

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕ-СРЕДНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРО-ТУНГУССКОЙ НГО

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии и геохимии нефти и газа

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.г.-м.н., зав. лабораторией, старший научный сотрудник, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены ключевые особенности строения, литологии и условий осадконакопления нижнего и среднего кембрия Северо-Тунгусской НГО. Составлена сейсмогеологическая модель разреза в зоне его фациального замещения. Дается описание двух палеогеографических схем тойонского и майского веков. Обоснованы высокие перспективы нефтегазоносности этой территории.

Ключевые слова: нижний-средний кембрий, Лено-Тунгусская НГП, нефтегазоносность, условия формирования отложений

FEATURES OF THE FORMATION OF THE LOWER-MIDDLE CAMBRIAN DEPOSITS IN CONNECTION WITH THE ASSESSMENT OF OIL AND GAS POTENTIAL IN THE TERRITORY OF THE NORTH-TUNGUSKA OGA

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Leading Scientist, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru, Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., Docent

Andrei M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

The key features of the structure, lithology and sedimentation conditions of the Lower and Middle Cambrian of the North Tunguska OGA are considered. A seismogeological model of the section

in the zone of its facies replacement was compiled. A description of two paleogeographic schemes of the Toyon and May centuries is given. The high prospects for the oil and gas content of this territory have been substantiated.

Keywords: Lower-Middle Cambrian, Leno-Tunguska oil and gas field, oil and gas content, conditions for the formation of deposits

В настоящее время ниже-среднекембрийские отложения на территории Северо-Тунгусской НГО рассматриваются в качестве одного из главных перспективных направлений по наращиванию минерально-сырьевой базы в Восточной Сибири и Республике Саха.

В последние годы в Северо-Тунгусской НГО проведены региональные геофизические работы по маршрутам «п. Тура – скв. Чириндинская-271», «скв. Хошонская-256 – р. Мойеро», а также выполнены сейсморазведочные работы на Вилюйско-Мархинской, Танхайской и Верхневилючанской площадях, что позволило существенно изменить представления о перспективах нефтегазоносности этой территории [1].

Согласно схеме фациального районирования кембрийских отложений Сибирской платформы, выделено три крупных фациальных региона: Турухано-Иркутско-Олекминский, Юдомо-Оленёкский и Анабаро-Синский.

Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион представляет собой внутреннюю часть карбонатной платформы, где накапливались соли и сульфатосодержащие доломиты. В начале атдабанского века в южных и центральных районах Сибирской платформы сформировался огромный солеродный бассейн.

Анабаро-Синский фациальный регион является рифовым барьером мелководного шельфа (по А.Э. Конторовичу «Великая сибирская система кембрийских барьерных рифов»), который отделял солеродный бассейн от куонамского относительно глубоководного бассейна (рис. 1). Протяжённость этой системы может достигать 1000 и более километров. Примеров подобной по протяженности системы барьерных рифов и подобного по площади солеродного бассейна не было за всю геологическую историю Земли.

Зона фациального замещения ниже-среднекембрийских отложений прослежена по данным сейсморазведки и бурения скважин Унга-Хахсыкская-2980, Танхайская-708 и Сохсолохская 706 (рис. 2). С юга на север, в крест простирания барьера, последовательно происходит смена соленосного разреза на бессолевой (карбонатная платформа, рифогенный барьер), который, в свою очередь, с резким уменьшением мощности отложений переходит в углеродистый глинисто-кремнисто-карбонатный разрез эмяксинской и куонамской свит.

По существующей классификации амгинские рифы представляют собой краевой риф карбонатной платформы. С внешней стороны это крутой уступ высотой 500-550 м. Внутренний склон рифа пологий с высотой уступа над карбонатной платформой 150-170 м. По материалам естественных обнажений и поисковым скважинам на территории Дирингдинского рифового массива эти постройки сложены водорослевыми известняками со скорлуповатой или округло-глыбовой отдельностью.

