

# Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения

Оленич П.А.<sup>1</sup>, Бухарова И.А.<sup>1</sup>, Новикова М.С.<sup>1</sup>, Хорольский Г.О.<sup>1</sup>, Чиргун А.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, <sup>2</sup>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия  
paolenich@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

Работа основана на обобщении результатов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, результатов исследования керна, а также сейсмических данных. Для прослеживания закономерностей распространения пластов выполнена корреляция юряхского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения и проведено сопоставление полученных результатов с другими месторождениями Непско-Ботуобинской антеклизы. Изучены особенности геологического строения юряхского горизонта, проведена оценка ресурсов.

## Материалы и методы

Материалы: данные ГИС скважин, результаты исследования керна, результаты интерпретации сейсморазведки Среднеботуобинского месторождения.

Методы: корреляция пластов, построение петрофизической модели, анализ сейсмических исследований.

## Ключевые слова

Восточная Сибирь, Непско-Ботуобинская антеклиза, Среднеботуобинское месторождение, Юряхский горизонт, ресурсный потенциал, сейсморазведка, трудноизвлекаемые запасы

## Для цитирования

Оленич П.А., Бухарова И.А., Новикова М.С., Хорольский Г.О., Чиргун А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 58–61.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-58-61

Поступила в редакцию: 11.11.2021

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

## Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakha horizon of Srednebotuobinskoye field

Olenich P.A.<sup>1</sup>, Bukharova I.A.<sup>1</sup>, Novikova M.S.<sup>1</sup>, Khorolsky G.O.<sup>1</sup>, Chirgun A.S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, <sup>2</sup>“Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia  
paolenich@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The study is based on generalizing the results of exploration and development drilling, the results of core studies, as well as seismic data. To define the reservoir distribution patterns, the Yuryakha horizon was correlated within the Srednebotuobinsky field and the results were compared with other fields of the Nepa-Botuobinsky antecline. The features of the geological structure of the Yuryakha horizon were studied, and the resources were estimated.

## Materials and methods

Materials: well logging data, core study results, seismic data interpretation results on the Srednebotuobinskoye field.

Methods: reservoir correlation, petrophysical modeling, seismic analysis.

## Keywords

East Siberia, Nepa-Botuobinskaya antecline, Srednebotuobinskoye field, Yuryakha horizon, resource potential, seismic exploration, hard-to-recover reserves

## For citation

Olenich P.A., Bukharova I.A., Novikova M.S., Khorolsky G.O., Chirgun A.S. Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakha horizon of Srednebotuobinskoye Field. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 58–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-58-61

Received: 11.11.2021

## Введение

Среднеботуобинское месторождение расположено в пределах Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы Республики Саха (Якутия). Месторождение является одним из крупнейших по запасам нефти и газа в Восточной Сибири. В 1970-х гг. здесь впервые на Сибирской платформе была доказана

промышленная нефтегазоносность вендских и кембрийских отложений в крупных масштабах, и месторождение стало полигоном для отработки технологий бурения и вскрытия продуктивных горизонтов в условиях anomalно низких пластовых давлений и низких температур. Однако до недавнего времени центром изучения являлись терригенные

отложения венда — ботуобинский горизонт, где сосредоточена большая часть запасов. Изучению карбонатных отложений кембрия (осинского и юряхского горизонтов) уделялось гораздо меньше внимания — опытно-промышленная эксплуатация и апробация технологии добычи из низкопроницаемых карбонатных отложений начата только в 2018 г.

(осинский горизонт). Запасы юрхского горизонта на данный момент не числятся на Государственном балансе, однако в ряде скважин наблюдались различные признаки продуктивности (нефтенасыщенный керн, незначительные притоки углеводородов при испытании и опробовании). В результате проведенных геологоразведочных работ в 2019–2020 гг. в непосредственной близости от Среднеботубинского месторождения открыто несколько месторождений, основные запасы которых сосредоточены в отложениях юрхского горизонта. В данной работе изучено геологическое строение и оценен ресурсный потенциал юрхского горизонта в пределах Среднеботубинского месторождения.

