

УДК 553.982.2

DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-105-112

## Детализация модели вторичных преобразований карбонатного коллектора на примере нефтяного месторождения X

© 2025 г. | И.И. Чурочкин

ООО «ЗН НТЦ», Москва, Россия; IChurochkin@nestro.ru

Поступила 10.09.2024 г.

Доработана 23.09.2024 г.

Принята к печати 28.02.2025 г.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор; рифогенные карбонаты; вторичные преобразования; карст; концептуальная модель; типизация вторичных преобразований; прогноз кавернозности; неопределенности.

**Аннотация:** Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств карбонатного коллектора в межскважинном пространстве является непростой задачей. Помимо пустотного пространства, сформированного в процессе роста карбонатного рифа, структура коллектора может быть осложнена вторичными преобразованиями. При выходе рифа на дневную поверхность в карбонатном коллекторе в результате растворения образуются вторичные пустоты. Часто результаты интерпретации стандартного комплекса ГИС в карбонатах не позволяют корректно выделить интервалы коллектора и оценить пористость. Также одним из вызовов является прогнозирование вторичных преобразований в межскважинном пространстве. В этих случаях необходимо комплексирование имеющейся геолого-геофизической информации. В данной статье представлен анализ вторичных преобразований карбонатного коллектора объекта А нефтяного месторождения X, которое расположено в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На основе комплексирования данных ГИС, специальных методов ГИС и исследований керна сформировано представление о модели вторичных преобразований, создана модель распространения вторичных пустот (каверны). В результате комплексирования имеющейся геолого-геофизической информации сделан вывод о том, что интервалы коллектора в барьерной зоне обусловлены наличием каверн. Составлена классификация основных форм вторичных преобразований, встреченных при анализе результатов интерпретации пластового микроимиджера («губка», крупные каверны, каверны по поверхности напластования, каверны по плоскостям трещин), а также приведена концептуальная модель вторичных преобразований.

Для цитирования: Чурочкин И.И. Детализация модели вторичных преобразований карбонатного коллектора на примере нефтяного месторождения X // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 105–112. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-105-112.

## Refinement of the secondary transformation model of carbonate reservoir: Case study of X oil field

© 2025 | I.I. Churochkin

Zarubezneft STC, Moscow, Russia; IChurochkin@nestro.ru

Received 10.09.2024

Revised 23.09.2024

Accepted for publication 28.02.2025

**Key words:** carbonate reservoir; reef carbonate; diagenesis; karst; conceptual model; typing of secondary transformations; cavern porosity prediction; uncertainty

**Abstract:** Predicting the reservoir properties of a carbonate reservoir in the interwell space is a challenging task. In addition to the voids formed during the growth of a carbonate reef, the reservoir structure can be further complicated by diagenetic processes. When a carbonate reservoir reaches the surface, karst formations develop because of dissolution processes. Standard log interpretation in carbonate formations often fails to accurately identify reservoir intervals and estimate porosity. another major challenge is predicting the karst presence in the interwell space. To address these uncertainties, it is essential to integrate available geological and geophysical data. This paper presents an analysis of the carbonate karst in Object A of oil field X, which is located the Timan-Pechora Petroleum Province. Based on the integration of well log data, advanced logging methods, and core studies, a model of secondary transformations was developed, and the distribution of karst features was mapped. As a result of this integration, it was determined that reservoir intervals in the barrier zone are associated with the presence of caverns. Additionally, a classification of the main cavern types observed in reservoir microimager interpretations was created, including “sponge-like” caverns, large caverns, caverns along bedding surfaces, caverns along fracture planes. Based on these findings, a conceptual model of karst development was constructed.

For citation: Churochkin I.I. Refinement of the secondary transformation model of carbonate reservoir: Case study of X oil field. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(2):105–112. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-105-112. In Russ.

**Введение**

Известняк с точки зрения химических свойств является нестабильной горной породой и подвержен растворению водой. В условиях выхода известняков на поверхность процесс их растворения приводит к формированию вторичных пустот (карстов).

Колебательные движения земной коры и эвстатические изменения уровня Мирового океана обуславливают перерывы в морском осадконакопле-

