

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101

Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба

© 2021 г. | И.А. Маракова

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; miss.marakova@mail.ru

Поступила 01.12.2020 г.

Доработана 10.02.2021 г.

Принята к печати 22.02.2021 г.

Ключевые слова: *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; карбонатные отложения; перспективные структуры; условия формирования; ловушка; залежь; миграция.*

Аннотация: В структуре российских запасов существенно увеличилась доля трудноизвлекаемых нефтей. При этом добыча такого сырья растет значительно медленнее, чем его доля в общем объеме запасов. Этот дисбаланс, особенно характерный для старых добывающих регионов, ведет к сокращению ресурсной базы и ухудшению ее качества. В статье рассмотрены условия образования и особенности строения карбонатных отложений доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса в пределах исследуемых участков в районе Верхнепечорского поперечного поднятия. Также рассмотрены наиболее перспективные объекты, которые выявлены по геолого-геофизическим данным. На территории исследований анализируются факторы, способствовавшие образованию ловушек в доманиково-фаменское время. Для оценки ресурсов использован усовершенствованный подход прогнозирования начальных потенциальных ресурсов с учетом расчета скорости и длины перемещения миграционных струй углеводородов из очага генерации и вероятности достижения ими заданного глубинного интервала. В статье представлена типовая схема прогнозирования скоплений углеводородов, которую можно использовать для оценки вероятности заполнения ловушки углеводородами в определенном глубинном интервале. На основе интерпретации значительного объема геолого-геофизического материала приведены результаты расчета вероятности заполнения ловушки в пределах Изъяюской структуры.

Для цитирования: 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.

Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone

© 2021 | I.A. Marakova

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; miss.marakova@mail.ru

Received 01.12.2020

Revised 10.02.2021

Accepted for publication 22.02.2021

Key words: *Timan-Pechora oil and gas province; carbonate deposits; promising structures; formation conditions; trap; reservoir; migration.*

Abstract: The author shows that the share of hard-to-recover oils has significantly increased in the structure of Russian reserves. At the same time, the production of these raw materials is growing much slower than its share in the total volume of reserves. Such a disbalance especially typical of the mature producing regions leads to resource base decrease and deterioration. The authors discuss the conditions of carbonate deposits formation and structural features of the Domanic-Tournaisian oil and gas play within the studied areas of the Verkhnepechorsky transverse uplift. The authors discuss the most promising objects that have been identified using geological and geophysical data. Factors that contributed to trap formation in the study area in the Domanic-Famennian time are analyzed. To assess the resources, an advanced approach to predict initial potential resources was used taking into account calculation of hydrocarbon migration streams speed and range and probability of reaching a given depth interval. The authors present a typical workflow for hydrocarbon accumulations predicting, which can be used to assess the probability of charging a trap with hydrocarbons in certain depth interval. Based on interpretation of a significant volume of geological and geophysical material, the results of calculating the probability of trap charging within the Izjayusky structure are presented.

For citation: 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.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Введение

Формирование Предуральского краевого прогиба началось в условиях субдукционного перикратонного опускания пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы и завершилось в результате коллизионных тектонических процессов на Урале в триас-юрское время.

Верхнепечорская впадина относится к южному окончанию северного сегмента Предуральского краевого прогиба Тимано-Печорской плиты и является структурой I порядка, которая простирается в субмеридиональном направлении [1].

В тектоническом плане впадина приурочена к краевой части Тимано-Печорской плиты. По морфологии локальных структур в ней выделяют внешнюю, осевую и внутреннюю зоны, отличающиеся разной степенью влияния уральского складкообразования. Внутренняя приуральская зона Верхнепечорской впадины осложнена серией высокоамплитудных надвигов и характеризуется чешуйчато-надвиговым строением [2, 3]. Складки и надвиги внутренней зоны Верхнепечорской впадины образуют в плане линейную систему дислокаций, выпуклую к западу (рис. 1).

Методика исследований

При прогнозировании скоплений УВ анализируются факторы, способствующие образованию ловушки, а также проводится анализ палеотермических условий зон газообразования и нефтеобразования. На этой основе ведется расчет количества УВ, перемещенных в ловушку в заданном глубинном интервале. При разработке методики были приняты во внимание работы [4, 5].

