

УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33

Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн)

© 2020 г. | Е.Б. Грунис¹, И.В. Колоколова², В.Б. Ростовщиков³, Г.В. Ульянов⁴

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия, grunis@vnigni.ru;

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ipngkolokolova@yandex.ru;

³ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия, vrostovchikov@ugtu.net;

⁴ООО «РН-ШЕЛЬФ-АРКТИКА», Москва, Россия, ulyanov.gv@gmail.com

Поступила 06.11.2019 г.

Доработана 13.11.2019 г.

Принята к печати 25.11.2019 г.

Ключевые слова: *Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн; Северо-Предуральская нефтегазоносная область; вероятность; геологический успех; риски; геолого-разведочные работы; доманиково-турнейский нефтегазоносный комплекс.*

Аннотация: Научные, тематические и любые другие исследования в области геологии в конечном итоге должны быть направлены на удовлетворение потребностей общества в том или ином виде необходимого для него полезного ископаемого. В нефтегазовой геологии — это ускоренное и экономически эффективное открытие рентабельных для освоения месторождений нефти и газа. Одной из важных составляющих геолого-экономической оценки реализации того или иного проекта является оценка риска, которая позволяет создать алгоритм принятия решений по оптимизации геолого-разведочных работ на любом этапе и определить основные приоритетные направления и первоочередные объекты исследований. При оценке рисков того или иного проекта основным компонентом является определение вероятности геологического успеха. В ведущих нефтяных компаниях и научных группах мира существуют свои методики определения вероятности геологического успеха. Они базируются на многогранной оценке возможных перспектив региона по ряду факторов, характеризующих разные элементы нефтяных систем (нефтегазоматеринскую породу, коллектор, флюидоупор, ловушку, время формирования структур, генерации и миграции углеводородов). Отличие методик заключается в разном числе существенных множителей (факторов) достоверности и детальности их оценки. В статье рассмотрен пример использования методики оценки рисков для обоснования перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса, в том числе доманикитов в пределах Предуральского краевого прогиба Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, и выбора приоритетных направлений геолого-разведочных работ.

Финансирование: Статья написана в рамках выполнения Государственного задания по теме «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» на 2019 г. Направление фундаментальных исследований 131. Раздел IX. Науки о земле. Номер государственной регистрации АААА-А19-119030690047-6. Распоряжение Правительства РФ от 31 октября 2015 г. №2217-р.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Колоколова И.В., Ростовщиков В.Б., Ульянов Г.В. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) // Геология нефти и газа. — 2020. — № 1 — С. 21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33.

Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin)

© 2020 | E.B. Grunis¹, I.V. Kolokolova², V.B. Rostovshchikov³, G.V. Ul'yanov⁴

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru;

²Oil and Gas Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; ipngkolokolova@yandex.ru;

³Ukhta state technical university, Ukhta, Russia; vrostovchikov@ugtu.net;

⁴RN-SHELF-ARCTIKA, Moscow, Russia; ulyanov.gv@gmail.com

Received 06.11.2019

Revised 13.11.2019

Accepted for publication 25.11.2019

Key words: *Timan-Pechora; North-Urals Petroleum Region; probability; geological success; risks; exploration activities; Domanik-Tournaisian play.*

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Abstract: Researches, case studies, and any other geological investigations should be ultimately aimed at meeting the public demand in any required type of mineral resources. In petroleum geology, this means accelerated and cost-effective discovery of oil and gas fields that are profitable for development. Risk assessment is the important component of geological and economic evaluation of project implementation. This work allows creating algorithm of making decisions on exploration activities optimisation in any stage, and define key priorities, first and foremost exploration targets (plays). In assessment of risks of any given project, determination of geological success chance is the key constituent. The world's leading oil companies and research teams have their own methods for determining the probability of geological success (P_g). They are based on the comprehensive assessment of possible prospects of the region in the context of certain considerations related to different elements of petroleum systems (oil and gas source rocks, reservoir, fluid barrier, trap, time of structures formation, hydrocarbon generation and migration). The difference between the methodologies is the variable number of significant multipliers (factors) of evaluation validity and level of detail. The authors consider an example of the risk assessment methodology application for substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian play, including Domanikites within the pre-Urals Foredeep (Timan-Pechora Petroleum Province) and prioritizing of exploration activities.

Funding: The paper is written as a part of carrying out the State Assignment on "Prediction of the state of the Russian oil and gas sector resource base on the basis of the system researches of natural reservoirs hydrocarbon potential in carbonate, terrigenous, and shale formations" for the year 2019. 131 Line of Fundamental Research. Section IX. Earth Sciences. State Registration Number: AAAA-A19-119030690047-6. RF Government Executive Order dated October 31, 2015, No. 2217-p.

For citation: Grunis E.B., Kolokolova I.V., Rostovshchikov V.B., Ul'yanov G.V. Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin). *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33. In Russ.

Введение

Каждое решение в геологоразведке связано с рисками, обусловленными разной степенью неопределенности. Анализ рисков на любом этапе геолого-разведочных работ представляет собой количественную оценку факторов, критичных для формирования и сохранения залежи УВ. Целью анализа рисков геолого-разведочных проектов является оценка вероятности открытия месторождения (залежи УВ), т. е. оценка вероятности геологической успешности (P_g) [1].

Методика оценки рисков заключается в следующем: каждый из геологических признаков рассматривается как независимая величина, характеризующаяся вероятностью в диапазоне от 0 до 1 (либо в процентах) в зависимости от степени уверенности геологов в том или ином факторе риска. Как правило, степень уверенности определяется надежностью источника информации (кондиционные, косвенные и ограниченные данные) и профессиональным опытом геологов в оценке геологических признаков. Последовательное перемножение вероятностей наличия всех геологических признаков дает в результате число в долях единицы (либо в процентах), эквивалентное вероятности наличия скопления углеводородов — P_g . В соответствии с этим $P_g = 1$ характеризует выявленное месторождение, а $P_g = 0$ свидетельствует о том, что открытие невозможно.

Вариативность величины P_g напрямую связана с этапностью геолого-разведочных работ, причем изменения значений по мере увеличения объема геологической информации возможны как в сторону увеличения вероятности успеха, так и в сторону ее снижения.

Условные диапазоны изменений значений степени геологической успешности (в случае оптими-

стичного прогноза) на разных стадиях регионального, поисково-оценочного и разведочного этапов геолого-разведочных работ приведены в таблице.

Для оценки и ранжирования всех рассматриваемых структур с точки зрения коэффициентов успешности в статье введены условные граничные значения P_g : < 10 % — крайне рискованные; 10–15 % — рискованные; 15–20 % — умеренного риска (рекомендуемые); 20 % — низкого риска (первоочередные) (рис. 1).

