

УДК 553.982

DOI: 10.46698/VNC.2025.97.91.001

Оригинальная статья

Выделение зон повышенной трещиноватости нефтекумского природного резервуара Восточно-Безводненского месторождения с использованием программного продукта «tНавигатор»

К.И. Черненко¹, К.М. Саидова², Н.В. Еремина¹, Н.Е. Шатохин¹

¹ Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355009,
г. Ставрополь, пр. Кулакова 16/1, корп. 16, e-mail: kchernenko@ncfu.ru;

² Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ставрополь», Россия, 355035,
г. Ставрополь, ул. Ленина, 419

Статья поступила: 31.03.2025, доработана: 16.05.2025, принята к публикации: 20.05.2025

Резюме: Актуальность работы. Месторождения нефти и газа на территории Восточного Предкавказья, старейшего нефтегазоносного региона, находятся на стадии падающей добычи или же закончены разработкой, поэтому существует острая необходимость в приросте углеводородного потенциала. Объектом исследования являются перспективные в этом отношении трещиноватые карбонатные отложения нефтекумской свиты (нижний триас) Восточно-Безводненского месторождения, которое расположено на Востоке Ставропольского края. Залежи месторождения имеют высокую степень пространственной неоднородности, отражающейся в мозаичности зон повышенной нефтеотдачи. Установление закономерностей распространения таких зон позволит создать наиболее оптимальную цифровую геологическую модель залежей. **Целью исследования является** учет результатов выявленных закономерностей распространения зон повышенной трещиноватости продуктивного пласта при обосновании перспективных объектов доразведки и доработки Восточно-Безводненского месторождения. **Методы исследования.** В ходе исследования был использован метод корреляционного анализа параметров добычи нефти и пространственных характеристик расположения скважин, полученных в результате структурного дешифрирования материалов дистанционного зондирования (МДЗ), а также метод моделирования зон развития улучшенных коллекторов в отечественном программном обеспечении (ПО) tНавигатор с учетом новых полученных данных. **Результаты работы.** На основании данных, полученных при обработке геолого-промыслового материала и результатов МДЗ, выявлены линейные зоны повышенной продуктивности в карбонатных отложениях нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения. Изучены и применены тектонический и литолого-фациальный критерии для учета результатов выявленных линейных зон повышенной продуктивности коллектора в цифровой геологической модели. Авторами данного исследования была построена карта латерального распределения сети трещин в ПО tНавигатор с учетом разработанного обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости. В результате сопоставления карт параметров, влияющих на величину накопленной добычи нефти, авторами выделены зоны, наиболее оптимальные для размещения уплотняющего бурения и проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Ключевые слова: карбонатный коллектор, моделирование трещиноватости, линеаменты, зоны повышенной продуктивности, трещинная пустотность, тренд плотности трещин, дискретная сеть трещин, прогнозная схема.

Для цитирования: Черненко К.И., Саидова К.М., Еремина Н.В., Шатохин Н.Е. Выделение зон повышенной трещиноватости нефтекумского природного резервуара Восточно-Безводненского месторождения с использованием программного продукта «tНавигатор». *Геология и геофизика Юга России*. 2025. 15(2): 206-218. DOI: 10.46698/VNC.2025.97.91.001

DOI: 10.46698/VNC.2025.97.91.001

Original paper

Identification of increased fracturing zones of the Neftekumsk natural reservoir on the Vostochno-Bezvodnenskoye field using the software product “tNavigator”

K.I. Chernenko¹, K.M. Saidova², N.V. Yeriomina¹, N.E. Shatokhin¹

¹ North-Caucasus Federal University, 16/1 Kulakova Ave.,
Stavropol 355009, Russian Federation, e-mail: kchernenko@ncfu.ru;

² Branch “Gazprom VNIIGAZ Stavropol”, 419 Lenina Str., Stavropol 355035,
Russian Federation

Received: 31.03.2025, revised: 16.05.2025, accepted: 20.05.2025

Abstract: Relevance. The oil-and-gas fields in the Eastern Fore-Caucasus, the oldest oil-and-gas region, are at the stage of declining production or have been completed, so there is an urgent need to increase the hydrocarbon potential. The object of the study is the Neftekumsk fractured carbonate formation (Lower Triassic), which is promising in this regard, on the Vostochno-Bezvodnenskoye field, which is located in the East of the Stavropol Territory. The deposits of the field have a high degree of spatial heterogeneity, reflected in the mosaic of zones of increased oil recovery. The establishment of distribution patterns of such zones will make it possible to create the most optimal digital geological model of deposits. **The aim of the study** is to take into account the results of the identified patterns of the increased fracturing zones distribution of the productive reservoir when substantiating promising exploration and development facilities for the Vostochno-Bezvodnenskoye field. **Methods.** The study used the method of correlation analysis of oil production parameters and spatial characteristics of the location of wells obtained as a result of structural decoding of remote sensing materials, as well as the method of modeling the zones of improved reservoirs in the domestic tNavigator software package, taking into account the new received data. **Results.** Based on the data obtained during the processing of geological and field material and the results of remote sensing materials, linear zones of increased productivity were identified in the Neftekumsk carbonate formation of the Vostochno-Bezvodnenskoye field. Tectonic and lithological-facies criteria have been studied and applied to account for the results of the identified linear zones of increased reservoir productivity in a digital geological model. The authors of this study have constructed a map of the lateral distribution of the fracture network in tNavigator software, taking into account the developed generalized coefficient of fracture intensity. As a result of comparing maps of parameters affecting the amount of accumulated oil production, the authors identified the zones that are most optimal for the location of infill drilling and well intervention.