Результаты исследований

Перспективным резервом пополнения нефтяных и газовых ресурсов Тимано-Печорской провинции являются карбонатные отложения доманиковых фаций верхнего девона, широко распространенные практически по всей площади этой провинции [6, 7].

В Предуральском краевом прогибе отложения доманика — нетрадиционные источники УВ — развиты в депрессионных фациях. Доманикиты образовались как литофациальный комплекс в условиях спокойных трансгрессивно-регрессивных циклов Уральского палеоокеана [3]. Это предопределило разнофациальный характер отложений, главной чертой которых являлась строгая зональность их распространения: шельфовые, рифовые и глубоководные фации. Коренная структурно-тектоническая перестройка в целом осадочного чехла прогиба, в том числе и «доманикитов», произошла в результате столкновения двух плит — Восточно-Европейской и Сибирской, что привело к горообразованию на Урале и формированию чешуйчато-надвиговых и шовных структур во внутренней зоне прогиба и на границе с Печорской плитой. Тектонические процессы повлияли не только

на формирование структурно-тектонических ловушек различного масштаба, но и на образование вторичных коллекторов трещинного типа в депрессионных отложениях верхнего девона. Необходимо отметить, что шовные структуры являются границами распространения доманикитов, а также температурными зонами, в которых поддерживаются условия образования УВ.

Усиление тектонической активности отразилось на распределении обстановок осадконакопления и в Верхнепечорской впадине. Здесь на фоне общего погружения по глубинным разломам субмеридионального простирания и в условиях растяжения, вероятно, происходило медленное смещение блоков в сторону палеоокеана. При расхождении блоков на месте разломов формировались узкие прогибы, заполнившиеся аллохтонными осадками [3]. Блоковое строение Верхнепечорской впадины проявилось в морфологии дна бассейна. На приподнятых участках конседиментационно развивались одиночные рифы и карбонатные банки.

Сейсморазведочными работами на ряде площадей по периферии Верхнепечорского палеоподнятия выявлено большое число рифогенных построек.

Регрессивная направленность раннефаменской седиментации отразилась в строении осадочных ритмов, в которых доминируют регрессивные элементы. Снивелировав обширную территорию, раннефаменские осадки к концу елецкого времени захоронили большинство одиночных карбонатных построек [8, 9].

