



Арктический вектор геологических исследований Arctic vector of geological research

УДК 550.84:553.982(470.13)

DOI: 10.19110/geov.2024.6.1

Нефтегазоносность триасовых отложений арктических районов Тимано-Печорской провинции

Н. Н. Тимонина

Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

nntimonina@geo.komisc.ru

В статье приведены результаты анализа нефтегазоносности триасовых отложений Тимано-Печорской провинции (ТПП), охарактеризованы фильтрационные и емкостные свойства коллекторов, экранирующие способности покрышек, состав и свойства флюидов.

Показано, что нижнетриасовые отложения имеют сложное строение как по вертикали, так и по площади, что обуславливает значительные проблемы при поиске и эксплуатации месторождений. Помимо этого часто встречаются нефти, отличающиеся высокой плотностью и вязкостью. При планировании и проведении геолого-разведочных работ необходимо учитывать особенности строения залежей, приуроченных к данным отложениям.

Ключевые слова: нефтегазоносность, залежи нефти и газа, пористость, проницаемость, физико-химические свойства нефти, Тимано-Печорская провинция

Oil and gas potential of the Triassic complex in Timan-Pechora province

N. N. Timonina

Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar

The article presents the results of the analysis of the Triassic oil and gas complex, the main parameters characterizing the reservoir capacity, the screening capacity of the seals, the composition and properties of the fluids.

The relevance of the chosen topic is determined by the fact that at present, the main direction of maintaining and developing oil production in the Timan-Pechora oil and gas province is still the development of new fields and the introduction of oil deposits in already developed areas.

It is shown that the Lower Triassic deposits are characterized by a complex structure both vertically and in area, which causes significant problems in the search for and exploitation of deposits. Oils characterized by high density and viscosity, are also often encountered. When planning and conducting geological exploration, it is necessary to take into account the structural features of the deposits confined to these deposits.

Keywords: oil and gas content, oil and gas deposits, porosity, permeability, physical and chemical properties of oil, Timan-Pechora Province

Введение

Терригенные коллекторы занимают первое место в отношении нефтегазоносности, на их долю приходится 58 % мировых запасов нефти и 77 % газа. В пределах Тимано-Печорской провинции (ТПП) триасовые отложения составляют 30 % от общего заполнения бассейна. Промышленная нефтегазоносность данного комплекса доказана открытием ряда месторождений углеводородов в пределах Шапкина-Юрьянского ва-

ла, Лайского вала, Колвинского мегавала, вала Сорокина (рис. 1). С акваторией Баренцева моря связаны значительные перспективы наращивания сырьевой базы углеводородов (Тимонин, 1998; Ступакова, 2001; Данилевская, 2021 и др.).

Проблемам стратиграфии, литологии, нефтегазоносности триасовых отложений ТПП посвящены работы многих исследователей начиная с 1939 г., среди которых особо следует отметить В. И. Чалышева,

Для цитирования: Тимонина Н. Н. Нефтегазоносность триасовых отложений арктических районов Тимано-Печорской провинции // Вестник геонаук. 2024. 6(354). С. 3–11. DOI: 10.19110/geov.2024.6.1

For citation: Timonina N. N. Oil and gas potential of the Triassic complex in Timan-Pechora oil and gas bearing province. Vestnik of Geosciences, 2024, 6(354), pp. 3–11, doi: 10.19110/geov.2024.6.1



Условные обозначения:



Рис. 1. Схема тектонического и нефтегазгеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Тимано-Печорский седиментационный бассейн, 2002)

Границы структур: 1 – крупнейших, надпорядковых; 2 – крупных, первого порядка; 3 – средних, второго порядка; 4 – границы нефтегазоносных районов; 5 – административная граница между Республикой Коми и НАО; 6 – железная дорога; 7–10 – месторождения: 7 – нефтяные, 8 – газоконденсатные, 9 – газовые, 10 – нефтегазоконденсатные. Элементы нефтегазгеологического районирования: 1 – Малоземельско-Колгуевская НГО, 2 – Печоро-Колвинская НГО, 3 – Хорейверская НГО, 4 – Косью-Роговская НГО, 5 – Варандей-Адзвинская НГО, 5-1 – вал Сорокина

Fig. 1. Scheme of tectonic and oil and gas geological zoning of the Timan-Pechora oil and gas bearing province (Timan-Pechora sedimentation basin, 2002)

Boundaries of structures: 1 – largest, supra-order; 2 – large, first order; 3 – medium, second order; 4 – borders of oil and gas regions; 5 – administrative border (The Komi Republic and Nenets Okrug); 6 – railway; 7–10 – fields: 7 – oil, 8 – condensate, 9 – gas, 10 – oil, gas and condensate. Elements of oil and gas geological zoning: 1 – Malozemel'sko-Kolguevskaya OGO, 2 – Pechoro-Kolvinskaya OGO, 3-3 – Khoreyverskaya OGO, 4 – Kosyu-Rogovskaya OGO, 5 – Varandey-Adzvinskaya OGO, 5-1 – Sorokin swell

Л. М. Варюхину (1960), Л. Л. Хайцера (1962), Ф. И. Енцову (1966), И. С. Муравьева (1966), И. З. Калантар (1988), С. Д. Танасову (1988), Е. Д. Мораховскую (2000), Л. А. Удовиченко (1986), А. И. Киричкову (2013), А. В. Ступакову (2001) и др.

