

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

УДК 553.982

DOI: [10.46698/VNC.2022.46.87.008](https://doi.org/10.46698/VNC.2022.46.87.008)

Оригинальная статья

# Моделирование сети трещин в объеме природных резервуаров нефтекумских отложений Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения на основе промыслово-линеamentного метода в программном обеспечении Petrel

К. М. Саидова <sup>1</sup>, О. О. Луценко <sup>2</sup>, К. И. Черненко <sup>2</sup>, Т. И. Рыжевский <sup>2</sup><sup>1</sup> АО «СевКавНИПИгаз», Россия, 355035, г. Ставрополь, ул. Ленина 419;<sup>2</sup>Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355009, г. Ставрополь, пр-т Кулакова 16/1, корп. 16, [kchernenko@ncfu.ru](mailto:kchernenko@ncfu.ru)

Статья поступила: 02.11.2022, доработана: 06.12.2022, одобрена к публикации: 09.12.2022

**Резюме: Актуальность работы.** Для повышения эффективности разработки месторождений полезных ископаемых и проектирования геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на основе доступных данных целесообразно использование цифровых геологических моделей, учитывающих особенности различных коллекторов. Объектом исследования являются залежи, приуроченные к нефтекумским карбонатным отложениям нижнего триаса Зимне-Ставкинско-Правобережного газонефтяного месторождения (ЗСПМ), находящегося на завершающей стадии разработки. Эти залежи характеризуются сложным геологическим строением, осложняющим разработку и приводящим к крайне неравномерным накопленным отборам нефти при равномерном распределении добывающих скважин. С целью эффективного и наиболее оптимального извлечения остаточных запасов в условиях нерентабельности применения дорогостоящих средств доразведки необходимо создание моделей залежей с применением новых подходов моделирования зон повышенной продуктивности с учетом геодинамической характеристики территории. **Целью исследования** является разработка методологического подхода построения реалистичной цифровой геологической модели трещиноватых карбонатных коллекторов по данным дистанционного зондирования Земли и продуктивности эксплуатационных скважин на примере залежей ЗСПМ. **Методы исследования.** При проведении исследования был использован комплексный подход, включающий анализ, систематизацию и обобщение геолого-промысловых данных, применение системно-аэрокосмического (линеamentного) метода, алгоритма дискретного моделирования распределения трещин объектов (Discrete Fracture Network), реализованного в программном обеспечении (ПО) Petrel. **Результаты работы.** Продемонстрирован способ обоснования распределения трещиноватости в карбонатных породах при отсутствии большого объема специальных исследований при совмещении данных по накопленным отборам и структурным нарушениям пласта. Данный подход апробирован на цифровой модели залежей ЗСПМ. Геологическая модель сложного трещиноватого коллектора может стать важным инструментом для специалистов при работе с трещиноватыми горными породами для принятия экономически важных решений по уплотняющему бурению скважин, хранению газа, гидроразрыву пласта или добычи полезных ископаемых. Благодаря быстрому развитию вычислительных мощностей и компьютерной графики цифровые геологические модели позволяют получить представление о воздействии трещиноватости в коллекторах на степень выработки запасов месторождений углеводородов.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, моделирование трещиноватости, направления глубинных разломов, дешифрирование космоснимков, линеamentы, зоны повышенной продуктивности, модель

двойной пористости, трещинная пустотность, тренд плотности трещин, дискретная сеть трещин.

**Для цитирования:** Саидова К. М., Луценко О. О., Черненко К. И., Рыжевский Т. И. Моделирование сети трещин в объеме природных резервуаров нефтекумских отложений Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения на основе промыслово-линеamentного метода в программном обеспечении Petrel. *Геология и геофизика Юга России*. 2022. 12 (4): 101-113. DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008.

---

---

GEOPHYSICAL METHODS

---

---

[DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008](https://doi.org/10.46698/VNC.2022.46.87.008)

Original paper

## Modeling of network of fractures in the volume of natural reservoirs of Neftekumsk deposits of Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field based on field-lineament method in Petrel software

K. M. Saidova <sup>1</sup>, O. O. Lutsenko <sup>2</sup>, K. I. Chernenko <sup>2</sup>, T. I. Ryzhevskiy <sup>2</sup>

<sup>1</sup>JSC “SevKavNIPGaz”, 419 Leninastreet, Stavropol 355035, Russian Federation;

<sup>2</sup>North-Caucasus Federal University, 16/1 Kulakova Avenue, Stavropol 355009, Russian Federation, e-mail: kchernenko@ncfu.ru

Received: 02.11.2022, revised: 06.12.2022, accepted: 09.12.2022

**Abstract: Relevance.** To increase the efficiency of the development of mineral deposits and the design of geological and technological measures (GTM) based on available data, it is advisable to use digital geological models that take into account the characteristics of various reservoirs. The object of study is the deposits confined to the Neftekumsk carbonate deposits of the Lower Triassic of the Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye gas-oil field, which is at the final stage of development. These deposits are characterized by a complex geological structure, which complicates development and leads to extremely uneven cumulative oil recovery with a equal distribution of production wells. In order to extract residual reserves efficiently and most optimally in the context of the unprofitability of using expensive additional exploration tools, it is necessary to create models of deposits using new approaches to modeling zones of increased productivity, taking into account the geodynamic characteristics of the territory. **The aim of the study** is to develop a methodological approach to building a realistic digital geological model of fractured carbonate reservoirs based on Earth remote sensing data and the productivity of production wells using the example of these deposits. **Methods.** During the study, an integrated approach was used, including analysis, systematization and generalization of geological and field data, a system-aerospace (lineament) method, an algorithm for discrete modeling of the distribution of fractures as objects (Discrete Fracture Network), implemented in Petrel software. **Results.** A method has been demonstrated to justify the distribution of fractures in carbonate rocks in the absence of a large amount of special studies by combining data on accumulated production and structural breakdowns of the reservoir. This approach has been tested on a digital model of these deposits. A geological model of a complex fractured reservoir can be an important tool for professionals working with fractured rock formations to make economically important decisions for infill drilling, gas storage, hydraulic fracturing or mining. Due to the rapid development of computing power and computer graphics, digital geological models provide insight into the impact of fractured reservoirs on the depletion of hydrocarbon reserves.