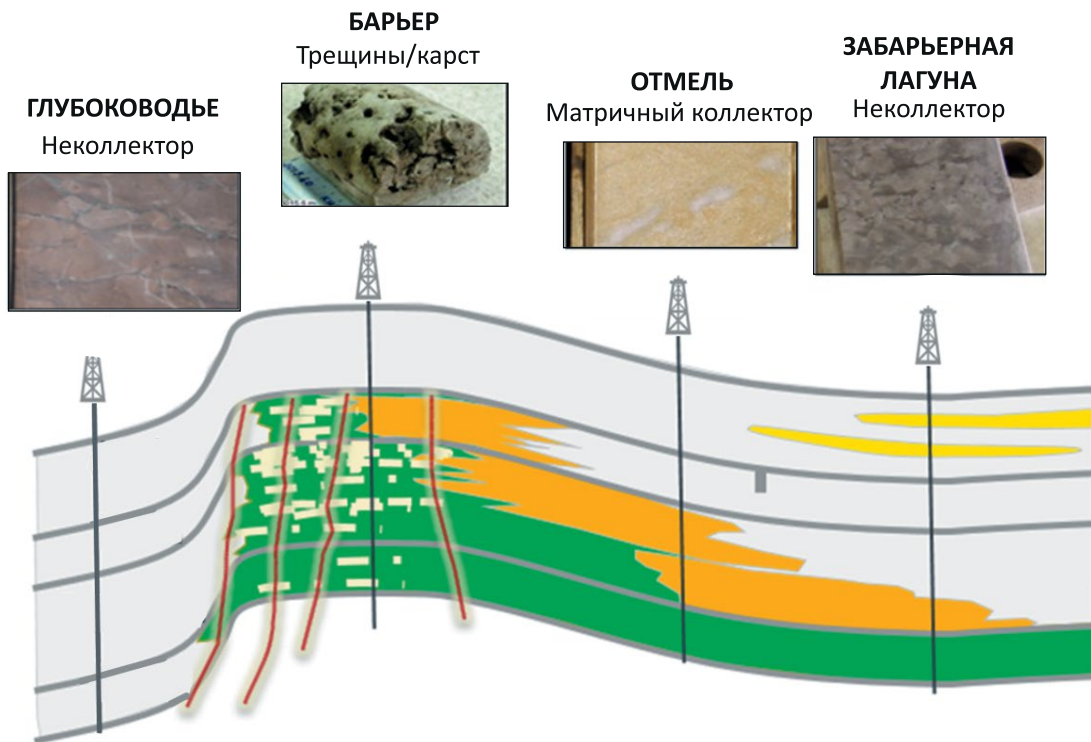
нии. При регрессиях на поверхности карбонатных отложений образуется карстовый рельеф, а в их глубине возникают расширенные выщелачиванием трещины, каверны, каналы, пещеристые формы, которые впоследствии могут становиться нефтегазовыми коллекторами [1] (рис. 1).

Как правило, после захоронения и диагенеза пористость и проницаемость горных пород резко уменьшаются вплоть до потери породой способ-

**Рис. 1.** Выход известняка на дневную поверхность с различными уровнями карстования  
 Fig. 1. Different karsting degrees in limestone exposures

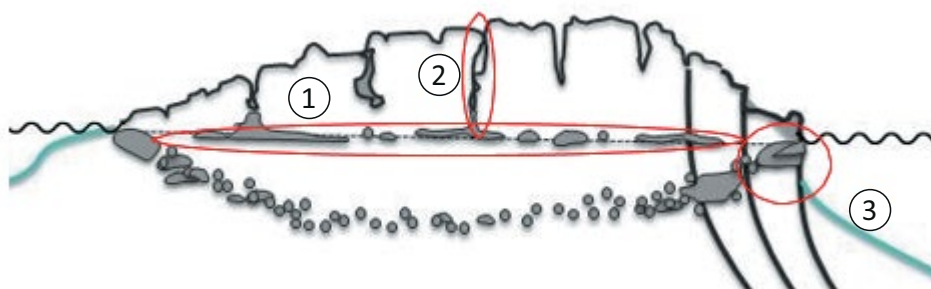


**Рис. 2.** Схематический разрез, отражающий особенности пласта  
 Fig. 2. Schematic cross-section showing the formation features



**Рис. 3.** Основные компоненты проводящей системы островного карста

**Fig. 3.** Main components of the conductive system of "island karst"



**1** — горизонтальный проводящий пропласток на уровне зеркала воды; **2** — вертикальный проводящий пропласток в аэрированной зоне, расположенный вдоль трещин (и по напластованию); **3** — локальная зона усиленного выщелачивания пород, образовавшаяся в конце скачка солености

**1** — conductive horizontal interlayer at the water table; **2** — vertical conductive interlayer along cracks in aerated zone (and along the bedding); **3** — local zone of more intensive rock leaching developed at the end of halocline

ности к аккумуляции и фильтрации флюидов [2, 3]. Вторичные пустоты, сформированные путем растворения (и дальнейшего выноса) карбонатных отложений, позволяют создать полезный объем для аккумуляции УВ [4]. Пустотные пространства, возникающие в результате выщелачивания, обладают сложной непредсказуемой геометрией, неоднородностью распространения, а также различными масштабами [5]. В связи с этим точный прогноз кавернозности является сложной и практически невыполнимой задачей. Без четкого представления о генезисе карстовых коллекторов нельзя грамотно вести поиски, разведку и разработку приуроченных к ним залежей УВ [6–11].

### Объект исследования

Основным предметом исследования является объект А, в геологическом строении которого принимают участие верхнедевонские рифогенные карбонаты фаменского яруса (рис. 2). В результате исследований установлено, что по условиям осадконакопления коллекторы фаменского яруса можно разделить на две основные зоны: барьерную — на юге и зарифовую лагуну — на севере. В зарифовой лагуне биокластические осадки отдели формируют массивный, хорошо развитый продуктивный горизонт с относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами матрицы породы. В пределах зарифовой лагуны практически отсутствуют разрывные нарушения, трещиноватость или карстообразование. Диагенез и структурные характеристики не оказывают значительного влияния на фильтрационно-емкостные свойства пород. В то же время барьерная зона (рифовый массив) характеризуется высокой трещиноватостью и интенсивным карстообразованием, фильтрационно-емкостные свойства в этой зоне зависят от диагенетических процессов, вызванных наложением нескольких этапов развития карста.