Применение данной методики особенно актуально при изучении новых нетрадиционных нефтегазоносных комплексов (НГК) и территорий. К ним относятся и доманикиты Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Доманикиты — это комплекс горных пород осадочного происхождения позднедевонского возраста, образование которых происходило в пределах некомпенсированных впадин шельфовых частей пассивных окраин континентальных склонов (рис. 2). Они представлены глинисто-карбонатными и битуминозными сланцами, богатыми ОВ, с содержанием $C_{орг}$ 10 % и более. Доманикиты являются нефтегазоматеринскими породами с высоким нефтегазопроводящим потенциалом ($> 500 \text{ г/м}^3$). Площадь их распространения в Тимано-Печорском НГБ составляет более 250 тыс. км². Залежи нефти и газа установлены на целом ряде площадей: Верхне-Грубешорской, Баганской, Юрвож-Большелягской, Вуктыльской и др. Доманикиты входят в состав единой генетически связанной системы разнофациальных зон доманиково-турнейского НГК.

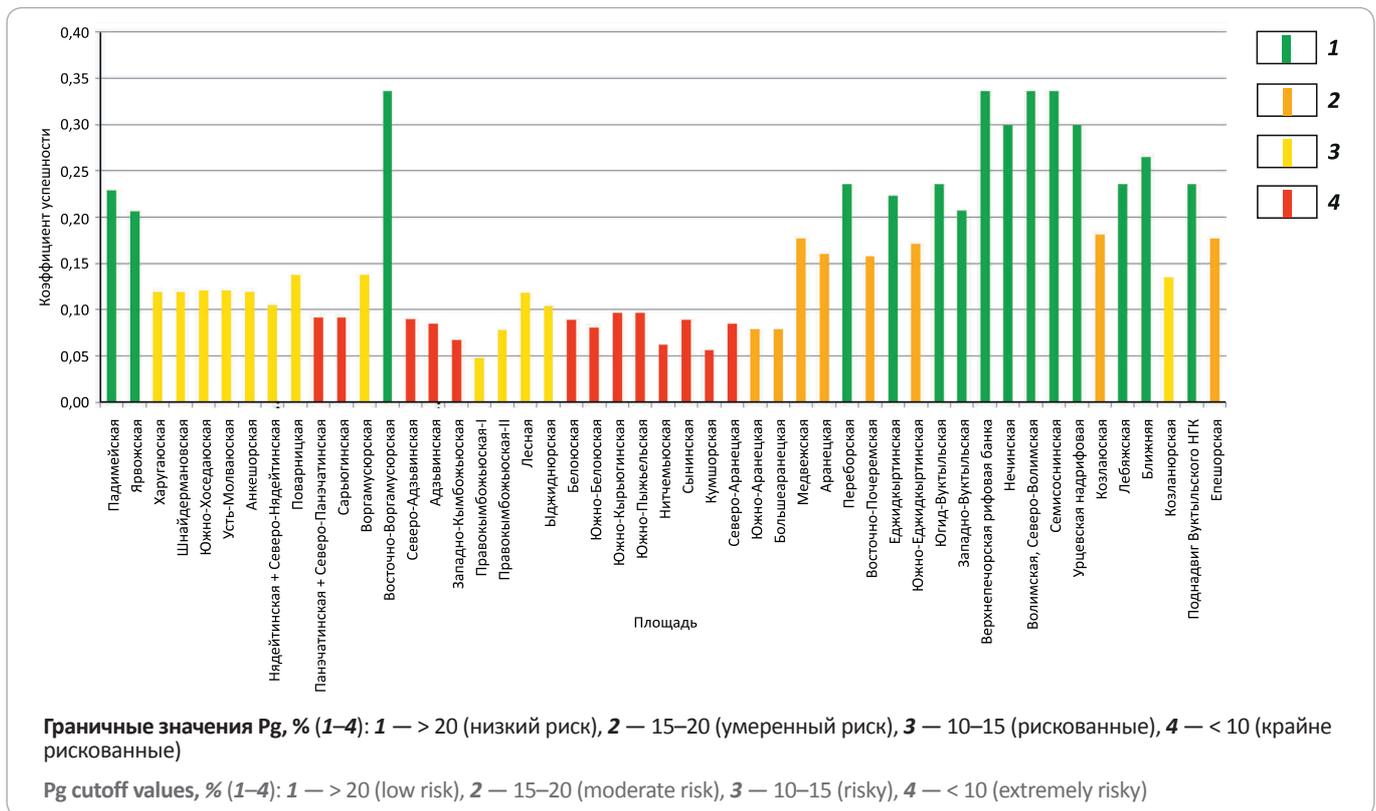
Особенности строения залежей обусловлены нестандартными условиями их формирования, а именно:

– доманикиты являются в одно и то же время и нефтегазоматеринскими породами, и породами, где

Таблица. Диапазоны изменения вероятности геологической успешности
Table. Geological chance of success: ranges of variation

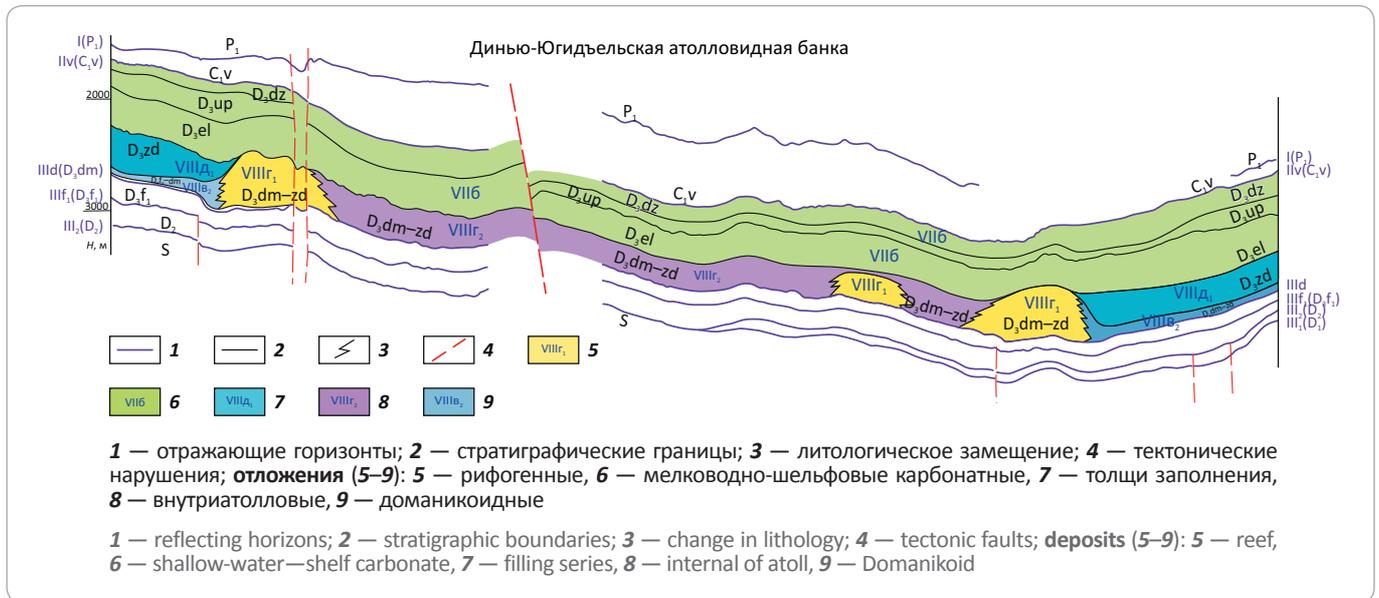
Геолого-разведочные работы				Pg, %
Этап	Стадия	Объект	Задачи	
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	Выделение нефтегазоперспективных районов и зон. Оценка прогнозных ресурсов категорий D_2 и частично D_1	5–12,5
	Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	Ранжирование нефтегазоперспективных районов по степени очередности проведения поисковых работ. Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категорий D_1 и частично D_2	
Поисково-оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	Оценка прогнозных локализованных ресурсов категории $D_{пл}$. Выделение первоочередных поисковых объектов	12,5–25
	Подготовка объектов поискового бурения	Выявленные ловушки	Оценка перспективных ресурсов категории C_3	
	Поиски и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи)	Установление наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. Геометризация залежей и подсчет запасов категорий C_2 и частично C_1	25–50
Разведочный		Месторождения (залежи) нефти и газа	Уточнение контуров залежей, геологических и извлекаемых запасов УВ категорий C_1 и частично C_2	50–80

