

УДК 553.982

DOI: 10.46698/VNC.2024.49.96.008

Оригинальная статья

Оценка влияния тектонического фактора на формирование зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных отложениях нефтекумской свиты (на примере Восточно-Безводненского месторождения)

К.И. Черненко 

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

Статья поступила: 06.11.2023, доработана: 29.02.2024, принята к публикации: 01.03.2024

Резюме: Актуальность работы. Для повышения уровня добычи углеводородного сырья в общем балансе топливно-энергетического комплекса России важным фактором является обоснованная оценка и прогноз нефтегазоносности не только новых перспективных районов, но и вовлечение в промышленное освоение невыработанных остаточных запасов и пропущенных недоразведанных участков разрабатываемых месторождений в старых нефтегазодобывающих районах, в том числе и на Восточном Предкавказье. Объектом исследования являются залежи нефти в карбонатных трещинных отложениях нефтекумской свиты нижнего триаса Восточно-Безводненского месторождения, которое находится на завершающей стадии разработки. Данные залежи характеризуются геологической и технологической неоднородностью. Предлагаемые исследования станут необходимым шагом для отработки научно-методической основы выделения дополнительных объектов для доразработки углеводородов на примере Восточного Предкавказья и адаптации полученных результатов к их геологическим аналогам в пределах других нефтегазоносных провинций. **Целью исследования является** оценка влияния тектонического фактора на формирование зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных отложениях нефтекумской свиты на примере Восточно-Безводненского месторождения. **Методы исследования.** В ходе исследования применялись следующие методы: сбор, анализ, систематизация и обработка геолого-геофизических данных. Использовались также специализированные методы, такие как аэрокосмогеологический метод и комплексный анализ линеаментов и геолого-промысловых данных. **Результаты работы.** Выявлена высокая степень зависимости величины накопленной добычи нефти от индикаторов влияния тектонического фактора. Установлено, что доминирующим фактором формирования повышенной трещиноватости коллекторов нефти на исследуемом месторождении является тектонический. Полученные результаты позволят разработать новые индикаторы влияния тектонического фактора на продуктивность скважин, внедрить их в цифровые геологические модели в условиях дефицита данных о параметрах трещиноватости.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, трещиноватость, тектонический фактор, геолого-промысловая модель, дешифрирование космоснимков, узлы линеаментов, зоны повышенной продуктивности.

Для цитирования: 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*. 2024. 14(1): 114-126. DOI: 10.46698/VNC.2024.49.96.008

DOI: 10.46698/VNC.2024.49.96.008

Original paper

Assessment of tectonic factor influence on the formation of zones of increased productivity of oil deposits in carbonate rocks of the Neftekumsk suite (on the example of the Vostochno- Bezvodnenskoye field)

K.I. Chernenko 

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

Received: 06.11.2023, revised: 29.02.2024, accepted: 01.03.2024

Abstract: Relevance. To increase the level of hydrocarbon production in the overall balance of the fuel and energy complex of Russia, an important factor is a reasonable assessment and forecast of the oil and gas potential. This refers not only to new promising areas, but also to the involvement in the industrial development of unprocessed residual reserves and missed undiscovered areas of developed fields in old oil and gas producing areas, including in the Eastern Caucasus. The object of the study is oil deposits in carbonate fractured rocks of the Neftekumsk suite of the Lower Triassic of the Vostochno-Bezvodnenskoye field, which is at the final stage of development. These deposits are characterized by geological and technological heterogeneity (the degree of development of objects and sites). The proposed research will be a necessary step to develop the scientific and methodological basis for the allocation of additional facilities for the further development of hydrocarbons on the example of the Eastern Caucasus and the adaptation of the obtained results to their geological analogues within other oil and gas provinces. **The aim of the study** is to assess the influence of the tectonic factor on the formation of zones of increased productivity of oil deposits in the carbonate rocks of the Neftekumsk suite on the example of the Vostochno-Bezvodnenskoye field. **Methods.** The following methods were used in the course of the study: collection, analysis, systematization and processing of geological and geophysical data. Specialized methods were also used, such as the aerospace geological method and complex analysis of lineaments and geological-field data. **Results.** A high degree of dependence of accumulated oil production on indicators of the influence of the tectonic factor has been revealed. It has been established that the dominant factor in the formation of increased fracturing of oil reservoirs in the studied field is tectonic. The obtained results will allow us to develop new indicators of the influence of the tectonic factor on the productivity of wells, to introduce them into digital geological models in conditions of a shortage of data on fracture parameters.

Keywords: carbonate reservoir, fracturing, tectonic factor, geological and field model, interpretation of satellite images, nodes of lineaments, zones of increased productivity.

For citation: Chernenko K.I. Assessment of tectonic factor influence on the formation of zones of increased productivity of oil deposits in carbonate rocks of the Neftekumsk suite (on the example of the Vostochno-Bezvodnenskoye field). *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2024. 14(1): 114-126. DOI: 10.46698/VNC.2024.49.96.008

Введение

Значительное число нефтяных месторождений на российской территории находится на стадии падающей добычи или же закончено разработкой, существует острая необходимость в приросте углеводородного потенциала.

