

УДК 553.98;551.734.5 (470.13)

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

**PETROLEUM POTENTIAL OF THE UPPER DEVONIAN COMPLEX
TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE**

Пармузина Л.В.

**ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Российская Федерация**

L.V. Parmuzina

**FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta,
the Russian Federation**

e-mail: pparmuzin@ugtu.net

Аннотация. В настоящее время в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) открыто более 100 залежей УВ в верхнедевонском комплексе. Открытие крупных залежей нефти в 80-е годы 20 века в верхнедевонском комплексе (доманиковый горизонт – фаменский ярус) на Харьягинском и Пашшорском месторождениях явилось стимулом для увеличения объема геолого-разведочных работ на эти отложения. Поисковые работы по верхнедевонскому комплексу в это время были выделены в самостоятельное направление.

В работе приводится краткое описание характерных залежей в верхнедевонском комплексе ТПНГП.

Залежи нефти в этом комплексе приурочены к широкому стратиграфическому диапазону (от доманикового до нюмылгского горизонта). Они связаны с карбонатными образованиями различной природы – рифовыми массивами, «иловыми» холмами, отмельными постройками, пластовыми карбонатами в «зарифовой» зоне,

депрессивными доманикоидными отложениями у подножия рифовых массивов, с палеоподнятиями в зоне некомпенсированной впадины.

Нефтегазоносность рассматриваемого комплекса обеспечена сочетанием пород-коллекторов, локальных и зональных покрышек, ловушек, а также наличием, как в самом комплексе, так и в нижележащих палеозойских отложениях нефтегазогенерирующих толщ.

Зоны рифов являются в этом комплексе зонами нефтегазонакопления. Эти протяженные линейные участки благоприятны для аккумуляции углеводородов в процессе латеральной и вертикальной миграции. Источником латеральной миграции являются доманиковые и доманикоидные отложения, вертикальной – нижележащие отложения палеозоя.

Внешний контур распространения залежей УВ в исследуемом регионе совпадает с рифовой зоной доманикового возраста. За этой рифовой зоной из верхнедевонских средне- и низкочемских карбонатных коллекторов в «зарифовой» зоне при опробовании были получены только притоки воды. Вероятно, это связано с рядом причин: 1) с относительной удаленностью нефтегазогенерирующей (доманиковых и доманикоидных) толщ в самом верхнедевонском комплексе; 2) наличием преград для латеральной миграции УВ в виде рифовых зон, которые уже в седиментационных бассейнах представляли собой тектоно-седиментационные ловушки и могли улавливать углеводороды; 3) с отсутствием генерирующих углеводородов в глинисто-песчано-алевритовых среднедевонских отложениях и распространением красноцветных фаций в разрезах силура и нижнего девона.

Основные залежи нефти в верхнедевонском комплексе ТПНГП концентрируются под локальными и зональными покрышками, которые редко перекрывают рифовые толщи, и чаще располагаются выше над надрифовыми отложениями.

Abstract. Currently in the Timan-Pechora oil and gas province (TPOGP) opened about 100 hydrocarbon deposits in the upper Devonian complex. The discovery of large oil deposits in the 80-ies of the 20th century in the upper Devonian complex on Kharyaga and Pisarska fields was the incentive to increase exploration for these deposits. Search works on upper Devonian complex were isolated in a separate direction.

This paper presents a brief description of the characteristic of the deposits in the upper Devonian complex TPOGP.

Oil deposits in this complex dedicated to a wide stratigraphic range (from domanic to numilog horizon). They are associated with the carbonate formations of different nature - reef arrays, "silt" hills, shelf buildings, formation carbonates in "backreef" zone, depression Dominicaine sediments at the foot of the reef massifs, with paleomagnetism in the area of uncompensated depression.

Petroleum potential of the considered complex is provided by a combination of reservoir rocks, local and zonal tires, traps, as well as the presence in the complex, and the underlying Paleozoic sediments of petroleum generating ones strata.

