

Оригинальная статья / Original article

УДК 551.243.8:552.578.2.061.33(571.5)

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-3-50-61>

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

© Л.А. Рапацкая^a

^aИркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, Российская Федерация, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

РЕЗЮМЕ. Цель. Анализ нефтегазоносности Сибирской платформы (СП) на основе исследования глобальных историко-генетических и геологических аспектов онтогенеза углеводородов. **Методы.** Интерпретация геодинамических, структурно-тектонических, литолого-фациальных факторов нефтегазоносности Сибирской платформы путем изучения особенностей месторождений углеводородов на ее территории. Анализ следующих наиболее важных глобальных предпосылок нефтегазоносности юга СП: 1) огромных площадей распространения рифейско-вендско-кембрийских отложений на территории СП в обширных рифейских осадочно-породных бассейнах; 2) литолого-фациального состава пород, наличия мощных пластов каменных солей, присутствия многочисленных водорослево-археоциативных биогермов в рифей-венд-кембрийских отложениях как убедительных доказательств благоприятной палеогеографической и палеоклиматической обстановки этих периодов, обусловленных положением Земли в зоне низких широт; 3) длительности рифейского этапа развития СП (более 1 млрд лет), отличающегося формированием разнообразных по кинематике и масштабам типов структурных зон, в том числе многочисленных рифтов; 4) существования на территории СП инкратонных и перикратонных рифтов – наиболее проницаемых структур литосферы, создающих оптимальные условия транзита глубинных флюидных потоков и играющих важнейшую роль в процессах нафтидогенеза; 5) наличия разновозрастных генетических типов природных резервуаров с набором литогеодинамических комплексов, сформированных на разных геотектонических стадиях развития породно-осадочных бассейнов. **Результаты.** На основе обобщения геолого-геофизической информации последних лет проанализированы глобальные геологические и историко-генетические предпосылки нефтегазоносности СП, создающие максимально благоприятные условия онтогенеза углеводородов. **Выводы.** Перечисленные предпосылки подтверждены доказанной и перспективной нефтегазоносностью рифей-венд-кембрийских отложений юга СП, к которым приурочены многочисленные месторождения углеводородов.

Ключевые слова: Сибирская платформа, месторождения углеводородов, нефтегазоносность, породно-осадочные бассейны, рифтовые структуры, перикратонные и инкратонные рифты, палеоочаги генерации углеводородов, природные резервуары, нефтегазоносные и литогеодинамические комплексы.

Информация о статье. Дата поступления 28 июля 2018 г.; дата принятия к печати 28 августа 2018 г.; дата онлайн-размещения 28 сентября 2018 г.

Формат цитирования. Рапацкая Л.А. Геологические и историко-генетические аспекты нефтегазоносности юга Сибирской платформы // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2018. Т. 41. № 3. С. 50–61. DOI: 10.21285/2541-9455-2018-41-3-50-61

GEOLOGICAL AND HISTORICO-GENETICAL ASPECTS OF SOUTH SIBERIAN PLATFORM OIL AND GAS POTENTIAL

© L.A. Rapatskaya^a

^aIrkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russian Federation

^aРапацкая Лариса Александровна, кандидат геолого-минералогических наук, профессор кафедры прикладной геологии, геофизики и геоинформационных систем, e-mail: rapalarisa@yandex.ru

Larisa A. Rapatskaya, Candidate of Geology and Mineralogy, Professor of the Department of Applied Geology, Geophysics and Geoinformation Systems, e-mail: rapalarisa@yandex.ru

ABSTRACT. Purpose. The purpose of the work is to analyze the oil and gas content of the Siberian platform based on the study of global historical-genetic and geological aspects of hydrocarbon ontogenesis. **Methods.** The methods used include interpretation of geodynamic, structural-tectonic and lithofacial factors of the oil and gas potential of the Siberian platform through studying the features of hydrocarbon deposits on its territory. The following most important global conditions for oil and gas potential of the south of the Siberian platform are analyzed: 1) huge areas of Riphean-Vendian-Cambrian sediment distribution in the vast Riphean sedimentary basins of the Siberian platform; 2) lithofacial composition of rocks, availability of thick layers of rock salt, presence of numerous archaeocyathid algae bioherms in the Riphean-Vendian-Cambrian deposits as a convincing proof of favorable paleogeographic and paleoclimatic conditions of these periods, which were determined by the position of the earth in the zone of low latitudes; 3) duration of the Riphean stage of Siberian platform development (more than 1 billion years) characterized by the formation of types of structural zones and numerous rifts different in kinematics and scales; 4) presence of intracratonic and pericratonic rifts as the most permeable lithospheric structures on the territory of the Siberian Platform. They create optimal conditions for the transit of deep fluid flows, which are critical for naftidogenesis processes; 5) availability of different age genetic types of natural reservoirs with a set of lithogeodynamic complexes formed at different geotectonic stages of rock-sedimentary basin development. **Results.** Having summarized the geological and geophysical information of the recent years, the author analyzes global geological and historical-genetic backgrounds of the petroleum potential of the Siberian Platform that create the most favorable conditions for hydrocarbon ontogenesis. **Conclusions.** The listed backgrounds are confirmed by the proven and promising oil and gas potential of the Riphean – Vendian – Cambrian sediments of the south of the Siberian Platform, to which numerous hydrocarbon deposits are confined.

Keywords: Siberian platform, hydrocarbon deposits, oil and gas content, rock-sedimentary basins, rift structures, pericratonic and intracratonic rifts, paleo-centers of hydrocarbon generation, natural reservoirs, petroleum and lithogeodynamic complexes

Article info. Received 28 July 2018; accepted for publication 28 August 2018; available online 28 September 2018.