**Keywords:** carbonate reservoir, fracture modeling, deep fault directions, interpretation of space images, lineaments, zones of increased productivity, dual porosity model, fractured porosity, fracture density trend, discrete fracture network.

**For citation:** Saidova K. M., Lutsenko O. O., Chernenko K. I., Ryzhevskiy T. I. Modeling of network of fractures in the volume of natural reservoirs of Neftekumsk deposits of Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field based on field-lineament method in Petrel software. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2022. 12 (4): 101-113. DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008.

## Введение

**Актуальность работы.** В современный период построение цифровых моделей залежей углеводородов является обязательной задачей в процессе их разведки и разработки. Для гранулярных (пористых) коллекторов обычно не возникает серьезных проблем, методология моделирования известна и широко используется. Для месторождений с трещинным (в частности, с карбонатным) коллектором моделирование зачастую проводится по аналогии с гранулярным коллектором, что приводит к существенным погрешностям как к распределению пустотного пространства в объеме залежи, так и к неточностям в подсчете геологических и извлекаемых запасов. Активно развиваются методы моделирования трещинных систем как среды с двойной пористостью. Построение модели с учетом трещиноватости позволяет уточнить гидродинамическую модель и более корректно прогнозировать разработку залежей углеводородов.

Трещиноватость пород – один из источников проблем при математическом моделировании в связи со специфичностью фильтрации флюидов в данной среде.

Процесс геологического моделирования затрудняется сложностью распределения и взаимодействия типов поровых пространств, быстротой и непредсказуемостью изменений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по вертикали и латерали, нелинейностью связи пористости (пустотности) и проницаемости.

Авторами предложен подход к моделированию трещинного карбонатного коллектора рифогенного генезиса с учетом геодинамических особенностей территории и данных по продуктивности эксплуатационных скважин. Объектом моделирования является нефтекумский природный резервуар Зимне-Ставкинско-Правобережного газонефтяного месторождения, расположенного в Восточном Предкавказье рядом с поселком Зимняя Ставка. Нефтеносная толща нижнетриасовых отложений залегает на глубине до 4 км.

Породами-коллекторами нефтекумской свиты являются трещиноватые и неравномерно кавернозные известняки и доломиты, подвергшиеся интенсивным вторичным изменениям: трещиноватости, выщелачиванию, доломитизации, вторичной кальцитизации и окремнению. Толщина свиты 400-560 м.

Разнонаправленные трещинные системы коллектора – горизонтальная, вертикальная и диагональная – обуславливают его фильтрационную способность. Густота распределения трещин варьируется от  $80 \frac{1}{\text{м}}$  до  $800 \frac{1}{\text{м}}$ , раскрытость – 0,01-1,5 мм. Зачастую трещины заполняет кальцит или глинистый материал. Каверны распределены неравномерно, сообщаются с трещинами и друг с другом посредством интенсивной трещиноватости.

Качество ФЕС коллекторов продуктивного пласта нефтекумской свиты согласно классификации А. А. Ханина, является средним и пониженным. Матричная проницаемость очень низкая – менее  $0,001 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Гидродинамические исследования показали, что проницаемость карбонатных пород находится в пределах  $13 \times 10^{-3}$ – $158 \times 10^{-3}$ , со средним значением  $68 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> [Neleпов et al., 2021]. Исследования проницаемости, зависимой от трещинной пористости (назовем ее пустотно-

стью), для карбонатных пород по керну не проводились. В качестве нижнего предела проницаемости нефтекумской свиты принято значение  $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

### Материалы и методы исследований

Для решения поставленной задачи, использовались региональные исследования и данные бурения района ЗСПМ, данные о нефтяных залежах, в том числе накопленная добыча изучаемых объектов, космоснимки территории с выявленными линеаментами, а также научные публикации и методическая литература по изучаемой теме [Голованов и др., 1987; Корчуганова и др., 2009; Милосердова, 2022].

При моделировании трещинные карбонатные коллекторы могут представляться средой с двойной пористостью. В исследовании [Zhang et al., 2021] была предложена континуальная (непрерывная) схема с учетом анизотропной трещиноватой структуры и низкопроницаемой матричной пористости.

В исследовании [Panza et al., 2019] установлена незначительность влияния на пористость и проницаемость коллектора микротрещиноватости (располагающейся перпендикулярно слоистости пород) по сравнению с матричной пористостью. В связи с этим при моделировании трещиноватости пласта можно пренебречь микротрещинами, так как существенного влияния на циркуляцию флюида они не оказывают. Мезомасштабная трещинная пустотность и связность рассчитываются с использованием детерминированной сети Discrete Fracture Network (DFN).

Один из подходов к моделированию сложных карбонатных коллекторов рассматривается в статье [Yan et al., 2022], где предлагается отдельно моделирование кавернозного и трещиноватого поровых пространств. Также предлагаются разные подходы к моделированию трещин в зависимости от их масштаба: стохастический (мелкие трещины) и детерминированный подход, требующий данных сейсмических исследований и скрининг (крупные трещины).

Построение дискретных моделей трещиноватости пород и дальнейшего перемасштабирования их в свойства, пригодные для гидродинамического моделирования, требует больших мощностей используемых ЭВМ и большого количества времени, в связи с чем авторами исследования [He et al., 2021] был рассмотрен метод, использующий нейронные сети. В основе метода лежит глубинное обучение, заключающееся в создании образцов моделей для обучения, расчетах и анализе ошибок, после чего осуществляется обновление образцов. Процесс повторяется до достижения моделью точности при расчетах свыше 90%. Подобный подход требует специального ПО, оснащенного модулями и обученными специалистами, что не всегда возможно при моделировании геологических объектов.