Keywords: carbonate reservoir, fracture modeling, lineaments, high productivity zones, fracture voidness, trend of fracture density, discrete fracture network, predicted scheme.

For citation: Chernenko K.I., Saidova K.M., Yeriomina N.V., Shatokhin N.E. Identification of increased fracturing zones of the Neftekumsk natural reservoir on the Vostochno-Bezvodnenskoye field using the software product “tNavigator”. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2025. 15(2): 206-218. DOI: 10.46698/VNC.2025.97.91.001

Введение

Открытие и разработка в различных нефтегазоносных провинциях крупных месторождений нефти и газа в карбонатных толщах (Астраханское, Северное Хоседаю, Карачаганак, Тенгиз, Оренбургское) [Багринцева, 2003] поставили в разряд

первоочередных задач исследования их геологического, тектонического строения, а также выявление закономерностей анизотропии пустотного пространства. С этой точки зрения, старейшие нефтегазоносные регионы, в том числе Восточное Предкавказье, где до сих пор разрабатываются залежи нефти, приуроченные к рифогенным структурам в карбонатных коллекторах, остаются недоизученными.

Восточно-Безводненское месторождение относится к наиболее масштабным по геологическим запасам углеводородов на территории Ставропольского края [Сидорчук, 2024]. Залежи нефти нефтекумской свиты нижнего триаса Восточно-Безводненского месторождения (четыре залежи на Восточном поле и две залежи на Безводненском поле) представлены мощными массивными трещинно-кавернозными известняками, имеющими высокую степень пространственной неоднородности в разрезе [Черненко, 2024а; Хасанов, 2011]. В тектоническом отношении данный объект приурочен к Величаевско-Максимокумскому валу зоны Манычских прогибов. Вал интенсивно дислоцирован крупными нарушениями. По отношению к окружающим прогибам амплитуда вала составляет 700-1000 м.

По данному месторождению накоплен геолого-промысловый материал, который позволяет разработать новые критерии прогноза зон повышенной продуктивности для создания научно обоснованных рекомендаций для проведения уплотняющего бурения и ГТМ в целях повышения степени выработки запасов.

Актуальность работы

Традиционными способами, позволяющими выделять места заложения новых добывающих скважин и места проведения ГТМ с забуриванием боковых стволов, являются методы, использующие результаты традиционных аэрокосмогеологических исследований, сейсморазведки, скважинных геофизических и гидродинамических исследований, изучения керн. Большинство таких исследований для изучаемого объекта (за исключением современных скважинных геофизических исследований и изучения ориентированного керн) были проведены, но не были получены удовлетворительные результаты. Таким образом, очевидна неспособность традиционных методов и подходов выявлять участки, характеризующиеся наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и объяснить причины наличия уникальных продуктивных характеристик некоторых участков.

На сегодняшний день проблема выделения зон повышенной трещиноватости карбонатных природных резервуаров интересует очень многие научные центры нашей страны и мира. Коллектив ученых [Мударисова, 2022] из Казанского (Приволжского) федерального университета занимается исследованием неоднородности строения карбонатных пород-коллекторов по минералогическим фазам посредством метода электронного парамагнитного резонанса, рентгенофлуоресцентного анализа и изучения стабильных изотопов.

Специалистами НК «Роснефть», Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) и др. проведены исследования распространения коллекторов с улучшенными коллекторскими свойствами на основе сейсмических данных, интеграции разномасштабных геологических, тектонических, литологических данных [Никулина и др., 2023], позволившие разработать критерии поиска зон повышенной продуктивности, в частности, были выявлены новые зоны (так называемые «окна»), которые характеризуются изменением волнового рисунка.

Итальянскими учеными [Ferraro et al., 2020] на основе междисциплинарных исследований тектонических нарушений в карбонатных отложениях мезозойского возраста изучена структура пор как функция механизмов деформации и диагенетических процессов и предложена концептуальная модель эволюции структуры пор для изучаемого объекта.

Ученые из Китая [Ma et al., 2024, 2023, 2022] занимаются изучением ключевых научных проблем формирования коллекторов, контролируемых разломами, скоплений углеводородов и эффективных методов добычи нефти и газа из карбонатных отложений в центральном и западном бассейнах этой страны. На основе разработанного данным коллективом ученых иерархического геологического и численного моделирования взаимодействия жидкой, твердой фаз и температурного поля была значительно повышена точность прогнозирования продуктивности нефтяных и газовых пластов.

Другая группа исследователей из Китая [Wenyang et al., 2021] с помощью сочетания геологического, статистического и экспериментального анализов данных впервые разработала количественный метод расчёта эффективности миграции углеводородов по коллекторам, осложнённым тектоническими нарушениями (разломами), на примере кембрийской формации Лунвангмяо в Сичуаньском бассейне. Результаты этих исследований показали, что системы путей миграции углеводородов по коллекторам, осложнённым тектоническими нарушениями, контролируют аккумуляцию углеводородов. Анализ данных по 17 скважинам, пробуренным с использованием этого метода, свидетельствует о высокой степени корреляции между продуктивностью скважин и эффективностью миграции углеводородов по коллекторам, а степень соответствия фактических и прогнозируемых результатов составила 83%.

