

УДК 550.8.05:550.83(551.24)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-5-18

Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба

© 2022 г. | И.А. Маракова, О.М. Вельтистова, Е.Н. Мотрюк, М.Ю. Сабельников

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; oveltistova@ugtu.net; miss.marakova@mail.ru; kmotryuk@yandex.ru; tawio@yandex.ru

Поступила 22.08.2022 г.

Доработана 12.09.2022 г.

Принята к печати 16.09.2022 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Верхнепечорская впадина; тектонодинамические факторы; катагенез; рифы; магнитное поле; гравитационное поле; геоплотностная модель.*

Аннотация: Статья посвящена комплексному изучению геодинамических факторов, оказывающих влияние на размещение структурных форм в осадочном чехле, которые отображаются в магнитном, гравитационном и сейсмическом полях. В исходных данных приводится местоположение Верхнепечорской впадины, ее тектоническое строение, границы. Целью статьи является установление геодинамических зависимостей размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба. По трем критериям обоснована перспективность исследуемой территории Верхнепечорской впадины на нефть и газ. На основании анализа геолого-геофизических материалов установлено, что в результате тектонических движений и при различной дислоцированности впадины проявляется унаследованность локальных структур от форм рельефа кристаллического фундамента. Исходя из этого, в структурном плане по верхнедевонским отложениям выделены литолого-фациальные зоны, отражающие последовательность формирования одиночных, барьерных рифов, карбонатных банок и доманикитов. По результатам анализа геохимических данных установлено, что большая часть Верхнепечорской впадины характеризуется стадиями катагенеза МК₄–МК₅. В ходе работы с геофизическими материалами проведено общее сопоставление структурно-тектонических форм изучаемой территории Верхнепечорской впадины с геологической поверхностью фундамента, магнитным и гравитационным полями. Для более детального анализа было проведено геоплотностное моделирование с применением методики построения плотностных моделей для сложнопостроенных и слабоизученных сред с использованием программных продуктов PlayGround, EvDynInversion, GeoVip, Surfer. Построены три геоплотностные модели, которые отражают строение литолого-фациальных зон и размещение предполагаемых объектов в зависимости от блоковой тектоники.

Для цитирования: Маракова И.А., Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н., Сабельников М.Ю. Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-5-18.

Domanik-Tournaisian carbonate sequence in Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence

© 2022 | I.A. Marakova, O.M. Veltistova, E.N. Motryuk, M.Yu. Sabelnikov

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; oveltistova@ugtu.net; miss.marakova@mail.ru; kmotryuk@yandex.ru; tawio@yandex.ru

Received 22.08.2022

Revised 12.09.2022

Accepted for publication 16.09.2022

Key words: *Urals Foredeep; Verkhnepechorsky depression; tectonodynamic factors; catagenesis; reef; magnetic field; gravity field; geodensity model.*

Abstract: The paper discusses integrated studies of geodynamic factors influencing the occurrence of structural forms in the sedimentary cover, which can be seen in magnetic, gravity, and seismic fields. The initial information includes the location of Verkhnepechorsky depression, its tectonic framework, and boundaries. The purpose of the work was to reveal geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence within the Domanik-Tournaisian carbonate sequence of Verkhnepechorsky depression (Urals Foredeep). The authors use three criteria to substantiate oil and gas potential of the study area within the Verkhnepechorsky depression. Based on the analysis of geological and geophysical data, it was found that as a result of tectonic movements and at different dislocation degree of the depression, the inheritance of local structures from the topographical forms of crystalline basement becomes apparent. Proceeding from this, lithofacies zones

were identified in the structural geometry of the Upper Devonian deposits, reflecting the sequence of individual barrier reefs, carbonate banks, and Domanikites formation. According to the results of geochemical data analysis, it was found that the majority of the Verkhnepechorsky depression is characterized by $МК_4$ – $МК_5$ catagenesis stages. A general correlation of structural and tectonic forms of the studied Verkhnepechorsky depression with the geological basement surface, magnetic and gravity fields was carried out when working with geophysical materials. For a more detailed analysis, geodensity modelling was conducted applying the methodology of building density models for structurally complicated and underexplored formations with the use of PlayGround, EvDynInversion, GeoVip, and Surfer software products. Three geodensity models were created showing architecture of lithofacies zones and position of the expected objects depending on block tectonics. In conclusion, the authors analyse the results obtained in the studies and present their conclusions.

For citation: Marakova I.A., Veltistova O.M., Motryuk E.N., Sabelnikov M.Yu. Domanik-Tournaisian carbonate sequence in Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence. Geologiya nefti i gaza. 2022;(6):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-5-18. In Russ.

Введение

Истощение ресурсной базы старых нефтегазоносных провинций, открытие мелких и средних по размеру месторождений [1–3] требуют активизации и разработки рационального комплекса дополнительных геолого-разведочных и исследовательских работ в таких сложнопостроенных районах, как Верхнепечорская впадина.

Прогноз нефтегазоносности изучаемых территорий основан на понимании тектонических процессов, происходивших в земной коре в разные периоды ее становления [4–8]. Особенности глубинного строения и геодинамические процессы формирования земной коры напрямую связаны с образованием месторождений УВ. Построение достоверных моделей геологического строения сложных тектонических зон, основанное на различных аспектах развития нефтегазоносных бассейнов и с учетом комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, позволит повысить прогнозируемость исследуемых территорий и определить участки, перспективные на УВ.

Исходные данные

Верхнепечорская впадина расположена в южной части Предуральяского краевого прогиба. Изучением геологического строения впадины занимались многие исследователи: Б.Я. Вассерман, А.М. Груздев, В.И. Богацкий, В.И. Сливкова, В.И. Пучков, Л.Т. Белякова, В.А. Стенина, Т.Г. Гринько, Б.И. Тарбаев, Ф.Н. Снисарь, А.А. Иванова, Т.И. Гончаренко и др. [9, 10].

Верхнепечорская впадина включает в себя структуры II порядка: Печоро-Ильчскую моноклинал, Югид-Вуктыльскую депрессию, Вуктыльскую тектоническую пластину, Сарьюдинскую складчато-чешуйчатую зону, Курьинскую антиклинальную зону, Патраковскую складчато-покровную зону, Говорухинско-Немыдскую складчатую зону [11]. Границы впадины на северо-востоке проходят по Печоро-Кожвинской зоне разломов, которая ограничивает с юго-запада Печоро-Кожвинский мегавал. Западная граница впадины проводится условно: на севере впадины по зоне малоамплитудных мичаю-пашнинских дислокаций, далее вдоль границы резкого увеличения мощностей раннепермских (артинско-кунгурских) терриген-

ных молассовых отложений. Южным ограничением Верхнепечорской впадины является Полюдово-Колчимская структурная зона. Восточная граница проходит по главному Западно-Уральскому надвигу, выделяющемуся в виде серии кулисообразно расположенных нарушений (рис. 1).

История изучения Верхнепечорской впадины геофизическими методами показывает, что территория слабо изучена сейсморазведкой. Площадь исследований покрыта равномерно редкой сетью профилей МОГТ-2D. Плотность этой сети составляет $0,812 \text{ км}^2/\text{км}^2$. На территории Верхнепечорской впадины пробурено 303 скважины различного назначения, изученность бурением составляет $89,5 \text{ км}^2/\text{скв}$. В пределах этой впадины открыто 8 месторождений: Козлаюское (газовая залежь возраста C_{1v}), Вуктыльское (нефтегазоконденсатные залежи возраста D_3fm_3 , C_{1v} , C_{2b} , C_{2m} , C_3-P_1), Мишпарминское (газоконденсатная массивная залежь возраста $C_{2m}-C_3$), Юрвож-Большелягское (газоконденсатная залежь возраста D_3), Рассохинское (газовые залежи возраста P_{1ar} , $C_3 + P_{1a} + P_{1s} + P_{1ar}$), Курьинское (газовая залежь возраста P_{1k}), Патраковское (газовая залежь возраста C_{1bb}), Анельское (газовая залежь возраста $C_3-P_{1s} + P_{1ar}$).