В исследованиях, проведенных под руководством [Hennings et al., 2012], использованы специальные методы ГИС, такие как микроимиджеры (MicroImager [FMI]), предоставляющие параметры трещиноватости. В исследовании установлено, что разломы и примыкающие к ним зоны подвергаются воздействию локальных напряжений, что способствует увеличению проницаемости и миграции углеводородов.

Специальные методы ГИС с применением микроимиджеров трудоемки, и, хотя позволяют получить ценные точечные данные о параметрах трещиноватости пород, но все же, не дают возможности достоверно охарактеризовать закономерности строения месторождения. Использование в процессе исследований 3D-сейсморазведки, микроимиджеров и других технологий, характерных для классического подхода, финансово затратно и нецелесообразно для объектов старых нефтегазодобываю-

щих регионов [Данилова и др., 2022; Орехов, Аmani Мангуа, 2019; Симоненко и др., 2018].

Близким по подходу авторов настоящей статьи к выявлению косвенных параметров зон трещиноватости является подход, применяемый в исследовании Л. В. Милосердовой с единомышленниками [Miloserdova et al., 2021], в котором установлена связь нефтегазоносности и дизъюнктивных тектонических нарушений Прикаспийской синеклизы. Нарушения фиксируются в виде линеаментов на космических снимках, расшифровка которых осуществлялась традиционными методами. Примечательно, что узлы пересечения линеаментов отражают участки с повышенной проницаемостью пород, к которым приурочены наиболее крупные месторождения углеводородов. Данное исследование является примером сопоставления данных дешифрирования снимков Земли и геофизических данных для моделирования сложных коллекторов. Основная задача данного метода – применение всей доступной информации для выявления зон повышенной трещиноватости и, соответственно, повышенной продуктивности коллекторов.

Для моделирования трещиноватости пласта на сегодняшний день используются два основных подхода: непрерывный (континуальный) и дискретный.

Continuous Fracture Modelling (CFM) – непрерывное моделирование, в основе которого лежит распространение скалярных величин интенсивности распределения трещин в моделируемом пласте [Jenkins et al., 2009]. Однако при использовании данного метода невозможно учесть неопределенности, связанные с геометрией и направлением трещин.

Discrete Fracture Modelling (DFM) – дискретное моделирование, основанное на представлении трещин как отдельных физических объектов с собственными механическими и петрофизическими свойствами, позволяющее в некоторой степени учитывать индивидуальные характеристики трещин (длина, апертура (раскрытость), направление, распределение) [Lavoine et al., 2020].

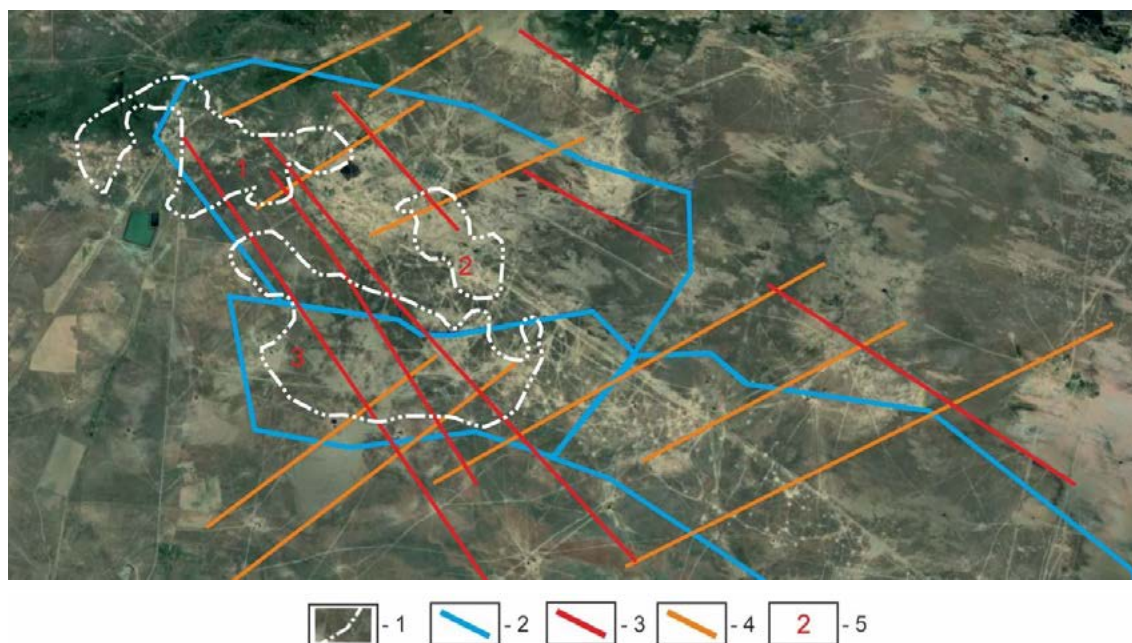
Для получения петрофизических свойств на основе сети трещин применяется процесс Upscaling (перемасштабирование), генерирующий трещинную пустотность, тензоры проницаемости и сигма-фактор, которые могут быть использованы при построении гидродинамической модели.

Качественное построение модели трещиноватой среды требует большого объема исследований геометрии и физических свойств трещин пласта [Черницкий, 2002].