Совместная научная работа иранских и немецких ученых [Iman et al., 2024] подтверждает актуальность и важность моделирования разломов на этапе разведки углеводородов и последующих исследований в процессе разработки и освоения месторождений. Так, построенные ими модели мелко- и крупномасштабных разломов, созданные на основе сейсмических и скважинных данных, совмещаются с обычной моделью разломов для создания интегрированной дискретной сети трещин (Discrete fracture network – DFN). Результаты, подтверждённые с помощью данных Formation Micro Imager (FMI), демонстрируют точность интегрированной модели DFN по сравнению с традиционными подходами на исследуемом месторождении, особенно при выявлении мелкомасштабных разломов.

В настоящей работе предлагается, кроме традиционных методов исследования, использовать новые критерии выявления зон повышенной трещиноватости нефтекумского природного резервуара Восточно-Безводненского месторождения, разработанные на основе применения статистического анализа геолого-промысловых данных, а также сопоставления направлений линий повышенной продуктивности с системой линеаментов диагонального и ортогонального простирания.

На сегодняшний день актуальным является импортозамещение в нефтегазовой промышленности, в частности, в нефтяной геологии, в том числе применение современного отечественного ПО. Одним из ряда продуктов такого программного обеспечения является технологичный и удобный продукт для моделирования месторождения – тНавигатор компании ИРМ (Руководство пользователя ..., 2004-2024, <https://rfdyn.ru/>) [Игилманов, 2022].

Материалы и методы исследований

Фактическим материалом послужили данные о продуктивности 48 эксплуатационных скважин, а также каротажный материал (1:200), структурные карты, карты эффективных нефтенасыщенных толщин и накопленных отборов залежей нефти исследуемого месторождения. Для выявления линейных зон повышенной продуктивности в карбонатных отложениях нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения был применен метод корреляционного анализа параметров добычи нефти и пространственных характеристик расположения скважин.

В ходе проведения исследования авторами для выявления анизотропии простиранения систем трещиноватости (разломов) использованы результаты структурного дешифрирования района исследования на основе системно-иерархического подхода [Никонов, 2019; Никонов, 2016, 2011; Черненко, 2024б] трех уровней генерализации: регионального, зонального и локального.

Моделирование зон развития улучшенных коллекторов осуществлялось в отечественном ПО тНавигатор (Модуль «Дизайнер Геологии, Моделей»).

Результаты работы и их обсуждение

С целью получения необходимых параметров трещиноватости авторами предложена методика построения тренда плотности трещин по данным результатов структурного дешифрирования МДЗ, продуктивных и пространственных характеристик добывающих скважин [Черненко, 2024а; Черненко, 2024б]. Моделирование сети трещин проведено в объеме природного резервуара залежей нефти нефтекумских отложений Восточно-Безводненского месторождения.

В качестве основы для построения тренда плотности распределения трещин для исследуемых залежей использован параметр в виде обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости $k_{обш}$, позволяющий охарактеризовать возможность попадания скважины в зону с высокими продуктивными характеристиками. Данный коэффициент является результатом перемножения коэффициента, учитывающего количество точек пересечения линейных зон повышенной продуктивности, и коэффициента близости скважин от них.

Обоснованием возможности использования коэффициента $k_{обш}$ является наибольшая теснота связи с накопленной добычей нефти ($R=0,800$, рис. 1) по сравнению с такими показателями как эффективная нефтенасыщенная толщина ($R=0,480$, [Черненко, 2024а]), абсолютная отметка кровли пласта ($R=0,040$), длительность периода эксплуатации ($R=0,370$), накопленная добыча воды ($R=0,390$), которые были рассмотрены авторами при изучении нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения. Это дает возможность осуществить моделирование и прогнозирование трещиноватости в цифровых геологических моделях.

Точки с максимальными накопленными отборами (верхнее «красное» поле) не связаны с основным объемом данных («синее поле»), и их величина обусловлена неучтенным фактором, требующим дополнительного изучения. Аномально высокие значения переменных оказывают существенное влияние на качество регрессионных моделей, поэтому они не включены в построенную статистическую зависимость. В настоящем случае аномально высокие значения не являются ошибочными, они должны стать предметом отдельного исследования.

На рисунке 2 представлена карта тренда плотности трещин, характеризующая изменения по площади залежи обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости. Карта отражает потенциальную интенсивность трещиноватости в пласте и распространение участков с повышенными продуктивными характеристиками [Черненко и др., 20246].