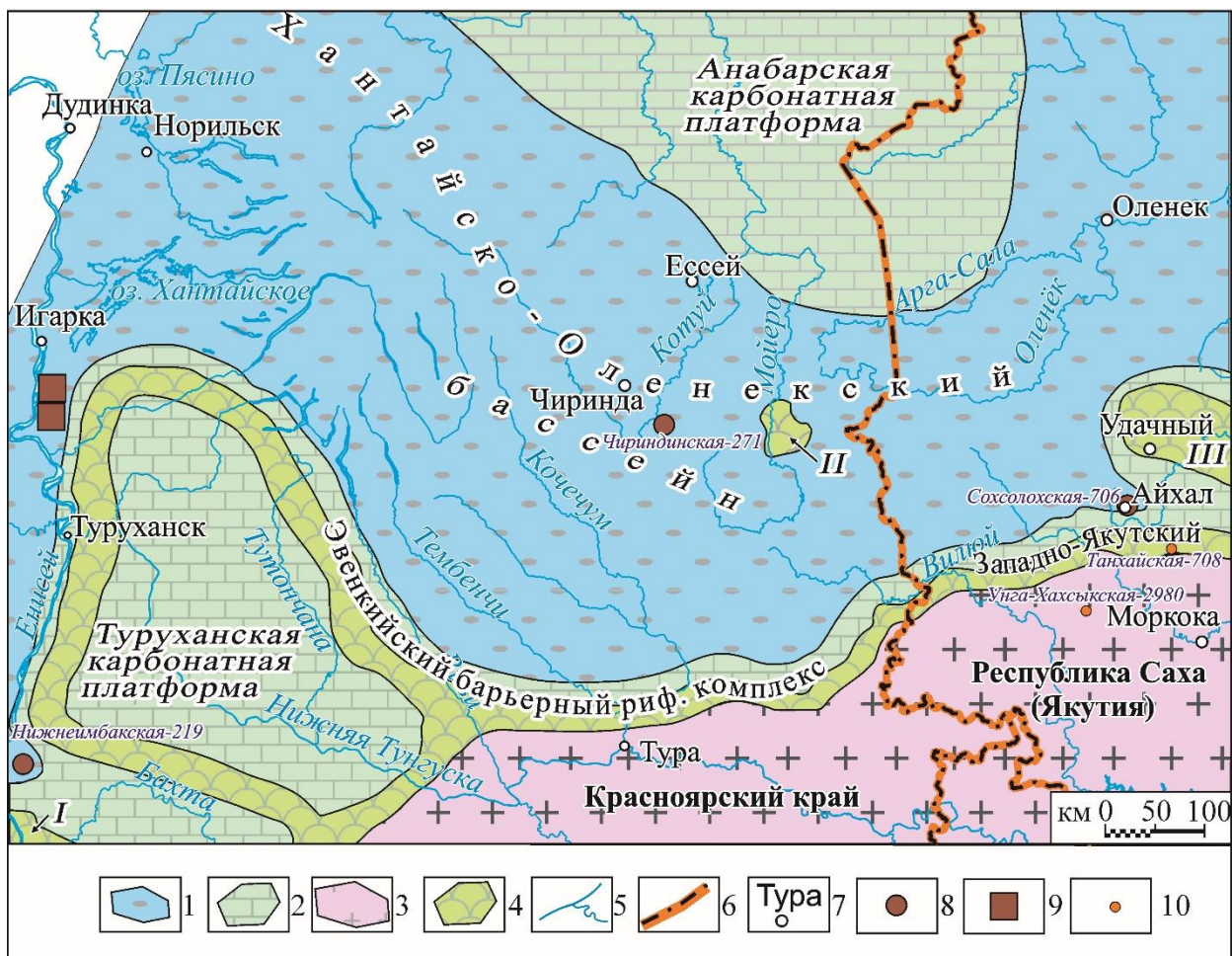


Рис. 1. Палеогеографическая схема на тойонский век центральной части Сибирской платформы (Курейская синеклиза)

