

УДК 550.8.013
МРНТИ 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>

Получена: 12.11.2024.

Одобрена: 04.03.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Моделирование трещиноватости карбонатного резервуара на примере месторождения Восточный Урихтау

А.Б. Кереев, А.Е. Алдебек, В.В. Бондарук, А.С. Марданов

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Моделирование трещиноватости карбонатных резервуаров играет ключевую роль в прогнозировании продуктивности скважин и оптимизации разработки месторождений. Восточный Урихтау расположен в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины и характеризуется сложным тектоническим строением с развитой сетью разломов и трещин. Эти особенности существенно влияют на фильтрационно-ёмкостные свойства карбонатных коллекторов, что требует применения современных методов геологического моделирования. Создание детализированной модели трещиноватости позволяет более точно оценить структурные неоднородности и их влияние на миграцию и накопление углеводородов.

Цель. Исследование было направлено на построение трёхмерной модели трещиноватости карбонатного резервуара для выявления зон повышенной трещиноватости и их связи с продуктивностью скважин. Данная модель необходима для повышения точности прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и разработки эффективных решений по дальнейшей эксплуатации месторождения.

Материалы и методы. В работе использованы современные методы геологического моделирования, включая интерпретацию данных FMI, анализ керна, сейсмические атрибуты и моделирование дискретной сети трещин (DFN). Исходные геолого-геофизические данные были обработаны в программном обеспечении Petrel с применением методов Ant Tracking и Distance to Object для определения направлений и интенсивности трещиноватости. Построенная трендовая модель легла в основу дискретного моделирования трещиноватости, что позволило количественно оценить степень трещиноватости и выделить наиболее перспективные зоны для дальнейшей разработки.

Результаты. Разработанная модель трещиноватости позволила детально определить зоны с повышенной трещиноватостью и установить их корреляцию с продуктивностью скважин. Было выявлено, что наиболее интенсивно трещиноватые зоны располагаются вблизи разломов, что подтверждается анализом дебитов флюидов. Использование методов Ant Tracking и DFN позволило минимизировать неопределенности в межскважинном пространстве и улучшить прогноз фильтрационно-ёмкостных свойств резервуара.

Заключение. Разработанная методика позволяет детализировать геологическое строение, повысить точность прогнозирования продуктивности скважин и оптимизировать планирование разработки. Полученные данные могут быть использованы при проектировании новых скважин и корректировке стратегии освоения месторождений с двойной пористостью и проницаемостью.

Ключевые слова: 3D геологическая модель, FMI, сейсмический атрибут, продуктивность скважин, проницаемость, карбонатные отложения, трещиноватость, Petrel, объектное моделирование, DFN.

Как цитировать:

Кереев А.Б., Алдебек А.Е., Бондарук В.В., Марданов А.С. Моделирование трещиноватости карбонатного резервуара на примере месторождения Восточный Урихтау // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 19–31. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>.

UDC 550.8.013
CSCSTI 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>

Received: 12.11.2024.

Accepted: 04.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Fracture Modeling of a Carbonate Reservoir: A Case Study of the East Urikhtau Field

Anuar B. Kereyev, Almira Ye. Aldebek, Vladislav V. Bondaruk, Altynbek S. Mardanov
Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Fracture Modeling of carbonate reservoirs plays a key role in predicting well productivity and enhancing field development efficiency. The East Urikhtau field, located in the eastern flank zone of the Pre-Caspian Depression, features a complex tectonic structure with an extensive system of faults and fractures. These geological features significantly impact the filtration and storage properties of carbonate reservoirs, making advanced geological modeling techniques necessary. A comprehensive fracture model allows a more precise evaluation of structural heterogeneities and their effect on hydrocarbon migration and accumulation.

Aim: A three-dimensional fracture model of a carbonate reservoir was developed to identify highly fractured zones and evaluate their correlation with well productivity. This model is essential for improving the accuracy of reservoir filtration-capacity property predictions and designing effective strategies for the field's further development.

Materials and methods: Modern geological modeling techniques were applied in this study, including FMI data interpretation, core analysis, seismic attributes, and Discrete Fracture Network (DFN) modeling. Initial geological and geophysical data were processed using Petrel software, utilizing Ant Tracking and Distance to Object methods to determine fracture orientations and intensities. The developed trend model served as the foundation for discrete fracture modeling, enabling the quantitative assessment of fracture intensity and the identification of the most promising zones for further development.

Results: The results of this study demonstrate that the developed fracture model facilitated the detailed identification of highly fractured zones and established their correlation with well productivity. It was found that the most intensely fractured zones are located near faults, as confirmed by fluid flow rate analysis. The application of Ant Tracking and DFN methods reduced uncertainties in the inter-well space and improved predictions of the reservoir's filtration-capacity properties.

Conclusion: The developed methodology allows for a more detailed characterization of the geological structure, enhances the accuracy of well productivity forecasting, and optimizes development planning. The obtained data can be used for designing new wells and adjusting field development strategies for reservoirs with dual porosity and permeability.

Keywords: 3D geological model; FMI; seismic attribute; well productivity; permeability; carbonate deposits; fracturing; Petrel; object modeling; DFN.

To cite this article:

Kereyev AB, Aldebek AY, Bondaruk VV, Mardanov AS. Fracture Modeling of a Carbonate Reservoir: A Case Study of the East Urikhtau Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):19–31.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>.

ӨЖ 550.8.013
ГТАХР 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>

Қабылданды: 12.11.2024.

Мақұлданды: 04.03.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Шығыс Өріктау кен орнының мысалында карбонатты резервуардың жарықшақтылығын модельдеу

А.Б. Кереев, А.Е. Әлдебек, В.В. Бондарук, А.С. Марданов

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Карбонатты резервуарлардың жарықшақтылығын модельдеу ұңғымалардың өнімділігін болжау мен кен орындарын игеруді оңтайландыруда маңызды рөл атқарады. Шығыс Өріктау Каспий маңы ойпатының шығыс жағалау аймағында орналасқан және ақаулар мен жарықтардың дамыған желісі бар күрделі тектоникалық құрылыммен сипатталады. Бұл ерекшеліктер карбонатты коллекторлардың фильтрациялық - сыйымдылық қасиеттеріне айтарлықтай әсер етеді, бұл геологиялық модельдеудің заманауи әдістерін қолдануды қажет етеді. Жарықшақтылықтың егжей-тегжейлі моделін құру құрылымдық біртектіліктерді және олардың көмірсутектердің көшуі мен жинақталуына әсерін дәлірек бағалауға мүмкіндік береді.