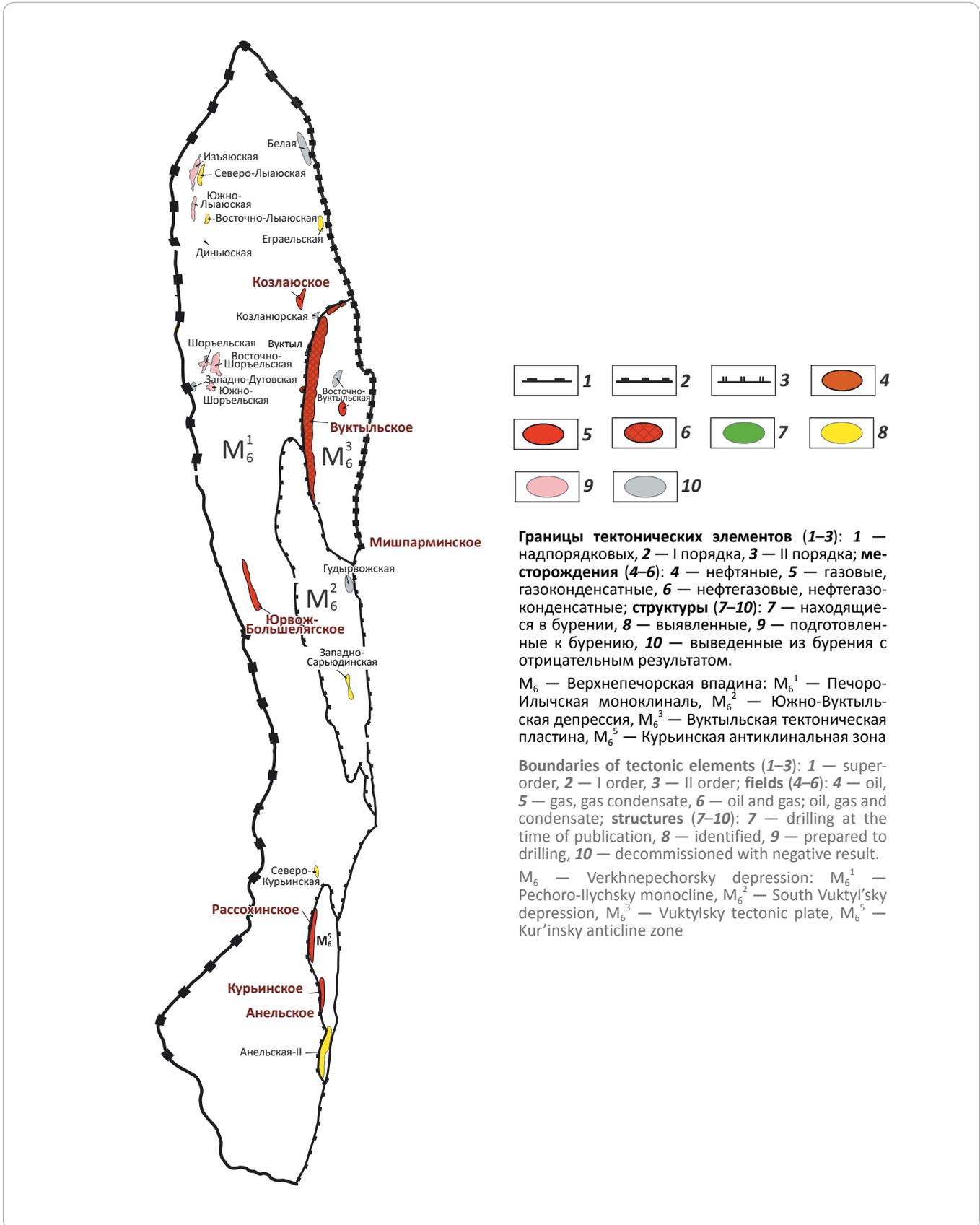
Елецкие барьерно-рифовые образования являются мелководно-шельфовыми аналогами пластов F_{1-4} , выделяемых в мелководно-шельфовых отложениях елецкого горизонта [10].

Выводы о сложном строении рассматриваемой зоны позволяют целенаправленно планировать здесь геолого-разведочные работы. Изучение и анализ строения нефтегазоперспективных отложений позволяют правильно оценивать ресурсы УВ в соответствии с предложенной выше методикой исследований.

В данной статье приводится апробация новой методики прогноза залежей УВ в сложнопостроенных складчато-надвиговых зонах на примере Предуральского краевого прогиба. На основе анализа научных публикаций и результатов научно-практических исследований были изучены тектонодинамические и катагенетические зависимости для расчета масштаба генерации УВ из очага генерации и аккумуляции в ловушках.

Предуральский краевой прогиб является главным очагом генерации УВ также и для прилегающей территории Печорской синеклизы. Доманикиты прошли в течение формирования краевого прогиба главные фазы нефте- и газообразования. Реализация нефтематеринского потенциала сапропелевого ОВ