Фильтрация флюида по высокопроводящим пропласткам, вероятнее всего, обусловлена характеристиками островных карстовых систем. В карстовых системах могут формироваться разветвленные сети каналов, состоящие из различных элементов:

- горизонтальных каналов на уровне палеозеркала воды;
- вертикальных каналов над уровнем зеркала воды в зоне аэрации, которые образуются вдоль разрывных нарушений (разлом или трещина) во время погружения и могут локально смещаться в горизонтальной плоскости (рис. 3).

В данной статье рассмотрена восточная часть барьерной зоны, в которой скважины освещены достаточным для анализа набором исходных данных (рис. 4).

К основным источникам информации для выявления вторичных преобразований на изучаемом объекте относятся:

- керн (визуальный осмотр керна материала для установления кавернозных интервалов);
- пластовый микроимиджер (выявление кавернозных интервалов на основе динамического изображения);
- результаты интерпретации данных ГИС (интервалы с высокой эффективной пористостью) (рис. 5).

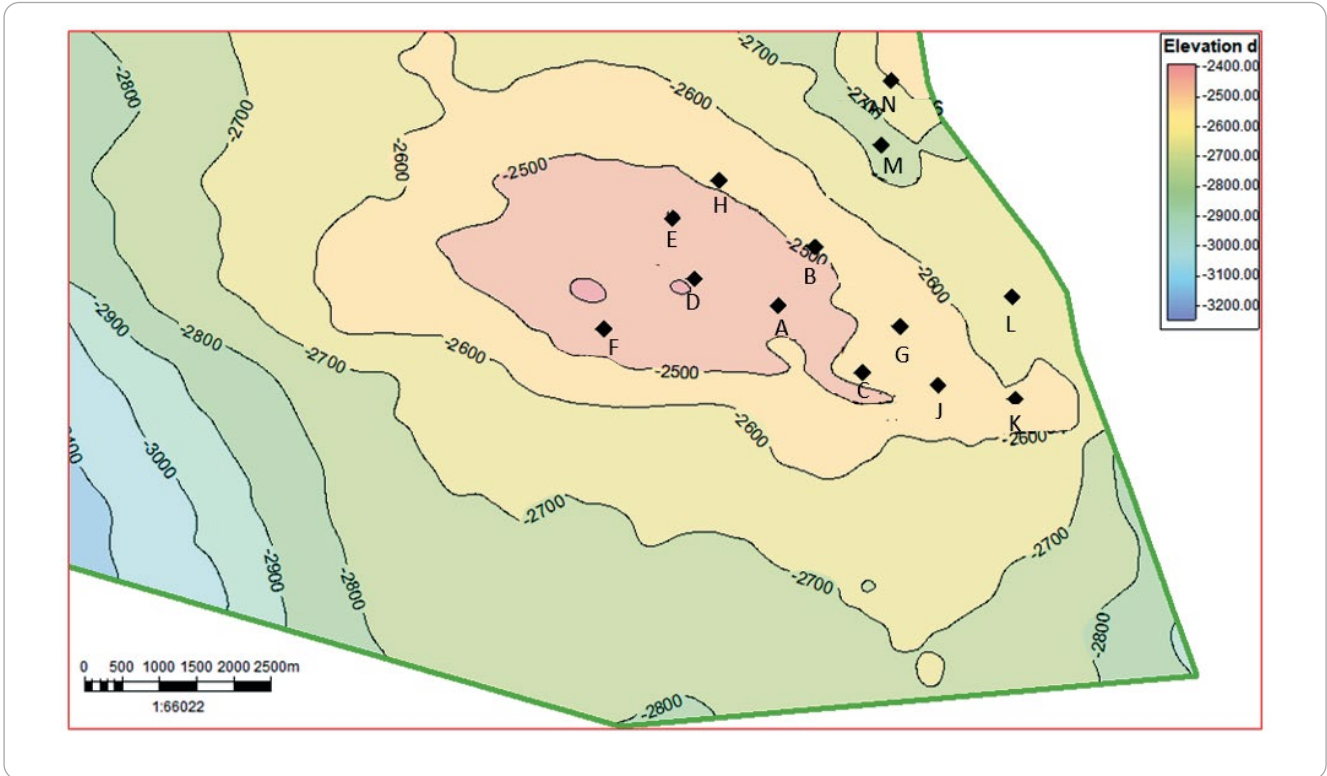
### Классификация кавернозных интервалов

На основе результатов интерпретации изображений пластового микроимиджера была создана классификация каверн. По геометрии пустотного пространства можно выделить:

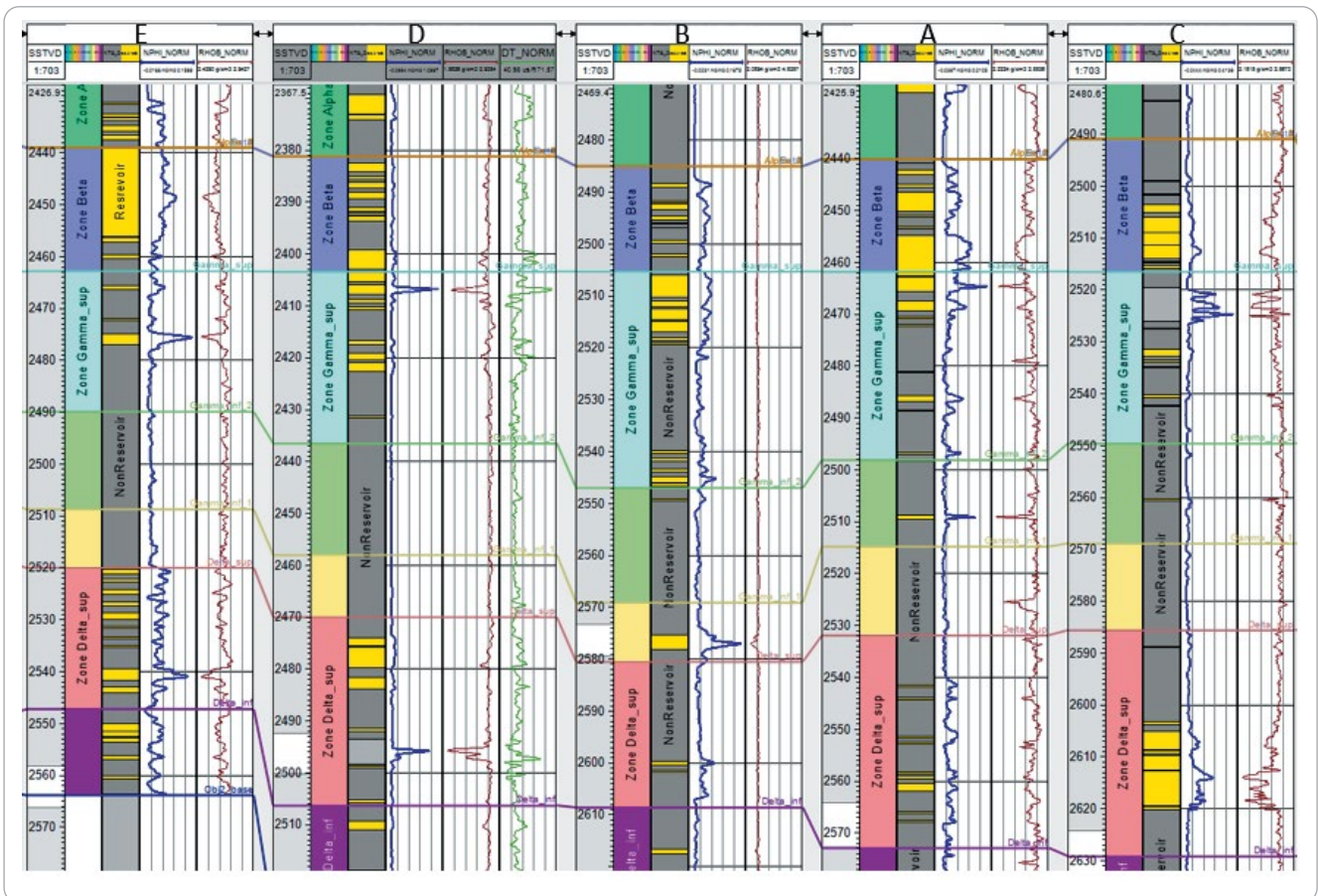
А — каверны типа «губка». Для них характерно повсеместное изменение породы с образованием пустотного пространства с высокой долей связности. Геометрия пустотного пространства визуально напоминает губку;