Цель исследований

Целью исследований является установление геодинамических зависимостей размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба.

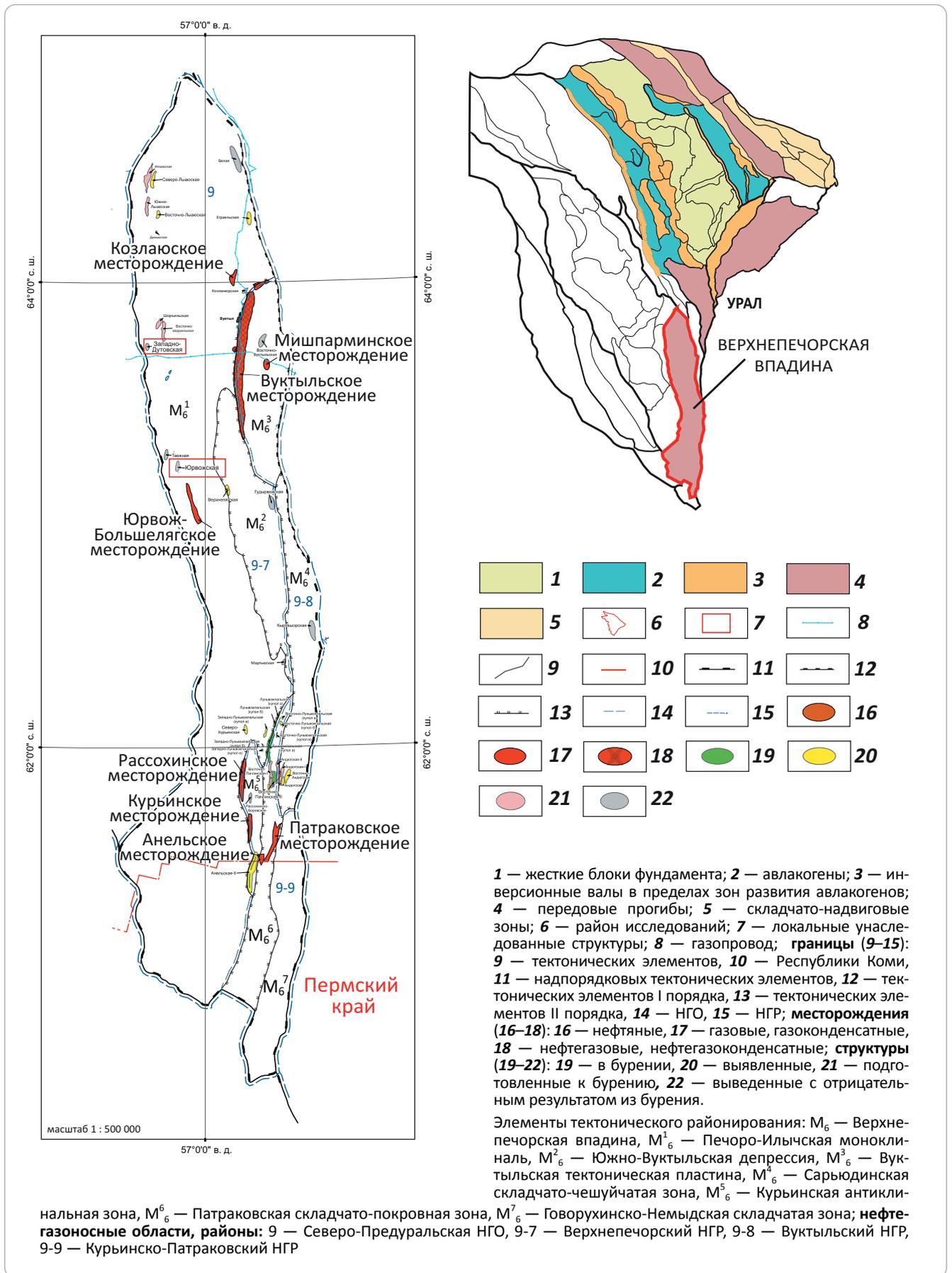
Методы исследований

Использование информационной базы данных геофизических, геохимических исследований, а также глубокого бурения позволило изучить влияние морфологии и дизъюнктивной тектоники кристаллического фундамента на формирование и размещение различных структурных форм в осадочном чехле и их флюидонасыщение в интервале карбонатных отложений позднедевонского возраста.

Результаты исследований

В тектоническом плане Верхнепечорская впадина приурочена к краевой части Тимано-Печорской плиты. По морфологии локальных структур

Рис. 1. Обзорная карта исследуемого района (составила И.А. Маракова по материалам ООО «ТП НИЦ») / Fig. 1. Location map of the study area (created by I.A. Marakova using data from ООО TP NITs)



Усл. обозначения к рис. 1, окончание
Legend for Fig. 1, end.

1 — rigid block of the Basement; 2 — aulacogen; 3 — inversion swell within the zone of aulacogen development; 4 — foredeep; 5 — fold and thrust zone; 6 — study area; 7 — inherited local structures; 8 — gas main; **boundaries (9–15):** 9 — tectonic elements, 10 — the Komi Republic, 11 — super-order tectonic elements, 12 — I-st order tectonic elements, 13 — II-nd order tectonic elements, 14 — Petroleum Area, 15 — Petroleum District; **fields (16–18):** 16 — oil, 17 — gas, gas condensate, 18 — oil and gas, and oil, gas and condensate; **structures (19–20):** 19 — drilling at the time of publication, 22 — identified, 21 — prepared to drilling, 22 — decommissioned with negative result.

Elements of tectonic zoning: M_6 — Verkhnepechorsky depression, M_6^1 — Pechoro-Ilychsky monocline, M_6^2 — South Vuktyl'sky depression, M_6^3 — Vuktyl'sky tectonic plate, M_6^4 — Sar'yudinsky sheet-folded zone, M_6^5 — Kur'insky anticline zone, M_6^6 — Patrakovsky blanket-folded zone, M_6^7 — Govorukhinsky-Nemydsky folded zone; **petroleum areas, districts:** 9 — North-Urals Petroleum Region, 9-7 — Verkhnepechorsky Petroleum District, 9-8 — Vuktyl'sky Petroleum District, 9-9 — Kur'insko-Patrakovsky Petroleum District

впадина делится на внешнюю, осевую и внутреннюю зоны, отличающиеся разной степенью влияния уральского складкообразования.

Западная (внешняя) зона Верхнепечорской впадины выделяется как Печоро-Ильчская моноклиналь — структура II порядка. В осевой зоне впадины выделена Южно-Вуктыльская синклинали.

Внутренняя приуральская зона Верхнепечорской впадины осложнена серией высокоамплитудных надвигов и характеризуется чешуйчато-надвиговым строением. Складки и надвиги внутренней зоны впадины в плане образуют линейную систему дислокаций, выпуклую к западу. К внутренней части Верхнепечорской впадины относятся Вуктыльская тектоническая пластина, Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, Курьинская антиклинальная зона, Патраковская складчато-покровная зона, Говорухинско-Немыдская складчатая зона. Эти крупные антиклинально-чешуйчатые структуры представляют собой головные части отдельных тектонических пластин, погружающихся к востоку под надвиговые дислокации главного Западно-Уральского надвига.

В результате анализа данных были выделены основные критерии нефтегазоносности Верхнепечорской впадины: структурно-тектонический, литолого-фациальный и геохимический.

Важным является изучение орогенеза, включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизацию пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям, на структурообразование, где могла быть реализована геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генезис УВ [12]. На современном этапе развития программных средств, технологии и методов исследований значительно расширились возможности изучения условий формирования УВ-залежи. Широко развитие получили подходы, отражающие влияние энергетических, флюидодинамических процессов на формирование залежей нефти и газа. В исследуемом районе предполагается такой механизм обогащения УВ осадочных толщ.

На территории Верхнепечорской впадины фундамент, согласно схематической структурно-тектонической карте поверхности фундамента, погружается с запада на восток от 4,5 до 10,5 км. Осадочный

чехол Верхнепечорской впадины имеет четкую структурно-формационную зональность, которая меняется как латерально, вкрест простирания основных структурных элементов, так и вертикально, по разрезу. Эти изменения вызваны стадиями тектонического развития рассматриваемого региона.

