



ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 553.9

EDN: BRKZHA

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-3-329-341



Осинский резервуар – модель геофлюидодинамической системы: очаги генерации, пути миграции и местоскопления углеводородов

Л.А. Рапацкая^{a✉}

^aИркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов анализа закономерностей распределения скоплений углеводородов на примере осинского продуктивного горизонта как регионального резервуара углеводородов – самостоятельной геофлюидодинамической системы. В работе использованы данные результатов буровых и геофизических работ, а также материалы исследований, опубликованных в открытой печати. На площади нефтегазоносных областей юга ряда тектонических структур Сибирской платформы (Ангаро-Ленской ступени, Байкитской антеклизы, юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы, зоны Ангарских складок) широко распространённым продуктивным нефтегазоносным горизонтом, залегающим в низах кембрийского разреза, является осинский. По результатам нефтепоисковых работ, осинский горизонт – единственный стратиграфический уровень карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия, характеризующийся региональной нефтегазоносностью. Условия образования флюидодинамической системы осинского мегарезервуара определяются характером литолого-фациальной обстановки формирования, обусловившей его геологическую неоднородность, особенности литологического состава, широкое площадное распространение в структурах нефтегазоносных областей, возможные пути миграции углеводородов из очагов генерации. Каждая геофлюидодинамическая система состоит из очагов генерации нефти и газа, каналов путей миграции, природных вмещалищ углеводородов – резервуаров и ловушек, пород-коллекторов и флюидоупоров, а также контролируется благоприятным сочетанием этих факторов в геологическом времени и пространстве. Ординарная флюидодинамическая система представлена углеводородными растворами в очагах генерации нефти и газа, которые являются местом дефлюидизации нефтегазоматеринских пород осадочного нефтегазоносного бассейна. К осинскому горизонту в центральных районах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции приурочены залежи различного фазового состава углеводородов Марковского, Даниловского, Пилюдинского, Ярактинского, Чаяндинского, Среднеботубинского, Талаканского, Ковыктинского и других месторождений, на которых доказана его промышленная продуктивность. Среднеусольский осинский резервуар регионально нефтегазоносен в нефтегазоносных областях Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз, Ангаро-Ленской ступени и зоне Ангарских складок. В настоящее время с осинским горизонтом связаны дальнейшие перспективы прироста ресурсов углеводородов в венд-нижнекембрийском карбонатном комплексе.

Ключевые слова: Сибирская платформа, продуктивные горизонты, геофлюидодинамическая система, осинский региональный резервуар, нефтегазоносные осадочные бассейны, очаги генерации и пути миграции углеводородов

Для цитирования: Рапацкая Л.А. Осинский резервуар – модель геофлюидодинамической системы: очаги генерации, пути миграции и местоскопления углеводородов // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 3. С. 329–341. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-3-329-341>. EDN: BRKZHA.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

The Osinsky reservoir as a model of a geofluidodynamic system: hydrocarbon generation centres, migration routes and accumulation sitesLarisa A. Rapatskaya^{a✉}^a*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*

Abstract. The objective of the study is to present the analysis results of the distribution patterns of hydrocarbon accumulations for the case of the Osinsky productive horizon as a regional hydrocarbon reservoir and an independent geofluidodynamic system. The work uses the drilling and geophysical operation data, as well as research materials published in the open press. The Osinsky oil and gas horizon occurring in the lower parts of the Cambrian section is a widespread productive horizon in the area of oil and gas-bearing regions in the south of a number of tectonic structures of the Siberian platform (Angara-Lena bench, Baikits antecline, southwestern part of the Nepa-Botuoba antecline, Angara fold zone). The obtained oil exploration results showed that the Osinsky horizon is the only stratigraphic level of the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex characterized by regional oil and gas potential. The formation conditions of the fluid dynamic system of the Osinsky mega-reservoir are determined by the nature of the lithological-facies formation environment, which determined its geological heterogeneity, features of its lithological composition, wide areal distribution in the structures of oil and gas bearing regions, possible migration routes of hydrocarbons from generation centres. Each geofluidodynamic system consists of oil and gas generation centres, migration route channels, natural containers of hydrocarbons – reservoirs and traps, reservoir rocks and seal rocks, and is also controlled by a favourable combination of these factors in geological time and space. The ordinary fluid dynamic system is represented by hydrocarbon solutions in the oil and gas generation centres, which are the defluidization places of oil and gas source rocks of the sedimentary oil and gas basin. The Osinsky horizon in the central regions of the Lena-Tunguska oil and gas province is associated with the deposits of various phase composition of hydrocarbons of the Markovskoye, Danilovskoye, Pilyudinskoye, Yarakinskoye, Chayandinskoye, Srednebotuobinskoye, Talakanskoye, Kovyktinskoye and other fields, where its industrial productivity has been proven. The Sredne-Usolsky Osinsky reservoir is regionally oil and gas bearing in the oil and gas bearing areas of the Baikitskaya and Nepa-Botuoba antecline as well as the Angara-Lena bench and the zone of the Angara folds. Today, the Osinsky horizon is associated with further growing prospects of hydrocarbon resources in the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex.

