

# Выделение зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Шабурова М.Е., Орлов Н.Н.

Группа компаний Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия  
maria\_shaburova@mail.ru

## Аннотация

Карбонатные коллекторы, как правило, характеризуются неоднородностью строения и фильтрационно-емкостных свойств. При этом в эксплуатацию, в первую очередь, вовлекаются зоны, обладающие наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками. В связи с этим в процессе разработки возникает необходимость восполнения ресурсной базы месторождения и поддержания уровня добычи.

В статье приведены результаты разработки решения данной проблемы на примере нефтяного месторождения в нижнепермских карбонатных коллекторах северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Во-первых, выделена зона улучшения фильтрационно-емкостных свойств в пределах не вовлеченных в разработку частей залежи. Во-вторых, обоснованы перспективные для доразведки объекты в нефтегазоносных комплексах, продуктивных в районе исследуемого месторождения. Кроме того, в статье представлен краткий геологический обзор района исследования и продуктивных нефтегазоносных комплексов, а также обоснована неоднородность строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

## Материалы и методы

Основой для проведенного исследования послужили результаты анализа керна и шлифов, интерпретации геофизических исследований, испытаний скважин, а также интерпретации материалов сейсморазведочных работ. С использованием этих данных в специализированном программном обеспечении была построена трехмерная геологическая модель, на основании которой

были выделены перспективные зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

## Ключевые слова

карбонатные коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства, классификация по Данхэму, трещиноватость, органогенные постройки, доразведка, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

## Для цитирования

Шабурова М.Е., Орлов Н.Н. Выделение зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-16-21

Поступила в редакцию: 04.06.2024

GEOLOGY

UDC 551, 550.8 | Original Paper

## Allocation of improved filtration and reservoir properties zones using the example of an oil field in the Timan-Pechora oil and gas province

Shaburova M.E., Orlov N.N.

Gazpromneft company group, Saint-Peterburg, Russia  
maria\_shaburova@mail.ru

## Abstract

Carbonate reservoirs, as a rule, are characterized by heterogeneity of structure and filtration and reservoir properties. In this case, the zones with the improved filtration and reservoir characteristics are primarily involved in exploitation. In this regard, during the development process there is a need to replenish the resource base of the field and maintain production levels.

The article presents the results of developing a solution to this problem using the example of an oil field in the Lower Permian carbonate reservoirs of the northeastern part of the Timan-Pechora oil and gas province. Firstly, improved filtration and reservoir properties zone was identified within the parts of the field not involved in exploitation. Secondly, objects for additional exploration in complexes that are productive in the area of the studied have been substantiated. In addition, the article provides a brief geological overview of the study area and productive oil and gas complexes, and also substantiates the heterogeneity of the structure and properties of reservoirs.

## Materials and methods

The basis for the study was the results of analysis of core and thin sections, interpretation of geophysical wells logging, wells testing, as well as interpretation of seismic survey materials. Using this data in specialized software, a three-dimensional geological model was built, on the basis of which promising improved filtration and reservoir properties zones were identified.

## Keywords

carbonate reservoirs, reservoir properties, Dunham classification, fractures, organogenic buildings, additional exploration, Timan-Pechora oil and gas province

## For citation

Shaburova M.E., Orlov N.N. Allocation of improved filtration and reservoir properties zones using the example of an oil field in the Timan-Pechora oil and gas province. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 16–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-16-21

Received: 04.06.2024

## Введение

Нефтяные месторождения северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции приурочены к карбонатным коллекторам разного возраста и характеризуются сложным строением пустотного пространства. Особенностью таких коллекторов, как правило, является неоднородность строения и распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и по разрезу. Комплексный анализ различных видов геолого-геофизической информации, такой как керн, шлифы, специальные методы геофизических исследований скважин (акустический каротаж, ядерно-магнитный каротаж, электрические и акустические азимутальные микроимиджеры), сейсмические атрибуты, позволяет получить представление о строении карбонатных коллекторов и распределении ФЕС, на основании чего могут быть построены геологические модели, которые в дальнейшем являются надежной основой для выделения перспективных зон.

В процесс эксплуатации в первую очередь, как правило, вовлекаются залежи или части залежей, обладающие наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками, что приводит к неравномерной выработке запасов. В связи с этим возникает необходимость пополнения ресурсной базы месторождений и поддержания уровня добычи. Решением этой проблемы может стать выделение перспективных объектов с улучшенными ФЕС как в неразрабатываемых частях введенных в эксплуатацию залежей, так и в коллекторах региональных нефтегазоносных комплексов, продуктивность которых пока не подтверждена в пределах рассматриваемых месторождений.