Стадийность структурообразующих подвижек, их взаимоотношения, динамизм и направленность в пределах исследуемого тектонического элемента определяли развитие локальных объектов в течение палеозоя — раннего мезозоя. Установлены зоны с объектами, которые развивались непрерывно. Объекты такого типа обычно прослеживаются по всем структурным этажам осадочного чехла. Сопоставление карты фундамента и структурной карты по подошве доманикового горизонта показало, что все локальные структуры унаследованы (рис. 2).

В пределах исследуемого интервала отложений изучено несколько литолого-фациальных зон:

- барьерные рифы;
- одиночные рифы;
- карбонатные рифовые банки;
- доманикиты.

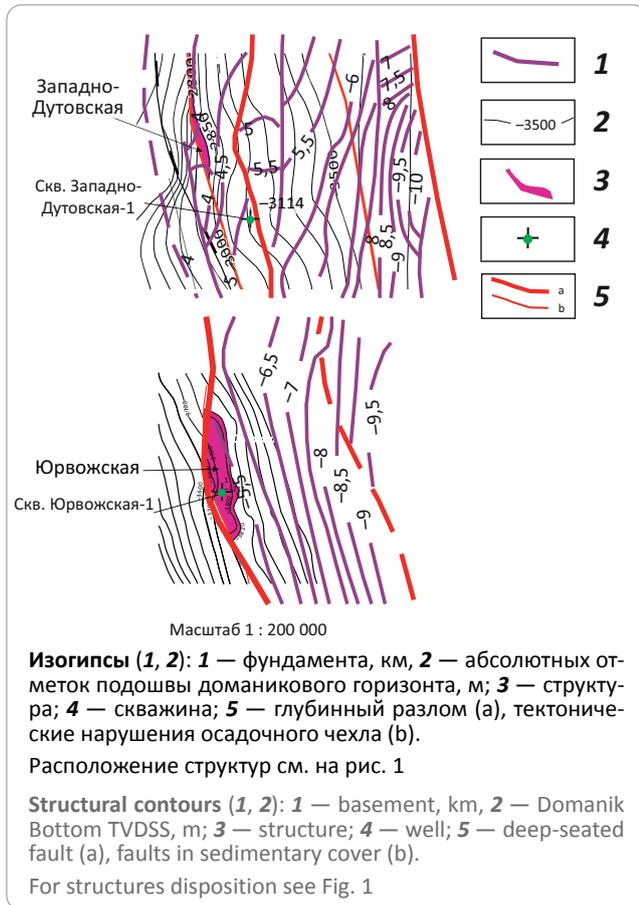
Рифогенные отложения задонского горизонта (аналоги карбонатных пачек Φ_0 и Φ_n) нарастают на верхнефранских рифогенных породах в разрезах одиночных органогенных построек. Сложены они известняками и доломитами. Известняки серые и светло-серые с коричневым оттенком, биогермно-водорослевые, ступцово-комковатые, часто узорчатые, прослоями кавернозно-пористые (скважины Динъюская-1, Ронаельская-1 и др.).

Верхнезадонская (лемъюская) толща заполнения, сформированная в глубоководной предрифовой зоне задонского барьерного рифа, распространена вокруг Верхнепечорской карбонатной банки. Лемъюская толща заполнения сложена мергелями и аргиллитами с прослоями глинистых известняков.

В районе скважин Западно-Дутовская-1 и Белая-2 предполагается развитие барьерного рифа, сформированного на бровке лемъюской (верхнезадонской) толщи заполнения. Мощность барьерных рифов составляет 120–190 м и более.

В разрезах одиночных органогенных построек рифогенные раннеелецкие отложения нарастава-

Рис. 2. Локальные унаследованные структуры Верхнепечорской впадины (составила И.А. Маракова)
Fig. 2. Inherited local structures of the Verkhnepechorsky depression (created by I.A. Marakova)



ются на доманиково-задонских рифогенных породах (Юрвож-Кылымьельский атолл), а верхнеелецкие рифогенные отложения наращиваются на раннеелецких рифогенных породах (Юрвож-Кылымьельский атолл). Они сложены известняками органогенно-обломочными, доломитизированными и известковистыми доломитами, серыми и коричневатыми, тонко-крупнозернистыми, пятнами сульфатизированными, реликтово-сгустково-комковатыми, прослоями органогенно-обломочными и биогермно-водорослевыми [13].

Анализ истории развития изучаемой территории показывает, что морфология фундамента и орогенические процессы оказывали прямое влияние на обстановки осадконакопления и последующие условия формирования нефтегазоперспективных зон. Режим пассивной окраины на рассматриваемой территории сохранялся в течение становления среднедевон-турнейского структурного этажа [2]. В его строении примечательны грабеновые прогибы, контролируемые разломами северо-западного «тиманского» простирания, и относительно глубоководная впадина континентального шельфа с линейной системой рифогенных образований.

Структурно-тектонические процессы, менявшие облик Верхнепечорской впадины, сопровож-

дались и обусловлены эндогенными процессами. Подвижки блоков фундамента происходили на различных этапах тектогенеза и приводили не только к появлению разломов, но и обеспечивали протекание как флюидодинамических процессов, так и миграцию в молодых нефтеобразующих системах. Что касается геохимической характеристики, то большая часть Верхнепечорской впадины характеризуется стадиями катагенеза МК₄–МК₅ и только на крайнем востоке впадины — АК₁₋₂ (R₀ составляла 1,15–2 % и более). Самая северная и самая южная части впадины остались наименее прогретыми, и здесь катагенез завершился на стадии МК₃. По результатам исследований можно заключить, что повышенные содержания ОВ в доманикитах могут быть приурочены к зонам проявления магматизма, что также тесно связано с историей становления земной коры региона (рис. 3).

Анализ морфологии гравитационного и магнитного полей подчеркивает структурно-тектонические особенности строения фундамента и осадочного чехла. На всех этапах геологического изучения разреза при ограниченности сейсморазведочных исследований гравиразведка всегда оправдана, а комплексный анализ этих данных повышает достоверность выводов.

Источником сведений о петрофизических свойствах горных пород, слагающих осадочный чехол и фундамент, являются результаты изучения керн глубоких скважин и отчетные геолого-геофизические данные.

Приуральская зона охватывает территорию Косью-Роговской, Большесынинской и Верхнепечорскую впадину Предуральского прогиба и представляет собой полосу отрицательных значений гравитационного поля. Большое влияние на снижение напряженности поля оказывает мощность верхнего терригенного комплекса, который представлен отложениями верхней перми, имеющими плотность от 2,5 г/см³ в западной части прогиба до 2,6–2,65 г/см³ в наиболее прогнутой его части.

Подстилающие породы карбонатного комплекса, включающие отложения нижней перми, карбона, верхнего девона, имеют большой разброс значений плотности — от 2,65 до 2,76 г/см³, вследствие принадлежности к различным литолого-фациальным зонам и разной глубине залегания. Аномальная плотность (0,12–0,15 г/см³) на границе терригенного и карбонатного комплексов будет влиять на формирование локальных аномалий гравитационного поля. Большую роль оказывает и поведение кровли фундамента. Перепад плотности между осадочным чехлом и фундаментом может варьировать от 0,1 до 0,18 г/см³, а с учетом вулканогенных интрузий, даже больше.