For citation. Rapatskaya L.A. Geological and historico-genetical aspects of South Siberian platform oil and gas potential. *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, 2018, vol. 41, no. 3, pp. 50–61. DOI: 10.21285/2541-9455-2018-41-3-50-61 (In Russian).

Целью данного исследования является определение глобальных закономерностей образования, распространения и местоположения месторождений углеводородов (УВ) на территории Сибирской платформы (СП). Объектами исследования являются месторождения и проявления УВ по латерали: от Енисей-Хатангского палеорифта на севере через Алданский щит, территории Вилюйской, Тунгусской синеклиз до Енисейского кряжа на западе, до Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского прогиба на востоке и далее до Ангара-Ленской ступени (Иркутского амфитеатра) на юге. По вертикали месторождения встречаются в разрезах стратонов разного ранга: рифея – венда на юго-западе – Байкитский свод (Юрубчено-Тохомское и др.); венда – кембрия на юго-востоке – Непско-Ботубинская антеклиза (Верхне-

чонское, Талаканское и др.); раннего мезозоя на востоке – Вилюйская синеклиза (Средне-Вилюйское, Усть-Вилюйское и др.) и позднего мезозоя на севере – Енисей-Хатангский прогиб (Пеляткинское, Мессояхское и др.).

Для достижения поставленной цели был изучен онтогенез месторождений УВ разного возраста на СП, их принадлежность к типам тектонических структур, литологический состав, условия формирования и сохранения. По площади и масштабам доказанной и перспективной нефтегазоносности на территории юга СП выделяются отложения рифея, венда и кембрия. Это обусловлено целым рядом глобальных факторов.

1. Широкое площадное распространение и большая мощность рифейских отложений подтверждается обширным развитием рифейских осадочно-пород-

ных бассейнов на территории СП (рис. 1).

2. Палеогеографическая и палеоклиматическая обстановка на территории СП сложилась к началу предвентского размытия и определила накопление мощных соленосных толщ, являющихся лучшими флюидоупорами. Палеомагнитными исследованиями В.Э. Павлова установлено, что СП в первые периоды существования почти целиком располага-

лась в зоне низких широт и лишь ее северный (в современных координатах) край был открыт к югу от экватора, то есть в начале своего дрейфа платформа была развернута почти на 180° относительно ее современного положения и сохраняла эту ориентировку (с небольшими вращениями по и против часовой стрелки) вплоть до середины второй половины мезопротерозоя.

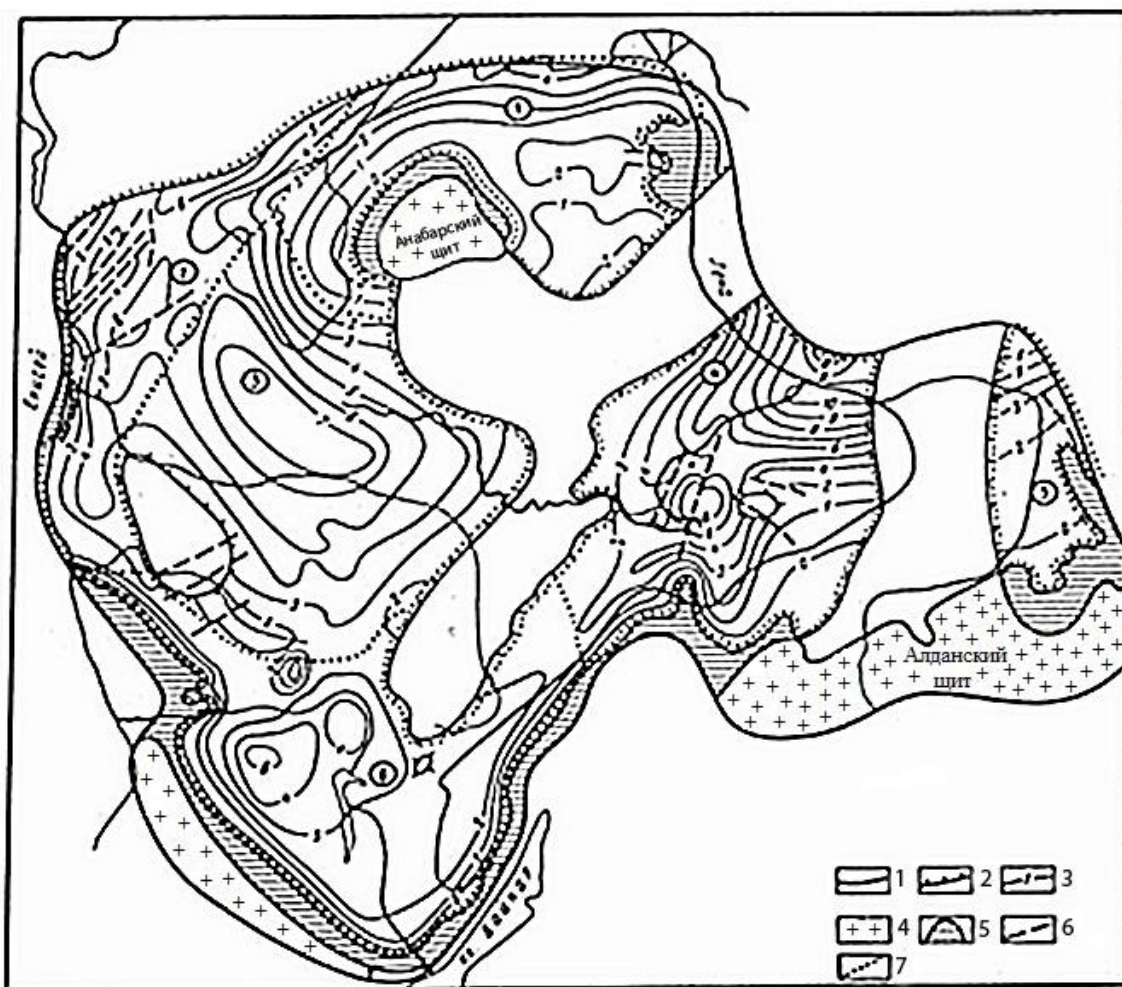


Рис. 1. Схема расположения рифейских осадочно-породных бассейнов Сибирской платформы:
1 – граница Сибирской платформы; 2 – выходы рифейских отложений; 3 – изогипсы кровли рифея, км;
4 – выходы пород фундамента на поверхность; 5 – области отсутствия рифейских отложений;
6 – разрывные нарушения; 7 – осадочно-породные бассейны и их границы (цифры в кружках):