1 - открытое море, относительно глубокое (область накопления преимущественно биогенных илов), 2 - мелкое море (область накопления карбонатных и сульфатно-карбонатных илов), 3 - внутренний эпиконтинентальный морской бассейн с повышенной солёностью вод (накопление галитовых, местами сильвинитовых илов), 4 - области развития системы барьерных рифов, разделяющих открытое море и внутренний эпиконтинентальный бассейн с повышенной солёностью вод, 5 – гидросеть; 6 – границы субъектов РФ; 7 – населённые пункты, 8 - скважины вскрывшие куонамскую свиту и её аналоги, 9 - обнажения куонамской свиты, 10 – глубокие скважины. Цифрами показаны: I – Предъенисейский барьерный рифовый комплекс, II – Мойероканский рифовый массив, III – Далдыно-Мархинская карбонатная банка.

На мелком и глубоком шельфе тойонско-амгинского эпиконтинентального моря (**Юдомо-Оленёкский фациальный регион**) накапливались карбонатные и кероген-кремнисто-карбонатные, обогащенные аквагенным органическим веществом биогенные и хемо-биогенные илы. При их катагенетических преобразованиях сформировалась перспективная нефтематеринская толща куонамской свиты, которая многими исследователями рассматривается в качестве очага генерации углеводородов на территории Северо-Тунгусской НГО [2, 3].

В начале майского века в южных и центральных районах Сибирской платформы устанавливается континентальный режим осадконакопления. Этот континент на севере и востоке Сибирской платформы прослеживается до внешних границ Великой Сибирской системы кембрийских барьерных рифов.

В результате предмайского перерыва в осадконакопления денудированные отложения нижнего и среднего кембрия переносятся в открытый морской Хантайско-Оленекского бассейн, в следствии чего отложения куонамской свиты перекрываются глинисто-карбонатными флишеидными образованиями со своеобразной волновой картиной, характерной для клиноформного строения (рис. 2, 3). Региональным экраном для всего комплекса отложений может служить верхоленская серия верхнего кембрия, которая сложена терригенными отложениями. Роль локальных покрышек могут выполнять отдельные непроницаемые пачки непосредственно самого клиноформного комплекса.

По строению эти разрезы очень похожи на западно-сибирские (комплекс баженовская свита и неоком), но они образованы не терригенными (песчаники и глины), а карбонатами породами.

В настоящее время куонамская свита на территории Северо-Тунгусской НГО залегает на глубинах 5–7 км. Из геологических соображений не приходится сомневаться, что в этой зоне куонамская свита должна была генерировать значительные массы нефти и объемы углеводородных газов.

Отрицательное влияние на формирование и сохранность залежей УВ могло оказать массовое внедрение траппов в осадочный чехол. В целом ряде точек зафиксировано наличие силлов именно в куонамской свите. Значительная часть высокоперспективной территории находится в зоне вероятной «зараженности» резервуаров траппами [4].

Несмотря на это, пространственное сочетание обширного очага генерации углеводородов в куонамском комплексе ранне-среднекембрийского возраста и средне-верхнекембрийских клиноформных образований позволяет высоко оценивать нефтяной потенциал Северо-Тунгусской НГО на открытие уникальных и крупных месторождений нефти и газа.

На высокие перспективы нефтегазоносности указывают многочисленные скопления полувязких битумов и асфальтов, выполняющих поры, каверны и трещины в естественных обнажениях карбонатных отложений верхнего кембрия и нижнего ордовика.

Детализация высокоперспективных территорий может быть проведена только после выполнения программы региональных сейсморазведочных работ и параметрического бурения.

