

# ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ОВИНПАРМСКОГО ГОРИЗОНТА НИЖНЕГО ДЕВОНА ДОЛГИНСКО- ПАПАНИНСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ЗОНЫ (шельф Тимано-Печорской плиты)

**А.П. Вилесов, О.А. Захарова, Д.Е. Заграновская, С.Н. Рассказова, В.С. Степанова**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

А.П. Вилесов	Scopus Author ID: 57198131907 SPIN-code: 7589-6500 ORCID: <a href="https://orcid.org/0000-0001-5515-4558">https://orcid.org/0000-0001-5515-4558</a>
О.А. Захарова	Scopus Author ID: 57194049790 SPIN-code: 5949-5111 ORCID: <a href="https://orcid.org/0000-0002-0992-8660">https://orcid.org/0000-0002-0992-8660</a>
Д.Е. Заграновская	Scopus Author ID: 35390675500 SPIN-code: 7975-3633 ORCID: <a href="https://orcid.org/0000-0002-9288-8021">https://orcid.org/0000-0002-9288-8021</a>
С.Н. Рассказова	Scopus Author ID: 3098-3210 SPIN-code: 3098-3210 ORCID: <a href="https://orcid.org/0000-0002-3796-2014">https://orcid.org/0000-0002-3796-2014</a>
В.С. Степанова	Scopus Author ID: 5130-1799 SPIN-code: 5130-1799 ORCID: <a href="https://orcid.org/0000-0002-9389-671X">https://orcid.org/0000-0002-9389-671X</a>

**Электронный адрес:** Zagrannovskaya.DE@gazpromneft-ntc.ru, Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

Долгинско-Папанинская структурная зона северо-восточной окраины Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна является одним из перспективных районов шельфа Печорского моря для поиска новых залежей нефти и газа. В южной части структурной зоны, на Долгинском поднятии, промышленная нефтегазоносность карбонатного комплекса каменноугольно-нижнепермских отложений уже доказана поисково-разведочным бурением. Однако значительные перспективы в этом районе могут быть связаны также с более глубоко залегающим ордовико-нижнедевонским нефтегазоносным комплексом. «Газпром нефть» проводит планомерные геологоразведочные и научно-исследовательские работы на площадях шельфа Печорского моря с целью уточнения геолого-геофизических параметров перспективных объектов. Рассмотрены модели седиментации и диагенеза карбонатных отложений овинпармского горизонта. Зоны гипергенных изменений в отложениях этого возраста уверенно прослеживаются по материалам сейсмофикального анализа. По результатам работ выделены новые перспективные объекты, оценен ресурсный потенциал отложений нижнего девона, который в районе исследований сопоставим с ресурсами карбонатного комплекса карбона-нижней перми. Приведены данные о возможных месторождениях-аналогах в прилегающих тектонических областях.

**Ключевые слова:** нижний девон, лохновский ярус, овинпармский горизонт, сейсморазведка 3D, сейсмофикация, седиментация, диагенез, породы-коллекторы, ресурсы углеводородов

THE GEOLOGICAL HISTORY AND RESOURCE POTENTIAL OF OVINPARMIAN  
CARBONATE RESERVOIRS OF DOLGINSKO-PAPANINSKAYA STRUCTURAL ZONE  
(Timan-Pechora plate)

**A.P. Vilesov, O.A. Zakharova, D.E. Zagrannovskaya, S.N. Rasskazova, V.S. Stepanova**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

One of the most promising oil and gas areas of the Pechora Sea shelf is the Dolginsko-Papaninskaya structural zone. Commercial hydrocarbon content has been proved by exploration drilling for the Carboniferous – Lower Permian carbonate reservoirs at the southern part of the structural zone (Dolginskoye field). However huge oil and gas potential in this region may also be associated with the Ordovician – Lower Devonian complex. Gazprom Neft is conducting systematic exploration and research projects on the Pechora Sea shelf in order to clarify the geological and geophysical parameters of prospective objects. 3D seismic data provided for the three license blocks demonstrate erosion and hypergene transformation of the Lower Devonian carbonate rocks

DOI: 10.7868/S2587739920040035

within the uplifts of the Dolginsko-Papaninskaya structural zone. This transformation is a result of the Middle Devonian restructuring. There are local structures where the Lower Devonian sediments are cut off and the regional Timan-Sargaevsky argillaceous seal rocks overlap the carbonate rocks of the Ovinparmian horizon (Lochkovian stage). Secondary transformation of Ovinparmian sediments (dolomitization, dissolution, fracturing etc.) provide formation of high capacity reservoirs. It is spoken in details about sedimentation models and diagenesis transformation of the Ovinparmian carbonate rocks. Hypergene zones are confidently traced according to the materials of seismic facies analysis. The estimated resource potential of the Lower Devonian prospective objects is comparable to the Carboniferous – Lower Permian carbonate complex. The data on probable analogous fields localized in the adjacent tectonic areas are presented in the paper.

**Keywords:** Lower Devonian, Lochkovian stage, Ovinparmian horizon, 3D seismic, seismic facies, sedimentation, diagenesis, reservoir rock, hydrocarbon resources

## ВВЕДЕНИЕ

Долгинско-Папанинская структурная зона (ДПСЗ) входит в состав Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогиба – крайней северо-восточной тектонической области Тимано-Печорской плиты. Она формирует краевую западную часть мегапрогиба и отделяет его от Русской моноклинали Хорейверско-Печороморской синеклизы и Варандей-Адзьвинской структурной зоны (ВАСЗ) [1, 2, 3] (рис. 1). Вся территория ДПСЗ расположена в пределах шельфа Печорского моря, в состав которой входят несколько поднятий – Долгинское, Папанинское, группа Рахмановских структур.

Геологический разрез структурной зоны сформирован мощными осадочными комплексами палеозоя и мезозоя, перекрытыми рыхлыми осадками четвертичной системы. Разрез палеозоя представлен преимущественно карбонатными породами ордовика, силура, девона, карбона и нижней перми. Выше их сменяют глинисто-терригенные осадки средней-верхней перми, триаса, юры и мела. В составе мезозойских и палеозойских отложений выделяются региональные нефтегазоносные комплексы (НГК) (снизу-вверх): среднеордовико-нижнедевонский карбонатный, среднедевонский терригенный, доманиково-турнейский карбонатный, визейский терригенный, визейско-нижнепермский карбонатный, пермский терригенный, триасовый терригенный. ДПСЗ выделяется в отдельный нефтегазоносный район Припайхойско-Приюжноновоземельской нефтегазоносной области (НГО) [1].