По различным оценкам запасы углеводородов в карбонатных коллекторах достигают от 40 % до 60% от мировых [Мусин и др., 2013]. На Северном Кавказе одним из таких объектов являются нефтекумские отложения нижнетриасового возраста, которые входят в состав пермо-триасового нефтегазоносного комплекса. Исследованию этого объекта в последние годы посвящены работы [Томашев, 2012; Ульмасвай и др., 2013; Хасанов и др., 2020; Черненко и др., 2022; Попков В.И., Попков И.В., 2023а; Попков В.И., Попков И.В., 2023б]. Это один из основных объектов промышленной разработки Восточного Предкавказья. Для всех продуктивных пластов характерна геологическая и технологическая неоднородность.

Восточно-Безводненское нефтяное месторождение приурочено к Величаевско-Максимокумской зоне нефтегазонакопления, которая находится в западной части Прикаспийской низменности. В административном отношении исследуемый объект расположен в восточной части Ставропольского края РФ на территории Нефтекумского района. Разработка месторождения начата в 1965 году. Нефтяные залежи в триасовых отложениях приурочены к среднему (T_2) и нижнему (T_{1nf}) триасу. Нефтекумская свита представлена доломитами и известняками с прослоями мергелей и аргиллитов. Коллекторы этих залежей относятся к трещинно-кавернозному и трещинному типам, имеют рифогенный генезис.

Из основных залежей нефтекумских отложений Восточно-Безводненского месторождения всего 8 скважин отобрали 45 % всей накопленной добычи нефти, 13 скважин отобрали 35 %, остальные 28 скважин – оставшиеся 20 %, причем все скважины расположены преимущественно на максимальных нефтенасыщенных толщинах. Это говорит о сложности геологического строения залежей, что в значительной степени затрудняет их разработку. Факторы, влияющие на интенсивность трещиноватости, и как следствие, продуктивность, до настоящего времени не в полной мере установлены.

Общеизвестно, что определяющим продуктивность в карбонатных коллекторах, является тектонический фактор. Однако, недостаточно исследований, позволяющих количественно охарактеризовать степень его влияния. Разработка индикаторов влияния тектонического фактора на интенсивность трещиноватости, и как следствие, повышение продуктивности скважин, позволяет повысить качество, информативность и достоверность доразведки и разработки залежей углеводородов. Это определяет актуальность обозначенной проблемы и имеет огромную научную значимость.

Материалы и методы исследований

Для оценки влияния тектонического фактора на формирование зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных отложениях нефтекумской свиты выполнен сбор, анализ, систематизация и обобщение геолого-промысловой и

геофизической информации о накопленной добыче нефти и данных по разработке более 55 глубоких скважин.

Автором для проведения линеаментного анализа были отдешифрированы и интерпретированы космические снимки Восточного Предкавказья регионального и локального уровней генерализации видимого и инфракрасного спектров.

Существуют многочисленные работы российских и зарубежных исследователей, посвященные изучению факторов формирования трещиноватости в горных породах, в том числе в карбонатных коллекторах. Трещиноватость, которая в целом определяет продуктивность залежей углеводородов в карбонатных отложениях, может быть исследована следующими группами методов:

- аэрокосмогеологические методы (линеаментный анализ). Выполняется структурное дешифрирование и интерпретация космических снимков разного масштаба и генерализации [Мусин и др., 2013]. Методика позволяет изучить тектоническую напряженность карбонатных отложений на больших площадях, выявить зоны интенсивной повышенной трещиноватости при заложении скважин [Голованов, Дроздов, 1997; Корчуганова, Корсаков, 2009; Narr et al., 2006; Ульмасвай и др., 2013; Никонов, 2019; Miloserdova et al., 2021; Ammari et al., 2022];

- геофизические методы исследования трещиноватости – 3D сейсморазведка и скважинные методы. При интерпретации сейсморазведки разломы и приразломные макротрещины отмечаются в виде зон некогерентности сейсмического сигнала и уточняются на картах акустического импеданса [Мусин и др., 2013; Зеленков, 1997; Бембель и др., 2006; Гулиев и др., 2013]. Скважинные методы исследований неоднородности пласта [Narr et al., 2006; Hennings et al., 2012; Князев, Некрасов, 2019; Абдуллин, Рахматуллина, 2018; Гарифуллин и др., 2018; Симоненко и др., 2018; Ozkaya, 2018; Орехов, Аmani Мангуа, 2019] позволяют проследивать разные структурные особенности на больших интервалах в скважине;

- исследования трещиноватости прямыми методами – на керновом материале [Narr et al., 2006; Nelson et al., 2001; Ozkaya, 2018; Panza et al., 2019; Hu et al., 2022] позволяют получать характеристики микротрещин (по шлифам), макротрещин – на полноразмерном керне;

- исследования трещинных коллекторов промысловыми методами (гидродинамические, индикаторные и другие исследования [Кривова, 2014; Морозовский и др., 2014; Мартюшев, Пономарева, 2016; Du et al., 2019]). Наряду с геофизическими методами исследований скважин являются основными источниками данных высокой достоверности.