На рис. 4 показан фрагмент гравитационного поля Верхнепечорской впадины. В пределах западного борта наблюдаются вытянутые максимумы поля силы тяжести значительной интенсивности,

Рис. 3. Карта отражательной способности витринита по подошве доманиковых отложений (составлена авторами статьи по материалам ООО «ТП НИЦ»)

Fig. 3. Map of vitrinite reflectance over the Domanik Bottom (created by the authors using materials from ООО TP NITs)

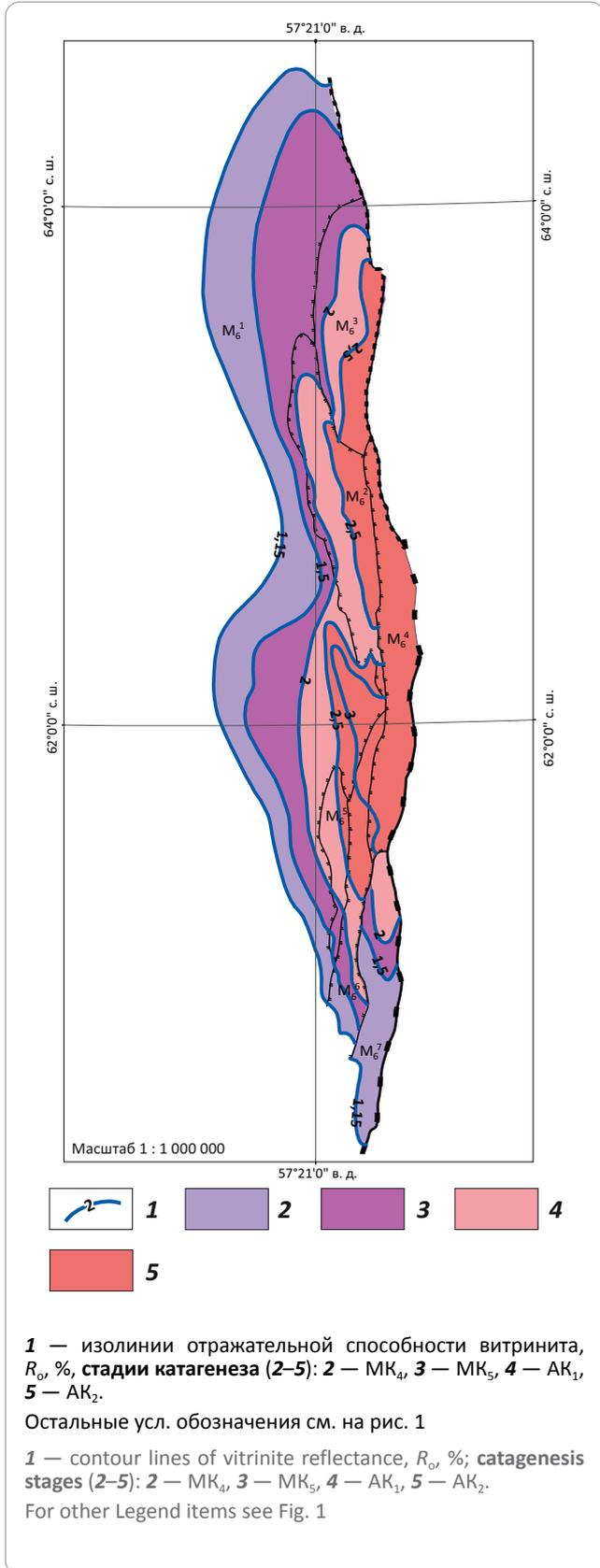
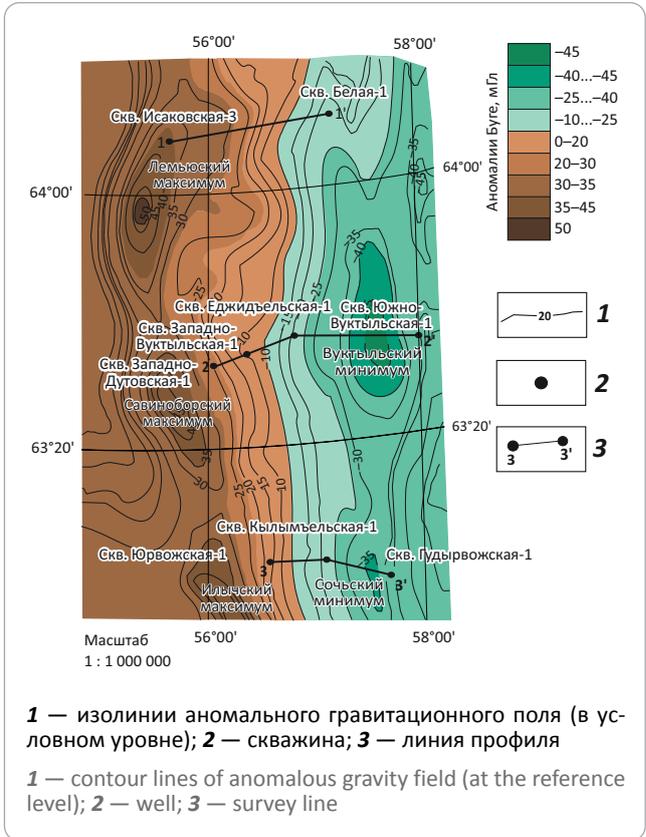


Рис. 4. Фрагмент гравитационного поля Верхнепечорской впадины (составили И.А. Маракова, М.Ю. Сабельников)
Fig. 4. Fragment of Bouguer gravity field, Verkhnepechorsky depression (created by I.A. Marakova, M.Yu. Sabelnikov)

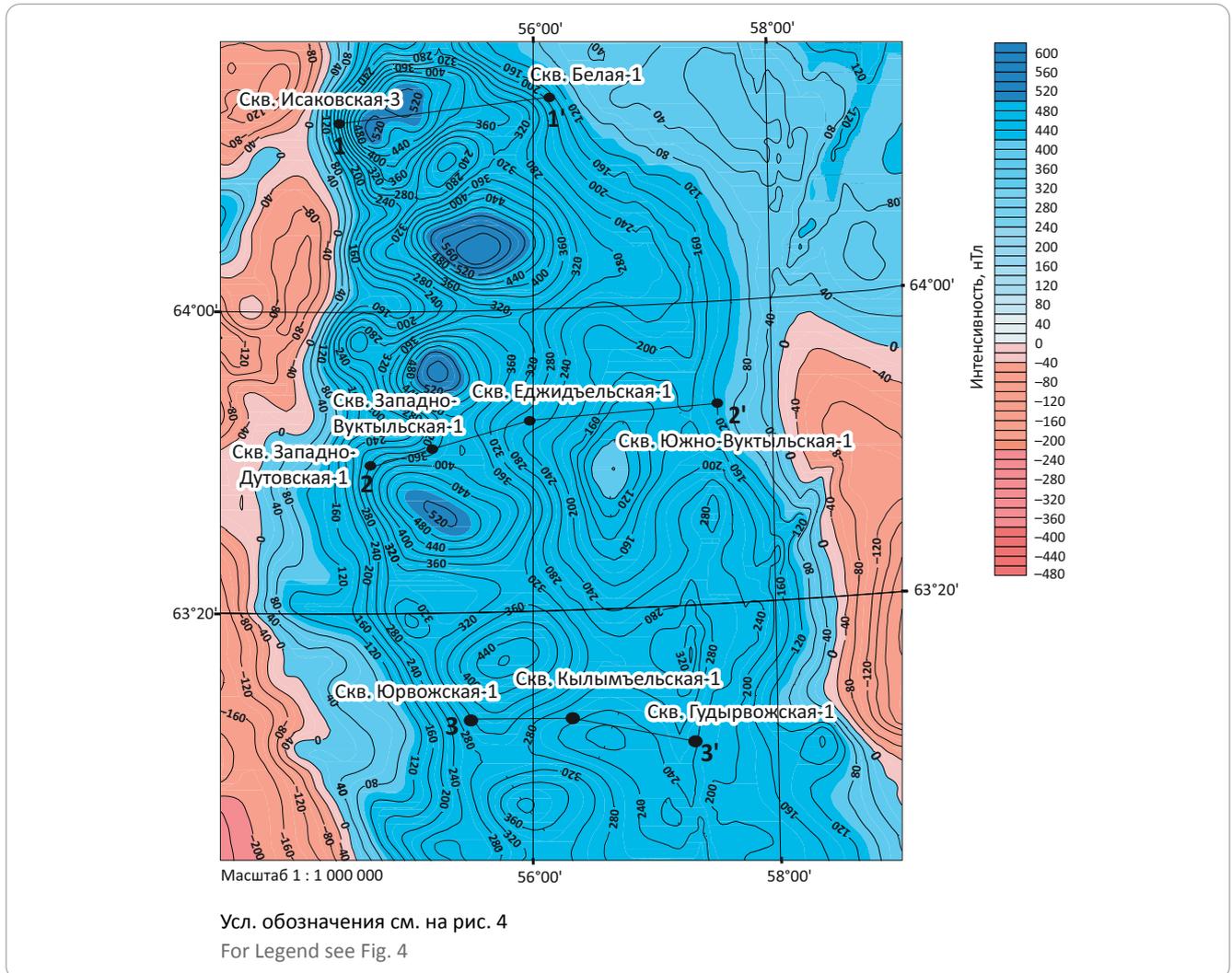


приуроченные к Илыч-Чикшинской зоне разломов. Восточнее выделяется градиентная зона, характеризующая убывание силы тяжести в восточном направлении с максимальным градиентом до 2 мГал. Такой градиент может быть обусловлен региональным наклоном фундамента с запада на восток от 3500 до 10 000 м и тектоническими контактами пород разной плотности внутри фундамента.