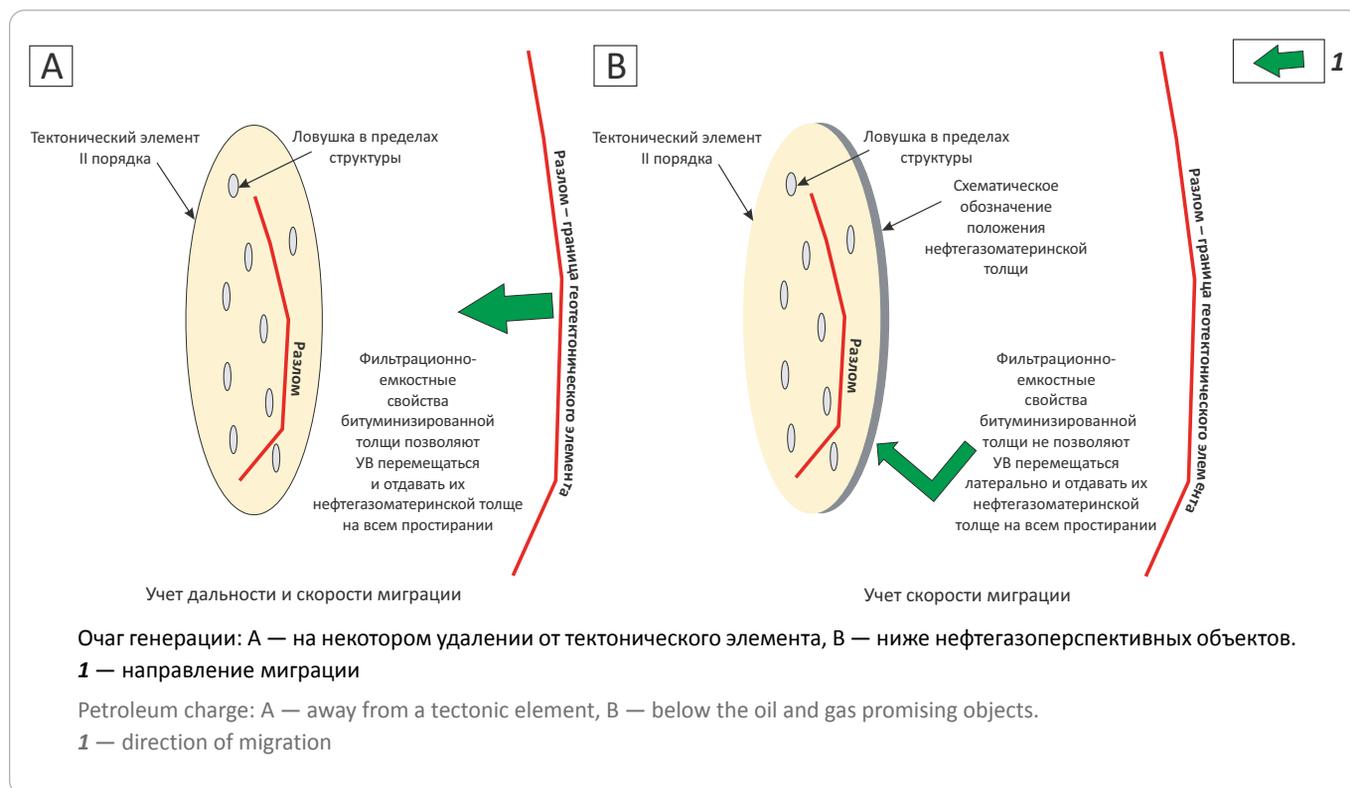
Рис. 1. Верхнепечорская впадина
Fig. 1. Verkhnepechorsky depression





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Типовая схема для прогноза скоплений УВ (Маракова И.А., 2020)

Fig. 2. Typical scheme for prediction of hydrocarbon accumulations (Marakova I.A., 2020)


отражается высокой обогащенностью его битумоидами в главной зоне нефтеобразования. По последним данным при глубине погружения 1,9–2 км, т. е. к началу среднекаменноугольного времени, нефтематеринские породы комплекса при уровне катагенеза МК₁ достигают условий главной зоны нефтеобразования при палеотемпературе 55–60 °С и термоградиенте 3,1–3,3 °С/100 м. Продолжительность пребывания нефтегазоматеринских отложений в режиме главной фазы нефтеобразования составляет около 50–55 млн лет. За период пребывания отложений в условиях начальной зоны газообразования, главной зоны нефте- и газообразования в Северо-Предуральской газоносной области сгенерировано 1060,5 трлн м³ газа и 762,1 млрд т нефти [3]. Масштабы аккумуляции газа и нефти в породах-коллекторах комплекса в Северо-Предуральской газоносной области, при прогнозируемом объеме коллекторов 9850 км³, составили 1804,4 млрд м³ и 754,4 млн т соответственно.

