPE/DOE 14th Symposium on IOR; Апрель 2004; Талса, Оклахома, США. Режим доступа: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC8512537/>. Дата обращения: 15.02.2024.

REFERENCES

1. Wei C, Li Y, Song B, et al. Waterflooding surveillance and optimization for a super-giant carbonate reservoir. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Oct 27–29, 2014; Amsterdam, Netherlands. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/14ATCE/All-14ATCE/SPE-170621-MS/211650>.
2. Bagrinceva KI. *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefti i gaza*. Moscow: RGGU, 1999. P. 263–274. (In Russ).
3. Mirnov RV, Bakirov RD, Minkaev VN. Geological features of the Bashkir and South Tatar paleoshelfs, that control distribution of seals in the Upper Devonian carbonate deposits. *Oil Industry Journal*. 2021;6:32–37. doi:10.24887/0028-2448-2021-6-32-37.
4. Morozov VV, Melnikov SI, Pozdnyakova VA, et al. Improving the carbonate reservoir development by creation of conceptual geological model on the example of the Middle East oilfield (Russian). *Oil Industry Journal*. 2018;12:57–59. doi: 10.24887/0028-2448-2018-12-57-59.
5. Stenger BA, Ameen MS, Sa'ad Al-Qahtani, Pham T. Pore pressure control of fracture reactivation in the Ghawar Field, Saudi Arabia. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept, 29 – Oct, 2, 2002; San Antonio, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77642-MS/136088>.
6. Saleri NG, Bu-Hulaigah EH. Knowledge management in North Ghawar. 17th World Petroleum Congress; Sept 1–5, 2002; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC17/All-WPC17/WPC-32150/202152?redirectedFrom=PDF>.
7. Buhassan S, Halder S, Tammar H, et al. Case History: New horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar Field, Saudi Arabia. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference; March, 8–11, 2015; Manama, Bahrain. Available from: <https://onepetro.org/SPEMEOs/proceedings-abstract/15MEOs/All-15MEOs/SPE-172570-MS/182308?redirectedFrom=PDF>.
8. Al-Garni SA, Wo Yuen BB, Najjar NF, et al. Optimizing production/injection and accelerating recovery of Mature field through fracture simulation model. International Petroleum Technology Conference; Nov 21–23, 2005; Doha, Qatar. Available from: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/05IPTC/All-05IPTC/IPTC-10433-MS/29841?redirectedFrom=PDF>.
9. Brown JS, Engelhardt HW. A Case Study of Start-Up Management for a Large Seawater Injection Project. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 23–26, 1979; Las Vegas, Nevada, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/All-79SPE/SPE-8409-MS/134979>.
10. El-Ayoubi E. Southern Area oil operations continuing journey of sustainability. SPE International Conference and Exhibition on Health; Apr 16–18, 2018; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEHSE/proceedings-abstract/18HSE/2-18HSE/D021S014R004/215120?redirectedFrom=PDF>.
11. Sahin A, Menouar H, Ali AZ, Saner S. Patterns of variation of permeability anisotropy in a carbonate reservoir. Middle East Oil Show; June 9–12, 2003; Bahrain. Available from: <https://onepetro.org/SPEMEOs/proceedings-abstract/03MEOs/All-03MEOs/SPE-81472-MS/137132>.
12. Borisenko ZG. *Novaya teoriya i praktika prostranstvennogo razmeshcheniya zalezhej nefti i gaza v treshchinnyyh kollektorah*. Pyatigorsk: PGLU, 2010. 168 p. (In Russ).
13. He L, Shushan T, Xiaoshu L, Li Z. Techniques of reinjecting 100% of produced water in Daqing Oil Field. International Oil & Gas Conference and Exhibition in China; Dec 5–7, 2006; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/06IOGCEC/All-06IOGCEC/SPE-100986-MS/141467?redirectedFrom=PDF>.
14. Wang D, Zhang J, Meng F, et al. Commercial test of polymer flooding in Daqing oil field Daqing petroleum Administrative Bureau. International Meeting on Petroleum Engineering; Nov 14–17, 1995; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/95IMPE/All-95IMPE/SPE-29902-MS/57185>.
15. Delamaide E, Corlay Ph, Demin W. Daqing oil field: the success of two pilots initiates first extension of polymer injection in a Giant Oil Field. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium; Apr 17–20, 1994; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/94IOR/All-94IOR/SPE-27819-MS/55991>.
16. Wang D, Cheng J, Wu J, Wang G. experiences learned after production more than 300 million barrels of oil by polymer flooding in Daqing oil field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept, 29 – Oct, 2, 2002; San Antonio, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77693-MS/136063>.
17. Yaning L, Shicheng Zh, Xiaohan P, Hong D. Practice and understanding of separate-layer polymer injection in Daqing Oil Field. *SPE Prod & Oper*. 2011;26(03):224–228. doi:10.2118/128103-PA.