Целью работы является выделение перспективных объектов с улучшенными ФЕС на примере нефтяного месторождения, расположенного в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач. На основании анализа керна, шлифов, а также данных геофизических исследований скважин выделить основные структурные типы карбонатных коллекторов верхнего карбона-нижней перми, подтвердить их зональное строение. На основании атрибутного анализа сейсмических данных МОГТ 3D и литолого-фациальной модели выделить зоны улучшенных фильтрационных свойств в низкоемких карбонатных коллекторах верхнего карбона-нижней перми. На основании анализа данных о региональных нефтегазоносных комплексах, результатов испытаний и геофизических исследований скважин, материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D выделить перспективные объекты в отложениях, продуктивность которых пока не подтверждена в пределах исследуемого месторождения.

## Геологический обзор района исследования

Объектом исследования является нефтяное месторождение, расположенное в пределах Сорокинского нефтегазоносного

района (Сорокинского НГР) Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (Варандей-Адзвинской НГО). Варандей-Адзвинская НГО расположена на северо-востоке Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Тимано-Печорской НГП) и протягивается с юго-востока на северо-запад, включая как территорию континентальной части, так и акватории Печорского моря. На западе исследуемая нефтегазоносная область граничит с Хорейверской НГО, на северо-западе — с Восточно-Поморской НГО, на севере — с Гуляевско-Долгинской НГО, на северо-востоке — с Русановской ПНГО, на востоке — с Припайхойско-Приюжновоземельской НГО, на юге — с Северо-Предуральской НГО. В составе Варандей-Адзвинской НГО выделяют два нефтегазоносных района (с запада на восток): Сорокинский и Сарембой-Леккеягинский (рис. 1) [1].

В пределах Сорокинского НГР установлена промышленная нефтеносность доманиково-турнейского, верхневизейско-нижнепермского, верхнепермского, триасового комплексов.

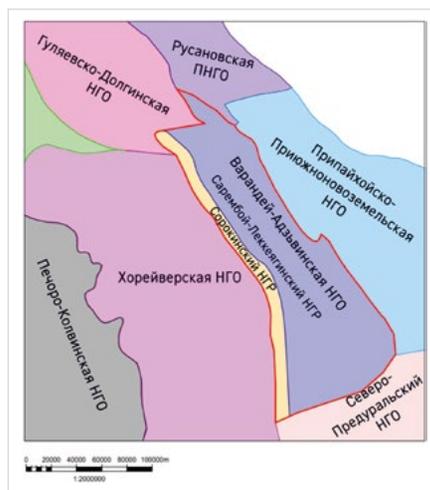


Рис. 1. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [1]

Fig. 1. A fragment of the scheme of oil and gas geological zoning of the Timan-Pechora oil and gas province [1]

Табл. 1. Продуктивные нефтегазоносные комплексы Варандей-Адзвинской НГО  
Tab.1. Productive oil and gas complexes of Varandey-Adzva NGO

Нефтегазоносные комплексы	Сорокинский НГР	Сарембой-Леккеягинский НГР
Триасовый (Т)	+	–
Верхнепермский (P2)	+	–
Верхневизейско-нижнепермский (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> -P <sub>1</sub> )	+	+
Доманиково-турнейский (D <sub>3</sub> dm-C <sub>1</sub> t)	+	+
Среднедевонско-нижнефранский (D <sub>2</sub> -D <sub>3</sub> f <sub>1</sub> )	–	+
Средне-ордовикско-нижнедевонский (O <sub>2</sub> -D <sub>1</sub> )	–	+

В пределах Сарембой-Леккеягинского НГР установлена промышленная нефтеносность среднеордовикско-нижнедевонского [2], среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского, верхневизейско-нижнепермского комплексов (табл. 1).

## Характеристика верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса

Верхневизейско-нижнепермский нефтегазоносный комплекс представлен карбонатными коллекторами и распространен в пределах всей Варандей-Адзвинской НГО. Глубина залегания этого комплекса уменьшается на юг и юго-восток в направлении от акваториальной к континентальной части.