1 – Анабаро-Оленекский, 2 – Приенисейский, 3 – Тунгусский, 4 – Вилюйский,
5 – Юдомско-Майский, 6 – Приангарский

Fig. 1. Location map of the Riphean sedimentary basins of the Siberian platform:

1 – boundary of the Siberian platform; 2 – outcrops of the Riphean deposits; 3 – hypsometric curve of the Riphean top, km; 4 – outcrops of basement rocks; 5 – regions of the lack of the Riphean deposits;
6 – faults; 7 – sedimentary basins and their boundaries (numbers in circles):

1 – Anabar-Olenek, 2 – Yenisei, 3 – Tunguska, 4 – Vilui,
5 – Udomsko-Maisky, 6 – Angara

Модель кривой магнитных полюсов, разработанная В.Э. Павловым, позволила определить широтное положение СП и ее ориентацию относительно меридиана на протяжении почти двух миллиардов лет – от времени ее возникновения, около 1,9 млрд лет назад, до позднего кайнозоя (рис. 2). «Почти все это время платформа находилась в тропических и субэкваториальных широтах, периодически смещаясь то в южное, то в северное полушарие».

Результаты исследований палеомагнетизма СП подтверждаются целым рядом геологических факторов: литологическим составом пород, присутствием

водорослево-археоциатовых биогермов, наличием мощных пластов каменных солей в разрезах рифей-венд-кембрийских отложений.

3. Взаимно обусловленные факторы пространственной, временной и генетической связей между нефтегазоносными и соленосными формациями подтверждаются такими неоспоримыми данными: большая часть мировых ресурсов УВ приурочена к древним соленосным осадочным бассейнам СП, более молодым – Персидского залива и современному бассейну Мексиканского залива, где процессы солеобразования и генерация УВ протекают в настоящее время [1].

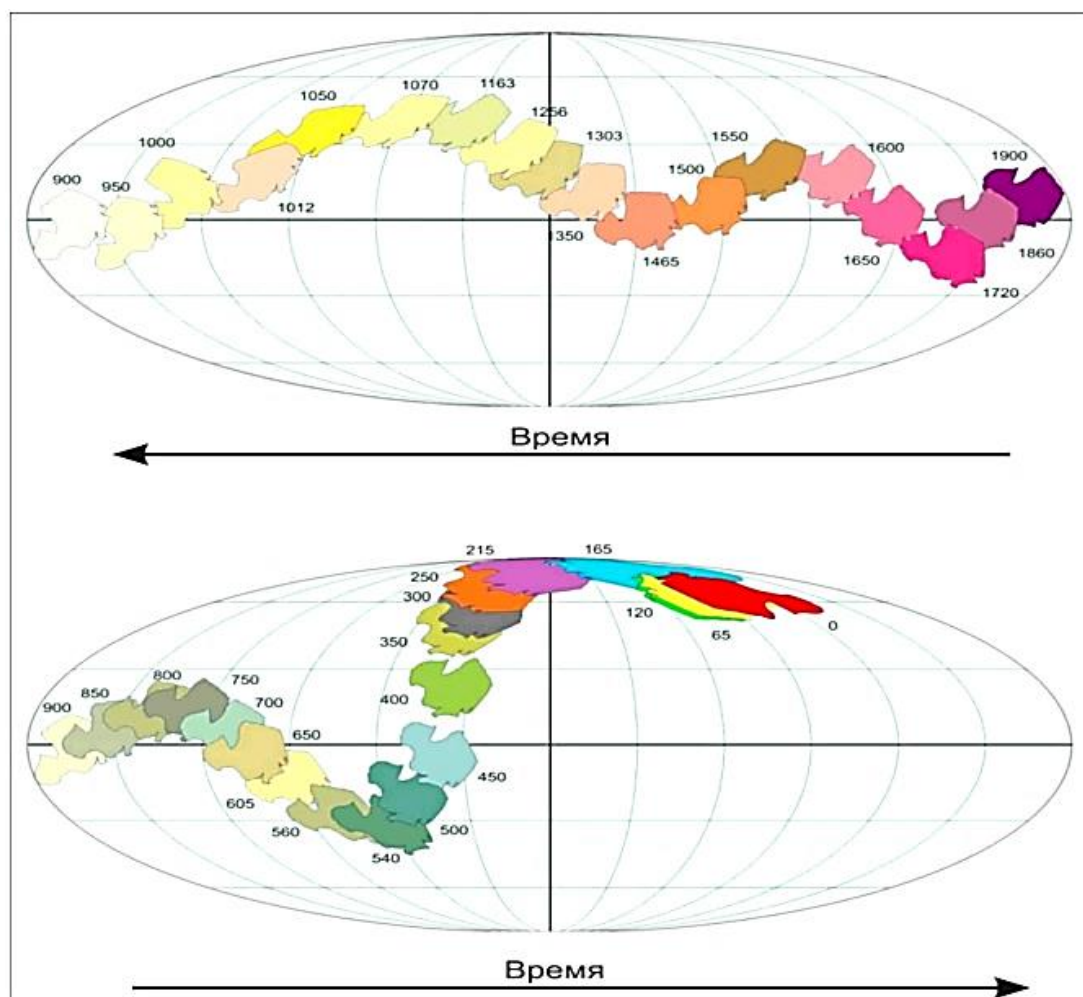


Рис. 2. Дрейф Сибирской платформы в позднем протерозое и фанерозое
Цифры – возраст, млн лет

Fig. 2. Drift of the Siberian platform in late Proterozoic and Phanerozoic
Numbers show the age in millions of years

Такая взаимосвязь не случайна и объясняется цикличностью процессов нефтедогенеза и галогенеза, что, в свою очередь, обусловлено цикличностью тектогенеза. Все взаимно связанные глобальные процессы создают благоприятные условия для формирования и сохранения скоплений УВ при закономерной перемещаемости в разрезах нефтегазоносных и соленосных комплексов.