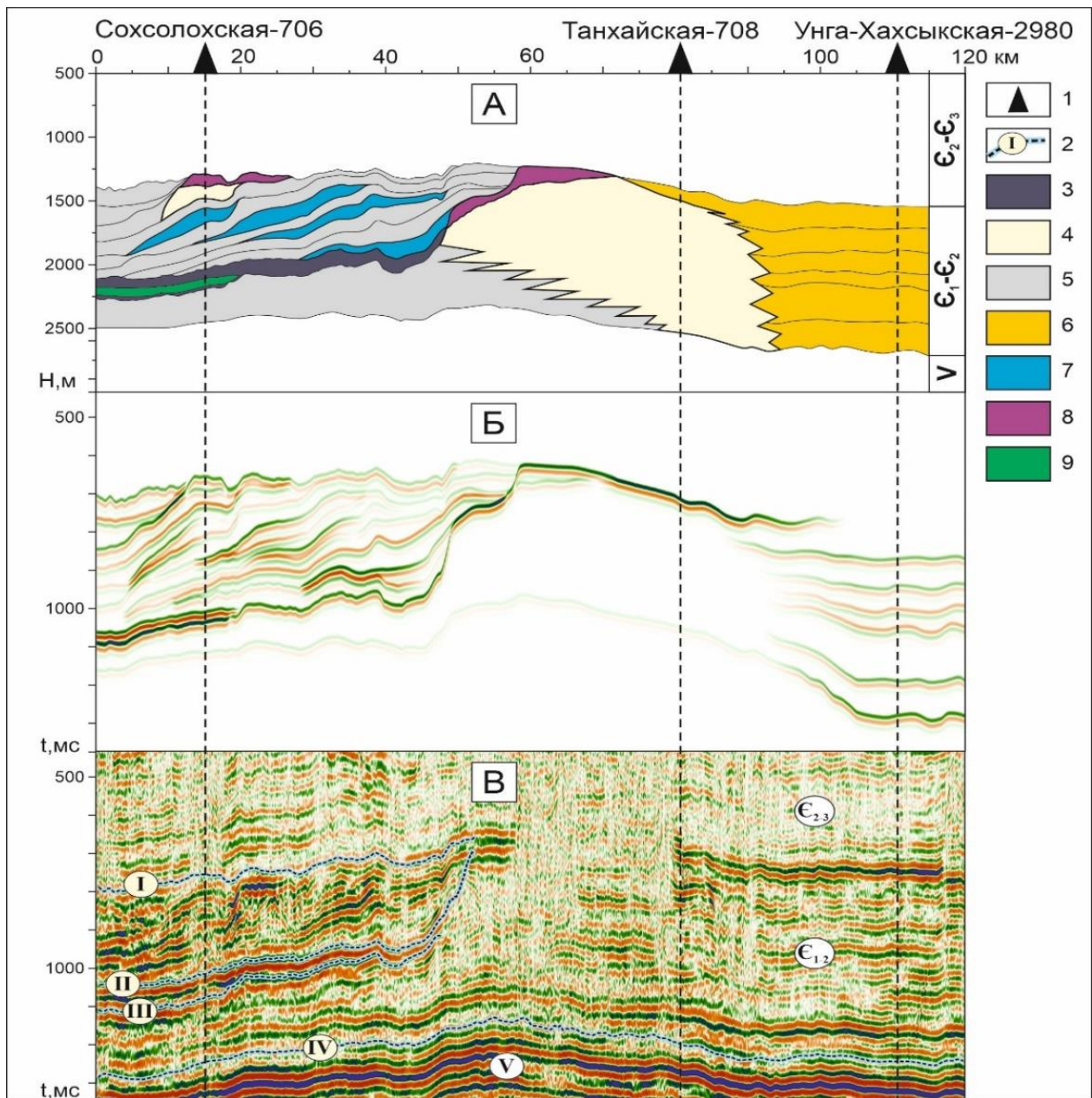


Рис. 2. Сейсмогеологическая модель фациального замещения ниже-среднекембрийских отложений. А – принципиальный геологический разрез, Б – синтетический временной разрез (Б). В – фрагмент реального временного разреза по профилю № 10081113 Вилуйско-Мархинской площади

1 – скважины; 2 – отражающие горизонты: I – кровля толщи заполнения майского яруса, II – кровля куонамской свиты, III – подошва куонамской свиты, IV – кровля венда; геологические тела: 3 – куонамская свита, 4 – рифогенные комплексы (чукская, удачнинская свиты), 5 – слабопроницаемые отложения повышенной плотности и скорости (билирская, эмьяксинская, зеленоцветная, оленекская свиты), 6 – отложения солеродного бассейна (эльгянская, толбачанская, олекминская и др. свиты); зоны потенциальных коллекторов пониженной скорости и плотности: 7 – в клиноформном комплексе, 8 – в рифогенном комплексе; 9 – интрузии траппов.