Все перечисленные методы изучения трещиноватости имеют свои преимущества и ограничения. В данной работе предлагается использовать комплексирование методов, что позволит более точно и достоверно проводить оценку доминирующего фактора, влияющего на формирование зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных отложениях.

Результаты работы и их обсуждение

Залежи нефти нефтекумской свиты нижнего триаса расположены на двух полях: Восточное и Безводненское. Запасы нефти нефтекумской свиты нижнего триаса

Восточного поля относятся к трем залежам, имеющим самостоятельные водонефтяные контакты: залежь I (Пушкарская), залежь II, залежь IV (район скв. 1ср). Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации показал следующее.

Залежь I (Пушкарская) является составной частью и продолжением соответствующего пласта Пушкарской площади Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. Всего в разработке залежи перебивало 5 скважин. Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину в среднем составляет 34,8 тыс. т. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 26,1 тыс. т. до 49,1 тыс. т.

Залежь II нефтекумской свиты нижнего триаса Восточного поля введена в пробную эксплуатацию в 1976-1977 гг. Всего в разработке залежи перебивала 21 добывающая скважина. Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину в среднем составляет 55,2 тыс. т. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 0,7 тыс. т. до 182,9 тыс. т.

Залежь IV (район скв. 1ср) разрабатывается скважиной 1ср, переведенной с вышезалегающего продуктивного пласта юрского возраста. Скважина вступила в эксплуатацию в сентябре 2002 г. с дебитом нефти 43 т/сут. при обводненности 27 %. Накопленная добыча нефти – 17,3 тыс. т.

Запасы нефти нефтекумской свиты нижнего триаса Безводненского поля относятся к залежи III.

Залежь III нефтекумской свиты нижнего триаса Безводненского поля введена в пробную эксплуатацию одновременно с залежью II нефтекумской свиты нижнего триаса Восточного поля. Всего в разработке залежи перебивало 19 добывающих скважин. Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину в среднем составляет 41,5 тыс. т. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 0,5 тыс. т. до 191,5 тыс. т.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации показал, что характерной особенностью залежей нефти в карбонатных трещинных коллекторах является относительное равномерное распределение скважин по площади и неравномерные значения накопленной добычи нефти. Они характеризуются сложным геологическим строением и анизотропией фильтрационно-емкостных свойств.

Далее был проведен анализ влияния различных геологических и технологических факторов на значения накопленной добычи нефти в скважинах (рис. 1).

Наиболее значимым из проанализированных факторов является значение эффективной нефтенасыщенной толщины – теснота связи по Чеддоку ($R=0,48$) умеренная.

Остальные факторы – абсолютная отметка кровли пласта, длительность периода эксплуатации, накопленная добыча воды – имеют более низкую тесноту связи с накопленной добычей нефти (R от 0,04 до 0,39). Это говорит о том, что данные факторы не являются доминирующими факторами высокой накопленной добычи нефти в скважинах нефтекумских отложений восточного окончания Величаевско-Максимокумского вала Восточного Предкавказья.