Мақсаты. Зерттеу жоғары жарықшақ аймақтарын және олардың ұңғымалардың өнімділігімен байланысын анықтау үшін карбонатты резервуардың үш өлшемді жарықшақ үлгісін құруға бағытталған. Аталған модель резервуарлардың фильтрациялық және сыйымдылық қасиеттерін болжау дәлдігін арттыру және кен орнын одан әрі пайдалану бойынша тиімді шешімдерді әзірлеу үшін қажет.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста FMI деректерін интерпретациялау, негізгі талдау, сейсмикалық атрибуттар және дискретті жарықтар желісін (DFN) модельдеу сияқты заманауи геологиялық модельдеу әдістері қолданылады. Бастапқы геологиялық-геофизикалық деректер жарықшақтардың бағыттары мен қарқындылығын анықтау үшін Ant Tracking және Distance to Object әдістерін қолдана отырып, Petrel бағдарламалық жасақтамасында өңделді. Салынған тренд моделі жарықшақты дискретті модельдеуге негіз болды, бұл жарықшақтың дәрежесін сандық бағалауға және одан әрі дамыту үшін ең перспективалы аймақтарды бөлуге мүмкіндік берді.

Нәтижелері. Әзірленген жарықшақтық моделі жоғары жарықшақты аймақтарды толық анықтауға және олардың ұңғымалардың өнімділігі арқылы корреляциясын орнатуға мүмкіндік берді. Ең қарқынды жарылған аймақтар ақаулардың жанында орналасқандығы анықталды, бұл сұйықтықтың дебитін талдау арқылы расталады. Ant Tracking және DFN әдістерін қолдану ұңғымалар арасындағы кеңістіктегі белгісіздіктерді азайтуға және резервуардың фильтрациялық және жинау қасиеттерін болжауды жақсартуға мүмкіндік берді.

Қорытынды. Әзірленген әдіс геологиялық құрылымды толығырақ көрсетуге, ұңғымалардың өнімділігін болжау дәлдігін арттыруға және дамуды жоспарлауды оңтайландыруға мүмкіндік береді. Алынған деректер жаңа ұңғымаларды жобалауда және қос кеуектілігі мен өткізгіштігі бар кен орындарын игеру стратегиясын түзетуде пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: 3D геологиялық модель, FMI, сейсмикалық атрибут, ұңғымалардың өнімділігі, өткізгіштік, карбонатты шөгінділер, жарықшақтылық, Petrel, объектілік модельдеу, DFN.

Дәйексөз келтіру үшін:

Кереев А.Б., Әлдебек А.Е., Бондарук В.В., Марданов А.С. Шығыс Өріктау кен орнының мысалында карбонатты резервуардың жарықшақтылығын модельдеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 19–31 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>.

Введение

Месторождение Восточный Урихтау расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Осадочный чехол изучаемой территории делится на три основных структурных этажа: подсолевой, соленосный и надсолевой. С точки зрения нефтегазонасности, наибольший интерес представляют карбонатные пачки КТ-II и КТ-I, представленные на соседних месторождениях в пределах рассматриваемого региона.

Разрез, представленный верхневизейско-башкирскими и верхнеподольско-гжельскими отложениями, охватывает нижний и средний карбон, формируя карбонатную толщу КТ-II. В верхнюю карбонатную толщу (КТ-I) входят карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского подъяруса, а также касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона. По данным бурения установлено, что мощность карбонатных пачек варьируется в пределах 550–750 м для КТ-II и 400–500 м для КТ-I (рис. 1).

Тектонические особенности региона

В тектоническом плане месторождение приурочивается к зоне Жанажол-Торткольской ступени, которая расположена между Жаркамыским сводовым поднятием и Сакмаро-Кокпектинским разломом (рис. 2). В 2023–2024 гг. ТОО «PGS Kazakhstan» провело переобработку и переинтерпретацию 3D сейсмических данных для более детального изучения и уточнения геологического строения территории. По сейсмическим данным на участке протрассированы тектонические нарушения. В регионе развиты системы глубинных разломов как субмеридионального, так и субширотного простирания, которые являются унаследованными структурными элементами, сформировавшимися в период обособления Прикаспийской синеклизы на юго-восточной окраине Восточно-Европейской платформы. В свою очередь, эти тектонические процессы способствуют развитию сети трещин в данном регионе, что влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства (далее – ФЕС) карбонатных коллекторов, улучшая условия для накопления и миграции углеводородов.

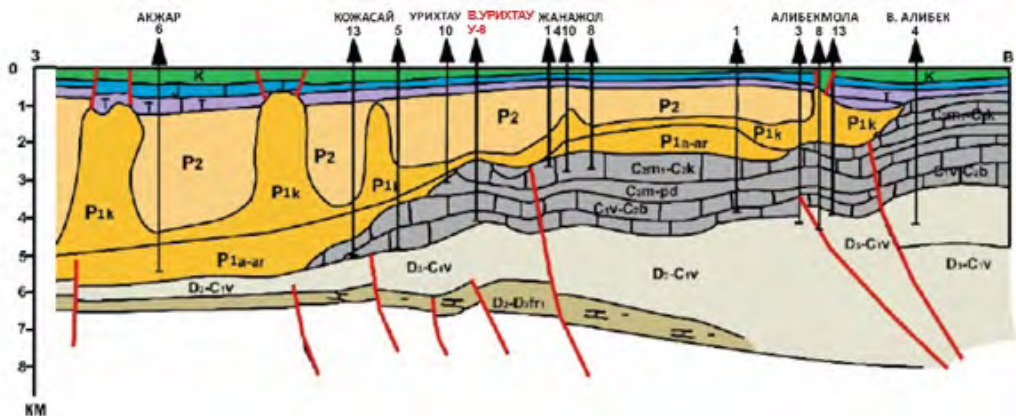


Рисунок 1. Схематический региональный профиль через восточную бортовую зону
Figure 1. Schematic regional profile through the eastern flank

