

Оригинальная статья / Original article

УДК 551.263

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-7-14>

Влияние траппового магматизма на нефтегазоносные горизонты (юг Сибирской платформы)

© Л.А. Рапацкая, М.Е. Тонких, Е.А. Стрижаков

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация

Резюме: Оценка перспектив нефтегазоносности древних платформ значительно затрудняется без определения закономерностей распределения углеводородов на территориях с широким развитием базальтовых комплексов. Достаточно остро эта проблема стоит перед исследователями Сибирской платформы, которая в последние десятилетия стала новой нефтегазодобывающей базой России. Длительное время, предшествующее массовому внедрению трапповой магмы, платформа испытывала интенсивное прогибание, которое компенсировалось осадконакоплением с образованием большого количества залежей углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла. Степень влияния траппового магматизма, столь широко проявленного в пределах Сибирской платформы, на онтогенез месторождений нефти и газа стало целью настоящих исследований: выявление зависимости между мощностями осинского продуктивного горизонта и пластовых интрузий долеритов, зависимости фазового состояния залежей и температурного градиента на отдельных месторождениях юга Сибирской платформы. В ходе исследования были использованы методы корреляции литолого-стратиграфических разрезов крупнейших месторождений углеводородов: Верхнечонского, Ярактинского, Ковыктинского, Среднеботуобинского и других, выполнено графическое изображение информации с помощью диаграмм. На основе анализа данных, полученных по результатам глубокого бурения на известных месторождениях юга Сибирской платформы, построены линейные графики зависимости между мощностями продуктивного осинского горизонта, соленосного флюидоупора усольской свиты и пластовых интрузий долеритов Усольского синклиналя, а также зависимости фазового состояния залежей и температуры генерации флюида из расчета возможной глубины образования месторождения. Между мощностями флюидоупора и пластовыми интрузиями долеритов просматривается прямая зависимость, то есть горизонт сохраняется в том случае, если мощность флюидоупора увеличивается по мере возрастания мощности пласта долеритов. При более высоких температурах образуются газоконденсатные залежи.

Ключевые слова: трапповый магматизм, осинский горизонт, Сибирская платформа, синклиналь, флюидоупор

Информация о статье: Дата поступления 14 февраля 2019 г.; дата принятия к печати 11 марта 2019 г.; дата онлайн-размещения 28 марта 2019 г.

Для цитирования: Рапацкая Л.А., Тонких М.Е., Стрижаков Е.А. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносные горизонты (юг Сибирской платформы). *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых*. 2019. Т. 42, № 1. С. 7–14. DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-7-14.

Trap magmatism effect on oil and gas horizons (south of the Siberian platform)

© Larisa A. Rapatskaya, Marina E. Tonkikh, Evgeniy A. Strizhakov

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

Abstract: The lack of determination of the hydrocarbon distribution regularities in the areas with widely developed basalt complexes significantly complicates the estimation of the prospects for the oil and gas potential of the ancient platforms. This is a challenge for the researchers of the Siberian Platform, which has recently become a new Russian oil and gas extraction base. For a long time, preceding the mass introduction of trap magma, the platform was subjected to intense deflection compensated by sedimentation with the formation of a large number of hydrocarbon deposits in the lower horizons of the sedimentary cover. The influence degree of widely manifested within the Siberian platform trap magmatism on the ontogenesis of oil and gas deposits has become the goal of the studies, which involve identification of the dependence between the thickness of the Osa production horizon and reservoir intrusions of dolerites, dependence of the phase state of deposits and the temperature gradient in individual fields

in the south of the Siberian platform. The study uses the correlation methods for the lithologic and stratigraphic sections of the largest hydrocarbon deposits: Verkhnechonsky, Yarakinsky, Kovykta, Srednebotuobinsky and others. The information is represented graphically in the diagrams. Having analyzed the data obtained according to the results of deep drilling in the known fields in the south of the Siberian platform, the authors have built linear graphs of the relationship between the thicknesses of the Osa productive horizon, salt-bearing fluid seal of Usolskaya suite and reservoir intrusions of Usolsky sill dolerites. Also the graphs of deposit phase state dependence on the temperature of fluid generation are constructed on the basis of the calculation of the possible formation depth of the field. There is a direct relationship between the thicknesses of fluid seal and reservoir intrusions of dolerites. It means that the horizon is preserved in the case when the fluid seal thickness increases as dolerite reservoir thickness increases. Gas condensate deposits are formed at higher temperatures.