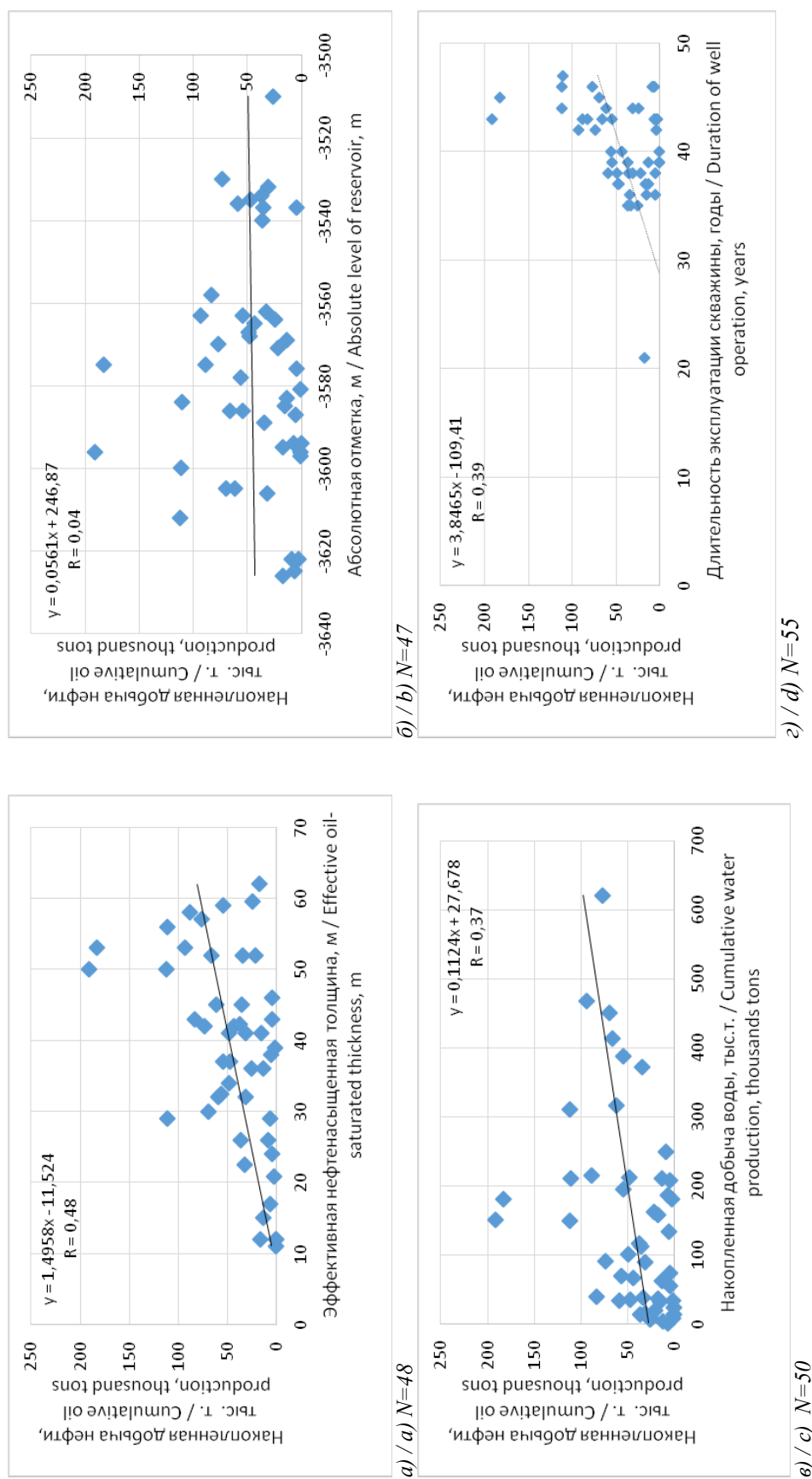


Рис. 1. График зависимости накопленной добычи нефти, тыс. т. от: а) эффективной нефтенасыщенной толщины, м; б) абсолютной отметки пласта, м; в) накопленной добычи воды, тыс. т.; г) длительности эксплуатации скважин, годы / Fig. 1. Graph of the dependence of cumulative oil production, thousand tons on: a) the effective oil-saturated thickness, m; b) the absolute level of the reservoir, m; c) cumulative water production, thousand tons; d) the duration of well operation, years

Далее был проведен анализ связи направлений линеаментов, выявленных на космоснимках регионального и локального масштабов [Черненко и др., 2022], с продуктивностью скважин залежей нефти нефтекумской свиты Восточно-Безводненского месторождения. Примечательно, что основные направления линеаментов совпадают с зонами повышенной продуктивности нефтяных залежей, которые в свою очередь характеризуются линейностью и определенной направленностью. В результате построена схема накопленной добычи нефти, совмещенная с зонами повышенной продуктивности, с учетом полученных данных линеаментного анализа Восточно-Безводненского месторождения (рис. 2).

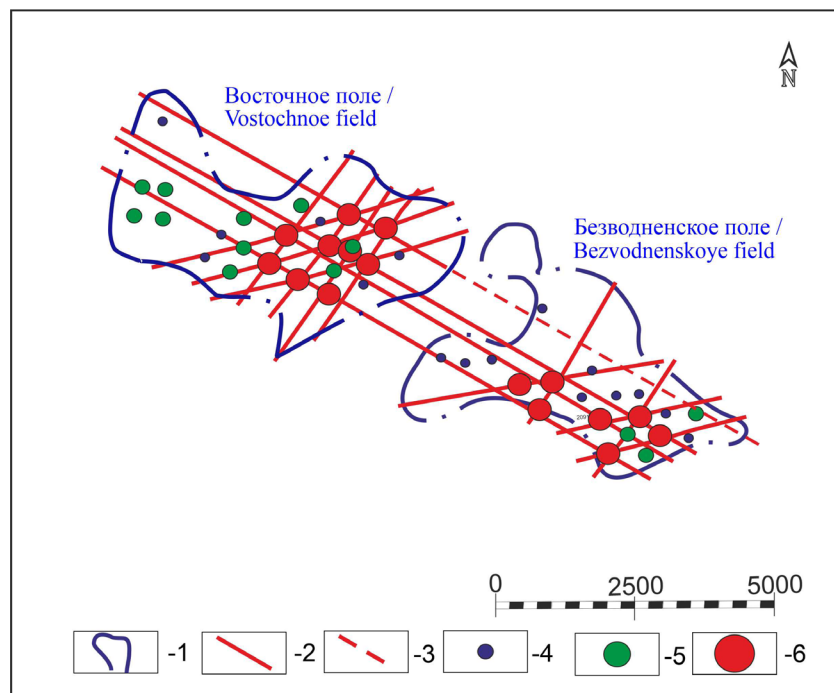
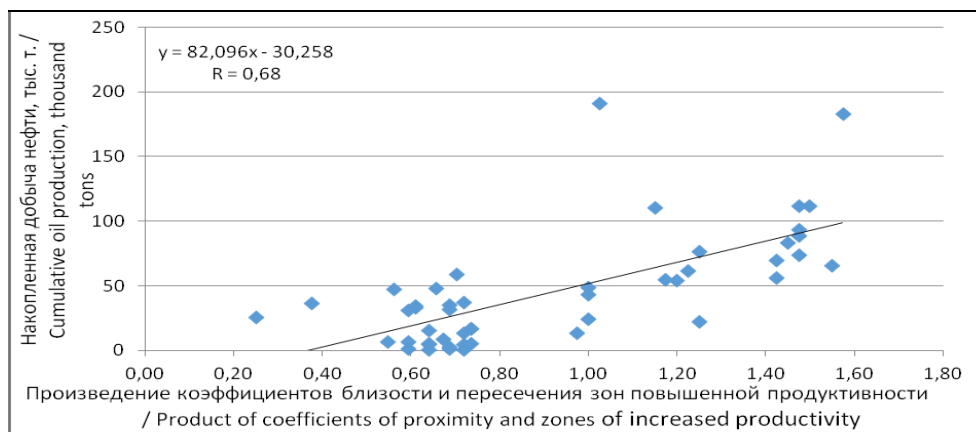