Keywords: Siberian platform, productive horizons, geofluidodynamic system, Osinsky regional reservoir, oil and gas-bearing sedimentary basins, hydrocarbon generation centres and migration routes

For citation: Rapatskaya L.A. The Osinsky reservoir as a model of a geofluidodynamic system: hydrocarbon generation centres, migration routes and accumulation sites. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(3):329-341. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-3-329-341>. EDN: BRKZHA.

Введение

Поиски на Сибирской платформе нефтегазоносных резервуаров, обладающих промышленной и эффективной флюидоотдачей, являются одной из важнейших задач современной геологии нефти и газа [1]. Академик А.Э. Конторович дал следующее определение понятия «резервуар нефти и газа»: «...толща, свита, подсвита, пачка, горизонт, пласт, проницаемые породы, гидродинамически связанные между собой» [2, 3].

Понятие флюидодинамической составляющей определил В.Г. Кузнецов: «резервуар нефти и газа, природный резервуар –

геологическое тело, представляющее собой ассоциацию горных пород, в котором могут содержаться и циркулировать флюиды и которое ограничено практически непроницаемыми породами»¹. Г.Г. Шемин предложил двухпараметрическую систему классификации крупных нефтегазолокализирующих объектов, согласно которой мегарезервуары выделяются по стратиграфическому объему и распространяются в масштабе нефтегазогеологического этажа, а по площади распространения резервуары делятся на суперрегиональные, субрегиональные и локальные [4].

¹ Кузнецов В.Г. Литология природных резервуаров нефти и газа: учебник для студентов. М.: Изд-во ИЦ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. 264 с. EDN: KVZFDFG.



Например, в пределах Восточной Сибири в состав вендско-кембрийского регионально-го мегарезервуара углеводородов включены кембрийский, верхневендско-нижнекембрийский и вендский региональные макрорезервуары [5].

В основе предлагаемой автором геофлюидодинамической модели осинского резервуара лежат представления о нефтегазообразовании как универсальном процессе, закономерно сопровождающем развитие осадочного нефтегазоносного бассейна.

Материалы и методы исследования

Осинский горизонт является одним из наиболее распространенных продуктивных нефтегазоносных горизонтов и наиболее выдержанным нижнекембрийским нефтегазоносным региональным резервуаром на юге Сибирской платформы [6]. Выделение осинского горизонта в литолого-стратиграфическом разрезе основано на литологических признаках: его нижняя граница проводится по кровле подосинских солей, а верхняя граница – по подошве нижнего пласта каменной соли. Другими словами, к осинскому горизонту относится карбонатная толща пород водорослевой фации, залегающая в нижней

части усольской свиты между подстилающими и перекрывающими пачками каменных солей² [7].

С точки зрения региональной стратиграфии, Осинский горизонт соответствует одноименному подгоризнту усольского горизонта и по своим особенностям может позиционироваться как региональный резервуар (рис. 1).

Отличительной особенностью Осинского горизонта является высокая степень геологической (литолого-петрофизической) неоднородности, обусловленная фациальной изменчивостью отложений на площадях распространения и широким спектром вторичных изменений: перекристаллизацией, кальцитизацией, доломитизацией, выщелачиванием и трещиноватостью [8].

В Осинском горизонте на месторождениях углеводородов обнаружены залежи разного фазового состава, для него характерны пластовые давления, как правило, превышающие нормальное гидростатическое давление, а на отдельных площадях фиксируется аномально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности до 1, 3 и более.