Рис. 1. Коэффициенты успешности по Северо-Предуральной НГО
Fig. 1. Success ratio over the North-Urals Petroleum Region



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Модель строения генетической системы доманикитов
 Fig. 2. Structural model of Domanikites genetic system



происходит аккумуляция УВ и образование залежей без дальнейшей латеральной миграции;

– залежи часто не контролируются структурным фактором и приурочены к зонам разуплотнения, образованным в основном за счет вторичных тектонических и гипергенных процессов.

Применение методики оценки рисков геологических процессов для доманикитов имеет свои особенности.

Рассмотрим пример.

Объект исследований — Северо-Предуральская нефтегазоносная область (НГО) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НПП).

Цель исследований — выделение перспективных объектов для поисков залежей УВ в верхнедевонских карбонатных отложениях (доманикитах), оценка их ресурсного потенциала, анализ геологических рисков и выбор приоритетных направлений и методики геолого-разведочных работ.

Исходные данные — материалы сейсморазведки, полученные методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D, 3D, информация по скважинам, результаты палеотектонических, литофациальных и сейсмостратиграфических исследований.

Северо-Предуральская НГО приурочена к северной части Предуральского краевого прогиба. В составе НГО выделено девять нефтегазоносных районов (НПР): Воркутский, Хоседаю-Воргамусюрский, Кочмесский, Интинско-Лемвинский, Большесынинский, Среднепечорский, Вуктыльский, Верхнепечорский и Курьинско-Патраковский (рис. 3). По соотношению потенциальных ресурсов нефти и газа область является преимущественно газоносной, началь-

ные перспективные ресурсы составляют: по газу — 2404 млрд м³, по нефти — 725 млн т.

Газонефтеносность доказана в интервале средних девон — верхняя пермь. В карбонатных отложениях верхнего девона открыто семь месторождений: нефтяные — Нерутынское, Хоседаю-Неруюское, Суборское; нефтегазоконденсатные — Западно-Соплесское, Восточно-Пыжьельское, Юрвож-Большелягское и Вуктыльское (крупное).

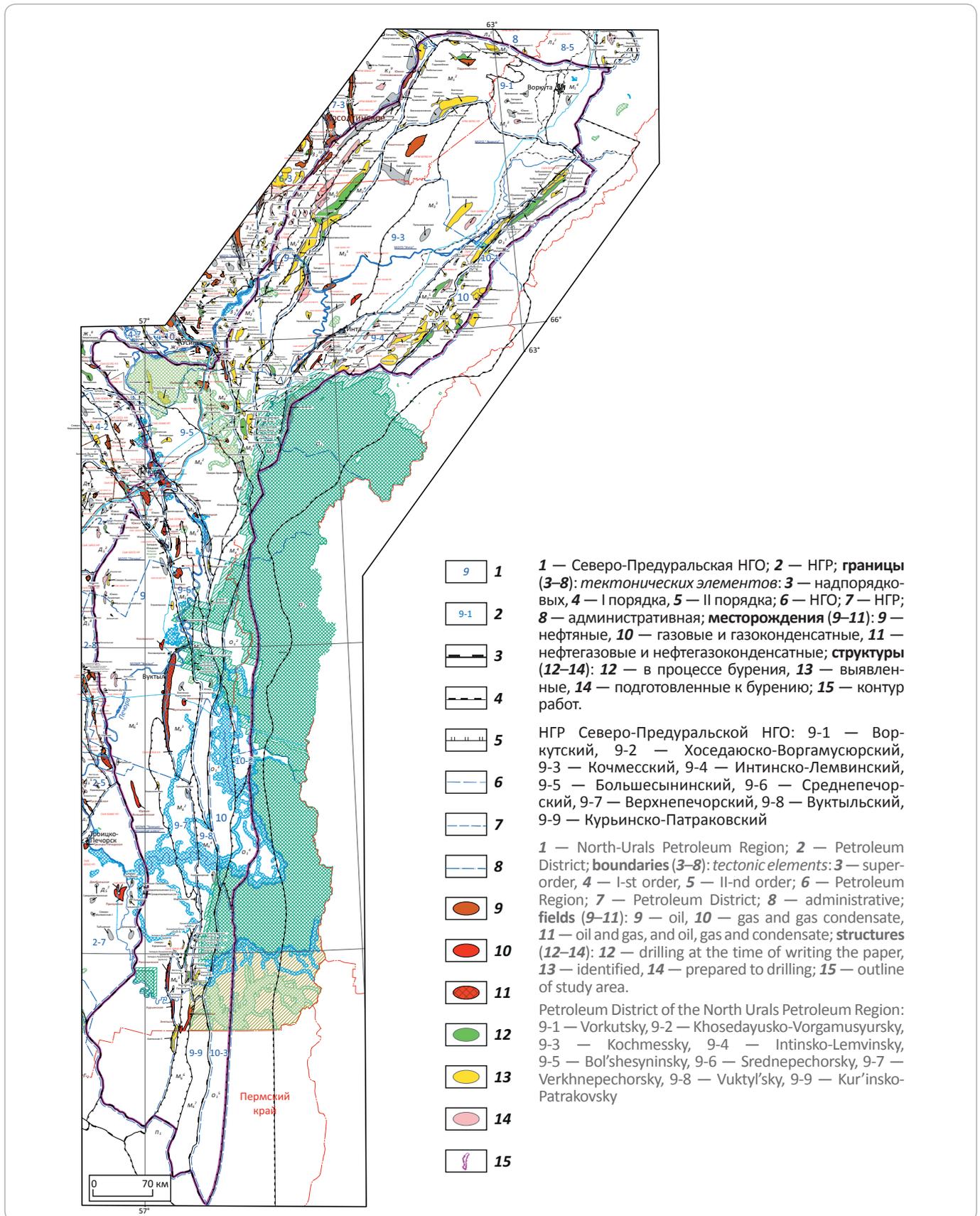
К настоящему времени территория НГО неравномерно изучена сейсморазведкой и бурением. Объем сейсморазведки МОВ (методом отраженных волн) + МОГТ-2D + МОГТ-3D составляет 78476,7 км; плотность сейсморазведки — 1,168 км/км², бурения — 28 м/км². Большая часть объектов НГО находится в нераспределенном фонде недр.