Эпохи интенсивного нефтегазонакопления, приуроченные к начальным и средним частям циклов Вилсона и Бертра, совпадали по времени с эпохами деструкции литосферных плит и формирования обширных океанических бассейнов [2]. Итогом служил естественный процесс удлинения границ осколков литосферных плит и окружающего бассейна осадконакопления, что сопровождалось увеличением количества осадочного материала и массы органики.

Эпохи интенсивного галогенеза сопровождают заключительные стадии циклов Вилсона и Бертра, поэтому соленосные толщи, как правило, перекрывают в разрезах нефтегазоносные отложения, что создает благоприятные условия для сохранения скоплений УВ.

Анализ современного распределения эвапоритов также указывает на приуроченность СП к низким широтам, причем максимум соленакопления приходится на широты 30–40° в северном и 20–30° в южном полушарии. Примерно такое же распределение эвапоритов наблюдается и в раннем кембрии. Соленосные осадочные бассейны с мощными толщами солей разного возраста – от докембрийского до современного – широко распространены на всех континентах.

По данным Г.А. Беленицкой [1], одним из четырех крупнейших соленосных бассейнов-супергигантов является Восточно-Сибирский венд-кембрийский бассейн на территории СП (также Прикаспийский, Средиземноморский и бассейн Мексиканского залива, каждый из

которых вмещает 1,5–2,5 млн м³ солей).

Самым крупным временным максимумом количественного распределения солей, по данным этого же автора, является V₂–Є₂ [1], что отражено в огромной площади распространения этого бассейна и суммарных толщинах пластов каменной соли усольской свиты нижнего кембрия в центральном и южных районах СП (рис. 3).

При изучении первичной намагниченности пород из классических разрезов верхов докембрия и раннего кембрия в южной части СП, в бассейнах рек Лены и Алдана, В.Э. Павловым [4] было установлено, что в течение раннего кембрия платформа переместилась более чем на 30°. Скорость ее движения составляла примерно 1° за 1 млн лет и палеоэкватор в томмотское время проходил через СП с северо-запада на юго-восток.

Палеотемпературы в осадочных бассейнах достигали 25–56 °С, что, естественно, по мнению И.В. Николаевой, районам современного эвапоритообразования – бассейнам с повышенной соленостью, находящимся в областях с жарким климатом [5]. Подтверждением этих исследований служат отложения раннекембрийских эвапоритов, сложенные мощными толщами доломитов, гипсов и солей, причем солей так много, что они используются в промышленных целях. Крупные месторождения каменной соли расположены в юго-западной части СП на территории Иркутской области (Усольское и Тиретское) и на юге Красноярского края (Троицкое и Канарайское).

Эти данные подтверждаются и анализом распределения водорослево-археоциатовых биогермов в зоне низких широт морских бассейнов раннего кембрия, что отмечено их обильным присутствием в разрезах нефтегазоносных структур Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз.