### Геологическое строение юрхского горизонта

Юрхский горизонт приурочен к кровле вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса, перекрывающегося галогенно-сульфатно-карбонатными породами билирской свиты. От вышележащего осинского горизонта его отделяет небольшая карбонатная пачка в подошве билирской свиты мощностью от 0,5 до 5,2 м, составляя в среднем 3 м (рис. 1).

В юрхское время на территории Среднеботубинского месторождения в обстановке мелководного шельфа накапливались неоднородные по составу преимущественно хемогенные карбонатные отложения, в различной степени обогащенные алевроитовой примесью и органогенно-обломочными частями [3].

Юрхский горизонт и его стратиграфический аналог (усть-кутский — рис. 2) повсеместно распространены на территории Непско-Ботубинской антеклизы и представлены доломитами и известняками, нередко породы в различной степени сульфатизированы и засолонены [4]. В пределах горизонта выделены два основных циклита — Ю-I+Ю-II (Ук-I) и Ю-III (Ук-II), разделенных между собой глинистой перемычкой мощностью до 20 м.

В пределах Среднеботубинского месторождения пласт Ю-I+Ю-II имеет относительно

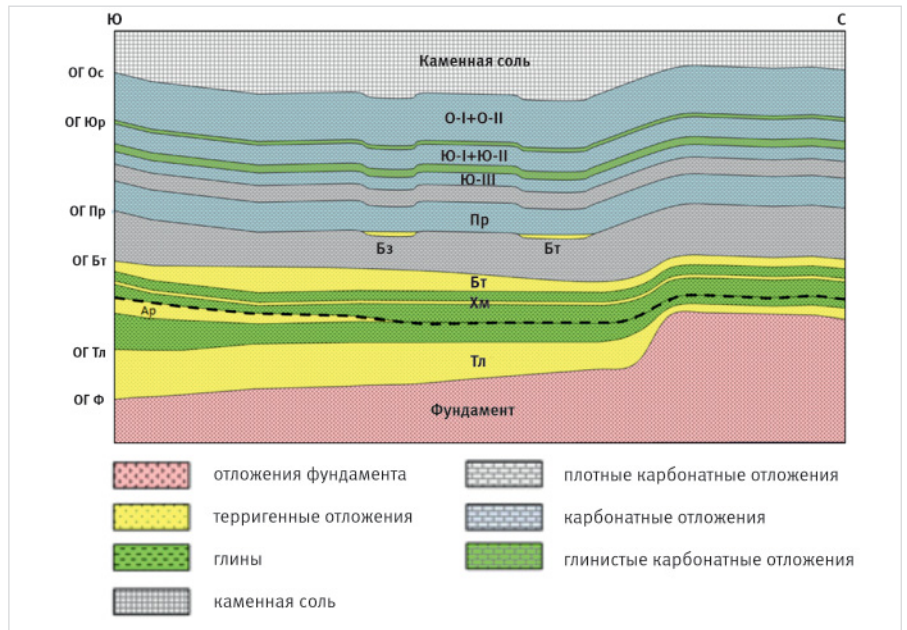


Рис. 1. Схематический геологический разрез продуктивной части Среднеботубинского месторождения: Тл — талахский горизонт; Хм — хамакинский горизонт; Бт — ботубинский горизонт; Бз — базальный горизонт; Пр — преобразенский горизонт; Ю-III — нижнеюрхский горизонт; Ю-I+Ю-II — верхнеюрхский горизонт; О-I+О-II — осинский горизонт

Fig. 1. Schematic geological section of the productive part of Srednebotubinskoye field: Tl — talahsky horizon; Khm — khamakinsky horizon; Bt — botubinsky horizon; Bz — bazalny horizon; Pr — preobrazhensky horizon; J-III — nizhneyuryakhsy horizon; J-I+J-II — verhneyuryakhsy horizon; O-I+O-II — osinsky horizon

