



УДК 622.276:551.734.5

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.Е. Соснин, Т.А. Казакова, С.Г. Филиппева, Д.И. Васянина, И.С. Батова

Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин (614016, Россия, г. Пермь, ул. Краснофлотская, 15)

FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE UPPER DEEVONIAN RIPHOGENIC DEPOSITS OF THE TIMAN-PECHORSKY PETROLEUM PROVINCE

N.E. Sosnin, T.A. Kazakova, S.G. Filipyeva, D.I. Vasyanina, I.S. Batova

Kama research institute for integrated research of deep and superdeep wells (15 Krasnoflotskaya st., Perm, 614016, Russian Federation)

Получена / Received: 05.06.2019. Принята / Accepted: 01.11.2019. Опубликовано / Published: 27.12.2019

Ключевые слова:

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, керн, разрез, скважина, органическое вещество, битумоид, нефтематеринские породы, пиролиз Rock-Eval, ИК-спектрометрия, переинтерпретация, геофизические исследования скважин, пористость, коллектор.

Рассмотрены вопросы строения верхнедевонской рифогенной толщи в пределах Морошкинского, Усть-Цилемского и Северо-Тэбукского эталонных участков, расположенных на территории Республики Коми и Ненецкого автономного округа. На основе переинтерпретации материалов геофизических исследований скважин с привлечением литологического описания керна и результатов его лабораторных исследований проведена детализация строения доманиково-фаменской части разреза, приведена схема корреляции разрезов глубоких скважин. В результате корреляции разрезов откорректированы некоторые стратиграфические границы, определен объем литолого-стратиграфических подразделений, выделены реперные пакки, хорошо отображаемые на геофизических диаграммах, и прослеживаемые карбонатные пласты, известные геологам как Ф₁, Ф₂, Ф₃, Ф₄, Ф₅, а также межпластовые пакки.

В данной работе приведены результаты геохимических исследований верхнедевонских рифогенных отложений скважин, пробуренных на территории Морошкинского, Усть-Цилемского и Северо-Тэбукского участков. Представлено распределение содержания органического углерода, хлороформного и спиртобензольного битумоидов в породах отдельных горизонтов скважин, а также охарактеризован нефтегенерационный потенциал пород по пиролитическим данным.

На основании комплексного анализа результатов лабораторно-аналитических исследований керна и материалов промыслово-геофизических исследований выполнено выделение коллекторов, проведена оценка их количественных параметров и характера насыщенности. Критерием для оценки коллекторских свойств пород выбран коэффициент пористости. Определение пористости по нейтронному гамма-каротажу проведено способом двух опорных пластов с применением зависимостей АО «КамНИИКИГС». Для оценки количественных параметров карбонатных коллекторов использованы результаты стандартных исследований керна: открытая пористость, абсолютная газопроницаемость, объемная плотность. Результаты проведенных исследований могут быть использованы при проведении поисково-разведочных работ на территории трех рассмотренных эталонных участков.

Key words:

Timan-Pechora oil and gas province, core, section, well, organic matter, bitumoid, source rocks, Rock-Eval pyrolysis, IR spectrometry, reinterpretation, well logging, porosity, reservoir.

The problems of the structure of the Upper Devonian rifogenic deposits within the Moroshkinsky, Ust-Tsilemsky and Severo-Tebuksky reference areas located on the territory of the Komi Republic and the Nenets Autonomous District are considered. Based on the reinterpretation of the materials of wells geophysical research with the use of a core lithological description and results of its laboratory studies, the structure of the Domanik-Famennian part of the section is detailed, the correlation scheme of deep wells sections is presented. As a result of section correlation, some stratigraphic boundaries were corrected, the volume of lithological-stratigraphic units was determined, reference packs well displayed on geophysical diagrams, and traceable carbonate formations known to geologists as F₁, F₂, F₃, F₄, F₅, as well as interstratal packs were identified.

This paper presents the results of geochemical studies of the Upper Devonian rifogenic deposits of wells drilled on the territory of the Moroshkinsky, Ust-Tsilemsky and Severo-Tebuksky areas. The distribution of the organic carbon, chloroform and alcohol-benzene bitumoids content in the rocks of individual well horizons is presented, and the oil and gas potential of rocks is characterized by pyrolytic data.

Based on a comprehensive analysis of the laboratory and analytical core studies results and materials from geophysical surveys, reservoirs were identified, their quantitative parameters and the nature of saturation were evaluated. The criterion for assessing the reservoir properties of rocks was the porosity coefficient. The determination of porosity by neutron gamma-ray logging was carried out using the method of two support layers using the dependencies of KamNIKIGS JSC. To assess the quantitative parameters of carbonate reservoirs, the results of standard core studies were used: open porosity, absolute gas permeability, bulk density. The results of the research can be used when conducting exploration in the territory of three considered reference areas.

Соснин Николай Евгеньевич – кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела нефтегазоносности Волго-Урала (тел.: +007 963 012 15 52, e-mail: kamniikigs@rusgeology.ru).

Казакова Татьяна Александровна – ведущий инженер (тел.: +007 912 593 02 32, e-mail: tkazakova.1946@mail.ru).

Филиппева Светлана Геннадьевна – заместитель начальника отдела нефтегазоносности Волго-Урала (тел.: +007 902 800 07 23, e-mail: sgfq@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Васянина Дарья Ильинична – старший научный сотрудник (тел.: +007 922 64 75 215, e-mail: geochim@niikigs.ru).

Батова Ираида Серapiоновна – научный сотрудник (тел.: +007 912 789 11 06, e-mail: batovaira@yandex.ru).

Nikolay E. Sosnin (AuthorID in Scopus: 55750130100) – PhD in Geology and Mineralogy, Head of the Department of the Volga-Urals Oil and Gas Potential (tel.: +007 963 012 15 52, e-mail: kamniikigs@rusgeology.ru).

Tatyana A. Kazakova – Lead Engineer (tel.: +007 912 593 02 32, e-mail: tkazakova.1946@mail.ru).

Svetlana G. Filipyeva – Deputy Head of the Department of the Volga-Urals Oil and Gas Potential (tel.: +007 902 800 07 23, e-mail: sgfq@mail.ru). The contact person for correspondence.

Daria I. Vasyanina – Senior Researcher (tel.: +007 922 64 75 215, e-mail: geochim@niikigs.ru).

Iraida S. Batova – Researcher (tel.: +007 912 789 11 06, e-mail: batovaira@yandex.ru).

Введение

В настоящей работе приводятся результаты детализации строения доманиково-фаменской части разреза на территории Морошкинского, Усть-Цилемского и Северо-Тэбукского эталонных участков. Данная работа базируется на основе проведенных лабораторно-аналитических исследований керн, а также анализа, обобщения и частичной переинтерпретации имеющейся геолого-геофизической информации по верхнедевонской рифогенной толще.

Район настоящих исследований находится на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, на территории Ненецкого автономного округа и Республики Коми (рис. 1). В тектоническом отношении Морошкинский участок расположен в Денисовской впадине, Усть-Цилемский участок – в Ижма-Печорской впадине на стыке Ижемской и Ерсинской ступеней. Северо-Тэбукский участок – в Ижма-

Печорской впадине на территории Тиманской гряды, Нерицкой ступени и Омра-Лыжской седловины.

Корреляция разрезов скважин

Верхнедевонская рифогенная толща в Тимано-Печорской провинции является перспективным нефтепоисковым объектом, о чем свидетельствуют фактические результаты проведенных ранее поисково-разведочных работ. В непосредственной близости от изучаемых участков находятся месторождения углеводородов, где промышленные залежи приурочены в том числе и к отложениям верхнего девона. В частности, рядом с Морошкинским участком расположены Командиршорское, Северо-Командиршорское, Харьягинское и Среднехарьягинское месторождения, Усть-Цилемским участком – Низевое и Южно-Низевое, Северо-Тэбукским участком – Западно-Тэбукское.

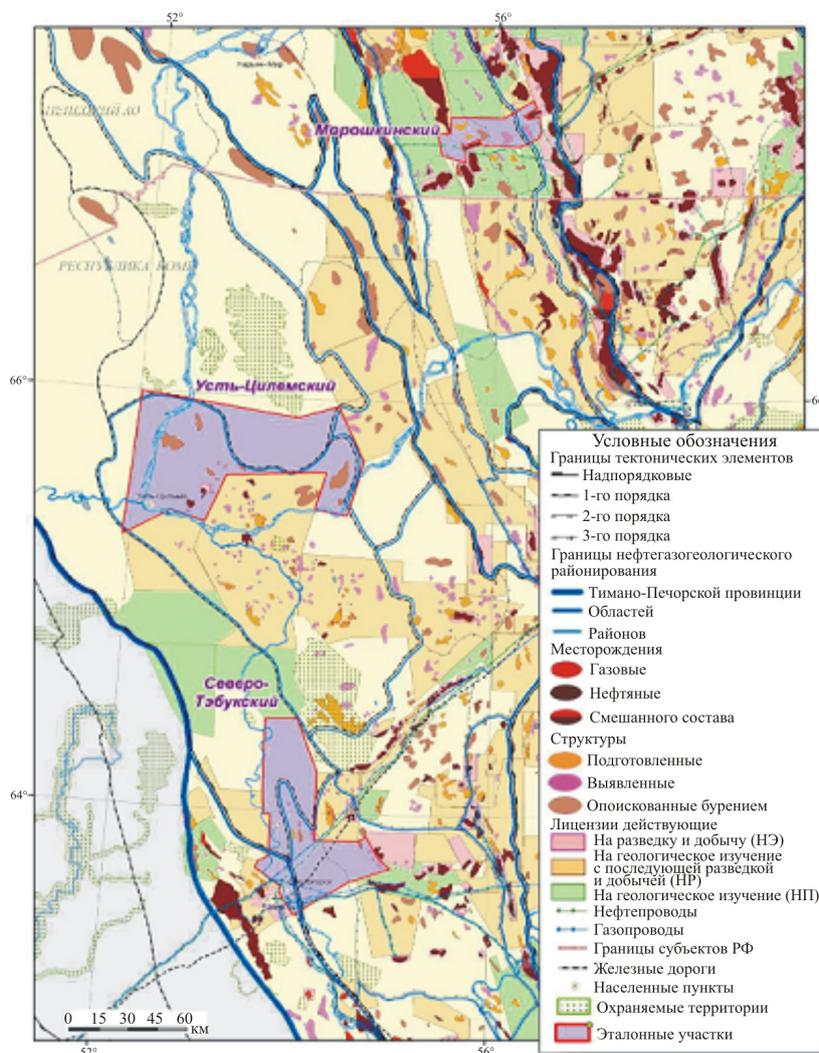


Рис. 1. Обзорная карта размещения эталонных участков

Исследуемая часть разреза осадочного чехла входит в состав доманиково-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса, в большинстве скважин охватывая разрез от доманикового горизонта среднефранского подъяруса до нюмылгского горизонта верхнефаменского подъяруса включительно [1, 2]. В ряде скважин присутствуют также отложения турнейского яруса. На территории Морошкинского, Усть-Цилемского и Северо-Тэбукского участков преимущественно карбонатная доманиково-фаменская толща имеет практически повсеместное распространение. Отложения характеризуются сильной изменчивостью по стратиграфической полноте разреза, литологическому составу и мощности.