В основном горизонт сложен карбонатными породами: темно-серыми известковистыми доломитами, известняками, их переходными

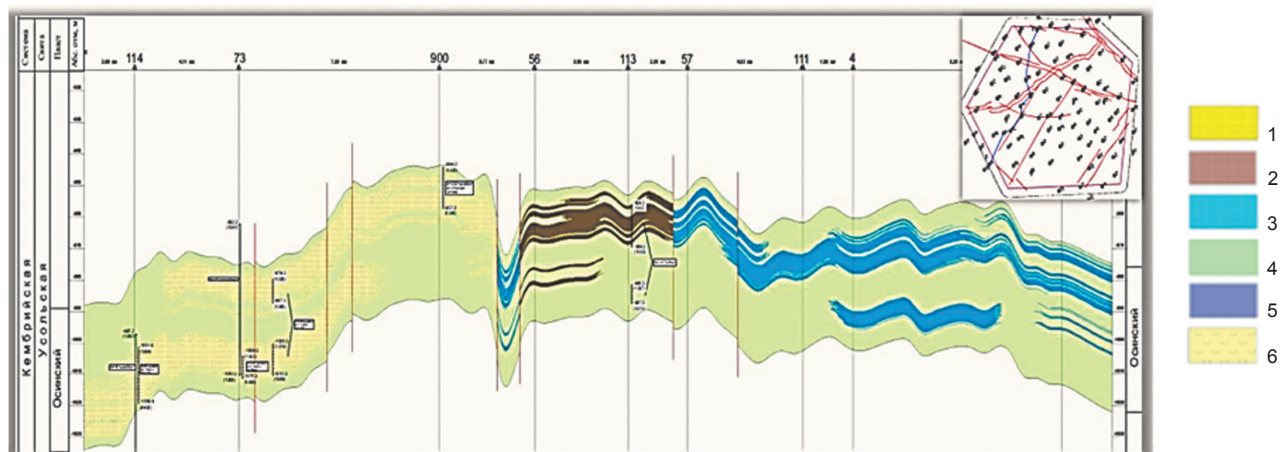


Рис. 1. Геологический разрез осинского горизонта по скважинам «Проект Верхнечонскнефтегаз» ООО «Транснерудцентр»:

1 – газонасыщенный коллектор; 2 – нефтенасыщенный коллектор; 3 – водонасыщенный коллектор; 4 – неколлектор; 5 – засоленный неколлектор; 6 – кора выветривания

Fig. 1. Geological section of the Osinsky horizon by the wells of “Verkhnechonskneftegaz Project” of LLC “Transnerudcenter”:

1 – gas-saturated reservoir; 2 – oil-saturated reservoir; 3 – water-saturated reservoir; 4 – non-reservoir; 5 – saline non-reservoir; 6 – weathering crust

² Решения Четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и нижнего кембрия внутренних районов Сибирской платформы. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1989. 64 с.



разновидностями, в различной степени глинистыми, иногда горизонтально-полосчатыми, солями. Общая мощность горизонта варьируется от 25 до 120 м (рис. 2).

Горизонт широко распространен в разрезах многих месторождений углеводородов в нефтегазоносных областях на площадях тектонических структур Сибирской платформы: Ангаро-Ленской ступени, Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и Ангарской зоны складок (таблица).

В 1989 г. на Всесоюзном совещании в Ашхабаде Б.А. Соколов и В.Е. Хаин представили (гео)флюидодинамическую модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах [9]. Признание роли флюидодинамического фактора в процессах генерации углеводородов является обоснованием для оценки объективных закономерностей размещения нефтегазовых залежей в осадочных нефтегазоносных бассейнах. Флюидодинамический фактор позволяет рассматривать эволюцию нефтегазового бассейна в процессе его динамического развития с учетом реализации генерационного потенциала органической массы, миграции и аккумуляции углеводородов и разрушения их скоплений.

В основе флюидодинамической концепции нефтегазообразования лежит представление о единстве триады флюидодинамической системы, в структуру которой входят [10]:

- место образования флюидов – очаг генерации;
- пути движения флюидов – каналы миграции;
- зоны аккумуляции флюидов – местоскопления углеводородов.