выдержанную мощность — общие толщины изменяются от 33,2 до 40,9 м, составляя в среднем 37,3 м. Литологически пласт представлен преимущественно глинистыми и известковистыми доломитами, реже известняками, также встречаются ангидриты и доломитовые мергели. Маломощная перемычка между пластами Ю-I и Ю-II толщиной от 0,4 до 1,4 м уверенно прослеживается на всей территории месторождения. Литологически она представлена глинистыми и сульфатизированными доломитами. В пределах Среднеботубинского месторождения

данная перемычка не может являться флюидоупором вследствие своей маломощности. Однако в северо-западном районе Непско-Ботубинской антеклизы ее толщина достигает 5–7 м и она разделяет пласт Ю-I+Ю-II на два гидродинамически изолированных объекта (рис. 2).

Пласт Ю-III однозначно выделяется в нижней части юрхской свиты, общая мощность пласта стабильна на всей территории месторождения и изменяется от 17 до 31 м, составляя в среднем 22,2 м. Литологически пласт представлен доломитами светло-темносерыми и известковистыми. На большей части месторождения пласт представлен плотными непроницаемыми породами. Между пластами Ю-I+Ю-II и Ю-III развита пачка глинистых доломитов верхнеюрхской под-свиты. Мощность перемычки изменяется от 8 до 13 м, составляя в среднем 10 м.

Отличительной особенностью строения пласта Ю-III для данной территории является наличие органогенных построек (биостромов), приуроченных к выступам фундамента. По данным керна скважины Сбт-ХП биостромы представлены кавернозными дендролитами — окаменелыми останками водорослей, на поверхности которых развивались известьосажающие бактерии. Некоторые исследователи отмечают, что скважины, давшие значительные притоки углеводородов из юрхского (усть-кутского) горизонта, пробурены как раз в зонах погребенных выступов фундамента [2]. Можно предположить, что в юрхское время выступы фундамента были ярко выражены в рельефе, в пределах которых активно формировались биогермные постройки и накапливались продукты их разрушения. Можно предположить, что распространение коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в пласте Ю-III ожидается только в пределах выступов фундамента, и по мере

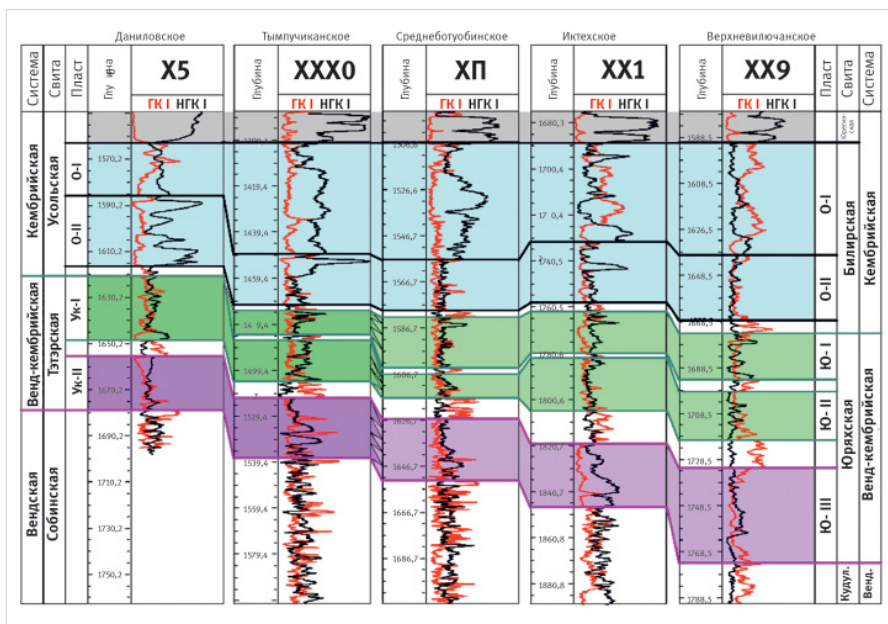


Рис. 2. Схема корреляции пластов юрхского и осинского горизонтов по месторождениям Непско-Ботубинской антеклизы  
Fig. 2. Correlation of the yuryakha and osinsky reservoirs for the Nepa-Botubinsky antecline fields