Для получения наиболее полного представления о развитии верхнедевонских отложений и проведения качественной корреляции исследование толщ выполнялось с привлечением дополнительных данных по 22 скважинам, расположенным вблизи границ участков. Изучение разреза проводилось на основе принципа корреляции разнофациальных толщ, детально разработанного Дж.Л. Уилсоном [3] и предложенного для Тимано-Печорской провинции М.М. Грачевским [4] с учетом результатов работ Б.П. Богданова [5, 6], Л.А. Гобанова [7], Л.В. Пармузиной [8], А.В. Соломатина [9], В.С. Цыганко, П.А. Безносова [10], В.Вл. Меннера [11], Е.Л. Петренко [12, 13], З.П. Юрьевой [14, 15], А.В. Дуркиной [16].

В результате проведенной корреляции разрезов откорректированы некоторые стратиграфические границы, определен объем литолого-стратиграфических подразделений, выделены реперные пачки, хорошо отображаемые на геофизических диаграммах, и прослеживаемые карбонатные пласты, известные геологам как Φ_1 , Φ_2 , Φ_3 , Φ_4 , Φ_5 , и межпластовые пачки. На рис. 2 представлена схема корреляции по разрезам скважин, пробуренных на территории Усть-Цилемского участка.

При составлении схем корреляции привязка к фациальным зонам осуществлялась на основе работы [17] и исследований, проведенных в ООО «ТП НИЦ» [18].

Усть-Цилемский участок

На Морошкинском участке нефтегазоносный комплекс представлен доманиковым горизонтом среднефранского подъяруса, ветласянским, сирачойским, евлановским и ливенским горизонтами верхнефранского подъяруса, ниже-, среднефаменским подъярусами и нерасчлененными верхнефаменскими

отложениями зеленецко-нюмылгского возраста. Полностью комплекс вскрыт бурением на участке двумя скважинами: скв. 2 и скв. 3 Северо-Командиршорскими. Мощность его изменяется незначительно и составляет 934 и 936 м соответственно. Разрезы скважин в исследуемом интервале достаточно хорошо сопоставляются на диаграммах, полученных с помощью геофизических исследований скважин (ГИС). Волгоградский горизонт нижнефаменского подъяруса легко выделяется на диаграммах радиоактивного каротажа и кажущегося сопротивления (КС), четко прослеживается глинистая пачка в его кровле. Также хорошо прослеживаются пачка терригенных пород, слагающая ветласянский горизонт, и глинисто-карбонатные пачки в отложениях елецкого и зеленецкого + нюмылгского горизонтов. В разрезе скв. 2 Северо-Командиршорской единичными находками брахиопод подтвержден тиманский возраст отложений в интервале 4252,1–4257,1 м, уточнена подошва саргаевского горизонта. Отсутствие фаунистических данных о возрасте не позволяет конкретизировать стратиграфическую принадлежность глинистой пачки с идентичной геофизической характеристикой, выявленной в разрезах скв. 2 Северо-Командиршорской в интервале 3273–3286 м, скв. 31 Морошкинской в интервале 3198–3212 м и скв. 144 Среднехарьгагинской в интервале 2813–2825 м. Условно пачка отнесена к турнейскому возрасту.

Исследуемая толща характеризуется тремя фациальными типами отложений. Образования доманикового горизонта формировались в зоне развития рифовых систем конденсированных (доманикоидных) отложений и толщ заполнения. Терригенные отложения ветласянского горизонта представлены осадками толщ заполнения в относительно глубоководных доманикоидных (конденсированных) фациях. Евлановско-нюмылгский интервал разреза представлен отложениями мелководного шельфа. В евлановском, ливенском и волгоградском горизонтах преобладают терригенные породы, в задонском, елецком, усть-печорском и зеленецко-нюмылгском – карбонатные.

На Усть-Цилемском участке исследуемый комплекс представлен средним и верхним подъярусом франского яруса и нижнефаменским подъярусом. Отложения доманикового горизонта развиты на всей площади и отвечают двум литофациальным зонам: зоне карбонатной формации мелководного шельфа (скв. 1 Усть-Цилемская и скв. 40 Хабарихинская) и зоне развития рифовых систем конденсированных (доманикоидных) отложений и толщ заполнения

(по керну скв. 1 Сосьянской), сложенная известняками темновато-серыми, тонкозернистыми, слабоглинистыми, доломитизированными, пиритизированными, перекристаллизованными, плотными, крепкими, выраженная высокими значениями на кривых, полученных при нейтронном гамма-каротаже (НГК) и КС, отмеченная на схеме корреляции цветом. Вышезалегающий разрез отличается преимуществом пород терригенного состава. Ветласянская глинистая пачка также хорошо прослеживается и выделяется в разрезе высокими показаниям гамма-каротажа (ГК), каротажа собственной поляризации (ПС), низкими значениями нейтронного гамма-каротажа и КС. В кровле сирачойского горизонта прослеживается песчано-алевролитовая пачка мощностью 3–4 м.

На Северо-Тэбукском участке в разрезах скв. 93 Кабантынской, 80 Кыкаельской и 52 Ваньюской доманиково-фаменский интервал представлен доманиковым горизонтом среднефранского подъяруса, ветласянским и сирачойским, нерасчлененными евлановским и ливенским горизонтами верхнефранского подъяруса, нижним и средним подъярусами фаменского яруса. Нижнефаменский подъярус представлен волгоградским, задонским и елецким горизонтами, среднефаменский подъярус – устьпечорским горизонтом. В разрезах скв. 10 Тиманской, 1 Порожской и 1 Айювинской Печора-Петролеум фаменские образования представлены отложениями только нижнего подъяруса. Мощность комплекса изменяется от 506 м (скв. 1 Порожская) до 763 м (скв. 93 Кабантынская).

По схожести геофизической характеристики, характерной конфигурации кривых ГИС, стратиграфической полноте, с учетом фациального анализа в исследуемой толще выделены три типа разреза. Отложения доманикового, ветласянского, а в скв. 93 Кабантынской и скв. 52 Ваньюской еще сирачойского и евлановского возраста, сформировались в зоне конденсированных (доманикоидных) отложений и толщ заполнения глинисто-карбонатного состава. Разрез скв. 10 Тиманской характерен для отложений, сформировавшихся в карбонатной формации мелководного шельфа. Этот же тип разреза установлен в сирачойско-елецкой терригенно-карбонатной толще в скв. 1 Порожской и 1 Айювинской Печора-Петролеум, также в ливенско-устьпечорском интервале в скв. 80 Кыкаельской и скв. 52 Ваньюской и в толще, покрывающей рифогенные образования в скв. 93 Кабантынской. Зона развития рифовых систем, конденсированных (доманикоидных) отложений и толщ заполнения

представлена рифогенными породами ливенского горизонта в разрезе скв. 93 Кабантынской.

Геохимические исследования

В настоящей работе приведены результаты геохимических исследований верхнедевонских рифогенных отложений скважин, пробуренных на территории Морошкинского, Усть-Цилемского и Северо-Тэбукского участков. Сводная геохимическая характеристика изученных разрезов представлена в таблице. Массовые исследования проводились методами люминесцентной битуминологии, включали определение содержания органического углерода ($C_{орг}$) в породах, пиролиз пород методом Rock-Eval. Молекулярная структура битумоида изучалась методом ИК-спектроскопии [19], фракционный состав – тонкослойной хроматографией [20]. Состав углеводородов-биомаркеров (n-алканы, изопреноиды) определялся методом газожидкостной хроматографии [21]. Органическое вещество исследовалось также микроскопически в шлифах по методике Е.С. Ларской [22]. При интерпретации результатов геохимических исследований использовались литературные источники [23–31].

Содержание $C_{орг}$ в породах (по медианным значениям) последовательно снижается вверх по разрезу от доманиковых отложений (0,86 %) до 0,07 % в задонском горизонте и 0,22 % в елецком (рис. 3). Однонаправленно изменяется содержание в породах углеводородов нефтяного ряда (пиролитический параметр S_1): от 0,6 мг/г породы (медианное значение для доманиковых отложений) до 0,07–0,08 мг/г в породах задонского и елецкого горизонтов.

Нефтематеринские породы, представленные глинистыми известняками и доломитами межрифовых фаций, встречаются преимущественно в доманиковом, сирачойском, евлановском и ливенском горизонтах франского яруса. К таким породам относится 44 % исследованных образцов.

Величина S_2 , характеризующая остаточный нефтегенерационный потенциал пород, высока в доманиковых отложениях (медианные значения S_2 – 6,9 мг/г). В нерасчлененных доманиково-ветласянских отложениях S_2 снижается до медианного значения 1,4 мг/г породы и затем, вплоть до елецкого горизонта, не превышает 0,3 мг/г на породу.

Повсеместно присутствует миграционный битумоид, идентифицируемый микропетрографически по расположению в микротрещинах и межзерновом пространстве. Концентрации хлороформенного битумоида ($B_{хл}$), по данным люминесцентно-битуминологического анализа, варьируются от следовых (0,0001 %) до повышенных (3,75 %).