4. На территории СП распространены рифей-вендский нефтегазоносный

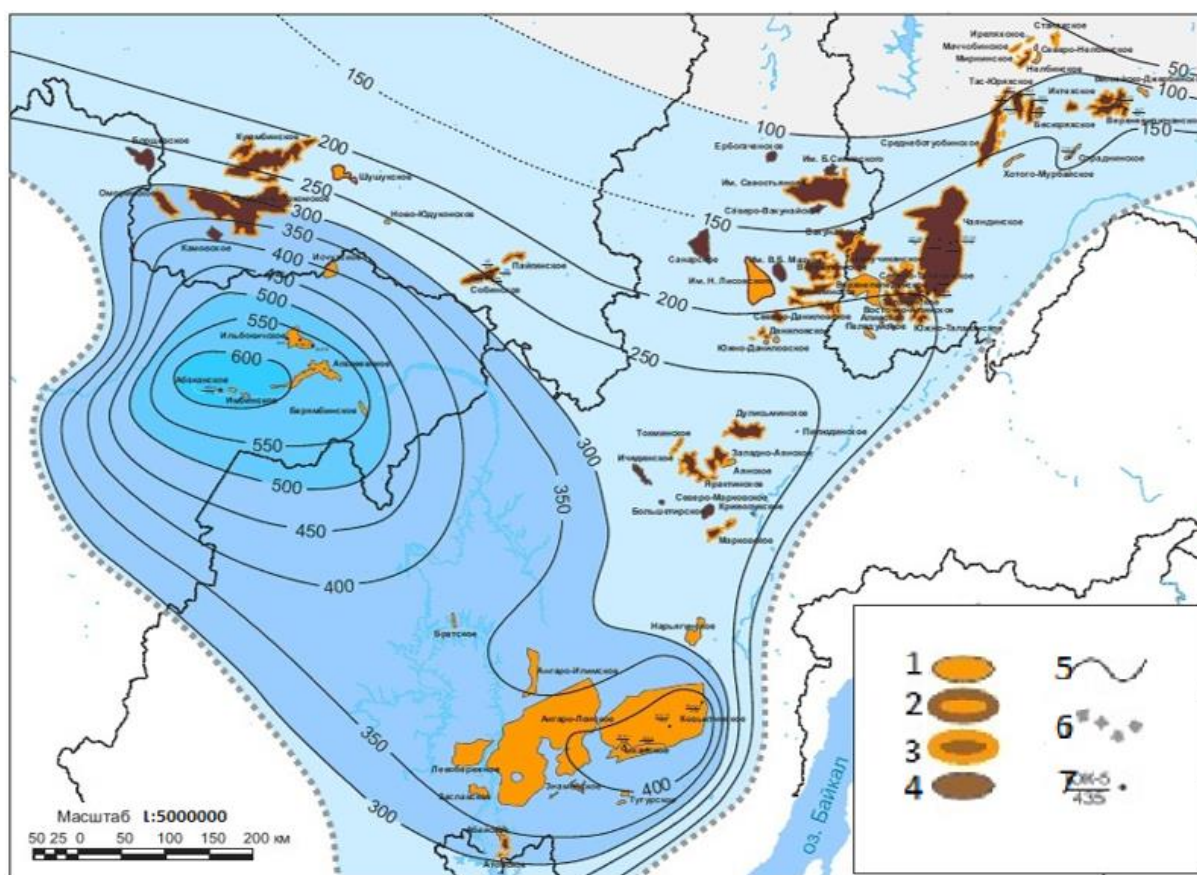


Рис. 3. Схема суммарных толщин пластов каменной соли в разрезе усольской (юрегинской) свиты нижнего кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы [3]

Месторождения углеводородов: 1 – газовые и газоконденсатные, 2 – газонефтяные, 3 – нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, 4 – нефтяные; 5 – изолиния суммарных толщин солей усольской (юрегинской) свиты, м; 6 – граница распространения соленосной толщи усольской (юрегинской) свиты; 7 – скважина: в числителе – номер скважины, в знаменателе – толщина соли, м

Fig. 3. Diagram of total thicknesses of rock salt layers in the section of the Urengi (Urengi) suite of the Lower Cambrian of the central and southern regions of the Siberian platform [3]

Hydrocarbon deposits: 1 – gas and gas condensate, 2 – gas and oil, 3 – oil and gas and gas condensate, 4 – oil; 5 – isoline of the total thicknesses of salts of the Urengi (Urengi) suite, m; 6 – boundary of the salt-bearing strata of the Urengi (Urengi) suite; 7 – well: the numerator stands for the number of the well, the denominator – for the salt thickness, m

и венд-кембрийский нефтегазоконденсатные комплексы [6]. В стратиграфических разрезах большинства месторождений УВ южной части СП по структурно-литологическим особенностям выделяется три формационных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой. К подсолевому комплексу карбонатно-терригенных пород рифей-венда – нижнего кембрия приурочены продуктивные горизонты УВ. Породы солевого комплекса – толщи усольской, бельской и ангарской свит кембрия – сложены чередующимися

прослоями каменной соли, доломитов, известняков и ангидритов и служат флюидоупорами. Важно отметить значение соленосных флюидоупоров, особенно в районах широкого развития трапповых интрузий в осадочном чехле СП. Каменные соли «залечивали» трещины, образующиеся при внедрении траппов, что обеспечивало сохранность залежей УВ. Мощность комплекса может достигать 1800 м. Надсолевой комплекс сложен терригенно-карбонатными породами среднего и верхнего кембрия, перекры-

тыми терригенными породами ордовика.

5. Важнейшим глобальным фактором нефтегазоносности СП является приуроченность большинства месторождений УВ к рифтовым структурам. Длительный рифейский этап (более 1 млрд лет) характеризуется формированием разнообразных по кинематике и масштабам типов структурных зон, в том числе многочисленных рифтов. При этом одна ветвь рифтов глубоко внедряется во внутренние области СП – инкратонные рифты, другая, сопряженная с прогибами и трогами, обрамляющими СП, обладает чертами структур океанического типа – перикратонные рифты. В.В. Харахинов отмечает, что рифты как наиболее проницаемые структуры литосферы создают оптимальные условия для транзита глубинных флюидных потоков [7]. Они играют большую роль в процессах нефтегенеза в пороодо-осадочных бассейнах, которые, как правило, формируются над рифтами после завершающей фазы их активного расширения.

На СП развита крупнейшие рифтогенные мегасистемы: Байкало-Енисейская перикратонная и Ангара-Котуйская инкратонная. В последнюю входит сеть рифтов: Котуйский, Туринский, Куюмбинский и Иркиннеево-Ванаварский (Иркиннеево-Чадобецкий) [8]. К Куюмбинскому рифту приурочен гигантский Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазоаккумуляции – первый в мире регион, где в рифейских толщах открыты месторождения УВ [8].

Иркиннеевско-Чадобецкий авлакоген представляет собой инкратонный рифт рифейского возраста, пересекающий юго-западную часть СП и заполненный карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями верхов нижнего (?), среднего и верхнего рифея мощностью до 8–10 км. Основными нефтегазогенерирующими толщами считаются обогащенные органическим веществом глинистые породы аянской свиты рифея.

В 2005–2007 гг. аэрогеофизической съемкой в зоне нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» получены материалы, устанавливающие площадь распространения рифейских отложений в Иркиннеевско-Чадобецком авлакогене и их мощности [9]. По главной магнитоактивной поверхности четко выделяются структуры первого порядка: Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы, Катангская седловина, Присяно-Енисейская (Ангара-Ленская) синеклиза, Камовский свод, Нюйско-Джербинская впадина. Отчетливо выражены также и некоторые структуры второго порядка: Юрубченский выступ, Иркиннеевский вал, Собинское поднятие и другие (то есть все нефтегазоносные структуры являются надрифтовыми).

6. Структурно-тектоническое положение рифтов, служащих палеоочагами генерации УВ, является еще одной важной глобальной предпосылкой нефтегазоносности СП.