Zone reefs are complex areas of oil and gas accumulation. These long linear areas favorable for the accumulation of hydrocarbons in the process of lateral and vertical migration. Source lateral migration are domanic and Dominicaine deposits, vertical - underlying sediments of the Paleozoic.

The outer contour of the distribution of hydrocarbon deposits in the study area coincides with the reef area domanic age. This reef area of the upper Devonian middle and low-capacious carbonate reservoirs in "backreef" zone during testing were obtained only tributaries water. This is probably due to several causes: 1) the relative remoteness of the petroleum generating ones (domanic and domeniconi) strata in the upper Devonian complex; 2) the presence of barriers to lateral migration of hydrocarbons in the form of reef areas, which are already in sedimentary basins represented a tectonic-sedimentary traps and could catch hydrocarbons; 3) lack of generating

hydrocarbons clay-sand-silt-middle Devonian sediments and distribution of red-colored facies in the sections of the Silurian and lower Devonian.

Major deposits of oil in the upper Devonian complex TPOGP concentrated under local and zonal tires, which rarely overlap reef strata, and they are most often located above overreef sediments.

Ключевые слова: нефть, газ, залежь, месторождение, коллекторы, флюидоупоры, ловушки, природные резервуары.

Key words: oil, gas, formation, field, reservoir, seals, traps, natural reservoirs.

В настоящее время в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) открыто более 100 залежей УВ в верхнедевонском комплексе (доманиковый горизонт – фаменский ярус). Открытие крупных залежей нефти в 80-е годы 20 века в верхнедевонском комплексе на Харьягинском и Пашшорском месторождениях явилось стимулом для увеличения объема геолого-разведочных работ на эти отложения. Поисковые работы по верхнедевонскому комплексу в это время были выделены в самостоятельное направление.

В работе приводится краткое описание характерных залежей в верхнедевонском комплексе ТПНГП. Размещение залежей в рассматриваемом комплексе показано на основе схемы оценки коллекторов.

Продуктивность верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции была впервые установлена на Западно-Тэбукском месторождении, характеристика которого приведена в многочисленных работах [3, 4, 6, 7].

Харьягинское месторождение. На этом месторождении в верхнедевонском комплексе установлены три залежи нефти, связанные с промышленными пачками D₃-I, D₃-II, D₃-III [1, 2].

Залежи в пачках D₃-I и D₃-II имеют небольшие размеры и незначительные геологические запасы. Приурочены они к структурно-риффовым ловушкам позднесирачойского и ливенского возраста. Коллекторы трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типов, связаны с узорчатыми сферово-сгустковыми известняками и вторичными доломитами. Нефти в нижних залежах (D₃-I, D₃-II) отличаются значительными колебаниями фракционного и компонентного состава, что, по мнению Л. А. Анищенко [1, 2], связано с неоднозначным качеством устьевых проб. Дебит нефти в пачке D₃-I составляет 3,0 м³/сут. (скв. 47-Харьяга), а в пачке D₃-II, где залежь нефти вскрыта скважинами 47 и 50-Харьяга, при опробовании получены притоки нефти с дебитами соответственно 2,5 и 5,2 т/сут. Плотность нефти в пачках D₃-I и D₃-II – 845-862 кг/м³; содержание серы – 0,35-1,01%, парафина – 9,3-27,5%.