Наибольшие перспективы в пределах структурной зоны ранее связывались прежде всего с верхневизейско-нижнепермским НГК, а к потенциально продуктивным были отнесены также доманиково-турнейский и ордовико-нижнедевонский НГК [1]. В верхневизейско-нижнепермском НГК в результате поисково-разведочного бурения к настоящему времени уже открыты залежи углеводородов на Долгинском поднятии – газовая на Северо-Долгинском блоке и нефтяная на Южно-Долгинском [4, 5]. Результаты сейсморазведки 3D

позволяют по-новому взглянуть на перспективы нефтегазоносности нижнего девона, в частности овинпармского горизонта. Целью данной работы является рассмотрение и обобщение новых данных о формировании пород-коллекторов этого перспективного интервала.

## МАТЕРИАЛЫ

В 2017–2019 гг. на территории Долгинско-Папанинской структурной зоны (ДПСЗ) проведены морские сейсморазведочные работы 3D с буксируемыми косами. Тип источника: пневматический (Bolt1500LL-1900LXTT), группа из трех источников, возбуждение методом «флип-флоп-флэп», номинальная кратность 71. Сейсмические исследования выполнялись в течение двух полевых сезонов. Работы проведены с соблюдением повышенных требований к минимизации отрицательного воздействия на окружающую среду. Качество данных оценивалось в режиме реального времени и в результате проведения набортной экспресс-обработки данных.

**ВЫДЕЛЕНЫ НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ В ОТЛОЖЕНИЯХ ОВИНПАРМСКОГО ГОРИЗОНТА В ПРЕДЕЛАХ ПАПАНИНСКОГО И РАХМАНОВСКОГО ПОДНЯТИЙ ДПСЗ, ЧТО ПРИВЕЛО К УВЕЛИЧЕНИЮ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА УГЛЕВОДОРОДОВ БОЛЕЕ ЧЕМ В ДВА РАЗА, ОПРЕДЕЛЯЯ ЭТОТ РАЙОН КАК ОДИН ИЗ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫХ НА ШЕЛЬФЕ ПЕЧОРСКОГО МОРА.**

В процессе работ выполнены стандартная обработка на современном методико-технологическом уровне с сохранением соотношения истинных амплитуд, анизотропная глубинная миграция до суммирования.

В ходе интерпретации дан прогноз геологического строения на основании материалов акустической и синхронной АВА-инверсии на качественном и количественном уровне.

Корреляция отражающих границ в ордовико-нижнедевонском интервале выпол-

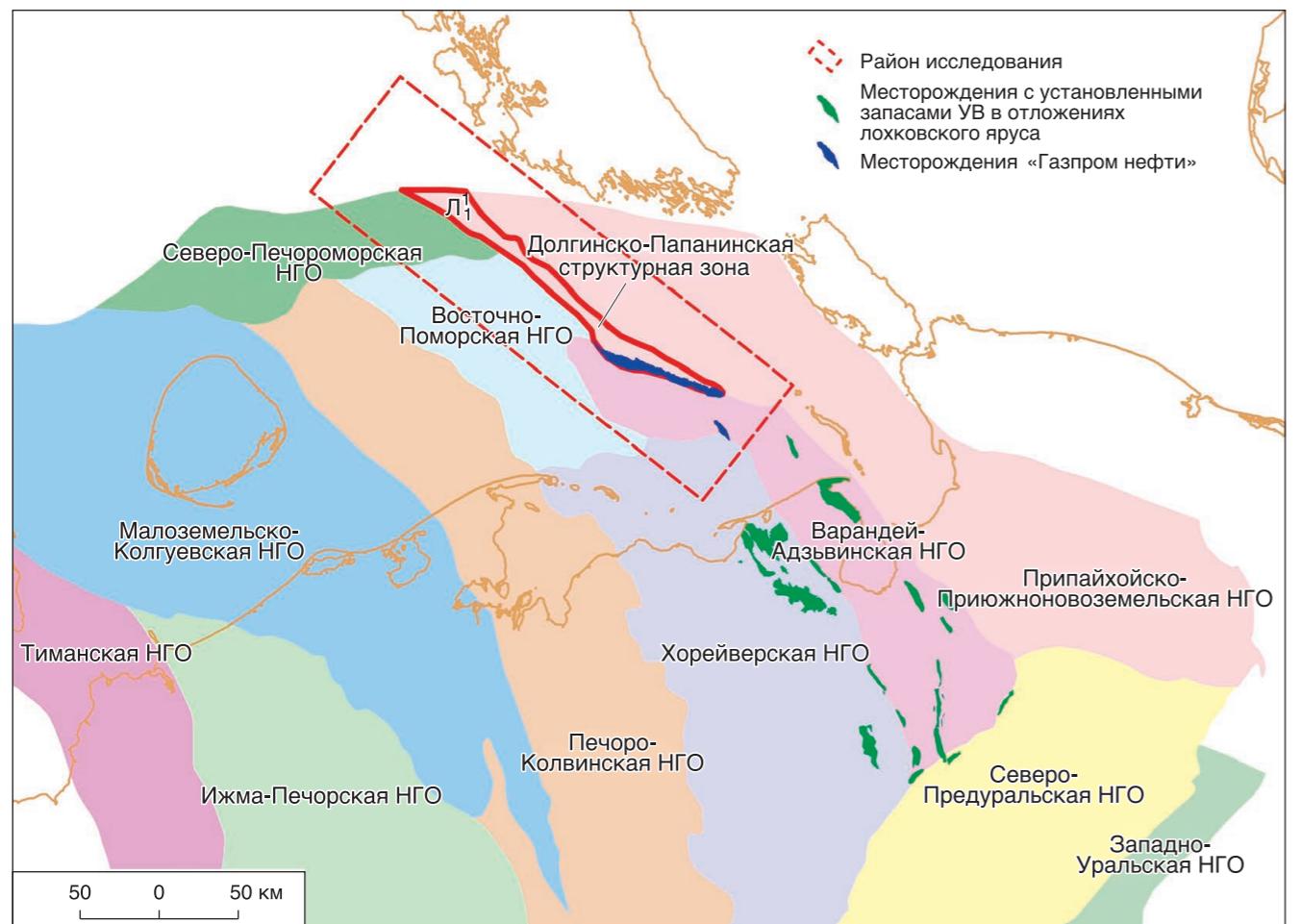


Рис. 1. Схема тектонического и нефтегазогеологического районирования северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [2]

нена по материалам сейсмостратиграфической идентификации элементов волнового поля и данных бурения на сопредельных территориях.