Авторы данной статьи на базе материалов ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (кафедра поисков и разведки месторождений полезных ископаемых) и с ФГБУ «ВНИГНИ» провели оценку рисков геологических процессов и ранжирование перспективных объектов в доманиково-турнейском НГК, в том числе доманикитах Северо-Предуральской НГО.

Расчет геологической успешности проводился с учетом анализа семи факторов, сгруппированных для характеристики УВ-систем и ловушек: нефтегазоматеринская порода (наличие и зрелость), коллектор (условия осадконакопления), покрывка (наличие), ловушка (достоверность выделения), качество продуктивного пласта, миграция УВ и сохранность залежи.

Приведем краткую характеристику обоснования факторов геологической успешности для каждого из НПР Северо-Предуральской НГО.

Рис. 3. Выкопировка из схемы тектонического и нефтегазгеологического районирования Тимано-Печорской НГП (ТП НИЦ, 2012)
 Fig. 3. Fragment of the scheme of tectonic and oil and gas geological zoning, Timan-Pechora Petroleum Province (TP NITs, 2012)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Воркутский НГР. Вероятность геологического успеха оценена для крупной Ярвожской структуры.

В результате оценки качества объектов по степени вероятности существования эта структура отнесена к «надежным», плотность сейсмических профилей составляет 0,9–0,95 км/км².

С точки зрения наличия и качества природного резервуара по результатам бурения установлен благоприятный для аккумуляции УВ рифогенный тип разреза. Ярвожская структура находится в области барьерного рифового пояса. По результатам бурения разрез представлен известняками и доломитами, водорослевыми и органогенно-детритовыми, неравномерно перекристаллизованными, пористо-кавернозными, иногда сульфатизированными. Первичное емкостное пространство водорослевых и биогермных известняков в рифовых телах обусловлено наличием каркасостроящих организмов и водорослей, которые обеспечили высокую первичную седиментационную пористость [2]. Хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов подтверждены высокими дебитами (> 200 м³/сут) минерализованной воды, полученной при испытании скважин на Западно-Ярвожской структуре, расположенной восточнее.

Зафиксированные в процессе бурения пленки нефти в растворе, а также присутствие растворенного газа в продуктах испытания подтверждают миграцию УВ из нефтематеринских толщ. Основной очаг генерации УВ расположен в пределах самой структуры и связан с нефтегазоносными фациями доманикитов.

Отсутствие промышленных притоков на Ярвожской структуре может быть связано со следующими факторами: неоптимальным структурным положением пробуренных скважин; сложным строением коллекторов в доманикитах, при опробовании которых требуются специальные методы воздействия на пласты для повышения их проницаемости.

Вероятность геологического успеха составляет 21 %.

Хоседаю-Воргамусюрский НГР. Вероятность геологического успеха оценена для 13 структур.

В тектоническом плане Хоседаю-Воргамусюрский НГР приурочен к гряде Чернышева, представляющей собой сложнопостроенную структуру на севере Предуралья Краевого прогиба. Окончательное формирование современного структурного плана гряды произошло в конце триаса в процессе завершающей стадии орогенеза на Урале. Интенсивное горообразование способствовало развитию тангенциальных движений со стороны Урала в сторону платформенной части и образованию новой структуры гряды Чернышева [3].

Выделенные структуры в основном являются приразломными с ориентировкой, совпадающей с меридиональным простиранием гряды. Они характе-

ризуются удлинённой формой, небольшими и средними размерами. Преобладают высокоамплитудные и удлинённые структуры с площадью от 5 до 50 км². По степени изученности ловушки относятся к категории «надежных», плотность сейсмических профилей МОГТ-2D в их пределах составляет 0,85–1,2 км/км².

С точки зрения распространения и качества коллекторов район относится к фациальной зоне мелководно-морского шельфа с карбонатным осадконакоплением. Рифовые высокочемкие коллекторы развиты в восточной части района (Воргамусюрская зона), в зоне сочленения гряды Чернышева с Косью-Роговской впадиной. Весь фонд оцениваемых структур расположен в противоположной (западной) части. Однако к этой области приурочены основные месторождения — Усинокушшорское и Хоседаю-Неруюское.

На формирование коллекторов значительное влияние оказала вторичная трещиноватость, возникшая в результате активных тектонических процессов при формировании гряды Чернышева.

К нефтегазоматеринским породам относятся доманикиты, которые одновременно являются и ловушками для аккумуляции УВ. Наличие значительного числа тектонических разрывов способствовало разрушению и переформированию изначально образованных залежей.

В тектонически дислоцированных районах, характеризующихся несколькими этапами перестройки структурного плана, ключевые геологические риски связаны с сохранностью залежей и миграцией УВ. Время генерации УВ в силурийских и верхнедевонских (доманиковых) нефтегазоматеринских породах продолжалось примерно до конца триаса, что совпадает с последней структурной перестройкой региона и формированием современной морфологии ловушек. Как правило, это негативно влияет на возможности аккумуляции УВ, что при оценке рисков отражено в пониженных коэффициентах по факторам миграции и сохранности.

В целом перспективы данного НГР ниже, чем у Воркутского. Коэффициенты геологического успеха для структур варьируют от 9 до 14 %. Согласно расчетам, наибольший P_г относится к Поварницкой структуре, где при испытании скважин получены притоки воды с растворенным газом, нефтепроявления и поглощение бурового раствора в верхнедевонских карбонатах. Это свидетельствует о состоянии УВ-систем и необходимости пересмотра морфологии и строения ловушек для выбора более оптимального расположения скважин для бурения либо окончательного вывода структур из фонда перспективных объектов.

Кочмесский и Интинско-Лемвинский НГР. Оценка ресурсного потенциала и P_г в пределах данных НГР проведена для пяти структур.

В тектоническом плане все они расположены в пределах Косью-Роговской впадины, однако группи-

руются на разных ее бортах. Лесная и Ыджиднюрская структуры (Интинско-Лемвинский НГР), характеризующиеся по степени изученности как «надежные» (плотность профилей МОГТ-2D — $0,85 \text{ км/км}^2$), расположены в области сочленения Косью-Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны — на территории Прилемвинской и Восточно-Лемвинской складчато-покровных зон, вдоль западной границы которой предполагается существование пояса рифогенных образований. Рифогенный тип пород подтвержден бурением скв. Юньяхинская-1, вскрывшей франско-фаменский строматолитовый биогерм, на котором трансгрессивно залегает мощная фаменская оолитовая банка. Коллекторы представлены светлыми строматопорово-водорослевыми, оолитовыми и мелкообломочными известняками. По газовому каротажу в одном из пластов наблюдалось увеличение суммарных газопоказаний в два раза выше относительно фоновых, опробование данных интервалов не проводилось [4]. Структуры Лесная и Ыджиднюрская расположены западнее выделяемого рифового пояса, вероятнее всего в зоне зарифового шлейфа. Образование сферово-стуктовых оолитовых песчаниковидных известняков происходило в результате понижения уровня моря. Постройка подвергалась выветриванию и разрушению, а обломочный и глинистый материал с тыловой части органогенной постройки сносился и отлагался в зоне зарифового шлейфа. По мере удаления от органогенной постройки обломочные известняки, конгломераты и брекчии сменялись отсортированными песчаниковидными известняками.