Анализ исходных данных

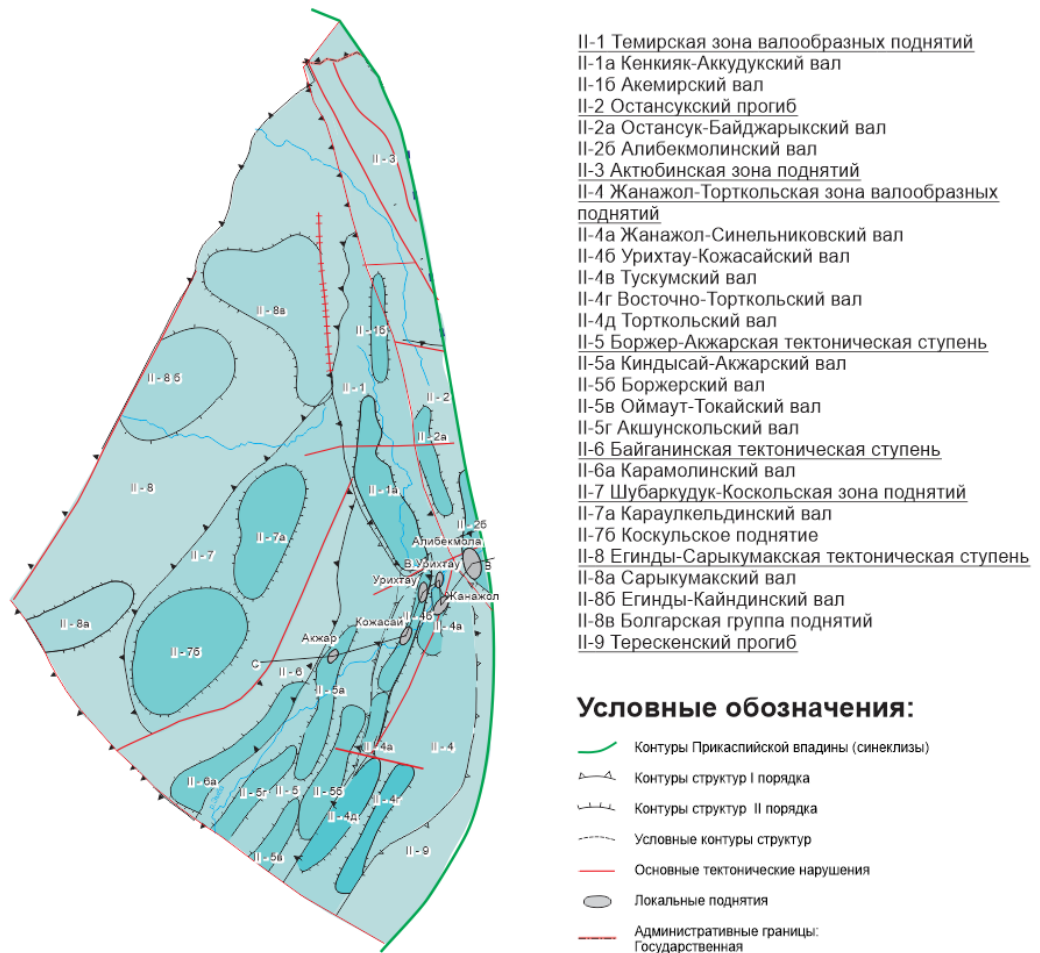
На рассматриваемом месторождении было пробурено семь скважин: В-1–В-6, а также скважина Г-01, пробуренная в 1980-х гг. По всем скважинам были проведены комплексные геофизические исследования (далее – ГИС), включая FMI-анализ (от *англ.* Formation Micro Imager – электрический микроимиджер). По данным интерпретации FMI, в разрезе продуктивных горизонтов наблюдаются трещины различной раскрытости. Анализ керна также подтверждает наличие трещиноватых зон, оказывающих влияние на ФЕС.

Ранее Е.С. Ромм [2] отмечал, что на глубинах залегания продуктивных трещиноватых коллекторов раскрытость трещин в различных системах незначительно варьируется и в среднем составляет 20–30 мкм. Этот вывод согласуется с данными, полученными на рассматриваемом месторождении, где интерпретация FMI показывает схожие значения раскрытости.

По данным анализов керна, породы-коллекторы продуктивных пачек КТ-I и КТ-II (нижний, средний и верхний карбон) представлены карбонатными породами – известняками, известняками доломитизированными, массивными, крепкими,

со стилолитовыми швами, трещиноватыми (рис. 3). Средняя пористость пород-коллекторов составляет 6%, что было определено на основании точек пересечения кумулятивных кривых, построенных по классам пористости (рис. 4). В качестве граничного значения проницаемости принято значение 0,1 мД по литературным данным для карбонатных пород [3].

Для дальнейшего проектирования и анализа динамики эксплуатации месторождения в скважинах В-1–В-4 и В-6 был проведен комплекс гидродинамических исследований (далее – ГДИ) с целью уточнения гидродинамических свойств эксплуатационных объектов, продуктивности пластов и характеристик флюида.



**Рисунок 2. Схема тектонического районирования Восточной части Прикаспийской впадины [1]
 Figure 2. Tectonic zoning scheme of the Eastern part of the Pre-Caspian Depression [1]**

На основании результатов кривой падения давления (далее – КВД) наблюдается характерное изменение наклона кривых давления, что указывает на наличие трещиноватости в коллекторе (рис. 5).

На начальной стадии видна резкая зависимость, связанная с откликом близко расположенных трещин, в то время как на более

поздних этапах график плавно изменяется, что может свидетельствовать о глубинном распространении трещиноватых зон. Такое поведение кривых подтверждает трещиноватую природу коллектора, оказывающую значительное влияние на его ФЕС и указывающую на наличие высокопроницаемых путей для фильтрации флюидов.