Для Верхнепечорской впадины масштабы генерации нефти составили 280 млрд т, газа — 415 трлн м³, масштабы аккумуляции нефти — 260 млн т, газа — 690 млрд м³.

Выполненный расчет и изученная стадийность нефтегазообразования для юга Верхнепечорской впадины подтверждают благоприятный характер

формирования комплекса месторождений нефти и газа в автохтонно-аллохтонном разрезе [11].

Всего на территории Верхнепечорской впадины было проанализировано 10 нефтегазоперспективных объектов, которые находятся на разных глубинах в пределах 6 структур.

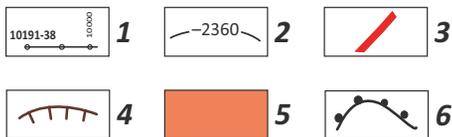
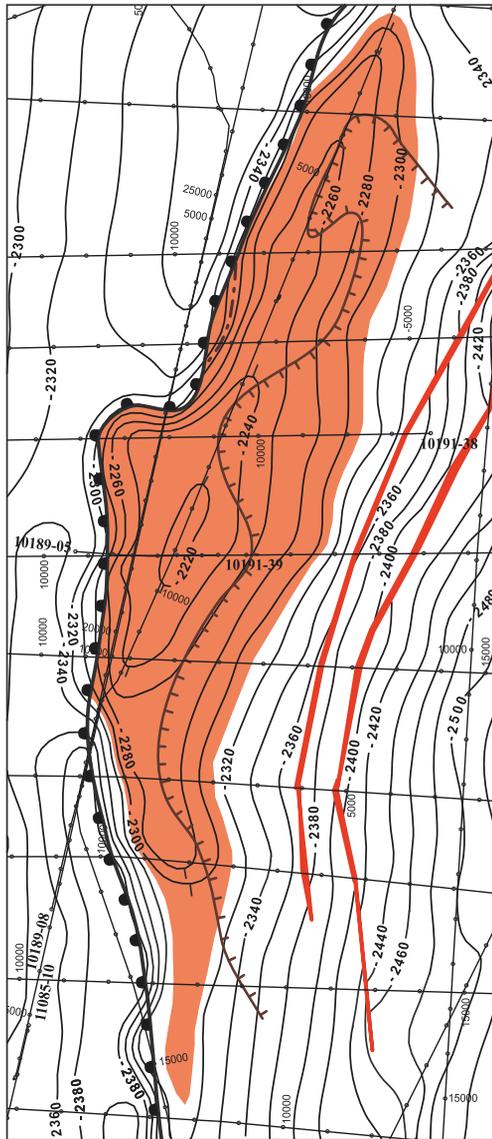
Оценка вероятности заполнения изучаемых ловушек из очага генерации проводилась по разработанному алгоритму.

Алгоритм включает следующие элементы:

- анализ данных о нефтегазоносности территории;
- изучение тектонодинамических и катагенетических показателей;
- изучение особенностей строения нефтегазоматеринской толщи;
- изучение особенностей фильтрационно-емкостных свойств пород на исследуемой территории;
- оценка масштабов генерации и аккумуляции;
- определение скорости и дальности миграции;
- изучение перспективной ловушки;
- оценка вероятности ее заполнения.

Данный алгоритм является дополнением к вероятностному подходу оценки геологических рисков (рис. 2).

Рис. 3. Изъяюская структура (структурная карта по ОГ IIIfm₁ (D₃fm₁), масштаб 1 : 50 000)
Fig. 3. Izjayusky structure (depth map over IIIfm₁ (D₃fm₁) Horizon, scale 1 : 50 000)



1 — линии сейсмических профилей, их номера, пикеты;
 2 — изогипсы, м; 3 — тектонические нарушения; 4 — линия замещения коллекторов; 5 — перспективная площадь; 6 — граница глубоководного шельфа

1 — seismic lines, their numbers, stakes;
 2 — structural contours, m; 3 — faults; 4 — reservoir limit; 5 — promising area; 6 — boundary of deepwater shelf

Применение алгоритма помогает решить вопрос вероятности заполнения генерированными УВ той или иной ловушки, расположенной в определенном глубинном интервале.