При моделировании наибольшая неопределенность свойственна геометрическим параметрам трещин – длине и апертуре (раскрытости), так как их анализ требует привлечения дополнительных исследований (данные по геометрии трещин, а также их интенсивности получают с помощью сейсморазведки 3D, электрического микросканирования (показания микроимиджеров) и керна) [Гарифуллин и др., 2018; Абдуллин и др., 2018]. Крупные и новые месторождения подвергаются таким исследованиям, однако для малых месторождений и находящихся на завершающей стадии разработки, эти исследования считаются экономически нецелесообразными.

## Результаты работы и их обсуждение

Рассматриваемый регион подвергается воздействию напряжений в двух направлениях: со стороны Главного Кавказского хребта Альпийско-Кавказской складчатой системы и, перпендикулярно ему, со стороны Ставропольского свода, вследствие



*Рис. 1. Основные направления линеаментов ЗСПМ.*

*Условные обозначения: 1 – границы залежей; 2 – границы лицензионных участков; 3 – линеаменты основного направления; 4 – линеаменты дополнительного направления; 5-залежи: Правобережная (1); Зимняя Ставка (2); Пушкарская (3) /*

*Fig. 1. The main directions of the lineaments of the Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field.*

*Legends: 1 – deposit boundaries; 2 – license area boundaries; 3 – lineaments of the main direction; 4 – lineaments of the additional direction; 5 – deposits: Pravoberezhnaya (1); Zimnyaya Stavka (2); Pushkarskaya (3)*

чего образована система боков фундамента [Neleпов et al., 2021]. Системы блоков разделяются разломами и некоторые из них дешифрируются на космоснимках в виде макро- и мезолинеаментов. Разломы выявлены ГИС-исследованиями и бурением разведочных скважин.

При рассмотрении рисунка более мелких линеаментов, выделенных в пределах ЗСПМ по результатам дешифрирования космических снимков рассматриваемой территории, прослеживается повторение двух направлений основного и дополнительного (рис. 1).

Основное направление линеаментов на площади месторождения – юго-восток – северо-западное, а трещиноватости в соответствии с проведенными исследованиями близко к основному направлению линеаментов и равно  $43^\circ$ . Дополнительное направление имеет юго-запад – северо-восточное направление и хорошо прослеживается в виде разрывных нарушений по сейсмическим данным.

При рассмотрении трещиноватости и тектоники пермо-триасовых отложений [Летавин и др., 1987; Черненко и др., 2022; Хасанов, 2011; Хасанов и др., 2020; Морозовский и др., 2014] выявлено существенное влияние на формирование и распределение скоплений углеводородов в нижнем триасе зоны трещиноватости, имеющей направление юго-восток – северо-запад, что соответствует улучшению ФЕС в восточном и северном направлениях.

Объектами исследования являются залежи в нефтекумской свите на территории Пушкарского поля, Зимней ставки и поля Правобережное рассматриваемого месторождения.

Анализ расположения линеаментов на территории месторождения и карт накопленных отборов позволяет выявить общность направлений структурных нарушений и направлений зон повышенной продуктивности [Черненко и др., 2022].

Данная закономерность обусловлена протекающими в земной коре геодинамическими процессами. Зоны, подвергшиеся растяжению при движении блоков фундамента, имеют высокую проницаемость, следствием чего при разработке залежей скважины, расположенные в этих зонах, отличаются повышенными дебитами.

Таким образом, распределение трещин в пласте обосновано с помощью связи между высокими накопленными отборами углеводородов и направленностью глубинных разломов и линеаментов дневной поверхности.

Построение модели двойной пористости осуществлялось в ПО Petrel процессом Fracture Network.

Для задания распределения трещиноватости в пласте в ПО Petrel использовался тренд плотности распределения трещин. В качестве основы для построения тренда применено произведение трех условных коэффициентов, присвоенных точкам расположения скважин: коэффициент относительной накопленной добычи скважин; коэффициент, учитывающий количество линеаментов/линий повышенной продуктивности, пересекающих скважины; коэффициент удаленности скважин от линеаментов/линий повышенной продуктивности.

Значения коэффициента относительной накопленной добычи скважин принимались в пределах каждой из трёх залежей – Пушкарской, Правобережной и Зимней Ставки. Наибольшая величина накопленного отбора нефти в скважине принята за 1, остальным скважинам в долевом соотношении были присвоены условные коэффициенты, количественно отражающие плотность накопленной добычи в разных участках пласта. Наибольшей плотности соответствует коэффициент 1, на удалении – 0,2.

Значения коэффициента, учитывающего количество линеаментов/линий повышенной продуктивности пересекающих скважины, задавались по следующему принципу: точкам, которые пересекает один линеамент, соответствует коэффициент равный 1, наибольшему количеству пересечений – четырем – соответствует значение коэффициента 1,75.

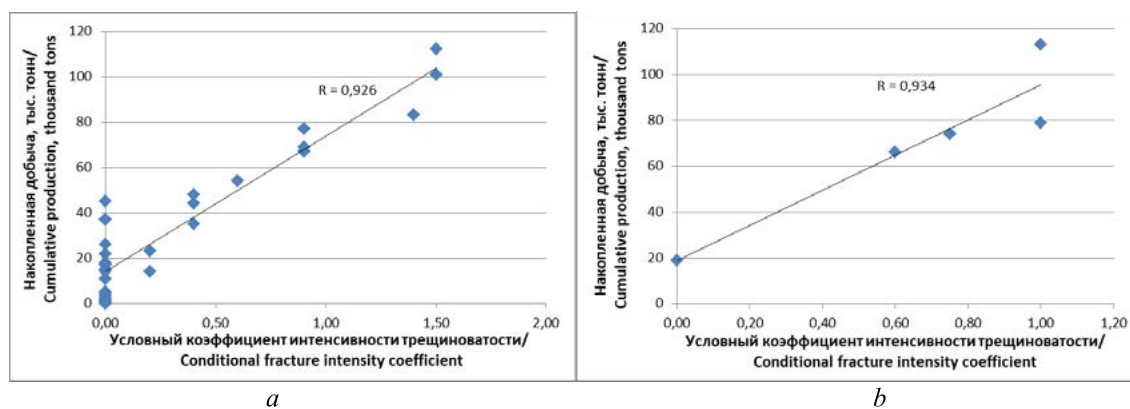


Рис. 2. График зависимости условного коэффициента от накопленной добычи Пушкарского (а) и Правобережного (б) полей ЗСПМ /

Fig. 2. Graph of dependence of the conditional coefficient on the cumulative production of Pushkarskoe (a) and Pravoberezhnoe (b) areas

Для задания значений коэффициента удаленности скважин от линеаментов/линий повышенной продуктивности, точкам, находящимся на расстоянии менее 100 м присвоен коэффициент равный единице, наименьший коэффициент – 0,01 – соответствует точкам на отдалении более 500 метров.

