УДК 553.98

Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования

О.М.ПРИЩЕПА, И.С.БОРОВИКОВ, Е.И.ГРОХОТОВ✉
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Прищепа О.М. Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования / О.М.Прищепа, И.С.Боровиков, Е.И.Грохотов // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 66-81. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.8

***Аннотация*.** Комплексная интерпретация результатов сейсморазведочных региональных работ и переинтерпретация архивных материалов сейсморазведки, их согласование с данными бурения более 30 глубоких скважин, в том числе параметрической скважины Северо-Новоборская, позволили уточнить структурные карты и карты мощностей всех развитых на территории и акватории исследований сейсмофациальных комплексов в зоне сочленения севера Ижма-Печорской впадины и Малоземельско-Колгуевской моноклинали Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Полученные данные использованы при бассейновом моделировании в программном комплексе TemisFlow с целью реконструкции условий погружения и преобразования органического вещества потенциально нефтегазоносных формаций. Моделирование позволило получить представление о времени и условиях формирования крупных зон возможной аккумуляции углеводородов, установить пространственно-временные связи с возможными очагами генерации, выявить направления миграции и на основе сравнения с периодами интенсивной генерации, как из непосредственно расположенных в пределах района работ, так и за их пределами (с учетом возможной миграции), выявить зоны палеоаккумуляции нефти и газа. Выполненные работы позволили оконтурить перспективные зоны нефтегазонакопления и выделить целевые объекты для проведения дальнейшего комплекса геологоразведочных работ в пределах участка с неоднозначным прогнозом и отсутствием промышленной нефтегазоносности.

***Ключевые слова*:** Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; Малоземельско-Колгуевская моноклиналь; бассейновое моделирование; зоны нефтегазонакопления; перспективы нефтегазоносности

Введение. Район исследования охватывает северо-западную часть Тимано-Печорского седиментационного бассейна (ТПСБ), сформировавшегося в течение фанерозоя на денудационной поверхности метаморфизованных сланцевых и вулканогенных формациях прекратившего свое существование, «отмершего» палеобассейна рифейско-вендской (байкальской) консолидации и ставшего Тимано-Печорской эпибайкальской плитой (ТПЭБП).

Возраст осадочных образований. Рассматриваемый седиментационный бассейн сложен формациями от позднего кембрия – нижнего ордовика до неогена и четвертичных отложений (510-0,01 млн лет). Возраст формаций установлен на основании стратиграфических исследований, выполненных по керну пробуренных скважин, путем определения геологического возраста по палеонтологическим остаткам [6] и абсолютного возраста по изотопам минеральных включений в осадочных породах и магматогенных внедрениях, а также с использованием сейсмических отражающих поверхностей. По преобладающему количеству и объему формаций, участвующих в строении ТПСБ, его возраст – палеозойско-раннемезозойский (триасовый) [5, 26], более поздние образования представлены в незначительных объемах.

Географическое положение и размеры. Тимано-Печорский осадочный бассейн находится на северо-востоке Европейской части России, между 64 и 70° северной широты и 47 и 60° восточной долготы. Он имеет вытянутые в северо-западном направлении контуры трапеции. Его площадь оценивается (суммарно суша и море) в более чем 450 тыс. км^2, из них две трети расположены на суше и более 180 тыс. км^2 в северной части покрыто Печорским морем (южная часть Баренцева моря) с островами. Самый большой остров – Колгуев (4400 тыс. км^2) – находится в западной части Печорского моря, в 75 км от суши (рис.1).

Геолого-геофизическая изученность. ТПСБ хорошо изучен в ходе сейсморазведочных работ (средняя плотность сейсморазведочных профилей превышает 2 км/км^2) в центральной и южной частях и слабо изучен в северо-западной и крайней восточной. Плотность сейсморазведочных работ, как и буровых, не отличается равномерностью. Наибольшая плотность профилей МОГТ –

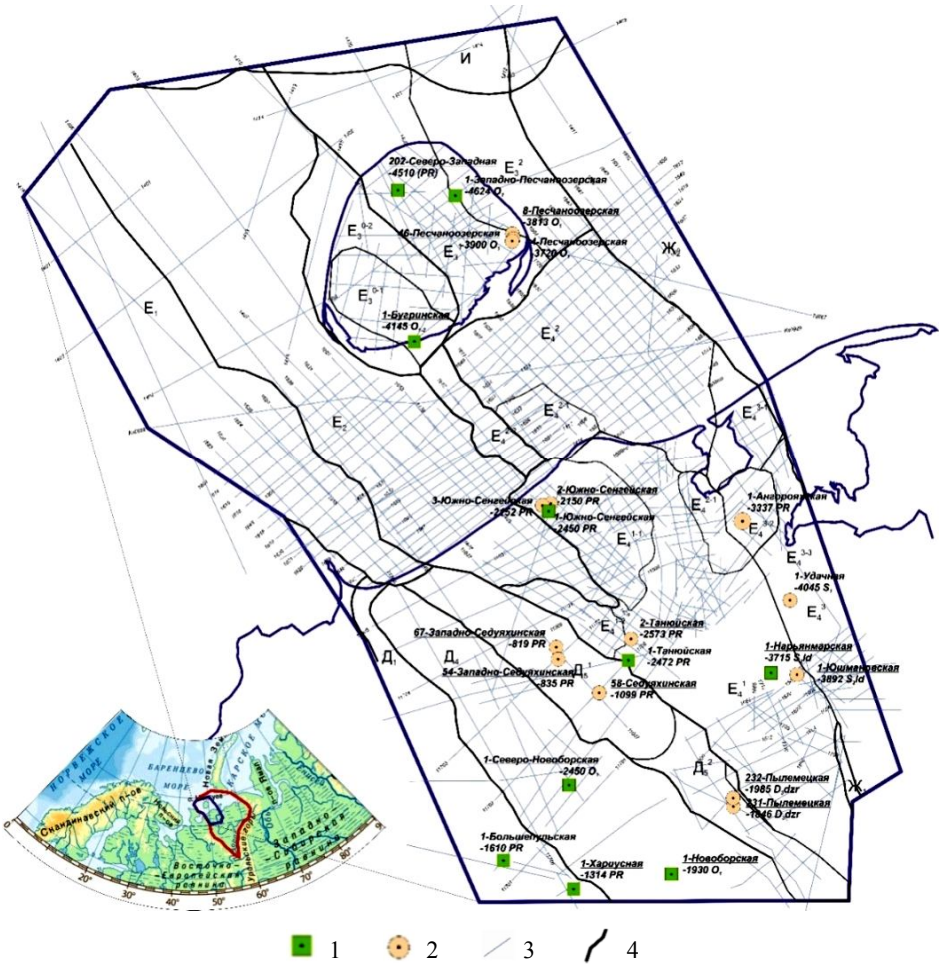


Рис.1. Обзорная схема района исследований с нанесенными сейсмическими профилями и скважинами, вскрывшими нижний структурный этаж

Скважины: 1 – параметрические; 2 – поисково-оценочные; 3 – сейсмические профили МОГТ-2Д; 4 – границы тектонического районирования

1,5-2,2 км/км^2 на мегавалах: Печоро-Колвинском и юго-востоке Печоро-Кожвинского, в Хорейверской впадине. На Шапкина-Юрьяхинском валу и в Варандей-Адзьвинской структурной зоне плотность сокращается до 0,8-1,5 км/км^2. Самая низкая плотность (0,1-0,8 км/км^2) в северной половине Ижма-Печорской синеклизы. В осадочном чехле суши выделено 35 региональных, субрегиональных и зональных сейсмических отражающих поверхностей (рефлекторов) [19].

В пределах ТПСБ пробурено более 5500 глубоких скважин на нефть и газ объемом бурения более 10 млн м. Из них на акваториальном продолжении осадочного бассейна пробурено лишь 54 скважины, большая часть из которых вскрыла лишь отложения мезозоя.

Разбуренность в пределах суши ТПСБ очень неравномерная. В северной половине Ижма-Печорской синеклизы, являющейся районом настоящего исследования, она не превышает 0,01 м/км^2. В Печоро-Колвинском авлакогене, расположенном восточнее, она возрастает на отдельных участках до 200 м/км^2. Хорейверская впадина Хорейверско-Печороморской синеклизы характеризуется средней разбуренностью (50-100 м/км^2), но ее прибрежная часть изучена значительно хуже – разбуренность составляет лишь 10 м/км^2. В акватории только на восточной половине острова Колгуев (Восточно-Колгуевская структурная зона) плотность бурения приближается к 50 м/км^2. Единичные скважины других зон обеспечивают общую разбуренность Печорского моря на уровне 0,01 м/км^2 и менее. Керн в скважинах отбирался в интервалах с известной или предполагаемой нефтегазонасыщенностью, а в параметрических (стратиграфических) – периодически (точечно) по всему стволу. Наиболее значимые по объемам буровые работы на суше проводились в период с 1970-х до начала 1990-х годов государственными предприятиями «Ухтанефтегазгеология» и «Архангельскгеология», а после их реорганизации – компаниями «Лукойл», «Роснефть», «Сургутнефтегаз»,

«Татнефть», «Газпром» и другими независимыми компаниями. Морское глубокое бурение проводило предприятие «Арктикморнефтегазразведка».