В вещественном физико-химическом выражении эту триаду можно представить как нефтегазоносный комплекс, в состав которого входит местоскопление – резервуар (ловушка), коллектор и флюидоупор.

На Сибирской платформе широко распространены рифейские осадочные бассейны, связанные с рифтогенными структурами, к которым, по данным академика А.Э. Конторовича и других авторов, приурочены крупнейшие рифейские очаги нафтидообразования – основные источники углеводородов рифея и нижнего кембрия. Сибирский кратон находится почти в сплошном кольце рифтогенных структур самого разного возраста. Важным событием в геодинамической истории Сибирской платформы в раннерифейское время

Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Индекс	Литологическая колонка	Мощность, м	Характеристика подразделений
К Е М Б Р И Й С К А Я	Н И Ж Н И Й	Л Е Н С К И Й	О С И Н С К И Й	$\epsilon_{1,2}^{an+lt}$		606	Ангарская и литвинцевская свиты объединенные. Доломиты, каменная соль с прослоями доломитизированных известняков, песчаников. Доломиты с прослоями доломитизированных известняков, песчаников. Доломиты с включениями гипса, ангидрита и кремня. Фауна: Proasaphiscus sibiricus N. Tchern. P. sp
				ϵ_{1bl}		130	Булайская свита. Доломиты с прослоями известняков, линзами карбонатных брекчий и включениями кремней. Фауна: Binodaspis sp., Proerbia sp., Acrotreta sp., Bathyriscellus robustus Term., Tungusella cfobera Rep
				ϵ_{1bls}		521	Бельская свита. Доломиты с прослоями брекчесвидных, засоленных и гипс-ангидритовых доломитов, известняков; каменная соль
				ϵ_{1us}		418	Усольская свита. Каменная соль, доломиты, реже известняки с прослоями доломито-ангидритов

Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез осинского горизонта
Fig. 2. Lithological and stratigraphic section of the Osinsky horizon



Тектоническая приуроченность месторождений нефти и газа Сибирской платформы
Tectonic confinement of oil and gas fields of the Siberian platform

Месторождение, фазовый состав	Тектоническая приуроченность	Литологический состав	Толщина, м
Ангаро-Ленская ступень			
Братское газоконденсатное	Братский выступ Ангаро-Ленской ступени	Известняки, известняки органогенные, известковистые доломиты и доломиты. Долериты 70–132 м	70–90
Атовское газоконденсатное	Южная часть Ангаро-Ленской ступени	Карбонатные породы разного состава со слоями каменной соли	50
Ковыктинское газоконденсатное	Ковыктинский выступ Ангаро- Ленской ступени	Доломиты и известняки темно-серые трещиноватые с подчиненными прослоями ангидрито-доломитов и доломитов глинистых	50
Чиканское газоконденсатное	Северо-восточная часть Ангаро- Ленской ступени	Известняки и известковистые доломиты темно-серые с преобладанием слоев каменной соли. Долериты 23–42–123 м	57
Ангаро-Ленское газовое	Ангаро-Ленская ступень	Известняки, известковистые доломиты серые, темно-серые в верхней части с прослоями доломито-ангидритов	52
Тутурское газоконденсатное	Ангаро-Ленская ступень	Доломиты, известняки, доломиты ангидритистые органогенные и кавернозные плотные. Долериты 10 м	60
Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА)			
Алинское нефтегазовое	Непский свод НБА	Карбонаты разного состава со слоями каменной соли	–
Западно-Аянское нефтегазоконденсатное	Юго-восточный склон Непского свода НБА	Доломиты серые, реже известняки и известковистые доломиты с незначительными прослоями ангидрито-доломитов и глинистых доломитов. Долериты 70–132 м	40–74
Марковское нефтегазоконденсатное	Южная часть НБА	Известняки, прослоями органогенные и доломитизированные, доломиты известковистые, ангидрито-доломиты, доломиты в верхней части засолоненные трещиноватые с единичными тонкими прослоями каменной соли	40–104
Даниловское нефтегазоконденсатное	Юго-западный склон Непского свода НБА	Известняки, глинистые известняки с редкими прослоями доломитов. Долериты 90 м	60–129
Дулисьминское нефтегазоконденсатное	Юго-западный склон Непского свода НБА	Известняки серые органогенные доломитизированные засолоненные с прослоями доломитов и доломитов глинистых. Долериты 112–120 м	65–90
Пилюдинское нефтяное	Юго-восточный склон НБА	Известняки доломитизированные, доломиты микрофитолитовые водорослевые	25–70
Могдинское нефтегазоконденсатное	Северо-западный склон НБА	Доломиты темно-серые известковистые и известняки, а также их переходные разновидности в различной степени глинистые, горизонтально- полосчатые, кавернозные, ангидритизированные, засолоненные	35–60
Вакунайское нефтегазоконденсатное	Непско-Пеледуйский свод НБА	Известняки и доломиты	–
Тымпучиканское нефтегазовое	Центральная часть НБА	Доломиты серые, местами трещиноватые плитчато-слоистые ангидритизированные глинистые, с прослоями аргиллитов и доломитизированных мергелей	50
Талаканское нефтегазоконденсатное	Непско-Пеледуйский свод НБА	Известняки серые суглинисто-фитогенные доломитизированные с прослоями доломитов известковистых, местами порово-кавернозных и кавернозно-трещиноватых	60–80
Верхнечонское нефтегазоконденсатное	Непский свод НБА, Верхнечонский структурный мыс	Известняки водорослевые прослоями доломитизированные, ангидрито-доломиты, доломиты с глинистой примесью, редко тонкие прослои мергелей. Долериты 250–310 м	48–53