Ключевые риски для структур данной зоны также обусловлены сложным тектоническим строением, негативно влияющим на аккумуляцию и сохранность залежей УВ. Интинско-Лемвинская тектоническая зона характеризуется складчато-надвиговым строением. Здесь широко развиты надвиги, переходящие в покровы.

Коэффициент успешности для структуры Лесная составляет 12 %, для Ыджиднюрской — 10 %.

В западной тектонической зоне впадины (Кочмесский район), в которой локализованы Правокымбожьянская и Западно-Кымбожьянская структуры, выделяются крупные Бергантымылькский, Поварницкий и Кымбожьянский дизплективы, значительная по площади Кочмесская структура размером $10,8 \times 24,6 \text{ км}$ с амплитудой до 500 м, а также Усино-Роговское и Нерцетинское локальные поднятия.

Как показывает анализ современных структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла, западная и частично северная части Косью-Роговской впадины, включая Кочмесскую структуру, в начальные доинверсионные этапы развивались более дифференцированно и унаследованно. Во внешней зоне отмечается конседиментационный рост Кочмесского, Нерцетинского и других поднятий с

формированием рифовых фаций в отложениях верхнего ордовика, силура и верхнего девона.

По результатам палеотектонических реконструкций можно предполагать два основных этапа заполнения структурных ловушек УВ: первый — доинверсионный предсреднедевонский в карбонатных резервуарах ордовик-нижнедевонского комплекса; второй — инверсионный пермотриасовый в терригенных и карбонатных резервуарах среднего — верхнего девона, среднего — верхнего карбона, нижней и верхней перми. Несмотря на благоприятное соотношение времени формирования ловушек и аккумуляции в Кочмесском районе, геологические риски здесь более высокие. Это обусловлено меньшей степенью надежности выделения ловушек, их тектонической раздробленностью, наличием преград на пути миграции и большем их расстоянии от основного очага. Таким образом, Рг для группы Правокымбожьянской (I и II) и Западно-Кымбожьянской составляет 5–8 %.

Большесынинский НГР. Оценка геологической успешности проведена для девяти структур.

Тектонически район расположен в пределах одноименной впадины, в которой разрез верхнедевонских отложений представлен, главным образом, депрессионными известняками и аргиллитами (доманикитами). С точки зрения анализа элементов УВ-систем подобный тип разреза наиболее благоприятен для накопления нефтематеринских толщ и флюидоупоров. Коллекторский потенциал депрессионных фаций значительно ниже, чем у рифогенных и мелководно-морских карбонатов, развитых в пределах ранее описанных НГР. Основными продуктивными горизонтами являются мелководно-шельфовые средне-верхнефаменские и турнейские отложения раннего карбона в зоне выхода их под визейскую покрывку. Нефтегазоносность района подтверждена результатами бурения скважин на Пыжьельской и Суборской площадях. Однако низкие дебиты ($0,8\text{--}5,8 \text{ м}^3/\text{сут}$) свидетельствуют о невысоком качестве коллекторов. Данный фактор является ключевым при оценке рисков Большесынинского НГР. С точки зрения структурно-тектонического анализа выделенные ловушки характеризуются практически полным отсутствием тектонической раздробленности, что, в свою очередь, снижает вероятность миграции УВ в пределах низкопроницаемого карбонатного разреза. Но, с другой стороны, повышает коэффициент сохранности залежи в случае ее формирования. Результаты анализа структурных планов свидетельствуют о том, что по морфологическим характеристикам ловушки имеют небольшую площадь, но из-за нерегулярности сети сейсмических профилей МОГТ-2D требуется их дополнительное подтверждение и доизучение. Данный аспект нашел свое отражение в пониженных значениях коэффициентов по фактору риска «ловушка».

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Наиболее «надежными» являются Большеаранецкая, Южно-Аранецкая, южный купол Сынинской и Нитчемьюская структуры.

Таким образом, с учетом изложенного, коэффициенты геологического успеха для перспективных структур Большесынинского НГР варьируют от 6 до 10 %.

Среднепечорский НГР. Оценка рисков проведения по доманикитам для семи структур.

В тектоническом плане границы НГР совпадают с одноименным поперечным поднятием в пределах Предуральского краевого прогиба. Среднепечорское поперечное поднятие разделяет Верхнепечорскую и Большесынинскую впадины. До раннепермского времени Среднепечорское поперечное поднятие развивалось как составная часть Печоро-Колвинского авлакогена. В дальнейшем, с момента зарождения Уральского орогена, Среднепечорское поперечное поднятие стало частью формирующегося прогиба и испытало интенсивное прогибание и надвигообразование [5].

На территории Среднепечорского поперечного поднятия на Государственном балансе запасов числится четыре месторождения: Аранецкое (нефтегазовая залежь в отложениях C_{1v} -возраста), Худоельское (нефтяная залежь в отложениях C_{1v} -возраста), Югид-Соплесское (нефтяные залежи в отложениях D_{2st} , D_{2ef} , P_{2u} -возраста) и Западно-Соплесское (нефтегазоконденсатная залежь в отложениях D_{3f} -возраста).

Разрез франско-фаменских отложений представлен в основании депрессионными известняками и мергелями, которые выше (усть-печорский и елецкий горизонты) сменяются мелководно-морскими карбонатными породами. Наиболее благоприятные фациальные условия для образования коллекторов существовали в районе Еджыкыртинской и Аранецкой структур, где в зонах окраины мелководного шельфа формировались барьерные рифы. В целом следует отметить довольно хорошее качество коллекторов в пределах Среднепечорского поперечного поднятия, что обусловлено особенностями палеорельефа¹.

С точки зрения процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ территория Среднепечорского поперечного поднятия представляет повышенный интерес. Этому способствует два фактора: особенности структурного плана — приподнятая область, разделяющая две впадины, являющиеся очагами генерации УВ; фациальная изменчивость вверх по разрезу верхнедевонских отложений — от депрессионных фаций,

играющих роль нефтематеринских пород, до мелководных, служащих природными резервуарами для потенциальных залежей нефти и газа.