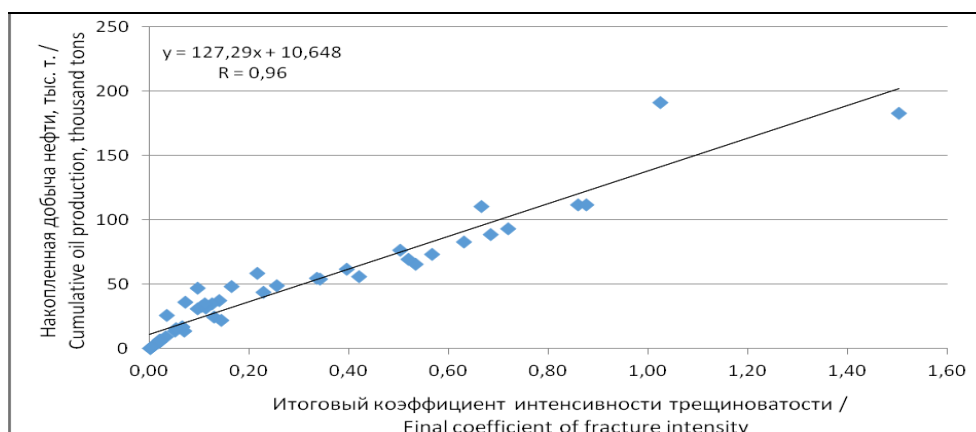
Рис. 2. Схема накопленной добычи нефти, совмещенная с зонами повышенной продуктивности, с учетом полученных данных линеаментного анализа Восточно-Безводненского месторождения. Условные обозначения: 1 – контур нефтеносности; 2 – достоверная линейная зона повышенной продуктивности; 3 – предполагаемая линейная зона повышенной продуктивности. Цветом и размером указаны величины накопленной добычи нефти залежей нефтекумской свиты: 4 – низкие (синие); 5 – средние (зеленые); 6 – максимальные (красные) /

Fig. 2. The scheme of accumulated oil production combined with zones of increased productivity, taking into account the obtained data of the lineament analysis of the Vostochno-Bezvodnenskoye field. Symbols: 1 – oil content contour; 2 – reliable linear zone of increased productivity; 3 – assumed linear zone of increased productivity. The color and size indicate the values of the accumulated oil production of the deposits of the Neftekumsk assise: 4 – low (blue); 5 – medium (green); 6 – maximum (red)

Для количественной оценки влияния тектонического фактора на формирование зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных отложениях нефтекумской свиты, а также получения параметров трещиноватости в условиях дефицита данных (отсутствие ориентированного керна и данных микроимджеров) для построения трехмерных цифровых геологических моделей применялся усовершенствованный итоговый коэффициент интенсивности трещиноватости [Саидова и др., 2022]. Этот коэффициент определялся как произведение трех условных коэффициентов, присвоенных точкам расположения скважин (рис. 3).



а) / a)



б) / b)

Рис. 3. График произведения коэффициентов близости и пересечения зон повышенной продуктивности (а) и график зависимости итогового коэффициента интенсивности трещиноватости в пласте от накопленной добычи нефти залежей Восточно-Безводненского месторождения (б) /

Fig. 3. The graph of the product of the coefficients of proximity and intersection of zones of increased productivity (a) and the graph of the dependence of the final coefficient of the fracturing intensity in the formation on the cumulative oil production of deposits of the Vostochno-Bezvodnenskoye field (b)

На основании схемы накопленной добычи нефти, совмещенной с зонами повышенной продуктивности Восточно-Безводненского месторождения (рис. 2), построены два графика: (а) – график произведения коэффициентов близости и пересечения зон повышенной продуктивности и (б) – график зависимости итогового коэффициента интенсивности трещиноватости в пласте от накопленной добычи нефти залежей Восточно-Безводненского месторождения (рис. 3).