Геохимическая характеристика пород

Геологический возраст	Литология	С _{орг} , %	Б _{хл} , %	S ₁ , мг/г	S ₂ , мг/г	T _{max} , °C	Диапазон градаций катагенеза
		на породе	на породе	породы	породы		
D _{3dm}	Известняки, мергели, доломиты, аргиллиты	0,02	0,0009	0,04	0,11	414–451	ПК ₃ –МК ₂
		9,4	2,5	6,30	76,56		
		1,26	0,09	0,60	6,92		
D _{3dm+vt}	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	0,86	0,0009	0,10	0,47	438–440	МК ₁
		0,86	0,01	0,11	2,27		
		0,86	0,006	0,11	1,37		
D _{3src+vt}	Аргиллиты, доломиты	0,23	0,0002	0,06	0,28	438	МК ₁
		0,72	0,02	0,14	0,38		
		0,48	0,0019	0,10	0,33		
D _{3src}	Известняки, песчаники, доломиты	0,02	0,0002	0,08	0,11	421–436	ПК ₃ –МК ₁
		0,65	0,12	0,25	4,07		
		0,19	0,001	0,09	0,22		
D _{3ev}	Алевролиты, аргиллиты, известняки, сульфатно-глинистая порода	0,09	0,0001	0,00	0,00	437–490	МК ₁ –МК ₄
		0,25	0,0025	0,03	0,13		
		0,17	0,0006	0,02	0,07		
D _{3ev+lv}	Известняки, доломиты, алевролиты, песчаники, мергели	0,03	0,0000	0,04	0,07	435	МК ₁
		0,86	0,08	0,81	17,83		
		0,24	0,0006	0,10	0,23		
D _{3zd}	Известняки	0,04	0,0001	0,07	0,20	441–446	МК ₂
		0,10	0,08	0,09	0,22		
		0,07	0,01	0,08	0,21		
D _{3el}	Известняки, доломиты	0,13	0,00	0,04	0,13	407–443	ПК ₃ –МК ₁
		0,31	0,24	1,35	1,59		
		0,22	0,0009	0,07	0,25		

Примечание: С_{орг} – содержание органического углерода; Б_{хл} – содержание хлороформенного битумоида; S₁, S₂, T_{max} – пиролитические параметры.

Далее приведены детальные геохимические характеристики верхнедевонских рифогенных отложений, позволяющие оценить их перспективы и углеводородный потенциал.

Породы **доманикового** горизонта представлены известняками в скв. 1 и скв. 4 Низевой площади, Сосьянской скв. 1, Усть-Цилемской скв. 1 Усть-Цилемского участка, мергелями в Северо-Командиршорской скв. 2 на Морошкинском участке, переслаиванием терригенных и карбонатных пород в Двойниковой скв. 1 и Тиманской скв. 10 Северо-Тэбукского участка.

Сингенетичное органическое вещество наблюдается в шлифах в виде сгустков и микропрожилков колломорфного сапропелевого органического вещества и углистого детрита. В межзерновом пространстве и микротрещинах видны примазки битуминозного вещества. Содержание С_{орг} колеблется в широком диапазоне: от 0,02 до 9,4 %, медианное значение С_{орг} – 1,3 %.

Наиболее высокие концентрации С_{орг} (3–9 %) отмечаются в мергелях Тиманской скв. 10, обладающих богатым генерационным потенциалом (от 27,4 до 76,6 мг/г породы), который не успел

реализоваться в полной мере – зрелость пород соответствует протокатагенезу (ПК₃). Здесь же отмечается повышенная битуминозность (β – от 15 до 27 %), обусловленная как сингенетичными смолисто-асфальтовыми битумоидами ранней стадии генерации, так и миграционными (аллохтонными) компонентами. По пиролитическим данным в доманиковых отложениях Тиманской скв. 10 на территории Северо-Тэбукского участка фиксируется зона аккумуляции углеводородов (S₁ – 1,9–6,3 мг/г породы).

В других скважинах породы доманикового горизонта менее битуминозны: содержание Б_{хл} – не более 0,156 %, S₁ – менее 0,5 мг/г породы. Остаточный потенциал соответствует категории «удовлетворительный» (S₂ = 2,2–3,5 мг/г) в отдельных прослоях Двойниковой скв. 1 (2363,4–2367,2 м) и Сосьянской скв. 1 (2257,4 м) Усть-Цилемского участка, в остальных случаях – «бедный» (не превышает 0,6 мг/г породы).

В нерасчлененных **доманиково-ветлясянских** отложениях, представленных терригенными породами в Низевой скв. 4 Усть-Цилемского участка, содержание С_{орг} составляет 0,86–1,3 %, битумоиды

окислены, концентрация $B_{хл}$ не превышает 0,01 %, спиртобензольного битумоида ($B_{сб}$) – 0,06 %. По молекулярной структуре битумоид имеет признаки сингенетического, образованного в начальной фазе углеводородной генерации.

Породы *ветлянского* горизонта исследованы в скв. 10 Тиманской площади Северо-Тэбукского участка. Содержание $C_{орг}$ составляет 0,57 %, $B_{хл}$ – 0,0019 %, $B_{сб}$ – 0,005 %. Битумоид легко-маслянистый, окисленный. По данным пиролиза, породы являются бедными в отношении генерационного потенциала и катагенетически незрелыми (S_2 – 0,73 мг/г породы, ПК₃).

Породы *сирачойского* горизонта характеризуются относительно пониженной концентрацией $C_{орг}$: от 0,02–0,19 % в скважинах Среднехарьгинской и Северо-Командиршорской

площадей Морошкинского участка до 0,37–0,65 % в скважинах Усть-Цилемской и Брыкаланской площадей Усть-Цилемского участка. Битуминозность пород также низкая: медианные содержания $B_{хл}$ – 0,0012 %, $B_{сб}$ – 0,005 %. Возрастание концентрации битумоидов (до 0,118 % $B_{хл}$), отмеченные в породах Брыкаланской скв. 1 на Усть-Цилемском участке, обусловлено вкладом миграционной составляющей: в составе $B_{хл}$ до 70 % приходится на углеводороды. По результатам пиролиза, содержание углеводородов нефтяного ряда (S_1) не превышает 0,3 мг/г породы; содержание пиролитических углеводородов (S_2) на уровне 2–4 мг/г породы при $T_{max} = 435$ °С (МК₁) позволяет говорить об удовлетворительном генерационном потенциале органического вещества, вступившего в главную зону нефтеобразования.

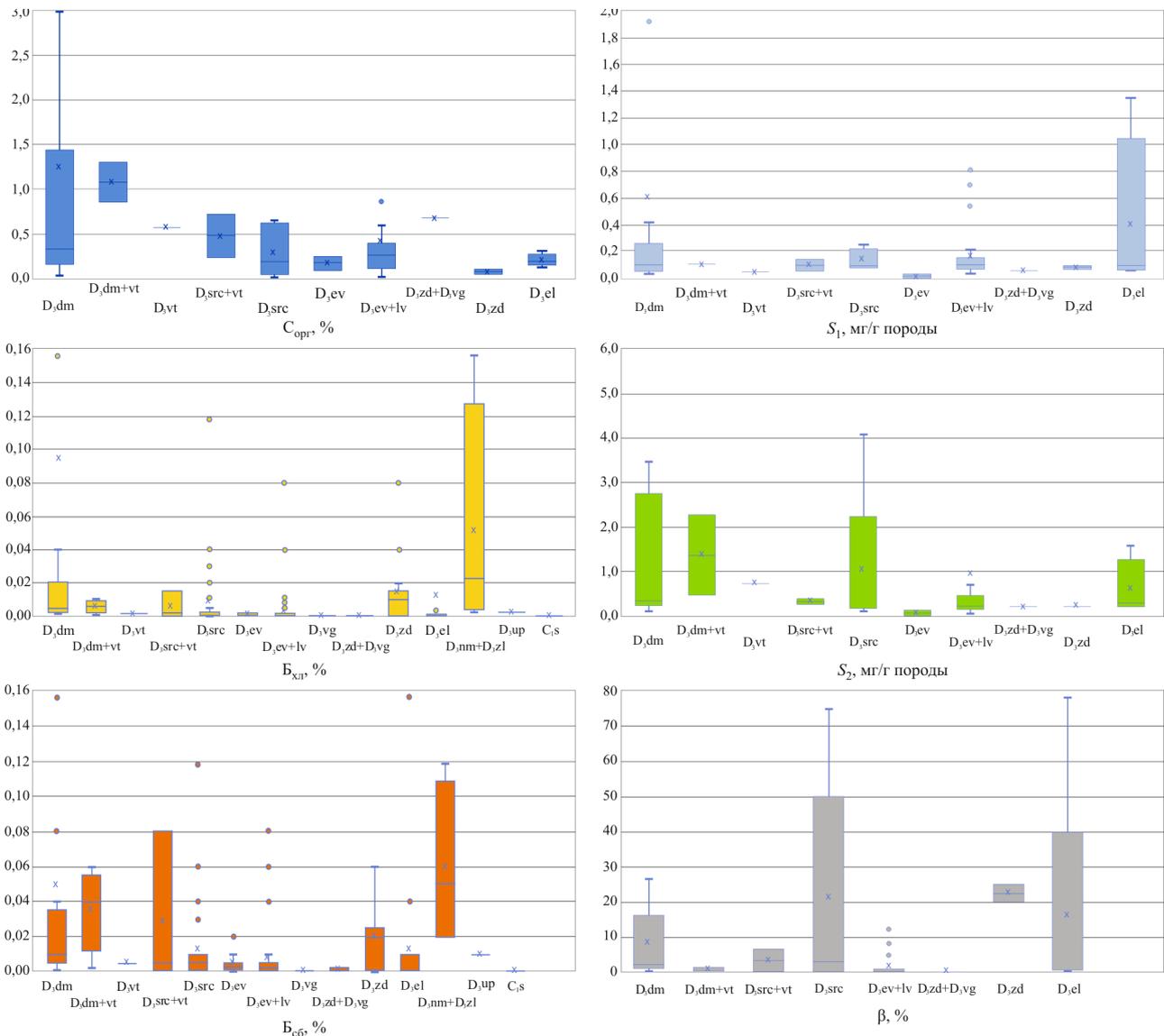


Рис. 3. Диаграммы распределения концентрации $C_{орг}$, битумоидов, пиролитических показателей, коэффициента битуминозности (β)

Битуминозность пород из Северо-Командиршорской скв. 2 и Среднехарьгинской скв. 144 на Морошкинском участке намного ниже, но также обусловлена миграционными компонентами: при низком содержании $C_{орг}$ ($\leq 0,04$ %) коэффициент битуминозности β составляет 50–75 %, а в составе $B_{хл}$ до 70 % занимают углеводороды. По составу n-алканов битумоиды аналогичны битумоидам доманикового горизонта, особенно в Среднехарьгинской скв. 144.