На разных этапах изученности территории геофизический (преимущественно сейсмический) материал неоднократно обобщался в тематических работах ПГО «Печорагеофизика», КОМЭ, ТПО ВНИГРИ (ТП НИЦ), ФГУП «ВНИГРИ», ОАО «Севергеофизика» (авторы: Ф.Н.Снисарь, Н.А.Богданов, В.А.Стенина, А.А.Иванов, Т.А.Карпюк, А.Л.Кунько, М.Д.Белонин, О.М.Прищепа, А.Н.Шапошникова и другие).

Значительный вклад в формирование современных представлений о геологическом строении региона внесли исследовательские работы М.Д.Белонина, Л.Т.Беляковой, В.И.Богацкого, Г.Ф.Буданова, Е.Г.Бро, В.А.Дедеева, Н.А.Малышева, А.В.Мартынова, Н.И.Никонова, А.В.Куранова, О.М.Прищепы, Н.И.Тимонина и других. Геохимические предпосылки прогноза нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции (ТПП) рассмотрены в трудах С.Г.Неручева, Т.К.Баженовой, Л.А.Анищенко, С.А.Данилевского, Т.А.Кирюхиной, О.М.Тимошенко, А.В.Ступаковой и других.

Перспективы нефтегазоносности западных частей региона подтверждены открытием Песчаноозерского (1982) и Таркского (1988) нефтяных месторождений на о. Колгуев и Верхне-Харицейского (1985) непромышленного месторождения в Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области (НГО).

Несмотря на значительный объем геологоразведочных работ (преимущественно сейсморазведки), проведенных в последние годы в пределах северо-запада Тимано-Печорской провинции, включая ее акваториальное продолжение, эти районы остаются недоизученными, а с точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности – высокорисковыми для проведения геологоразведочных работ силами компаний. Причинами являются отрицательные результаты бурения большинства глубоких скважин, традиционно закладываемых в пределах поднятий на крупных антиклинальных структурах, где, по современным представлениям, существенно сокращен разрез нижне-среднепалеозойской части разреза.

Приуроченность открытых залежей нефти к триасовому интервалу разреза определяла повышенный интерес к верхнему структурному этажу и недостаточное внимание к нижне-среднепалеозойскому комплексу, перспективы которого оцениваются достаточно высоко в пределах прилегающей к району исследований территории Печоро-Колвинского авлакогена и центральной части Ижма-Печорской синеклизы.

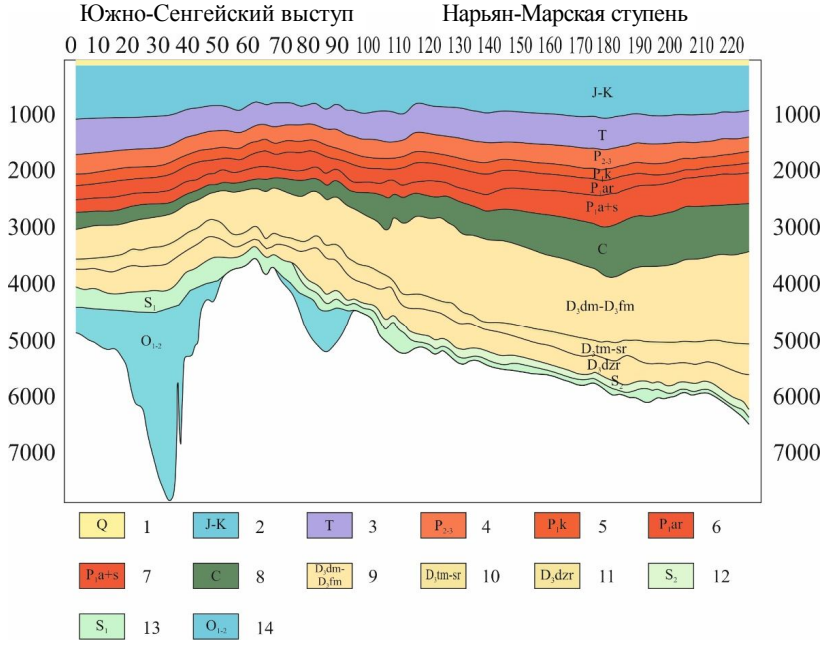


Рис.2. Строение осадочного чехла района работ

1 – четвертичная система; 2 – юрская-меловая система; 3 – триасовая система; 4 – пермская система, нижний-верхний отдел; 5 – пермская система, нижний отдел, кунгурский ярус; 6 – пермская система, нижний отдел, артинский ярус; 7 – пермская система, нижний отдел, ассельский+сакмарский ярус; 8 – каменоугольная система; 9 – девонская система, верхний отдел, доманиковый горизонт – фаменский ярус; 10 – девонская система, верхний отдел, тиманский и саргаевский горизонты; 11 – девонская система, верхний отдел, джъерский горизонт; 12 – силурийская система, верхний отдел; 13 – силурийская система, нижний отдел; 14 – ордовикская система, нижний-средний отделы

Современной технологией оценки потенциала углеводородов (УВ) в пределах малоизученных районов является технология моделирования истории осадконакопления и преобразования (бассейновое моделирование), позволяющая выполнить реконструкцию процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ на основе комплексирования имеющейся геолого-геофизической информации [4]. Достоверность полученных представлений о перспективах нефтегазоносности участка исследования определяется текущей изученностью.

В качестве прогнозных объектов нефтегазонакопления в поддомаников ой части разреза рассматриваются как структурные, так и неантиклинальные ловушки (О.М.Прищепа, А.В.Куранов, Н.И.Никонов, С.А.Лукова и другие). Особый интерес вызывают зоны их скоплений. В 2008-2018 гг. коллективом ФГУП «ВНИГРИ» создана научно-аналитическая основа для прогноза зон нефтегазонакопления в переходной зоне суша – шельф ТПП. Создание модели формирования зон нефтегазонакопления в объекте изучения позволяет снизить геологические риски и привлечь внимание недропользователей к проведению геологоразведочных работ (ГРР) в пределах района работ.

Методика. Исследование выполнено на основании комплексной интерпретации геолого-геофизических данных региональных и площадных сейморазведочных работ, результатов бурения и аналитических исследований керна скважин, в том числе параметрической скважины Северо-Новоборская, пробуренной АО «НПЦ Недра» в рамках работ по государственному заказу.

В осадочном чехле в пределах изучаемого участка снизу вверх выделяются кембрийско-(?)нижне-среднеордовикский терригенный, среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный, среднедевонско-нижнефранский терригенный, доманиково-турнейский карбонатный, верхневизейско-нижнепермский карбонатный, верхнепермский и триасовый терригенные перспективные нефтегазоносные комплексы (НГК) (рис.2) [27].

Основанием для выделения тектонических элементов послужили структурные построения по основным отражающим горизонтам (ОГ) ранне-среднепалеозойского интервала, а также анализ толщин между ними, изменения которых связаны со значимыми тектоническими событиями (рис.3). Контуры выделенных структур приведены в соответствие с аномалиями гравитационного и магнитного полей. При ранжировании структуры оценивались по следующим признакам: знак, форма, замкнутость, размерность и соподчиненность. Размерность и соподчиненность определяли порядок структурного элемента и его положение в иерархическом ряду.

Морфологическая дифференцированность поверхностей накопления нижне-среднепалеозойских осадков определила их полифациальность. Седиментологический и литолого-фациальный анализы исследуемого интервала разреза позволили дать прогноз развития (по вертикали и латерали) пород с различными фильтрационными свойствами, что, в свою очередь, дало основание для оконтуривания областей распространения наиболее перспективных с точки зрения нефтегазоносности природных резервуаров [8]. Выделены и охарактеризованы перспективные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), присутствие которых отмечается во всех осадочных комплексах. Для оценки возможности реализации генерационного потенциала силурийской НГМТ применен анализ кривой погружения, относящийся к методам палеоструктурных построений и отражающий наиболее значимые этапы эволюции бассейна.

Степень реализации углеводородного потенциала силурийской НГМТ оценена методом бассейнового моделирования в программном комплексе TemisFlow. Для построения моделей миграции и формирования потенциальных зон аккумуляции УВ построены 2D-модели по линиям, выбранным с учетом изменений литолого-фациального состава пород, геохимических показателей, значений пластовых давлений и температур в соответствии с профилями геолого-геофизических разрезов.

Обсуждение. Состав, строение и соотношение пород, слагающих природные резервуары (ПР), обусловлены генезисом – происхождением отдельных типов осадков, периодичностью осадконакопления, характером вторичных преобразований [25, 26]. Генетический подход является эффективным приемом прогноза резервуаров в целом и отдельных его элементов. Наиболее значимым комплексом, включающим на разных уровнях серию ПР, является доманиково-турнейский [9]. Он же включает принципиальную для провинции доманиковую нефтегазогенерирующую толщу, потенциал которой оценивается по нефти в 70 % вклада в формирование месторождений ТПП, а по газу – более чем в 50 %.