Технология определения коэффициентов (коэффициент относительной накопленной добычи нефти, коэффициент удаленности скважин от линий повышенной продуктивности, коэффициент, учитывающий количество точек пересечения линейных зон повышенной продуктивности скважин) приведена в работе [Саидова и др., 2022].

Заметная теснота связи по Чеддоку ($R=0,68$) для верхнего графика (а) свидетельствует о преобладающем влиянии тектонического фактора на величину нако-

пленной добычи нефти по сравнению с геологическими (эффективной нефтенасыщенной толщиной; абсолютной отметкой пласта) и технологическими (накопленной добычей воды; длительностью эксплуатации скважин) факторами.

Весьма высокая теснота связи по Чеддоку ($R=0,96$) по графику (б) говорит о высокой степени корреляции исследуемых параметров, возможности использования итогового коэффициента трещиноватости при моделировании трещиноватости в цифровых геологических моделях.

Проведенное автором исследование показало, что доминирующим фактором, определяющим продуктивность скважин залежей нефти Восточно-Безводненского месторождения, является тектонический фактор. Применение комплексного анализа линеаментов и геолого-промысловых данных позволяет установить особенности локализации зон повышенной продуктивности нефтяных залежей в карбонатных трещинных коллекторах. Это необходимо учитывать при построении геолого-технологических моделей месторождений углеводородов.

Выводы

Проведенные исследования привели к следующим результатам.

1. При анализе структуры фонда скважин Восточно-Безводненского месторождения и показателей их эксплуатации выявлена крайняя степень неоднородности локализации зон повышенной продуктивности при относительно равномерном распределении скважин по площади нефтеносности.

2. С целью уточнения параметров неоднородности изучаемых коллекторов разработан новый подход к исследованию и прогнозированию трещиноватости карбонатных коллекторов на основе выявленных особенностей распределения и направлений тектонического стресса с использованием комплексного анализа линеаментов и геолого-промысловых данных.

3. Показана эффективность применения индикаторов (коэффициента относительной накопленной добычи нефти для скважин; коэффициента удаленности скважин от линий повышенной продуктивности; коэффициента, учитывающего количество точек пересечения линейных зон повышенной продуктивности скважин) для оценки влияния тектонического фактора на продуктивность скважин залежей нефти Восточно-Безводненского месторождения.

4. Предложенный подход позволит повысить достоверность цифровых геологических моделей в условиях дефицита данных о параметрах трещин. Расстановка скважин для уплотняющего бурения и проведения ГТМ в узлах зон повышенной продуктивности будет способствовать увеличению степени выработки остаточных запасов углеводородов на месторождениях, имеющих аналогичное строение.

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. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли. // Геология нефти и газа. – 2006. – №2. – С. 2–7.
3. Гарифуллин Р.И., De Joussineau Gh., Rouvroy P. Моделирование трещиноватости, как важный этап проектирования разработки трещиноватых коллекторов. // Труды международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные ме-

тоды изучения и освоения недр Евразии». Издательство: ООО «ПолиПРЕСС». – 2018. – С. 267–272.

4. Голованов М.П., Дроздов В.В. Опыт линейного анализа в Предкавказье. // Космическая информация при поисках, разведке и эксплуатации газовых месторождений: результаты и перспективы использования. – М.: Труды ВНИИГАЗА. – 1987. – С. 61–68.

5. Гулиев И.С., Ализаде Ак.А., Исмаил-Заде А.Д., Гусейнов Д.А. Углеводородные системы субвертикальных зон дезинтеграции Южно-Каспийской впадины. // Тезисы докладов Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти: 2-е Кудрявцевские чтения. – М.: ЦГЭ. – 2013. С. 72–75.

6. Зеленков В.А. Отчет о детальном сейсмическом исследовании двухотрядной партии I/93 в пределах Восточно-Маньчжурского прогиба, Величаевско-Максимокумского вала и Арзгирского прогиба на территории нефтекумского и Левокумского районов Ставропольского края. – 1996. – 106 с.

7. Князев А.Р., Некрасов А.Н. Опыт выделения трещинных коллекторов в карбонатных породах по данным стандартного каротажа и сканеров. // Каротажник. – 2019. – № 5(299). – С. 40–54.

8. Корчуганова Н.И., Корсаков А.К. Дистанционные методы геологического картирования: учебник. – М.: КДУ. – 2009. 288 с.

9. Кривова Н.Р. Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: монография. // Тюм.: ТюмГНГУ. – 2014. 96 с.

10. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения). // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48–52.

11. 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.