Keywords: trap magmatism, Osa horizon, Siberian platform, sill, fluid seal

Information about the article: Received February 14, 2019; accepted for publication March 11, 2019; available online March 28, 2019.

For citation: Rapatskaya L.A., Tonkikh M.E., Strizhakov E.A. Trap magmatism effect on oil and gas horizons (south of the Siberian platform). *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, razvedka i razrabotka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh* = *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*, 2019, vol. 42, no. 1, pp. 7–14. (In Russ.) DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-7-14.

Введение

В южной части Сибирской платформы, где ведутся нефтегазоносные работы, глубокими скважинами выявлено широкое развитие пластовых трапповых тел (силлов) внутри осадочного чехла. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда – нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях, характеризуются значительным диапазоном как по мощности, так и по площади. Силлы установлены в мотской, усольской, бельской, булайской, ангарской свитах нижнего кембрия, а также в образованиях верхнего кембрия и ордовика [1–3]. Трапповый магматизм играет определенную роль в процессах перестроения, уничтожения, сохранения залежей углеводородов и имеет важное значение при оценке нефтегазоносности территорий.

Материалы и методы исследования

В работе использованы данные по разведочным и эксплуатационным скважинам на месторождениях нефти и газа юга Сибирской платформы. Выполнены методы корреляции литолого-стратиграфических разрезов некоторых месторождений. Зависимости мощностей продуктивного горизонта, флюидоупора и траппов,

а также фазового состояния залежи от температуры показаны в виде графического изображения при помощи диаграмм.

Результаты исследования и их анализ

Сибирская платформа является обширным полем развития траппового магматизма позднепалеозойского – ранне-мезозойского возраста, занимающего ее значительную часть. Максимальные оценки объемов траппового материала показывают, что на площади около 4 млн км² образовалось около 2 млн км³ магматитов трапповой формации [4]. Также на территории Сибирской платформы открыты многочисленные месторождения нефти и газа, приуроченные к рифей-венд-кембрийским отложениям: Верхне-чонское, Среднеботуобинское, Ярактинское, Даниловское, Ковыктинское и целый ряд других [5]. Внедрение огромных объемов магмы с температурой до 1000–1200 °С в толщу разреза осадочных пород, проходившее в условиях воздымания – растяжения земной коры, не могло не оказать влияние на раннее сформированные залежи углеводородов [6]. Роль трапповых интрузий в процессах генерации, миграции, накопления и разрушения залежей углеводородов далеко неодно-

значна и на сегодняшний день не теряет свою актуальность при оценке нефтегазоносности данной территории.

В нефтегазовой литературе влияние траппового магматизма на нефтегазоносность обсуждалось неоднократно [7–9]. Авторами данной статьи на примере продуктивного осинского горизонта отдельных месторождений Сибирской платформы сделана попытка проследить зависимость между: 1) мощностями нефтегазоносного горизонта и соленосного флюидоупора; 2) мощностью покрышки (кратчайшим расстоянием от подошвы траппового силла до кровли флюидоупора) и фазового состояния залежи нефтегазоносного горизонта.

Осинский горизонт – единственный стратиграфический уровень карбонатного комплекса венда и нижнего кембрия, который характеризуется региональной нефтегазоносностью и чрезвычайно широким распространением на Сибирской платформе. Так, после проведенных испытаний с применением вторичных методов воздействия на пласт на Верхнечонском месторождении из горизонта были получены притоки пластовых флюидов с дебитом газа до 109,9 тыс. м³/сут. (скв. 46), нефти – 14,7 м³/сут. (скв. 113).

Известно, что одним из важнейших условий сохранения залежей продуктивного горизонта является литологический состав пород и мощность перекрывающего флюидоупора. В данном случае мощная соленосная толща нижнего кембрия, сложенная доломитами, гипсами, галитами (с преобладанием последних), является надежным региональным флюидоупором для залежей углеводородов.