Верхнекембрийско(?)-нижнеордовикский терригенный нефтегазоперспективный комплекс представлен в объеме верхнекембрийских(?) отложений, седьельской свиты тремадокского яруса, нибельской свиты аренигского яруса и условно выделенного лланвирнского яруса. Отложения

DOI: 10.31897/PMI.2020.1.8

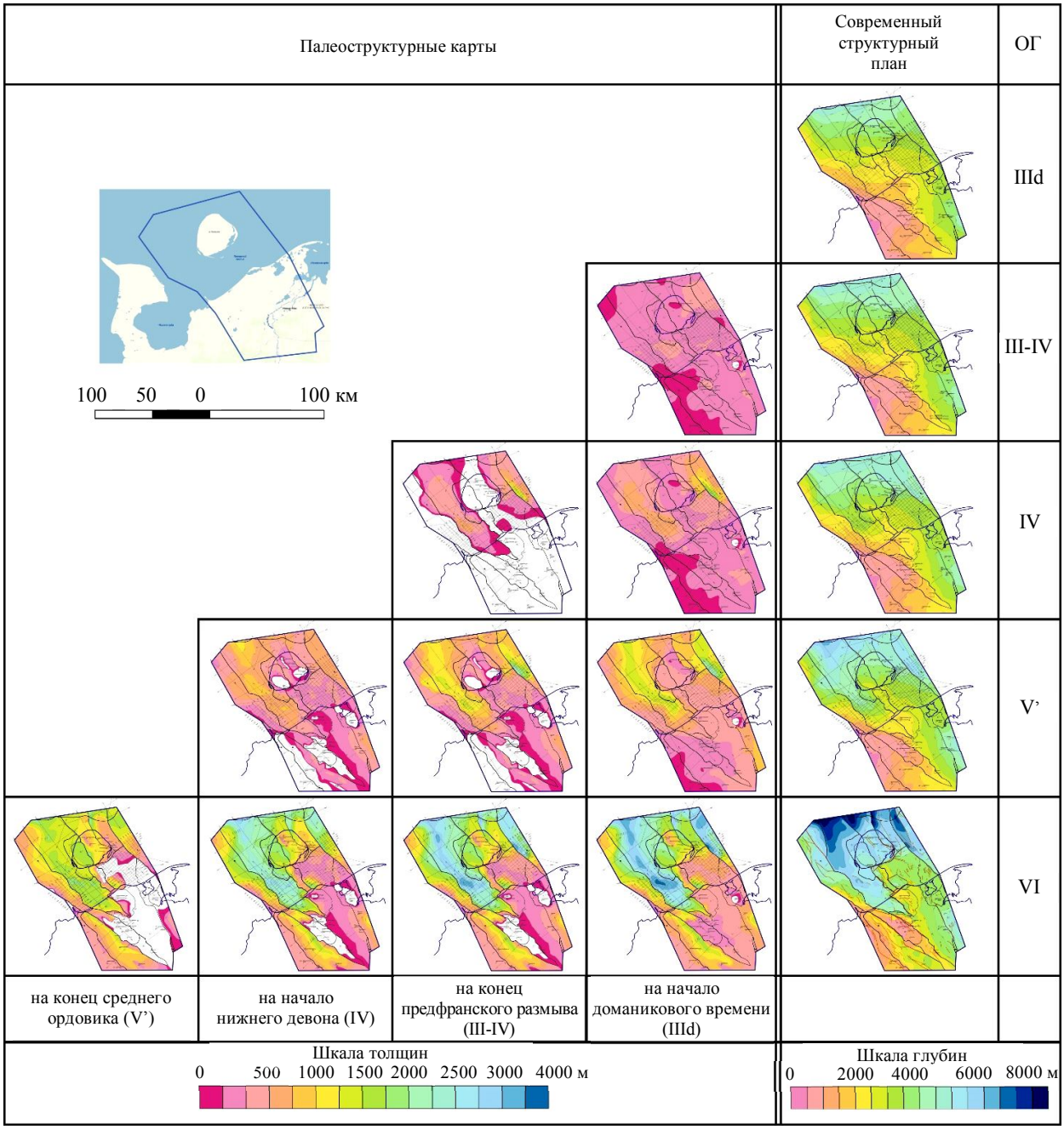


Рис.3. Структурный каркас района исследований (по результатам сейсморазведки)

Основные отражающие горизонты: IIId – подошва доманиковых отложений, III-IV – поверхность предфранского размыва, IV – вблизи кровли силура, V' – вблизи кровли нижне-среднеордовикских терригенных отложений, VI – кровля фундамента

комплекса с угловым несогласием залегают на фундаменте протерозойского возраста и представлены песчано-глинистыми отложениями литорали и супралиторали. Комплекс распространен в палеовпадинах Созьвинско-Новоборской структурной зоны и акватории Западно-Колгуевской впадины. Характерной особенностью условий осадконакопления является компенсированное заполнение бассейна, которое обеспечивалось сносом обломочного материала с Тимана и приподнятого Малоземельского блока. В наиболее полном объеме вскрыт скважиной 202-Северо-Западная (о. Колгуев), где фаунистически доказан верхнекембрийский возраст алевро-глинистой толщи, залегающей на глубинах 4147-4345 м. Перекрывающая ее седьельская (седиольская) свита, сложенная, в основном, песчаным материалом, датирована тремадокским ярусом нижнего ордовика. Скважиной 1-Бугринская вскрыты мощные (не менее 1000 м) отложения тремадока, представленные ритмичным переслаиванием песчаников и аргиллитов с явным преобладанием песчаников.

В южной части исследуемого региона – в пределах Ижма-Печорской синеклизы – одновозрастные отложения вскрыты скважиной 1-Большепульская, где их мощность составляет около 50 м.

Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный НГК выделяется в объеме верхней части среднего-верхнего ордовика, силура и нижнего девона, распространен на ограниченном участке территории исследования.

Силурийские отложения в пределах района работ вскрыты только на Малоземельско-Колгуевской моноклинали, преимущественно с карбонатным составом и общей мощностью 0-500 м. В объеме силурийской системы выделены нижний и верхний отделы.

Нижнесилурийский отдел в объеме лландоверийского и венлокского ярусов, сложенный переслаиванием красноцветных аргиллитов, алевролитов, песчаников, изучен скважинами 1-Южно-Сенгейская и 1-Танюйская.

Верхнесилурийский отдел в объеме лудловского и пржидольского ярусов в пределах исследуемой территории имеет ограниченное распространение в результате длительных предсреднедевонского и предфранского размывов. Соответствующий разрез вскрыт скважинами, пробуренными на структурах Малоземельского блока (1-Южно-Сенгейская, 1-Юшмановская, 1-Нарьян-Марская).

Вышезалегающие отложения нижнего девона представлены фрагментарно развитыми отложениями лохковского яруса, предположительно в объеме овинпармского горизонта только в крайних восточных разрезах участка исследований. Его присутствие в разрезе доказано данными бурения на Песчаноозерской площади в скважинах 4 (мощность 46 м) и 46 (256 м). Породы представлены карбонатно-глинистыми и сульфатно-карбонатно-глинистыми отложениями лагун в Западно-Колгуевской впадине и Песчаноморской структурной зоне.

Таблица 1

Коллекторские характеристики основных литологических типов мелководно-шельфового генезиса верхнедевонского карбонатного комплекса [21]

Фациальные зоны		Типы пород	Тип коллектора	Коэффициент пористости, %	Трещинная проницаемость, мД	Коэффициент проницаемости, мД
Мелководный шельф	Иловые холмы	Известняки узорчатые сферово-сгустковые	Трещинно-поровый	2,3-5,25	0,9-2,6	0,072-3,36
		Известняки узорчатые сферово-сгустково-комковатые	Порово-трещинный	1,34-3,17	1,5-3,7	< 0,001
		Доломиты вторичные	Трещинно-кавернозно-поровый	1,41-12,0	1,2-3,5	0,037-6,6
	Морфологические поднятия дна	Известняки обломочные (известняковые песчаники)	Поровый	0,3-11,0	1,7-2,8	0,6-222
	Открытый мелководный шельф	Известняки разнозернистые пятнисто-доломитизированные	Порово-трещинный	0,6-4,18	1,5-2,3	< 0,01
		Известняки тонко-мелко-зернистые	Порово-трещинный	0,4-10	1,3-2,1	< 0,001
	Фации шельфовой отмели с затрудненным водообменом	Доломиты первичные	Порово-трещинный	2,8-4,7	0,5-1,2	< 0,01
		Ангидриты		0		0

Доманиково-турнейский карбонатный НГК в объеме от доманикового горизонта верхнего девона до турнейских отложений нижнего карбона развит повсеместно и представлен на большей части ТПСБ терригенно-карбонатными породами. По особенностям слагающих комплекс осадков можно выделить три субширотные литолого-фациальные зоны: южную – прибрежно-морской и зарифовый шельф с терригенными и карбонатными осадками; центральную – склонового проградационного терригенно-карбонатного осадконакопления с одиночными линейно сгруппированными рифами; северную – с конденсированными кремнисто-карбонатными породами (доманикитами) предрифовой депрессии и клиноформами терригенно-карбонатный толщи заполнения. Общая тенденция для этого НГК – увеличение терригенного материала к западу. В пределах района

работ южная зона распространения соответствует южной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали, до широты о. Колгуев; центральная – о. Колгуев и западнее; северная – к северу от о.Колгуев. Толщины НГК меняются от 250-300 до 400-600 м из-за наличия рифовых построек в центральной части и несколько сокращаются в северной зоне. Амплитуда предвизейского размыва нарастает к западу, уничтожая все более древние слои комплекса, до турне включительно [7, 13].

На основе проведенной комплексной интерпретации геолого-геофизических данных в пределах каждого НГК выявлены закономерности распространения пород-коллекторов (табл.1) и флюидоупоров, формирующих ПР различной масштабности.