На рисунке 2 представлены графики зависимости итогового условного коэффициента интенсивности трещиноватости в пласте от накопленной добычи Пушкарского (А) и Правобережного (Б) полей ЗСПМ.

Коэффициент корреляции R по графикам превышает значение 0,9, что говорит о высокой степени корреляции исследуемых параметров.

Таким образом, на основании итогового коэффициента построена карта тренда, учитывающая несколько параметров, оказывающих потенциальное влияние на интенсивность распространения трещин в пласте (рис. 3).

Соответственно количеству залежей, плотность трещин построена в пределах трех полигонов – трех контуров нефтегазоносности залежей. «Очаги» трещиноватости в пределах одной залежи располагаются на расстоянии около 1500 метров. На построенной карте наблюдается согласованность направлений участков с повышенной трещиноватостью и линеаментами/линиями повышенной продуктивности.

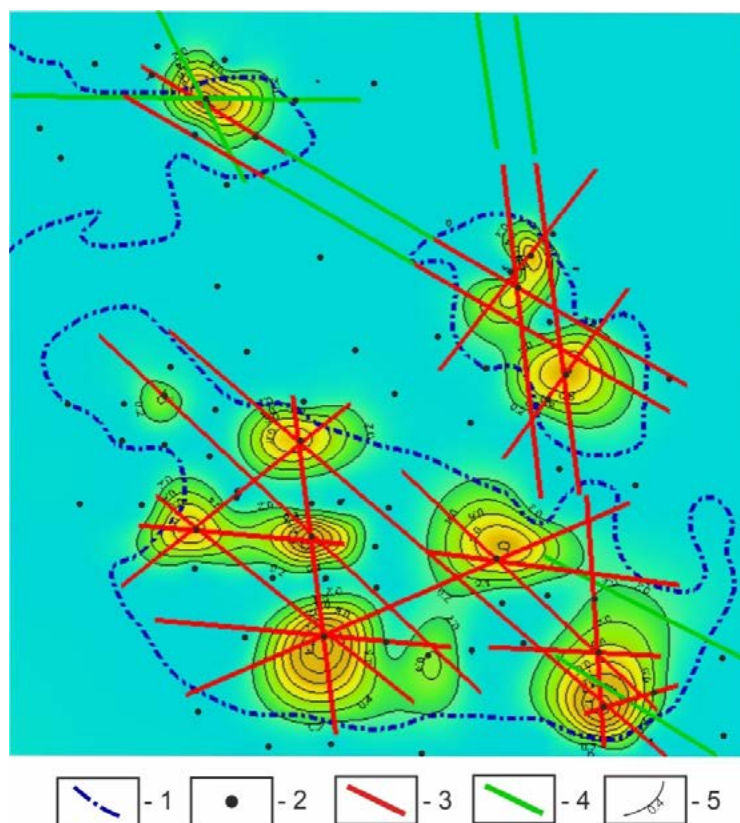


Рис. 3. Карта тренда плотности распределения трещиноватости Правобережной, Зимне-Ставкинской и Пушкарской залежей ЗСПМ.

Условные обозначения: 1 – контур залежи; 2 – место расположения скважины; 3 – достоверные линеаменты; 4 – предполагаемые линеаменты; 5 – изолинии интенсивности трещиноватости / Fig. 3. Map of the trend of fracture distribution density of Pravoberezhnaya, Zimne-Stavkinskaya and Pushkarskaya deposits.

Legends: 1 – deposit contour; 2 – well location; 3 – reliable lineaments; 4 – probable lineaments; 5 – isolines of fracture intensity