Залежь нефти в промысловой пачке D₃-III наиболее крупная на Харьягинском месторождении. Связана она с надрифовыми отложениями (агглютигерм и отмельная карбонатная постройка) задонского и раннеелецкого возраста и приурочена к структурно-литологической ловушке. Коллекторами являются узорчатые сферово-сгустковые известняки, вторичные доломиты и известняковые песчаники. Для первых двух разновидностей пород характерны коллекторы трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типа, для известняковых песчаников коллектор по типу близок к гранулярному. Лучшими емкостными и фильтрационными свойствами обладают известняковые песчаники, по лабораторным данным пористость в этих коллекторах колеблется от 6 до 21%, газопроницаемость от 1 до 31000 ф/м. В скважинах 44 и 50-Харьяга на различных уровнях пачки D₃-III прослеживаются карстовые полости высотой иногда больше 1 м. Максимальный приток нефти получен в скважине 57-Харьяга при опробовании всего разреза пачки D₃-III, где он составил 1952 т/сут. Нефть легкая (плотность – 836 кг/м³), малосернистая (0,38%), высокопарафинистая (18,3%).

Залежь в промышленной пачке D₃-III – пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная. На юге месторождения она экранируется глинистыми известняками задонского и раннеелецкого возраста, перекрыта карбонатно-глинистыми породами елецкого возраста. Тектонически залежь ограничена с востока.

Пашшорское месторождение. Из пяти залежей на этом месторождении две залежи связаны с верхнедевонским карбонатным комплексом: с рифовым массивом и с надрифовыми отложениями.

Залежь нефти в рифовом массиве доманиково-евлановского возраста приурочена к структурно-рифовой ловушке. Коллекторами являются вторичные доломиты и узорчатые сферово-сгустковые и сферово-сгустково-комковатые известняки; коллекторы – трещинно-каверно-порового и трещинно-порового типов. Средняя пористость коллекторов – 11%, проницаемость по данным лаборатории физики пласта для доломитов – до 2070 мД, для известняков – до 59,7 мД, нефтенасыщенность соответственно – 94% и 86%. Нефть легкая (дебитом до 610 т/сут. в скв. 35-Пашшор), плотностью 841-857 кг/м³, малосернистая (в среднем 0,26%), парафинистая (в среднем – 2,9%). Залежь массивная сводовая, литологически экранированная с севера глинисто-карбонатными, мелководно-шельфовыми, а с юга глинистыми породами (толща заполнения), образовавшимися в условиях аккумулятивной впадины.

Залежь в надрифовых отложениях связана с агглютигермом ливенского возраста и приурочена к структурно-литологической ловушке. Коллекторами являются узорчатые сферово-сгустковые и сферово-сгустково-комковатые известняки; тип коллектора – трещинно-поровый. Пористость и проницаемость известняков определена по керну лишь в двух образцах и составляет соответственно 11,3-13,4% и 46-149 мД. Нефть легкая (дебитом 24,1 т/сут. в скв. 38-Пашшор), плотностью 843-841 кг/м³, малосернистая (в среднем – 0,27%), парафинистая (среднее значение –

3,3%). Залежь нефти пластовая сводовая. Покрышкой являются глинисто-карбонатные породы задонского возраста.

Средне-Харьягинское месторождение. Залежь нефти на Средне-Харьягинском месторождении связана с надрифовыми отложениями сирачойского возраста и приурочена к структурно-литологической ловушке. Коллектором являются узорчатые сферово-сгустковые известняки и вторичные доломиты трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типов. По лабораторным данным пористость коллекторов составляет 1,78-10,28%, газопроницаемость 0,54-5989 мД. Нефть легкая (дебитом 27,8 м³/сут. в скв. 27-Ср.Харьяга), плотностью 853 кг/м³, малосернистая (1,34%), парафинистая (3,2%). Залежь пластовая сводовая. Покрышкой являются карбонатно-глинистые отложения евлановского возраста.

Северо-Командиршорское месторождение. Залежь нефти в верхнедевонском комплексе связана с надрифовыми отложениями евлановского возраста. Коллектора трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типов; коллекторами являются узорчатые сферово-сгустковые известняки. По данным лаборатории физики пласта пористость известняков составляет 3-8,3%, газопроницаемость до 68 мД. Нефть легкая (дебитом 119 м³/сут. в скв. 1-Сев. Командиршор), плотностью 847 кг/м³, малосернистая (0,23%), парафинистая (4,88%). Залежь пластовая сводовая. Экранируется она ливенскими глинисто-карбонатными отложениями.