В ордовико-девонском интервале разреза на территории работ прослежены отражающие горизонты:

III(2) – отражающий горизонт в подошве отложений франского яруса верхнего девона (в пределах поднятий может отождествляться с поверхностью несогласия типа эрозионного среза, обусловленной предфранским размывом);

III(1) – отражающий горизонт в отложениях нижнего девона, наиболее устойчиво прослеживается во впадинах, на поднятиях может интерферировать с отражением III(2);

III-IV – отражающий горизонт, отождествляемый с кровлей силура, неустойчивое по динамике отражение, качество прослеживания ухудшается с юга на север;

V(VI) – отражающий горизонт в отложениях ордовика-силура прослеживается в кровле высокоамплитудного регулярного цуга волн местами по границе углового несогласия с вышелегающими отложениями.

По фазовой характеристике данные отражающие горизонты отождествляются с положитель-

ными экстремумами периода колебаний и не характеризуются уверенным качеством прослеживания на значительной части территории ввиду особенностей сейсмогеологического, тектонического и сейсмоакустического строения данного интервала разреза.

В рамках исследований выполнена стандартная динамическая интерпретация, включая сейсмофациальный анализ и кластеризацию по набору сейсмических атрибутов (на основе многомерной регрессии). В результате площадь исследований разделена на ряд кластеров, с которыми ассоциированы определенные типы разреза. Для выделенных кластеров спрогнозированы зоны улучшенных коллекторских свойств исходя из их генетических особенностей.

В рамках кинематической интерпретации проведены структурные построения с использованием сейсмических скоростей, полученных в результате обработки и глубинно-скоростной модели в процессе миграции сейсмограмм до суммирования.

Таким образом, в результате интерпретации детально изучен разрез ордовико-нижнедевонских отложений, минимизированы риски по структурному и тектоническому строению территории в пределах вертикальной и гори-

зонтальной разрешающей способности сейсморазведки, выявлены области распространения пород с различными плотностными характеристиками, т.е. области распространения коллекторов.

## СТРАТИГРАФИЯ НИЖНЕГО ДЕВОНА И ОВИНПАРМСКОГО ГОРИЗОНТА

В полных разрезах ВАСЗ и ДПСЗ нижнедевонские отложения подразделяются на три яруса общей стратиграфической шкалы – лохковский, пражский и эмсский (таблица). В составе лохковского яруса выделяются два региональных горизонта – овинпармский и сотчекыртинский. Пражский ярус соответствует филиппчукскому региональному горизонту, эмсский – нерасчлененным такатинскому и вязовскому горизонтам. Овинпармский горизонт имеет преимущественно карбонатный состав. Он сложен из вестняками, доломитами, глинистыми известняками и мергелями с прослоями аргиллитов. Горизонт соответствует первой нижнедевонской секвенции 2-го порядка и включает в свой состав два осадочных системных тракта – трансгрессивный (TST) и высокого стояния (HST) [7]. Разрез горизонта, в свою очередь, подразделяется на две секвенции 3-го порядка с глинисто-карбонатными трансгрессивными пачками в основании и более чистыми карбонатными пачками стадий высокого положения относительного уровня моря. Ритмичность чередования пачек и их уверенная латеральная прослеживаемость позволяют подразделять овинпармский горизонт в регионе на следующие индексируемые пачки (снизу вверх) – I, II, III, IV [6, 8 и др.] (таблица). В составе пачек выделяются ритмичные последовательности более высокого порядка, соответствующие парасинкенсам.

Формирование овинпармских отложений происходило в условиях дифференцированного по глубинам шельфа. Для мелководных зон выделяется лабаганский тип разреза, для относительно глубоководных – мядсейский тип.

В мядсейском типе разреза пачка расчленяется на серию продуктивных пластов (сверху вниз) – А, Б, В, Г, Д.

## НОВЫЕ ДАННЫЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НИЖНЕГО ДЕВОНА

В результате выполненных работ установлено, что на Долгинском, Папанинском и Рахмановском поднятиях наблюдается существенное сокращение мощностей нижнего девона за счет размыва значительного интервала эмсских, пражских и частично лохковских отложений. Региональная глинистая тиманско-саргавская покрышка с большим стратиграфическим несогласием налагает на карбонатные отложения овинпармского горизонта лохковского яруса. Кроме того, наблюдается стратиграфическое срезание горизонтов, перекрывающих овинпарм (рис. 2). Таким образом, строение нижнего девона в пределах ДПСЗ значительно отличается от разрезов северной части ВАСЗ, где нижний девон представлен в более полной стратиграфической последовательности, включающей овинпармский и сотчекыртинский горизонты лохковского яруса, пражский и эмсский ярусы, а на ряде поднятий северо-востока ВАСЗ даже отложения эйфельского яруса среднего девона [3, 5 и др.]

## МОДЕЛЬ СЕДИМЕНТАЦИИ ОВИНПАРМСКОГО ГОРИЗОНТА

Для лохковского яруса нижнего девона к настоящему времени в результате многочисленных региональных исследований разработана концептуальная модель седиментации: считается, что в раннем девоне осадконакопление в Тимано-Печорском бассейне происходило на пассивной континентальной окраине с формированием окаймленной карбонатной платформы [7, 9, 10, 11 и др.]. Краевая зона платформы, образующая седиментационный барьер, формировалась в результате роста барьерных рифов со строматопорово-коралловыми каркасными известняками. Следует отметить, что

Таблица. Стратиграфия нижнего девона Ваандей-Адзьвинской и Долгинско-Папанинской структурных зон [6]

Система, отдел	Ярус	Горизонт	Свита	Пачка	
Нижний девон – D <sub>1</sub>	эмсский	такатинско-вязовский	ваандейская	5	
				4	
	пражский	филиппчукский	наульская	3	
		сотчекыртинский	торавейская	2	
лохковский	овинпармский	хатаяхинская	IV	1	
				III	
	овинпармский			II	
				I	