Для прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов П.Н. Соболев [10] использует «историко-генетический подход, предусматривающий анализ всех стадий и условий формирования и сохранности скоплений УВ в тесной связи с историей развития нефтегазоносных бассейнов». Результаты таких исследований позволяют прогнозировать положение палеоочагов генерации УВ.

По окраинам Сибирский кратон окружен перикратонными (краевыми) прогибами: с севера – Енисей-Хатангским, с северо-востока – Предверхожанским, с востока-юго-востока – Предпатомским и с запада – Предъенисейским и Ангара-Котуйским. Все прогибы обладают общностью признаков: значительным прогибанием в течение длительного времени, накоплением мощных толщ осадков с большим количеством органики, интенсивным прогревом в процессе дальнейшего развития. Эти прогибы с позиции теории нефтегазообразования и

служили палеоочагами генерации УВ.

Более трех десятилетий назад А.Н. Золотов [11] назвал главными очагами генерации УВ в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Приенисейскую и Прибайкальско-Патомскую зоны перикратонных опусканий (в современной терминологии – «перикратонные рифты») с большой мощностью рифейских и вендских отложений, богатых органикой и обладающих большим нефтегазогенерационным потенциалом. Докембрийские нефти СП, генерированные морским мелководным органическим веществом, являются катагенно зрелыми [12]. По расчетам А.Н. Золотова на них приходится 56 % генерированных и эмигрировавших из древних толщ УВ. Он считал Присяно-Енисейскую и Курейскую синеклизы вторыми по значению очагами онтогенеза УВ, где был генерирован 41 % УВ в верхнепротерозойских и нижнепалеозойских отложениях. Залежи нефти и газа формировались в результате миграции УВ из очагов генерации в местоскопления, которыми служили структуры Байkitской, Непско-Ботуобинской антеклиз, Ангара-Ленской ступени и Катангской седловины, являющиеся, как правило, надрифтовыми.

По площадям распространения, объемам нефтегазоносных толщ, интенсивности процессов нефтегазообразования на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции В.И. Соболев [10] выделяет несколько крупных палеоочагов нефтегазообразования, размещение которых в значительной мере определяется положением крупных осадочных палеобассейнов: Предпатомского, Байkitского и Лено-Вилуйского (по А.Э. Конторовичу). Более поздними исследованиями детализируется количество и положение палеоочагов генерации УВ. Так, на севере региона выделяется крупный Чуньско-Котуйский палеоочаг, где мощность рифейских пород достигает 5–7 км. К югу от него расположен

еще Ирkinеево-Ванаварский очаг, переходящий к западу в другой, связанный с мощными черносланцевыми толщами Енисейского кряжа, испытавшими интенсивное катагенетическое преобразование (рис. 4).

В Байkitском палеобассейне накопились мощные рифейские нефтегазоносные комплексы, занимающие площадь складчатых сооружений Енисейского кряжа, около 570 тыс. км², при средней мощности 2,5 км. Интенсивность эмиграции битумоидов здесь достигала 3500 тыс.т/км². Начало активизации этого палеоочага связывают со второй половиной рифейского времени. Такие же процессы нефтегазообразования протекали и в Ирkinеево-Ванаварском палеоочаге, в центральной части которого мощность рифейских отложений достигает 6–15 км [10].

В региональном плане эти палеоочаги окружали центральную часть Байkitской антеклизы – Камовский свод в виде «подковы» с запада, юга и востока. Видимо, поэтому именно здесь находится гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции (месторождения Юрубченское, Куюмбинское, Оморинское и др.).

На юго-восточной окраине Сибирского кратаона существует крупный Предпатомский палеоочаг нефтегазообразования, связанный с Предпатомским перикратонным региональным прогибом (Прибайкальско-Патомская зона перикратонных опусканий), где распространены мощные черносланцевые толщи рифейского возраста и где интенсивность эмиграция битумоидов достигала 3000–5000 тыс.т/км². Ранее многими исследователями отмечалось, что образование месторождений УВ Непско-Ботуобинской антеклизы проходило при латеральной миграции УВ – флюидов со стороны Предпатомского палеоочага. Здесь сформировались такие крупные месторождения венд-кембрийского и