Кроме выявленной залежи на Северо-Командиршорской площади в скв. 4 при опробовании в процессе бурения получен приток газа объемом 3 тыс. м³ из ливенских отложений (инт. 3700-3784 м). Газ характеризуется жирным углеводородным составом, высоким содержанием пропана.

По рекомендации автора работы при опробовании рифовых отложений доманикового возраста в скв. 2-Сев.Командиршор (инт. 4171-4201 м) был получен приток нефти, объемом 1,3 м³ плотностью 0,82 г/см³.

Возейское месторождение. На Костюкском поднятии Возейского месторождения выявлены три небольшие залежи нефти. Нижняя залежь связана с позднефранскими отложениями, приуроченными к палеоподнятию. Разрез продуктивных отложений керном не изучен. Предполагается трещинно-поровый тип коллектора. Промышленный приток нефти был получен в скв. 64-Возей. Дебит его 61,2 т/сут. Нефть легкая (плотность 849 кг/м³), малосернистая (0,23%), высокопарафинистая (6,72%). Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Две верхние залежи на Костюкском поднятии открыты в среднефаменских отложениях, одна в нижней карбонатной толще, вторая в пласте средней карбонатной толщи устьепечорского горизонта. Дебиты нефти (в скв. 79-Возей) соответственно составили 4,3 и 4,7 т/сут. Плотность нефти 838 кг/м³; содержание парафина из нижней карбонатной толщи – 2,65%, из средней карбонатной толщи – 3,44%, содержание серы соответственно 0,17% и 0,19%. Залежи пластовые сводовые.

Западно-Соплесское месторождение. В верхнедевонском комплексе Западно-Соплесского месторождения выявлены три залежи углеводородов. Первая связана с доманиковым горизонтом, вторая с верхнефранским подъярусом и третья – с верхнефаменским подъярусом.

Первая залежь в доманиковом горизонте была выявлена скв. 82-Зап. Соплесс. При совместном опробовании трех интервалов (4030-4050, 4090-4112, 4150-4160 м) открыта нефтегазовая залежь и получен приток газа с нефтью ориентировочным дебитом 100 тыс. м³/сут., на штуцере 7 мм.

Вторая залежь связана с соплесской свитой. При бурении и испытании скв. 72-Зап. Соплесс была выявлена нефтяная залежь. В интервале 3570-3580 м (VI толща соплесской свиты) был получен приток легкой нефти с периодическим фонтанированием (30 м³/сут через 20 мм штуцер). Плотность нефти 0,785 г/см³, вязкость при 20 °С – 2,59 сСт. Нефть содержит 2,8% парафина и 0,04% серы. Температура НК – 53 °С. Количество фракций, выкипающих до 300 °С составляет в нефти 66%.

В скв. 73-Зап. Соплесс при опробовании интервала 3542-3571 м из отложений соплесского возраста (V и VI толщи) получен приток газированной нефти дебитом 5 м³/сут.

В скв. 79-Зап. Соплесс при испытании доманиковой и соплесской свит в интервалах 3780-3825, 3860-3905 м (в колонне) получен приток нефти с фильтратом глинистого раствора дебитом 0,59 м³/сут, а в инт. 3640-3703 м (V и VI толщи) – глинистый раствор с пленкой нефти.