Результаты. За нефтегазовый потенциал различных регионов ответственны естественные геологические тела формационного уровня, где протекали (и/или протекают) процессы нефтегазообразования – нефтегазоматеринские свиты или горизонты. Совокупный нефтегазоматеринский потенциал того или иного нефтегазоносного бассейна (НГБ) следует оценивать по количеству органического вещества (ОВ), содержащемуся в НГМТ, которые характеризуются определенными концентрациями ОВ, типами и объемом, т.е. мощностью и площадью развития, а также зрелостью (катагенезом). Для того, чтобы НГМТ (или их совокупность) превратились в очаг нефтегазообразования (ОНГО), минимальные значения плотностей эмиграции УВ из них должны быть не менее 50 тыс. т/км^2 (50 млн нм^3/км^2) при идеальных условиях аккумуляции (непосредственном соседстве резервуара и его оптимальной мощности). В общем случае за граничную очаговую плотность эмиграции можно принять величину 100 тыс. т/км^2 (100 млн нм^3/км^2) [18]. Для того, чтобы обозначить локализацию ОНГО, необходимо сначала определить область развития и мощность НГМТ, а также концентрацию ОВ ($C_{орг}$) в них, затем выявить степень катагенеза ОВ, после чего по созданным моделям генерации-эмиграции УВ рассчитать масштабы эмиграции для соответствующего данной НГМТ типа ОВ.

На участке исследований крайне мало данных геохимических исследований флюидов и вытяжек керна, дающих возможность получить представления о генерационном потенциале. По детальным геохимическим исследованиям керна скважин 202-Северо-Западная, 1-Аквамаринская и 2-Аквамаринская были выявлены основные геохимические характеристики потенциальных нефтегазоматеринских пород района работ и основные закономерности процессов трансформации ОВ.

Для всего осадочного разреза характерно низкое содержание битумоидов, при этом в пермотриасовых породах преобладают окисленные компоненты, а в большинстве образцов пород палеозоя – восстановленные [1, 2, 18, 24].

Содержание растворимых компонентов в составе рассеянного органического вещества (РОВ) весьма неоднородно и незакономерно варьирует в широких пределах (1,4-17,5 %), что может быть обусловлено сменой условий осадконакопления и/или источника сноса осадочного материала. Битумоиды в изученных образцах имеют сингенетичную природу.

Аргиллиты нижнего ордовика (O_1t) и верхнего кембрия ($Є_3$?) характеризуются мелководно-морскими условиями образования и сапропелевым ОВ. В то же время в ордовикских образцах отмечается большая доля водорослевого ОВ (табл.2). Степень преобразования пород по данным битуминологии остается сравнительно невысоким, однако корректность данных определений находится под вопросом, особенно с учетом малого количества доступного кернового материала [14].

Таблица 2

Результаты исследований образцов керна по скважине 1-Бугринская методом Rock-Eval

Номер образца	Глубина, м	S_1	S_2	T_{max}	TOC	HI	PI
1	4086,00	0,01	0,04	439	0,08	-	-
2	4149,83	0	0,02	439	0,08	-	-
3	4153,00	0	0	б/о	0	-	-

Примечание. S_1 – свободные УВ до 300 °С, мг УВ/г породы; S_2 – УВ-продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ 300-600 °С, мг УВ/г породы; T_{max} – температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена, °С; TOC – общее содержание органического углерода в породе, мас. %; HI – водородный индекс, мг УВ/г TOC; PI – индекс продуктивности $S_1/(S_1 + S_2)$.

В пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали (МКМ) и прилегающих к ней территорий в качестве нефтематеринских толщ можно рассматривать силурийские, выделяемые в разрезах скважин по положительным аномалиям гамма-каротажной кривой.

Зоной распространения силурийских НГМТ являются погруженные части Шапкинской ступени, а также депоцентральные части Западно-Колгуевской впадины и Денисовского блока в зоне сочленения МКМ, где в условиях морских палеозаливов формировались существенно глинистые толщи, богатые аквагенным ОВ и обладающие нефтематеринским потенциалом.

По геохимическим характеристикам верхнедевонские аргиллиты фаменского и франского ярусов, к которым относятся доманиковые породы, рассматриваемые в региональном плане как основные нефтематеринские депрессионные отложения [21], в пределах МКМ имеют мелководно-морской генезис. Кроме того, эти породы характеризуются невысоким уровнем термальной зрелости. По данным детальной битуминологии его можно оценить как $МК_1$, однако с учетом всего комплекса материала данное значение следует считать несколько заниженным. В отдельных образцах отмечается повышенные содержания $С_{орг}$, а также существенная доля водорослевого ОВ [23].

Мергели верхнего карбона по своим геохимическим характеристикам близки к породам пермского возраста, однако отличаются более глубоководными условиями осадконакопления и переработкой рассеянного органического вещества (РОВ). В карбонатных породах среднего и нижнего карбона ОВ становится преимущественно сапропелевым при сохранении сравнительно невысокого уровня катагенетической трансформации и незначительных вариациях фациальных условий осадконакопления.

В породах средней и нижней перми влияние гумусового материала несколько снижается, фациальные условия осадконакопления можно охарактеризовать как лагунно-континентальные. Уровень термальной зрелости невысокий.

Породы нижнего и среднего триаса характеризуются смешанным гумусо-сапропелевым РОВ. Диагенетическое преобразование исходного РОВ проходило в мелководно-морской фациальной обстановке. Термическая зрелось РОВ низкая [22].

Таким образом, можно оценить РОВ изученных образцов как термально слабо-средне преобразованное, сапропелево-гумусовое (пермь-триас) и гумусово-сапропелевое (карбон-кембрий?).

На территории ТПСБ главная роль по масштабам нефтегазообразования принадлежит доманиково-турнейской формации (D_3dm-C_1t) и силуру (по нефти 29 и 25 % соответственно) [18], к менее значимым можно отнести формации нижней перми (12 по нефти и 22 % по газу).

Доманиково-турнейская формация D_3dm-C_1t имеет продолжение с континента в море на основании фациальных построений и сейсмических данных, по результатам которых были выделены рифогенные тела, оконтуривающие зону предрифовых фаций субширотного простирания. В разрезе глинисто-карбонатных отложений скважины 1-Паханческая встречаются тонкие пропластки доманикоидных пород, что характерно для некоторых участков зарифовых фаций вблизи самого рифогенного тела. Эти пропластки обогащены ОВ и не представляют интереса с позиций масштабного нефтегазообразования, но свидетельствуют об относительной близости развития доманикоидов формационного масштаба. Мощности доманиковой НГМТ возрастают с запада на восток – от 20 до 300 м по мере расширения возрастного диапазона формации [13, 15]. Осредненные концентрации $С_{орг}$ варьируют в диапазоне 0,6-1,5 %. В районе работ доманиково-турнейская НГМТ характеризуется следующими степенями катагенеза ОВ: $МК_2^1$ и $МК_2^2$.

НГМТ артинско-кунгурского комплекса P_1ar-P_1k в пределах акватории улучшает свои нефтегазоматеринские свойства за счет возрастания зрелости ОВ (катагенеза) вследствие существенного увеличения мощности триасовых отложений. НГМТ артинской формации имеет глинисто-карбонатный состав, ОВ в нем представлено следующими типами: сапропелитами, оксисорбосапропелитами, а также долей гумитов. Состав НГМТ кунгурской формации преимущественно терригенный (аргиллиты и глинистые алевролиты), при этом распространены следующие типы ОВ: гумито-сапропелиты и сапропелито-гумиты.

Нижнепермские отложения артинского и кунгурского ярусов характеризуются достаточно высоким нефтегенерационным потенциалом, однако по степени преобразования находятся на верхней границе нефтяного окна, т.е. на ранних стадиях катагенеза. Следовательно, результаты моделирования должны показать, в каких частях исследуемой территории степень преобразования нижнепермских отложений была достаточно высокой для образования промышленных залежей УВ [10].