В последние годы активизировались исследования в области условий образования природных резервуаров. Основой для седиментологических реконструкций служат представления о том, что морфология и фильтрационно-емкостные характеристики природных резервуаров в значительной степени предопределены древними обстановками осадконакопления, тесно связанными с тектоническим планом территории.

Цель наших исследований заключалась в анализе нефтегазоносности триасового комплекса Тимано-Печорской провинции, оценке основных параметров, характеризующих емкостные свойства коллекторов, экранирующие способности покрышек, состав и свойства флюидов.

Триасовые отложения относятся к пермско-триасовому нефтегазоносному комплексу, ограниченному снизу нижнепермской региональной покрышкой, а сверху – среднеюрской. Породы данного комплекса составляют 30 % от общего заполнения седиментационного бассейна (Научные..., 1987), к ним приурочен целый ряд нефтегазоносных месторождений.



Коровинское газоконденсатное месторождение находится в северной части Шапкина-Юрьяхинского вала. Залежь приурочена к песчаникам чаркабожской свиты. Плотность газа составляет 0.732, содержание метана — 90 %, количество тяжелых углеводородов не превышает 2.3 %, азота — 6.78 %, гелия — 0.044 %. Продуктивны также и верхнепермские песчаники, и нижнепермские карбонатные породы (рис. 2)

В пределах Василковского газового месторождения залежь приурочена к песчаникам нижнего триаса. Плотность газа — 0.621, содержание метана составляет 92.8 %, содержание тяжелых углеводородов 2.42 %, азота — 4.13 %. Помимо этого выявлены также залежи газа в песчаниках верхней перми и карбонатах нижней перми и карбона.

На Шапкинском месторождении обнаружена газовая залежь в песчаниках нижнего триаса. Небольших размеров, структурно-литологическая. Плотность газа — 0.647, содержание метана в нем составляет 88.55 %, его гомологов — 4.2 %, азота — 6.83 %, гелия — 0.04 %. Продуктивными являются также верхнепермские песчаники и пермокарбонатные известняки.

На Южно-Шапкинском газоконденсатно-нефтяном месторождении продуктивны песчаники шапкинской свиты. Газ относится к азотно-метановому типу, содержание метана достигает 91.66 %, его гомологов — 1.48 %, гелия — 0.045 %. Выявлены также залежи газа в песчаниках кунгурского яруса, артинских карбонатах. Нефтегазоконденсатная залежь массивного сводового типа приурочена к карбонатным отложениям ассельского и сакмарского ярусов. Залежь нефти пластового сводового типа приурочена к нижней части ассельского яруса.

На Средне-Серчейюском куполе газовая залежь приурочена к нижнетриасовым песчаникам. Плотность газа — 0.621, содержание тяжелых углеводородов не превышает 2.42 %, азота — 8.91 %.

В пределах Колвинского мегавала выявлено несколько нефтяных месторождений в триасовых отложениях: Хыльчююское, Ярейюское, Харьягинское (рис. 3). На Хыльчююском месторождении обнаружена залежь нефти, приуроченная к песчаникам нижнего триаса русового генезиса. Залежь относится к литологически экранированным, невыдержанным по площади. Плотность нефти — 0.837 г/см³, содержание серы достигает 0.32 %, парафина — 1.44 %, смол и асфальтенов — 8.38 %. (Природные..., 2011).

Свойства нефти пласта Т₁-I изучены по устьевым пробам, отобраным из пяти скважин. Нефть характеризуется средней плотностью (0.840 г/см³), относится к группе маловязких (7.28—10.66 мПа·с), к классу малосернистых (0.30—0.41 % вес.), парафиновых (1.0—3.49 % вес.), малосмолистых (1.64—3.53 % вес.), отличается малым содержанием асфальтенов (сл. — 0.40 % вес.). Газ, растворенный в нефти, сухой (C₁ + C₂ = 92.45 % об.), содержание гелия ниже кондиционных значений (0.009 % об.), сероводород отсутствует. Содержание этана не превышает кондиционное значение и равно 1.71 % об.