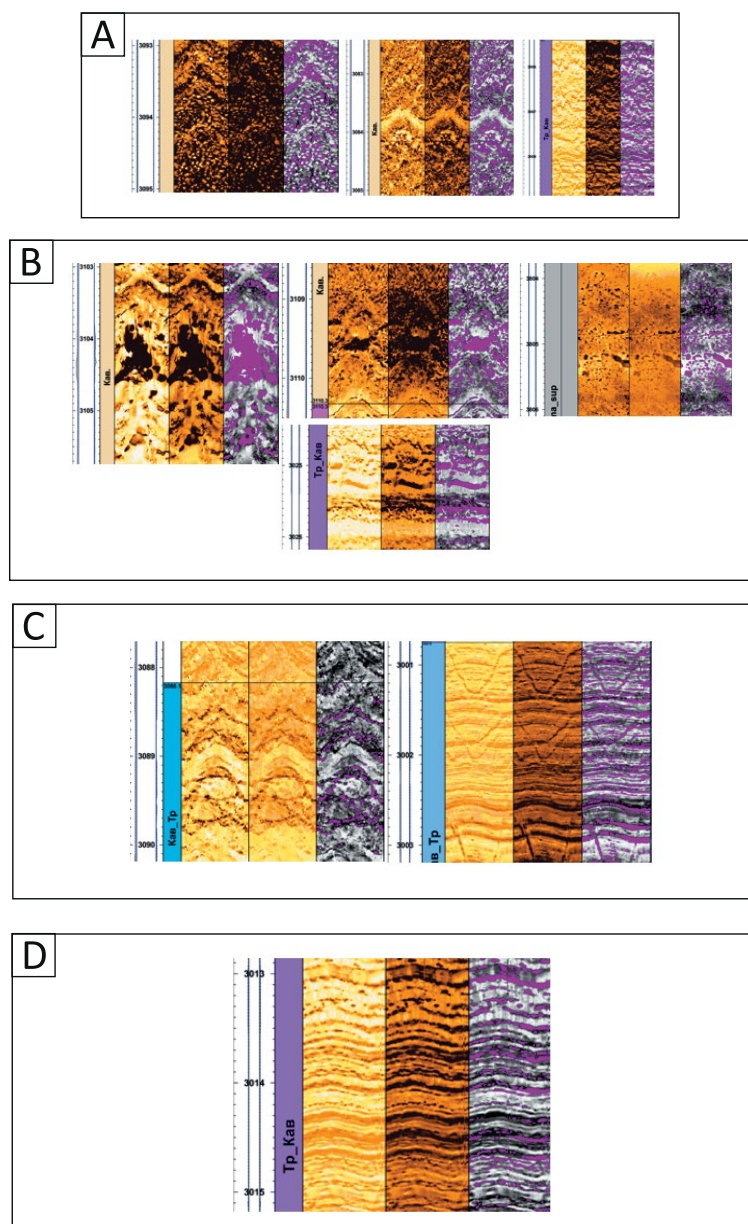
**Рис. 4.** Структурная карта кровли целевого интервала с нанесенными точками скважин  
**Fig. 4.** Map of target horizon depth with wells shown



**Рис. 5.** Корреляционная панель, проведенная через исследуемые скважины  
**Fig. 5.** Correlation chart for the studies wells



**Рис. 6.** Классификация каверн на основе результатов интерпретации пластового микроимиджера  
**Fig. 6.** Cavern classification on the basis of formation microimager data interpretation



A — «губка», каверны (B–D): B — крупные, C — по плоскостям трещин, D — по поверхности напластования  
 A — sponge, caverns (B–D): B — large, C — along crack plane, D — along bedding surface

Б — крупные единичные каверны, размер которых варьирует от 5 до 40 см. Могут иметь округлую или продолговатую форму;

В — каверны, расположенные по контуру плоскостей трещин. Размер каверн данного типа изменяется от 0,1 до 0,5 см;

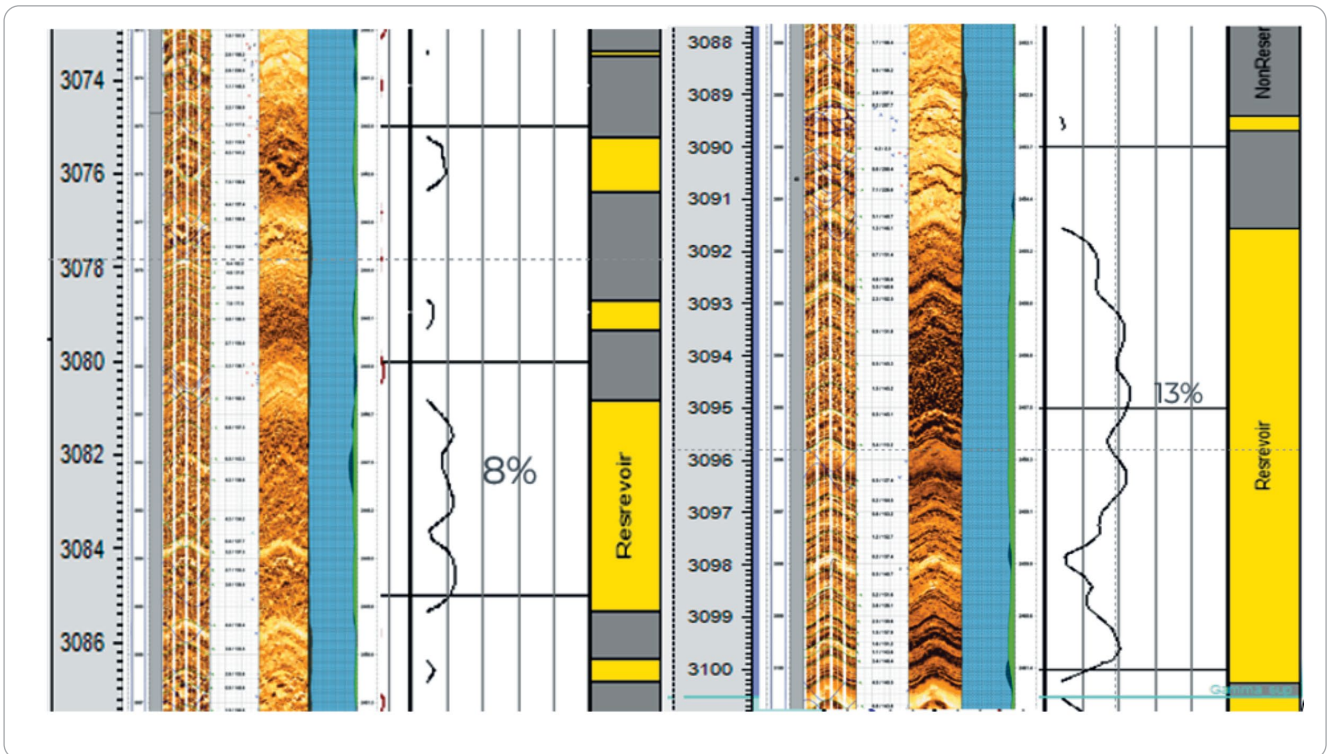
Г — каверны, подчеркивающие слоистость породы. Они распространены выборочно в слоях породы, имеют размер от 0,1 до 0,5 см (рис. 6).