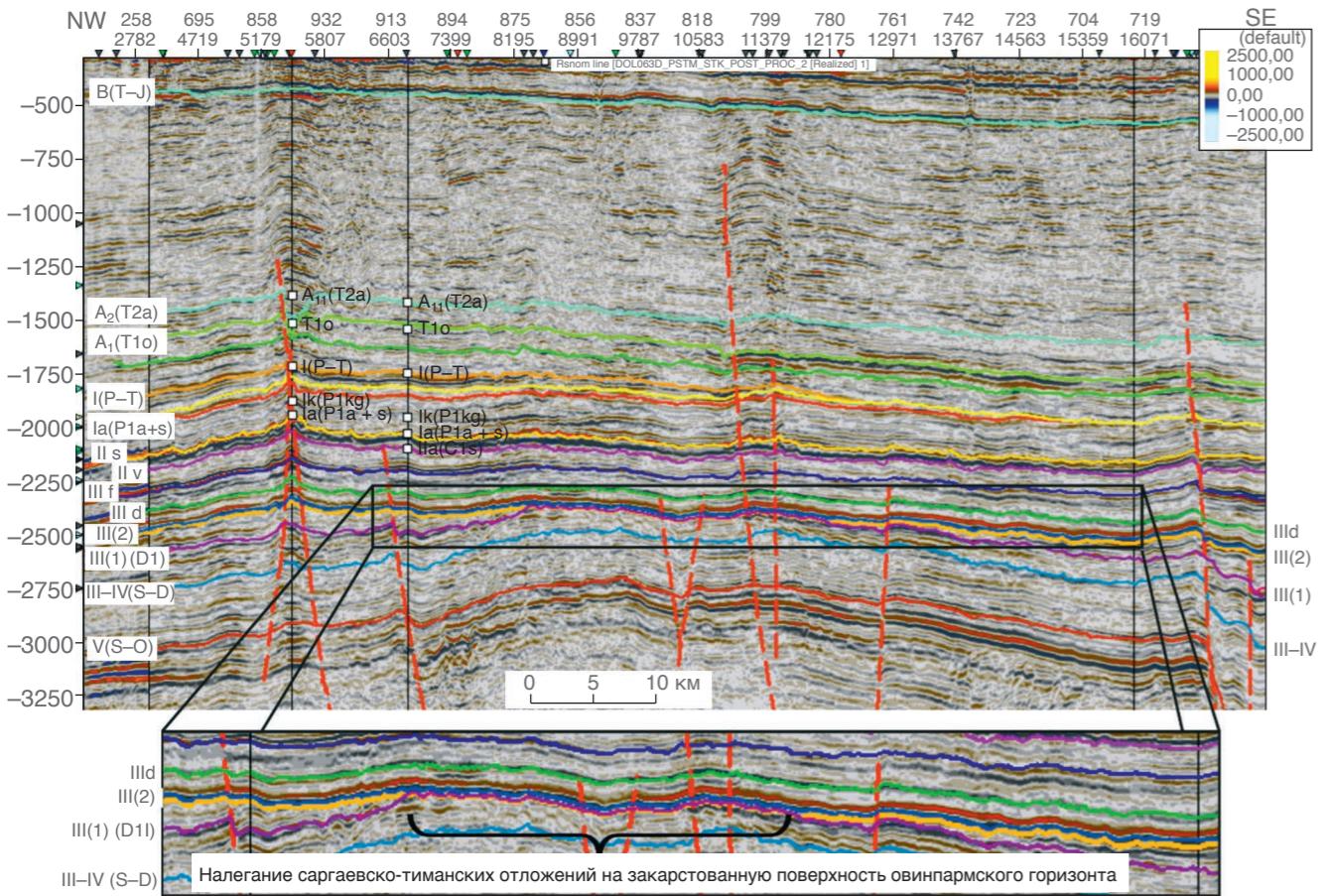


Рис. 2. Временной разрез вдоль Долгинского поднятия. Выделен участок стратиграфического несогласия, на котором глинистые породы регионального саргаевско-тиманского флюидоупора налегают на закарстованную поверхность овинпармского горизонта

в раннелохковское время карбонатная платформа Тимано-Печорского шельфа еще не имела выраженного рифового барьера [12], т.е. была открытой. Лишь во второй половине лохковского века образование барьерной системы рифов привело к изоляции забарьерной зоны и накоплению пород-эвапоритов соленокарбонатного горизонта. Максимум раннедевонского рифообразования в краевой зоне платформы пришелся на пражское время [7, 12].

Внутренняя зона карбонатной платформы в лохковское время имела сложное фациальное строение (рис. 3), что было обусловлено развитием линейных зон погружения блоков фундамента в пределах авлакогенов. В частности, протяженные системы компенсированных внутришельфовых впадин формировались в пределах Варандей-Адзьвинской зоны, что отражено в выделении здесь двух типов внутриплатформенных разрезов овинпармского горизонта – лабаганского и мядсейского [8, 13 и др.]. Дифференциация рельефа нижнедевонской карбонатной платформы сохраняет унаследованность с позднесилурского времени. Зоны внутришельфовых депрессий и мелководных зон формировались по сходному структурному плану.

В пределах внутришельфовых впадин существовали условия умеренно глубокой сублиторали. Здесь накапливались известковые мицритовые илы с прожилками органического материала и увеличенной мощностью пачек глинистых известняков и известковых мергелей (мядсейский тип разреза). Например, в северной части ВАСЗ это Мореюская депрессия, которая на севере переходит в Южно-Долгинскую депрессию. В депрессионных зонах внутренней части платформы формировались времена от времени породы доманинового типа, обогащенные сапропелевым ОВ ( $C_{opr}$  до 1–2%) [14], хотя в целом седиментация компенсировала тектоническое погружение.

По краям внутришельфовых впадин и за их пределами сформировались разрезы сокращенной мощности, с редуцированными толщиными глинистых пачек (лабаганский тип разреза) (рис. 3). В зоне отмелей с увеличенной волновой гидродинамикой появляются зернистые карбонатные отложения, а также породы с многочисленными скелетами строматопоридей и остатками водорослей, формирующих протяженные низкорельефные биогермы. Протяженные водорослево-строматопоровые постройки (биостромы и биогермы) в целом

Рис. 3. Концептуальная седиментационная блок-модель карбонатной платформы овинпармского горизонта Тимано-Печорского бассейна. Фациальные зоны:

- 1 – приливно-отливная равнина с микробиальными карбонатными ламинитами и глинистыми мадстоунами;
- 2 – карбонатные приливно-отливные отмелы;
- 3 – мелководная сублитораль с водорослево-строматопоровыми биогермами и биостромами;
- 4 – отмелы с телами волновых карбонатных песков и строматопоровых биогермов;
- 5 – внутришельфовая компенсированная впадина с глинисто-карбонатными илами;
- 6 – краевая зона карбонатной платформы с водорослево-строматопоровыми рифами и волновыми карбонатными отмелами;
- 7 – склон карбонатной платформы;
- 8 – глубоководный бассейн

характерны для отложений мелководной сублиторали овинпарма. В наиболее мелководных условиях, на приливно-отливных равнинах, в лохковское время накапливались микробиальные карбонатные ламиниты и глинистые мицриты с примесью терригенного материала.

## МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОВИНПАРМСКОГО ГОРИЗОНТА

Ключевое значение для формирования коллекторов в отложениях нижнего девона Тимано-Печорского палеобассейна имеет структурная перестройка, произошедшая в среднедевонское время (рис. 4). В результате тектонической инверсии протяженные блоки осадочного чехла были приподняты и подверглись размыву. Карбонатные породы нижнего девона (и даже силура) испытали длительный период гипергенных изменений. В них сформировались системы вторичных пустот и гипергенная трещиноватость. Кроме того, породы испытали метасоматоз, и известняки в значительной степени были замещены разнокристаллическими доломитами с неравномерным сохранением первичных осадочных структур. Эти изменения пород нижнего девона в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТП НГП) к настоящему времени изучены и охарактеризованы с определенной степенью детальности [15]. Отмечается, что первичные седиментационные структуры в значительной степени влияют на интенсивность и характер последующих диагенетических изменений [11].

По материалам сейсморазведки, на территории ДПСЗ выделяются значительные по площади участки стратиграфического срезания отложений нижнего девона в результате среднедевонской тектонической инверсии. В частности, залегание овинпарма непосредственно под тиманской покрышкой наблюдается в центральной части Долгинского поднятия (рис. 2); при этом к югу и к северу происходит увеличение стратиграфической полноты разреза.

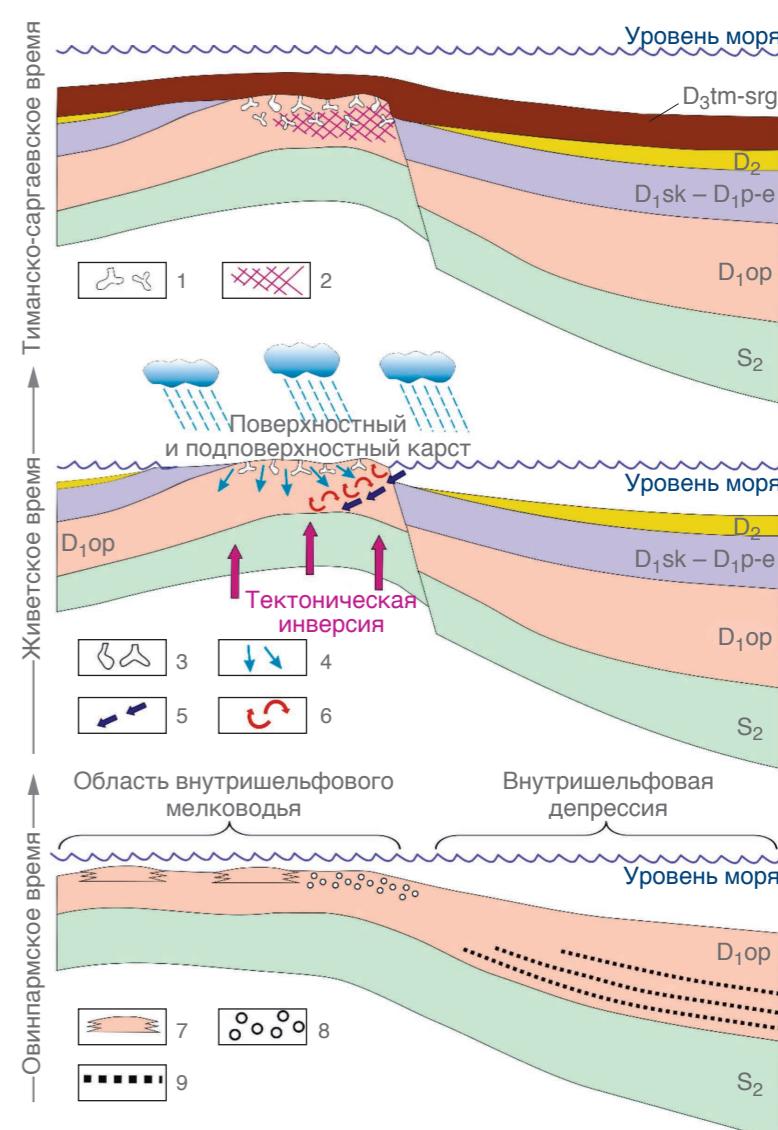
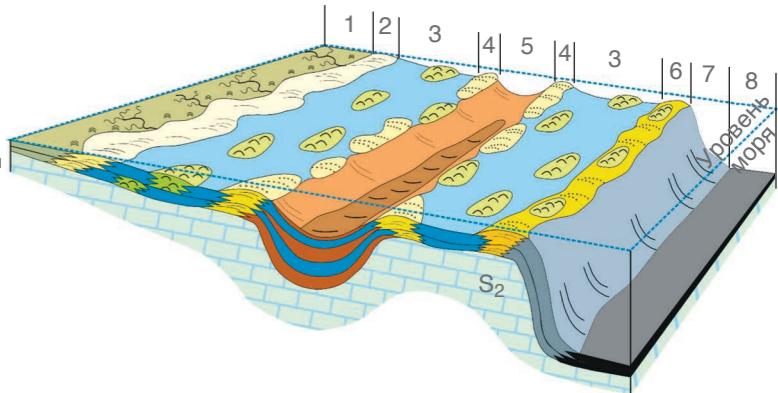


Рис. 4. Модель формирования карбонатных резервуаров нижнего девона Долгинско-Папанинской структурной зоны.

1 – карстовые зоны, сформированные во время предфранского перерыва;  
2 – зоны вторичной доломитизации, образованные в период предфранского перерыва по модели смешения; 3 – системы карстовых полостей; 4 – проникновение в карстующийся карбонатный массив метеорных вод; 5 – проникновение в карбонатный массив морских вод; 6 – зона смешения морских и метеорных поровых вод, формирование вторичных доломитов; 7 – биогермы и биостромы мелководных участков шельфа; 8 – карбонатные пески мелководных участков шельфа; 9 – осадки внутришельфовых впадин, обогащенные  $C_{opr}$

Зоны стратиграфического несогласия, приуроченные к поверхности овинпармского горизонта, хорошо проявляются в картах сейсмических атрибутов и на картах сейсмофаций (рис. 5). По характерной картине сейсмофаций можно ожидать, что на участках интенсивного гипергенеза в карбонатной толще овинпармского горизонта могут быть такие проявления палеокарста, как карстовый рельеф с останцами и каррами, участки геостатического обрушения пещер с коллапс-брекчиями. Ожидается, что на участках выхода овинпармского горизонта под размыты, под региональную глинистую саргаевско-тиманскую покрышку, в разрезе нижнего девона будут представлены трещинно-каверновые и трещинно-каверново-поровые коллекторы.