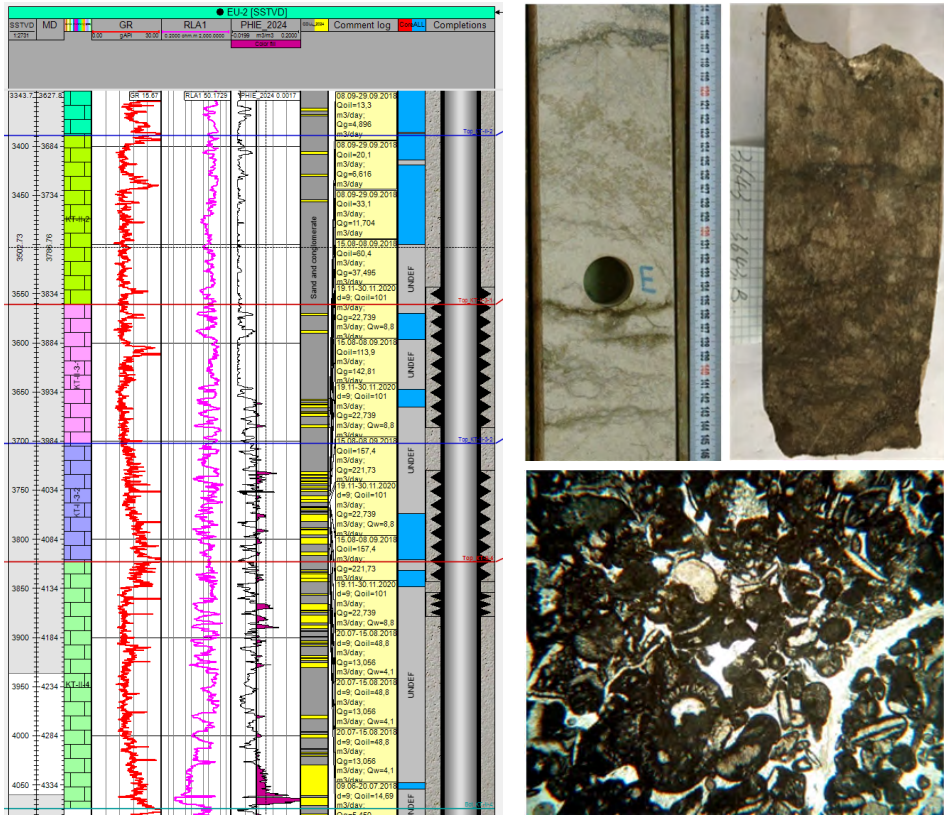


Рисунок 3. Месторождение Восточный Урихтау, скважина ВУ-2. Сопоставление ГИС и керна
Figure 3. East Urikhtau field. Well В-2. Comparison of geophysical well logging and core

Стрелками на рисунке показаны результаты макроscopic и микроскопического исследований керна карбонатных пород.
 The arrows in the figure show the results of macroscopic and microscopic studies of carbonate rock cores.

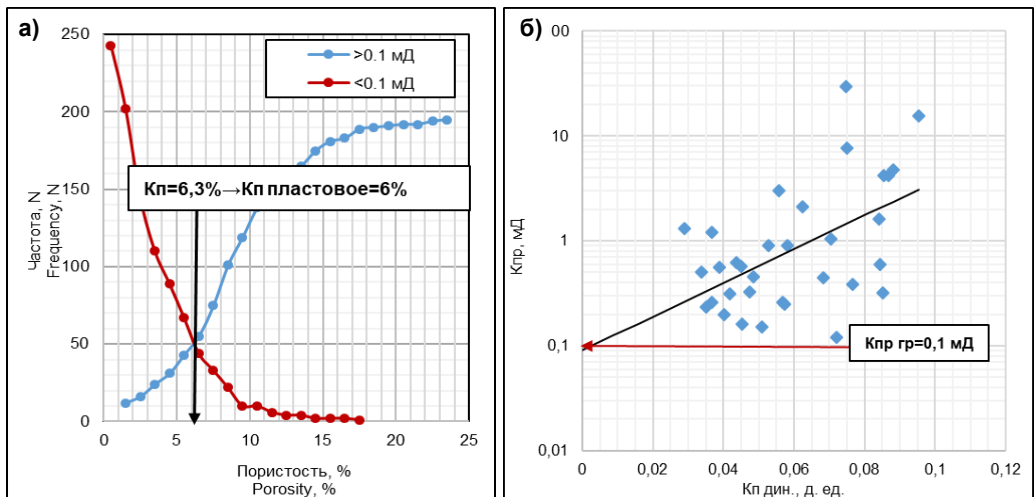


Рисунок 4. Граничные значения пористости и проницаемости
Figure 4. Limit values for porosity and permeability

а) коэффициент пористости / porosity coefficient ; б) коэффициент проницаемости / permeability coefficient
 Кп – коэффициент пористости / porosity coefficient; Кп пластовое – пластовой коэффициент пористости / reservoir porosity coefficient; Кпр_гр – граничный коэффициент проницаемости / limiting permeability coefficient; Кпр_дин. – динамический коэффициент проницаемости / dynamic permeability coefficient

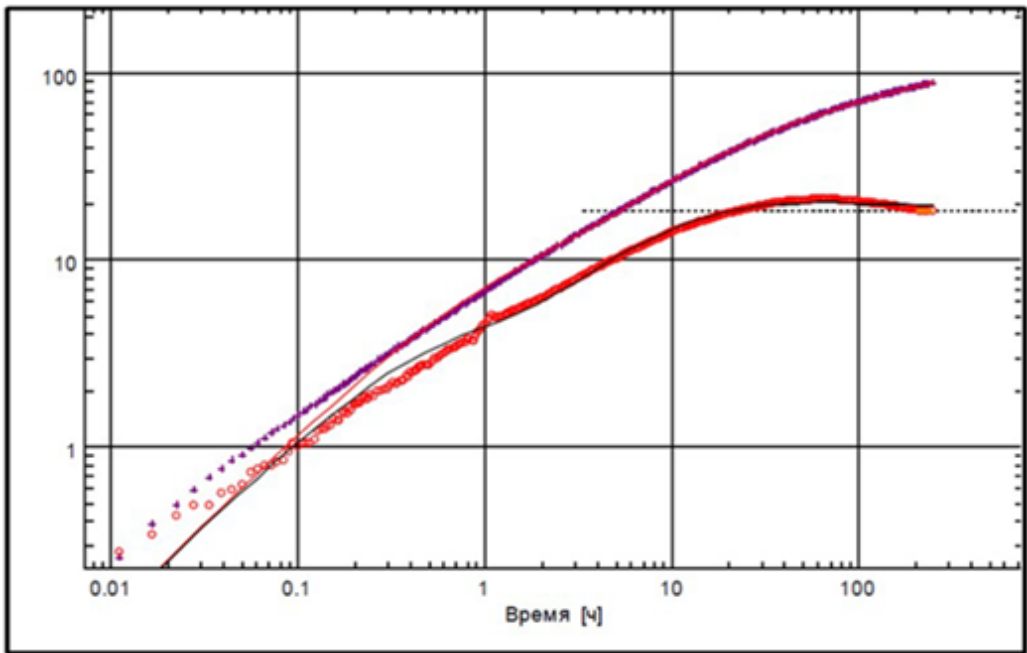


Рисунок 5. КВД-замер и производная в биглографмических координатах. Скважина В-1
Figure 5. PWF measurement and derivative in semi-logarithmic coordinates. Well B-1

Особенности и риски разработки карбонатного месторождения

Рассматриваемое месторождение находится на первой стадии разработки, также известной как стадия освоения, для которой характерен рост годовой добычи без значительных технических и геологических проблем. Однако, опираясь на опыт близлежащего месторождения, расположенного в той же тектонической ступени и эксплуатируемого более 20 лет, можно предположить, что со временем могут возникнуть сложности, связанные с трещиноватостью и литологическими особенностями.