Свойства нефти газонефтяной залежи пласта Т₁-II изучены по результатам исследования одной глубинной и двух устьевых проб. В пластовых условиях нефть, по данным однократного разгазирования глубинной пробы, недонасыщена газом (давление насыщения 15 МПа). Газосодержание нефти — 85.1 м³/т, вязкость — 2.6 мПа·с, плотность — 0.786 г/см³. В стандартных ус-

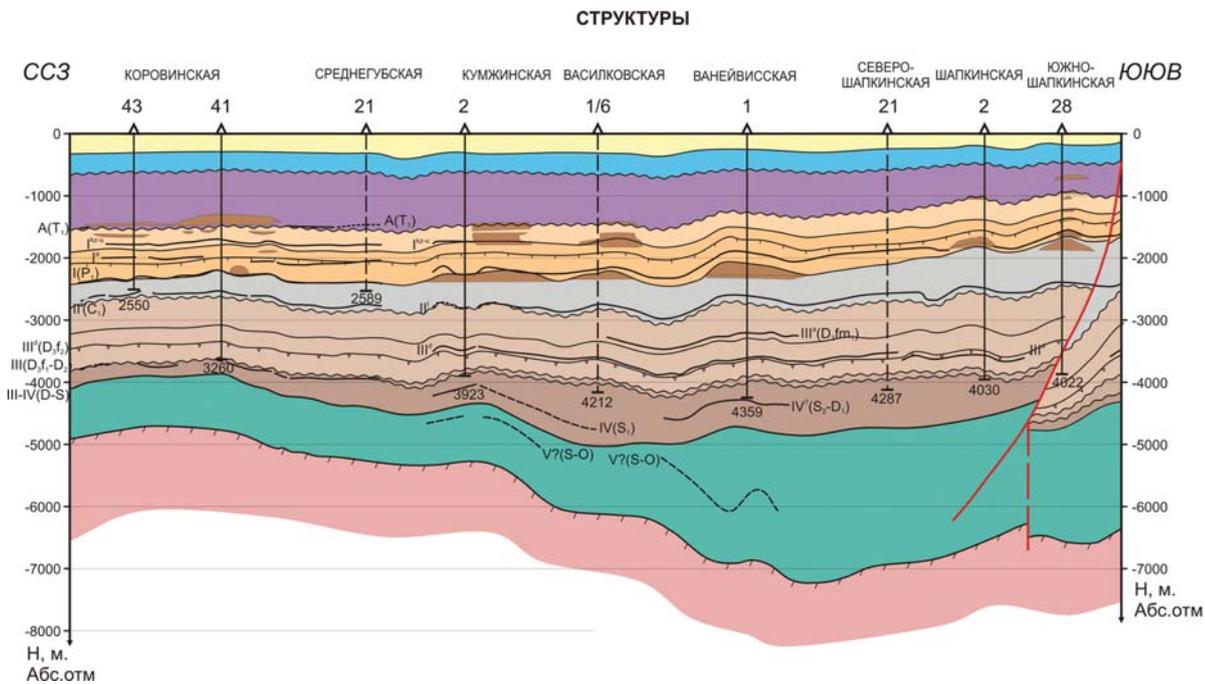


Рис. 2. Геологический разрез вдоль Шапкина-Юрьяхинского вала:

1 — границы стратиграфических комплексов, 2 — поверхности несогласий, 3 — разрывные нарушения, 4 — скважины, 5 — месторождения нефти и газа (Тимано-Печорский..., 2002)

Fig. 2. Geological cross-section along the Shapkin-Yuryakhinsky swell:

1 — boundaries of stratigraphic complexes, 2 — unconformity surfaces, 3 — faults, 4 — wells, 5 — oil and gas fields (Timan-Pechora..., 2002)