12. Мусин К.М., Сингатуллина Р.Р., Хусаинов В.М. Опыт и перспективы изучения трещиноватости карбонатных коллекторов. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Каз.: ООО «Центр инновационных технологий». – 2013. – Т. 81. – С. 75–86.

13. 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). – 16 с. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16.

14. Орехов А.Н., Амани Мангуа М.М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – № 6. – С. 198–209. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2140.

15. Попков В.И., Попков И.В. Складчато-надвиговые дислокации в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы. // Геология и геофизика Юга России. – 2023а. – Т. 13. № 1 – С. 34–46. DOI: 10.46698/VNC.2023.42.57.003.

16. Попков В.И., Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы. // Геология и геофизика Юга России. – 2023б. – Т. 13. № 2. – С. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.

17. Саидова К.М., Луценко О.О., Черненко К.И., Рыжковский Т.И. Моделирование сети трещин в объеме природных резервуаров нефтекумских отложений Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения на основе промыслово-линейного метода в программном обеспечении Petrel. // Геология и геофизика Юга России. – 2022 – Т. 12. № 4. – С. 101–113. DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008.

18. Симоненко Е.П., Долгирев С.С., Кириченко Ю.В. Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости. // Научно-технический журнал Георесурсы. – 2018. – № 3. – С. 267–273.

19. Томашев Д.В. Строение природного резервуара нефти в нижнетриасовых отложениях (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя по данным гидродинамических исследований. // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2012. – № 3(32). – С. 96–100.
20. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамический фактор в распределении скоплений углеводородов в осадочной толще Предкавказья. // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 2(49). – С. 060–071.
21. 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
22. Черненко К.И., Еремина Н.В., Туманова Е.Ю. Линейные зоны повышенной продуктивности нефти в карбонатной залежи Пушкарского поля Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 29–46. DOI: 10.37493/2308-4758.2022.3.2
23. Ammari A., Abbes Ch., Abida H. Geometric properties and scaling laws of the fracture network of the Ypresian carbonate reservoir in central Tunisia: Examples of Jebels Ousselat and Jebil. // Journal of African Earth Sciences. – 2022. – Vol. 196. – 104718. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2022.104718.
24. Du X., Lu Zh, Li D., Xu Y., Li P., Lu D. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. Vol. 173. – pp. 447–461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077.
25. 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. No. 4. – pp. 753–772. DOI: 10.1306/08161109084.
26. Hu X.-F., Deng H.-Ch., He J.-H., Shen Zh.-M., Peng X.-F. Complex genesis of multiple-period fractures in the Middle Triassic Leikoupo Formation in the Pengzhou gas field, western Sichuan Basin, China. // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20. Issue 1. – pp. 161–176. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.001.
27. 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. – No. 6. – pp. 22–26. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-22-26.
28. Narr W., Schechter D.S., Thompson L.B. Naturally Fractured Reservoir Characterization. // SPE. – 2006. – 121 p.
29. Nelson R.A., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpirtxaga I., Bueno E. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo Basin, Venezuela. // AAPG Bulletin. – 2000. – No. 84. – pp. 1791–1809.
30. Ozkaya S.I. FRACOR-software toolbox for deterministic mapping of fracture corridors in oil fields on AutoCAD platform. // Computers & Geosciences. – 2018. – Vol. 112. – pp. 9–22. DOI: 10.1016/j.cageo.2017.11.016.
31. Panza E., Agosta F., Rustichelli A., Vinciguerra S.C., Ougier-Simonin A., Dobbs M., Prosser G. Meso-to-microscale fracture porosity in tight limestones, results of an integrated field and laboratory study. // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – No. 103 – pp. 581-595.