В стратиграфических разрезах месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы повсеместно присутствуют пластовые интрузии долеритов. Это месторождения рифей-вендского возраста Байкитского свода, Катангской седловины, венд-кембрийского возраста Непско-Ботубинской антеклизы и

Ангаро-Ленской ступени [10]. Так, на площадях ряда месторождений (Аянская, Ярактинская, Большеতিরская, Дулисьминская и др.) скважинами вскрыт трапповый силл среди галогенно-карбонатных отложений усольской и бельской свит нижнего кембрия. Мощность магматитов в скважинах колеблется от 22 (скв. 16 Ярактинская) до 189 м (скв. 5 Ярактинская), а в среднем составляет около 64 м.

Наиболее полно трапповая интрузия, получившая название «Усольский силл», представлена на Верхнечонском нефтегазоносном месторождении. Здесь в верхней части разреза, в толще ангарской свиты, на глубинах с альтитудами от -30 до +200 м по буровым данным откартировано субпластовое тело долеритов мощностью от 30 до 190 м [11]. О мощности долеритового тела можно судить по стратиграфическому разрезу скважины (рис. 1).

На рис. 2 показана схема корреляции литологического состава, мощности и характера соотношения между осинским горизонтом, соленосным флюидоупором и пластовыми интрузиями долеритов на некоторых месторождениях юга Сибирской платформы.

В таблице приведены данные по скважинам глубокого бурения, отражающие мощности продуктивного осинского горизонта, соленосного флюидоупора и пластовых интрузий. Как следует из таблицы, при увеличении мощности долеритов незначительно увеличивается мощность осинского горизонта и мощность флюидоупора. Эта тенденция проявляется в 80 % исследуемых месторождений.

Более наглядно эта тенденция представлена на рис. 3 (кривая 1). Зависимости мощности осинского горизонта от мощности флюидоупора четко не прослеживается (рис. 3 (кривая 2)). Выделяются три различные группы месторождений с тенденциями уменьшения или увеличения мощности флюидоупора, которые требуют дальнейшего изучения.

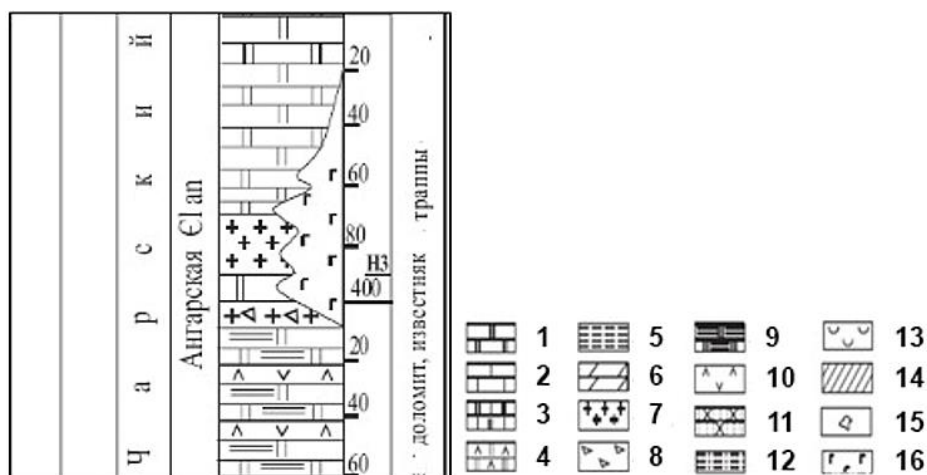


Рис. 1. Стратиграфический разрез скважины (выкопировка):

1 – доломиты; 2 – известняки; 3 – известняки доломитизированные; 4 – доломиты, ангидриты;
5 – аргиллиты; 6 – мергели; 7 – каменные соли; 8 – брекчии; 9 – доломиты глинистые;
10 – гипсы, ангидриты; 11 – песчаники, гравеллиты; 12 – алевриты;
13 – кора выветривания; 14 – фундамент; 15 – каверны; 16 – траппы

Fig. 1. Stratigraphic section of a well (fragment):

1 – dolomites; 2 – limestones; 3 – dolomite limestones; 4 – dolomites, anhydrites; 5 – argillites; 6 – marls;
7 – rock salts; 8 – breccias; 9 – clay dolomites; 10 – gypsum, anhydrites; 11 – sandstones, gravel stones;
12 – siltstones; 13 – crust of weathering; 14 – foundation; 15 – caverns; 16 – traps