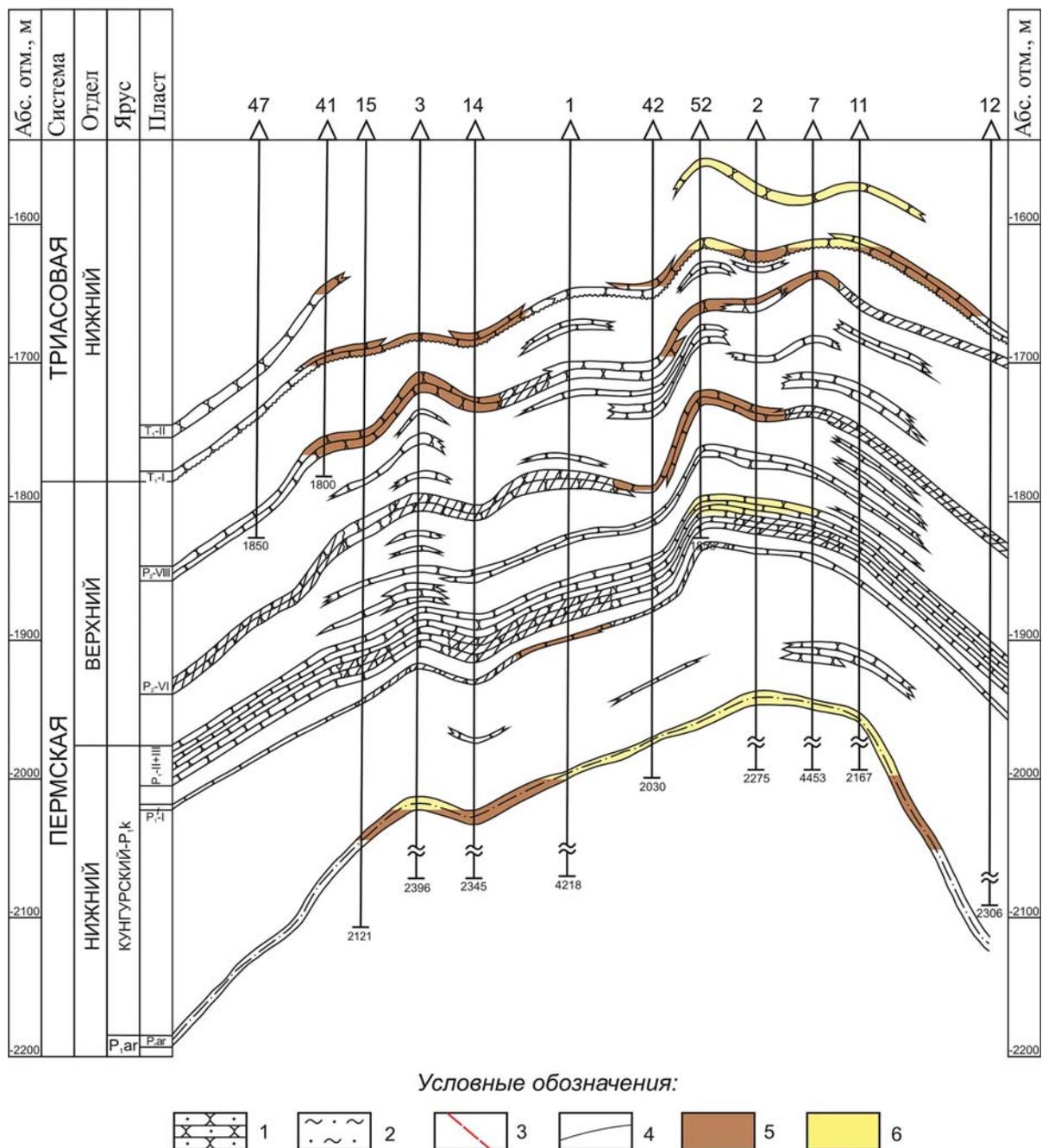


Рис. 3. Нефтегеологический разрез Хыльчюуского месторождения:

1 — песчаники, 2 — алевролиты и аргиллиты, 3 — тектонические нарушения, 4 — границы пластов, 5 — нефть, 6 — газ (Природные..., 2011)

Fig. 3. Oil and gas section of the Khylychyskiy field:

1 — sandstones, 2 — siltstones and mudstones, 3 — tectonic faults, 4 — boundaries, 5 — oil, 6 — gas (Natural ..., 2011)

ловиях нефть характеризуется средним значением плотности (0.836 г/см^3), относится к группе маловязких ($7.52\text{--}8.35 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), смолистых ($4.73\text{--}10.12 \text{ \%}$ вес.), малосернистых ($0.31\text{--}0.33 \text{ \%}$ вес.), малопарафинистых ($0.81\text{--}1.11 \text{ \%}$ вес.). Содержание асфальтенов — $0.55\text{--}2.32 \text{ \%}$ вес., бензино-лигроиновых фракций — $72.55\text{--}77.64 \text{ \%}$ вес. Нефть имеет низкую температуру застывания — минус $32 \text{ }^\circ\text{C}$. Газ, растворенный в пластовой нефти, сухой ($C_1 + C_2 = 84.724 \text{ \%}$ об.), сероводород отсутствует. Среднее содержание этана (2.67 \% об.) не превышает кондиционное значение.

Свободный газ залежи изучен при анализе двух проб, отобранных на устье из скв. 49. Газ пласта $T_1\text{--}II$ по сравнению с базальным более легкий (0.754 г/см^3), содержит большой процент метана (90.36 \% об.). Сероводород в пробах отсутствует. Содержание этана не превышает кондиционных значений.

На Харьягинском месторождении залежь нефти приурочена к нижнетриасовым отложениям аллювиального происхождения. Залежь, относящаяся к базальному пласту песчаников, имеет максимальное распространение, что можно объяснить формированием