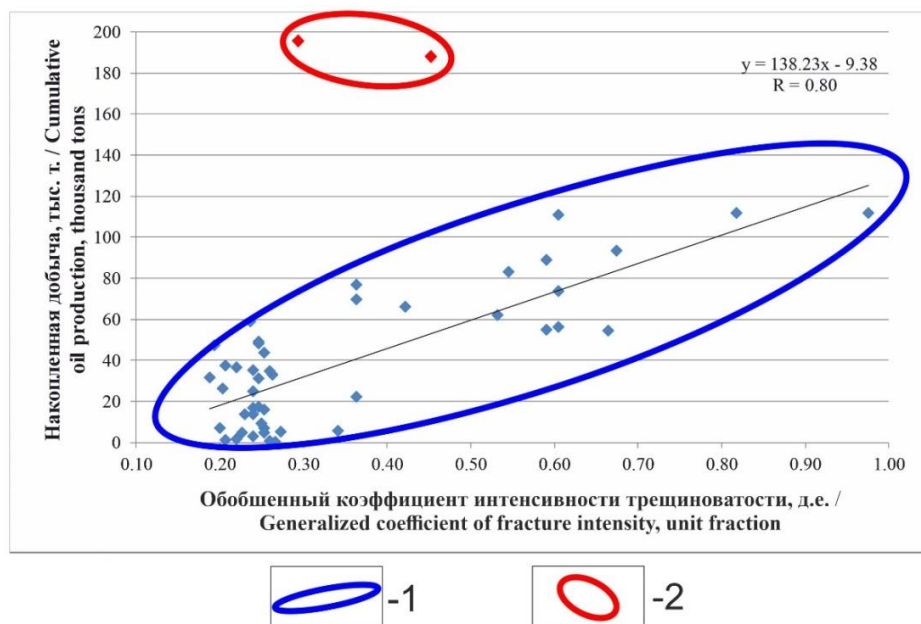


Рис. 1. График зависимости накопленной добычи нефти от обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости ($k_{обш} = k_{точ.перес} \times k_{апп}$) для залежей нефти нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения: 1 – «синее» поле корреляционных точек для основного объема данных; 2 – «красное» поле корреляционных точек с аномально высокими значениями накопленной добычи нефти (более 180 тыс. т) /

Fig. 1. Graph of the dependence of accumulated oil production on the generalized coefficient of fracture intensity ($k_{intersection\ point} \times k_{proximity}$) for the deposits of the Neftekumsk formation of the Vostochno-Bezvodnenskoye field: 1 – “blue” field of correlation points for the main volume of data; 2 – “red” field of correlation points with abnormally high values of accumulated oil production (more than 180 thousand tons)

Участки повышенной трещиноватости в пределах залежей располагаются на расстоянии около 750-2000 м. На построенную карту были нанесены линеаменты диагонального и ортогонального простирания, полученные в результате структурного дешифрирования МДЗ локального уровня генерализации, установлена совместимость линеаментов (потенциальных участков повышенной трещиноватости) с линиями повышенной продуктивности [Черненко, 20246]. Наибольшая величина обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости наблюдается в районе скважин на северо-востоке Залежи II Восточного поля исследуемого месторождения. Следует отметить, что в районе данного участка находятся скважины 210вб и 20 с наиболее высокими величинами накопленной добычи нефти (112 тыс. т).

Исходные параметры (спецификация, длина, ориентация трещин и др.) при построении дискретной сети трещин DFN приняты по аналогии с цифровыми геологическими моделями карбонатных отложений нефтяных залежей Величаевско-Колодезного и Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождений [Черненко, 20246].

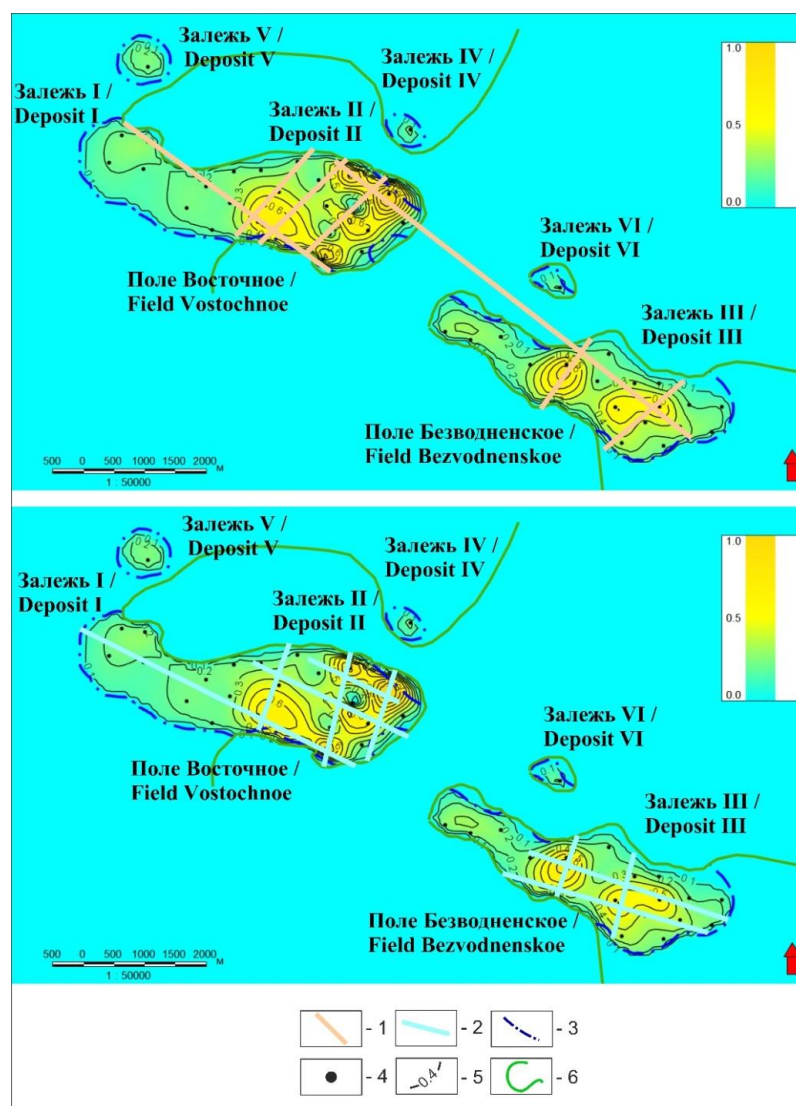


Рис. 2. Карта тренда плотности трещин залежей нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения: линейные зоны повышенной продуктивности:

1 – диагональная система; 2 – ортогональная система; 3 – контур залежи; 4 – скважина;
5 – изолинии интенсивности трещиноватости; 6 – границы замещения коллекторов /

Fig. 2. Trend map of fracture density of the deposits of the Neftekumsk formation of the Vostochno-Bezvodnenskoye field: linear zones of increased productivity: 1 – diagonal system; 2 – orthogonal system; 3 – deposit contour; 4 – well; 5 – fracture intensity isolines; 6 – reservoir replacement boundaries

Сеть трещин была построена с учетом свойства вероятности DFN (в виде 3D-свойства тренда плотности трещин) (рис. 3а). Это позволило осуществить более достоверный прогноз свойств трещиноватости и создать реалистичную трехмерную геологическую модель нефтекумских отложений залежей нефти Восточно-Безводненского месторождения.