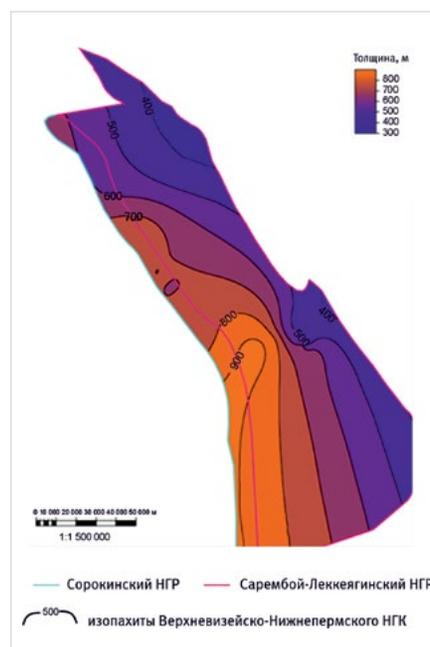


Рис. 2. Карта общих толщин верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса в пределах Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)  
Fig. 2. Total thickness map of the Verkhnevizeysko-Nizhnepermian oil and gas complex within the Varandey-Adzva oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

В пределах Сорокинского НГР абсолютная отметка глубины залегания кровли комплекса по скважинам в среднем составляет -1 500 м, в пределах Сарембой-Леккеягинского НГР — -800 м. Общая толщина этого продуктивного комплекса сокращается на восток и северо-восток в направлении Припайхойско-Приужноновоземельской НГО за счет

сокращения мощности нижнепермских отложений в разрезе до полного исчезновения (рис. 2), что обусловлено эрозионными процессами в позднепермское время [3]. В пределах Сорокинского НГР общая толщина комплекса в среднем составляет 805 м, в пределах Сарембой-Леккеягинского НГР — 642 м.

Табл. 2. Соответствие различных типов известняков обстановкам осадконакопления  
Tab. 2. Compliance of limestones different types of with sedimentation conditions

Фациальная обстановка	Типы известняков по Ф. Данхэму с дополнениями Ембри и Кловена
Приливно-отливная зона открытого шельфа, внутренняя лагуна	Грейстоун, пакстоун
Подприливно-зона открытого шельфа, «ядро» рифа	Байндстоун, баундстоун
Проксимальный фронтальный шлейф	Грейстоун
Дистальный фронтальный шлейф	Пакстоун
Проксимальный проградирующий склон	Вакстоун
Сублитораль ниже волнового базиса	Вак-мадстоун

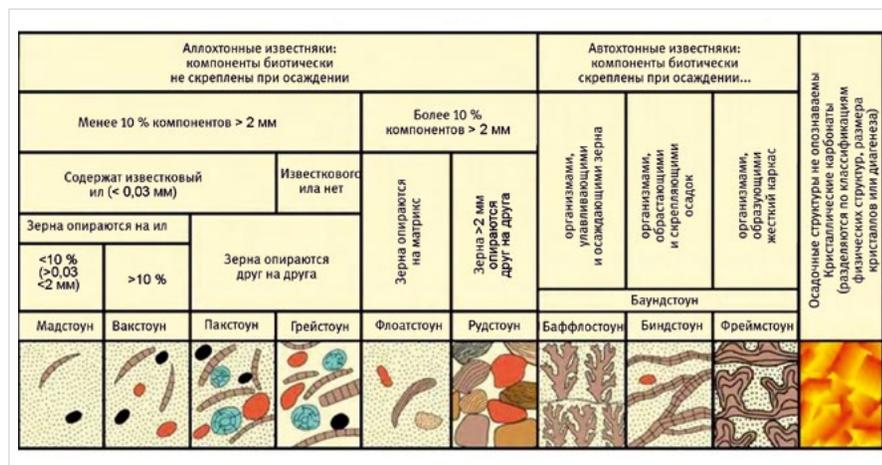


Рис. 3. Классификация карбонатных пород по Данхэму с дополнением Ембри и Кловена [5, 6]  
Fig. 3. Carbonate rocks classification according to Dunham with the addition of Embry and Cloven [5, 6]

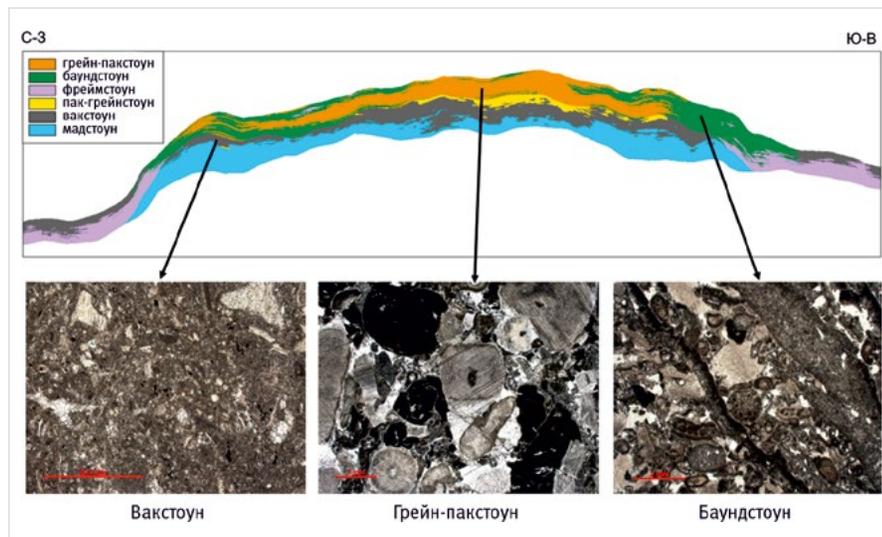


Рис. 4. Зональность распространения различных структурных типов известняков в пределах исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)  
Fig. 4. The zonation of the limestones different structural types distribution within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