удаления от них ФЕС резко ухудшаются. На Среднеботуобинском месторождении это предположение подтверждается данными скважин. На большей части месторождения пласт Ю-III представлен непроницаемыми микрокристаллическими доломитами, и только в скважинах Сбт-ХП и Сбт-ЗХ, приуроченных к выступам фундамента, выделяется коллектор мощностью до 11 м (при общей мощности пласта 20 м).

По данным сейсморазведки МОГТ 3D выступы фундамента отображаются на горизонтальных срезах кубов разных модификаций как кольцевые элементы и картируются довольно четко. Одним из прогнозных параметров для выделения и геометризации зон распространения органогенных построек в межскважинном пространстве выбран структурный параметр, а именно карта углов наклона по кровле фундамента. Структурный фактор, контролирующий области развития органогенных построек, является основным. Комплексная интерпретация данных керна, ГИС и сейсморазведки позволила выделить предполагаемые области развития органогенных построек. В пределах Среднеботуобинского месторождения выявлено несколько небольших зон, аналогичных районам скважин Сбт-ХП и Сбт-ЗХ (рис. 3), где можно прогнозировать улучшенные ФЕС и углеводородное насыщение в интервале нижнеюрского горизонта.

#### Перспективы нефтегазоносности

Продуктивность юрского горизонта доказана на группе месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы [1]. Залежи имеют нефтяное, газонефтяное и газовое насыщение. Ближайшими месторождениями с доказанной промышленной нефтегазоносностью являются Курунгское, Кытыгасское, Иктехское и Верхневилучанское.

Дебиты газа на данных месторождениях после соляно-кислотной обработки (СКО) достигают 504 тыс. м<sup>3</sup>/сут (Иктехское), а нефти до 30 м<sup>3</sup>/сут (Верхневилучанское).

В пределах Среднеботуобинского месторождения в ряде поисково-разведочных скважин из пластов Ю-I+Ю-II и Ю-III получены притоки углеводородов (нефти, газа и конденсата). Максимальный дебит нефти составил 5,5 м<sup>3</sup>/сут, газа 55,95 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

#### Анализ результатов исследования керна

В пласте Ю-III, как было отмечено ранее, проницаемые интервалы приурочены преимущественно к зонам развития органогенных построек, за их пределами пласт непроницаем или слабо проницаем. Проницаемые интервалы в пласте Ю-I+Ю-II распространены повсеместно, однако породы характеризуются довольно низкими ФЕС. Как видно из гистограммы, более 61 % образцов характеризуются проницаемостью менее 2 мД. Исходя из этого, была оценена зависимость Кпр(Кп) с целью отнесения запасов к трудноизвлекаемому (ТриЗ). Полученная зависимость удовлетворяет всем требованиям приказа: пласт освещен керном равномерно по площади и по разрезу, количество образцов 849, вынос керна из интервалов отбора составляет более 75 %. Коэффициент корреляции связи Кпр(Кп) — 0,88. Отнесения запасов пласта Ю-I+Ю-II к ТриЗ позволяет снизить налоговую нагрузку на недропользователя посредством получения льготы со стороны государства, что может сделать будущую разработку пласта более рентабельной.