Стоит отметить, что кавернозные интервалы соответствуют повышенным значениям пористости и интервалам коллектора, определенным на основе их граничных значений (рис. 7).

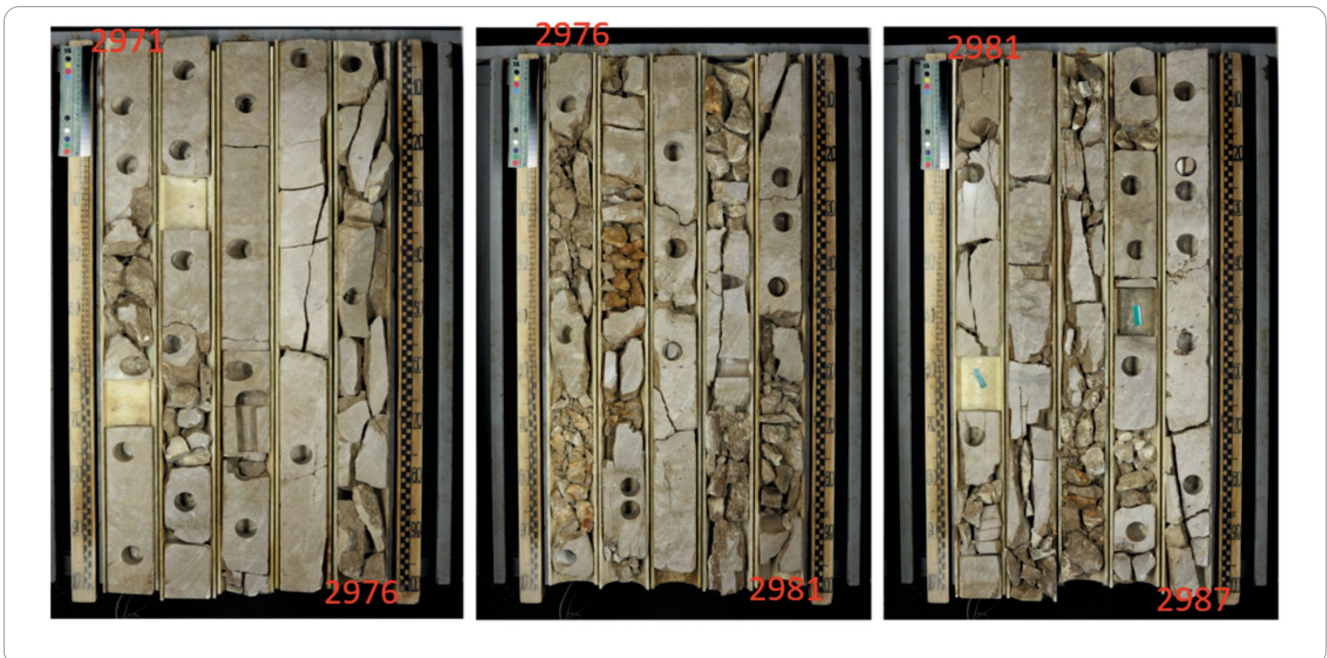
На примере скв. D по данным керна можно отметить присутствие вертикальных и наклонных трещин, а также каверн (рис. 8). Кавернозные интервалы в керновом материале предположительно соответствуют интервалам с дроблением (кавернозность увеличивает пустотное пространство и хрупкость породы).