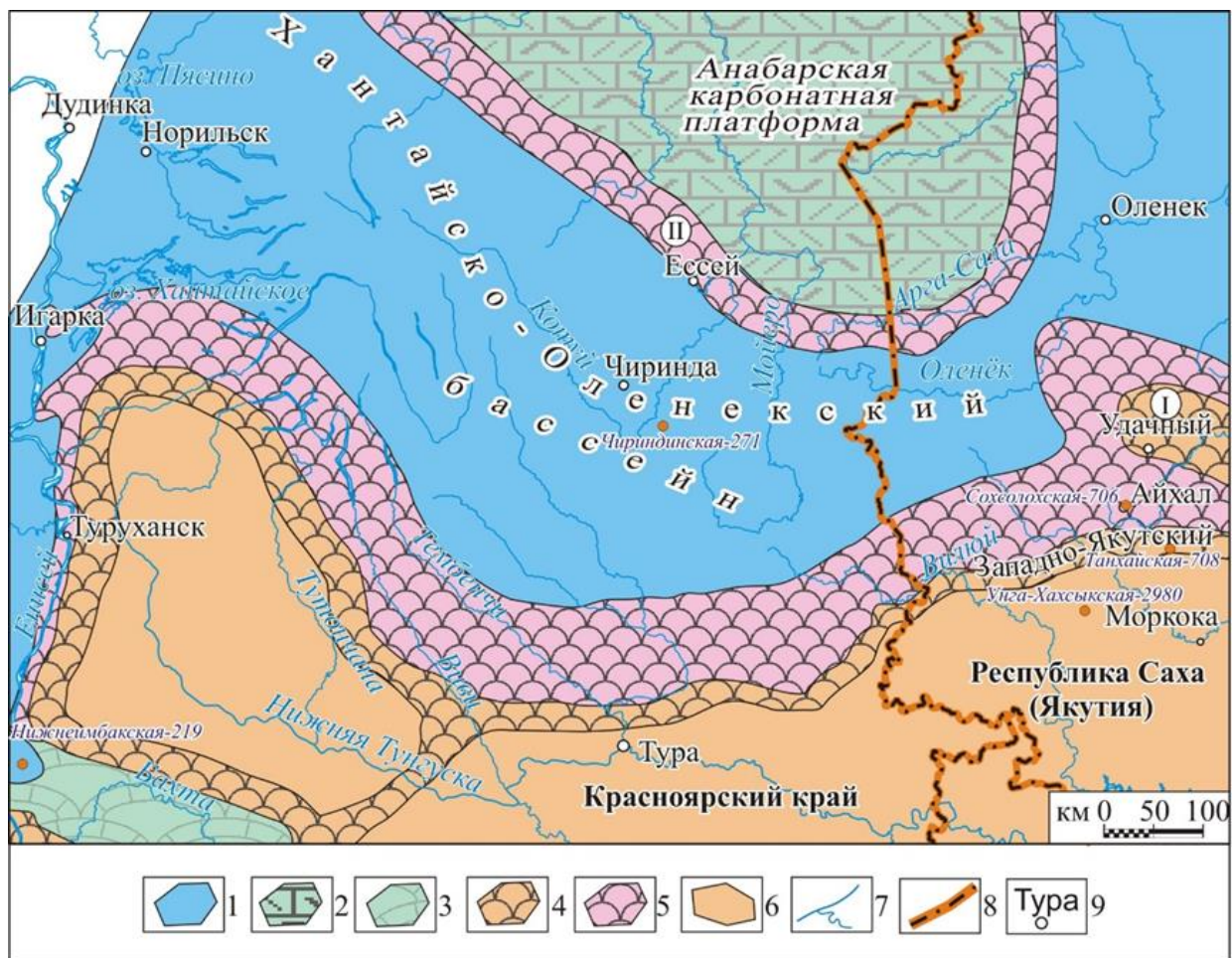


Рис. 3. Палеогеографическая схема на майский век центральной части Сибирской платформы