В пределах Сарембой-Леккеягинского НГР установлена промышленная нефтеносность верхневизейско-нижнепермского карбонатного комплекса в отложениях серпуховского яруса нижнего карбона и башкирского и московского ярусов среднего карбона. В пределах Сорокинского НГР и в северной части Сарембой-Леккеягинского НГР установлена промышленная нефтегазоносность комплекса в ассель-сакмарских отложениях нижней перми (табл. 1): выявлено порядка 10 месторождений, большая часть из которых введена в промышленную эксплуатацию.

**Неоднородность строения и фильтрационно-емкостных свойств нижнепермских продуктивных карбонатных отложений**

Нижнепермские продуктивные отложения в пределах района исследования представлены преимущественно известняками, формирование которых связано с развитием органогенных построек [4]. Залежи углеводородов в отложениях такого типа, как правило, характеризуются зональным строением и неравномерным распределением зон улучшенных ФЕС по площади и по разрезу.

Согласно широко используемой классификации по Ф. Данхэму [5] с дополнениями Ембри и Кловена [6], известняки могут быть разделены на аллохтонные (грейстоуны, пакстоуны, вакстоуны и мадстоуны и т. д.) и автохтонные (баундстоуны, баффлстоуны, байндстоуны, фреймстоуны и т. д.), первые из которых не были биотически скреплены в процессе седиментации в отличие от вторых. Аллохтонные известняки отличаются друг от друга размером обломков (например, биокластов) и количеством цементирующего илистого карбонатного материала; автохтонные — способом роста и крепления скелетов организмов между собой (рис. 3) [5, 6].

Увеличение размера компонентов и уменьшение количества илистого материала указывают на более активную гидродинамическую обстановку формирования разных типов известняков, что в свою очередь обуславливает различие ФЕС и их зональное распространение по площади и по разрезу (табл. 2, рис. 4).

В пределах исследуемого месторождения пористость грейн-пакстоунов может достигать 25–29 %, что является высоким показателем для карбонатных коллекторов; пористость баундстоунов в среднем составляет 15 %; пористость мад-вакстоунов — 4 % (рис. 5, 6).

Несмотря на то, что мад-вакстоуны характеризуются худшими емкостными свойствами, они обладают проницаемостью лучшей, чем у байнд-баундстоунов и сопоставимой с грейн-пакстоунами за счет большей выраженности трещиноватости (рис. 6).

Обоснование перспективных объектов с зонами улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в пределах исследуемого месторождения Сорокинского нефтегазоносного района

Естественно, что в процесс разработки в первую очередь вовлекаются залежи или части залежей, обладающие наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками, к которым в пределах исследуемого месторождения относятся зоны развития высокоемких типов нижнепермских известняков (грейн-пакстоунов и байнд-баундстоунов). В связи с ограниченным распространением таких зон возникает необходимость выделения перспективных объектов с улучшенными

ФЕС с целью поддержания текущего уровня добычи.

К первой группе таких объектов отнесены низкоемкие известняки в пределах выявленной залежи в отложениях верхнего карбона-нижней перми, которые по классификации Данхэма относятся к вакстоунам. Коллекторы в этих отложениях формировались в более глубоководных и менее гидродинамически активных обстановках, поэтому характеризуются сниженной пористостью и не вовлечены в эксплуатацию (рис. 6). При этом результаты анализа зерна и шлифов показывают, что при худших емкостных характеристиках данные породы обладают более выраженной трещиноватостью.

В качестве примера трещинных карбонатных коллекторов, которые разрабатываются с высокими показателями добычи даже при очень низкой емкости, можно привести позднепротерозойские отложения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [7].

Анализ шлифов и зерна позволил установить, что в вакстоунах развиты как тектонические трещины, так и стилолитовые швы; при этом выделяются как одиночные тектонические трещины, так и трещины, формирующие пересекающиеся системы; материалом заполнения большей части трещин является битум (рис. 7).