Приведем результаты прогноза скоплений УВ в пластовой сводовой ловушке и покажем вероятность заполнения ловушки нефтью на определенной глубине из очага генерации.

Изъяюская структура

В пределах этой структуры прогнозируется пластовая сводовая залежь нефти елецкого возраста (Ф_{ел}).

Морфология ожидаемой залежи отображается на структурной карте по отражающему горизонту IIIfm₁ (D₃fm₁), соответствующему отметке кровли репера Г елецкого горизонта нижнего фамена (рис. 3). Площадь прогнозируемой залежи составляет 18,2 км², высота — 90 м. Для расчетов были использованы параметры всех пород до уровня нефтегазоматеринской толщи по аналогии с Чикшинским месторождением: коэффициент пористости — 0,2, коэффициент проницаемости — 1,2 · 10⁻¹², плотность нефти — 0,817 г/см³, плотность пластовой воды — 0,85 г/см³.

Для определения вероятности заполнения ловушки в интервале глубин 2220–2320 м из очага генерации также рассчитывались математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение, учитывающие весь диапазон показателей фильтрационно-емкостных свойств пород-аналогов Чикшинского месторождения. Для оценки вероятности использована таблица значений интегральной функции Лапласа.

Вероятность попадания миграционного потока в заданный интервал 2320–2220 м составила:

$$P = (2220 < x < 2320) = \Phi\left(\frac{2320 - 2270}{20}\right) - \Phi\left(\frac{2220 - 2270}{20}\right) = \Phi(2,2) - (-\Phi(2,2)) = 0,96.$$

С учетом данных таблицы значений интегральной функции Лапласа $\Phi(2,2) = 0,48$ имеем

$$V_{\text{мигр}} = (K_{\text{пр}} \cdot 9,7 \cdot 10^{-4} (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{ув}})) \cdot \frac{\sin \alpha}{(K_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{н}})} = (12 \cdot 10^{-12} \cdot 0,00097 (0,85 - 0,817)) \cdot \frac{\sin 22^\circ}{0,2 \cdot 0,817} = 2\,322\,312 \cdot 10^{-17} \text{ м/год,}$$

где $V_{\text{мигр}}$ — скорость миграции; $K_{\text{пр}}$ — проницаемость природного резервуара; $\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{ув}}$ — разность плотностей воды и УВ в пластовых условиях; α — угол наклона пласта; $K_{\text{п}}$ — коэффициент пористости; $\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти.

С учетом скорости миграции вероятность попадания миграционного потока в заданный интервал 2320–2220 м не изменится.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

По результатам оценки ресурсов нефти по Изъя-
юской структуре объемным методом, ресурсы нефти
категории D_0 составляют

$$Q_{\text{геол}} = 18,2 \cdot 10^6 \cdot 2,9 \cdot 0,07 \cdot 0,73 \cdot 0,817 \cdot 0,782 = 1723 \text{ тыс. т;}$$

$$Q_{\text{извл}} = 1723 \cdot 0,35 = 603 \text{ тыс. т.}$$

Выводы

Разработка новых методов прогнозирования
скоплений УВ при проведении геолого-разведочных
работ позволит в дальнейшем более обосновано прог-
нозировать результаты бурения поисковых скважин.
Это важно для такого сложнопостроенного региона,
как Предуральский краевой прогиб.