Разрезы исследуемых скважин были проинтерпретированы исходя из созданной классификации. Затем на основе разрезов была создана 2D-модель, отражающая вертикальное и латеральное распространение выделенных типов. На рис. 9 видно, что в верхней части разреза ин-

**Рис. 7.** Пример сопоставления кривой пористости и изображения пластового микроимеджера для исследуемых скважин  
**Fig. 7.** An example of porosity diagram and FMI image correlation in the studies wells



**Рис. 8.** Керновый материал из скв. D  
**Fig. 8.** Core from D Well



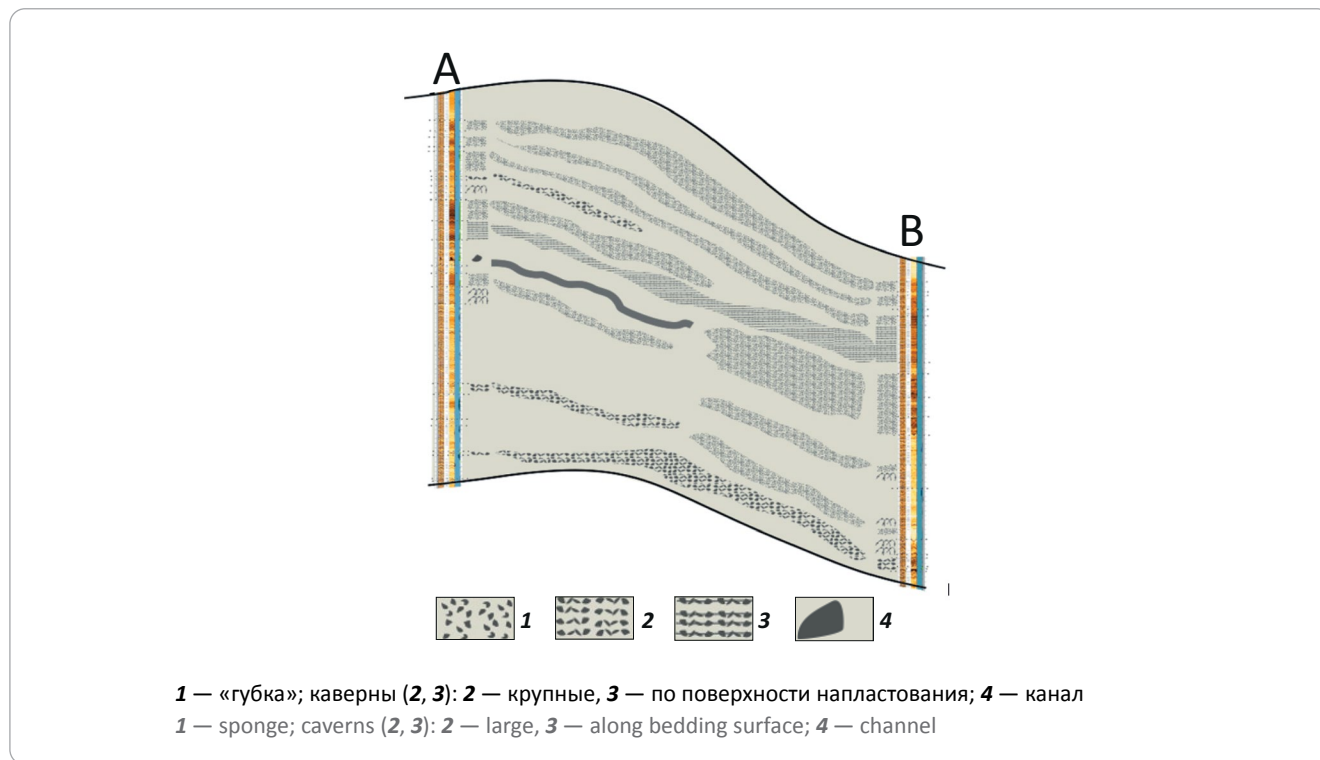
тервалы по типу «губка» «по поверхности напластования» встречаются в обеих исследуемых скважинах. «Крупные каверны», вероятно, плохо прослеживаются в межскважинном пространстве.

**Выводы**

В результате комплексирования имеющейся геолого-геофизической информации был сделан вывод, что интервалы коллектора в барьерной зоне могут быть обусловлены наличием каверн.

Рис. 9. Концептуальная модель вторичных преобразований

Fig. 9. Conceptual model of secondary transformations



Составлена классификация основных форм вторичных преобразований, встреченных при анализе результатов интерпретации изображений пластового микроимиджера («губка», крупные каверны, каверны по поверхности напластования, каверны по плоскостям трещин). Построена концептуальная модель вторичных преобразований.

В дальнейшем будут проведены следующие работы:

– построена геологическая модель с учетом концептуальной модели вторичных преобразований;

– оценено влияние карстовых зон на движение флюида в поровом пространстве;

– адаптация гидродинамической модели, учитывающей вторичные преобразования, проверка геологических гипотез.