С учетом этих данных построена фациальная карта отложений овинпармского горизонта. В пределах полигона исследования выделены зоны распространения карбонатной толщи, выведенной в среднедевонское время под размыты и подвергшиеся гипергенезу, а также зоны, не испытавшие гипергенетических изменений (рис. 6). Зона эрозионного наледания саргаевско-тиманских отложений верхнего девона на породы овинпармского горизонта нижнего девона с проявлениями процессов гипергенного выщелачивания приурочена к системе среднедевонских поднятий. Следует ожидать здесь развитие коллекторов трещинно-кавернового и трещинно-каверново-порового типов. Зона с увеличенными мощностями нижнего девона характеризуется сохранившейся от эрозии толщей сульфатно-глинисто-карбонатных отложений сотчекыртинского горизонта, залегающей на овинпарме и сформировавшейся в условиях

изолированной забарьерной лагуны. Следует ожидать, что в этой зоне породы овинпарма будут представлены преимущественно плотными литотипами, в том числе микротовыми известняками.

### МЕСТОРОЖДЕНИЯ-АНАЛОГИ

В северо-восточной части Тимано-Печорского палеобассейна в настоящее время открыто более 20 нефтяных месторождений с залежами в карбонатных отложениях нижнего девона. Овинпармский горизонт является одним из основных продуктивных горизонтов ВАСЗ [8]. Все нефтяные залежи в этом интервале разреза по особенностям строения резервуара можно разделить на две основные группы: 1) флюидоупорами пластов-коллекторов являются трансгрессивные карбонатно-глинистые пачки овинпармского горизонта и сульфатно-карбонатно-глинистая толща сотчекыртинского горизонта; 2) основным флюидоупором продуктивного резервуара является региональная трансгрессивная толща нижнего-среднего франа, которая со стратиграфическим перерывом залегает на закарстованных породах овинпарма. Залежи в овинпармском горизонте на поднятиях ДПСЗ относятся ко второй группе резервуаров. Наиболее близкие аналоги для этих перспективных объектов – месторождения восточной части Хорейверской впадины: месторождения им. Р. Требса и А. Титова с залежами в пласте D1-II [5, 8, 15] и месторождения ВАСЗ – Осовейское и Хосолтинское [8, 17]. На этих месторождениях по результатам изучения керна и эксплуатации скважин установлена высокая неоднородность коллекторов нижнего девона, сложное строение их пустотного пространства, сформированного порами, кавернами и трещинами, высокая изменчивость проницаемости.

### РЕСУРСНАЯ ОЦЕНКА ОВИНПАРМСКОГО ГОРИЗОНТА

Начальные геологические запасы нефти открытых месторождений северо-восточной части ТП НГП сосредоточены в отложениях нижнего девона и составляют около 890 млн т, из них около 500 млн т – в пределах Варандей-Адзьвинской НГО [18].

Девонско-турнейский НГК является основным по количеству запасов углеводородов в ТП НГП. Лидирующее положение при оценке ДПСЗ занимают верхнеордовико-нижнедевонский и нижнепермско-карбоновый комплексы. Доля запасов нижнедевонских резервуаров составляет 82% от общей оценки УВ всего нефтегазоносного комплекса, что относит его к числу приоритетных для дальнейшего изучения (рис. 7).

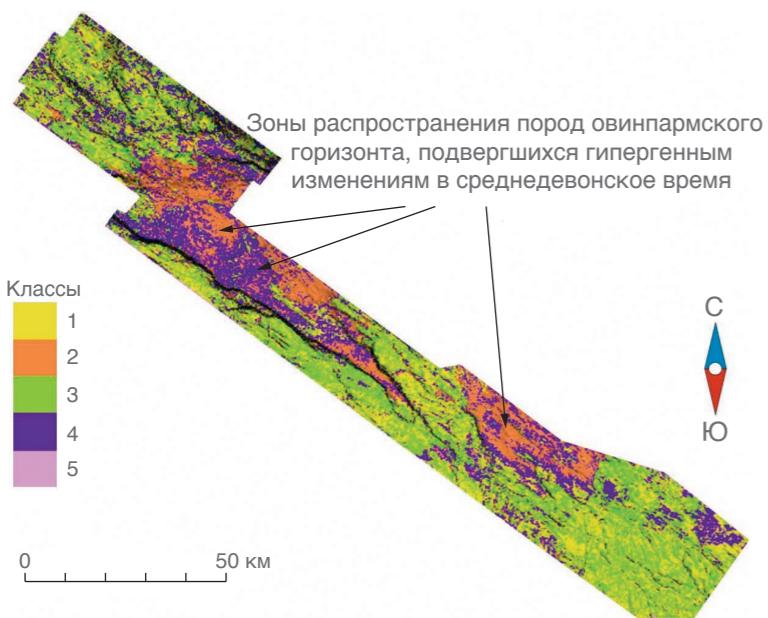


Рис. 5. Сейсмофациальная карта лохковского яруса Северо-Западного лицензионного участка, пять классов сейсмофаций