Вопрос классификации этих двух залежей верхнедевонского комплекса Западно-Соплесского месторождения является дискуссионным. Ряд исследователей рассматривают их как пластовые тектонически и литологически экранированные, другие как литологически ограниченные. Такая неоднозначность в классификации залежей связана с недостаточным количеством фактического материала и со сложным строением объектов. В рассматриваемых природных резервуарах ловушки представлены комбинированным типом. Они созданы при участии различных факторов: тектонического, литолого-фациального и стратиграфического. В таких ловушках возникают залежи переходных типов. По соотношению с водой эти залежи, по-видимому, можно отнести к безводным. Условия образования такого класса залежей своеобразны. Залежи образуются, главным образом, в литологически ограниченных природных резервуарах, их формирование связано с медленной дифференциацией подвижных веществ и обусловлено, в основном, капиллярным фактором. Коллекторы в этих резервуарах можно отнести к неоднородным, что проявляется в изменчивости ФЕС как по площади, так и по разрезу, и плохопроницаемым, из которых флюиды извлекаются с трудом и при существующих современных методах извлечения добыча флюидов является нерентабельной. Рассматриваемые залежи в настоящее время не имеют промышленного значения и изучены пока весьма схематично. Не исключено, что скопления подобного типа, классифицированные пока автором и рядом других исследователей, как литологически и

тектонически ограниченные, при более детальном изучении на месторождениях Тимано-Печорской провинции окажутся одной из разновидностей пластовых залежей.

Третья залежь в верхнедевонском комплексе Западно-Соплесского месторождения, как уже сказано выше, связана с фаменскими отложениями и выявлена скв. 174-Зап. Соплесс. Формирование этой залежи тяжелой нефти связано с системой трещин. Нефть перемещалась вверх по разрезу по взбросу на западном крыле структуры, в процессе вертикальной миграции насыщая все пористые пласты, с которыми приходила в контакт, независимо от их состава или стратиграфической принадлежности. Залежь можно классифицировать как массивную в структурном выступе под поверхностью несогласия. По мнению Т. И. Кушнаревой [5], опробование фаменских отложений было некачественным и вызывает сомнение. Так, при опробовании фаменских отложений в скв. 174-Зап. Соплесс, при снижении уровня желонкой до 16,9 м получен приток пресной прозрачной воды с запахом сероводорода. Статический уровень – 8,6 м, дебит колебался от 4,2 до 3,6 м³/час. Минерализация воды – 693,6 мг, Р_н – 7,4. Вода по степени минерализации и по составу необычна для отложений девона и карбона.

По данным С. С. Гейро [5], в карбонатных породах фаменского яруса нефтенасыщение составляет 0,02-0,08%. И хотя фоновое содержание экстрагированного битуминозного вещества для данного разреза достигает долей процента, оно является весьма высоким по сравнению с фоновым содержанием битуминозных веществ в палеозойских отложениях южной части Тимано-Печорской провинции. Это, по мнению С. С. Гейро, говорит о наличии вторичного нефтенасыщения пород по разрезу.

В интервалах 1058-1062, 1062-1066 и 1074-1076 м выявлено наличие легкой нефти, близкой по компонентному составу к фильтрату, не содержащему смол. В интервале 1139-1147 м установлено селективное пропитывание и насыщение пород легкой смолистой нефтью.

Концентрация ее достигает 0,6%. Вероятно, наличие среди монотонной карбонатной толщи фаменского яруса узкого интервала пород, где установлено проявление легкой нефти, связано с проникновением ее по нарушениям.

Мощная трехсотметровая толща фаменских пород, насыщенных высокосмолистыми нефтями и твердыми нафтидами, тяготеет к поверхности размыва. Такие вторичные скопления высокосмолистых нефтей, частично метаморфизованных до стадии асфальта и асфальтита, не могут рассматриваться как промышленные объекты при современном способе эксплуатации нефтяных залежей. Кроме выявленных залежей в верхнедевонском комплексе Западно-Соплесского месторождения установлено, что при испытании в скв. 72-Зап. Соплесс интервала 2858-3389 м (кыртаельская свита) за 33 минуты стояния на притоке 25 м бурильных труб заполнились нефтью удельного веса 0,88 г/см³ (полевые замеры) и 125 м – газированным глинистым раствором, смешанным с нефтью удельного веса 1,04 г/см³. По результатам исследований нефтяной лаборатории Ухтинской тематической экспедиции (данные ТП НИЦ), относительная плотность нефти 0,842 г/см³, вязкость – 16,70 сСт, содержание парафина – 3,95%, серы 0,14%. Выявленная продуктивность в верхнедевонском комплексе Западно-Соплесского месторождения контролируется наличием зональных и локальных покрышек, как в самом комплексе, так и в каменноугольных отложениях.