### Литература

1. Максимович Г.А., Быков В.Н. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ. – Пермский ун-т, 1978. – 96 с.
2. Mehrabi H., Mansouri M., Rahimpour-Bonab H., Tavakoli V., Hassanzadeh M. Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Т. 145. – С. 95–113. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.03.020.
3. Mehrabi H., Bahrehvar M., Rahimpour-Bonab H. Porosity evolution in sequence stratigraphic framework: a case from Cretaceous carbonate reservoir in the Persian Gulf, southern Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 196. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107699.
4. Lu X.B., Wang Y., Tian F., Li X.H., Yang D.B. и др. New insights into the carbonate karstic fault system and reservoir formation in the Southern Taha area of the Tarim Basin // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – Т. 86. – С. 587–605. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.023.
5. Hollis C. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate // Petroleum Geoscience. – 2011. – Т. 17. – № 3. – С. 223–241. DOI: 10.1144/1354-079310-032.
6. Bo Jiu, Wenhui Huang, Nana Mu, Yuan Li. Types and controlling factors of ordovician paleokarst carbonate reservoirs in the southeastern Ordos Basin, China // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 198. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108162.
7. Anna Łaba-Biel, Kinga Filipowska-Jeziorek и др. Examples of Paleokarst in Mesozoic Carbonate Formations in the Carpathian Foreland Area // Energies. – 2024. – Т. 17 – № 4. – 838 с. DOI: 10.3390/en17040838.
8. Qingqing Sun, Robert E. Holdsworth, Tailiang Fan и др. The spatial and geological characteristics of fault- and paleokarst-controlled carbonate-hosted reservoirs in the Tabei Uplift, Tarim Basin, China // GSA Bulletin. – 2024. – Т. 136. – № 11–12. – С. 4985–5008. DOI: 10.1130/B37444.1.

9. Audra P., Gazquez F., Rull F., Bigot J.Y., Camus H. Hypogene Sulfuric Acid Speleogenesis and rare sulfate minerals in Baume Galiniere Cave (Alpes-de-HauteProvence, France). Record of uplift, correlative cover retreat and valley dissection // *Geomorphology*. – 2015. – Т. 247. – С. 25–34. DOI: 10.1016/j.geomorph.2015.03.031.
10. Cazarin C.L., Bezerra F.H.R., Borghi L. *u др.* The conduit-seal system of hypogene karst in Neoproterozoic carbonates in northeastern Brazil // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Т. 101. – С.90–107. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.046.
11. Araújo R.E.B., Bruna V.L., Rustichelli A., Bezerra F.H.R., Xavier M.M., Audra P., Barbosa J.A., Antonino A.C.D. Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil // *Marine and Petroleum Geology*. – 2021. – Т. 123. – С. 1–21. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104753.

## References

1. Maksimovich G.A., Bykov V.N. Karst karbonatnykh neftegazonosnykh tolshch. Permskii un-t, 1978. 96 p.
2. Mehrabi H., Mansouri M., Rahimpour-Bonab H., Tavakoli V., Hassanzadeh M. Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;(145):95–113. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.03.020.
3. Mehrabi H., Bahrehvar M., Rahimpour-Bonab H. Porosity evolution in sequence stratigraphic framework: a case from Cretaceous carbonate reservoir in the Persian Gulf, southern Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(196). DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107699.
4. Lu X.B., Wang Y., Tian F., Li X.H., Yang D.B. *et al.* New insights into the carbonate karstic fault system and reservoir formation in the Southern Tahe area of the Tarim Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2017;(86):587–605. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.023.
5. Hollis C. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate. *Petroleum Geoscience*. 2011;17(3):223–241. DOI: 10.1144/1354-079310-032.
6. Bo Jiu, Wenhui Huang, Nana Mu, Yuan Li. Types and controlling factors of ordovician paleokarst carbonate reservoirs in the southeastern Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(198). DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108162.
7. Anna Łaba-Biel, Kinga Filipowska-Jeziorek *et al.* Examples of Paleokarst in Mesozoic Carbonate Formations in the Carpathian Foreland Area. *Energies*. 2024;17(4):838. DOI: 10.3390/en17040838.
8. Qingqing Sun, Robert E. Holdsworth, Tailiang Fan *et al.* The spatial and geological characteristics of fault- and paleokarst-controlled carbonate-hosted reservoirs in the Tabei Uplift, Tarim Basin, China. *GSA Bulletin*. 2024;(136):11–12. – С. 4985–5008. DOI: 10.1130/B37444.1.
9. Audra P., Gazquez F., Rull F., Bigot J.Y., Camus H. Hypogene Sulfuric Acid Speleogenesis and rare sulfate minerals in Baume Galiniere Cave (Alpes-de-HauteProvence, France). Record of uplift, correlative cover retreat and valley dissection. *Geomorphology*. 2015;(247):25–34. DOI: 10.1016/j.geomorph.2015.03.031.
10. Cazarin C.L., Bezerra F.H.R., Borghi L. *et al.* The conduit-seal system of hypogene karst in Neoproterozoic carbonates in northeastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;(101):90–107. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.046.
11. Araújo R.E.B., Bruna V.L., Rustichelli A., Bezerra F.H.R., Xavier M.M., Audra P., Barbosa J.A., Antonino A.C.D. Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil // *Marine and Petroleum Geology*. 2021;(123):1–21. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104753.

## Информация об авторе

**Чурочкин Илья Игоревич**

Ведущий инженер

ООО «ЗН НТЦ»,

127422 Москва, Дмитровский пр-д, д. 10

e-mail: IChurochkin@nestro.ru

Scopus ID: 57209143119

## Information about author

**Ilya I. Churochkin**

Senior Engineer

Zarubezneft STC,

10, Dmitrovsky proezd, Moscow, 127422, Russia

e-mail: IChurochkin@nestro.ru

Scopus ID: 57209143119