Для включения сети трещиноватости в 3D-модель авторами было построено свойство по ремасштабированию DFN с помощью известного [Закревский, 2009; Козяев, 2019] метода Oda. Были получены следующие кубы свойств: куб трещинной пористости (Poro) и кубы проницаемости в трех направлениях (Perm_i, Perm_j, Perm_k). На рисунке 3б представлен полученный куб трещинной пористости исследуемых отложений.

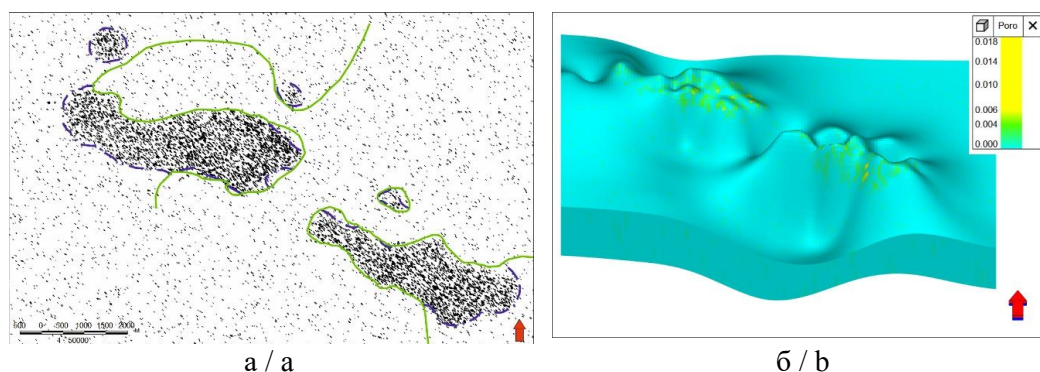


Рис. 3. Сеть трещин DFN (а), куб трещинной пористости Poro (б) объекта исследования, построенные с использованием карты тренда. Условные обозначения на рис. 2 /
Fig. 3. Fracture network DFN (a), fracture porosity cube Poro (b) of the object of research, constructed using trend map. Symbols in fig. 2

Для учета результатов выделения линейных зон повышенной продуктивности отложений нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения при обосновании перспективных объектов доразведки и доработки изучены и применены литолого-фациальный и тектонический критерии. В таблице 1 приведены критерии прогноза зон повышенной продуктивности.

Таблица 1 / Table 1

**Критерии прогноза зон повышенной продуктивности /
Criteria for forecasting areas of increased productivity**

Фактор/Параметр / Factor/Parameter	Показатель / Indicator	Метод выделения / Method of allocation	Зона, оптимальная для размещения уплотняющего бурения и ГТМ / Optimal zone for the placement of infill drilling and well intervention	Зона, неперспективная для размещения уплотняющего бурения и ГТМ / Unpromising zone for the placement of infill drilling and well intervention
Тектонический / Tectonic	Обобщенный коэффициент интенсивности трещиноватости, д.е. Generalized fracture intensity coefficient, unit fraction	Статистический / Statistical	0,3-0,5	0-0,3
Литолого- стратиграфический / Lithological and stratigraphic	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil- saturated thickness (net pay zone), m	ГИС, керн / Logging, core	>60	<60

Тектонический / Tectonic	Абсолютная отметка кровли поверхности нефтекумской свиты, м / Absolute depth mark of the top of Neftekumsk formation, m	ГИС, керн / Logging, core	Не применяется / Does not apply
Промысловый / Field	Накопленная добыча воды, тыс.т / Accumulated water production, thousand tons	Статистический / Statistical	Не применяется / Does not apply
Промысловый / Field	Длительность работы скважин, годы / Duration of wells, years	Статистический / Statistical	Не применяется / Does not apply

Исходя из результатов статистического анализа распределения средних значений геолого-промысловых показателей, проведенного авторами, в качестве критерия для зон, оптимальных для размещения уплотняющего бурения и проведения ГТМ, приняты эффективные нефтенасыщенные толщины (литолого-стратиграфический фактор) более 60 м.

Величина критерия обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости (тектонический фактор) определялась исходя из величины данного показателя, характерного для скважин с максимальной продуктивностью (накопленная добыча нефти более 180 тыс. т) как в целом для основных залежей нефтекумской свиты в районе Величаевско-Максимокумского вала [Черненко, 2024б], так и для Восточно-Безводненского месторождения (рис. 1) в частности.

Далее сопоставлены методом наложения друг на друга карты параметров, имеющих наибольшую тесноту связи с накопленной добычей нефти: обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости (рис. 4) и эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 5).