Восточный борт впадины характеризуется полосой региональных минимумов, имеющих уральское простираение. Полоса отрицательных аномалий гравитационного поля в плане совпадает с Вуктыльской тектонической пластиной и Южно-Вуктыльской депрессией. Гравитационные минимумы сопровождаются линейными магнитными максимумами (рис. 5). Серия магнитных аномалий округлой формы и большой интенсивности (до 600 нТл) связана, по-видимому, с влиянием интрузивных и эффузивных образований. Исследования керна в скв. Западно-Дутовская-1 показали, что породы представлены метабазальтами, обладают высокой намагниченностью — до $2900 \cdot 10^{-6}$ ед. СГС, а в среднем — до $1500 \cdot 10^{-6}$ ед. СГС. Аномалии могут создавать подводные каналы, по которым происходило излияние эффузивов.

На карте магнитных аномалий на территории исследований выделяются локальные положитель-

Рис. 5. Фрагмент карты магнитных аномалий (ООО «ТП НИЦ») / Fig. 5. Fragment of anomalous magnetic field (ООО TP NITs)



ные аномалии, которые могут быть связаны с интрузивными образованиями (см. рис. 5).

Смещение гравитационных и магнитных максимумов относительно друг друга в плане может свидетельствовать об их различном геологическом происхождении. Серию региональных магнитных аномалий, приуроченную к зоне высокого градиента поля силы тяжести, можно интерпретировать как зону разломов глубокого заложения.

Построение достоверных физико-геологических моделей сред изучаемых регионов является основой эффективного принятия решений о перспективах нефтегазоносности. При проведении работ использовалась методика построения плотностной модели сложнопостроенных и слабоизученных сред с заданной степенью точности, удовлетворяющей наблюдаемому гравитационному полю [14–16]. Методика предназначена для нахождения параметров плотностных моделей вдоль заданных профилей, пространственная интерполяция которых создает поля в сечениях по профилям, совпадающие с наблюдаемыми. Основным методическим приемом является упрощение вычислительных схем объем-

ного моделирования за счет использования более наглядных и легких, приближенных методов профильной интерпретации.

Для построения начального приближения была использована программа PlayGround. Решение обратной плотностной задачи гравirazведки по разрезу проводилось с использованием программного средства EvDynInversion. Для каждого из выделенных слоев подбирались параметры критерия оптимальности [17, 18]. Интерпретация полученных результатов и вывод полученной объемной структурно-плотностной модели проводились в программе GeoVIP, для лучшего графического представления моделей использовался Surfer [14–18].

Моделирование геологической среды осуществлялось с учетом сейсмических данных, результатов бурения и плотностных характеристик пород. Для исследований были выбраны три профиля, пересекающие Верхнепечорскую впадину с запада на восток (рис. 6–8).

На рис. 6 представлена геоплотностная модель по линии скважин Исаковская-3 – Белая-1. Профиль



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Геоплотностная модель по профилю 1–1' (составили Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова)
Fig. 6. Geodensity model along 1–1' Line (created by E.N. Motryuk, I.A. Marakova, O.M. Veltistova)

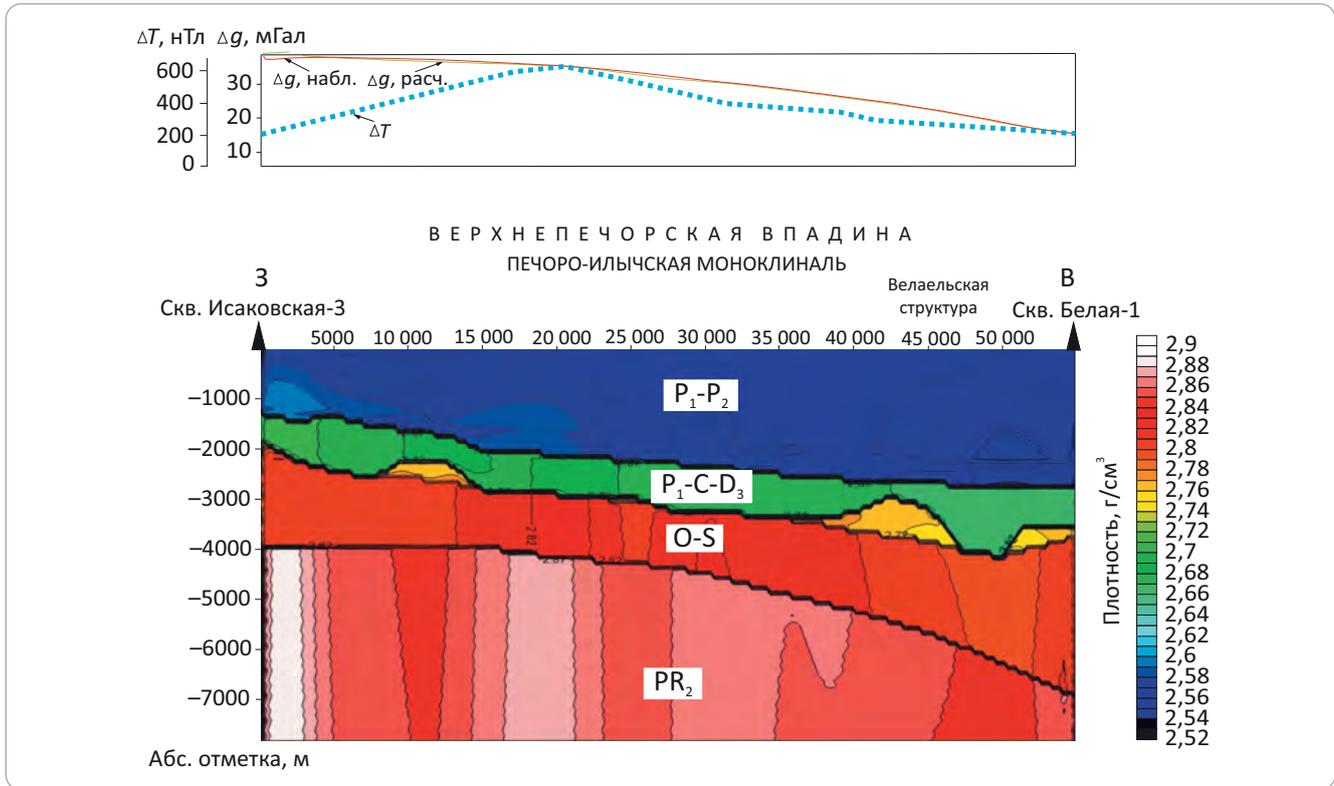
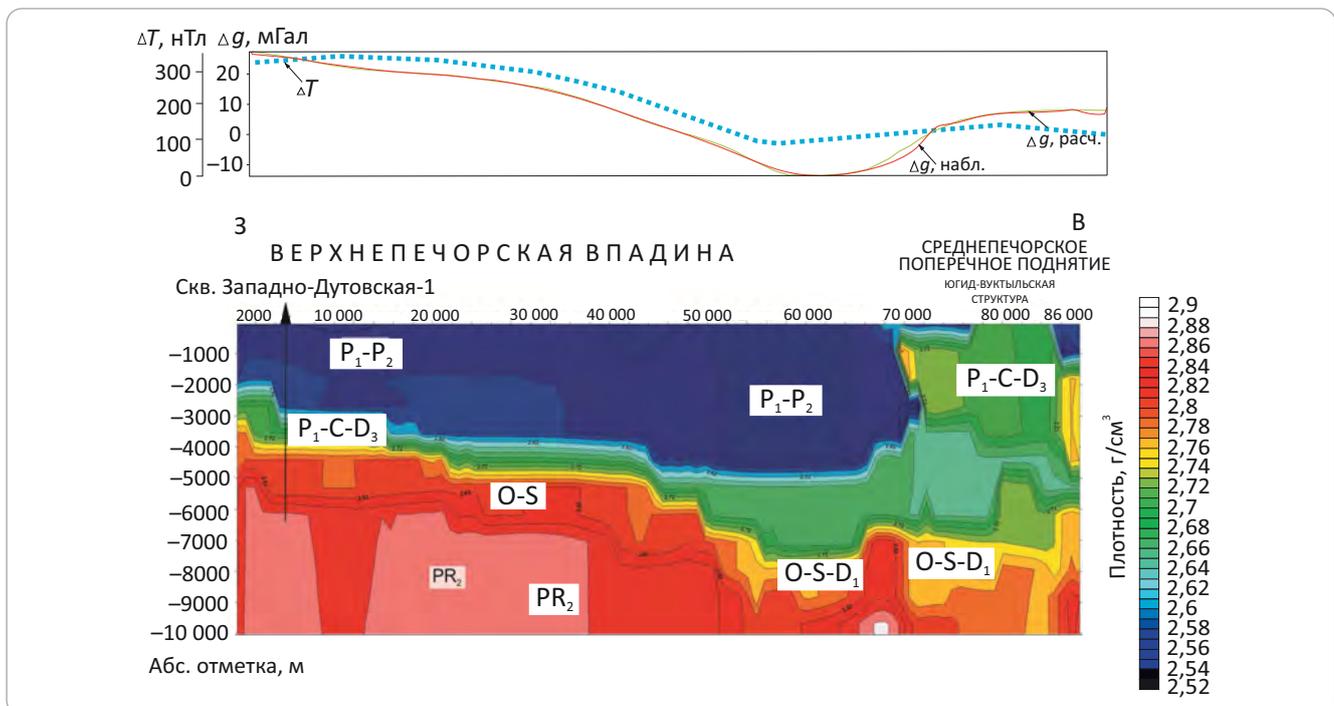