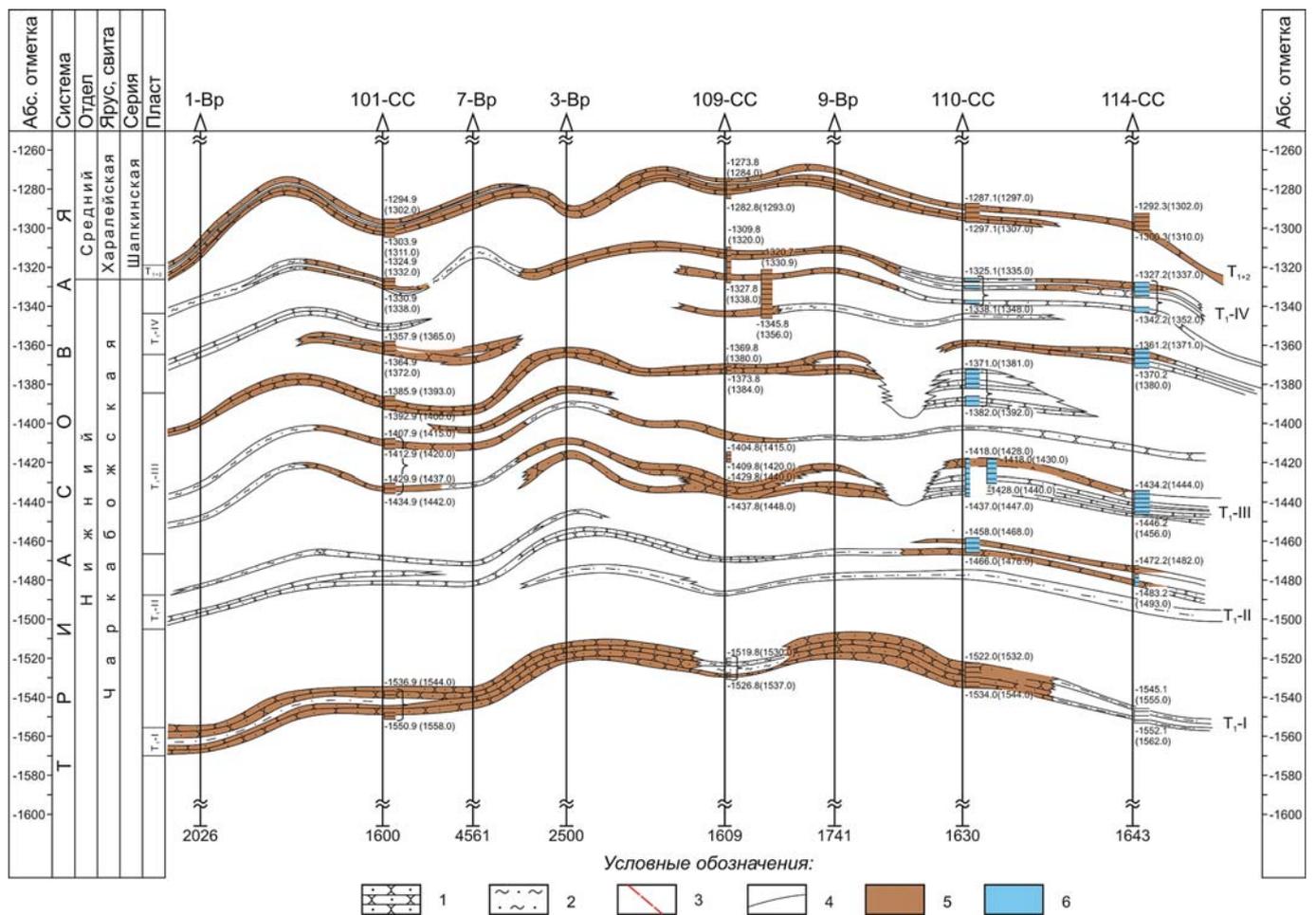


Рис. 5. Нефтегеологический разрез Варандейского месторождения:

1 — песчаники, 2 — алевролиты и аргиллиты, 3 — тектонические нарушения, 4 — границы пластов, 5 — нефть, 6 — вода (Шейн, 2012)

Fig. 5. Oil and gas section of the Varandey field:

1 — sandstones, 2 — siltstones and mudstones, 3 — tectonic faults, 4 — boundaries, 5 — oil, 6 — water (According to Shein, 2012)

Триасовые отложения регионально нефтегазоносны на Баренцевоморском шельфе: на Штокмановской, Северо-Кильдинской, Мурманской, Песчаноозерской площадях получены промышленные притоки углеводородов. (Ступакова, 2001; Супруненко, 2005).

Песчаноозерское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на восточной окраине острова Колгуев. В нижнетриасовых отложениях выявлены три залежи, основные запасы углеводородов приурочены к продуктивному горизонту T_1 -В. Плотность газа достигает 0.71 г/см^3 , содержание тяжелых углеводородов достигает 11.41 %, азота — 3.38 %. По комплексу литологических и минералогических признаков генезис песчаников, в которых выявлена эта залежь, определяется как дельтовый (Киричкова, 2013).

На Таркском месторождении (о. Колгуев) выявлено две залежи нефти в песчаниках нижнего триаса. Плотность нефти — 0.817 г/см^3 , содержание серы не превышает 0.11 %, парафина — 8.97 %, смол и асфальтенов — 3.59 %.

В терригенных отложениях триаса установлена залежь газа на Северо-Кильдинском месторождении, которое расположено на западном борту Южно-Баренцевской впадины. Открытая пористость в песчаниках

варьирует от 11 до 21 %. Газ сухой, азотно-метановый, бессернистый, плотность газа по воздуху 0.559, содержание тяжелых углеводородов — 0.29 %, азота — 0.68 %. (Ступакова, 2001).