Особо следует отметить Югид-Вуктыльскую структуру, в пределах которой проводилось поисковое бурение, однако промышленных залежей в отложениях верхнедевонского комплекса не выявлено. Неудачи бурения, вероятнее всего, связаны со сложным тектоническим строением ловушки и не самыми благоприятными коллекторскими свойствами. По результатам интерпретации данных сейсморазведки и бурения были выделены четыре взброснадвига и уточнено их положение. Основной надвиг — западный, по которому аллохтонная часть складки надвинута и нарушена оперяющими надвигами. Некомпетентными породами, по-видимому, служили глинистые отложения среднедевонского возраста. О возможных перспективах структуры свидетельствует кратковременный приток газа с водой при испытании скв. 637, пробуренной на северном осложнении структуры [6] (рис. 4).

В целом в пределах НГР факторы геологического риска по доманикитам не являются критичными по какой-либо компоненте. Значения P_g для структур составляют 16–24 %, что позволяет сделать оптимистичный прогноз для формирования и реализации дальнейшей программы геолого-разведочных работ.

Верхнепечорский НГР. Оценка рисков проведения для Западно-Югидской структуры и группы мелких ловушек на юге Верхнепечорской впадины, территориально находящихся в Пермском крае (Урцевская, Семисоснинская, Неченская, Волимская и Северо-Волимская).

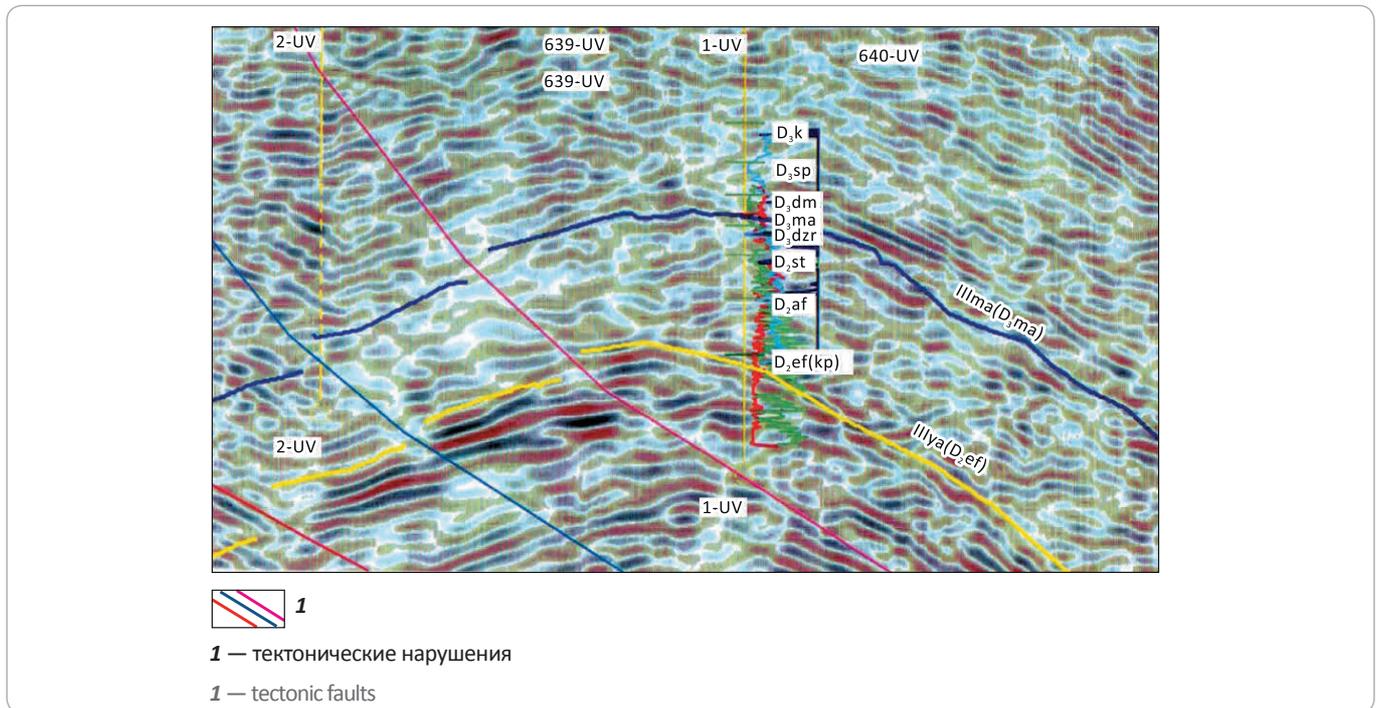
В тектоническом отношении НГР приурочен к осевой части и западному борту одноименной впадины. Большая часть этой территории и нефтегазоносных комплексов слабо изучена, что связано с большой глубиной залегания осадочного чехла, хотя газовые и газоконденсатные месторождения в пределах впадины были открыты еще в 1960-х гг.

В основании верхнедевонского карбонатного комплекса на большей части территории разрез представлен депрессионными фациями, формирование которых началось в семилукское время и продолжалось на западе и северо-западе впадины до раннеелецкого времени, на востоке и юго-востоке закончилось в среднефаменское время. В позднелецкое и усть-печорское время завершилась нивелировка западной и осевой частей территории и образовалась широкая область шельфа с карбонатным осадконакоплением. В краевой части области в зоне перехода к глубоководному склону (район Ближней, Лебяжской, Северо-Вуктыльской площадей) формировались краевые барьерные рифы средне-позднефаменского возраста.

¹ Кочетов С.В. Строение, условия формирования отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Печоро-Колвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия : автореф. дисс. ... канд. геол.-минер. наук. Сыктывкар, 2012.

Рис. 4. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 796-06 [6]

Fig. 4. Fragment of seismic time section along 796-06 Line [6]



Западно-Югидская структура расположена в северной части Печоро-Илычской моноклинали. Она сформировалась в результате раннефранских тектонических движений, последующие этапы тектогенеза не оказали существенного влияния на ее морфологию. С точки зрения соотношения «тайминга» процессов генерации-миграции и аккумуляции УВ структура относится к перспективным. Прогнозируются благоприятные коллекторские свойства ввиду расположения структуры в пределах пояса барьерных рифов. Коэффициент геологической успешности для Западно-Югидской структуры — 21 %.

Уточнение оценки перспектив и геологической успешности территории севера Верхнепечорской впадины не проводилось из-за отсутствия кондиционных данных.

На сегодняшний день на территории Верхнепечорской депрессии в пределах Пермского края пробурено 66 структурно-параметрических скважин и 3 глубоких скважины: поисковая Семисоснинская-5, Гадьинского профиля-156 и параметрическая Волимская-1. Скважины вскрыли средне-верхнедевонские отложения, турнейский, визейский, серпуховский, башкирский и московский ярусы карбона и нижнепермские отложения. Из фаменских отложений получен нефтенасыщенный керн. Нефтепроявления отмечены в серпуховских, тульских, турнейских, фаменских и франских отложениях. В скв. Волимская-3 получены непромышленные притоки из нижнепермских и фаменских отложений, из башкирских отложений наблюдался приток нефти 90 м³/сут. Зале-

жи чаще всего приурочены к структурам облекания рифов. Коэффициент геологической успешности для данных структур высокий (30–34 %) ввиду наличия прямых признаков нефтеносности, полученных по результатам бурения.