Литература

1. Прищепа 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: 01.09.2020).
2. Ростовщиков В.Б., Маракова И.В., Колоколова И.А. 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 : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 142–149.
3. Коротков С.В., Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Новые направления поисков крупных месторождений УВ в Предуральском крае-
вом прогибе: проблемы и перспективы // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 7–8 февраля 2019 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2019. – С. 75–78.
4. Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по междуна-
родной классификации SPE-PRMS // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3 (Ч. 1). – С. 158–164. DOI: 10.18599/grs.2018.3.158-164.
5. Емельянова Н.М. Пороскун В.И. Вероятностный метод подсчета и классификации запасов нефти и газа (анализ методических подхо-
дов) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 7. – С. 4–12.
6. Грунис Е.Б., Варламов А.И., Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Состояние, пути наращивания сырьевой базы УВ в Российской Феде-
рации и проблемы геологического моделирования // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта
трудноизвлекаемых запасов углеводородов (Ухта, 1–2 ноября 2018 г.) : сб. науч. тр. по мат-лам междунар. науч.-практ. конф. – М. : Изд-во
«Перо», 2019. – С. 138–144.
7. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы и проблемы поисков месторождений нефти и газа в палеозойских карбонатных
отложениях Тимано-Печорской провинции // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 4–5 февраля 2016 г.). – Ч. 1. – Ухта :
УГТУ, 2016. – С. 82–87.
8. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Уникальные рифовые объекты Хорейверской впадины в связи с нефтегазоносностью //
Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 4–5 февраля 2016 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 98–103.
9. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилюк Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазо-
носности гряды Чернышева [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 2. – Режим доступа:
http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (дата обращения 01.09.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016.
10. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. –
СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
11. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности западного скло-
на Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ). – Ухта : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.

References

1. Prishchepa O.M., Bogatskii 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 01.09.2020). In Russ.
2. Rostovshchikov V.B., Marakova I.V., Kolokolova I.A. Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdenii uglevodorodov v Timano-Pechorskoj provintsii
[Prospects for new hydrocarbon fields in the Timan-Pechora province]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropejskogo Severo-Vostoka Rossii:*
materialy XVII Geologicheskogo s'ezda Respubliki Komii. V. III. Syktyvkar: IG Komii NTS URO RAN; 2019. pp. 142–149. In Russ.
3. Korotkov S.V., Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Novye napravleniya poiskov krupnykh mestorozhdenii uglevodorodov v Predural'skom
kraevom progibe. In: *Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 7–8 February, 2016). Part 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 75–78. In Russ.*
4. Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M., Dryagalkina A.A. Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the
international classification SPE-PRMS. *Georesursy = Georesources*. 2018;20(3(P. 1)):158–164. DOI: 10.18599/grs.2018.3.158-164. In Russ.
5. Emel'yanova N.M. Poroskun V.I. Veroyatnostnyi metod podscheta i klassifika-tsii zapasov nefiti i gaza (analiz metodicheskikh podkhodov)
[Probabilistic method for calculating and classifying oil and gas reserves (analysis of methodological approaches)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka*
neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii. 2004;(7):4 – 12. In Russ.
6. Grunis E.B., Varlamov A.I., Rostovshchikov V.B., Marakova I.A. Status and ways to buildup hydrocarbon raw materials base in Russian
Federation and challenges of geological modeling [Sostoyanie, puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii i problemy
geologicheskogo modelirovaniya]. In: *Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov*
uglevodorodov (Ukhta, 1–2 November, 2018): sb. nauch. tr. po mat-lam mezhdunar. nauch.-prakt. konf. Moscow: Izd-vo "Pero", 2019. pp. 138–144.
In Russ.

7. *Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V.* Prospects for new hydrocarbon fields discovery in the Paleozoic carbonate deposits of the Timan-Pechora Province [Perspektivy i problemy poiskov mestorozhdenii nefiti i gaza v paleozoiskikh karbonatnykh otlozheniyakh Timano-Pechorskoi provintsii]. In: Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 4–5 February, 2016). Part 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 82–87. In Russ.
8. *Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Marakova I.A.* Unique reef objects of Khoreiversky Depression in the context of oil and gas occurrence [Unikal'nye rifovye ob'ekty Khoreiverskoi vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu]. In: Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 4–5 February, 2016). Part 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 98–103. In Russ.
9. *Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Nedilyuk L.P., Marakova I.A., Senin S.V.* Tectonical and geochemical preconditions for petroleum potential of Chernyshov ridge. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (accessed on 01.09.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016. In Russ.
10. *Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. St. Petersburg: Renome; 2011. 286 p. In Russ.
11. *Anischenko L.A., Visheratina N.P., Gudel'man A.A., Danilov V.N.* The geological structure and gas prospects of the western slope of the Polar and Subpolar Urals (as a result of geological exploration). In: V.N. Danilov, ed. Ukhta: VNIGRI; 2015. 264 p. In Russ.

Информация об авторе

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 author

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