Мурманское газовое месторождение приурочено к структурному поднятию на южном борту Южно-Баренцевской впадины. Выявлено около 20 продуктивных пластов песчаников раннесреднетриасового возраста мощностью 1—20 м. Плотность газа не превышает 0.57 г/см^3 , содержание тяжелых углеводородов — 1.21 %, азота — 2.17 % (Данилевская, 2021).

По данным ряда исследователей (Анищенко, Аминов, 1994; Данилевский и др., 2003), условия нефтегазогенерации в триасовых отложениях материковой части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции следует рассматривать как малоблагоприятные. Интенсивная генерация углеводородов в нижнепермско-триасовом комплексе протекала на территории Предуральяского краевого прогиба. Значительные скорости седиментации и большие мощности терригенных отложений способствовали сохранению газов ранней генерации. Угольные месторождения также могли служить дополнительным источником поступления метановых газов. Дальняя латеральная миграция углево-



дорогов из зон их интенсивной генерации была возможна лишь из Большесынинской и Верхнепечорской впадин. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны могло происходить слабое газообразование.

По нашему мнению, источником углеводородов для триасовых месторождений послужили нижележащие залежи, подвергшиеся разрушению в результате структуроформирующих движений: на рубеже перми и триаса активизировались древние и образовались новые разрывные нарушения. По ним поступали углеводороды в триасовые ловушки из нижних горизонтов. Поэтому условия нефтегазонакопления характеризуются строением резервуаров и качеством покрышек. Аккумуляцию и консервацию залежей углеводородов определяют зональные покрышки нижнетриасового и среднетриасового возраста, а также региональная верхнеюрская. Наиболее благоприятные условия для изоляции триасовых отложений сложились в северной части Денисовского прогиба, Колвинского мегавала, Хорейверской впадины и вала Сорокина (Природные..., 2011).

Флюидоупоры сложены преимущественно аргиллитами и глинистыми алевролитами, мелкозернистые песчаники играют подчиненную роль, их содержание в разрезе редко превышает 10 %. Они могут оказывать негативное влияние на экранирующие свойства отложений в случае сокращенной мощности и при условии суммарной мощности аргиллитов менее 5 м. В мелкозернистых отложениях содержание смектита довольно велико, он практически заполняет все поровое пространство, делая его практически непроницаемым. Вследствие высокой поглощающей способности этот минерал может значительно разбухать при насыщении водой или органическим наполнителем. В этих случаях глинистые прослои, состоящие преимущественно из смектита, становятся непроницаемыми. При обработке их однонормальным раствором КОН в структуре появляются неразбухающие слои, при этом возникают неупорядоченные смектит-гидрослюдистые смешаннослойные образования.

Наиболее высокими экранирующими свойствами характеризуется флюидоупор над первым (базальным) пластом песчаников, т. к. ему свойственны максимальные мощности, высокое содержание прослоев аргиллитов, в составе которых преобладают разбухающие минералы группы смектита.

При подборе методов, направленных на увеличение нефтеотдачи, следует учитывать особенности минерального состава межпластовых глинистых флюидоупоров, а также внутрипластовых прослоев глин. При закачивании в пласт горячей воды минералы группы смектита могут разбухать, препятствуя прохождению флюида по этому пласту.

Распространение коллекторов по площади и в разрезе очень неравномерное. Мощные толщ коллекторов распространены в зоне развития конусов выноса на юге Хорейверской впадины и в области распространения ветвящихся потоков юга Колвинского мегавала. Однако в этой зоне не получили развития надежные покрышки раннетриасового возраста. Как показывают проведенные исследования, для севера Хорейверской впадины нехарактерно развитие мощных коллектор-

ских толщ. Песчаные пласты маломощны и характеризуются мелкозернистой структурой, что вполне закономерно, поскольку их формирование происходило в руслах малых рек. В юго-восточном направлении происходит увеличение мощности песчаных пластов, а также зернистости, однако в этом же направлении происходит снижение качества нижнетриасовой покрышки. Наиболее благоприятные условия для аккумуляции и консервации залежей углеводородов в нижнетриасовых отложениях существовали в зоне развития песчаных пластов, образовавшихся в руслах ветвящихся потоков и меандрирующих рек, перекрываемых глинисто-алевритовыми осадками, сформировавшимися в пойменных условиях. Благоприятные условия сложились в зоне распространения отложений в долинах интенсивно меандрирующих рек, где формировались песчаные пласты и покрышки хорошего качества, способные удержать залежи углеводородов. Малоблагоприятными условиями для нефтегазонакоплений характеризуется Хорейверская впадина, юг Колвинского мегавала и Денисовской впадины.

Заключение

Анализ нефтегазоносности триасовых отложений показывает, что залежи нефти и газа могут быть отнесены к пластовым, литологически и стратиграфически экранированным. Первые связаны с осадками ветвящихся потоков, вторые — с отложениями меандрирующих рек и внерусловыми образованиями, наконец, последние — с зонами развития предтриасового и предсреднеюрского размылов.