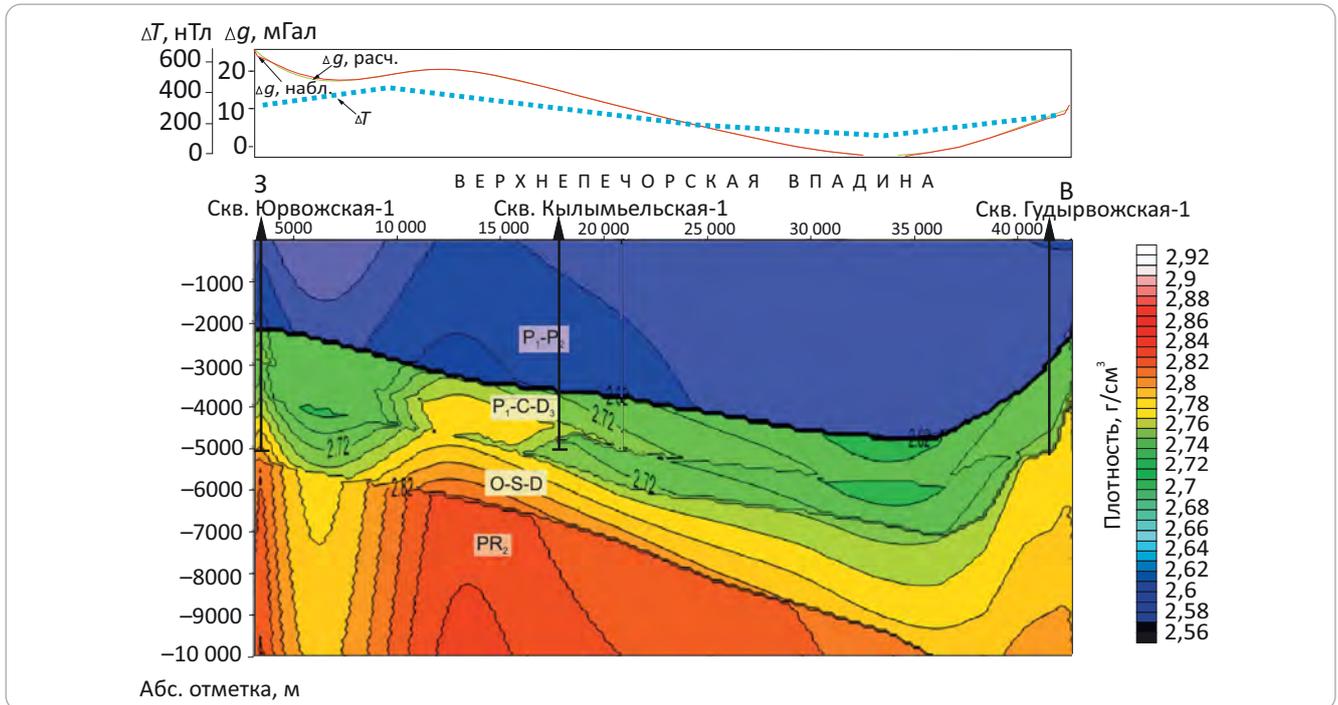
Рис. 7. Геоплотностная модель по профилю 2–2' (составили Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова)
Fig. 7. Geodensity model along 2–2' Line (created by E.N. Motryuk, I.A. Marakova, O.M. Veltistova)



расположен в северной части Верхнепечорской впадины и пересекает Печоро-Ильчскую моноклинал, где в доманиково-турнейском комплексе она выделена по материалам сейсморазведочных работ и подтверждена бурением карбонатная банка.

На модели в осадочном чехле наблюдается четкое распределение пород выделенных комплексов по плотности: верхний — терригенный, представлен породами верхней перми и частично нижней, средний — карбонатный, сложен отложениями

Рис. 8. Геоплотностная модель по профилю 3–3' (составили Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова)
Fig. 8. Geodensity model along 3–3' Line (created by E.N. Motryuk, I.A. Marakova, O.M. Veltistova)



нижней перми, карбона и верхнего девона, нижний — терригенно-карбонатный, включает породы силурийского и ордовикского возраста. Рифогенные постройки, выделенные в карбонатном комплексе Печоро-Илычской моноклинали, согласно расчетным данным, характеризуются плотностями от 2,74 до 2,78 г/см³, депрессионные отложения — 2,68–2,66 г/см³.

Фундамент исследуемой территории Верхнепечорской впадины имеет блоковое строение и отличается большим разбросом значений плотности. Верхнепротерозойский метаморфический комплекс локально перекрыт образованиями молассовой формации — красноцветными и сероцветными ритмично-слоистыми терригенными и туфотерригенными отложениями, сформировавшимися за счет размыва вулканогенных пород и метаморфических сланцев. Плотность пород верхнего протерозоя южной части Верхнепечорской впадины по определением зерна составляет для сланцев, гранитов — 2,65 г/см³, диоритов, вулканогенных пород скв. Западно-Дутовская-1 — 2,75–2,85 г/см³.

Результаты детальной магнитометрической съемки масштаба 1: 50 000 и данные бурения показывают, что для этого региона характерны интрузии основного и ультраосновного состава. Дайка диабазов вскрыта скв. Исаковская-4 внутри карбонатов верхнего девона плотностью 2,9 г/см³.