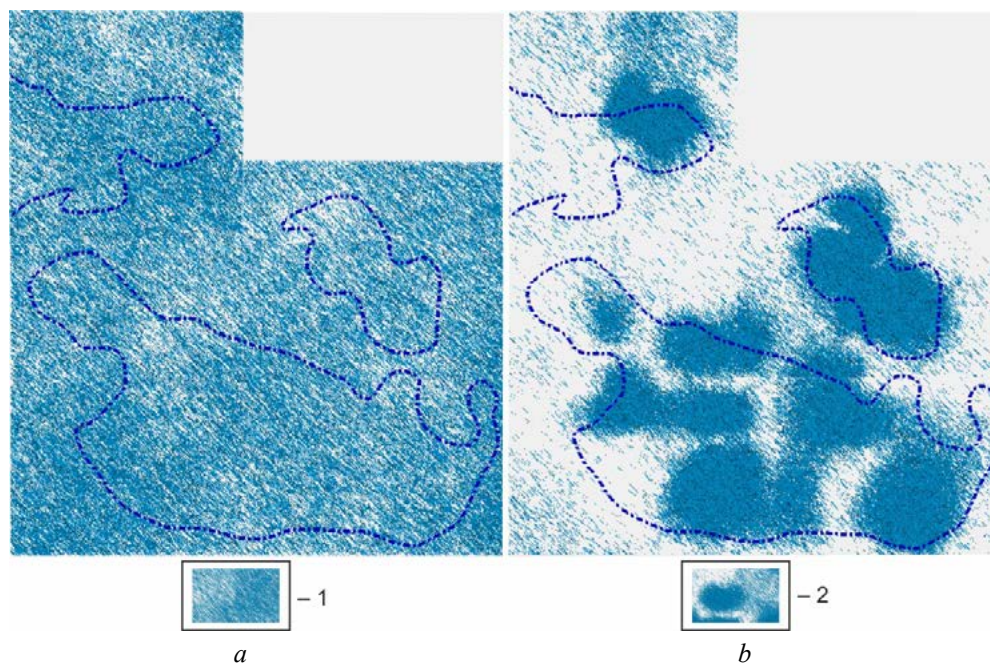


Рис. 4. Сеть трещин нефтекумской свиты нижнего триаса Правобережной, Зимне-Ставкинской и Пушкарской залежей ЗСПМ.

Условные обозначения: 1 – равномерное распределение трещин; 2 – распределение трещин с использованием тренда. /

Fig. 4. Network of fractures of the Lower Triassic Neftekumsk formation of Pravoberezhnaya, Zimne-Stavkinskaya and Pushkarskaya deposits.

Legends: 1 – equal distribution of fractures; 2 – distribution of fractures using a trend

Построение трещин производилось как в коллекторе, так и в неколекторе пласта. Рассматриваемые отложения характеризуются и горизонтальной и вертикальной трещиноватостью, в связи с чем, соотношение длины горизонтальных трещин к вертикальным (elongation ratio) было принято 1:2.

Для построения модели принято нормальное распределение длин трещин. Максимальная длина единичных трещин принята в соответствии с допущением: ее максимальное значение приравнивается 1/10 от среднего межскважинного расстояния [Nelerov et al., 2021], для нефтекумской свиты эта величина составила 100 м.

Реализовано два варианта построения сети трещин: с равномерным распределением трещин (А) и с использованием карты тренда плотности трещин (Б) (рис. 4).

Сеть трещин подвергается перемасштабированию методом Oda. По завершению процесса получены куб трещинной пустотности (обычно с пустотностью менее 0,01 д. е.); тензоры проницаемости по трем направлениям (x; y; z); куб с сигма-фактором в каждой ячейке, характеризующий взаимодействие матричной пористости и трещин. На рисунке 5 показаны итоговые кубы трещинной пустотности пласта.

На рисунке А изображен куб пористости (термин, используемый в ПО Petrel), при построении которого использовалась сеть с равномерным распределением трещин (рис. 4А), то есть распределение плотности трещин построено случайным образом (с учетом иных заданных параметров). На рисунке Б представлен куб пористости пласта, при построении которого применялась сеть трещин, учитывающая тренд плотности распределения трещин в пласте (рис. 4Б), следовательно параметры этого свойства более обоснованы и пригодны для использования.

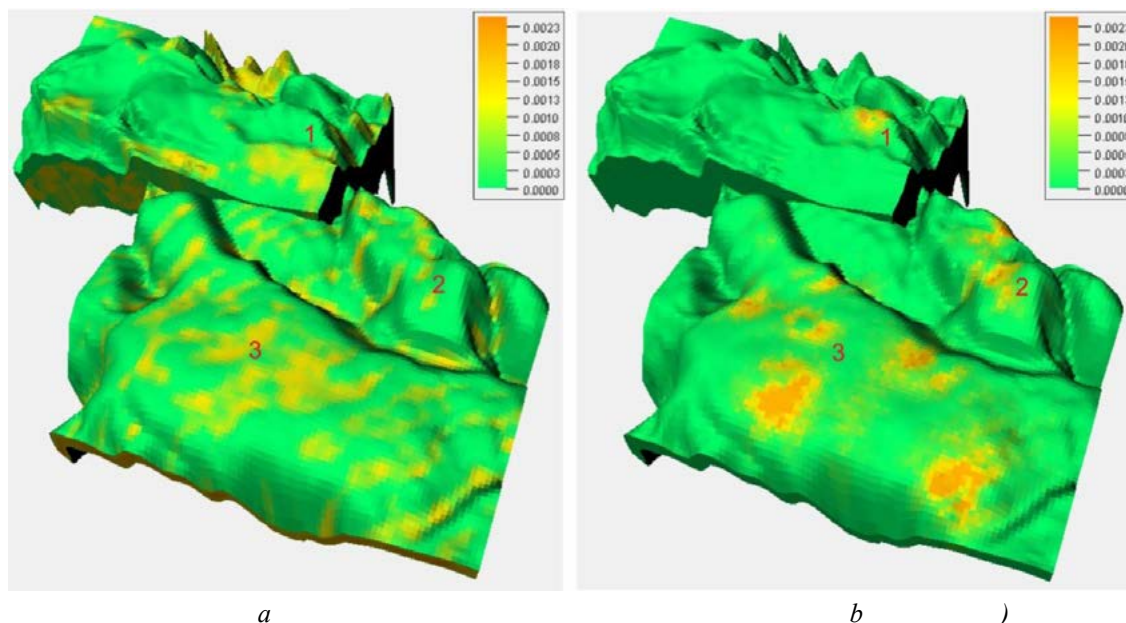


Рис. 5. Трещинная пустотность Правобережной (1), Зимне-Ставкинской (2) и Пушкарской (3) залежей ЗСПМ. а – равномерное распределение трещинной пустотности; б – распределение трещинной пустотности с использованием карты тренда. /

Fig. 5. Fractured porosity of Pravoberezhnaya (1), Zimne-Stavkinskaya (2) and Pushkarskaya (3) deposits. a – equal distribution of fractured porosity; b – fractured porosity distribution using a trend map

## ВЫВОДЫ

В результате проведенного исследования сделаны следующие выводы:

1. Разрывные нарушения и сопровождающая их трещиноватость в пласте могут существенно влиять на продуктивность скважин. Выявление и учет участков их наибольшей интенсивности при доразведке и планировании ГТМ на территории месторождений может повысить эффективность разработки;
2. Существует корреляция между расположением скважин с высокими накопленными отборами и направленностью линеаментов/линий повышенной продуктивности Пушкарской, Правобережной и Зимне-Ставкинской залежей ЗСПМ;
3. Метод позволяет прогнозировать параметры трещиноватости и использовать их в дальнейшем при перемасштабировании моделей трещинной пустотности, проницаемости и сигма-фактора для гидродинамического моделирования в условиях ограниченности данных о трещиноватости.