Принимая во внимание общие закономерности развития и распространения континентальных отложений в целом и аллювиальных в частности, можно предположить, что на Баренцевоморском шельфе месторождения углеводородов в нижнетриасовых отложениях приурочены к песчаным пластам дельтового и прибрежно-морского генезиса.

При поисковых и разведочных работах на нефть и газ в триасовых отложениях Тимано-Печорской провинции необходимо учитывать сложное строение резервуаров, их невыдержанность по площади и разрезу.

В ходе эксплуатации залежей следует помнить о широком распространении глинистых минералов в составе осадков пойменного генезиса. Разбухая при насыщении водой, они препятствуют фильтрации флюида, тем самым снижая нефтеотдачу пласта. Широкое развитие каолинита в составе цемента песчаников приводит к снижению электрического сопротивления вследствие высокой остаточной водонасыщенности.

Условия осадконакопления в триасовое время определили сложную морфологию и внутреннее строение песчаных тел, в связи с чем актуальна разработка геологических моделей строения природных резервуаров.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Геолого-геохимические закономерности образования и размещения углеводородных систем, научные основы формирования сырьевой базы углеводородного сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», 122040600010-8; FUUU-2022-0057.



Литература / References

- Анищенко Л. А., Аминов Л. З., Дедеев В. А. Геология природных углеводородов Европейского Севера России. Сыктывкар, 1994. 179 с.
- Anishchenko L. A., Aminov L. Z., Dedeev V. A. Geology of natural hydrocarbons of the European North of Russia. Syktyvkar, 1994, 179 p. (in Russian)
- Губайдуллин М. Г., Крайнева О. В. Методика экспертной оценки загрязнения геологической среды при нефтяных разливах (на примере прибрежной зоны Баренцева моря) // Вестник САФУ. 2016. № 2. С. 5—15.
- Gubaidullin M. G., Kraineva O. V. Methodology for expert assessment of contamination of the geological environment during oil spills (using the example of the coastal zone of the Barents Sea). Vestnik NarFU, 2016, No. 2, pp. 5—15. (in Russian)
- Данилевский С. А., Склярова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003. 298 с.
- Danilevsky S. A., Sklyarova Z. P., Trifachev Yu. M. Geofluid systems of the Timan-Pechora province. Ukhta, 2003, 298 p. (in Russian)
- Данилевская Н. С., Склярова З. П. К вопросу о факторах, определяющих состав пластовых систем Баренцева моря // Вести газовой науки. 2021. № 1 (46). С. 106—118.
- Danilevskaya N. S., Sklyarova Z. P. On the issue of factors determining the composition of reservoir systems in the Barents Sea. Vesti gazovoy nauki, 2021, No. 1 (46), pp. 106—118. (in Russian)
- Енцова Ф. И., Калантар И. З. Триасовые отложения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Материалы по геологии востока Русской платформы. Казань: Изд-во Казанского университета, 1966. С. 138—189.
- Entsova F. I., Kalantar I. Z. Triassic deposits of the Timan-Pechora oil and gas province. Materials on the geology of the eastern Russian platform. Kazan: Kazan University Publishing House, 1966, pp. 138—189. (in Russian)
- Калантар И. З., Танасова С. Д. Фациальные критерии при стратификации континентальных отложений триаса // Стратиграфия и литология нефтегазоносных отложений Тимано-Печорской провинции. Л: Недра, 1988. С. 127—134.
- Kalantar I. Z., Tanasova S. D. Facies criteria for the stratification of continental deposits of the Triassic. Stratigraphy and lithology of oil and gas deposits of the Timan-Pechora province. Leningrad: Nedra, 1988, pp. 127—134. (in Russian)
- Киричкова А. И. Стратотипические и опорные разрезы нижнего триаса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: литология, фациальные особенности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 4. http://www.ngtp.ru/rub/2/45_2013.pdf
- Kirichkova A. I. Stratotype and reference sections of the Lower Triassic Timan-Pechora oil and gas province: lithology, facies features. Oil and Gas Geology. Theory and practice, 2013, V. 8, No. 4. http://www.ngtp.ru/rub/2/45_2013.pdf (in Russian)
- Крайнева О. В., Губайдуллин М. Г. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Варандейского месторождения и оценка потенциальной экологической опасности сырой нефти // Вестник САФУ. 2013. № 3. С. 14—23.
- Kraineva O. V., Gubaidullin M. G. Geological and physical characteristics of productive strata of the Varandey field and assessment of the potential environmental hazard of crude oil. Vestnik NarFU, 2013, No. 3, pp. 14—23. (in Russian)
- Мораховская Е. Д. Триасовые литостратоны Тимано-Уральского региона, их взаимоотношения и территориальная приуроченность // Вопросы совершенствования стратиграфической основы фанерозойских отложений нефтегазоносных регионов России. СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1997. С. 34—49.
- Morakhovskaya E. D. Triassic lithostratons of the Timan-Ural region, their relationships and territorial occurrence. Problems of improving the stratigraphic basis of Phanerozoic deposits of oil and gas regions of Russia. St. Petersburg: VNIGRI, 1997, pp. 34—49. (in Russian)
- Мораховская Е. Д. Триас Тимано-Уральского региона (опорные разрезы, стратиграфия, корреляция) // Биохронология и корреляция фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России. СПб.: ВНИГРИ, 2000. Вып. 1. 80 с.
- Morakhovskaya E. D. Triassic of the Timan-Ural region (reference sections, stratigraphy, correlation). Biochronology and correlation of the Phanerozoic oil and gas basins of Russia. St. Petersburg: VNIGRI, 2000, 1, 80 p. (in Russian)
- Муравьев И. С. Триас Печорского Приуралья // Материалы по геологии востока Русской платформы. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1966. С. 3—37.
- Muravyov I. S. Triassic of the Pechora Cis-Urals. Materials on the geology of the eastern Russian Platform. Kazan: Kazan University Publishing House, 1966, pp. 3—37. (in Russian)
- Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е. Л. Теплов, З. В. Ларионова, И. Ю. Беда, Е. Г. Довжикова, Т. И. Куранова, Н. И. Никонов, Е. Л. Петренко, Г. А. Шабанова // ГУП РК ТП НИЦ. СПб.: Реноме, 2011. 286 с.
- Natural reservoirs of oil and gas complexes of the Timan-Pechora province. E. L. Teplov, Z. V. Larionova, I. Yu. Beda, E. G. Dovzhikova, T. I. Kuranova, N. I. Nikonov, E. L. Petrenko, G. A. Shabanova. State Unitary Enterprise of the Republic of Kazakhstan TP Scientific Research Center. St. Petersburg: Renome, 2011, 286 p. (in Russian)
- Ступакова А. В., Кирюхина Т. А. Нефтегазоносность Баренцевоморского шельфа // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. М.: Геоинформмарк, 2001. Вып. 6. 62 с.
- Stupakova A. V., Kiryukhina T. A. Oil and gas potential of the Barents Sea shelf. Geology, methods of prospecting, exploration and assessment of deposits of fuel and energy raw materials. Moscow: Geoinformmark, 2001, 6, 62 p. (in Russian)
- Супруненко О. И., Вискунова К. Г., Сулова В. В. Основные результаты уточнения количественной оценки углеводородного потенциала Западно-Арктического шельфа России // Разведка и охрана недр. 2005. № 6. С. 10—13.
- Suprunenko O. I., Viskunova K. G., Suslova V. V. Main results of refining the quantitative assessment of the hydrocarbon potential of the Western Arctic shelf of Russia. Exploration and protection of subsurface resources, 2005, No. 6, pp. 10—13. (in Russian)