Вуктыльский НГР. Оценка геологических рисков проведена для пяти перспективных структур — Ближней, Лебяжской, Епешорской, Козлаюской и Козланюрской.

С точки зрения распространения и наличия коллекторов, а также работы УВ-систем параметры по геологическим рискам не критичны — структуры расположены в благоприятной области барьерных рифов и карбонатных банок, о чем упоминалось при характеристике фациальной обстановки в пределах Верхнепечорской впадины. Пик генерации УВ нефтематеринскими толщами среднего и верхнего девона, приходящийся на триасовое время, после завершения надвиговых дислокаций, свидетельствует о возможности миграции и аккумуляции УВ в ловушках без их последующего переформирования.

Основные неопределенности связаны с достоверностью выделения ловушек (за исключением Ближней, где проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D), которая определяется невысокой плотностью данных сейсморазведки в их пределах, поэтому структуры характеризуются как вероятные. Коэффициент геологического успеха для данных структур варьирует от 14 до 27 %.

Таким образом, согласно результатам оценки геологических рисков, для постановки дальнейших

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Схема рисков и основные направления геолого-разведочных работ
Fig. 5. Scheme of risks and main focus areas of exploration activities

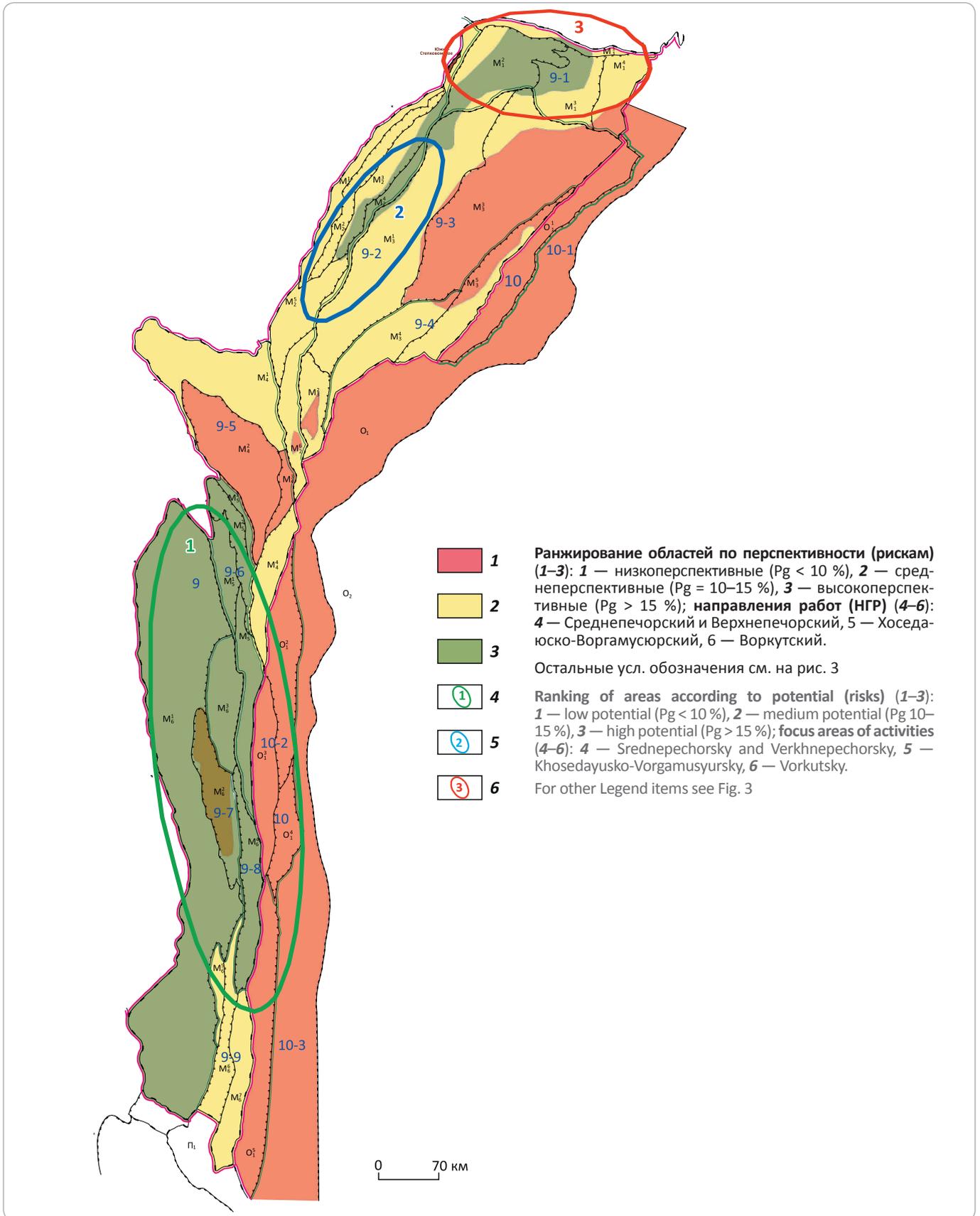
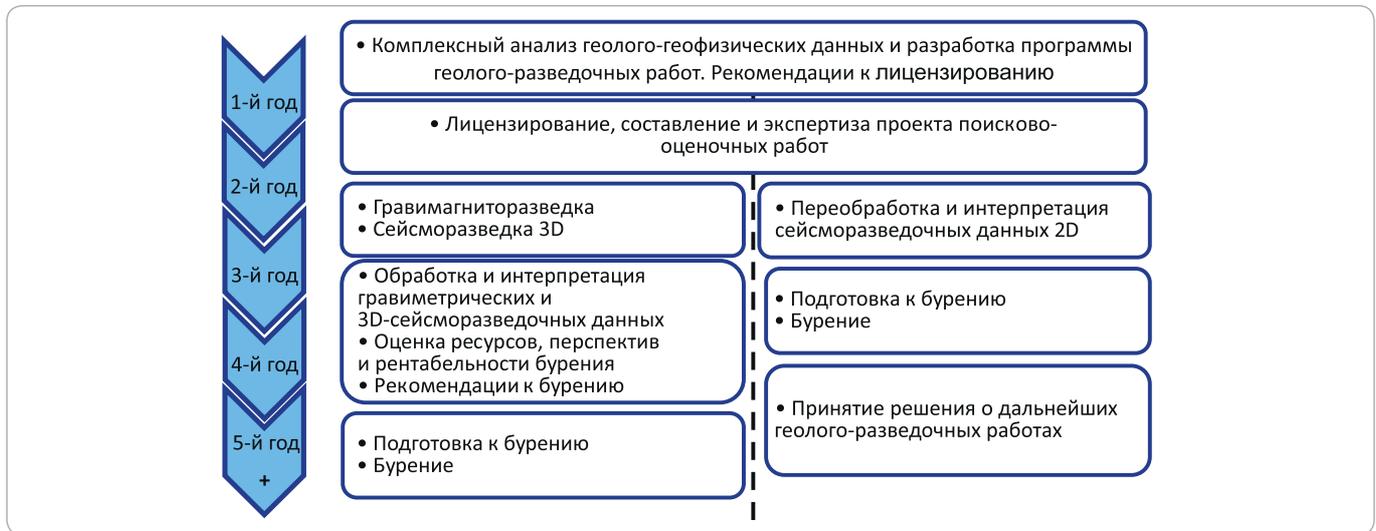


Рис. 6. Алгоритм геолого-разведочных работ на доманикиты
Fig. 6. Algorithm of exploration for Domanikites



геолого-разведочных работ наиболее перспективны следующие НГР: Воркутский, Хоседаюско-Воргамусюрский, Верхнепечорский, Вуктыльский и Среднепечорский.