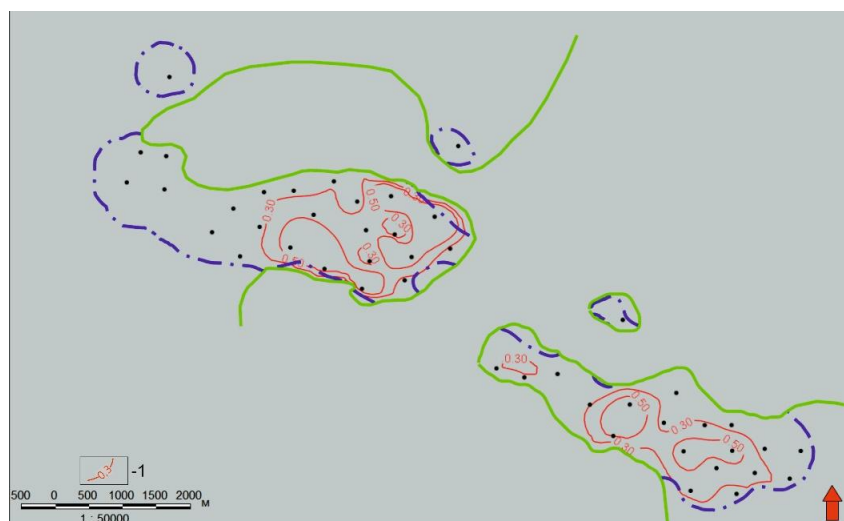


Рис. 4. Схема распространения значений обобщенного коэффициента интенсивности трещиноватости объекта исследования: 1 – изолиния, д.е.
Остальные условные обозначения на рис. 2 /

Fig. 4. Distribution scheme of the values of the generalized fracture intensity coefficient for the object of research: 1 – isoline, unit fraction. The other symbols are shown in fig. 2

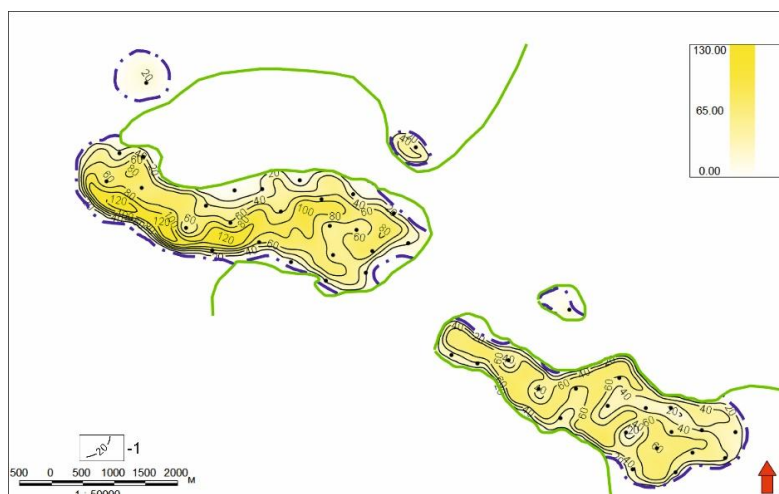


Рис. 5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин: 1 – изопакхита, м.
Остальные условные обозначения на рис. 2 /

Fig. 5. Map of effective oil-saturated thicknesses (net pay zone) for the object of research:
1 – isopachyte, m. The other symbols are shown in fig. 2

Зоны, наиболее оптимальные для размещения уплотняющего бурения и проведения ГТМ, представлены на прогнозной схеме улучшенных ФЕС (рис. 6). Изолинии, выраженные в процентах, показывают вероятность попадания скважины в зоны с высокой продуктивностью.

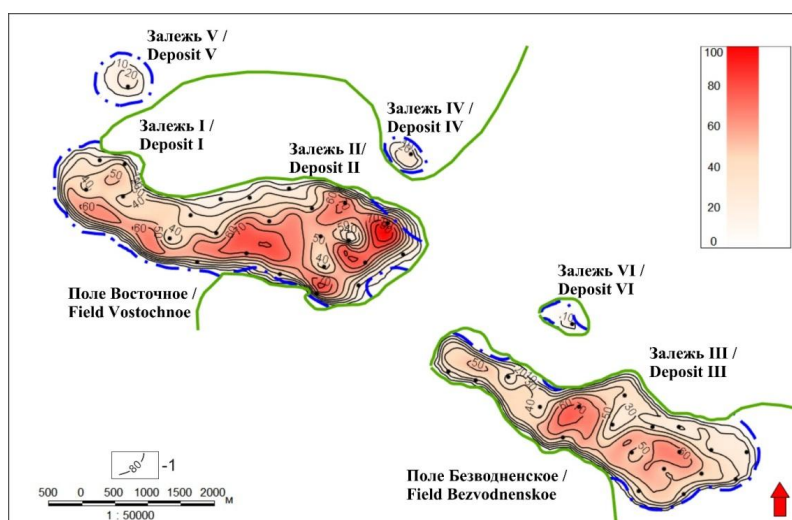


Рис. 6. Прогнозная схема улучшенных ФЕС нефтекумских карбонатных отложений залежей нефти Восточно-Безводненского месторождения:

1 – степень вероятности размещения скважины в зоне с максимальной продуктивностью, %.
Остальные условные обозначения на рис. 2 /

Fig. 6. Predicted scheme of improved reservoir properties for the Neftekumsk carbonate formation of the oil deposits for the Vostochno-Bezvodnenskoye field:

1 – the degree of probability of placing the well in the zone with maximum productivity, %.
The other symbols are shown in fig. 2

На Восточном поле выделены две зоны с высоким прогнозным потенциалом: в центральной части и на северо-востоке. Величина прогнозного потенциала составляет от 70 % до 100 %, обобщенный коэффициент интенсивности более 0,5 д.е., эф-

фективные нефтенасыщенные толщины более 60 м. На Безводненском поле величина прогнозного потенциала значительно ниже, чем на Восточном. Максимальная величина данного показателя не превышает 70 %, преимущественно за счет более низких величин эффективных нефтенасыщенных толщин.