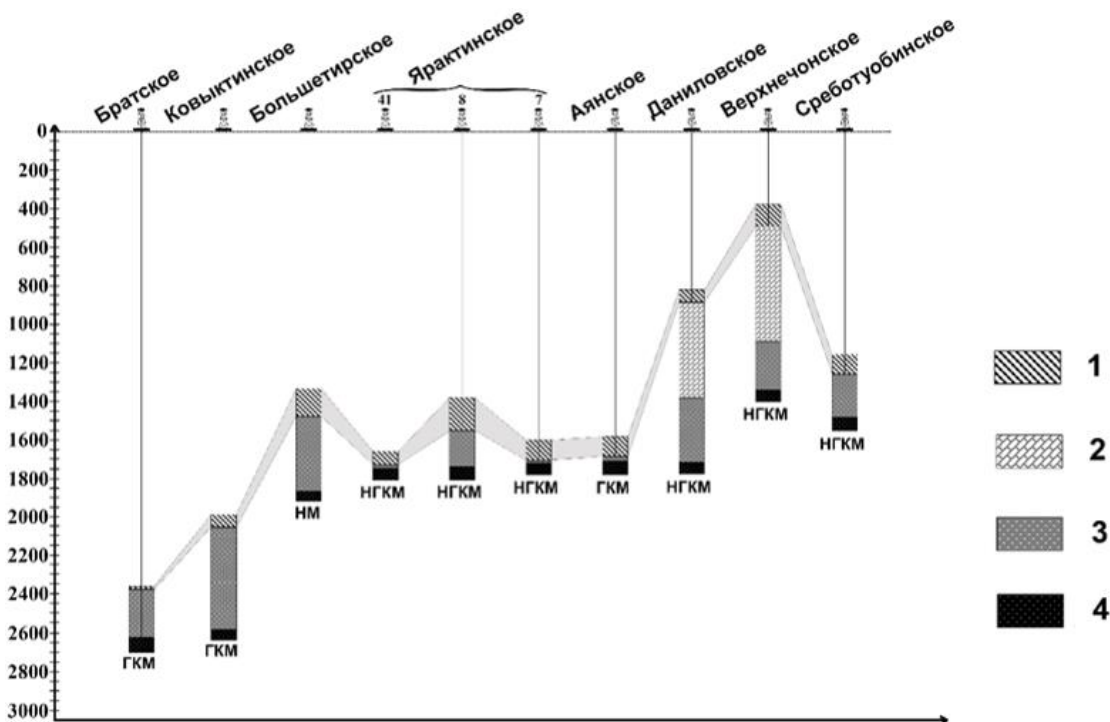


Рис. 2. Корреляция разрезов по месторождениям нефти и газа (юг Сибирской платформы):

1 – траппы; 2 – гипсы, доломиты, известняки; 3 – соли с прослоями доломитов; 4 – осинский горизонт
ГМ – газовое месторождение; ГКМ – газоконденсатное месторождение;
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение; НГМ – нефтегазовое месторождение;
НМ – нефтяное месторождение

Fig. 2. Correlation of sections by oil and gas fields (South of the Siberian platform):

1 – traps; 2 – gypsum, dolomites, limestones; 3 – salts with dolomite interlayers; 4 – Osa horizon
ГМ – gas deposit; ГКМ – gas condensate deposit; НГКМ – oil and gas condensate deposit;
НГМ – oil and gas deposit; НМ – oil deposit

Мощности осинского горизонта, флюидоупора и долеритов
Thicknesses of the Osa horizon, fluid seal and dolerites

Название месторождения	Осинский горизонт			Мощность долеритов, м	Мощность флюидоупора, м
	Отметка кровли, м	Отметка подошвы, м	Мощность, м		
Братское ГКМ	2632	2714	82	16	248
Ковыктинское ГКМ	2582	2640	58	64	529
Большетирское НМ	1875	1926	51	142	390
Ярактинское НГКМ (скв. 41)	1753	1818	65	71	12
Ярактинское НГКМ (скв. 8)	1748	1813	65	179	188
Ярактинское НГКМ (скв. 7)	1726	1791	65	110	10
Аянское ГКМ	1719	1788	69	110	26
Даниловское НГКМ	1717	1777	60	59	335
Верхнечонское НГКМ	1350	1410	60	120	250
Среднеботуобинское НГКМ	1495	1560	65	105	225