Практика разработки месторождений с трещиноватыми коллекторами показывает, что трещины могут существенно повышать проницаемость пород и создавать дополнительные пути фильтрации флюидов. Исследования М.Х. Булача [4] и К.И. Багринцевой [5] подтверждают, что развитые трещинные системы играют значимую роль в формировании продуктивных зон, обеспечивая эффективную миграцию и аккумуляцию углеводородов. Однако высокая трещиноватость может также привести к осложнениям, связанным с прорывом газа или воды, что требует учёта этих факторов при проектировании разработки.

На месторождении-аналоге наблюдается существенный рост газового фактора (далее – ГФ) в карбонатных коллекторах. Это может быть вызвано повышенным давлением в трещинных зонах, приводящим к активации газовой шапки или вторичной дегазации

при понижении пластового давления. Дополнительно наблюдается недостаточная эффективность системы поддержания пластового давления в трещиноватых коллекторах, что связано с возможным перераспределением закачиваемой жидкости по крупным трещинам, из-за чего основная часть закачки минует малопроницаемые зоны, оставляя их незапитанными и не учтёнными в разработке.

С учётом вышеизложенного для предотвращения возможных аналогичных проблем на рассматриваемом месторождении была разработана модель трещиноватости, что позволит улучшить прогнозирование продуктивности скважин и оптимизировать планирование последующих этапов разработки, обеспечивая более равномерное и эффективное извлечение запасов углеводородов.

Процесс создания модели трещиноватости

Карбонатные коллекторы по своей сложной пористо-кавернозной структуре требуют особого подхода в моделировании и прогнозировании ФЕС. Наличие трещин и каверн усиливает неоднородность таких коллекторов, что может осложнять предсказание поведения флюидов, в особенности на стадиях активного извлечения.

С учётом цели исследования и объема доступных данных для рассматриваемого месторождения был выбран метод DFN (*англ.* Discrete Fracture Network – моделирование дискретных трещин). Основой для создания

модели послужили результаты ГИС, в частности, данные FMI, проведенные компанией Schlumberger, а также сейсмические данные, данные керна, ГДИ и результаты испытаний скважин.

Следует отметить, что моделирование трещиноватости является вторичным этапом создания геологической модели, т.е. основная структурная, литологическая и петрофизическая модели были уже построены. Поскольку процесс моделирования карбонатных коллекторов

в целом аналогичен моделированию терригенных отложений, авторы не уделяют дополнительного внимания данной теме.

Процесс построения модели трещиноватости включает несколько ключевых этапов: импорт и анализ исходных геолого-геофизических данных, построение трендовой модели с использованием сейсмических атрибутов, определение направлений трещин, моделирование их интенсивности и на финальном этапе, создание дискретной модели трещин (DFN) (рис.6).

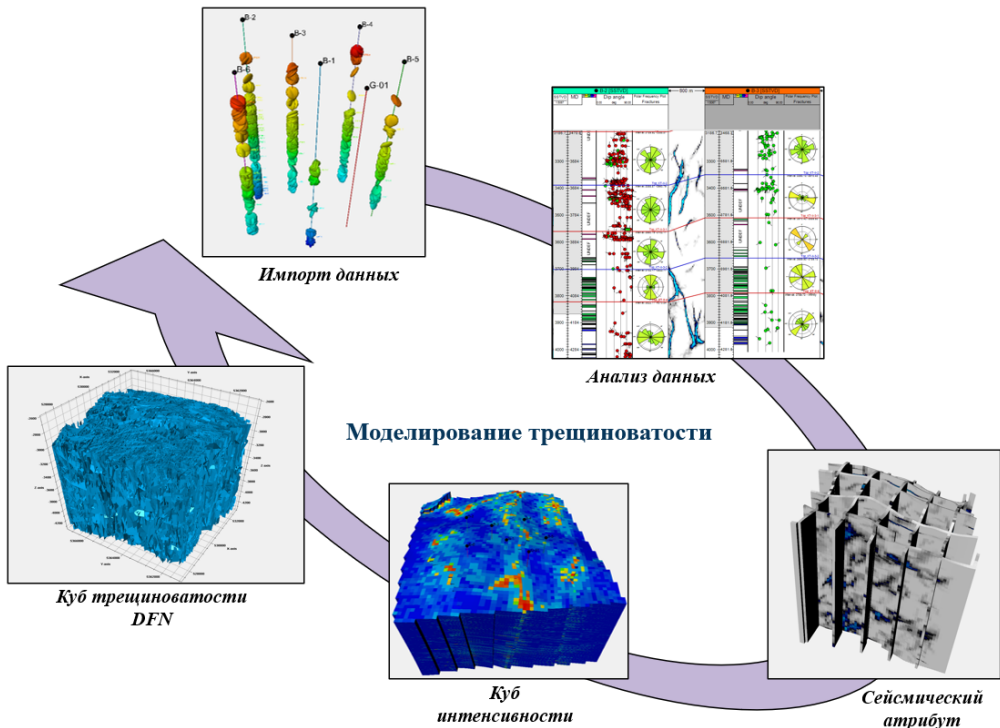


Рисунок 6. Схема создания модели трещиноватости
Figure 6. Fracture modeling workflow

В ходе анализа выявляются ключевые параметры трещин, такие как зона развития, направление, апертура. Интерпретированные данные были импортированы в программное обеспечение Petrel, что позволило провести дальнейший анализ. Основные направления простирания трещин были определены как NE-SW (*англ.* North-East – South-West – северо-восток – юго-запад), что в целом соответствует ориентации основных разломов. Результаты интерпретации микроимиджеров показаны на рис. 7.

Важно отметить, что полученные характеристики трещин основаны на точечных данных по скважинам, которые не охватывают

межскважинное пространство и представляют эту зону как область неопределенности.

Контроль неопределенностей в межскважинном пространстве осуществлен с использованием сейсмического куба. В данном исследовании применялся атрибут Ant-Tracking (отслеживание разломов), позволяющий получить более детализированное представление о геологических структурах и зонах ослабления, а также улучшить визуализацию разломов и трещиноватых зон (рис. 8). Этот инструмент позволяет экстраполировать разломы для последующего определения их основных направлений, которые затем сопоставляются с направлениями трещин, выделенными на основании данных скважин.