- Тимано-Печорский* седиментационный бассейн: Атлас геологических карт / З. В. Ларионова, В. И. Богацкий, Е. Г. Довжикова и др. Ухта: Изд-во ТП НИЦ, 2002. 59 с. Timano-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps. Z. V. Lprisonov, V. I. Bogatsky, E. G. Dovzhikov et al. Ukhta: TP SRC, 2002, 59 p. (in Russian)
- Тимонин Н. И.* Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 240 с. Timonin N. I. Pechora plate: history of geological development in the Phanerozoic. Yekaterinburg, UB RAS, 1998, 240 p. (in Russian)
- Удовиченко Л. А.* Структурно-вещественные комплексы и перспективы нефтегазоносности нижнего триаса Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. Л.: ВНИГРИ, 1986. С. 66–73. Udovichenko L. A. Structural and material complexes and oil and gas prospects of the Lower Triassic of the Timan-Pechora province. Patterns of location of oil and gas accumulation zones in the Timan-Pechora province. Leningrad: VNIGRI, 1986, pp. 66–73. (in Russian)
- Хайцер Л. Л.* Новые данные по перми и триасу р. Адзвы (северная часть гряды Чернышева) // Бюлл. МОИП. 1962. Отд. геол. № 1. С. 57–70. Haytser L. L. New data on the Permian and Triassic of the river. Adzvy (northern part of the Chernyshev ridge). Bull. MOIP, 1962, Dept. Geol, No. 1, pp. 57–70. (in Russian)
- Чальшев В. И., Варюхина Л. М.* Стратиграфия и спорово-пыльцевые комплексы верхнепермских и триасовых отложений Печорского Урала и гряды Чернышева // Геология и полезные ископаемые Северного Урала и Тимана. Сыктывкар, 1960. С. 49–58. Chalyshov V. I., Varyukhina L. M. Stratigraphy and spore-pollen complexes of the Upper Permian and Triassic deposits of the Pechora Urals and the Chernyshev ridge. Geology and minerals of the Northern Urals and Timan. Syktyvkar, 1960, pp. 49–58. (in Russian)
- Шейн В. С.* Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ. 2012. 848 с. Shein V. S. Geology and oil and gas potential of Russia. Moscow: VNIGNI, 2012, 848 p. (in Russian)

Поступила в редакцию / Received 24.05.2024