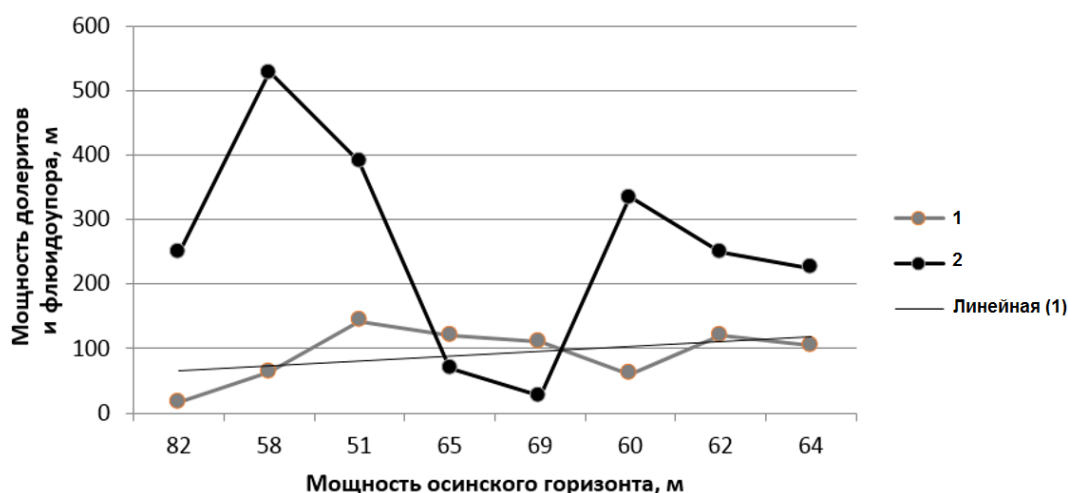


Рис. 3. График зависимости мощности осинского горизонта от мощности долеритов (1) и мощности флюидоупора (2)
Fig. 3. Diagram of the Osa horizon thickness dependence on dolerite thickness (1) and fluid seal thickness (2)

Зависимость фазового состояния залежи и температуры генерации нефти и газа из расчета возможной глубины образования залежи через температурный градиент показана на рис. 4.

Обсуждение результатов

На основе анализа графика зависимости между мощностями осинского горизонта, флюидоупора и пластовыми интрузиями долеритов можно сделать следующий вывод: между мощностями флюидоупора и пластовыми интрузиями долеритов просматривается прямая

зависимость, то есть горизонт сохраняется в том случае, если мощность флюидоупора увеличивается по мере возрастания мощности пласта долеритов (см. рис. 3).

Анализ графика зависимости фазового состояния залежи и температуры генерации нефти и газа из расчета возможной глубины образования залежи через температурный градиент показывает, что газоконденсатные залежи образуются при более высоких температурах, чем нефтяные.

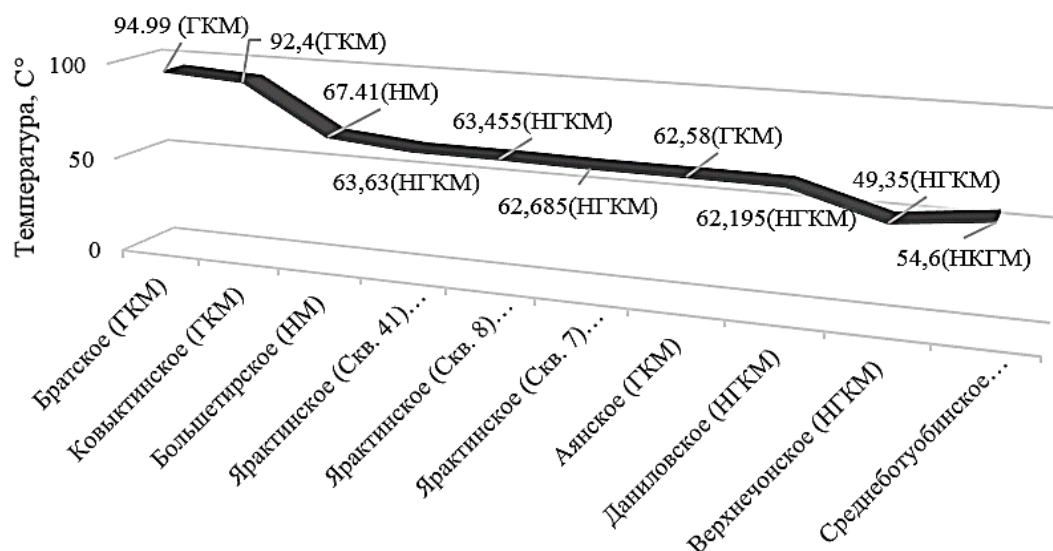


Рис. 4. График зависимости фазового состояния залежи от температуры
Fig. 4. Diagram of reservoir phase state dependence on temperature