Результаты анализа электрических азимутальных микроимиджеров по скважинам показывают неравномерное распределение трещин по площади, при этом плотность трещин тем больше, чем ближе проходят разрывные нарушения. Стоит отметить, что плотность трещин по скважинам так же хорошо коррелирует с аномалиями сейсмического атрибута Ant tracking (рис. 8).

Таким образом, с использованием фациальной модели и сейсмического атрибута Ant tracking выделены зоны улучшенных фильтрационных свойств в низкоемких коллекторах (вакстоунах) в отложениях верхнего карбона-нижней перми.

Ко второй группе перспективных объектов с улучшенными ФЕС отнесены отложения в нефтегазонасыщенных комплексах, продуктивность которых пока не подтверждена в пределах исследуемого месторождения, но установлена в целом в пределах Варандей-Адзвинской НГО, то есть комплексы, залегающие выше и ниже верхневизейско-нижнепермского (рис. 9).

При испытании в скважинах Сорокинского НГР отложений нижележащего среднеордовикско-нижнедевонского комплекса, промышленно нефтегазонасыщенного в пределах

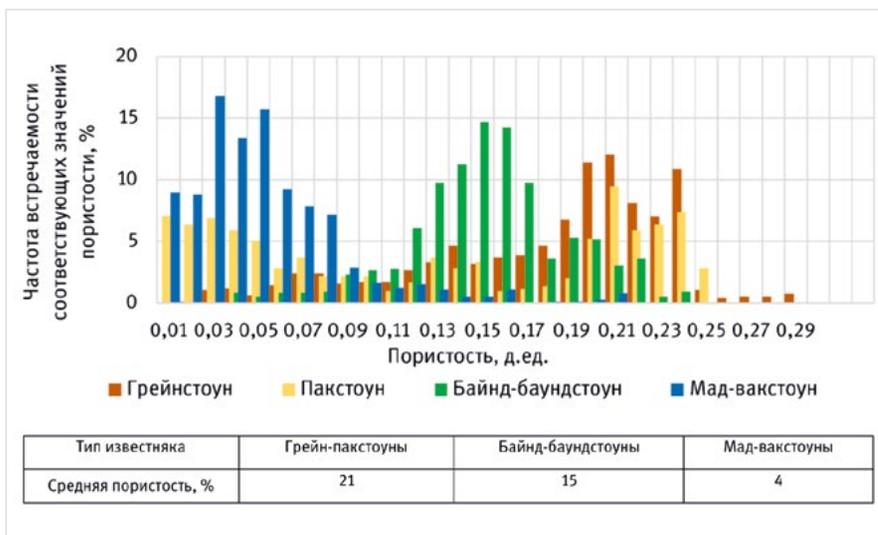


Рис. 5. Гистограмма распределения пористости по керну для различных типов известняков нижнепермских продуктивных отложений исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 5. Histogram of the core porosity distribution for limestone's different types of the Lower Permian productive deposits within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

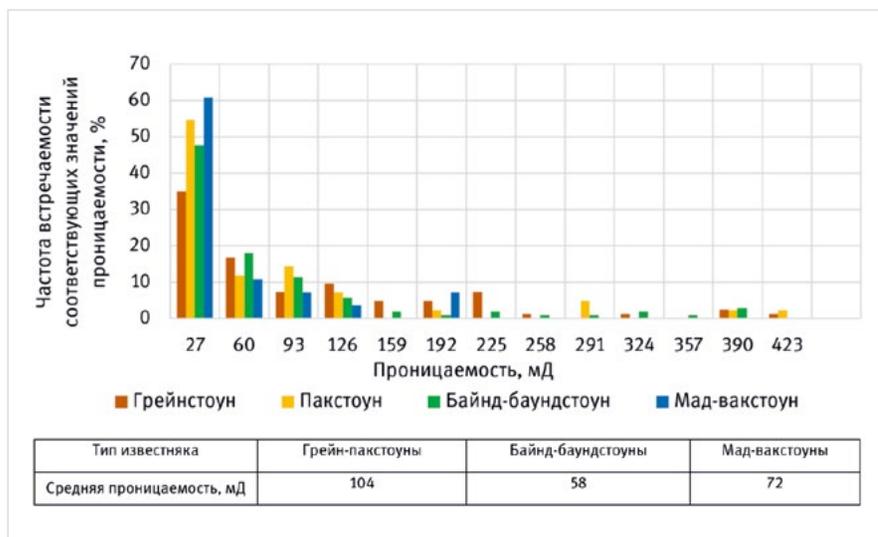


Рис. 6. Гистограмма распределения проницаемости по керну для различных типов известняков нижнепермских продуктивных отложений исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 6. Histogram of the core permeability distribution for limestone's different types of the Lower Permian productive deposits within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)



Рис. 7. Трещины в вакстоунах исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 7. Fractures in wackstones within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

Сарембой-Леккеягинского НГР [8], получены незначительные притоки нефти [9]. Кроме того, глубина залегаения данного комплекса в районе исследования достигает 4 500–5 000 м, поэтому дальнейшее исследование данного комплекса в настоящее время не является перспективным.