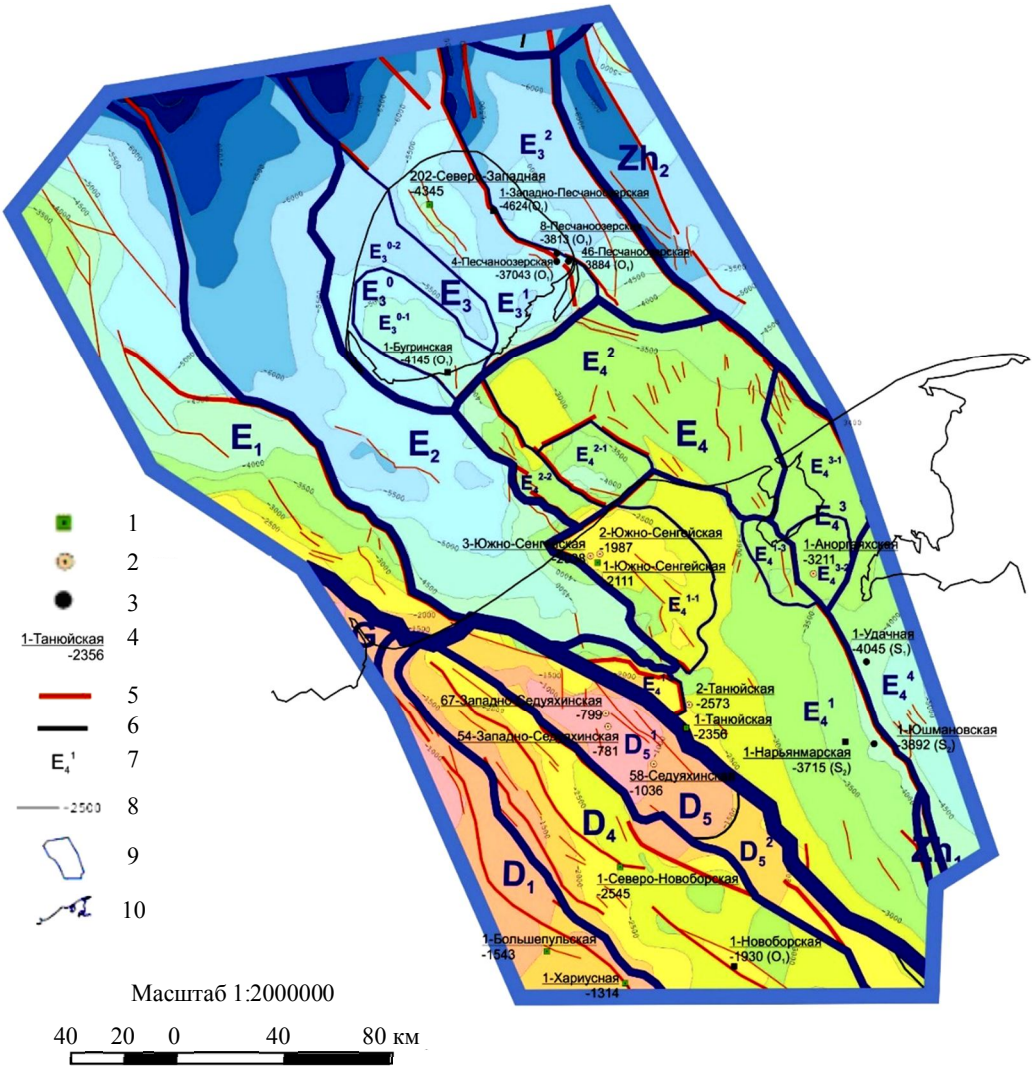


Рис.4. Структурная карта по фундаменту (ОГ VI) с тектоническим районированием

Тектонические элементы: *надпорядковые*: G – Тиманская гряда; D – Ижма-Печорская синеклиза; E – Малоземельско-Колгуевский мегаблок (моноклиналь); Zh – Печоро-Колвинский мегаблок (авлакоген); I – Северо-Печороморская моноклиналь; *1 порядка*: D_1 – Нерицкая ступень; D_4 – Новоборско-Созьвинская структурная зона; D_5 – Седуяхинско-Малолебединский дизъюнктивный мегавал; E_1 – Коргинская ступень; E_2 – Западно-Колгуевская впадина; E_3 – Колгуевский блок; E_4 – Малоземельский блок; Zh_1 – Печоро-Кожвинский грабен; Zh_2 – Денисовский блок; *2-го порядка*: D_5^1 – Седуяхинский дизъюнктивный вал; D_5^2 – Седуяхинско-Янтыгская перемычка; E_3^0 – Западно-Колгуевское поднятие; E_3^1 – Колгуевская структурная зона горстов и грабенов; E_3^2 – Песчаноморская структурная зона; E_4^1 – Нарьян-Марская ступень; E_4^2 – Удачная ступень; E_4^3 – Харицейско-Шапкинская ступень; *3 порядка*: E_3^{0-1} – Бугринский купол; E_3^{0-2} – Западно-Бугринская ступень; E_4^{1-1} – Южно-Сенгейский купол; E_4^{1-2} – Восточно-Седуяхинский уступ; E_4^{1-3} – Нерутский грабен; E_4^{2-1} – Сенгейский грабен; E_4^{2-2} – Сенгейский горст; E_4^{3-1} – Харицейская ступень; E_4^{3-2} – Южно-Анорга яхский купол

Скважины: 1 – параметрические; 2 – поисковые; 3 – не вскрывшие фундамент; 4 – название скважины, глубина забоя; 5 – разломы; 6 – граница тектонических элементов; 7 – название тектонического элемента; 8 – изогипсы; 9 – район исследований; 10 – береговая линия

В северо-западной части ТПП артинско-кунгурская НГМТ характеризуется степенями катагенеза ОВ $МК_1$ и $МК_2^1$.

Для того, чтобы оценить масштабы нефтегазообразования в пределах какой-либо территории (акватории) при наличии готовых расчетных моделей, необходимо: выделить НГМТ; определить ареал их распространения и мощности, т.е. объем; концентрацию и тип ОВ в слагающих их породах; степень катагенеза ОВ.

Наиболее известные нефтегазоматеринские формации в пределах МКМ и прилегающих к ней территорий имеют существенные отличия в силу различных условий седиментации и распределения в разрезе обогащенных РОВ пород.

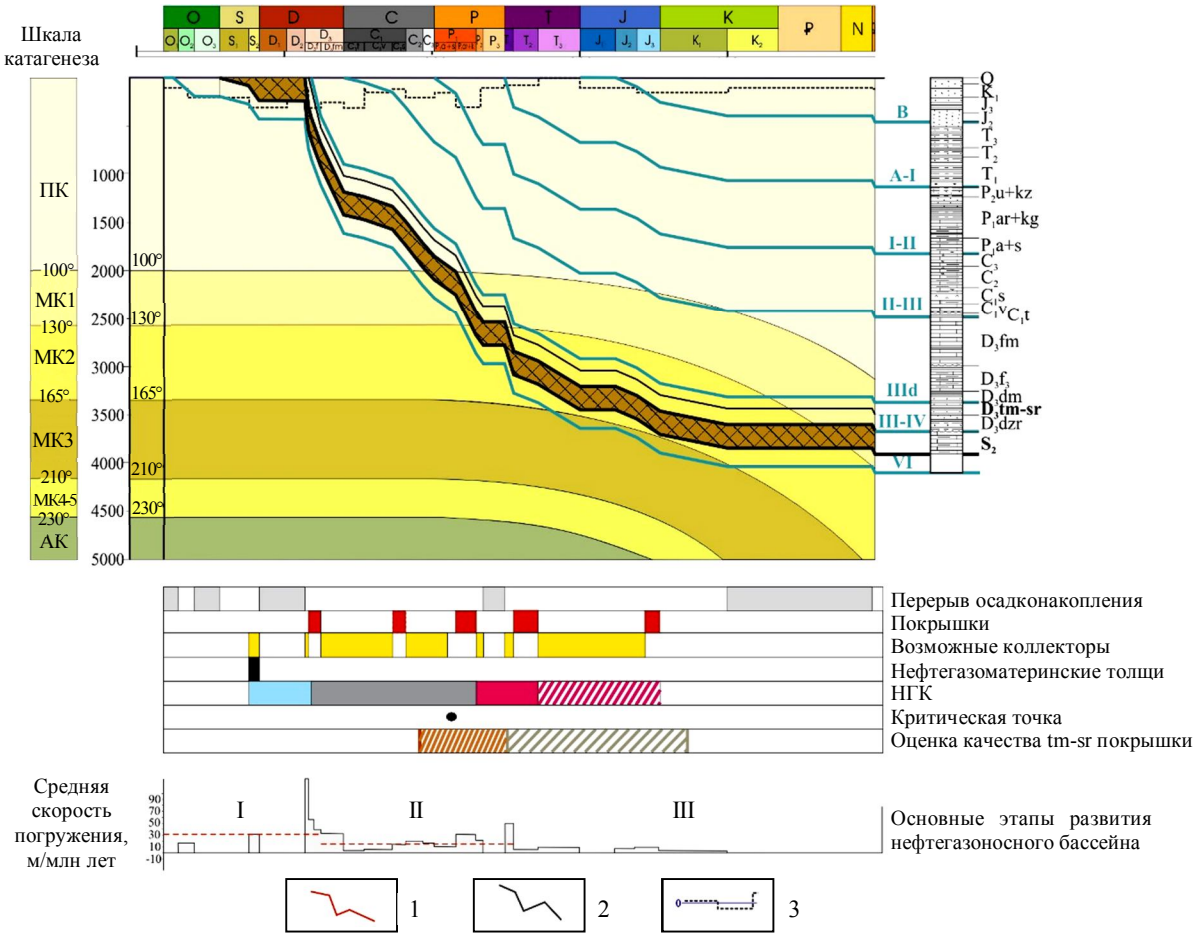


Рис.5. Модель палеотектонического развития бассейна в районе Нарьян-Марской и Харицейско-Шапкинской ступеней (скважина 1-Юшмановская)

Графики погружения: 1 – фундамента; 2 – границ осадочных комплексов; 3 – кривая изменения уровня моря

В результате проведенных работ по оценке нефтегазоматеринского потенциала в нижне-среднепалеозойском разрезе МКМ основные перспективы формирования возможных УВ скоплений связываются с силурийскими НГМТ. Разделить нижне- и верхнесилурийские отложения на участке исследований не удалось, поэтому характеристика их нефтегазоматеринского потенциала приводится совместно.

Западнее разлома, отделяющего структуры Печоро-Колвинского авлакогена от Малоземельско-Колгуевской моноклинали, картируется полоса отсутствия НГМТ. Масштаб мощностей НГМТ силурийского комплекса в районе работ составляет 50-400 м, при этом направление изменения мощностей и их градиенты приведены в соответствие с сейсмической картой суммарных мощностей O_2-D_1. Средние концентрации $C_{орг}$ в НГМТ (S_{1-2}) изменяются в диапазоне 0,25-0,60 % [3, 18].