При анализе результатов исследования керна пласта Ю-I+Ю-II по разрезу замечено, что на ФЕС значительное влияние оказывают вторичные преобразования: частичное засоление коллектора, которое развито преимущественно в верхней

части пласта, соответствующей зоне продуктивного насыщения. Несмотря на это, в кровельной части по данным керна выделен интервал с относительно высокими значениями Кпр. Данный интервал охарактеризован керном в пяти скважинах, в трех из которых признаки засоления отсутствуют. В скважинах, разрез которых представлен доломитами без признаков засоления, среднее значение Кпр составляет 8,5, 61,7 и 144,4 мД соответственно, а в скважинах с выявленными признаками засоления Кпр составляет 0,6 и 1,0 мД соответственно.

#### Особенности интерпретации ГИС

Для оценки величины ресурсов проинтерпретированы материалы ГИС и проанализированы данные керна по всем скважинам месторождения и части скважин сопредельных участков. В процессе оценки ресурсов обозначилась высокая степень неопределенности при установлении характера насыщения, которая связана с неоднозначностью определения критического значения УЭС (УЭСкр). При построении графика сопоставления пористости, УЭС и результатов испытания использовались данные с учетом осинского горизонта ввиду недостаточного количества собственных испытаний. Величина УЭСкр, характеризующая безводные притоки газа или нефти, изменяется в зависимости от величины Кп: от 114,4 Ом (при Кп = 0,076 д.ед.) до 215,9 Ом (при Кп = 0,156 д.ед.).

В диапазоне от 50,7 Ом (при Кп = 0,096 д.ед.) до 215,9 Ом (при Кп = 0,156 д.ед.) может быть получен как чистый однофазный приток продукта или воды, так и двухфазный приток газа или нефти и воды.

При интерпретации ГИС юрского горизонта только в 17 % пропластков насыщение определено как «нефть» либо «продукт»,

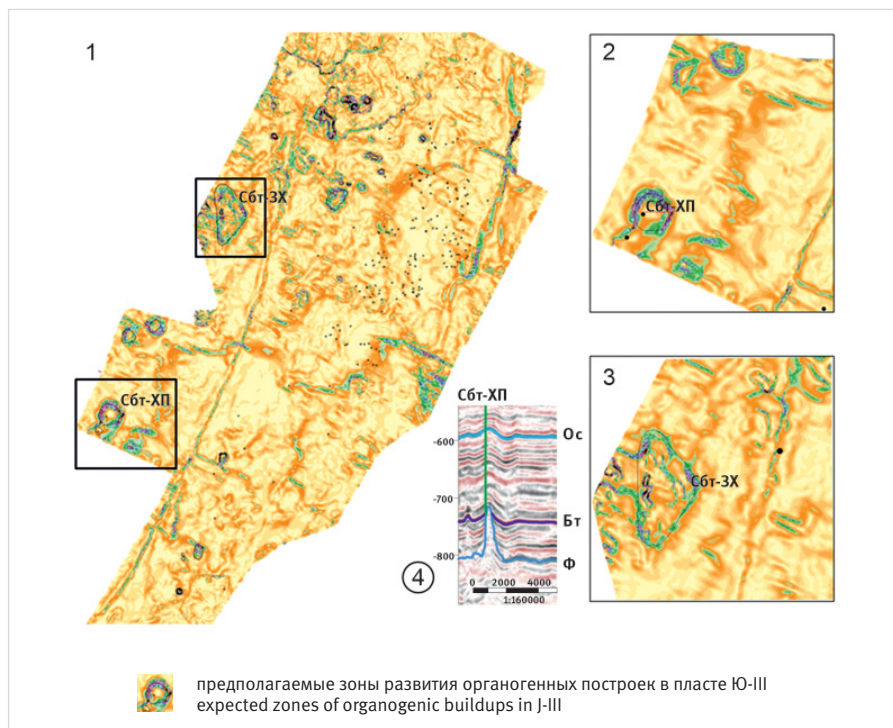


Рис. 3. Картирование зон выступов фундамента по данным сейсморазведки МОГТ 3D: 1 — карта углов наклона поверхности фундамента; 2 — положение скважины Сбт-ХП; 3 — положение скважины Сбт-ЗХ; 4 — сейсмический разрез через скважину Сбт-ХП  
Fig. 3. Mapping the basement high zones based on 3D seismic data: 1 — basemen surface slope map; 2 — location of well Sbt-XP; 3 — location of well Sbt-ZH; 4 — seismic section through well Sbt-XP