Промышленная нефтеносность доманиково-турнейского комплекса установлена как в пределах Сорокинского, так и в пределах Сарембой-Леккеягинского НГР. При этом в пределах Хорейверской НГО выявлен ряд месторождений, продуктивные отложения которых связаны с рифовыми постройками верхнего девона [10]. Результаты анализа материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D в пределах исследуемого месторождения указывают на наличие в отложениях фаменского яруса верхнего девона сейсмофаций с характерной для рифов хаотичной картиной сейсмической записи.

Таким образом, необходимо провести динамический анализ материалов сейсморазведочных работ, доизучение керна и шлифов в районе исследуемого месторождения, чтобы подтвердить наличие рифовых построек в отложениях верхнего девона и потенциально связанных с ними зон, улучшенных ФЕС.

В качестве еще одного перспективного объекта в пределах исследуемого месторождения могут выступать терригенные отложения тульского горизонта нижнего карбона. Данный горизонт выделяется на границе нижнего и верхнего визе и разделяется

на терригенную и карбонатную части, при этом распространение терригенной части носит локальный характер.

В скважинах терригенные тульские отложения не испытаны, однако результаты интерпретации ГИС указывают на наличие пористых песчаников, которые по кубу акустического импеданса характеризуются низкими значениями. Таким образом, необходим дополнительный анализ керна, РИГИС и сейсмических атрибутов отложений данного горизонта в пределах исследуемого месторождения, после которого будут сделаны выводы о его перспективности.

В пределах Сорокинского НГР установлена нефтеносность терригенных отложений триаса, однако при испытании этого комплекса в пределах исследуемого месторождения притоки углеводородов не получены, что соответственно указывает на бесперспективность вышележащих комплексов.

### Итоги

По результатам анализа керна, шлифов, данных ГИС и сейсморазведки МОГТ 3D в пределах исследуемого месторождения подтверждена неоднородность строения и распределения ФЕС верхневизейско-нижнепермских карбонатных коллекторов, которая в первую очередь связана с особенностями их формирования. При этом наибольшей трещиноватостью характеризуются низкоемкие известняки в отложениях верхнего карбона-нижней перми, классифицированные как

вакстоуны. С использованием фациальной модели и сейсмического атрибута Ant tracking выделены зоны улучшенных фильтрационных свойств в этих известняках.

### Выводы

Выработка запасов высокоемких карбонатных коллекторов нижнепермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции обуславливает необходимость выделения новых объектов с улучшенными ФЕС с целью поддержания уровня добычи. Проведенный анализ позволил выделить две группы таких объектов. Первая группа включает в себя низкоемкие трещиноватые известняки (вакстоуны) в отложениях верхнего карбона-нижней перми, которые относятся к отложениям верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса, но не вовлечены в разработку. Вторая группа перспективных объектов связана с отложениями в продуктивных комплексах, залегающих ниже верхневизейско-нижнепермского. Наибольшие перспективы в этой группе связаны с рифовыми постройками верхнего девона, а также песчаниками тульского горизонта нижнего карбона.

### Литература

1. Журавлев В.А., Кораго Е.А., Костин Д.А., Зуйкова О.Н. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия

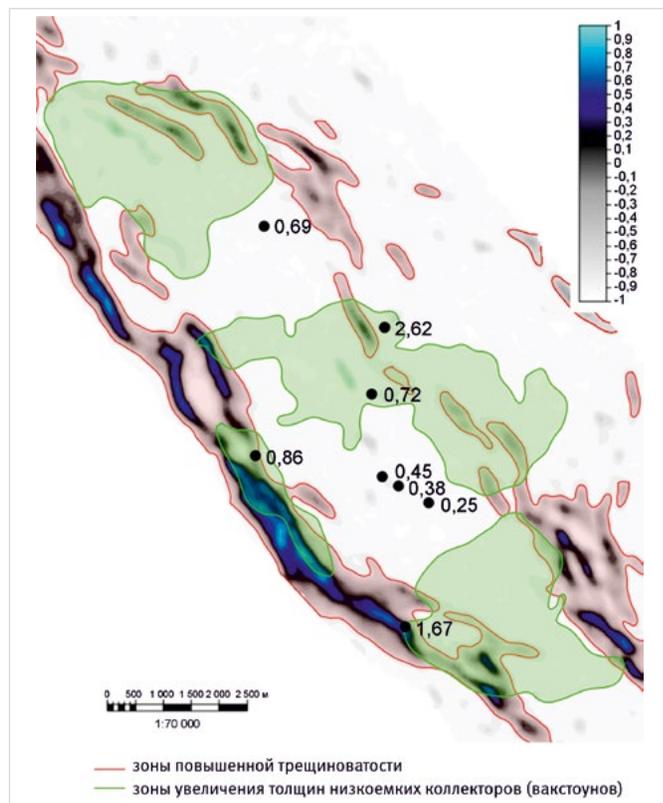


Рис. 8. Карта сейсмического атрибута Ant tracking, осредненного в интервале верхнего карбона-нижней перми, с точками плотности трещин по данным электрических азимутальных микроимиджеров и контурами перспективных зон исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 8. Seismic attribute "Ant tracking" map, averaged in the Upper Carboniferous-Lower Permian interval, with fractures intensity points according to electric azimuthal Microlmager and contours of prospect zones within the studied field of Sorokin oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

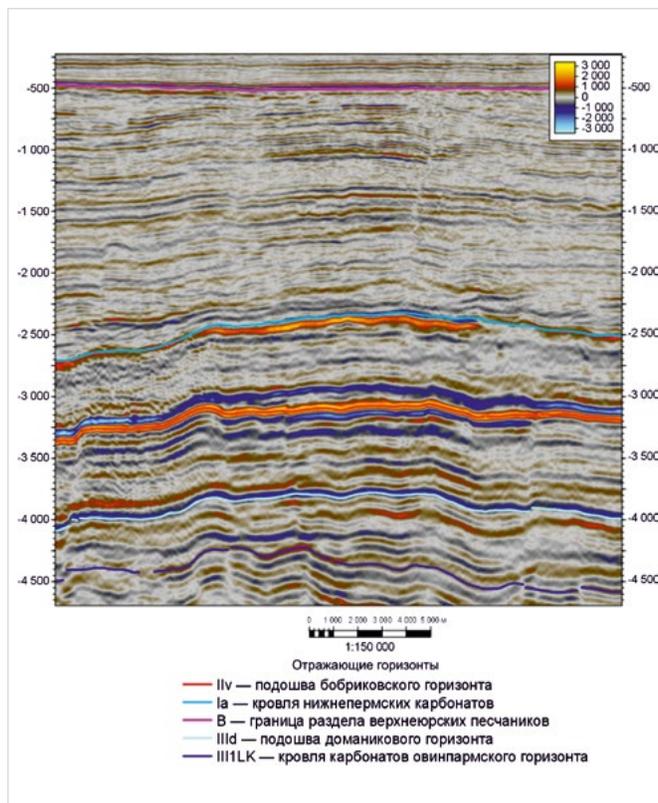


Рис. 9. Сейсмический разрез с основными отражающими горизонтами (Результаты интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D, 2020 г.)

Fig. 9. Seismic section with the main reflecting horizons (The interpretation results of of CPP 3D seismic surveys, 2020)

- Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-39, 40 – о. Колгуев – прол. Карские Ворота. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. 405 с.
- Дзюбло А.Д., Сидоров В.В., Зонн М.С., Агаджанянц И.Г. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнефранского мегакомплекса шельфа Печорского моря // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2021 № 4. С. 70–81.
  - Сотникова А.Г. Зоны нефтегазоаккумуляции и приоритетные направления воспроизводства запасов нефти в карбонатных комплексах Варандей-Адзвинского авлакогена // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. № 5. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/6/4\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/4_2010.pdf) (дата обращения: 01.06.2024).
  - Суворова Е.Б. Литология и обстановки накопления верхневизейско-нижнепермских отложений Печорского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 2. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2/25\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/25_2012.pdf) (дата обращения: 01.06.2024).
  - Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Symposium “classifications of carbonate rocks”, 1961, P. 108–121. (In Eng).
  - Embry A.F. A late devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. Bulletin of Canadian petroleum geology. 1971, Vol. 19, issue 4, P. 730–781. (In Eng).
  - Шабурова М.Е. Перспективы исследования позднеротерозойских осадочных комплексов и критерии их нефтегазоносности. Интерэкспо
  - ГЕО-Сибирь-2017. Т. 1. Новосибирск: СГУГиТ, 2017. С. 155–159.
  - Шабурова М.Е. Модель геологического строения позднепермских образований северо-западного окончания Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Трофимукские чтения – 2017. Новосибирск: 2017. С. 178–180.
  - Юрьева З.П. Положение залежей нефти в разрезах нижнедевонских отложений (Тимано-Печорская провинция) // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 3–13.
  - Лобусев А.В., Страхов П.Н. Формирование пустотного пространства в продуктивных отложениях верхнего девона юго-западной части Хорейверской впадины // Территория Нефтегаз. 2011. № 9. С. 14–17.