В **евлановском** горизонте концентрации органического углерода и битумоидов существенно падают: $C_{орг}$ – от 0,09 до 0,25 %, содержание $B_{хл}$ – от 0,0001 до 0,0025 %. Битумоиды окисленные, легкомаслянистые или маслянисто-смолистые.

В нерасчлененных **евлановском** и **ливленском** горизонтах содержание органического углерода – от 0,03 до 0,86 %, медианное значение – 0,24 %. Повышенные концентрации отмечаются в породах скв. 1 и скв. 4 Низевой площади и Сосьянской скв. 1 на Усть-Цилемском участке. Присутствуют миграционные битумоиды, окисленные, в низких концентрациях: медианное значение содержания $B_{хл}$ составляет 0,0009 %, $B_{сб}$ – 0,005 %. Лишь в отдельных прослоях Северо-Командиршорской скв. 13 Морошкинского участка содержание $B_{хл}$ достигает 0,08 %, $B_{сб}$ – 0,06 %. В Низевой скв. 4 на глубине 1951,3 м присутствует катагенетически незрелый ($T_{max} = 421$ °С) кероген III типа (по классификации Б. Тиссо, Д. Вельте) в концентрации $C_{орг} = 0,86$ %.

По фракционному составу все битумоиды очень близки: 40–48 % приходится на углеводород, 52–60 % – на смолисто-асфальтеновые компоненты. Однако по молекулярной структуре и углеводородному составу фиксируются различия. Так, в Северо-Командиршорской скв. 13 ИК-спектры битумоидов пород с глубины 3872,5 и 3877,8 м отличаются долей неразветвленных насыщенных цепей, ароматичностью и окисленностью, что обусловлено относительно повышенным вкладом миграционных компонентов в битумоид с глубины 3872,5 м. Битумоиды из Морошкинской скв. 31, Среднехарьгинской скв. 144, Северо-Командиршорской скв. 13, расположенные на территории Морошкинского участка, близки по конфигурации ИК-спектров и кривых молекулярно-массового распределения n-алканов.

Породы **волгоградского** горизонта, представленные известняками из Морошкинской скв. 31 (Морошкинский участок), отличаются крайне низкой битуминозностью ($B_{хл} \leq 0,0002$ %, $B_{сб} \leq 0,0006$ %).

Нерасчлененные **задонско-волгоградские** отложения, представленные известняками из скв. 1 Двойниковой площади на Усть-Цилемском участке, при содержании $C_{орг} = 0,68$ % характеризуются также очень низкой битуминозностью, обеспеченной присутствием легкого и легкомаслянистого битумоида ($B_{хл} = 0,0003$ %). Породы содержат кероген III типа, находящийся в зоне нефтяного окна, но обладающий низким остаточным потенциалом ($S_2 \leq 0,3$ мг/г породы).

Породы **задонского** горизонта представлены известняками в скв. 2 Командиршорской площади (Морошкинский участок) и скв. 10 Тиманской площади (Северо-Тэбукский участок). Содержание $C_{орг}$ крайне низкое – менее 0,1 %. Концентрации битумоидов значительно выше в породах Командиршорской скв. 2 ($B_{хл} = 0,026$ %, $B_{сб} = 0,036$ %), тогда как в породах Тиманской скв. 10 средние концентрации $B_{хл}$ составляют 0,0003 %, $B_{сб} = 0,001$ %. Битумоиды Северо-Командиршорской скв. 2 смолистые, как окисленного, так и смешанного характера, а битумоиды Тиманской скв. 10 маслянистые и маслянисто-смолистые и имеют окисленный характер.

В составе битумоидов высока доля углеводородов (53 %), причем они в основном насыщенные (42 %).

Среди изопреноидов доминирует фитан (Pr/Ph 0,7–0,8). Низкие значения отношений изопреноидов к n-алканам свидетельствуют о довольно значительной преобразованности органического вещества.

Породы **елецкого** горизонта, представленные известняками, в разной степени глинистыми, с прослоями мергелей и доломитов, характеризуются невысокими концентрациями органического углерода ($C_{орг}$ – от 0,13 до 0,31 %, медианное значение – 0,25 %), прямая зависимость наблюдается между концентрациями $C_{орг}$ и битумоидов. По данным пиролиза, органическое вещество во всех изученных образцах относится к III типу (гумусовому), катагенетическая зрелость которого отвечает подстадиям ПК₃–МК₁.

Значения пиролитических параметров в целом по комплексу низкие: S_1 – от 0,07 до 0,15 мг/г, S_2 – менее 0,3 мг/г породы. Исключение составляет Северо-Командиршорская скв. 13 Морошкинского участка с битуминозным прослоем в интервале 3656,2–3667,2 м, обусловленным высокой долей эпигенетических компонентов (концентрация $B_{хл} = 0,235$ %, $\beta = 78$ %, $S_1 = 1,4$ мг/г породы).

Битумоиды окислены, за исключением битумоида известняка из интервала 3649,6–3667,2 м в скв. 13 Северо-Командиршорской площади Морош-

кинского участка. Помимо повышенных концентраций ($B_{\text{хл}} - 0,235 \%$, $B_{\text{сб}} - 0,156 \%$), он имеет смолисто-асфальтеновый состав, смешанный характер (коэффициент нейтральности – 1,51), высокий коэффициент битуминозности (78 %), относительно повышенные значения пиролитических параметров ($S_1 - 1,4$ мг/г, $S_2 - 1,6$ мг/г породы), отвечающие зоне микроаккумуляции углеводородов.

Породы *усть-печорского* горизонта представлены известняком в Морошкинской скв. 31, содержащим маслянисто-смолистый (миграционный) битумоид в низкой концентрации ($B_{\text{хл}} - 0,0025 \%$).

В *нюмылгском и зеленецком горизонтах* битуминозность пород выше, чем в нижележащих известняках усть-печорского горизонта: $B_{\text{хл}} -$ до 0,04 %, $B_{\text{сб}} -$ до 0,08 %. Битумоиды в основном окисленные, смолистые. Во фракционном составе почти равны доли насыщенных углеводородов и тяжелых смол (32–37 %), по 12 % приходится на ароматическую фракцию и асфальтены.

В Морошкинской скв. 31 присутствует сингенетичное органическое вещество, представленное частицами водорослевого детрита, дисперсными пятнами и колломорфными сгустками сапропелевого органического вещества.

Промыслово-геофизические исследования

На основании комплексного анализа результатов лабораторно-аналитических исследований керна и материалов промыслово-геофизических исследований выделены коллекторы, проведена оценка их количественных параметров и характера насыщенности.

При интерпретации материалов ГИС использованы литературные источники [32–39].

Критерием для оценки коллекторских свойств пород выбран коэффициент пористости. Определение пористости по нейтронному гамма-каротажу проведено способом двух опорных пластов с применением зависимостей АО «КамНИИКИГС».

Петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС с целью оценки расчета параметров для выделения пластов-коллекторов в продуктивных интервалах базировалось на данных исследования керна. Для оценки количественных параметров карбонатных коллекторов использованы результаты стандартных исследований керна: открытая пористость, абсолютная газопроницаемость, объемная плотность.

Изучение коллекторов в верхнедевонском комплексе и характер их распределения по

площади и по разрезу главным образом основывается на данных материалов промыслово-геофизических исследований. По данным ГИС дана прогнозная оценка характера насыщения коллекторов. Разделение пластов-коллекторов на водонасыщенные и нефтенасыщенные в перспективных интервалах осуществлялось на качественном уровне с применением метода нормализации с учетом результатов опробования скважин в открытом стволе и испытаний в колонне [40].

На территории Морошкинского участка анализ материалов ГИС и керна проведен по шести скважинам, пробуренным на исследуемом участке с привлечением данных 12 скважин, расположенных вблизи его границ. Изучение зависимости «плотность – пористость» по керну показало, что плотность пород изменяется в малых пределах (2,44–2,83 г/см³), поэтому зависимость не установлена.

Определение пористости по методу НГК проведено способом двух опорных пластов. За опорные пласты принимались чистые плотные известняки задонских отложений с пористостью 1,0 % и терригенные отложения визейского возраста с максимальными значениями $K_{\text{п}}$ [41].

Для расчета пористости перспективных интервалов, не представленных керном, по данным керновых исследований и ГИС была построена зависимость двойного разностного параметра по НГК от коэффициента пористости ($\Delta I_{\text{нгк}} = f(K_{\text{п}})$) для проницаемых пропластков (рис. 4).

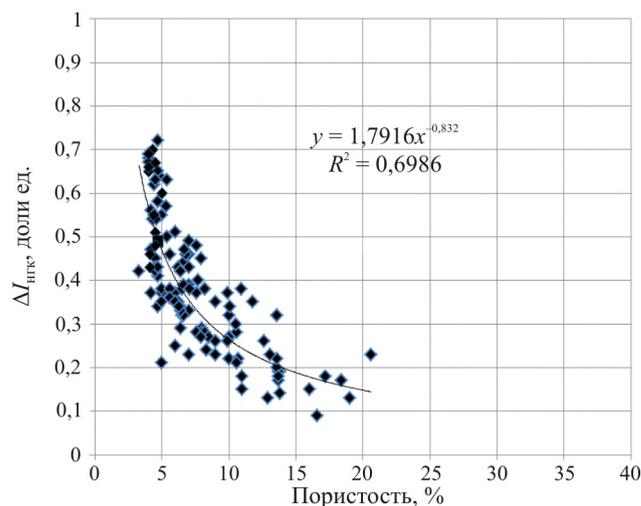


Рис. 4. Зависимость $\Delta I_{\text{нгк}} = f(K_{\text{п}})$.
Морошкинский участок

Анализ макро-, микроописания керна и результаты лабораторно-аналитических исследований верхнедевонских рифогенных отложений показали, что коллекторы на Морошкинском эталон-

ном участке представлены преимущественно низкопористыми известняками, в основном глинистыми и тонкозернистыми, а также органогенными известняками, доломитами известковистыми. Породы в основном крепкие, слаботрещиноватые. Трещины преимущественно субгоризонтальные, волнистые, встречаются прямые, короткие, залеченные глинистым материалом либо кальцитом.