References

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

2. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. Prospecting and exploration of hydrocarbon deposits based on the geosoliton concept of degassing the Earth. *Geology of oil and gas*. 2006. No. 2. pp. 2–7. (In Russ.)
3. Garifullin R. I., De Joussineau Gh., Rouvroy P. Fracturing modeling as an important stage in the design of the development of fractured reservoirs. In: Proceedings of the International geological and geophysical conference “Geoeurasia 2018. Modern methods of studying and developing the subsoil of Eurasia. LLC PoliPRESS. 2018. pp. 267–272. (In Russ.)
4. 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.)
5. Guliyev I.S., Alizade Ak.A., Ismail-Zadeh A.D., Huseynov D.A. Hydrocarbon systems of the subvertical zones of disintegration of the South Caspian depression. Abstracts of the All-Russian Conference on the deep genesis of oil: 2nd Kudryavtsev Readings. Moscow. CGE. 2013. pp. 72–75. (In Russ.)
6. Zelenkov V.A. Report on detailed seismic studies of the two-row batch I/93 within the East-Manychsky trough, Velichaevsko-Maximokumsky shaft and Arzgirsk trough on the territory of the Neftekumsk and Levokumsk districts of the Stavropol Territory. 1996. 106 p. (In Russ.)
7. Knyazev A.R., Nekrasov A.N. The experience of separation of fractured reservoirs in carbonate rocks according to standard logging and scanners. *The Logger*. 2019. No. 5. Issue 299. pp. 40–54. (In Russ.)
8. Korchuganova N.I., Korsakov A.K. Remote methods of geological mapping. Textbook. Moscow. KDU. 2009. 288 p. (In Russ.)
9. Krivova N.R. Technologies for the development of multilayer deposits faults. Monograph. Tyumen. TSOGU. 2014. 96 p. (In Russ.)
10. Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Investigation of the features of reserves development in fractured-pore reservoirs with the involvement of data from hydrodynamic studies of wells (on the example of the Famenskaya deposit of the Lake deposit). *Oil engineer*. 2016. No. 2. pp. 48–52. (In Russ.)
11. Morozovsky N.A., Kremenetsky M.I., Sirota A.S. Localization of carbonate reservoir zones based on the results of hydrodynamic studies of wells. *Oil industry*. 2014. No. 8. pp. 44–47. (In Russ.)
12. Musin K.M., Singatullina R.R., Khusainov V.M. Experience and prospects of studying fracturing of carbonate reservoirs. Proceedings of TatNIPIneft. Kazan. Center of Innovative Technologies LLC. 2013. No. 81. pp. 75–86. (In Russ.)
13. 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 Sovkhoznoye underground gas storage). *Actual problems of oil and gas*. 2019. No. 3. Issue 26. 16 p. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16 (In Russ.)
14. Orekhov A.N., Amani Mangua M.M. Possibilities of geophysical methods for predicting reservoir fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*. 2019. No. 6. pp. 198–209. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2140. (In Russ.)
15. Popkov V.I., Popkov I.V. Dislocations of lateral compression in the cover of the Scythian-Turan platform (on the example of the Eastern Mangyshlak). *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 1. pp. 34–46. DOI: 10.46698/VNC.2023.42.57.003. (In Russ.)
16. Popkov V.I., Popkov I.V. On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009. (In Russ.)
17. 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. *Geology and Geophysics*

of Russian South. 2022. Vol. 12. No. 4. pp. 101–113. DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008. (In Russ.)

18. Simonenko E.P., Dolgirev S.S., Kirichenko Yu.V. Possibilities of well logging methods for studying fracturing. *Scientific and technical journal Georesources*. 2018. No. 3. pp. 267–273. (In Russ.)

19. Tomashev D.V. The structure of a natural oil reservoir in the Lower Triassic sediments (Neftekumsk formation) Eastern Stavropol Region according to hydrodynamic research data. *Bulletin of the North Caucasus State Technical University*. 2012. No. 3 (32). pp. 96–100. (In Russ.)

20. Ulmasvai F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Geodynamic factor in distribution of HC accumulation in sediments formation of Ciscaucasia. *Geology, geography and global energy*. 2013. No. 2 (49). pp. 060–071. (In Russ.)

21. Khasanov M.A., Ezirbaev T.B., Elzhaev A.S. Spatial distribution of Permian-Triassic deposits of the Eastern Ciscaucasia and their oil and gas potential. *Geology and geophysics of the South of Russia*. 2020. Vol. 10. No. 2. pp. 113–126. DOI: 10.46698/VNC.2020.17.62.008 (In Russ.)

22. 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.)

23. Ammari A., Abbes Ch., Abida H. Geometric properties and scaling laws of the fracture network of the Ypresian carbonate reservoir in central Tunisia: Examples of Jebels Oussetat and Jebil. *Journal of African Earth Sciences*. 2022. Vol. 196. 104718. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2022.104718.

24. Du X., Lu Zh, Li D., Xu Y., Li P., Lu D. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 173. pp. 447–461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077.

25. 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. No. 4. pp. 753–772. DOI: 10.1306/08161109084.

26. Hu X.-F., Deng H.-Ch., He J.-H., Shen Zh.-M., Peng X.-F. Complex genesis of multi-period fractures in the Middle Triassic Leikoupo Formation in the Pengzhou gas field, western Sichuan Basin, China. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20. Issue 1. pp. 161–176. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.001.

27. 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. No. 6. pp. 22–26. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-22-26.

28. Narr W., Schechter D.S., Thompson L.B. Naturally Fractured Reservoir Characterization. *SPE*. 2006. 121 p.

29. Nelson R.A., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpirtxaga I., Bueno E. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo Basin, Venezuela. *AAPG Bulletin*. 2000. No. 84. pp. 1791–1809.

30. Ozkaya S.I. FRACOR-software toolbox for deterministic mapping of fracture corridors in oil fields on AutoCAD platform. *Computers & Geosciences*. 2018. Vol. 112. pp. 9–22. DOI: 10.1016/j.cageo.2017.11.016.

31. Panza E., Agosta F., Rustichelli A., Vinciguerra S.C., Ougier-Simonin A., Dobbs M., Prosser G. Meso-to-microscale fracture porosity in tight limestones, results of an integrated field and laboratory study. *Marine and Petroleum Geology*. 2019. No. 103. pp. 581–595.