18. Guzman MS. Review of a forgotten technology with high potential – the world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, Mexico. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition; Oct 14–16, 2014; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/All-14ROGC/SPE-171239-MS/212066>.
19. Rodriguez-de la Garza F, Ortega-Galindo R, Garcia-Pietri E. Gas coning and channeling management in naturally fractured reservoirs with applications to the Akal-Cantarell Field. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference; Apr 16–18, 2012; Mexico City. Available from: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/12LACP/All-12LACP/SPE-153393-MS/157787?redirectedFrom=PDF>.
20. Cruz L, Sheridan J, Aguirre E, et al. Relative contribution to fluid flow from natural fractures in the Cantarell field, Mexico. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; May, 31 – June, 30, 2009; Cartagena, Colombia. Available from: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/09LACP/All-09LACP/SPE-122182-MS/146572?redirectedFrom=PDF>.
21. Daltaban TS, Lozada MA, Villavicencio PA, Torres FM. Managing water and gas production problems in Cantarell: A Giant Carbonate Reservoir in Gulf of Mexico. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; Nov 3–6, 2008; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/08ADIP/All-08ADIP/SPE-117233-MS/145242>.
22. Manrique EJ, Muci VE, Gurfinkel ME. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; Apr 22–26, 2006; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/06IOR/All-06IOR/SPE-100063-MS/139672?redirectedFrom=PDF>.
23. ogj.com [internet]. Moritis Report on Enhanced Oil Recovery [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
24. ogj.com [internet]. Moritis G. EOR Continues to Unlock Oil Resources [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
25. Heck TJ. Dolphin Field Overview, Divide County, N.D. Oil Gas J. 1988;86(41):79–81.
26. Manning RK, Pope GA, Lake LW, Willhite P. A technical survey of polymer flooding projects. Department of Energy; 1983 Sept. Report DOE/BC/10327-19.
27. Hovendick MD. Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico. *SPE Res Eng.* 1989;4(03): 363–372. doi:10.2118/16722-PA.
28. Thomas MM, Clouse JA, Longo JM. Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 1. Model compounds and their influence on mineral wettability. *Chemical Geology.* 1993;109:201–213.
29. Thomas MM, Clouse JA, Longo JM. Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 3. Influence on dissolution rates. *Chemical Geology.* 1993;109:227–237.
30. Yang HD, Wadleigh EE Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications. SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico; Feb, 2000; Villahermosa, Mexico. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOCEM/proceedings-abstract/00IPCEM/All-00IPCEM/SPE-59009-MS/132336>.
31. Chen HL, Lucas LR, Nogaret LAD, et al. Laboratory Monitoring of Surfactant Imbibition Using Computerized Tomography. *SPE Res Eval & Eng.* 2001;4(01):16–25.
32. Levine S, Sigmon R, Douglas S Yates Field – Super Giant of the Permian Basin. *Houston Geol. Soc. Bull.* 2002;45(3):39–45, 47–49, 51.
33. Xie X, Weiss WW, Tong Z, Morrow NR Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. SPE/DOE 14th Symposium on IOR; Apr 2004; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC8512537/>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Жолдыбаева Асель Талгатовна

ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)

e-mail: assel.zhodybayeva@stud.satbayev.university.

Похилюк Марина Валерьевна

ORCID [0009-0007-0973-0631](https://orcid.org/0009-0007-0973-0631)

e-mail: m.pokhilyuk@kmge.kz.

Кунжарикова Клара Мырзахановна

канд. техн. наук

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.

AUTHOR'S INFO

*Assel T. Zhodybayeva

ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)

e-mail: assel.zhodybayeva@stud.satbayev.university.

Marina V. Pokhilyuk

ORCID [0009-0007-0973-0631](https://orcid.org/0009-0007-0973-0631)

e-mail: m.pokhilyuk@kmge.kz.

Klara M. Kunzharikova

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author