По результатам переинтерпретации данных ГИС, анализа данных испытаний и опробования, лабораторных исследований керн можно сделать вывод о преимущественном развитии в продуктивных частях разреза на изучаемой площади трещинного и трещинно-кавернового типа коллектора [42].

Интервалы разреза, перспективные для выявления коллекторов, выделены в отложениях доманикового, сирачойского, задонского, елецкого, усть-печорского горизонтов и нерасчлененной толщи нюмылгско-зеленецкого возраста.

Характер насыщения пластов-коллекторов в выделенных интервалах при наличии данных по некоторым скважинам позволил применить метод нормализации, для чего были сопоставлены кривые нейтронного гамма-каротажа и нормализованные кривые бокового каротажа (рис. 5). По взаимному поведению кривых можно судить о характере насыщения: если в исследуемом интервале фиксируется приращение, то существует вероятность присутствия в нем продуктивных пластов-коллекторов, насыщенных нефтью или газом. Если кривые совпадают, то пласты, вероятнее всего, водонасыщенные. На основании этого подхода были изучены интервалы коллекторов, выявленных в карбонатных породах в разрезах скв. 31 Морошкинской, скв. 2, 13 Северо-Командиршорских, а также 144 Среднехарьягинской.

В разрезе скв. 31 Морошкинской предположительно нефтенасыщенные коллекторы выявлены в доманиковом, сирачойском, задонском, елецком, усть-печорском и нюмылгском + зеленоецком горизонтах. В доманиковых отложениях в результате опробования получена минерализованная вода, в результате испытаний пластов в задонских отложениях притока не было. В разрезе скв. 144 Среднехарьягинской в интервалах выявленных коллекторов положительных приращений между методами НГК и бокового каротажа не отмечено, возможно, коллекторы водонасыщенные. Результатами опробования коллекторов сирачойского горизонта зафиксирован приток минерализованной воды. В разрезе скв. 2 Северо-Командиршорской предположительно нефтенасыщенные коллекторы выявлены в отложениях доманикового, сирачойского, задонского, елецкого, усть-печорского и нюмылгс-

кого + зеленоецкого горизонтов. По результатам испытаний из интервала доманиковых отложений получен приток нефти дебитом $0,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. В разрезе скв. 13 Северо-Командиршорской предположительно нефтенасыщенные коллекторы выделены в доманиковом, сирачойском, задонском, елецком, усть-печорском и нюмылгском + зеленоецком горизонтах. При опробовании доманиковых отложений получена минерализованная вода. Расхождения в оценке насыщения по данным ГИС и опробования возможны по ряду причин технического характера: не учтены условия вскрытия бурением, кольматация призабойной зоны, гидродинамические характеристики пластов и др.

На территории Усть-Цилемского участка анализ материалов ГИС и керн проведен по десяти скважинам, расположенным на исследуемом участке с привлечением данных пяти скважин, пробуренных вблизи его границ. Петрофизическая зависимость «плотность – пористость» по керну приведена на рис. 6. Видно, что плотность пород изменяется в малых пределах ($2,28\text{--}2,83 \text{ г/см}^3$), однако между этими параметрами существует тесная связь.

Определение пористости по методу НГК проведено способом двух опорных пластов с применением полученных зависимостей. За опорные пласты приняты плотные известняки доманикового возраста с пористостью 1,0–1,5 % и терригенные евлановско-ливенские отложения с максимальными значениями $K_{п.}$. Для расчета пористости перспективных интервалов, не представленных керном, была построена по данным керновых исследований и ГИС зависимость $\Delta I_{\text{НГК}} = f(K_{п.})$ для проницаемых пропластков (рис. 7).

На основе полученной зависимости в исследуемой толще рассчитаны значения пористости и выделены коллекторы.

Анализ литологического описания, результатов геохимических и петрофизических исследований керн верхнедевонских рифогенных отложений показал, что коллекторы на Усть-Цилемском эталонном участке представлены известняками тонкозернистыми, кавернозными, с наличием водорослевых известняков и органических остатков, а также доломитами замещения.

По результатам комплексного исследования (переинтерпретация материалов ГИС, использование данных испытаний и опробования, лабораторных исследований керн) можно сделать вывод о преимущественном развитии в продуктивных частях разреза на изучаемой площади смешанного типа коллектора, поровое пространство которых включает в себя как системы трещин, так и межзерновые полости, каверны.

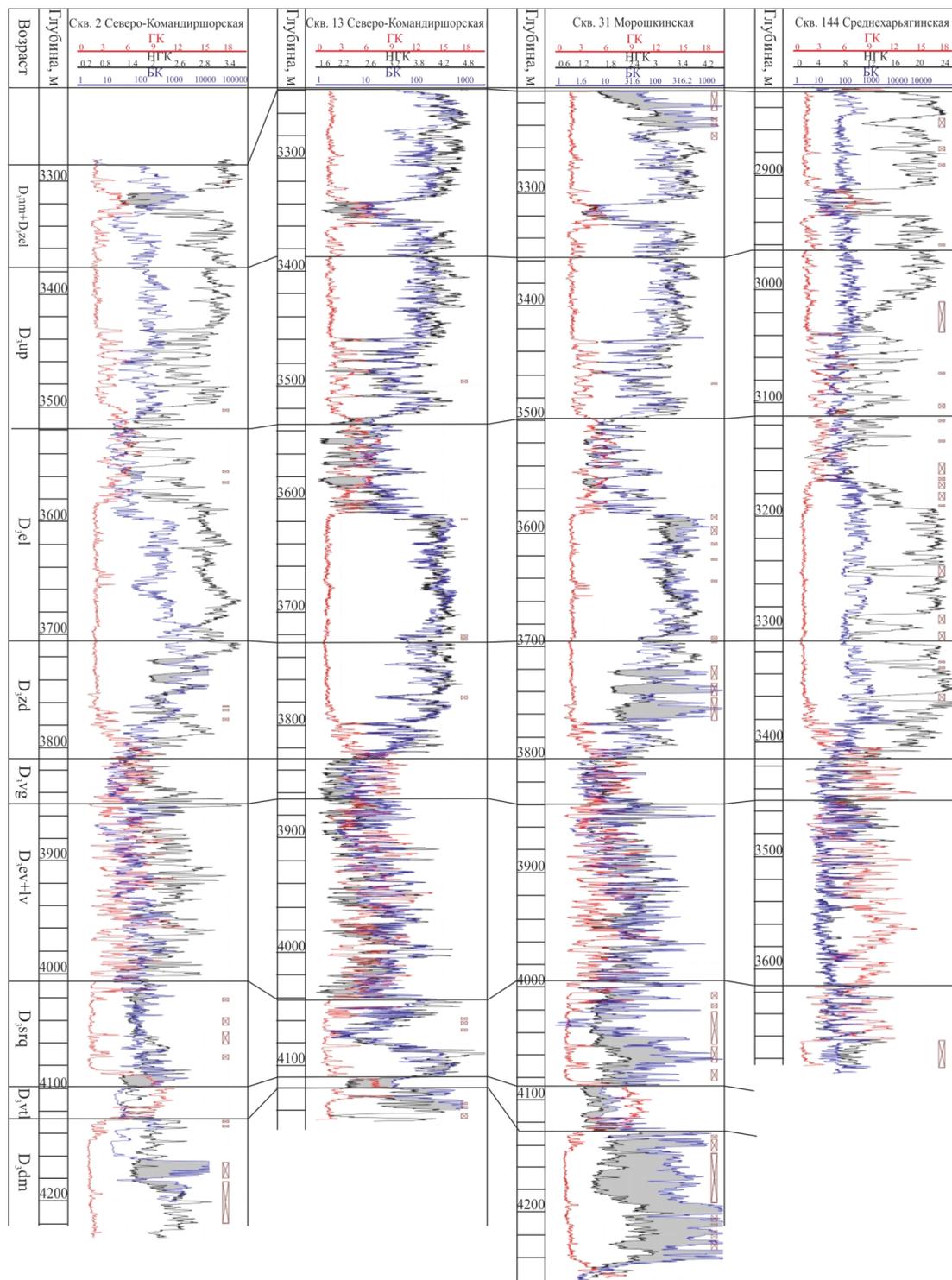


Рис. 5. Оценка характера насыщения интервалов, содержащих пласты-коллекторы, методом нормализации. Морошкинский участок: \boxtimes – интервал коллекторов

Интервалы, перспективные для выявления коллекторов, выделены в отложениях доминокского горизонта в разрезах большинства скважин, пробуренных на участке, кроме скважин 1 Усть-Цилемской, 40 Хабаровинской и 1 Сосьянской. Из этих интервалов при опробовании скв. 1 Брыкаланской и скв. 1

Двойниковой в открытом стволе получена минерализованная вода. В отложениях елецкого горизонта выделены единичные прослои коллекторов в разрезах скв. 1 Брыкаланской (1,5 м) и скв. 1 Двойниковой (10,5 м), при опробовании в открытом стволе скв. 1 Двойниковой притока не получено.