Таким образом, выявлены первоочередные объекты при формировании программ ГТМ.

Выводы

Комплексирование традиционных методов анализа (исследования керна, литологических данных, материалов ГИС) и нового методического подхода (сопоставление результатов линеamentного анализа, выявленных направлений зон повышенной продуктивности и геолого-промысловых данных) позволяет проводить оптимизацию процесса формирования программ ГТМ.

На примере ПО tНавигатор в данной статье показана возможность построения уточненных цифровых геологических моделей с помощью современных отечественных программных продуктов.

Результаты данных исследований позволят в дальнейшем использовать полученный алгоритм для изучения других месторождений сопредельных территорий.

Литература

1. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. / Под редакцией К.И. Багринцевой. – М. 2003. – 264 с.
2. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: Маска, 2009. – 376 с.
3. Игилманов Б.Б. Подсчет запасов углеводородов на основе 3D модели в симуляторе tНавигатор. Применение workflow для оптимизации работы. // Yessenov Science Journal. – 2022. – № 2(43). – С. 88–94. DOI: 10.56525/OAHL5595.
4. Козяев А.А., Щуковский Р.М., Закревский К.Е. Моделирование трещиноватости. Практикум по DFN в Petrel 2016-2019. / Под редакцией К.Е. Закревского. – М.: МАИ, 2019. – 96 с.
5. Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Хасанова Н.М., Успенский Б.В. Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса. // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. № 3. – С. 90–98.
6. Никонов А.И. Применение метода структурного дешифрирования с целью выявления потенциально опасных деформаций земной поверхности и зон вертикальных флюидоперетоков в пределах локальных платформенных структур (на примере Совхозного ПХГ). // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 3(26). – С. 1–16.
7. Никонов А.И. Тектонофизические аспекты делимости земной коры и их пространственная реализация на основе линеamentного анализа. // Материалы III Всероссийского совещания и II Всероссийской молодежной школы по современной геодинамике «Современная геодинамика Центральной Азии и опасные природные процессы: результаты исследований на количественной основе». Иркутск: Институт земной коры Сибирского отделения РАН, 2016. – С. 99–101.
8. Никонов А.И. Тектонофизические аспекты структурного дешифрирования линеamentных систем. // Материалы Второй молодежной школы семинара «Современная тектонофизика. Методы и результаты». М.: ИФЗ РАН, 2011. – Т. 2. – С. 78–93.
9. Никулина М.Ю., Никулин Е.В., Лукьянов В.В., Плюснин А.В., Кутукова Н.М., Шустер В.Л. Перспективы поиска месторождений нефти и газа в Осинской продуктивной зоне на территории Непско-Ботубинской антеклизы в Восточной Сибири. // Нефтяное хозяй-

ство. – 2023. – № 9. – С. 85–89.

10. Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамическая природа размещения нефтегазовых месторождений (на примере территории Ставропольского края). // Геология и геофизика Юга России. – 2024. – Т. 14. № 2. – С. 179–194. DOI: 10.46698/VNC.2024.90.18.014.

11. Хасанов М.А. Фильтрационно-емкостная модель пород коллекторов нижнего триаса Восточного Предкавказья. // КАРОТАЖНИК. – 2011. – № 4(202). – С. 12–19.

12. Черненко К.И. Оценка влияния тектонического фактора на формирование зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных отложениях нефтекумской свиты (на примере Восточно-Безводненского месторождения). // Геология и Геофизика Юга России. – 2024а. – Т. 14. № 1. – С. 114–126. DOI: 10.46698/VNC.2024.49.96.008.

13. Черненко К.И. Выявление зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных коллекторах нефтекумской свиты Величаевско-Максимокумского вала Восточного Предкавказья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 1.6.11 / Черненко Катерина Игоревна. – Ставрополь: СКФУ, 2024б. – 151 с.

14. Ferraro F., Agosta F., Prasad M., Vinciguerra S., Violay M., Giorgioni M. Pore space properties in carbonate fault rocks of peninsular Italy. // Journal of Structural Geology. – 2020. – Vol. 130. Art. No. 103913. DOI: 10.1016/j.jsg.2019.103913.

15. Iman S., Mehrdad S.M., Masoumeh K. Geological modelling of petroleum reservoir through multi-scale analysis of faults in complex media. // Journal of Asian Earth Sciences. – 2024. – Vol. 271. Art. No. 106238. DOI: 10.1016/j.jseaes.2024.106238.

16. Ma Y., Cai X., Li M., Li H., Zhu D., Qiu N., Pang X. et al. Research advances on the mechanisms of reservoir formation and hydrocarbon accumulation and the oil and gas development methods of deep and ultra-deep marine carbonates. // Petroleum Exploration and Development. – 2024. – Vol. 51. – Issue 4.

17. Ma Y., Cai X., Li H. et al. New insights into the formation mechanism of deep-ultra-deep carbonate reservoirs and the direction of oil and gas exploration in extra-deep strata. // Earth Science Frontiers. – 2023. – No. 30(6). – pp. 1–13.

18. Ma Y., Cai X., Yun L. et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China. // Petroleum Exploration and Development. – 2022. – No. 49(1). – pp. 1–17.

19. Wenyang W., Xiongqi P., Zhangxin C., Dongxia C., Yaping W., Xuan Y., Bing L., Wang Z., Xinwen Z., Changrong L., Qifeng W., Caijun L. Quantitative evaluation of transport efficiency of fault-reservoir composite migration pathway systems in carbonate petroliferous basins. // Energy. – 2021. – Vol. 222. Art. No. 119983. DOI: 10.1016/j.energy.2021.119983.