Джеболское месторождение газоконденсата открыто в 1956 г. скважиной 25-Джебол. На месторождении выявлено три залежи. Самая верхняя связана с верхнедевонским комплексом с линзовидным природным резервуаром. Коллекторы в нюмылгском горизонте приурочены к линзам песчаников в джеболской толще заполнения и условно объединены в IV и V продуктивные пачки. Пористость песчаников V пачки 3-17%, проницаемость 15-215 мД; пористость

песчаников IV пачки достигает 12%, проницаемость 25 мД. Тип залежи – линзовидная литологически ограниченная.

Выводы

Специфику нефтегазоносности верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской провинции определили такие особенности геологических условий, как отсутствие надежной региональной покрывки, резкая литофациальная изменчивость отложений, развитие рифогенных и доманикоидных образований.

Залежи нефти в этом комплексе приурочены к широкому стратиграфическому диапазону (от доманикового до нюмылгского горизонта). Они связаны с карбонатными образованиями различной природы – рифовыми массивами, «иловыми» холмами, отмельными постройками, пластовыми карбонатами в «зарифовой» зоне, депрессионными доманикоидными отложениями у подножия рифовых массивов, с палеоподнятиями в зоне некомпенсированной впадины.

Нефтегазоносность рассматриваемого комплекса обеспечена сочетанием пород-коллекторов, локальных и зональных покрывок, ловушек, а также наличием, как в самом комплексе, так и в нижележащих палеозойских отложениях нефтегазогенерирующих толщ.

Зоны рифов являются в этом комплексе зонами нефтегазонакопления. Эти протяженные линейные участки благоприятны для аккумуляции углеводородов в процессе латеральной и вертикальной миграции. Источником латеральной миграции являются доманиковые и доманикоидные отложения, вертикальной – нижележащие отложения палеозоя. По данным С. А. Данилевского, Л. А. Анищенко, З. П. Складовой и других исследователей, в большинстве районов ТПНГП все нефтематеринские толщи силурийского, ордовикского и девонского возраста прошли главную зону нефтеобразования [1, 2]. Соответственно,

они являлись источником поступления углеводородов в верхнедевонскую толщу.

Внешний контур распространения залежей УВ в исследуемом регионе совпадает с рифовой зоной доманикового возраста. За этой рифовой зоной из верхнедевонских средне- и низкочемких карбонатных коллекторов в «зарифовой» зоне при опробовании были получены только притоки воды. Вероятно, это связано с рядом причин: 1) с относительной удаленностью нефтегазогенерирующей (доманиковых и доманикоидных) толщ в самом верхнедевонском комплексе; 2) наличием преград для латеральной миграции УВ в виде рифовых зон, которые уже в седиментационных бассейнах представляли собой тектоно-седиментационные ловушки и могли улавливать углеводороды; 3) с отсутствием генерирующих углеводородов в глинисто-песчано-алевритовых среднедевонских отложениях и распространением красноцветных фаций в разрезах силура и нижнего девона.

Основные залежи нефти в верхнедевонском комплексе ТПНГП концентрируются под локальными и зональными покрывками, которые редко перекрывают рифовые толщи, и чаще располагаются выше над надрифовыми отложениями.