Этот факт подтверждает теорию Н.Б. Вассоевича [12] о главной фазе нефтегазообразования. Можно с определенной долей осторожности сделать и другой вывод: при снижении температуры после остывания траппового силла происходит дистилляция нефти и образование конденсата и газа.

Закключение

Внедрение трапповых тел на юге Сибирской платформы, несомненно, оказывало влияние на нефтегазоносность этого региона. Повышение температуры, связанное с внедрением высокотемпературного флюида, приводило к усилению катагенетических преобразований осадочных отложений, к изменению структурного плана вмещающих пород, их коллекторских и экранирующих свойств. Выполненные исследования показали, что на месторождениях нефти и газа с

продуктивным горизонтом, расположенным в кембрийских отложениях наряду с трапповыми телами, просматривается зависимость между мощностью продуктивного горизонта, в данном случае осинского, и мощностью покрывки, включающей Усольский силл. Не исключается и температурное трапповое воздействие на преобразование фазового состояния залежей. Уже сформированные нефтяные залежи могли как преобразовываться в нефтегазоконденсатные, так и образовывать отдельные газоконденсатные скопления.

Данные исследования можно продолжить с использованием более масштабного фактического материала, так как их результаты могут быть использованы при прогнозировании и поисках углеводородов в пределах Сибирской платформы.

Библиографический список

1. Феоктистов Г.Д. Петрология и условия формирования трапповых силлов. Новосибирск: Наука, 1978. 166 с.
2. Скрипин А.И., Алексеев Е.Б. Эволюция траппового магматизма южной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1981. Т. 22, № 11. С. 12–17.
3. Тонких М.Е., Барышев А.С., Егоров К.Н., Кашкарев Д.Л. Структурная позиция траппов юга Сибирской платформы // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2011. № 12 (59). С. 65–73.
4. Васильев Ю.Р., Золотухин В.В., Феоктистов Г.Д., Прусская С.Н. Оценка объемов и

проблема генезиса пермотриасового траппового магматизма Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2000. Т. 41, № 12. С. 1696–1705.

5. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. [и др.]. Непско-Ботуобинская антеклиз – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. Новосибирск: Наука, 1986. 245 с.

6. Замараев С.А., Гелетий Н.К., Малых А.В. О температурном воздействии траппов на калийные соли Непского калиеносного бассейна Восточной Сибири // Геология и геофизика. 1985. Т. 26, № 4. С. 42–47.

7. Гажула С.В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 1. С. 1–8 [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/10_2008.pdf (10.02.2019).

8. Одинцова Т.В., Дробот Д.И. Трапповый магматизм и нефтегазоносность вендского терригенного комплекса Приленского нефтегазонос-

ного района // Геология нефти и газа. 1983. № 7. С. 6–10.

9. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. М.: Недра, 1989. 259 с.

10. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Особенности строения отложений кембрийского комплекса в пределах Мирнинского выступа (Непско-Ботуобинская антеклиз) // Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 316, № 1. С. 48–52.

11. Лёвин Ф.Д. Объемная геолого-геофизическая модель Верхнечонского месторождения УВ // Современные аэрогеофизические методы и технологии: сб. статей / науч. ред. П.С. Бабаянц, В.А. Буш. Вып. 1. Т. 1. М.: ЗАО «ГНПП «Аэрогеофизика», 2009. С. 195–225.

12. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. 1967. № 11. С. 135–156.

References

1. Feoktistov G.D. *Petrologiya i usloviya formirovaniya trappovykh sillov* [Petrology and formation conditions of trap sills]. Novosibirsk: Nauka Publ., 1978, 166 p. (In Russ.).

2. Skripin A.I., Alekseev E.B. Evolution of trap magmatism in the southern part of the Siberian platform. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 1981, vol. 22, no. 11, pp. 12–17. (In Russ.).