Данные аналитических геохимических исследований дали основу для создания бассейновой модели по изучаемому региону. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов осуществлено с помощью программного комплекса TemisFlow. Геологическая история бассейна моделируется посредством технологии Backstripping, предполагающей восстановление истории погружений бассейна посредством последовательного срезания структурных горизонтов. Моделирование геохимической истории осуществляется исходя из кинетической модели преобразования УВ, основанной на работах Французского института нефти (IFP). Применяемый метод моделирования позволяет объединить разрозненные геохимические и структурные материалы, оценить качественные характеристики нефтегазоматеринских пород и степень реализации их потенциала, получить приблизительные, но обоснованные количественные данные о масштабах генерации и эмиграции УВ.

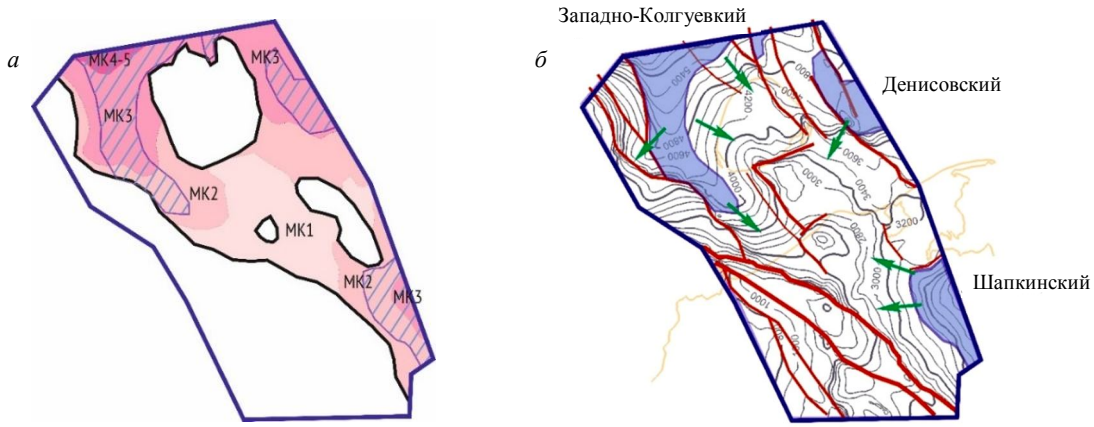


Рис.6. Катагенетическая зональность верхнесилурийских отложений (*а*), очагов генерации и направления миграции УВ Малоземельско-Колгуевской моноклинали и зон ее сочленения с прилегающими территориями (*б*)

На начальном этапе для создания модели построены структурные карты по основным отражающим горизонтам и карты толщин между ними (рис.3, 4), оценена степень эрозии в результате крупных перерывов в осадконакоплении, выделены перспективные материнские толщи и прогнозные коллекторы и флюидоупоры нижнего структурного этажа МКМ [32].

На начальном этапе работ также методом 1D моделирования оценивалась катагенетическая преобразованность ОВ по данным глубокого бурения (рис.5). В основу моделирования температурной истории катагенетического изменения пород заложено экспертное мнение Т.К.Баженовой, полагающей, что в палеозойских бассейнах имела место сокращенная катагенетическая зональность, обусловленная повышенным палеоградиентом температур – до 4,5-5,0 °С/100 м, а также данные о современном термическом градиенте для мобильных блоков фундамента (каковым являлась МКМ) 2,4-2,7 °С/100 м.

Для оценки надежности флюидоупоров и генерационного потенциала нефтематеринских пород использованы результаты анализа данных каротажа по глубоким скважинам, экстраполированные на территорию всего участка. Поверхности флюидоупоров и нефтематеринских пород рассчитаны методом схождения в промежутке между основными структурными горизонтами путем пропорционального деления толщи между основными глубинными поверхностями. Коррекция глубинной привязки произведена по скважинным данным в районах, где это возможно. Для оценки эрозии делалось допущение, что максимальная видимая мощность размытого комплекса практически равна мощности комплекса до эрозии. Далее величина эрозии вычислялась как разница между максимальной мощностью и мощностью в настоящее время. При этом учитывался палеорельеф на момент формирования анализируемого комплекса, и толща заполнения палеовпадин исключалась из расчета, для чего выполнялась корреляция дополнительных горизонтов [17].

Данные были загружены в программный комплекс TemisFlow в соответствующих форматах, также заданы дополнительные параметры для расчета бассейновой модели, полученные при анализе геологических и геохимических карт и таблиц. Таким образом, были загружены данные о литологии, типе ОВ и условиях осадконакопления (см. рис.2).

В результате подготовительных работ выявлено, что органическое вещество в НГМТ силура в районе работ характеризуется степенью катагенеза от $МК_2$ до $МК_3$, только на крайней северной периферии – до $МК_{4-5}$. Основные очаги генерации показаны на рис.6.

Выделение и обоснование нефтематеринских толщ в процессе моделирования было сложной задачей из-за окраинного положения района работ в нефтегазоносном бассейне. Принадлежность к коллектору, флюидоупору или нефтематеринской толще определялось исходя из литологической характеристики толщи и содержания $С_{орг}$. В качестве НГМТ исследованы пачки в верхнесилурийских и верхнедевонских доманиковых отложениях.

Верхнесилурийские отложения в районе работ представляют собой толщу глинисто-карбонатного переслаивания, которая была изучена в естественных обнажениях по р. Долгая. Анализ кривой ГК скважины 1-Нарьян-Марская позволил принять мощность прослоев с нефтематеринским потенциалом как 1/3 от общей мощности верхнесилурийских отложений.

Нижнедевонские отложения развиты локально, не имеют повсеместного распространения. Их развитие связано с наиболее погруженными участками дотиманского структурного этажа.

Отложения доманикового горизонта верхнего девона характеризуются литолого-фациальной изменчивостью. В юго-восточной части района работ отложения доманикового горизонта представлены преимущественно глинисто-карбонатными горными породами, а в северной части – преимущественно карбонатными, таким образом вблизи подошвы доманиковых отложений выделена глинисто-карбонатная пачка, которая выклинивается в северо-восточном направлении [11, 31]. Для характеристики органического вещества были выбраны скважины и обнажения в районе работ и на сопредельных территориях (табл.3).

Таблица 3

Характеристика органического вещества

Площадь	Номер скважины/образца	Глубина залегания, м	Возраст	Значение $C_{орг}$, %
Южно-Шапкинская	26	3886	D_3sr+kn	0,95
		3963	D_3sr+kn	1,09
		3885	D_3kn	0,23
		3783	D_3dm	3,6
		3786	D_3	4
Нарьян-Марская	10702	естественные обнажения	S_2	1,3
	10700	естественные обнажения	S_2	2,28
	10700	естественные обнажения	S_2	2,87

Тип керогена определен по результатам анализа образцов керна по скважине 26-Южно-Шапкинская методом Rock-Eval (а также исходя из кинетических условий генерации): возраст D_3dm; T_{max} 446 °C; S_1 1280; S_2 7910; HI 220.

Подсчет масштабов эмиграции УВ [20] производится по следующим формулам:

• для нефти

$$Q_н = \delta C_{нк} \rho h \beta^{ХБА}_{C_{нк}ост} \frac{K}{1-K} \cdot 10^2, \quad (1),$$

где $Q_н$ – плотность эмиграции нефти, т/км^2; δ – поправка на летучие жидкие УВ C_7-C_{14} (вычисляется при моделировании); $C_{нк}$ – средняя концентрация для НГМТ, % на породу; ρ – плотность пород, т/м^3; h – мощность НГМТ, м; $\beta^{ХБА}_{C_{нк}ост}$ – степень остаточной битуминизации ОВ, % на $C_{нк}$ (вычисляется при моделировании или осредняется по фактическим данным); K – коэффициент эмиграции жидких УВ, д.ед.;

• для газа

$$Q_г = C_{нк} \rho h \frac{\gamma_г}{C_г} \cdot 10^7, \quad (2)$$

где $Q_г$ – плотность эмиграции (генерации) газа, нм^3/км^2; $\gamma_г$ – доля УВ газов генерированная (эмигрировавшая) к середине данной градации катагенеза, приведенная к ОВ данной градации, вычисляется при моделировании, %; $C_г$ – доля углерода в нерастворимом ОВ, осредненная для данной градации и типа ОВ, %.

Масштабы эмиграции УВ являются первичной базой оценки перспектив того или иного региона, далее сама количественная оценка ресурсов УВ определяется условиями их аккумуляции и сохранности.

В качестве флюидоупоров приняты тиманско-саргаевские отложения верхнего девона, кунгурские отложения нижней перми, а также отложения средней-верхней перми. Кроме того, в качестве локальных флюидоупоров выступают глинистые пачки в нижнем-среднем девоне, карбоне, артинских отложениях нижней перми, однако их мощности незначительны, поэтому при построении данной модели ими можно пренебречь [28, 30, 31, 33].