В западной части профиля расположена Исаковская рифогенная структура, входящая в состав Мичаю-Пашнинского вала, имеющего инверсионную природу и расположенного над Ильч-Чикшинской системой разломов. Этой области отвечают

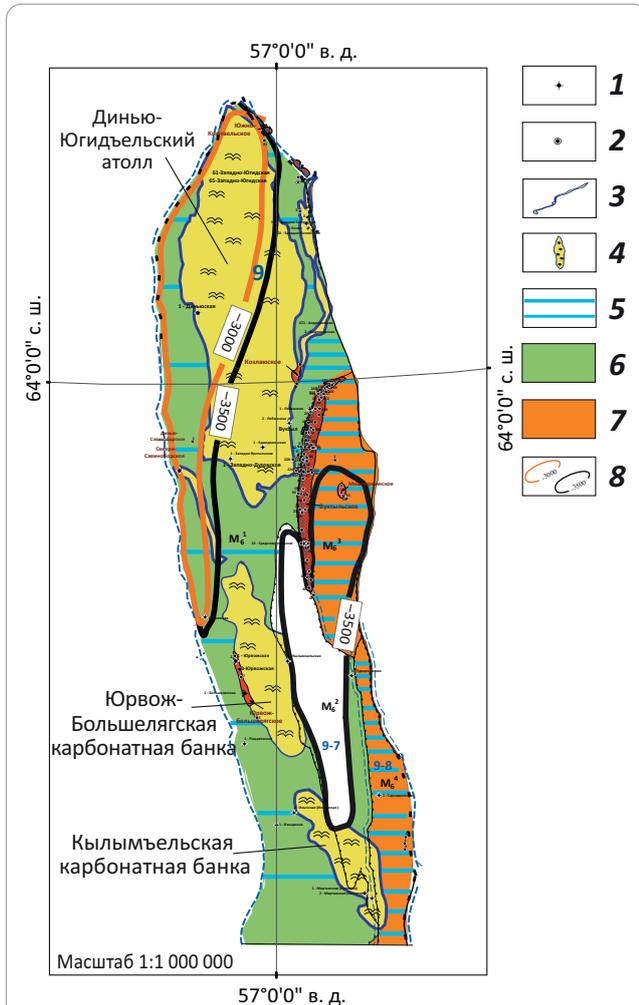
гравитационный максимум и минимум магнитного поля. Породы фундамента, имеющие высокие плотности, относятся к слабомагнитным. Магнитный максимум отмечается в центральной части профиля, где прослежена градиентная зона поля силы тяжести, соответствующая серии глубинных нарушений. Восточнее гравитационное поле соответствует поведению кровли фундамента, т. е. понижению с запада на восток, что типично и для магнитного поля, вследствие изменения магнитных свойств пород.

Анализ геолого-геофизического материала показывает, что рифы определенного типа часто формируются в зонах блоков, осложненных тектоническими нарушениями, с основными и ультраосновными интрузиями. По зонам тектонических нарушений проходил тепловой поток, способствовавший нефтегазообразованию. На образование ловушек УВ, наряду с тектоническим фактором, оказывал влияние и теплообмен.

Геоплотностной разрез по профилю 2-2' составлен по линии скважин Западно-Дутовская-1 — Западный Вуктыл-1 — Югид-Вуктыл-1 (см. рис. 7). Анализ карт и графиков потенциальных полей показывает, что на формирование современного структурного плана основных плотностных комплексов большое влияние оказывают глубинные факторы.

На графике гравитационного поля в центральной части профиля (пикеты 5200–6400) выделяется региональный вуктыльский минимум значительной интенсивности, который относится к зоне отрицательных значений Верхнепечорской впадины

Рис. 10. Карта-схема прогнозных зон нефтегазонакопления и развития разнотипных коллекторов в Верхнепечорской впадине
Fig. 10. Schematic map of the predicted oil and gas accumulation zones and occurrence of different reservoir types in the Verkhnepechorsky depression



Скважины (1, 2): 1 — параметрические, 2 — опорные; **рифогенные образования (3, 4):** 3 — барьерные, 4 — атолл, карбонатная банка; 5 — зона газоносности, **зоны развития разнотипных коллекторов (6, 7):** 6 — порово-кавернозных седиментационного и гипергенного генезиса, 7 — кавернозно-трещинных гипергенного и тектонодинамического генезиса; 8 — границы выходов отложений доманиково-турнейского комплекса под геоплотностные срезы на гипсометрических уровнях, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Wells (1, 2): 1 — stratigraphic well, 2 — key well; **reef buildups (3, 4):** 3 — barrier, 4 — atoll, carbonate bank; 5 — gas bearing zone, **zones of different reservoir type occurrence (6, 7):** 6 — porous-vuggy of sedimentary and supergene genesis, 7 — fractured-vuggy of supergene and tectonodynamic genesis; 8 — boundaries of the deposits of Domanik-Tournaisian sequence outcropping below geodensity slices at altitude levels, m.

For other Legend items see Fig. 1

На геоплотностной модели этого профиля в карбонатном комплексе выделяются верхнедевонские рифы Юрвожского месторождения и Кылымъельской атолловодной постройки с плотностями от 2,76 до 2,78 г/см³, которые разделены низкоплот-

ностными породами толщи заполнения от 2,67 до 2,7 г/см³. Это является обоснованием перспектив нефтегазоносности Кылымъельской площади, которые подтверждены результатами бурения скв. Кылымъельская-1. В восточной части профиля отмечается увеличение мощности терригенной толщи и понижение кровли фундамента. В гравитационном поле на пикетах 32 000–35 000 наблюдается минимум поля силы тяжести. Фундамент на расчетной модели характеризуется разбросом плотностей от 2,77 до 2,79 г/см³ на пикетах 5000–7000 в западной части профиля, до 2,82–2,84 г/см³ — на пикетах 12 000–14 000.

Результатом исследований является схема прогноза нефтегазоносности. На рис. 10 показаны прогнозные зоны нефтегазонакопления и развития разнотипных коллекторов в Верхнепечорской впадине. Анализ геолого-геофизического материала свидетельствует о том, что значительный потенциал открытия крупных газовых скоплений имеется во внутренней и центральной зонах Верхнепечорской впадины.

Рифовые постройки в доманиково-турнейском нефтегазоносном комплексе, выраженные в геоплотностных моделях, хорошо коррелируются с данными сейсморазведки и бурения. Для оценки перспектив таких рифогенных систем следует рассматривать их как единый поисковый объект, включая рифовые, депрессионные и шельфовые отложения, перекрытые единой визейской покрывкой.

Заключение

Анализ геоплотностных моделей, построенных по серии профилей в пределах центральной части Верхнепечорской впадины, показывает приуроченность рифогенных построек к выступам фундамента, зонам внедрения интрузий, контролируемым тектоническими нарушениями.

Смещение гравитационных и магнитных максимумов относительно друг друга указывает на различное геологическое происхождение. Особенности пространственной связи аномалий Δg и ΔT , вероятно, можно проанализировать, исходя из теории изостазии. Учитывая равновесное состояние земной коры, в состав приподнятых блоков фундамента входят породы пониженной плотности — 2,72–2,76 г/см³, а погруженным — отвечают более плотные породы со значениями плотности 2,8–2,9 г/см³. Зоны тектонических нарушений, по которым происходили подвижки земной коры, представляют собой ослабленные участки, которые обеспечивали проникновение газообразных компонентов, способствующих формированию УВ [19]. Восточным ограничением Верхнепечорской впадины является Ильич-Чикшинская зона разломов. По мнению геологов, эта зона высокой проницаемости отражает в фундаменте области базитовых комплексов, подобные которым имеются в зоне главного Уральского глубинного разлома, где они выходят на поверхность.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

– доказано влияние разломно-блокового строения фундамента на доманиковые отложения, имеющие унаследованный характер структурных планов и тектонических нарушений;

– морфология аномального гравитационного поля отражает поведение фундамента;

– природа магнитного поля исследуемой территории Верхнепечорской впадины тесно связана с влиянием эффузивных и интрузивных пород, входящих в состав фундамента;

– геоплотностное моделирование подчеркивает литолого-фациальную зональность в пределах комплексов осадочного чехла;

– выделенные рифогенные постройки контролируются выступами фундамента;

– дифференциация плотностей фундамента, вертикальные зоны разуплотнения указывают на связь глубинных процессов с формированием залежей УВ.