1 – преимущественно известняковые илы и силикатно-карбонатные турбидиты (проградирующий подводный склон открытого моря); 2 – хемогенно-биогенные карбонатные илы, подвергшиеся доломитизации (пересыхающие отмели, бары); 3 – соленосные глинистые доломиты, известняки, пестроцветные доломитовые мергели (закрытые мелкие депрессии и прибрежные отмели); 4 – область развития ботомско-амгинских барьерных рифов, погребенных под майскими отложениями; 5 – Чукукский рифовый комплекс и его аналоги (проградирующие рифово-баровые карбонатные отложения, ограничивающие прибрежную равнину); 6 – пестроцветные доломитовые мергели соле- и сульфатсодержащие, глинистые доломиты, известняки (засолоненная равнина, периодически заливавшаяся морем); 7 – гидросеть; 8 – границы субъектов РФ; 9 – населённые пункты; 10 – глубокие скважины. Цифрами в кружках показаны: I – Далдыно-Мархинская карбонатная банка, II – Дирингдинский рифовый массив

Исследования проводились в рамках проекта НИР 0331-2019-0018 «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации АААА-А19-119111490040-5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопроисследовательских работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 2(18). – 2014. – С. 25-35.
2. Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных // ГЕО-Сибирь-2018. Т. 2. Недрапользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сб. материалов XIV Международного научного конгресса, г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г. – 2018. – С. 47-55.
3. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. История генерации углеводородов в куонамском комплексе Северо-Тунгусской НГО // Полярная механика: тезисы докладов V Всероссийской конференции с международным участием, г. Новосибирск, 9-11 октября 2018 г.. – 2018. – С. 160-161.
4. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Прогноз нефтегазоносности седиментационных бассейнов с интенсивным трапповым магматизмом // Результаты работ по межведомственной региональной научной программе „Поиск“ за 1992-1993 годы. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. – Ч. 1. – С. 167-171.

REFERENCES

1. Filipov YU.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S. Nizhne-srednekembrijskij rifogennyj bar'er na severe Sibirskoj platformy – ob"ekt pervoocherednyh neftegazopisovyh rabot // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – № 2(18). – 2014. – S. 25-35.
2. Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., YAroslavceva E.S. Vydelenie ochagov generacii uglevodorodov v kuonamskoj svite v Severo-Tungusskoj NGO s ispol'zovaniem sejsmicheskikh dannyh // GEO-Sibir'-2018. T. 2. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoeologiya: sb. materialov XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, g. Novosibirsk, 23-27 aprelya 2018 g. – 2018. – S. 47-55.
3. YAroslavceva E.S., Burshtejn L.M. Istoriya generacii uglevodorodov v kuonamskom komplekse Severo-Tungusskoj NGO // Polyarnaya mekhanika: tezisy dokladov V Vserossijskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem, g. Novosibirsk, 9-11 oktyabrya 2018 g. – 2018. – S. 160-161.
4. Kontorovich A.E., Homenko A.V. Prognoz neftegazonosnosti sedimentacionnyh bassejnov s intensivnym trappovym magmatizmom // Rezul'taty rabot po mezhvedomstvennoj regional'noj nauchnoj programme „Poisk“ za 1992-1993 gody. – Novosibirsk: OIGGM SO RAN, 1995. – CH. 1. – S. 167-171.

© С. А. Моисеев, А. М. Фомин, И. А. Губин, 2021