DOI: 10.31897/PMI.2020.1.8

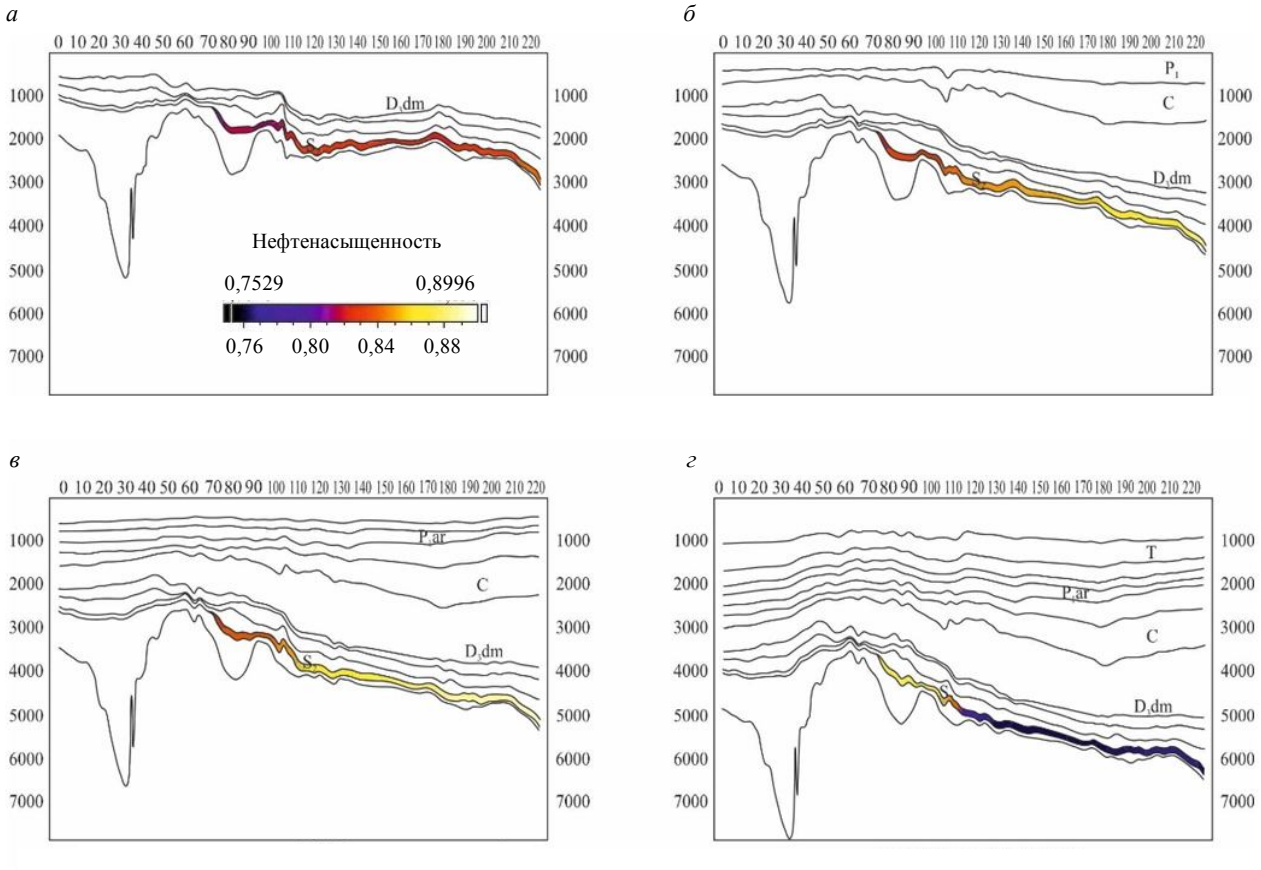


Рис.7. Масштабы генерации жидких углеводородов по стратиграфическим уровням: *а* – девонскокаменноугольное время (358,9 млн лет назад); *б* – раннепермское время (290,1 млн лет назад); *в* – триасовое время (252,2 млн лет назад); *г* – современное время

Результаты моделирования генерации и перераспределения УВ наглядно представлены схемами распределения плотности жидкой фазы УВ на разных этапах геологической истории (рис.7).

Общая сгенерированная масса УВ вещества, согласно построенной модели, в пределах района работ составляет 3,17 млрд т н.э. Данное значение отображает массу УВ, сгенерированных только собственными нефтематеринскими толщами участка, и не учитывает УВ, которые могли мигрировать извне, со стороны Печоро-Колвинского авлакогена (Печоро-Кожвинского мегавала). По результатам проведенного моделирования, ожидаемый фазовый состав сгенерированных УВ преимущественно нефтяной. По данным С.Г.Неручева и С.В.Смирнова [16], «суммарные путевые миграционные потери нефти при вертикальной, а затем латеральной миграции в различных геологических условиях могут значительно варьировать, составляя обычно, как минимум, 55-60 %, что имеет место, вероятно, крайне редко; достигать 80-95 %, что встречается в природных условиях наиболее часто, а могут достигать и 100 %, и тогда промышленные залежи нефти образоваться не могут, хотя нефтеобразование имело место».

Очевидно, объемы аккумуляции УВ значительно ниже и определяются путями миграции УВ, объемами и свойствами ловушек на этих путях (в том числе фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов и флюидоупорными свойствами покрышек).

Наиболее перспективны с точки зрения нефтегазоносности среднедевонско-нижнефранский терригенный и среднеордвикско-нижнедевонский карбонатный комплексы, разрез которых характеризуется наличием хорошего коллекторского потенциала, экранированного зональным нижнедевонским и региональным тиманско-саргаевским флюидоупорами. Предполагается связь основных нефтегазоносных перспектив среднеордвикско-нижнедевонского комплекса с зоной стратиграфического выклинивания, перекрытой тимано-саргаевской региональной покрышкой. В случае перекрытия силурийских карбонатных джъерскими терригенными отложениями они могут представлять единый гидродинамически связанный комплекс под нижне-среднефранской покрышкой.

DOI: 10.31897/PMI.2021.1.8

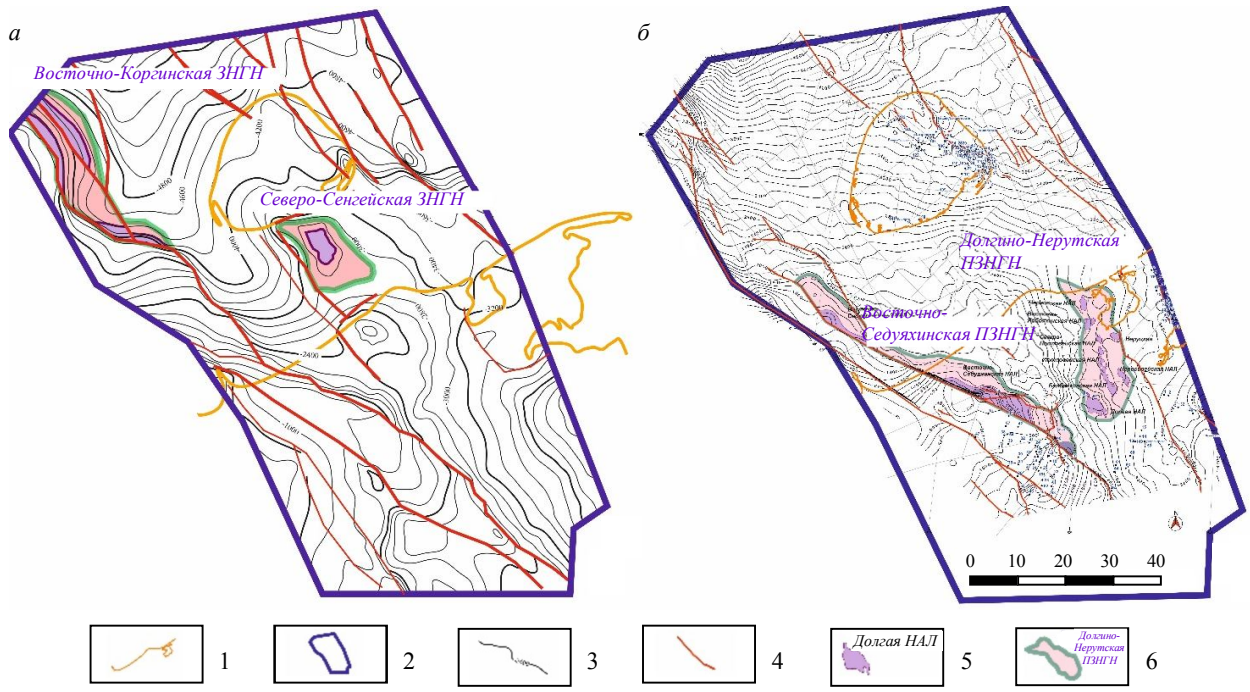


Рис.8. Расположение перспективных зон нефтегазонакопления: *а* – среднеордовикско-нижнедевонского, *б* – среднедевонско-нижнефранского НГК

1 – береговая линия; 2 – граница района исследований; 3 – изогипсы кровли силура (*а*) и подошвы тиманско-саргаевского интервала (*б*); 4 – тектонические нарушения; 5-6 – перспективные объекты нефтепоисков: 5 – ловушки; 6 – перспективные зоны нефтегазонакопления

Основные перспективы выявления скоплений УВ связаны с ловушками, главным образом, структурно-тектонического типа и стратиграфического выклинивания на западном склоне Западно-Колгуевской впадины, в пределах Сенгейского выступа, в зонах сочленения Нарьян-Марской ступени с Нерутским грабеном и Седуяхинским валом (рис.8) [12]. Локализованные ловушки УВ объединены в перспективные зоны нефтегазонакопления (ПЗНГН).