## Литература

1. Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. Пример практического применения информации о трещиноватости по данным комплекса ГИС и высокотехнологических методов. // Георесурсы. – 2018. – №3. – С. 261-266.
2. Гарифуллин Р.И., де Жусино Г., Рувруа П. Моделирование трещиноватости, как важный этап проектирования разработки трещиноватых коллекторов. // Гоевразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. Труды международной геолого-геофизической конференции. – М.: Издательство: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 267-272.
3. Голованов М.П., Дроздов В.В. Опыт линеаментного анализа в Предкавказье // Космическая информация при поисках, разведке и эксплуатации газовых месторождений: результаты и перспективы использования. – М.: Труды ВНИИГАЗА, 1987. – С. 61-68.

4. Данилова Е. А., Дрягин В. В. Применение сейсмических и сейсмоакустических методов для выявления путей миграции углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов в зонах тектонических нарушений Восточнобортовой нефтегазоносной области Прикаспийской впадины. // Геология и геофизика Юга России. – 2022. – Т. 12 (3). – С. 79-93. DOI: 10.46698/VNC.2022.12.99.005.
5. Корчуганова Н. И., Корсаков А. К. Дистанционные методы геологического картирования: учебник. – М.: КДУ, 2009. – 288 с.
6. Летавин А. И., Орел С. М., Чернышев С. М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. – М.: Наука, 1987. – 94 с.
7. Милосердова Л. В. Аэрокосмические методы в нефтегазовой геологии: Учебник. / Под ред. П. В. Флоренского. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2022. – 502 с.
8. Морозовский Н. А., Кременецкий М. И., Сирота А. С. Локализация зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 44-47.
9. Орехов А. Н., Аmani Мангуа М. М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – № 6. – С. 198-209.
10. Симоненко Е. П., Долгирев С. С., Кириченко Ю. В. Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости. // Георесурсы. – 2018. – № 3. – С. 267-273.
11. Хасанов М. А. Фильтрационно-емкостная модель пород коллекторов нижнего триаса Восточного Предкавказья. // КАРОТАЖНИК. – 2011. – № 4 (202). – С. 12-19.
12. Хасанов М. А., Эзирбаев Т. Б., Эльжаев А. С. Пространственное распространение пермо-триасовых отложений Восточного Предкавказья и их нефтегазоносность. // Геология и геофизика Юга России. – 2020. – Т. 10 (2). – С. 113-126. DOI: 10.46698/VNC.2020.17.62.008
13. Черненко К. И., Еремина Н. В., Туманова Е. Ю. Линейные зоны повышенной продуктивности нефти в карбонатной залежи Пушкирского поля Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 29-46. DOI: 10.37493/2308-4758.2022.3.2
14. Черницкий А. В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. – М.: ОАО РМНТК Нефтеотдача, 2002. – С. 254.
15. He X., Santoso R., Alsinan M., Kwak H., Hoteit H. Constructing Dual-Porosity Models from High-Resolution Discrete-Fracture Models Using Deep Neural Networks. // SPE Reservoir Simulation Conference. – 2021. DOI: 10.2118/203901-ms
16. Hennings P., Allwardt P., Paul P., Zahm Ch., Reid R., Alley H., Kirschner R., Lee B., Hough E. Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia. // AAPG Bulletin. – 2012. – Vol. 96. – pp. 753-772. DOI: 10.1306/08161109084
17. Jenkins C., Ouenes A., Zellou A., Wingard J. Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models. // AAPG Bulletin. – Vol. № 11 (93). – 2009. – pp. 1597-1608.
18. Lavoine E., Davy P., Darcel C., Munier R. A discrete fracture network model with stress-driven nucleation: impact on clustering, connectivity, and topology. // Frontiers in Physics. – 2020. – pp. 17-26. DOI: 10.3389/fphy. 2020.00009
19. Miloserdova L. V., Dintsova K. I., Khafizov S. F., Iskaziev K. O., Osipov A. V. Connection of lineaments and nodes of their intersections with the oil and gas content of the Caspian syncline and its framing (Russian). // Oil Industry Journal. – 2021. – Vol. 6. – pp. 22-26. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-22-26
20. Nelepov M., Gridin R., Lutsenko O., Sterlenko Z., Tumanova Ye., Yeriomina N., Chernenko K., Gridin V. Fracture modeling of carbonate reservoirs of Low Triassic Neftekumsk formation of hydrocarbon field in Petrel software EMMFT-2020. // E3S Web of Conferences. – 2021. – Vol. 24. – p. 03020. DOI: 10.1051/e3sconf/202124403020
21. Panza E., Agosta F., Rustichelli A., Vinciguerra S. C., Ougier-Simonin A., Dobbs M., and

Prosser G. Meso-to-microscale fracture porosity in tight limestones, results of an integrated field and laboratory study. // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Vol. 103. – pp. 581-595.

22. Yan L., Liu Q., Liu X. Research on 3D geological modeling of fractured-vuggy carbonate reservoirs. // *Energy Reports*. – 2022. – Vol. 8. – pp. 491-500.

23. Zhang Q., Yan X., Shao J. Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: A continuum framework. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 200. – p. 108349.