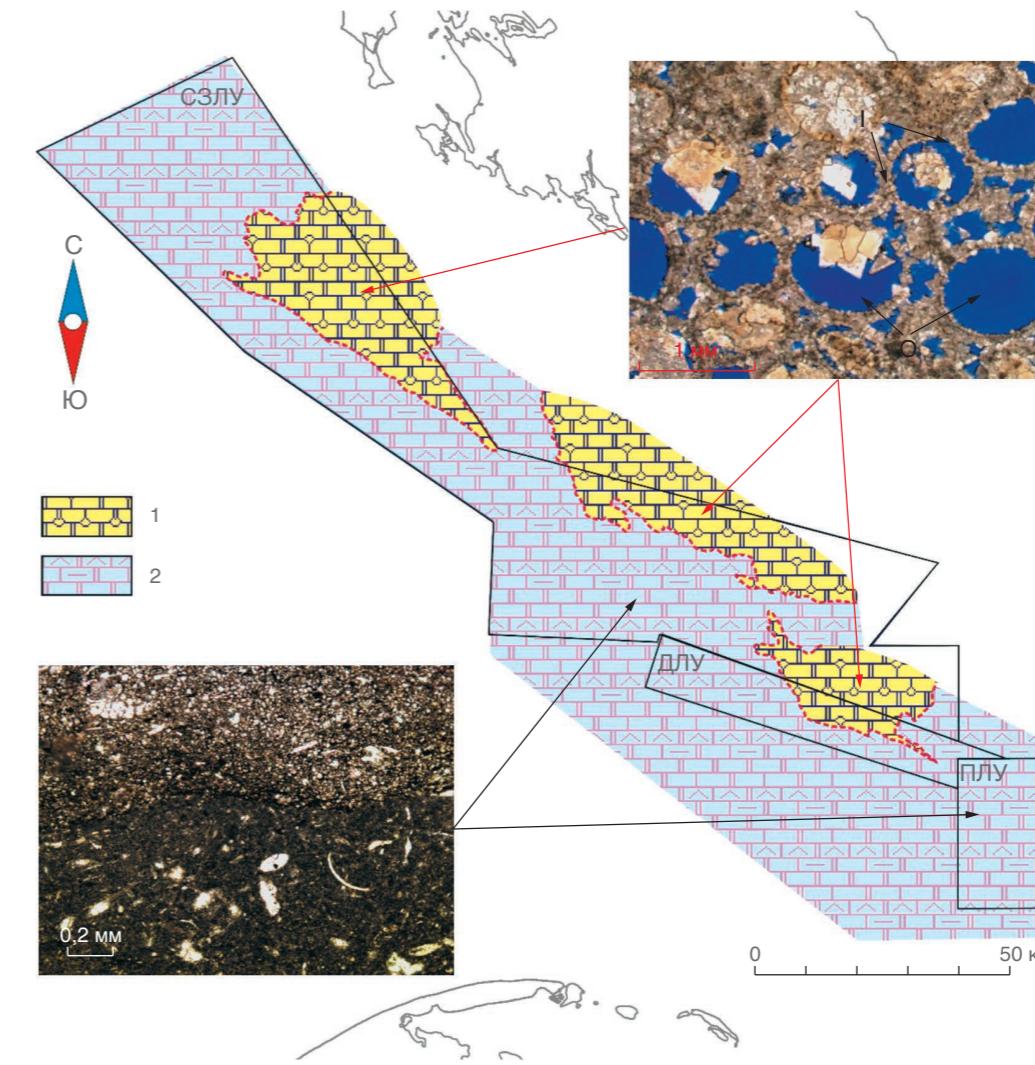


Рис. 6. Схема распространения гипергенетически измененных пород овинпармского горизонта лохковского яруса в пределах Долгинско-Папанинской структурной зоны.

1 – участки распространения пород овинпарма, подвергшихся среднедевонскому гипергенезу и перекрытыми саргаевско-тиманским флюидоупором; 2 – зона распространения пород овинпарма, не подвергшихся среднедевонскому карсту и интенсивному доломитовому метасоматозу, перекрытыми глинисто-сульфатно-карбонатной толщей сотчекыртинского горизонта. Фотографии шлифов типовых пород приведены по материалам [15] и [16]

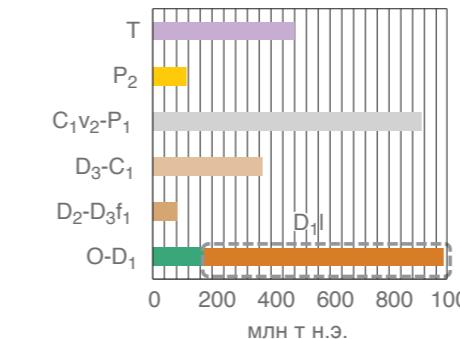


Рис. 7. Распределение запасов углеводородов по НГК по месторождениям Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Также следует отметить, что нижнедевонский комплекс является одним из наиболее вовлеченных в разработку по ТП НГП и с ним связаны такие крупные месторождения, как им. Р. Требса и А. Титова, Осовейское и Хосолтинское.

В ходе переинтерпретации данных сейсморазведки 3D в пределах Папанинской и Рахмановской структур в отложениях нижнего девона выделены новые перспективные объекты, ресурсная база которых предварительно оценивается в 350 млн т.н.э. Таким образом, выделенные объекты овинпармского горизонта значительно увеличивают ресурсный потенциал ДПСЗ, дополняя перспективы этой нефтегазоносной зоны.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные геологоразведочные работы показывают, что в пределах Долгинско-Папанинской структурной зоны северо-восточной окраины Тимано-Печорской НГП овинпармский горизонт нижнего девона обладает значительным нефтегазоносным потенциалом. Отложения горизонта накапливались в условиях дифференцирован-

ного по глубинам карбонатного шельфа с формированием как потенциальных пород-коллекторов, так и нефтематеринских отложений. В результате среднедевонской структурной перестройки отложения нижнего девона подверглись размыву и гипергенному воздействию. На ряде локальных структур ДПСЗ наблюдаются стратиграфическое срезание нижнедевонских стратонов и налегание регионального тиманско-саргаевского глинистого флюидо-упора непосредственно на карбонатные породы овинпармского горизонта. Вторичные преобразования пород овинпарма – доломитизация, выщелачивание, трещинообразование, произошедшие во время среднедевонского перерыва, – создали благоприятные предпосылки для развития в разрезе высокомощных коллекторов. Широкое развитие в породах нижнего девона на проявлениях среднедевонского гипергенеза

является важным благоприятным фактором высокой оценки перспектив этого интервала для поисково-разведочного бурения. Породы-коллекторы в разрезе нижнего девона, вероятнее всего, могут быть отнесены к диагенетическому типу с трещинно-каверновым типом пустотного пространства. В результате выполненных исследований выделены новые перспективные объекты в отложениях овинпармского горизонта в пределах Папанинского и Рахмановского поднятий ДПСЗ, что привело к увеличению ресурсного потенциала углеводородов более чем в два раза, определяя этот район как один из привлекательных на шельфе Печорского моря.