Имеющиеся данные по некоторым скважинам позволили применить метод нормализации, для чего были сопоставлены кривые нейтронного гамма-каротажа и нормализованные кривые бокового каротажа (рис. 8). Если в интервале изучаемого разреза фиксируется приращение, то существует вероятность присутствия в нем пластов, насыщенных нефтью или газом. С этим подходом были изучены интервалы коллекторов, выявленных в карбонатных породах доманикового возраста в разрезах скважин 1–5 Низевой площади. Карбонатные коллекторы

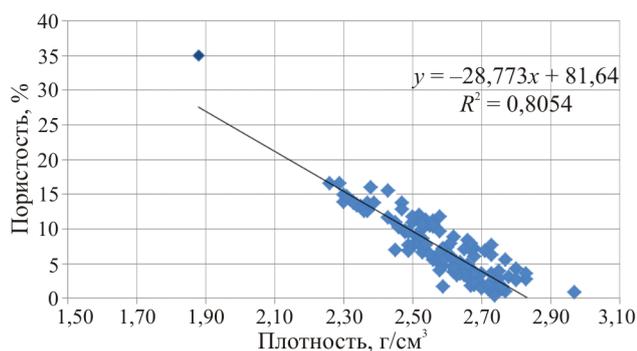


Рис. 6. Сопоставление пористости и объемной плотности пород по керну. Усть-Цилемский участок

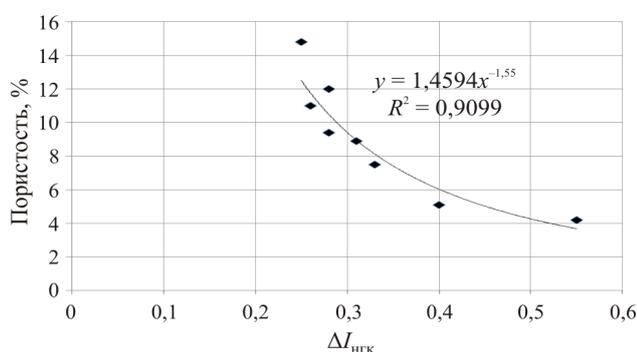


Рис. 7. Зависимость $\Delta I_{НГК} = f(K_p)$. Усть-Цилемский участок

доманикового возраста можно отнести к нефтенасыщенным условно. Опробование и испытания отложений в этом интервале не проводились.

На территории Северо-Тэбукского участка анализ материалов ГИС и керна проведен по шести скважинам, пробуренным в пределах границ исследуемого участка, с привлечением данных четырех скважин, расположенных вблизи.

Петрофизическая зависимость «плотность – пористость» по керну представлена на рис. 9.

Определение пористости по методу НГК проведено способом двух опорных пластов с применением полученных зависимостей. За опорные пласты приняты выдержанные по площади плотные известняки елецкого горизонта и терригенные отложения евлановско-ливенского возраста с максимальными значениями K_p . Пористости плотных пластов определены по керну и составляют для опорного пласта 1,0–1,5 %. По данным НГК эти пласты характеризуются максимальными значениями НГК при минимальных в случае гамма-каротажа.

Для расчета пористости перспективных интервалов, не представленных керном, построена по данным керновых исследований и ГИС зависимость $\Delta I_{НГК} = f(K_p)$ для проницаемых пропластков (рис. 10).

На основе полученной зависимости рассчитаны значения пористости и выделены коллекторы. В скв. 1 Айювинская Печора-Петролеум из-за отсутствия данных по радиоактивному каротажу рассчитать коэффициенты пористости не представляется возможным, однако по результатам опробования интервалы, включающие в себя пласты-коллекторы, были выделены на качественном уровне.

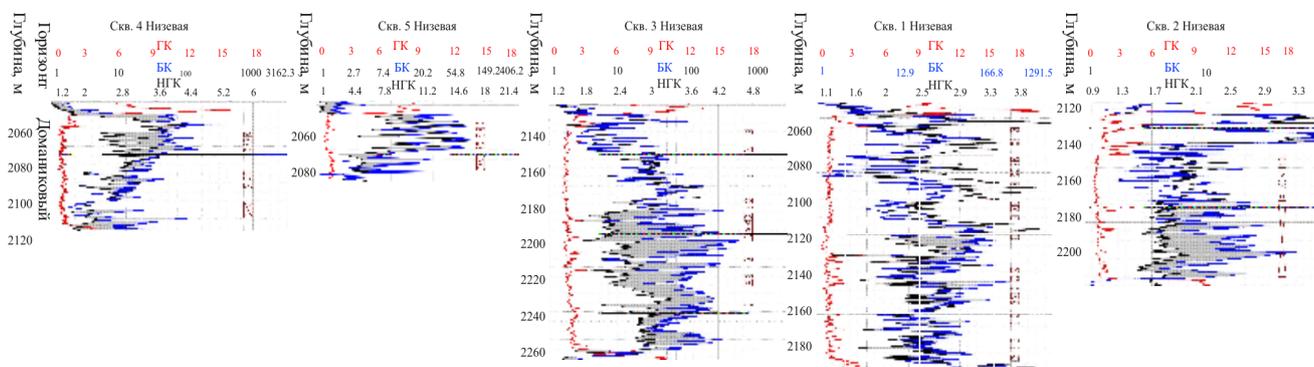


Рис. 8. Оценка характера насыщения интервалов, содержащих пласты-коллекторы, методом нормализации. Усть-Цилемский участок: – интервал коллектора

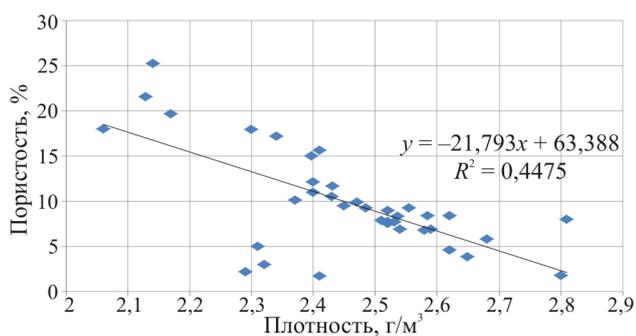


Рис. 9. Сопоставление пористости и объемной плотности пород по керну Северо-Тэбукский участок

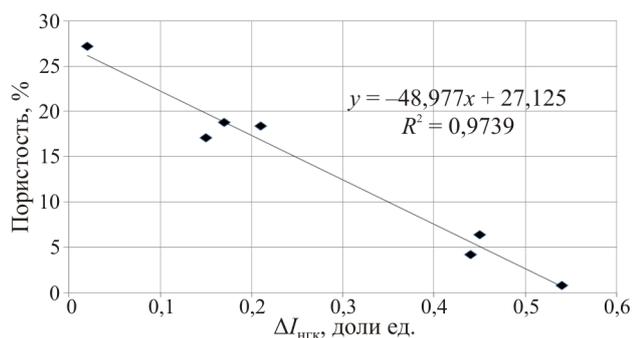


Рис. 10. Зависимость $\Delta_{пгк} = f(K_{п})$. Северо-Тэбукский участок

Анализ литологического описания, результатов геохимических и петрофизических исследований керна верхнедевонских рифогенных отложений показал, что коллекторы сложены известняками и доломитами, пористость которых варьируется в пределах 7,97–22,22 %. На основании комплексного анализа результатов промыслово-геофизических исследований разреза и изучения керна можно предположить преимущественное развитие в продуктивных частях разреза коллекторов смешанного типа, поровое пространство которых включает в себя как системы трещин, так и межзерновые полости, каверны [42].

Интервалы, перспективные для выявления коллекторов, выделены в отложениях доманикового, сирачойского и евлановско-ливленского возраста. Единичные прослои коллекторов определены в разрезе скв. 80 Кыкаельской в отложениях задонского и елецкого горизонтов и разрезе скв. 93 Кабантыской в усть-печорском горизонте. В результате опробования в открытом стволе скв. 1 Айювинская Печора-Петролеум из интервала коллекторов доманикового и сирачойского горизонтов получена минерализованная вода.

Достоверно оценить характер насыщения карбонатных коллекторов сложно из-за недостаточного количества информации.

Выводы

Представленные материалы позволяют сделать следующие выводы:

1. Отложения доманикового горизонта содержат органическое вещество в основном II, иногда I типа, находящееся в зоне нефтяного окна (МК₁–МК₂). В евлановском горизонте органическое вещество III (гумусового типа) обладает очень низким генерационным потенциалом, несмотря на катагенез МК₁₋₂, соответствующий главной фазе нефтеобразования. Органическое вещество в евлановско-ливленских отложениях представлено исходным сапропелевым (Северо-Командиршорская площадь Морошкинского участка) и гумусовым материалом (Морошкинская площадь Морошкинского участка, Усть-Цилемская, Брыкаланская, Низевая площади Усть-Цилемского участка) и по степени преобразованности охватывает подстадии катагенеза от ПК₃ на Усть-Цилемском участке (Низевая скв. 1, 4, Сосьянская скв. 1) до МК₂ в скважинах Северо-Командиршорской площади Морошкинского участка. Породы задонского и волгоградского горизонтов находятся в главной зоне нефтеобразования (МК₂), однако бедны органическим веществом. Известняки елецкого горизонта из Двойниковой скв. 1 (Усть-Цилемский участок) содержат органическое вещество III (гумусового) типа, но являются катагенетически незрелыми (ПК₃); в Северо-Командиршорской скв. 13 (Морошкинский участок) находятся в зоне нефтяного окна (МК₁).

2. Зоны микроаккумуляции (повышенных концентраций) битумоидов связаны с областями развития нефтематеринских пород и выделяются в доманиковом горизонте Сосьянской скв. 1 и в сирачойском горизонте Брыкаланской скв. 1 (Усть-Цилемский участок), Тиманской скв. 10 (Северо-Тэбукский участок). В скв. 13 Северо-Командиршорской площади (Морошкинский участок) зоны микроаккумуляции прослежены в евлано-ливленских отложениях и в елецком горизонте. Битумоиды характеризуются преимущественно углеводородно-смолистым составом (содержание углеводородов – от 26 до 67 %, содержание смол – от 28 до 58 %).

3. При последовательном рассмотрении состава битумоидов пород различных геологических возрастов отмечается удивительное

постоянство их фракционного состава $B_{\text{хл}}$: в нем стабильно высока доля углеводородных фракций (40–72 %), среди которых могут преобладать как насыщенная, так и ароматическая составляющая. Подобие состава и распределения насыщенных углеводородов при переходе от нижележащих к верхним горизонтам позволяет говорить о наличии вертикальной миграции и едином генетическом источнике.