References

1. Bagrintseva K.I., Dmitrievsky A.H., Bochko P.A. Atlas of carbonate reservoirs of oil-and-gas fields of the East European and Siberian platforms. Ed. K.I. Bagrintseva. Moscow. 2003. 264 p. (In Russ.)

2. Zakrevsky K.E. Geological 3D modeling. Moscow. Maska. 2009. 376 p. (In Russ.)

3. Igilmanov B.B. Inventory calculation hydrocarbons based on a 3D model in the tNavigator simulator. Using workflow to optimize work. Yessenov Science Journal. 2022. No. 2(43). pp. 88–94. DOI: 10.56525/OAHL5595. (In Russ.)

4. Kozyaev A.A., Shchukovsky R.M., Zakrevsky K.E. Fracture modeling. DFN Workshop at Petrel 2016-2019. Ed. Zakrevsky K.E. Moscow. MAI. 2019. 96 p. (In Russ.)

5. Mudarisova R.A., Volkov Y.V., Khasanova N.M., Uspensky B.V. Carbonate reservoir rocks characterization of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous oil field by electron paramagnetic resonance method. Georesursy. 2022. Vol. 24. No. 3. pp. 90–98. (In Russ.)

6. Nikonov A.I. The use of structural interpretation method for detecting potentially dangerous surface deformations and vertical fluid flows on local platform structures (the case of Savkhozhnoye underground gas storage). Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Issue 3(26). pp. 1–16. (In Russ.)

7. Nikonov A.I. Tectonophysical aspects of divisibility of the Earth's crust and their spatial

implementation based on lineament analysis. In: Proc. III All-Rus. Meeting and the II All-Rus. Youth School on Modern geod. of Central Asia and dang. nat. proc. research results on a quant. basis. Irkutsk. Institute of the Earth's Crust SB RAS. 2016. pp. 99–101. (In Russ.)

8. Nikonov A.I. Tectonophysical aspects of structural decoding of lineament systems. In: Second Youth School of the seminar “Modern tectonophysics. Methods and results”. Moscow. IPE RAS. 2011. Vol. 2. pp. 78–93. (In Russ.)

9. Nikulina M.Yu., Nikulin E.V., Lukyanov V.V., Plyusnin A.V., Kutukova N.M., Shuster V.L. Prospects for searching for oil and gas deposits in the Osinsky pay zone in the territory of Nepa-Botuoba antecline of Eastern Siberia. *Oil Industry*. 2023. No. 9. pp. 85–89. (In Russ.)

10. Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Geodynamic nature of the location of oil and gas fields (on the example of the Stavropol Territory). *Geology and Geophysics of Russian South*. 2024. Vol. 14. No. 2. pp. 179–194. DOI: 10.46698/VNC.2024.90.18.014 (In Russ.)

11. Khasanov M.A. Filtration and capacity model of the reservoir rocks in Lower Trias of Eastern Caucasus bottoms. *Karotazhnik*. 2011. No. 4(202). pp. 12–19. (In Russ.)

12. Chernenko K.I. Assessment of tectonic factor influence on the formation of increased productivity zones of oil deposits in carbonate rocks of the Neftekumsk assise (on the example of the Vostochno-Bezvodnenskoye field). *Geology and Geophysics of Russian South*. 2024. Vol. 14. No. 1. pp. 114–126. DOI: 10.46698/VNC.2024.49.96.008. (In Russ.)

13. Chernenko K.I. Identification of increased productivity zones of oil deposits in carbonate reservoirs of the Neftekumsk formation of the Velichaevsko-Maximokumsky swell of the Eastern Fore-Caucasus. Candidate dissertation 1.6.11. Stavropol. 2024. 151 p. (In Russ.)

14. Ferraro F., Agosta F., Prasad M., Vinciguerra S., Violay M., Giorgioni M. Pore space properties in carbonate fault rocks of peninsular Italy. *Journal of Structural Geology*. 2020. Vol. 130. Art. No. 103913. DOI: 10.1016/j.jsg.2019.103913.

15. Iman S., Mehrdad S.M., Masoumeh K. Geological modelling of petroleum reservoir through multi-scale analysis of faults in complex media. *Journal of Asian Earth Sciences*. 2024. Vol. 271. Art. No. 106238. DOI: 10.1016/j.jseaes.2024.106238.

16. Ma Y., Cai X., Li M., Li H., Zhu D., Qiu N., Pang X. et al. Research advances on the mechanisms of reservoir formation and hydrocarbon accumulation and the oil and gas development methods of deep and ultra-deep marine carbonates. *Petroleum Exploration and Development*. 2024. Vol. 51. Issue 4.

17. Ma Y., Cai X., Li H. et al. New insights into the formation mechanism of deep-ultra-deep carbonate reservoirs and the direction of oil and gas exploration in extra-deep strata. *Earth Science Frontiers*. 2023. No. 30(6). pp. 1–13.

18. Ma Y., Cai X., Yun L. et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*. 2022. No. 49(1). pp. 1–17.

19. Wenyang W., Xiongqi P., Zhangxin C., Dongxia C., Yaping W., Xuan Y., Bing L., Wang Z., Xinwen Z., Changrong L., Qifeng W., Caijun L. Quantitative evaluation of transport efficiency of fault-reservoir composite migration pathway systems in carbonate petroliferous basins. *Energy*. 2021. Vol. 222. Art. No. 119983. DOI: 10.1016/j.energy.2021.119983.