## References

1. Abdullin R. N., Rakhmatullina A. R. An example of practical application of information on fracturing according to well logging data and high-tech methods. *Georesources*. 2018. No. 3. pp. 261-266. (In Russ.)

2. Garifullin R. I., Ghislain de Joussineau, Patrick Rouvroy Fracturing modeling as an important stage in the design of the development of fractured reservoirs. *GeoEurasia 2018. Modern methods of studying and developing of Eurasia*. Publisher: PoliPRESS LLC. 2018. pp. 267-272. (In Russ.)

3. Golovanov M. P., Drozdov V. V. Experience of lineament analysis in the Ciscaucasia. Space information in the search, exploration and operation of gas fields: results and prospects for use. Moscow. Proceedings of VNIIGAZ, 1987. pp. 61-68. (In Russ.)

4. Danilova E. A., Dryagin V. V. Application of seismic and seismoacoustic methods to identify migration routes of hydrocarbon and enhanced oil recovery in zones of tectonic faults in the Vostochnobortovaya oil and gas region of the Peri-Caspian Depression. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2022. Vol. 12 (3). pp. 79-93. DOI: 10.46698/VNC.2022.12.99.005. (In Russ.)

5. Korchuganova N. I., Korsakov A. K. Remote methods of geological mapping: textbook. Moscow. KDU, 2009. 288 p. (In Russ.)

6. Letavin A. I., Orel S. M., Chernyshev S. M. et al. Tectonics and oil and gas potential of the North Caucasus. Moscow. Nauka, 1987. 94 p. (In Russ.)

7. Miloserdova L. V. Aerospace methods in oil-and-gas geology: Textbook / Ed. P. V. Florensky. Moscow. Nedra Publishing House LLC, 2022. 502 p. Text electronic edition. (In Russ.)

8. Morozovsky N. A., Kremenetsky M. I., Sirota A. S. Localization of carbonate reservoir zones based on the results of hydrodynamic studies of wells. *Neftyanoe Khozyaistvo*. 2014. No. 8. pp. 44-47. (In Russ.)

9. Orekhov A. N., Amani Mangua Mark M. Possibilities of geophysical methods for predicting reservoirs fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*. 2019. No. 6. pp. 198-209. (In Russ.)

10. Simonenko E. P., Dolgirev S. S., Kirichenko Yu. V. The possibilities of well logging data methods for studying fracturing. *Georesources*. 2018. No. 3. pp. 267-273. (In Russ.)

11. Khasanov M. A. Filtration-permeability model of reservoirs rocks of the Lower Triassic of the Eastern Fore-Caucasus. *Journal KAROTAZHNIK*. 2011. No. 4 (202). pp. 12-19. (In Russ.)

12. Khasanov M. A., Ezirbaev T. B., Eljaev A. S. Spatial distribution of Permian-Triassic deposits of the Eastern Ciscaucasia and their oil-and-gas potential. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2020. Vol. 10 (2). pp. 113-126. DOI: 10.46698/VNC.2020.17.62.008. (In Russ.)

13. Chernenko K. I., Yeriomina N. V., Tumanova Ye. Yu. Linear zones of increased oil productivity in the carbonate reservoir of the Pushkarskoe area of Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field. *Science. Innovation. Technologies*. 2022. No. 3. pp. 29-46. DOI: 10.37493/2308-4758.2022.3.2/ (In Russ.)

14. Chernitsky A. V. Geological modeling of oil deposits of massive type in carbonate fractured reservoirs. Moscow. OJSC RMNTK Neftetodacha, 2002. pp. 254. (In Russ.)

15. He X., Santoso R., Alsinan M., Kwak H., Hoteit H. Constructing Dual-Porosity Models

from High-Resolution Discrete-Fracture Models Using Deep Neural Networks. SPE Reservoir Simulation Conference. 2021. DOI:10.2118/203901-ms

16. Hennings P., Allwardt P., Paul P., Zahm Ch., Reid R., Alley H., Kirschner R., Lee B., Hough E. Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia. AAPG Bulletin. 2012. 96. pp. 753-772. DOI:10.1306/08161109084

17. Jenkins C., Ouenes A., Zellou A., Wingard J. Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models. AAPG Bulletin. 2009. Vol. 11 (93). 2009. pp. 1597-1608.

18. Lavoine E., Davy P., Darcel C., Munier R. A discrete fracture network model with stress-driven nucleation: impact on clustering, connectivity, and topology. *Frontiers in Physics*. 2020. pp. 17-26. DOI: 10.3389/fphy. 2020.00009

19. Miloserdova L. V., Dintsova K. I., Khafizov S. F., Iskaziev K. O., Osipov A. V. Connection of lineaments and nodes of their intersections with the oil and gas content of the Caspian syncline and its framing (Russian). *Oil Industry Journal*. 2021. Vol. 6. pp. 22-26. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-22-26

20. Nelepov M., Gridin R., Lutsenko O., Sterlenko Z., Tumanova Ye., Yeriomina N., Chernenko K., Gridin V. Fracture modeling of carbonate reservoirs of Low Triassic Neftekumsk formation of hydrocarbon field in Petrel software EMMFT-2020. *E3S Web of Conferences*. 2021. Vol. 24. p. 03020. DOI: 10.1051/e3sconf/202124403020

21. Panza E., Agosta F., Rustichelli A., Vinciguerra S. C., Ougier-Simonin A., Dobbs M., and Prosser G. Meso-to-microscale fracture porosity in tight limestones, results of an integrated field and laboratory study. *Marine and Petroleum Geology*. 2019. Vol. 103. pp. 581-595.

22. Yan L., Liu Q., Liu X. Research on 3D geological modeling of fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. pp. 491-500.

23. Zhang Q., Yan X., Shao J. Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: A continuum framework. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 200. p. 108349.