4. По результатам пиролиза установлен низкий нефтематеринский потенциал большинства изученных объектов. Богатым потенциалом обладают породы доманикового горизонта Низевой скв. 4 и Тиманской скв. 10. Средним и удовлетворительным потенциалом обладают породы сирачойского и ветласянского горизонтов Двойниковой скв. 1 и Брыкаланской скв. 1 и доманикового горизонта Сосьянской скв. 1 на территории Усть-Цилемского участка.

5. Карбонатные коллекторы имеют сложное строение пустотного пространства; в них наблюдается интенсивное развитие трещиноватости, кавернозности.

6. На территории эталонных участков установлена значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

7. Переинтерпретация материалов ГИС выявила неоднозначность установления эффективных толщин.

Библиографический список

1. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М.: ВНИГНИ, 2012. – 848 с.
2. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов [и др.]. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.
3. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Мир, 1980. – 463 с.
4. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа / М.М. Грачевский, Ю.М. Берлин, И.Т. Дубовской, Г.Ф. Ульмишек. – М., 1969. – С. 163–194.
5. Богданов Б.П. Особенности строения верхнедевонских карбонатных органогенных построек Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности: дис. ... канд. геол.-мин. наук. – М.: ВНИГНИ, 1989. – 246 с.
6. Богданов Б.П., Богацкий В.И. Палеозойские рифы Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы европейского северо-востока: природные углеводороды: тр. XI геологич. конф. Коми АССР. – Сыктывкар, 1991. – С. 136–142.
7. Обобщение геологических и геофизических материалов с целью выявления зон с развитием ловушек неантиклинального типа / Л.А. Гобанов, В.Б. Евдокимов, Б.С. Шутов, Г.А. Шувалов; ТПО «ВНИГРИ». – Ухта, 1986. – 118 с.
8. Пармузина Л.В. Строение, условия формирования верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и прогноз коллекторов: дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – Ухта: УГТУ, 2005. – 446 с.
9. Комплексное литолого-стратиграфическое изучение девонских, силурийских и ордовикских отложений новых площадей Тимано-Печорской провинции в связи с их нефтегазоносностью / А.В. Соломатин, Л.Ф. Попова, В.П. Зарх, Н.Б. Рассказова, В.Ф. Сеннова. – Ухта: УТЭ, 1978. – 174 с.
10. Цыганко В.С., Безносков П.А. Верхнедевонские рифы Южного Тимана: путеводитель полевой экскурсии Всероссийского литологического совещания «Рифы и карбонатные псефитолиты». – Сыктывкар – Ухта, 2010. – 72 с.
11. Меннер В.Вл. Рифогенные массивы и местные стратиграфические схемы // Ископаемые органогенные постройки и древние квидарии: тез. докл. XII Всесоюз. симп. по ископаемым кораллам и рифам. – Свердловск, 1991. – С. 22–24.
12. Петренко Е.Л. Геологическое строение доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса на территории центральной части Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающей части Хорейверской впадины / ГУП РК «ТП НИЦ». – Ухта, 2003. – 126 с.
13. Петренко Е.Л. Перспективы поисков залежей углеводородов в доманиковых рифогенных отложениях верхнего девона центральной части Тимано-Печорской провинции / ОАО «ТП НИЦ». – Ухта, 2013. – 116 с.
14. Обобщение и анализ геологических материалов поисковых и разведочных работ на нефть и газ на севере Тимано-Печорской провинции, геолого-экономический анализ их эффективности / З.П. Юрьева, А.Н. Блудов [и др.]; ПГО «Архангельскгеология». – Архангельск, 1989. – 182 с.
15. Юрьева З.П. Оперативное обобщение материалов и результатов ГРП на нефть и газ на севере ТПП / ПГО «Архангельскгеология». – Архангельск, 1992. – 32 с.
16. Дуркина А.В. Границы девона и карбона в Тимано-Печорской провинции // Стратиграфические схемы палеозойских отложений.

Каменноугольная система. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 132 с.

17. Flügel E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. – Berlin: Heidelberg Springer Verlag, 2004. – 976 p.

18. Обоснование тектоно-седиментационной модели строения территории Тимано-Печорской НГП для уточнения ресурсов нефти, газа и конденсата / Т.И. Куранова [и др.]; ООО «ТП НИЦ Нефтегаз». – Ухта, 2011. – 108 с.

19. Глебовская Е.А. Применение инфракрасной спектроскопии в нефтяной геохимии. – Л.: Недра, 1971. – 140 с.

20. Методическое руководство по люминесцентно-битуминологическим и спектральным методам исследования органического вещества пород и нефтей / под ред. Т.А. Ботневой. – М.: Недра, 1979. – 204 с.

21. Шляхов А.Ф. Газовая хроматография в органической геохимии. – М.: Недра, 1984. – 222 с.

22. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 200 с.

23. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильев, А.И. Шапиро, Л.А. Яковлева, Л.И. Климова. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.

24. Бушнев Д.А. Геохимические условия формирования нефтей Варандей-Адзвинской зоны Печорского бассейна. – Сыктывкар, 1998. – 148 с.

25. Валяева О.В. Генерация и латеральная миграция нефтей верхнедевонских отложений Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской зоны. – Сыктывкар, 2000. – 143 с.

26. Данилевский С.А. Геолого-геохимические закономерности распределения нефтегазоносности в осадочном чехле Тимано-Печорской провинции: автореферат дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Л.: ВНИГРИ, 1991. – 20 с.

27. Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности состава, реализации потенциала органического вещества и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна // Геология и геохимия горючих ископаемых Европейского Севера России: тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар, 2011. – С. 146–154.

28. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М.: Наука, 1987. – 144 с.

29. Окнова Н.С., Коханова А.Н. Особенности доманиковых отложений Тимано-Печорской провинции // Материалы VII Всерос. литологического совещания, 28–31 октября 2013 г. – Новороссийск, 2013. – Т. 2. – С. 338–341.

30. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.

31. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments // Englewood Cliffs. – New Jersey: Prentice Hall, 1993. – P. 336.

32. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. – М.: Недра, 1982. – 200 с.

33. Дарлинг Т. Практические аспекты геофизических исследований скважин. – М.: Премиум Инжиниринг, 2008. – 400 с.

34. Смехов Е.М., Киркинская В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.

35. Анализ и обобщение результатов геолого-геофизических данных по разведочным скважинам Пермской области / А.Г. Деревянко [и др.]; Трест «Пермнефтегеофизика». – Пермь, 1983. – 134 с.

36. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 327 с.

37. Ellis D.V., Singer I.M. Well logging for earth scientists. – Springer Science + Business Media B.V., 2007. – 699 p.

38. Rider M. The geological interpretation of well logs. – 2 ed. – Los Angeles: Rider-French Consulting ltd, 2002. – 280 p.

39. Fertl W. Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation // Transactions: 6th European Formation Evaluation Symposium / Society of Professional Well Log Analysts. – London, 1979. – 20 p.

40. Паршина Л.М., Кузьминова И.В. Оценка коллекторских свойств и насыщенности карбонатных отложений методом нормализации: метод. указания. – Ухта: УГТУ, 2012. – 8 с.

41. Петерсилье В.И., Порожун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / НПЦ «Тверьгеофизика». – М. – Тверь: ВНИГНИ, 2003. – 260 с.

42. Эффективность геофизических методов при поисках рифов в Тимано-Печорской провинции / Н.Д. Матвиевская, Л.В. Дегтерева, К.А. Кривцов [и др.] // Тр. ВНИГНИ. – М., 1982. – № 237. – С. 22–23.

43. Смехов Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа // Тр. ВНИГРИ. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – Вып. 172. – 146 с.