Учитывая вышеизложенное, можно выделить три основных направления геолого-разведочных работ в регионе (рис. 5, 6).

1. Среднепечорский, Вуктыльский и Верхнепечорский НГР — доказанная газонефтеносность; ключевые риски — сложное тектоническое строение ловушек.

2. Хоседаюско-Воргамусюрский НГР — доказанная нефтегазосность, ключевые риски — мелкий размер ловушек, низкие начальные суммарные ресурсы, выделение высокеемких коллекторов.

3. Воркутский НГР — изученный бурением район без доказанной нефтегазосности $C_{1t}-D_3dm$; необходим анализ результатов бурения и детальные сейсморазведочные исследования.

Выводы

На основании проведенного анализа перспективных объектов Северо-Предуральской НГО можно сделать выводы об особенностях применения методики оценки рисков геологических процессов для выбора основных направлений геолого-разведочных работ на верхнедевонские карбонатные отложения (доманикиты).

1. Фаменско-турнейский НГК является замкнутой системой генерации и аккумуляции УВ. Залежи нефти и газа образовались за счет генерации УВ из доманиковых нефтегазоматеринских пород. Генерация УВ происходила в условиях жестких режимов геологического развития территории, связанных со структурно-тектоническими особенностями формирования Северо-Предуральской НГО.

2. УВ-система доманиково-турнейского комплекса представлена различными типами ловушек как первичного, так и вторичного, гипергенного и тектонодинамического происхождения. К первому типу относятся рифогенные ловушки различных морфологических типов (одиночных рифов, карбонатных банок, атоллов и барьерных рифогенных систем); ко второму типу — зоны вторичной трещиноватости в депрессионных отложениях, образовавшиеся в процессе формирования Предуральского прогиба Уральского орогена.

3. Применение методики оценки рисков геологических процессов требует отдельного подхода к этим двум типам ловушек по основным параметрам, а именно:

– для ловушек первого типа подходит стандартная методика оценки перспективности объекта и рисков по вовлечению их в разведку;

– для ловушек второго типа необходима разработка дополнительных или новых критериев оценки рисков исходя из следующих факторов: в доманикитах ловушки в основном скрытого типа, где проблематично прогнозирование как покрышек, так и коллекторов; в ловушках тектонодинамического происхождения, которые характерны для доманикитов, стандартные методики оценки ресурсного потенциала неприменимы, так как нет достаточного числа апробированных эталонных участков с разработанной моделью их строения. Вместо метода геологических аналогий в первом приближении возможно применение эволюционно-катагенетического метода;

– нет четких геолого-геофизических критериев выделения ловушек скрытого типа в доманикитах верхнего девона.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Литература

1. Хитров А.М., Никитин А.Н., Попова М.Н., Колоколова И.В. Оценка риска поисков нефти и газа на основе выделения и картирования покрышек залежей углеводородов по данным геофизических методов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 3. – С. 22–27.
2. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб.: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
3. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы нефтегазоносности центральной части гряды Чернышева // Новые идеи в геологии нефти и газа. Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). – 2015. – С. 76–80.
4. Приймак П.И., Куранова Т.И., Никонов Н.И. Перспективы нефтегазоносности рифогенных отложений зоны сочленения Косью-Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 3. – № 8. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/36_2013.pdf (дата обращения 18.09.19).
5. Данилов В.Н., Антоновская Д.В. Развитие Среднепечорского поперечного поднятия Тимано-Печорской провинции // Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 7. – 2009. – № 3. – С. 86–92.
6. Данилов В.Н., Питер Р. Роуз. Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический сборник: Вести газовой науки. – 2016. – № 1 (25). – С. 75–82.

References

1. Khitrov A.M., Nikitin A.N., Popova M.N., Kolokolova I.V. Risk assessment of oil and gas search based on selecting and mapping the hydrocarbon accumulation caps according to geophysical techniques data. *Vestnik TsKR Rosnedra*. 2011;(3):22–27. In Russ.
2. Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V. et al. Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. St. Petersburg: ООО “Renome”; 2011. 286 p. In Russ.
3. Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noi chasti gryady Chernysheva [Petroleum potential of the central part of the Chernyshev Ridge]. In: *Novye idei v geologii nefti i gaza. Sbornik nauchnykh trudov (po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii)*. 2015. pp. 76–80. In Russ.
4. Priymak P.I., Nikonov N.I., Kuranova T.I. Petroleum potential of Middle – Upper Devonian reef section in the junction zone of Kosyu-Rogow Depression and the Western Ural fold-thrust zone. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;3(8). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/36_2013.pdf (accessed 18.09.19). In Russ.
5. Danilov V.N., Antonovskaya D.V. Exploration and development history of the Sredne-Pechorskoye transverse uplift of the Timano-Pechorskaya province. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta*. 2009;7(3):86–92. In Russ.
6. Danilov V.N. Outlooks for supplementation of raw materials reserves at the Vuktyl oil-gas-condensate field. *Vesti gazovoy nauki*. 2016;(1(25)): 75–82. In Russ.

Информация об авторах

Грунис Евгений Борисович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118, Москва, ш. Энтузиастов, дом 36
e-mail: grunis@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Колоколова Ирина Владимировна

Научный сотрудник
ИПНГ РАН,
119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Ростовщиков Владимир Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий кафедрой ПР МПИ
ФГБОУ ВО «УГТУ»,
169300, Ухта, ул. Первомайская, д.13
e-mail: vrostovchikov@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0003-4683-3975

Information about authors

Evgeniy B. Grunis

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, professor,
chief research fellow
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: grunis@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Irina V. Kolokolova

Scientific researcher
Oil and Gas Institute, Russian Academy of Sciences,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Vladimir B. Rostovshchikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
head of a department PR MPI
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: vrostovchikov@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0003-4683-3975

Ульянов Григорий Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший геолог УГиР

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

121151, Москва, ул. Можайский Вал, 8

e-mail: ulyanov.gv@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-8394-109X

Grigoriy V. Ul'yanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
senior geologist UGiR

RN-Shel'f-Arktika,

8, ul. Mozhaiskii Val, Moscow, 121151, Russia

e-mail: ulyanov.gv@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-8394-109X