Геоплотностное моделирование, выполненное по региональным профилям, показывает возможность проведения комплексной интерпретации для прогноза перспективных площадей с учетом повышения детальности разведки. Кроме того, дальнейшие научные исследования требуют анализа влияния теплового поля региона на нефтегазообразование.

Литература

1. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.
2. Грунис Е.Б., Маракова И.А. Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.
3. Ростовщиков В.Б., Маракова И.А., Колоколова И.В. Перспективы открытия новых месторождений УВ в Тимано-Печорской провинции // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : мат-лы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III (Сыктывкар, 16–18 апреля 2017 г.). – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 142–149.
4. Малышев Н.А., Шипилов Э.В. Геодинамическая эволюция Европейского Северо-Востока в девоне // Вестник института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2002. – № 11. – С. 2–4.
5. Юдин В.В. Происхождение Предуральского краевого прогиба // Тектоника северо-востока Европейской платформы: Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО АН СССР. – Вып. 68. – Сыктывкар, 1998. – С. 90–97.
6. Соборнов К.О., Ростовщиков В.Б. Новые направления поисков нефти и газа в поясе надвигов Северного Урала [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. – 1995. – № 6. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1995/06/Stat/stat05.html> (дата обращения 16.05.2022).
7. Соборнов К.О. Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf. (дата обращения 16.05.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2015.
8. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – № 4(19). – С. 1–7. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_19/nikonov.pdf (дата обращения 16.05.2022). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4.
9. Богацкий В.И., Войтович А.К. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Верхнепечорской впадины // Проблемы нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции : сб. науч. тр. – М. : Изд-во ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 3–23.
10. Пучков В.И. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении) – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
11. Прищеп О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения 16.05.2022).
12. Маракова И.А. Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 95–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101.
13. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
14. Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н. Моделирование геологической среды Вуктыльской площади при помощи современных компьютерных технологий // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 7. – С. 95–101.
15. Мотрюк Е.Н. Технология и методика объемной реконструкции геоплотностных моделей. – Кишинев : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. – 128 с.
16. Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н. Изучение геологического строения надвиговых зон комплексом геофизических методов // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ : сб. материалов II Международной научной конференции. – Пермь : Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2019. – С. 241–246.
17. Мотрюк Е.Н., Вельтистова О.М. Выбор оптимальных параметров решения обратных задач гравиразведки на основе критериального подхода для площадей Тимано-Печорской провинции // Современные наукоемкие технологии. – 2020. – № 5. – С. 70–78. DOI: 10.17513/snt.38034.

18. *Кобрунов А.И.* Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учеб. пособие. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 288 с.
19. *Бембель Р.М., Бембель С.Р.* Геосолитонная концепция месторождений углеводородов в районе Среднего Приобья // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2008. – № 19. – С. 23–28.

References

1. *Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V.* Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century. *Herald Of The Russian Academy Of Sciences*. 2019;89(6):558–566. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104. In Russ.
2. *Grunis E.B., Marakova I.A.* Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(5): 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13. In Russ.
3. *Rostovshchikov V.B., Marakova I.V., Kolokolova I.A.* Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdenii uglevodorodov v Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for new hydrocarbon fields in the Timan-Pechora province]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: materialy XVII Geologicheskogo s"ezda Respubliki Komi*. V. III. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2019. pp. 142–149. In Russ.
4. *Malyshev N.A., Shipilov E.V.* Geodinamicheskaya ehvolyutsiya Evropeiskogo Severo-Vostoka v devone [Geodynamic evolution of the European North-East in the Devonian]. *Vestnik instituta geologii Komi NTS URO RAN*. 2002;(11):2–4. In Russ.
5. *Yudin V.V.* Proiskhozhdenie Predural'skogo kraevogo progiba [Origin of Urals Foredeep]. In: *Tektonika severo-vostoka Evropeiskoi platformy: tr. In-ta geologii Komi NTs UrO AN SSSR*. Issue 68. Syktyvkar, 1998. pp. 90–97. In Russ.
6. *Sobornov K.O., Rostovshchikov V.B.* New targets for petroleum exploration for oil and gas in the North Urals thrust belt. *Geologiya nefi i gaza*. 1995;(6). Available at: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1995/06/Stat/stat05.html>. (accessed 16.05.2022). In Russ.
7. *Sobornov K.O.* Structure of fold belts and prospects of discovery of large deposits in folded Pre-Urals. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2015;10(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf (accessed 16.05.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2015. In Russ.
8. *Nikonov N.I., Kuranov A.V.* Prospective directions of oil and gas exploration in the pre- Ural foredeep. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*. 2017;4(19):1–7. Available at: http://oilgasjournal.ru/issue_19/nikonov.pdf (accessed 16.05.2022). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4. In Russ.
9. *Bogatetskii V.I., Voitovich A.K.* Tektonicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Verkhnepechorskoi vpadiny [Tectonic framework and petroleum potential of the Verkhnepechorsky depression]. In: *Problemy neftegazonosnosti Timano-Pechorskoi provintsii*. Moscow: Izd-vo TSNITEhneftegaz; 1964. pp. 3–23. In Russ.
10. *Puchkov V.N.* Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DesignPoligraphService; 2010. 280 p. In Russ.
11. *Prishchepa O.M., Bogatetskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M.* The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed 16.05.2022). In Russ.
12. *Marakova I.A.* Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):95–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101. In Russ.
13. *Teplov E.L.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoy provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. In: *E.L. Teplov, P.K. Kostygova*, eds. Saint Petersburg : OOO "Renome", 2011. 286 p. In Russ.
14. *Vel'tistova O.M., Motryuk E.N.* Modeling of the geological environment of Vuktylskaya square using modern computer technologies. *Advances in current natural sciences*. 2018;(7):95–101. In Russ.
15. *Motryuk E.N.* Tekhnologiya i metodika ob'emnoi rekonstruktsii geoplotnostnykh modelei [Spatial reconstruction of geodensity models: technology and methodology]. Chisinau: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. 128 p. In Russ.
16. *Vel'tistova O.M., Motryuk E.N.* Izuchenie geologicheskogo stroeniya nadvigovykh zon kompleksom geofizicheskikh metodov In: *Novye napravleniya neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot* [Geological structure of thrust zones: multidiscipline geophysical studies]. Perm': Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet. 2019. pp. 241–246. In Russ.
17. *Motryuk E.N., Vel'tistova O.M.* Selection of optimal parameters for solving the inverse problems of gravographic exploration on the basis of a criterial approach for areas of the Timan-Pechora province. *Modern high technologies*. 2020;(5):70–78. DOI: 10.17513/snt.38034. In Russ.
18. *Kobrunov A.I.* Matematicheskie osnovy teorii interpretatsii geofizicheskikh dannykh [Mathematical basis of theory of geophysical data interpretation]. Moscow: TsentrLitNeftEGaz; 2008. 288 p. In Russ.
19. *Bembel R.M., Bembel S.R.* Geosolitonnyaya kontseptsiya mestorozhdenii uglevodorodov v raione Srednego Priob'ya [Geosoliton idea of hydrocarbon fields in Middle Ob region]. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*. 2008;(19):23–28. In Russ.

Информация об авторах

Маракова Инна Андреевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Information about authors

Inna A. Marakova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Вельтистова Ольга Михайловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: oveltistova@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0002-3471-5085

Мотрюк Екатерина Николаевна

Кандидат технических наук,
заведующая кафедрой высшей математики
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный
технический университет,
169300 Ухта, ул. Сенюкова, д. 13
e-mail: kmotryuk@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-5003-495X

Сабельников Максим Юрьевич

Аспирант
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: tawio@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-3381-2289

Olga M. Vel'tistova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant professor
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: oveltistova@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0002-3471-5085

Ekaterina N. Motryuk

Candidate of Technical Sciences,
Head of Chair
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
13, ul. Senyukova, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: kmotryuk@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-5003-495X

Maksim Y. Sabel'nikov

Postgraduate
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: tawio@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-3381-2289