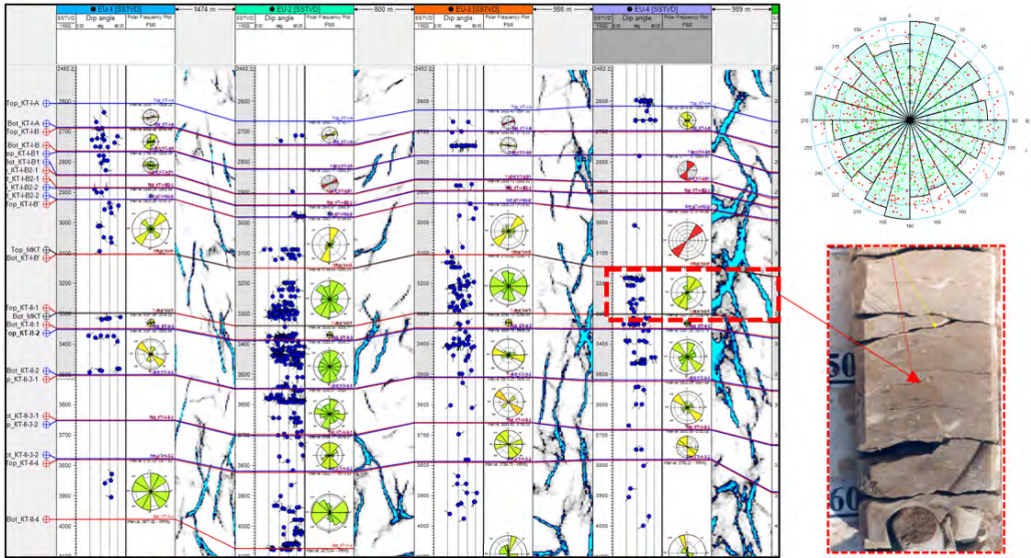


Рисунок 7. Визуализация исходных данных FMI по скважинам и стереограммам
Figure 7. Visualization of initial FMI data by wells and stereograms

Стрелками на рисунке показаны трещины, наличие которых подтверждается образцом керна из скважины B-4
 Arrows in the figure indicate fractures, the presence of which is confirmed by the core sample from well B-4

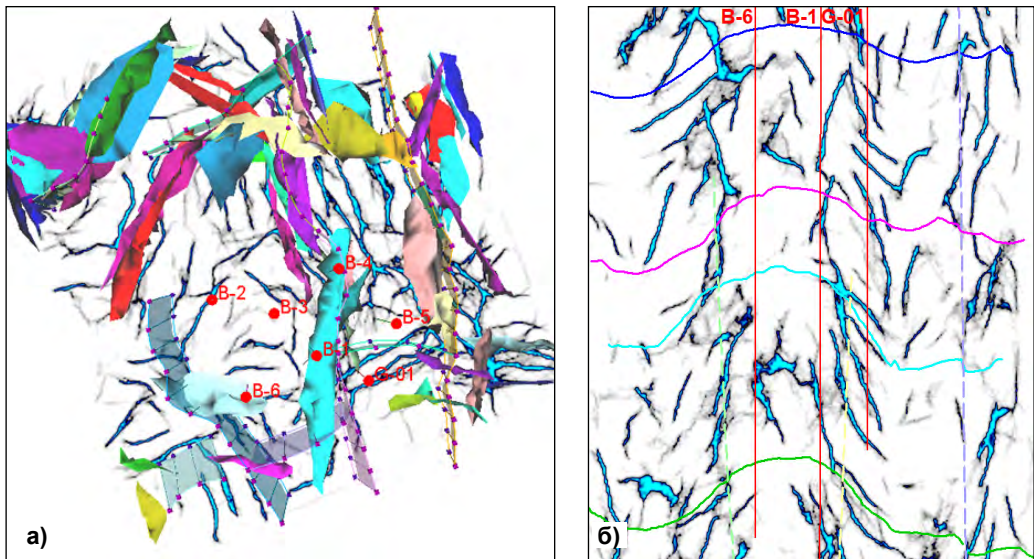


Рисунок 8. Визуализация сейсмического атрибута Ant Tracking
Figure 8. Visualization of the seismic attribute Ant Tracking

а) слайс ant-tracking в двухмерном пространстве / ant-tracking slice in two-dimensional space;
 б) профиль по кубу ant-tracking в разрезе / profile through the ant-tracking cube in section

Дополнительно для минимизации рисков неопределенности был задан тренд на основе расстояния от разломов (Distance to object), поскольку трещины в рассматриваемом месторождении образуются под воздействием тектонических нарушений и движений блоков (рис. 9). Это подтверждается также

результатами испытаний скважин, где приток флюидов в скважинах, расположенных рядом с разломами, существенно выше.

Построенные трендовые кубы Ant Tracking и Distance to Object используются в качестве входных данных для последующего построения куба интенсивности трещиноватости.

Оценка плотности трещин (интенсивности), отражающая количество трещин на единицу площади или объёма, играет ключевую роль в определении ФЕС пласта. Плотность трещин показывает частоту их встречаемости в конкретной зоне, а её распределение напрямую влияет на проницаемость пород и динамику движения флюидов.

Расчет плотности трещин воспроизведен на основе данных микросканеров, в результате

чего формировалась каротажная кривая по скважине (Intensity Log) (рис. 10).

В результате был построен куб интенсивности, по которому выгружались карты интенсивности трещиноватости для зон КТ-I и КТ-II (рис. 11–12). Они указывают зоны с повышенной трещиноватостью, на которые можно ориентироваться при планировании размещения новых скважин.

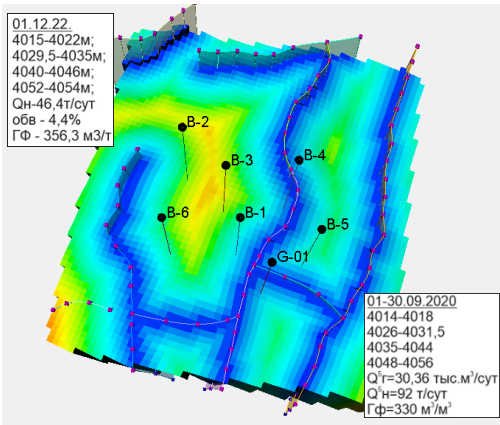


Рисунок 9. Трендовый куб Distance to object
Figure 9. Trend cube: Distance to object

Q_n – дебит нефти, т/сут / oil production rate, t/day; $Q_{г5}$ – дебит газа на штуцере 5 дм, тыс. м³/сут / gas flow rate at the 5 cm choke, thousand m³/day; Q_n^{5cm} – дебит нефти на штуцере 5 дм, м³/сут / oil flow rate at the 5 cm choke