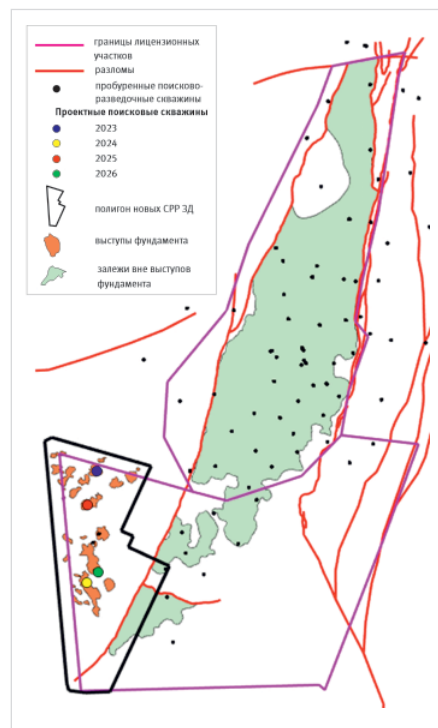


Рис. 4. Программа ГРП 2022–2026 для юрского горизонта  
Fig. 4. 2022–2026 Geological exploration program for the yuryakha horizon

по остальным скважинам насыщение определено как «неясно».

По данным ГИС в скважине Сбт-ХХ4Р однозначно определить положение ВНК не представляется возможным, ввиду обширной зоны неоднозначности УЭС, однако в скважине не проведены промысловые геофизические исследования по определению интервалов и состава притока. По данным промысловых геофизических исследований притока воды отмечаются ниже абсолютной отметки 1197 м, по данным испытаний из интервалов 1181,5–1189 м и 1194–1207,5 м получен приток нефти дебитом 3,9 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 24,6 м<sup>3</sup>/сут. По данным ГИС коллекторы характеризуются высокими значениями УЭС, признаки воды ниже условного ВНК по данным ГИС отсутствуют. УВНК в скважине принят на а.о. 1196,3 м по подошве последнего нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора.

Высокие значения УЭС в водонасыщенных прослоях юряхского горизонта могут объясняться большими зонами проникновения и особенностями литологии, а именно включениями ангидритов, кристаллов сульфатов, соли и битума.

#### Оценка ресурсного потенциала

В пласте Ю-I+Ю-II коллекторы имеют практически повсеместное распространение, выделены три залежи нефти, продуктивность которых определена по данным керна, испытаний и ГИС. Учитывая особенности строения пласта Ю-III, залежи можно прогнозировать только в районе выступов фундамента, выделенных по данным сейсмике МОГТ 3Д.

Для уточнения геологического строения

месторождения недропользователем были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в западной части месторождения, ранее не изученной сейсморазведочными работами МОГТ 3Д полностью. В результате был выделен целый ряд зон выступов фундамента, в которых можно прогнозировать залежи углеводородов с улучшенными ФЕС. На основе этих данных в период 2022–2026 гг. в выделенные перспективные зоны запланированы к бурению четыре поисковые скважины, целевым объектом которых являются пласты юряхского горизонта Ю-I+Ю-II и Ю-III (рис. 4).

По результатам проведенной оценки основные ресурсы юряхского горизонта сосредоточены в пласте Ю-I+Ю-II. В пласте Ю-III залежи имеют ограниченное распространение и приурочены только к зонам выступов фундамента.

Для дальнейшего детального изучения пластов юряхского горизонта с целью уточнения его углеводородного потенциала и добычных возможностей необходимо продолжать отбор и лабораторные исследования керна, проб пластового флюида и проведение специальных методов ГИС.