## ENGLISH

### Results

Based on the results of the core, thin sections, well logging data analysis and CPP 3D within the field, the heterogeneity of the structure and distribution of filtration and reservoir properties of the Lower Permian carbonate reservoirs, which is primarily associated with the peculiarities of their formation. At the same time, low-porosity limestones in the Upper Carboniferous-Lower Permian deposits, classified as wackestones, are characterized by the greatest fracturing and, as a consequence, permeability. Zones of improved filtration properties in these limestones have been identified using the facies model and the seismic attribute Ant tracking.

### Conclusions

The depletion of reserves of high-porosity carbonate reservoirs of the Lower Permian age in the northeastern part of the Timan-Pechora oil and gas province necessitates the identification of new objects with improved filtration and reservoir properties in order to maintain production level. The analysis made it possible to identify two groups of such objects. The first group includes low-porosity fractured limestones (wackestones) in Upper Carboniferous-Lower Permian deposits, which are not involved in development. The second group of promising objects is associated with deposits in productive complexes lying above and below the Upper Visean-Lower Permian. The greatest prospects in this group are associated with reef structures of the Upper Devonian, as well as sandstones of the Tula horizon of the Lower Carboniferous.

### References

- Zhuravljov V.A., Korago E.A., Kostin D.A., Zujkova O.N. et al. State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). North Kara-Barents Sea series. Sheet R-39.40 – о. Kolguev Strait. Kara Gate. Explanatory letter. Saint Petersburg: Kartograficheskaja fabrika VSEGEI, 2014, 405 p. (In Russ).
- Dzyublo A.D., Sidorov V.V., Zonn M.S., Agadzhanjants I.G. Oil and gas perspectives of the Ordoviksky-Nizhnefransky mega-complex of the Pechorsk Sea shelf. Moscow University Bulletin. Series 4. Geology, 2021, issue 1, P. 70–81. (In Russ).
- Sotnikova A.G. Oil and gas accumulation zones and the priority directions of renewal of oil reserves in the carbonate complexes, Varandey-Adzvin sky aulacogen. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i praktika, 2010, Vol. 5, issue 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/6/4\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/4_2010.pdf) (accessed 01.06.24) (In Russ).
- Suvorova E.B. Lithology and conditions of accumulation of Upper Visean-Lower Permian deposits of the Pechora shelf. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i praktika, 2012, Vol. 7, issue 2, URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2/25\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/25_2012.pdf) (accessed 01.06.24) (In Russ).
- Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Symposium “classifications of carbonate rocks”, 1961, P. 108–121. (In Eng).
- Embry A.F. A late devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. Bulletin of Canadian petroleum geology, 1971, Vol. 19, issue 4, P. 730–781. (In Eng).
- Shaburova M.E. Prospects of the research of late proterozoic sedimentary sequences and the criteria of their petroleum potential. Interexpo GEO-Siberia-2017, Vol. 1. Novosibirsk: SSUGT, 2017, P. 155–159. (In Russ).
- Shaburova M.E. Geological model of late proterozoic-early paleozoic formations of the northwestern edge of the timan-pechora sedimentary basin. Trofimuk reading – 2017. Novosibirsk: 2017, P. 178–180. (In Russ).
- Yureva Z.P. Position of oil pools in the sections of the lower devonian deposits (the Timan-Pechora province). Geologiya nefiti i gaza, 2015, issue 3, P. 3–13. (In Russ).
- Lobusev A.V., Strahov P.N. Formation of void space in productive Upper Devonian deposits in the southwestern part of the Khoreyver depression. Territorija neftegaz, 2011, issue 9, P. 14–17. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Шабурова Мария Евгеньевна**, руководитель направления, Группа компаний Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия  
Для контактов: [maria\\_shaburova@mail.ru](mailto:maria_shaburova@mail.ru)

**Орлов Никита Николаевич**, руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия

**Shaburova Mariya Evgenievna**, head of division, Gazpromneft company group, Saint-Peterburg, Russia  
Corresponding author: [maria\\_shaburova@mail.ru](mailto:maria_shaburova@mail.ru)

**Orlov Nikita Nikolaevich**, product development project manager, Gazpromneft company group, Saint-Peterburg, Russia