В формировании основных зон нефтегазонакопления, которыми являются зоны рифовых массивов, кроме литологических критериев, важную роль играл тектонический фактор. Он обусловил ориентировку рифовых зон и образование структурных ловушек. Положение этих зон соответствует внешнему контуру относительно глубоководной некомпенсированной впадины, которая образовалась по системе разломов [8], имеющих уральское направление. Формирование крупноамплитудных структур, к которым приурочены крупные залежи нефти (Пашшорское, Харьягинское), произошло во время герцинского и альпийского тектогенеза.

Список используемых источников

1 Данилевский С. А., Склярова З. П. Распределение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции с позиции реализации генерационного потенциала органического вещества в очагах нефтегазообразования // Проблемы освоения природных ресурсов Европейского севера: сб. науч. тр. /УИИ. Ухта, 1996. С. 36-43.

2 Данилевский С. А., Склярова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Атлас карт. Ухта, 2001. С.45

3 Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д. Условия формирования и условия размещения залежей нефти и газа. М., 1974. 336 с.

4 Кремс А. Я., Николаев Ю. Д., Солнцев О. А. Условия формирования и размещения залежей нефти и газа на территории Тимано-Печорской провинции в свете последних данных поисково-разведочных работ //Геология месторождений нефти и газа и нефтегазовая промышленность Коми АССР. Сыктывкар, Коми филиал АН СССР, 1976. С. 11-15.

5 Кушнарера Т. И. Фаменский ярус Тимано-Печорской провинции. М., 1977. 135 с.

6 Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, Коми республиканская типография, 1998. 1061 с.

7 Удот Г. Д. О распространении газовых и газоконденсатных залежей в Тимано-Печорской провинции// Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1978. С. 24-32.

8 Шатский Н. С. О структурных связях платформы со складчатыми геосинклинальными областями //Изв. АН СССР; Сер. геологическая.1946. № 5. С. 83-87.

References

- 1 Danilevsky SA, Sklyarov ZP distribution of hydrocarbon deposits in the Timan-Pechora province from the perspective of implementing generation potential of organic matter in the centers of oil and gas // In .: UII scientific works "Problems of development of natural resources of the European North." Ukhta, 1996. S. 36-43. [in Russian].
- 2 Danilevsky SA, Sklyarov ZP, Trifachev YM geo-fluid system of the Timan-Pechora basin. Atlas maps. Ukhta, 2001. [in Russian].
- 3 Krems AJ, BJ Wasserman, Matviyevskaya ND Terms and conditions of formation of distribution of oil and gas. M., 1974. 336 s. [in Russian].
- 4 Krems AY, Nikolaev YD, Solncev OA Conditions of formation and distribution of oil and gas in the Timan-Pechora province in light of recent data exploration. Proc .: Geology of oil and gas deposits and oil and gas industry of the Komi ASSR. Syktyvkar, Komi Branch of the USSR Academy of Sciences, 1976: S. 11-15. [in Russian].
- 5 Kushnareva TI Famennian Timan-Pechora province. M., 1977. 135 p.
- 6 Oil and gas and geological and geophysical exploration of the Timan-Pechora province. Syktyvkar, Komi Republican Printing House, 1998. 1061 s. [in Russian].
- 7 Udot GD On the propagation of gas and gas condensate deposits in the Timan-Pechora province. - In the book .: Geology, exploration and development of gas and gas condensate fields in the Timan-Pechora province. Syktyvkar, Komi book publishing house, 1978. S. 24-32. [in Russian].
- 8 NS Shatsky Structural relations platform with folded geosynclinal region. Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR; series geologists cal, № 5, 1946. S. 83-87. [in Russian].

Сведения об авторе**About the author**

Пармузина Л. В., д-р геол.-минерал. наук, доцент, профессор кафедры «Геологии горючих и твердых полезных ископаемых», ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

L. V. Parmuzina, Doctor of Geological-mineral. Sciences, Associate Professor, Professor of the Chair “Department of Geology and Solid Combustible Minerals”, FSBEI NPE USTU, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: pparmuzin@ugtu.net