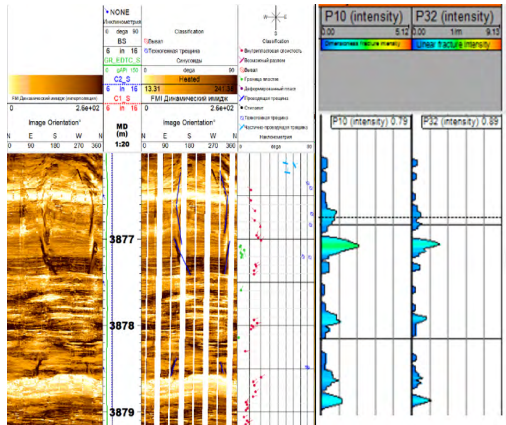


Рисунок 10. Пример трещиноватости с определением интенсивности
Figure 10. Example of fracturing with intensity measurement

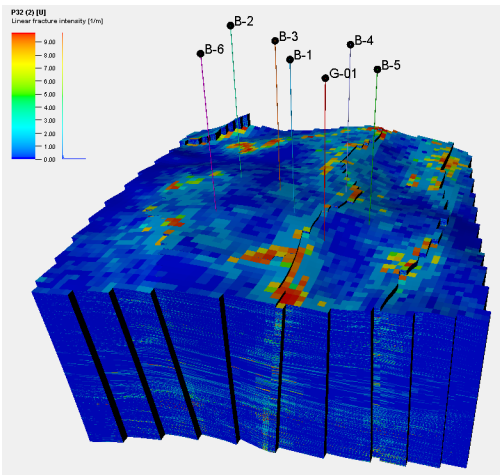


Рисунок 11. Куб интенсивности
Figure 11. Intensity cube

Заключительным этапом является создание дискретной сети трещин методом стохастического распределения (рис. 13). На основе базы данных о трещинах, сформированной на предыдущем этапе, задаются основные геометрические и пространственные параметры трещиноватости, включая угол наклона, азимут и степень раскрытия трещин.

Эти параметры позволяют глубже понять динамику трещинообразования и их распределение.

Результаты и обсуждение

В рамках исследования продемонстрирована эффективность использования методов моделирования трещиноватости на примере одного месторождения, что позволило детализировать процессы трещинообразования и связать их с глубинными разломами. Разработанная модель трещиноватости, основанная на сейсмических

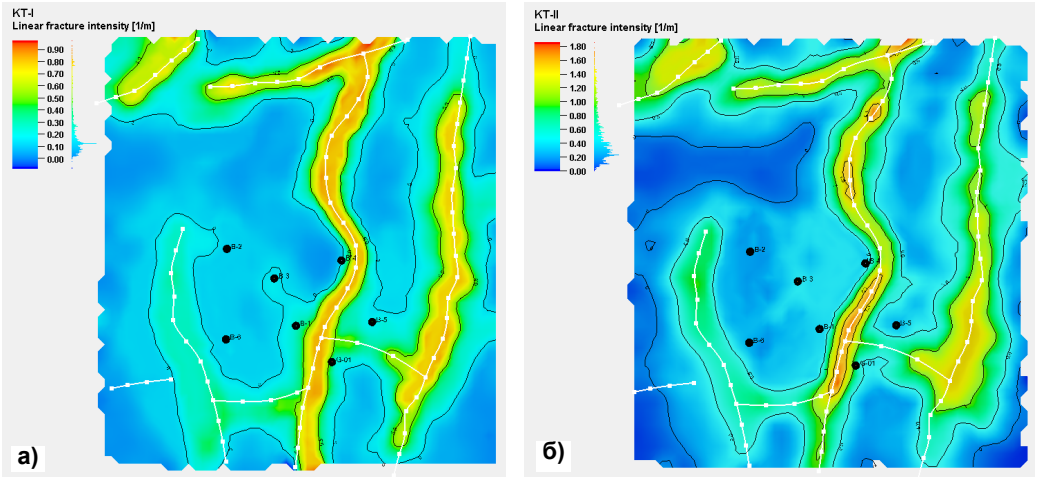


Рисунок 12. Карты интенсивности трещин по зонам KT-I и KT-II
Figure 12. Fracture intensity maps for KT-I and KT-II
a) KT-I; б) KT-II

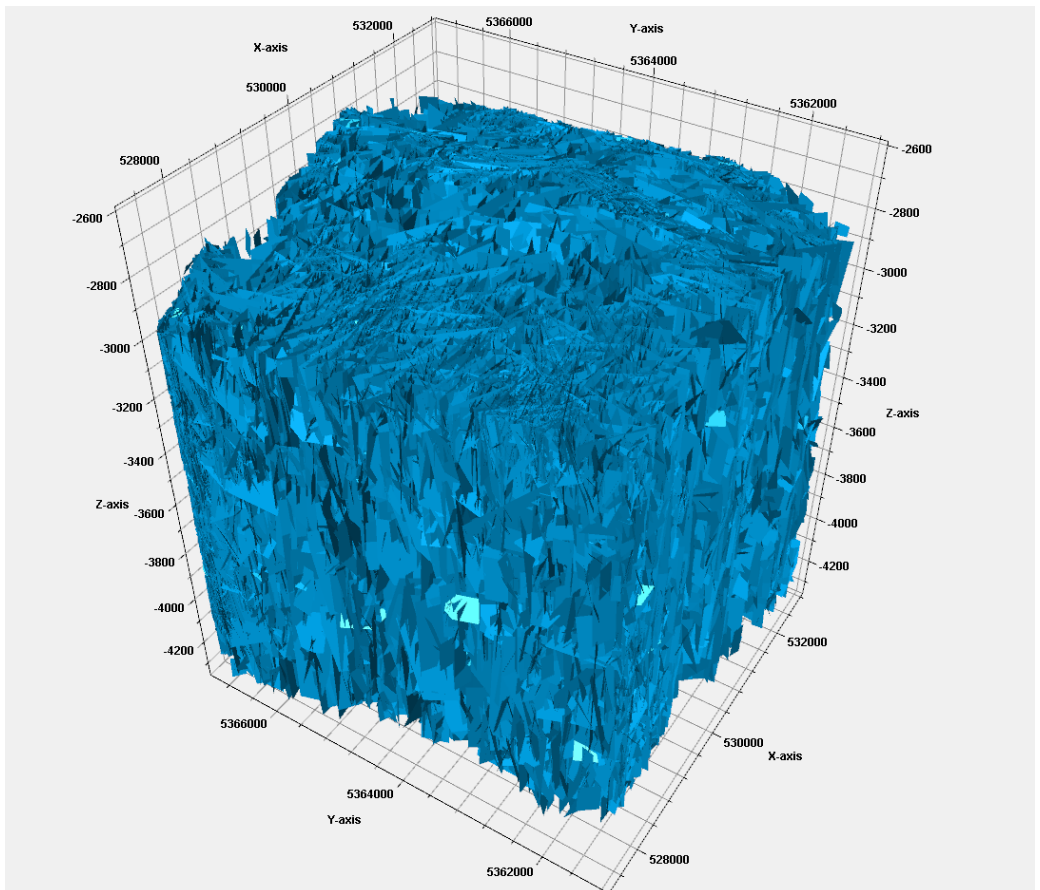


Рисунок 13. Куб трещиноватости (DFN)
Figure 13. Discrete Fracture Network (DFN)

и скважинных данных, предоставляет возможность прогнозировать зоны с высоким потенциалом для бурения и избегать участков с чрезмерной трещиноватостью, которые могут вызвать нежелательные водоприток и осложнения в разработке. Данная методика позволяет создавать прогнозные модели трещиноватых коллекторов даже при ограниченном количестве исходных данных, что актуально для условий с недостаточной геолого-геофизической изученностью.