3. Tonkikh M.E., Baryshev A.S., Egorov K.N., Kashkarev D.L. Structural position of traps in the south of Siberian platform. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Irkutsk State Technical University], 2011, no. 12 (59), pp. 65–73. (In Russ.).

4. Vasil'ev Yu.R., Zolotukhin V.V., Feoktistov G.D., Prusskaya S.N. Estimation of volumes and genesis of Permian-Triassic trap magmatism on the Siberian platform. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 2000, vol. 41, no. 12, pp. 1696–1705. (In Russ.).

5. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Vorob'ev V.N. *Nepsko-Botuobinskaya antekliza – novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefii i gaza na Vostoke SSSR* [Nepa-Botuoba anticline as a new promising field of oil and gas production in the East of the USSR]. Novosibirsk: Nauka Publ., 1986, 245 p. (In Russ.).

6. Zamaraev S.A., Geletii N.K., Malykh A.V. On the temperature effect of traps on potassium salts of the Nepa potassium-bearing basin in Eastern Siberia. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 1985, vol. 26, no. 4, pp. 42–47. (In Russ.).

7. Gazhula S.V. Features of a trap magmatism in connection with the oil and gas potential of the Siberian platform. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies], 2008, vol. 3, no. 1, pp. 1–8. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/10_2008.pdf (10 February 2019).

8. Odintsova T.V., Drobot D.I. Trap magmatism and oil and gas potential of the Vendian terrigenous complex of the Lena oil and gas region. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology], 1983, no. 7, pp. 6–10. (In Russ.).

9. Starosel'tsev V.S. *Tektonika bazal'tovykh plato i neftegazonosnost' podstilayushchikh otlozhenii* [Basaltic plateau tectonics and oil and gas potential of underlying sediments]. Moscow: Nedra Publ., 1989, 259 p. (In Russ.).

10. Abrosimova O.O., Kulagin S.I. Structural features of the deposits of the Cambrian complex within the Mirnyi protrusion (Nepa-Botuoba anticline). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], 2010, vol. 316, no. 1, pp. 48–52. (In Russ.).

11. Levin F.D. *Ob'emnaya geologo-geofizicheskaya model' Verkhnechonskogo mestorozhdeniya UV* [3-D geological and geophysical model of the Verkhnechonsk hydrocarbon field]. *Sovremennye aerogeofizicheskie metody i tekhnologii* [Modern aero geophysical methods and technologies]. Iss. 1, vol. 1. Moscow: CC “GRPE ‘Aerogeofizika’” Publ., 2009, pp. 195–225. (In Russ.).

12. Vassoevich N.B. *Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefi (istoricheskii obzor i sovremennoe sostoyanie)* [Theory of the sedimentary-migration origin of oil (historical review and

current state)]. *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Seriya geologicheskaya* [Bulletin of the USSR Academy of Sciences. Geological series], 1967, no. 11, pp. 135–156. (In Russ.).

Критерии авторства

Рапацкая Л.А., Тонких М.Е., Стрижаков Е.А. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Larisa A. Rapatskaya, Marina E. Tonkikh, Evgeniy A. Strizhakov have written the article, have equal author's rights and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

Информация об авторах

Рапацкая Лариса Александровна, кандидат геолого-минералогических наук, профессор кафедры прикладной геологии, геофизики и геоинформационных систем Института недропользования Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация; e-mail: raplarisa@yandex.ru

Тонких Марина Евгеньевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры прикладной геологии, геофизики и геоинформационных систем Института недропользования Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация; e-mail: tonkikh_me@istu.edu

Стрижаков Евгений Алексеевич, студент гр. НДДБ-17-1 Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация; e-mail: strizhakov.evgenii@mail.ru

Information about the authors

Larisa A. Rapatskaya, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor of the Department of Applied Geology, Geophysics and Geoinformation Systems of the Institute of Subsoil Use of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation; e-mail: raplarisa@yandex.ru

Marina E. Tonkikh, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy) Associate Professor of the Department of Applied Geology, Geophysics and Geoinformation Systems of the Institute of Subsoil Use of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation; e-mail: tonkikh_me@istu.edu

Evgeniy A. Strizhakov, Student of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation; e-mail: strizhakov.evgenii@mail.ru