Заключение. На основании интерпретации результатов сейсморазведочных работ, выполненных в северо-западной части ТПП, включая ее акваторию, обобщения результатов глубокого бурения (в том числе параметрической скважины Северо-Новоборская), существенно уточнены структурные карты и карты мощностей всех развитых на территории и акватории исследования сейсмофациальных комплексов, которые использовались при бассейновом моделировании в программном комплексе TemisFlow с целью реконструкции условий погружения и преобразования ОВ потенциально нефтегазоносных формаций, наиболее перспективной из которых представляется силурийская НГМТ. Согласно созданной бассейновой модели, общая масса УВ вещества, сгенерированная только собственными НГМТ района работ, составляет 3,17 млрд т н.э.

Моделирование позволило получить представление о времени и условиях формирования крупных зон возможной аккумуляции УВ. Зоны палеоаккумуляции УВ спрогнозированы на основе их пространственно-временных связей с возможными очагами генерации, сравнения с периодами интенсивной генерации УВ как из расположенных внутри района работ, так и за их пределами (с учетом возможной миграции). Одним из нерешенных вопросов является поиск транзитных путей миграции УВ из очага нефтегазообразования, расположенного на акватории, и очага генерации УВ, расположенного в пределах Печоро-Кожвинского мегавала.

Проведенные исследования позволили выделить ПЗНГН, пространственно приуроченные к западному склону Западно-Колгуевской впадины, Сенгейскому выступу, зонам сочленения Нарьян-Марской ступени с Нерутским грабеном и Седуяхинским валом. Эти ПЗНГН рассматриваются как первоочередные объекты ГРР на поиски залежей УВ в среднеордовикско-нижнедевонском и среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносных комплексах [29]. Важнейшей геологической

особенностью развития указанных комплексов является образование протяженных ловушек стратиграфического типа (иногда с тектоническим экранированием), позволяющее надеяться на формирование крупных зон аккумуляции углеводородов, расположенных во фронтальной части миграционного потока из погруженных областей региона.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аверьянова О.Ю.* Вариативность оценок углеводородного потенциала нефтегазовых систем / О.Ю.Аверьянова, Д.Морариу // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 3. С. 1-22. DOI: 10.17353/2070-5379/32_2016

2. *Астахов С.М.* Уточнение модели созревания витринита в дислоцированных областях // Геология нефти и газа. 2014. № 3. С. 64-74.

3. *Баженова Т.К.* Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. С. 1. DOI: 10.17353/2070-5379/45_2016

4. *Богословский С.А.* Моделирование процессов нефтегазообразования в Коротаихинской впадине с помощью Temis 3D // Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов: Сборник материалов II Международной конференции молодых ученых и специалистов. СПб: ВНИГРИ, 2011. С. 142-146.

5. *Гарецкий Р.Г.* Тектоника и геодинамика северо-восточной и юго-западной окраин Восточно-Европейского кратона и соседних областей молодых плит // Нефть, газ Арктики: Материалы международной научно-технической конференции. М.: Интерконтакт Наука, 2007. С. 42-49.

6. *Деулин Ю.В.* Конодонты и корреляция продуктивных на нефть верхнедевонских отложений Севера Тимано-Печорской провинции. Архангельск: Геологический институт Российской академии наук, 2006. 253 с.

7. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А.Кирюхина, Н.П.Фадеева, А.В.Ступакова и др. // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76-87.

8. *Егоров А.С.* Особенности глубинного строения и вещественного состава геоструктур земной коры континентальной части территории России // Записки Горного института. 2015. Т. 216. С. 13-30.

9. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» / А.Д.Алексеев, В.В.Жуков, К.В.Стрижнев, С.А.Черевко // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 695-704. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.695

10. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э.Конторович, Л.М.Бурштейн, Н.А.Малышев и др. // Геология и геофизика. Специальный выпуск. 2013. Т. 54. № 8. С. 1179-1226.

11. *Кочнева О. Е.* Установление взаимосвязи между коллекторскими свойствами и фациальными особенностями башкирских отложений Гагаринского месторождения / О.Е.Кочнева, Ю.В.Нефедов, Н.В.Федоров // Нефтяное хозяйство. 2019. № 2. С. 24-27. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-24-27

12. *Кульпин Л.Г.* Мелководные заливы арктических морей: особенности освоения ресурсов углеводородов / Л.Г.Кульпин, В.П.Савченко, Л.Б.Обморошева // Oil&Gas Journal Russia, 2011. № 5. С. 22-27.

13. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / Т.А.Кирюхина, М.А.Большакова, А.В.Ступакова и др. // Георесурсы. 2015. Т. 61. № 2. С. 87-100. DOI: 10.18599/grs.61.2.8

14. *Лукова С.А.* Печоро-Колвинский авлакоген (суша, печороморский шельф): история формирования и прогноз распространения зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 2. С. 10-19.

15. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества / И.А.Санникова, М.А.Большакова, А.В.Ступакова и др. // Георесурсы. 2017. Т. 1. С. 65-79. DOI: 10.18599/grs.19.8

16. *Неручев С.Г.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа / С.Г.Неручев, С.В.Смирнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2. С. 1-34.

17. *Обметко В.В.* Перспективы нефтегазоносности акваториальной части Печоро-Колвинского авлакогена: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: Институт геологии и разработки горючих ископаемых, 2007. 25 с.

18. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К.Баженова, В.Ф.Васильева, Л.И.Климова и др. СПб: ВНИГРИ, 2008. 162 с.

19. Особенности методики проведения сейсморазведочных работ МОГТ в транзитных зонах РФ (на примере севера Тимано-Печорской провинции) / С.П.Покровский, И.А.Гоц, Б.С.Самбуев, К.Г.Вискунова // Тезисы докладов международной научно-практической конференции «Geomodel 2008», сентябрь, 2008, Геленджик. EarthDoc, 2008.

20. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г.Неручев, Т.К.Баженова, С.В.Смирнов и др. СПб: Недра, 2006. 363 с.

21. *Пармузина Л.В.* Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). СПб: Недра, 2007. 151 с.

22. Мезозой Баренцево морского седиментационного бассейна / Ю.С.Репин, А.А.Федорова, В.В.Быстрова и др. // Стратиграфия и ее роль в развитии нефтегазового комплекса России. СПб: ВНИГРИ, 2007. С. 112-162.

23. *Санникова И.А.* Генерационный потенциал доманиковых отложений южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / И.А.Санникова, Т.А.Кирюхина, М.А.Большакова // Геология в развивающемся мире: материалы VIII научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, 23-26 апреля, 2015, Пермь, Россия. Т. 1. Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2015. С. 498-502.

24. *Ситар К.А.* Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности северной (акваториальной) части Тимано-Печорского бассейна: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова, 2007. 24 с.

25. *Ступакова А.В.* Тимано-Печорский бассейн. Структура и главные стадии развития. Георесурсы. 2017. Специальный выпуск. Ч. 1. С. 56-64.

26. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Л.Т.Белякова, В.И.Богацкий, Б.П.Богданов и др. Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2008. 288 с.

27. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое / В.А.Басов, Л.В.Василенко, К.Г.Вискунова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электронный выпуск. 2009 (4). № 1.

28. *Ayrapetyan M.G.* The Method of Correlation of the Pashisky Horizon Deposits in the Central Part of the Orenburg Region Based on the Combined Selection of Electrometric Facies and Lithotypes of Rocks / M.G.Ayrapetyan, A.A.Farukshin, E.Y.Blinkova // Conference Proceedings, Geomodel, 7-11 September, 2020, Gelendzhik, Russia. EarthDoc, 2020. Vol. 2020. P. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.202050059

29. *Cherepovitsyn A.* An algorithm of management decision-making regarding the feasibility of investing in geological studies of forecasted hydrocarbon resources / A.Cherepovitsyn, D.Metkin, A.Gladilin // Resources. 2018. Vol. 7. Iss. 3. P. 1-17. DOI: 10.3390/resources7030047

30. *Farukshin A.A.* The Geological Uncertainties Evaluation Features of Late Stage Development Deposits in Lower Cretaceous Oil and Gas Bearing Formations of Western Siberia / A.A.Farukshin, M.G.Ayrapetyan, A.M. Zharkov // Conference Proceedings, Geomodel, 7-11 September, 2020, Gelendzhik, Russia. EarthDoc, 2020. P. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.202050066

31. *Mardashov D.* Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions. [Detalhes da tecnologia de controle de poço durante a operação em condições complicadas] / D.Mardashov, S.Islamov,Y.Nefedov // Periodico Tche Quimica, 2020. Vol. 17. Iss. 34. P. 782-792.

32. Northwestern Timan-Pechora basin – new insights into petroleum potential prospects / O.M.Prischepa, V.I.Bogatskiy, T.I.Grigorenko et al. // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2014. Vol. 9. Iss. 3. P. 1-6. DOI: 10.17353/2070-5379/41_2014

33. *Palyanitsina A.* Peculiarities of assessing the reservoir properties of clayish reservoirs depending on the water of reservoir pressure maintenance system properties / A.Palyanitsina, A.Sukhikh // Journal of Applied Engineering Science. 2020. Vol. 18 (1). P. 10-14. DOI: 10.5937/jaes18-24544

***Авторы*: О.М.Прищепа,** *д-р техн. наук, профессор, omp2007_61@mail.ru, https://orcid.org/0000-0001-8404-7073* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*), **И.С.Боровиков,** *аспирант, ivanbs@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0001-7551-1794* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*), **Е.И.Грохотов,** *ведущий инженер, evgenii.grohotov@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-4620-2383* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 11.11.2020.
Статья принята к публикации 02.03.2021.