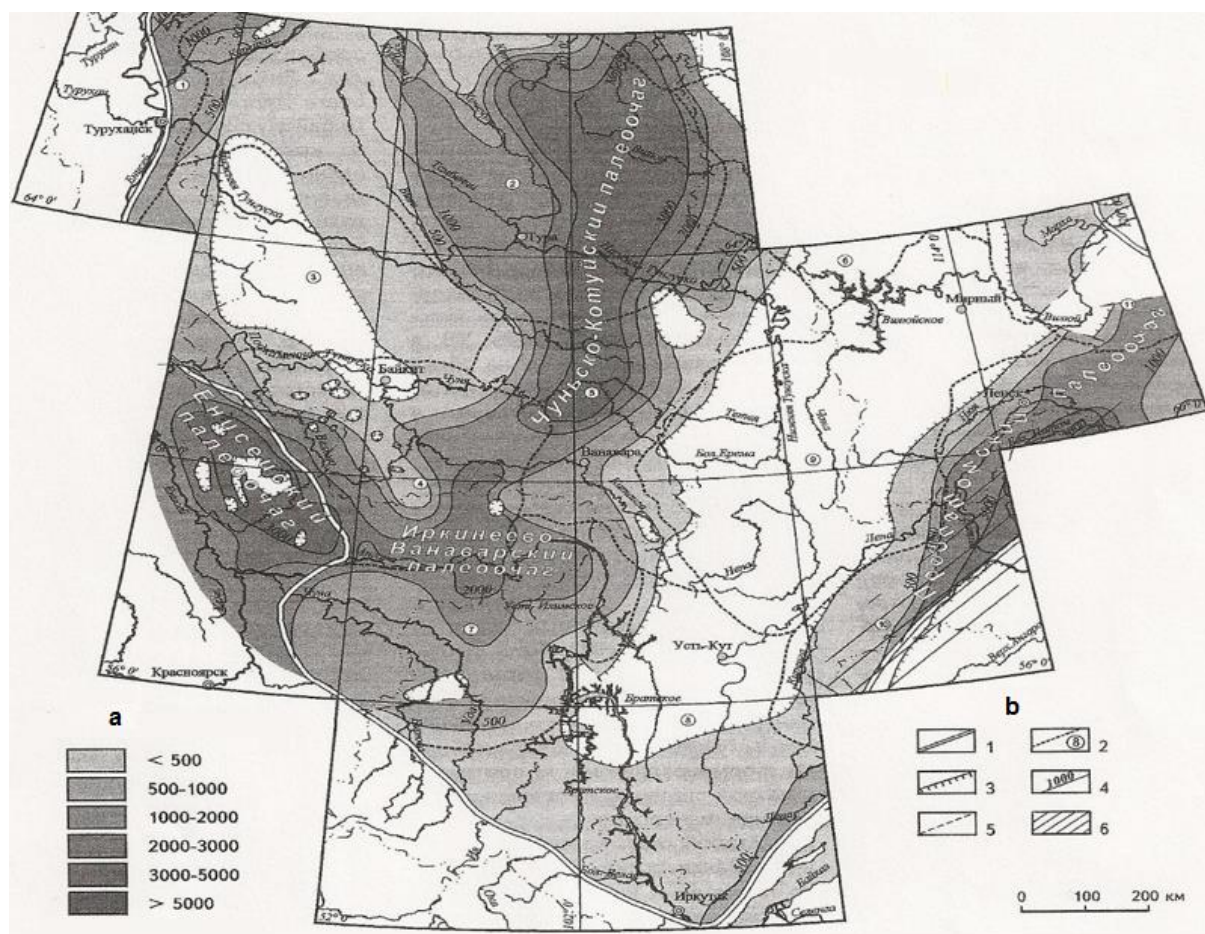


Рис. 4. Схематическая карта интенсивности эмиграции битумоидов в рифейских отложениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [10]

a – интенсивность эмиграции битумоидов; b – границы: 1 – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 2 – нефтегазоносных областей (1 – Туруханско-Норильский нефтегазоносный район, 2 – Северо-Тунгусская, 3 – Южно-Тунгусская, 4 – Байкитская, 5 – Катангская, 6 – Сюгджерская, 7 – Присаяно-Енисейская, 8 – Ангара-Ленская, 9 – Непско-Ботубобинская, 10 – Предпатомская, 11 – Западно-Вилуйская), 3 – современного распространения отложений, 4 – изолиний интенсивности эмиграции битумоидов, тыс./км², 5 – разрывных нарушений, 6 – зон шарьяжных перекрытий

Fig. 4. Contour map of bitumoid migration intensity

in the Riphean deposits of the Lena-Tunguska oil and gas province [10]

a – intensity of bitumoid migration; b – boundaries of: 1 – the Lena-Tunguska oil and gas province, 2 – oil and gas fields (1 – Turukhano-Noril'sk oil and gas area, 2 – North-Tunguska, 3 – South-Tunguska, 4 – Baikit, 5 – Katanga, 6 – Sugzherskaya, 7 – Sayan-Yenisei, 8 – Angara-Lena, 9 – Nepa-Botuoba, 10 – Fore-Patoma, 11 – West-Viluy), 3 – modern distribution of sediments, 4 – isolines of bitumoid emigration intensity, thousand/km², 5 – faults, 6 – areas of overthrust-folding overlaps

кембрийского возраста, как Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское и целый ряд других.

7. Немаловажное значение в процессе онтогенеза УВ в рифейских толщах имеет характер генетических типов природных резервуаров, отличающихся определенным набором литогеодинамических комплексов, сформированных на

разных геотектонических стадиях развития осадочного бассейна.

В объеме рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга СП О.В. Постникова [13] выделяет несколько уровней развития природных резервуаров, «распределение которых по латерали и вертикали, генетический тип, а также особенности строения определя-

ются принадлежностью к тем или иным геодинамическим и палеогеографическим зонам палеобассейнов». В состав литогеодинамических комплексов на юге СП в разрезах позднего докембрия и кембрия выделяется рифейский нефтегазовый мегакомплекс, приуроченный к отложениям синрифтовой и позднерифтовой стадий стабилизации, региональной покрывкой для которого служат соли и сульфатно-карбонатные породы усольской свиты нижнего кембрия. Характерной особенностью мегакомплекса является наличие в его основании мощной толщи древнейших нефтегазоматеринских пород, включающих терригенно-карбонатные отложения, образовавшиеся в условиях раскрытия рифтов.

Общая мощность нефтегазоматеринских отложений может достигать 6 км,

а зона их распространения ограничена палеорифтовыми депрессиями. В объеме рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга СП выделяется несколько уровней развития природных резервуаров, распределение которых по латерали и вертикали, генетический тип, а также особенности строения определяются принадлежностью к тем или иным геодинамическим и палеогеографическим зонам палеобассейнов [13].

Результаты, полученные в статье, позволяют оценить глобальные геологические и историко-генетические предпосылки, определяющие пространственную и генетическую взаимосвязь и взаимообусловленность нефтегазоносности рифей-венд-кембрийских отложений, широко распространенных на юге СП.

Библиографический список

1. Беленицкая Г.А. Соли и нафтиды: глобальные пространственные и кинетические взаимосвязи // Региональная геология и металлогения. 2014. № 59. С. 97–112.

2. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. 2-е изд. М.: Научный мир, 2003. 348 с.