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: Кереев А.Б. – сбор и анализ геолого-геофизических материалов, построение модели трещиноватости, составление текстовой части, редактирование рукописи; Алдебек А.Е. – сбор и анализ геолого-геофизических материалов, построение геологической модели, составление таблиц и графиков; Бондарук В.В. – анализ геолого-геофизического материала; Марданов А.С. – общее руководство.

Таким образом, предложенная методика способствует повышению точности моделей трещиноватости, минимизации рисков и достижению значительного экономического эффекта при разработке месторождений с двойной пористостью и проницаемостью. Это делает методику важным инструментом для эффективного планирования и успешной реализации процессов разработки.

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: Anuar B. Kereyev – collection and analysis of geological and geophysical data, fracture modeling, writing the text, and manuscript editing; Almira Ye. Aldebek – collection and analysis of geological and geophysical data, geological modeling, preparation of tables and graphs; Vladislav V. Bondaruk – analysis of geological and geophysical data; Altynbek S. Mardanov – general supervision.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абилхасимов Х.Б.* Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. Москва : Издательский дом Академии Естествознания, 2016. 244 с.
2. *Ромм Е.С.* Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. Москва : Недра, 1966. 271 с.
3. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учебное пособие для вузов. Москва : Недра, 2007.
4. *Булач М.Х., Белоновская Л.Г.* Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. Ленинград : ВНИГРИ, 1989. 103 с.
5. *Багринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва : РГГУ, 1999. 285 с.
6. *Дальян И.Б.* Особенности тектоники подсолевых комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. 1996. №6. С. 8–17.
7. *Бражников О.Г.* Перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины с позиции тектоники плит: дисс. докт. геол.-мин. наук. Москва, 1993. Режим доступа: <https://earthpapers.net/perspektivy-neftegazonosnosti-prikaspiyskoy-vpadiny-s-pozitsii-tektoniki-plit>. Дата обращения: 10.12.2024.
8. *Козяев А.А., Шуковский Р.М., Закревский К.Е.* Моделирование трещиноватости. Практикум по DFN в Petrel 2016–2019. Москва : МАИ, 2019. 94 с.
9. *Жолтаев Г.Ж., Кулумбетова Г.Е.* Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. 2019. Вып. 98. С. 65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805).
10. *Ажаалиев Д.К.* Уточнение модели строения подсолевой толщи восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 31–40. doi: [10.31087/0016-7894-2019-6-31-40](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-31-40).

REFERENCES

1. Abilkhassimov KB. *Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozoyskikh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti*. Moscow: Publishing House of the Academy of Natural Sciences; 2016. 244 p. (In Russ).
2. Romm ES. *Fil'tratsionnye svoystva treshchinovatykh gornykh porod*. Moscow: Nedra; 1966. 271 p. (In Russ).
3. Gudok NS, Bogdanovich NN, Martynov VG. *Opredeleniye fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod: uchebnoye posobiye dlya vuzov*. Moscow: Nedra 2007. (In Russ).
4. Bulach MK, Belonovskaya LG. *Metodicheskiye rekomendatsii po izucheniyu i prognozu kollektorov nefiti i gaza slozhnogo tipa*. Leningrad: VNIGRI; 1989. 103 p. (In Russ).
5. Bagrintseva KI. Conditions for the formation and properties of carbonate oil and gas reservoirs. Moscow: RGGU, 1999. 285 p. (In Russ).
6. Dalyan IB. Osobennosti tektoniki podsolevykh kompleksov vostochnoy okrainy Prikaspiyskoy vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu. *Russian Oil and Gas Geology*. 1996;6:8–17.
7. Brazhnikov OG. *Perspektivy neftegazonosnosti Prikaspiyskoy vpadiny s pozitsii tektoniki plit* [dissertation]. Moscow; 1993. Available from: <https://earthpapers.net/perspektivy-neftegazonosnosti-prikaspiyskoy-vpadiny-s-pozitsii-tektoniki-plit>. (In Russ).
8. Kozaev AA, Shchukovsky RM, Zakrevsky KY. *Modelirovaniye treshchinovatosti. Praktikum po DFN v Petrel 2016–2019*. Moscow: MAI; 2019. 94 p. (In Russ).
9. Zholtaev GZ, Kulumbetova GY. Kharakteristika karbonatnykh i terrigennykh podsolevykh otlozheniy vostoka Prikaspiyskoy vpadiny. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2019;98:65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805). (In Russ).
10. Azhgaliev DK. Utochneniye modeli stroeniya podsolevoy tolschchi vostochnoy bortovoy zony Prikaspiyskoy vpadiny. *Russian Oil and Gas Geology*. 2019;6:31–40. doi: [10.31087/0016-7894-2019-6-31-40](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-31-40).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Кереев Ануар Болатулы

ORCID [0009-0009-7494-0584](https://orcid.org/0009-0009-7494-0584)

e-mail: a.kereyev@kmge.kz.

Алдебек Альмира Есенаманкызы

ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)

e-mail: a.aldebek@kmge.kz.

Бондарук Владислав Викторович

ORCID [0009-0008-6791-7290](https://orcid.org/0009-0008-6791-7290)

e-mail: v.bondaruk@kmge.kz.

Марданов Алтынбек Сулейменулы

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

*Anuar B. Kereyev

ORCID [0009-0009-7494-0584](https://orcid.org/0009-0009-7494-0584)

e-mail: a.kereyev@kmge.kz.

Almira Ye. Aldebek

ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)

e-mail: a.aldebek@kmge.kz.

Vladislav V. Bondaruk

ORCID [0009-0008-6791-7290](https://orcid.org/0009-0008-6791-7290)

e-mail: v.bondaruk@kmge.kz.

Altynbek S. Mardanov

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author