References

1. Shein V.S. *Geologiya i neftegazonosnost Rossii* [Geology and oil and gas potential of Russia]. Moscow, VNIGNI, 2012, 848 p.
2. Belonin M.D., Prishchepa O.M., Teplov E.L. et al. *Timano-Pechorskaia provintsia: geologicheskoe stroenie neftegazonosnost i perspektivy osvoeniia* [Timan-Pechora province: geological structure of oil and gas potential and development prospects]. Saint Petersburg, Nedra, 2004, 396 p.
3. Uilson DZh. L. *Karbonatnye fatsii v geologicheskoi istorii* [Carbonate facies in geological history]. Moscow, Mir, 1980, 463 p.
4. Grachevskii M.M., Berlin Iu.M., Dubovskoi I.T., Ulmishch G.F. *Korrelatsiia raznofatsialnykh tolshch pri poiskakh nefiti i gaza* [Correlation of multifaceted strata in the search for oil and gas]. Moscow Nedra, 1969, 299 p.
5. Bogdanov B.P. *Osobennosti stroeniia verkhnedevonskikh karbonatnykh organogennykh postroek Timano-Pechorskoii provintsii v sviazi s perspektivami neftegazonosnosti* [Structural features of the Upper Devonian carbonate organogenic structures of the Timan-Pechora province in connection with the prospects of oil and gas]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow, VNIGNI, 1989.
6. Bogdanov B.P., Bogatskii V.I. *Paleozoiskie rify Timano-Pechorskoii provintsii i ikh neftegazonosnost* [Paleozoic reefs of the Timan-Pechora province and their oil and gas potential]. *Geologiya i mineralno-syrevye resursy evropeiskogo severovostoka: prirodnye uglevodorody. Trudy XI Geologicheskoi konferentsii Komi ASSR*. Syktyvkar, 1991, pp.136-142.
7. Gobanov L.A., Evdokimov V.B., Shutov B.S., Shuvalov G.A. *Obobshchenie geologicheskikh i geofizicheskikh materialov s tseliu vyivleniia zon s razvitiem lovushek neantiklinalnogo tipa* [Generalization of geological and geophysical materials in order to identify areas with the development of non-anticlinal type traps]. Ukhta, 1986, 118 p.
8. Parmuzina L.V. *Stroenie, usloviia formirovaniia verkhnedevonskogo kompleksa Timano-Pechorskoii neftegazonosnoi provintsii i prognoz kollektorov* [The structure, formation conditions of the Upper Devonian complex of the Timan-Pechora oil and gas province and reservoir forecast]. Doctor's degree dissertation Ukhta, UGTU, 2005, 446 p.
9. Solomatin A.V., Popova L.F., Zarkh V.P., Rasskazova N.B., Sennova V.F. *Kompleksnoe litologo-stratigraficheskoe izuchenie devonskikh, siluriiskikh i ordovikskikh otlozhenii novykh ploshchadei Timano-Pechorskoii provintsii v sviazi s ikh neftegazonosnostiu* [Comprehensive lithological-stratigraphic study of the Devonian, Silurian and Ordovician deposits of new areas of the Timan-Pechora province in connection with their oil and gas potential]. Ukhta, UTE, 1978, 174 p.
10. Tsyganko V.S., Beznosov P.A. *Verkhnedevonskie rify Iuzhnogo Timana* [Upper Devonian Reefs of South Timan]. *Putevoditel polevoi ekskursii vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia "Rify i karbonatnye pefitoly"*. Syktyvkar-Ukhta, 2010, 72 p.
11. Menner V.Vl. *Rifogennye massivy i mestnye stratigraficheskie skhemy* [Reef massifs and local stratigraphic patterns]. *Iskopaemye organogennye postroiki i drevnie knidarii. Tezisy dokladov XII Vsesoiuznogo simpoziuma po iskopaemym korallam i rifam*. Sverdlovsk, 1991, pp.22-24.
12. Petrenko E.L. *Geologicheskoe stroenie domanikovo-turneiskogo neftegazonosnogo kompleksa na territorii tsentralnoi chaste Pechoro-Kolvinskogo avlakogena i privilegiiushechi chasti Khoreiverskoii vpadiny* [The geological structure of the Domanik-Tournaisian oil and gas complex in the central part of the Pechora-Kolvinsky aulacogen and the adjacent part of the Khoreyver depression]. Ukhta, 2003, 126 p.
13. Petrenko E.L. *Perspektivy poiskov zalezhei uglevodorodov v domanikovnykh rifogennykh otlozheniiakh verkhnego devona tsentralnoi chasti Timano-Pechorskoii provintsii* [Prospects for the search for hydrocarbon deposits in Domanic reef deposits of the Upper Devonian of the central part of the Timan-Pechora province]. Ukhta, 2013, 116 p.
14. Iureva Z.P., Bludov A.N. et al. *Obobshchenie i analiz geologicheskikh materialov poiskovykh i razvedochnykh rabot na nefit i gaz na severe Timano-Pechorskoii provintsii, geologo-ekonomicheskii analiz ikh effektivnosti* [Generalization and analysis of geological materials for prospecting and exploration for oil and gas in the north of the Timan-Pechora province, geological and economic analysis of their effectiveness]. Arkhangelsk, 1989, 182 p.
15. Iureva Z.P. *Operativnoe obobshchenie materialov i rezultatov GRR na nefit i gaz na severe TPP* [Operational synthesis of materials and results of exploration for oil and gas in the north of the Timan-Pechora province]. Arkhangelsk, 1992, 32 p.

16. Durkina A.V. Granitsy devona i karbona v Timano-Pechorskoi provintsii [The borders of the Devonian and Carboniferous in the Timan-Pechora province]. *Stratigraficheskie skhemy paleozoiskikh otlozhenii. Kamennougolnaia sistema*. Moscow, Gostoptekhizdat, 1962, 132 p.
17. Flügel E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Berlin: Heidelberg Springer Verlag. 2004, 976 p.
18. Kuranova T.I. et al. Obosnovanie tektono-sedimentatsionnoi modeli stroeniia territorii Timano-Pechorskoi NGP dlia utocneniia resursov nefi, gaza i kondensata [Justification of the tectonic sedimentation model of the structure of the territory of the Timan-Pechora oil and gas province to clarify oil, gas and condensate]. Ukhta, 2011, 108 p.
19. Glebovskaia E.A. Primenenie infrakrasnoi spektroskopii v nefianoj geokhiii [The use of infrared spectroscopy in petroleum geochemistry]. Leningrad, Nedra, 1971, 140 p.
20. Metodicheskoe rukovodstvo po liumines-tsentno-bituminologicheskim i spektralnym meto-dam issledovaniia organicheskogo veshchestva porod i neftei [Methodical guide to luminescent-bituminological and spectral methods for studying the organic matter of rocks and oils]. Ed. T.A. Botneva. Moscow, Nedra, 1979, 204 p.
21. Shliakhov A.F. Gazovaia khromatografiia v organicheskoi geokhiii [Gas chromatography in organic geochemistry]. Moscow, Nedra, 1984, 222 p.
22. Larskaia E.S. Diagnostika i metody izucheniia neftegazomaterinskikh tolshch [Diagnostics and methods for studying oil and gas source strata]. Moscow, Nedra, 1983, 200 p.
23. Bazhenova T.K., Shimanskii V.K., Vasilev V.F., Shapiro A.I., Iakovleva L.A., Klimova L.I. Organicheskaiia geokhiii Timano-Pechorskogo basseina [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. Saint Petersburg, VNIGRI, 2008, 164 p.
24. Bushnev D.A. Geokhicheskie usloviia formirovaniia neftei Varandei-Adzvinskoi zony Pechorskogo basseina [Geochemical conditions for the formation of oils of the Varandey-Adzvinzky zone of the Pechora basin]. Syktyvkar, 1998, 148 p.
25. Valiaeva O.V. Generatsiia i lateralnaia migratsiia neftei verkhnedevonskikh otlozhenii Khoreiverskoi vpadiny i Varandei-Adzvinskoi zony [Generation and lateral migration of oils of the Upper Devonian sediments of the Khoreyver Depression and the Varandey-Adzvinzky zone]. Syktyvkar, 2000, 143 p.
26. Danilevskii S.A. Geologo-geokhicheskie zakonomernosti raspredeleniia neftegazonosnosti v osadochnom chekhle Timano-Pechorskoi provintsii [Geological and geochemical patterns of oil and gas distribution in the sedimentary cover of the Timan-Pechora province]. Abstract of Ph. D. thesis. Leningrad, VNIGRI, 1991, 20 p.
27. Klimenko S.S., Anishchenko L.A. Osoben-nosti sostava, realizatsii potentsiala organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost Timano-Pechorskogo basseina [Features of the composition, implementation of the potential of organic matter and oil and gas potential of the Timan-Pechora basin]. *Geologiya i geokhiiiia goriuchikh iskopaemykh evropeiskogo severa rossii. Trudy Instituta geologii Komi NTs UrO RAN*. Syktyvkar, 2011, pp.146-154.
28. Lopatin N.V., Emets T.P. Piroliz v neftegazovoi geokhiii [Pyrolysis in oil and gas geochemistry]. Moscow, Nauka, 1987, 144 p.
29. Oknova N.S., Kokhanova A.N. Osobennosti domanikovykh otlozhenii Timano-Pechorskoi provintsii [Features of Domanik deposits of the Timan-Pechora province]. *Materialy VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia*. Novorossiisk, 2013, vol.2, pp.338-341.
30. Tisso B., Velte D. Obrazovanie i rasprostranenie neftei [Oil production and distribution]. Moscow, Mir, 1981, 502 p.
31. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker Guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Englewood Cliffs. New Jersey: Prentic Hall, 1993, p.336.
32. Buriakovskii L.A., Dzhafarov I.S., Dzhevanshir R.D. Prognozirovaniie fizicheskikh svoistv kollektorov i pokryshek neftei i gaza [Prediction of the physical properties of oil and gas reservoirs and cap rocks]. Moscow, Nedra, 1982, 200 p.
33. Darling T. Prakticheskie aspekty geofizicheskikh issledovaniia skvazhin [Practical aspects of well logging]. Moscow, Premium Inzhiniring, 2008, 400 p.
34. Smekhov E.M., Kirkinskaia V.N. Karbonatnye porody-kollektory neftei i gaza [Carbonate oil and gas reservoir rocks]. Leningrad, Nedra, 1981, 255 p.
35. Derevianko A.G. et al. Analiz i obobshchenie rezultatov geologo-geofizicheskikh dannykh po razvedochnym skvazhinam Permskoi oblasti [Analysis and synthesis of the results of geological and geophysical data on exploratory wells in the Perm region]. Perm, 1983, 134 p.

36. Latyshova M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F. *Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS* [Practical guidance on the interpretation of well logging data]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2007, 327 p.
37. Ellis D.V., Singer Iu.M. *Well logging for earth scientists*. 2007, 699 p.
38. Rider M. *The geological interpretation of well logs*. Second ed. Rider-French Consulting Ltd, 2002.
39. Fertl W. Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation. *Transactions. 6th European Formation Evaluation Symposium*. Society of Professional Well Log Analysts, London, 1979.
40. Parshina L.M., Kuzminova I.V. Otsenka kollektorskikh svoystv i nasyshchennosti karbonatnykh otlozhenii metodom normalizatsii: metodicheskie ukazaniia [Assessment of reservoir properties and saturation of carbonate deposits by normalization method: guidelines]. UKhTA, UGTU, 2012, 8 p.
41. Petersile V.I., Poroskun V.I., Iatsenko G.G. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obemnym metodom* [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Moscow, Tver, VNIGNI, 2003.
42. Matvievskaia N.D., Degtereva L.V., Krivtsov K.A. et al. *Effektivnost geofizicheskikh metodov pri poiskakh rifov v Timano-Pechorskoii provintsii* [The effectiveness of geophysical methods in searching for reefs in the Timan-Pechora province]. *Trudy VNIGNI*. Moscow, 1982, no. 237, pp.22-23.
43. Smekhov E.M. *Zakonomernosti razvitiia treshchinovatosti gornykh porod i treshchinnykh kollektorov nefti i gaza* [Patterns of development of fracturing of rocks and oil and gas fractured reservoirs]. *Trudy VNIGNI*. Leningrad, Gostoptekhizdat, 1961, iss.172, 146 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Особенности геологического строения верхнедевонских рифогенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Н.Е. Соснин, Т.А. Казакова, С.Г. Филиппева, Д.И. Васянина, И.С. Батова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №4. – С.304–321. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.1

Please cite this article in English as:

Sosnin N.E., Kazakova T.A., Filipyeva S.G., Vasyanina D.I., Batova I.S. Features of the geological structure of the upper devonian riphogenic deposits of the Timan-Pechorsky petroleum province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.4, pp.304-321. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.1