3. Коротков С.Б., Франчук А.А., Семенова Е.В. Галогенные флюидоупоры Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области // Вести газовой геологии. 2017. № 3 (31). С. 298–307.

4. Павлов В.Э., Галле И., Шацилло А.В., Водовозов В.Ю. Палеомагнетизм нижнего кембрия долины нижнего течения р. Лена – новые ограничения на кривую кажущейся миграции полюса Сибирской платформы и аномальное поведение геомагнитного поля в начале фанерозоя // Физика Земли. 2004. № 2. С. 28–49.

5. Николаева И.В. Эволюция обстановок осадко- и рудообразования по данным изучения глауконита // Обстановка

осадконакопления и их эволюция. М.: Наука, 1984. С. 60–67.

6. Рапацкая Л.А., Тонких М.Е., Вахромеев А.Г., Буглов Н.А. Нефтегазовые комплексы: учеб. пособие. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ. 450 с.

7. Харахинов В.В. Древние рифты Восточной Сибири и их нефтегазоносность // Геология нефти и газа 2016. № 4. С. 3–18.

8. Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазональной провинции // Геология и геофизика. 1988. № 11. С. 45–55.

9. Буш В.А. Строение Иркийско-Чадобецкого авлакогена по данным комплексных аэрогеофизических съемок // Современные аэрогеофизические методы и технологии: сб. статей ГНПП

«Аэрогеофизика». 2009. Вып. 1. Т. 1. С. 143–153.

10. Соболев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В. Перспективы увеличения нефтегазового потенциала докембрийских отложений Лено-Тунгусской провинции // Геология нефти и газа. 2009. № 9. С. 62–71.

11. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. М.: Недра, 1982. 240 с.

12. Петров А.А., Арефьев О.А. Биомаркеры и геохимия процессов нефтеобразования // Геохимия. 1990. № 5. С. 704–714.

13. Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Соловьева Л.В. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 8–15.

References

1. Belenitskaya G.A. Solt and naphthides: global spatial and kinetic interrelation. *Regional'naya geologiya i metallogeniya* [Regional Geology and Metallogeny], 2014, no. 59, pp. 97–112. (In Russian).

2. Khain V.E. *Osnovnye problemy sovremennoi geologii* [The main problems of modern geology]. Moscow: Nauchnyi mir Publ., 2003, 348 p. (In Russian).

3. Korotkov S.B., Franchuk A.A., Semanova E.V. Halogen fluid traps at the Kovykta gas production cluster of Irkutsk Region. *Vesti gazovoi geologii* [Gas Geology News], 2017, no. 3 (31), pp. 298–307. (In Russian).

4. Pavlov V.E., Galle I., Shatsillo A.V., Vodovozov V.Yu. Paleomagnetism of the Lower Cambrian of the Lena river lower course valley – new constraints on the curve of the apparent migration of the Siberian platform pole and the anomalous behavior of the geomagnetic field at the beginning of the Phanerozoic. *Fizika Zemli* [Izvestiya, Physics of the Solid Earth], 2004, no. 2, pp. 28–49. (In Russian).

5. Nikolaeva I.V. *Evolutsiya obstanovok osadko- i rudoobrazovaniya po dan-nym izucheniya glaukonita* [Evolution of sediment and ore formation environments according to the glauconite study data]. *Obstanovka osadkonakopleniya i ikh evolyutsiya* [Environment of sedimentation and its evolution]. Moscow: Nauka Publ., 1984, pp.

60–67. (In Russian).

6. Rapatskaya L.A., Tonkikh M.E., Vakhromeev A.G., Buglov N.A. *Neftegazovosnye komplekсы* [Oil-gas complexes]. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University Publ., 450 p. (In Russian).

7. Kharakhinov V.V. Ancient West-Siberian rifts and their oil-gas bearing capacity. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology], 2016, no. 4, pp. 3–18. (In Russian).

8. Kontorovich A.A., Kontorovich A.E., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nakaryakov V.D., Sibgatullin V.G., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Yurubcheno-Tohomskaya oil and gas accumulation zone as an important object of regional and prospecting works concentration in the upper Proterozoic of the Lena-Tunguska oil and gas province. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 1988, no. 11, pp. 45–55. (In Russian).

9. Bush V.A. Irkineyevo-Chadobetskaya aulacogen structure according to comprehensive airborne geophysical survey data. *Sbornik statei GNPP "Aerogeofizika" "Sovremennye aerogeofizicheskie metody i tekhnologii"* [Collection of articles of the State Research and Production Enterprise "Aerogeofizika". Modern airborne geophysical methods and technologies], 2009, issue 1, vol. 1, pp. 143–153. (In Russian).

10. Sobolev P.N., Shiganova O.V., Dykhan S.V. Prospects of increase in oil and

gas potential of Pre-Cambrian deposits of Lena-Tungus province. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2009, no. 9, pp. 62–71. (In Russian).

11. Zolotov A.N. *Tektonika i neftegazonosnost' drevnikh tolshch* [Tectonics and petroleum potential of ancient strata]. Moscow: Nedra Publ., 1982, 240 p. (In Russian).

12. Petrov A.A., Aref'ev O.A. Biomarkers and geochemistry of petroleum

formation processes. *Geokhimiya* [Geochemistry International], 1990, no. 5, pp. 704–714. (In Russian).

13. Postnikova O.V., Fomicheva L.N., Solov'eva L.V. Paleogeographic and paleogeodynamic formation conditions of Riphean-Vendian sedimentary basin in the south of Siberian platform regarding its oil and gas presence. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2008, no. 1, pp. 8–15. (In Russian).

Критерии авторства

Рапацкая Л.А. написала статью, имеет на нее авторские права и несет ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Rapatskaya L.A. has written the article, has all author's rights and bears the responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.