#### Итоги

Юряхский горизонт на большей части месторождения характеризуется низкими ФЕС, что объясняется частичным засолением коллектора. На основе анализа данных керна нефтяные залежи пласта Ю-I+Ю-II можно отнести к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ). Зоны с улучшенными ФЕС приурочены только к районам биогермных построек и имеют ограниченное развитие по площади

месторождения, положение которых довольно четко выделяется по данным сейсморазведки МОГТ 3Д.

#### Выводы

В пластах юряхского горизонта выявлены значительные запасы нефти, однако коллекторы характеризуются низкими ФЕС, зоны улучшенных ФЕС, приуроченные к органогенным постройкам, можно довольно уверенно прогнозировать по данным сейсморазведки МОГТ 3Д.

#### Литература

1. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2010, Т. 5. № 2. 18 с.
2. Гайдук А.В., Филичев А.В. Влияние палеорельефа фундамента на формирование залежей УВ в вендраннекембрийском осадочном чехле Сибирской платформы. Геоевразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. М.: ПолиПРЕСС, 2018. С. 229–234.
3. Губина Е.А. Перспективные объекты нефтегазопроисков в венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 3. 12 с.
4. Лемешко М.Н., Поцелуев А.А. и др. Критерии локального прогноза пород-коллекторов в карбонатных отложениях усть-кутского горизонта // Георесурсы, 2017. Т. 19. № 2. С. 122–128.

## ENGLISH

### Results

The Yuryakha horizon is characterized by poor reservoir properties in most of the field which is explained by partial reservoir halitization. Based on the core data analysis, the oil deposits of J-I+J-II can be classified as “hard-to-recover” reserves. The zones with higher reservoir properties are confined only to the areas of bioherm buildups and have a limited lateral development, their position is quite clearly interpreted from 3D seismic data.

### References

1. Burova I.A. Carbonate reservoirs of the Vendian-Lower cambrian petroleum complex, Eastern Siberia. Petroleum Geology.Theoretical and Applied Studies. 2010, Vol. 5, issue 2, 18 p. (In Russ).
2. Gaiduk A.V., Filichev A.V. Influence of the basement paleorelief on the formation of hydrocarbon deposits in the

- Vendian-Early Cambrian sedimentary cover of the Siberian Platform, Geoeurasia. Modern methods of studying and developing the subsoil of Eurasia. Moscow: PoliPRESS, 2018. P. 229–234. (In Russ).
3. Gubina E.A. Perspective objects for oil and gas prospecting in the Vendian-Lower cambrian carbonate rocks of the Nepa-Botuoba antecline. Oil and Gas

### Conclusions

Significant oil reserves have been identified in the Yuryakha reservoirs, and although the net reservoirs are characterized by poor reservoir properties, zones of higher reservoir properties associated with organogenic buildups can be rather reliably predicted using 3D seismic data.

- Geology. Theory and Practice, 2012, Vol. 7, issue 3, 12 c. (In Russ).
4. Lemeshko M.N., Potseuev A.A. et al. authors. Criteria for local forecast of reservoir formations in carbonate Vendian-Cambrian deposits of the Ust-Kutskian horizon. Georesources, 2017, Vol. 19, issue 2, P. 122–128. (In Russ)

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Оленич Павел Александрович**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [paolenich@tnnc.rosneft.ru](mailto:paolenich@tnnc.rosneft.ru)

**Бухарова Ирина Александровна**, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Новикова Мария Сергеевна**, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Хорольский Герман Олегович**, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Чиргун Александр Сергеевич**, начальник управления, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

**Olenich Pavel Aleksandrovich**, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [paolenich@tnnc.rosneft.ru](mailto:paolenich@tnnc.rosneft.ru)

**Bukharova Irina Aleksandrovna**, head of department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Novikova Mariya Sergeevna**, specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Khorolsky German Olegovich**, lead specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Chirgun Aleksandr Sergeevich**, head of division, “Taas-Yuryakh Neftegazodobych” LLC, Irkutsk, Russia