6. Yuryeva Z.P., Valiukovich Yu. Lower Devonian of the Varandej-Adz'va structural zone (stratigraphy, correlation). *Vestnik IG Komi NTs UrO RAN [Vestnik of Geosciences]*. 2012, no. 5, pp. 6–10. (In Russ.)
7. Zhemchugova V.A. *Prirodnye rezervuary v karbonatnykh formatsiyakh Pechorskogo neftegazonosnogo basseina* [Natural reservoirs in Carbonate formations of the Pechora petroleum basin]. Moscow, MGGU, 2002. 243 p.
8. Yuryeva Z.P. Position of oil pools in the section of the Lower Devonian deposits (the Timan-Pechora province). *Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]*. 2015, no. 3, pp. 3–13. (In Russ.)
9. Taninskaya N.V. Sedimentological criteria of reservoirs forecast of the Middle Ordovician and Lower Devonian deposits of Timan-Pechora province. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika [Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies]*. 2010, part 5, no. 4. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2/52\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf) (accessed 02.11.2020). (In Russ.)
10. Nikonorov N.I., Bogatsky V.I., Martynov A.V. et al. *Timano-Pechorskii sedimentatsionnyi bassein. Atlas geologicheskikh kart (litologo-fatsial'nykh, strukturnykh, i paleogeologicheskikh)* [Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps (lithologic-facial, structural and paleogeological)]. Ukhta: Regionalny dom pechati, 2000.
11. Zhemchugova V.A., Maslova E.E., Naumchev Yu.V. Sedimentary model of the Lower Devonian rocks of the northeastern part of Khoreyver depression. *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: Materialy XVII Geologicheskogo sъezda Respubliki Komi* [Geology and mineral resources of European North-West of Russia: XVII Geological Congress of Komi Republic]. Syktyvkar, Geoprint, 2019. Part 3. Pp. 43–45. (In Russ.)
12. Antoshkina A.I. *Riffoobrazovanie v paleozое (sever Urala i sopredel'nye oblasti)* [Reef Formation in the Paleozoic (North Urals and Adjacent Areas)]. Yekaterinburg, UrO RAN, 2003. 304 p.
13. Yuryeva Z.P., Shamsutdinova L.L. Event's levels as a base for the Lochkovian lithology and facies model on the North-East of Timan-Pechora province. *Vestnik IG Komi NTs UrO RAN [Vestnik of Geosciences]*. 2015, no. 8, pp. 9–14. (In Russ.)
14. Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasilyeva V.F. et al. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseina* [Organic geochemistry of Timan-Pechora basin]. Saint Petersburg, VNIIGRI, 2008. 168 p.
15. Dushin A.S., Rykush M.V., Naumov G.V., Gaymaletdinova G.F. Depositional environments, diagenetic processes and their impact on reservoir properties of Upper Silurian – Lower Devonian carbonates in R. Trebs and A. Titov fields. *Neftegazovoe delo [Oil and Gas Business]*. 2015, no. 5, pp. 20–44. (In Russ.)
16. Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Tidal (shallow) facies of Ovinparmian horizon of Lokhovian Unit. Lower Devonian. Timan-Pechora syneclyse. *Litosfera [Litosfera]*. 2014, no. 4, pp. 22–35. (In Russ.)
17. Minich A.A., Rykush M.V. New data on the geological heterogeneity of the carbonate reservoir and their use for optimization of the development system of Osoveiskoe field (Timan-Pechora province). *Neftegazovoe delo [Oil and Gas Business]*. 2016, part 14, no. 3, pp. 17–25. (In Russ.)
18. Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopаемых (neft', gazy goryuchie) na 1 yanvarya 2019 g. (Nenetskii AO, Shel'f Barentseva morya) [State balance of natural resources (oil, gas). 01/01/2019. Nenets Autonomous Okrug, Barents Sea Shelf]. Moscow, FGBU Rosgeofond, 2019.

#### Список литературы

1. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В. Зоны нефтегазонакопления Припайхайско-Приновоземельской нефтегазоносной области и первоочередные направления геолого-поисковых работ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 2. – С. 4–19.
2. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Курганов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 4. [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf)
3. Данилов В.Н., Kochkina Yu.V., Antonovskaya T.V. Газовые и газоконденсатные месторождения Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. – СПб.: РЕНОМЕ, 2018. – 246 с.
4. Захаров Е.В., Рейтская Н.В. Основные результаты комплексной интерпретации данных по поисковым скважинам на восточном шельфе Печорского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 5. – С. 2–8.
5. Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.
6. Юрьева З.П., Валукаевичус Ио. Нижний девон Варандей-Адзьвинской структурной зоны (стратиграфия, корреляция) // Вестник ИГ Кomi НЦ УрО РАН. – 2012. – № 5. – С. 6–10.
7. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 243 с.
8. Юрьева З.П. Положение залежей нефти в разрезах нижнедевонских отложений (Тимано-Печорская провинция) // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 3–13.
9. Танинская Н.В. Седimentологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5, № 4. [http://www.ngtp.ru/rub/2/52\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf)
10. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических). – Ухта: Региональный дом печати, 2000.
11. Жемчугова В.А., Маслова Е.Е., Наумчев Ю.В. Седиментационная модель нижнедевонских отложений северо-востока Хорейверской впадины // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Геопринт, 2019. – Т. 3. – С. 43–45.
12. Антошина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). – Екатеринбург: УрО РАН, 2003. – 304 с.
13. Юрьева З.П., Шамсутдинова Л.Л. Событийные рубежи как основа литофациальной модели лохновских отложений на северо-востоке Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Кomi НЦ УрО РАН. – 2015. – № 8. – С. 9–14.
14. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф. и др. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 168 с.
15. Душин А.С., Рыкус М.В., Наумов Г.В., Гаймалетдинова Г.Ф. Условия осадконакопления, диагенетические процессы и их влияние на коллекторские свойства верхнесибирского-нижнедевонских карбонатных пород месторождений им. Р. Требса и А. Титова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 5. – С. 20–44.
16. Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Фации отмели среди отложений овинпармского горизонта лохновского яруса. Нижний девон, Тимано-Печорская синеклиза // Литосфера. – 2014. – № 4. – С. 22–35.
17. Минич А.А., Рыкус М.В. Новые данные о геологической неоднородности карбонатного коллектора и их использование для оптимизации системы разработки Осовойского месторождения (Тимано-Печорская провинция) // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 3. – С. 17–25.
18. Государственный баланс запасов полезных ископаемых (нефть, газы горючие) на 1 января 2019 г. (Ненецкий АО, Шельф Баренцева моря). – М.: ФГБУ «Росгеофонд», 2019.

#### References

1. Prishchepa O.M., Bogatsky V.I., Chumakova O.V. Oil and gas accumulation zones of Priipayhoysko-Prinovozemelskaya region and prime areas of geological prospecting works. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanых i gazonosnykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2011, no. 2, pp. 4–19. (In Russ.)
2. Prishchepa O.M., Bogatsky V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonorov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. The Timan-Pechora oil-bearing province – new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika [Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies]*. 2011, part 6, no. 4. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf) (accessed 02.11.2020). (In Russ.)
3. Danilov V.N., Kochkina Yu.V., Antonovskaya T.V. *Gazovye i gazokondensatnye mestorozhdeniya Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseina* [Gas and gas-condensate fields of the Timan-Pechora oil and gas basin]. Saint Petersburg, RENOME, 2018. 246 p.
4. Zakharov E.V., Reutskaya N.V. The results of interpretation of exploration well data from the Pechora Sea eastern shelf. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanых i gazonosnykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2000, no. 5, pp. 2–8. (In Russ.)
5. Belonin M.D., Budanov G.F., Danilevsky S.A., Prishchepa O.M., Teplov E.L. *Timano-Pechorskaya provintsija: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya* [Timan-Pechora basin: geology, oil and gas content, exploration prospects]. Saint Petersburg, Nedra, 2004. 396 p.