Верхнеичерское нефтегазоконденсатное	Непский свод НБА	Известняки серые прослоями доломитизированные глинистые кавернозные и пористые. Долериты	50
им. Лисовского газонефтяное	Непский свод НБА	Доломиты, известняки доломитизированные участками кавернозные пористые	44–93
Игнялинское	Непский свод НБА	–	–
Ярактинское нефтегазоконденсатное	Юго-восточный склон НБА	Чередование пластов светло-серых известняков, известковистых доломитов и доломитов участками кавернозных с ангидритами и пластами каменной соли. Долериты	51–75
Чаяндинское	Восточный склон Непского свода НБА	Известняки и доломиты с подчиненными прослоями мергелей и аргиллитов	38–60
Ичединское нефтяное	Юго-западный склон Непско-Ботуобинского свода НБА	Доломиты серые известковистые, известняки местами кавернозные с незначительными прослоями ангидрито-доломитов и глинистых доломитов. Долериты 34–146 м	51–75
Большетирское нефтегазоконденсатное	Юго-западной склон НБА в зоне сочленения с Ангари-Ленской ступенью	Известняки, известковистые доломиты, ангидрито-доломиты темно-серые мелкозернистые биогермные, среднеплитчатые участками кавернозные. Долериты 180 м	50
Верхнетирское нефтяное	Юго-западной склон НБА в зоне сочленения с Ангари-Ленской ступенью	Известняки, доломиты биогермные комковато-сгустковые горизонтально-слоистые, ангидрито-доломиты	50
Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное	Мирнинский свод НБА	Известняки серые массивные органогенные доломитизированные, доломиты и глинистые доломиты. Долериты 218–355 м	105
Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное	Мирнинский свод НБА	Доломиты и известняки. Долериты	
Чайкинское газоконденсатное	Зона сочленения НБА и Предпатомского прогиба	Доломиты и известняки, в основании глинистые доломиты	50
Байкитская антеклиз (БА)			
Оморинское нефтегазоконденсатное	Камовский свод БА	Доломиты серые прослоями известковистые средне- и мелкозернистые плотные, реже кавернозные со стилолитовыми швами с прослоями каменной соли	30
Юрубчено-Тохомское газонефтяное	Камовский свод БА	Переслаивающиеся пласты каменной соли, доломитов и известняков, иногда водорослевых. Доломиты темно-серые, мелко- и среднезернистые, массивные и слоистые неравномерно глинистые (до доломитовых мергелей) и ангидритистые (до доломито-ангидритов). Долериты	75–90
Куюмбинское нефтегазовое	Камовский свод БА	Доломиты серые, известняки доломитизированные ангидритистые, иногда водорослевые с прослоями глинистых доломитов и доломитовых мергелей. Долериты	70
Ангарская зона складок			
Агалеевское газоконденсатное	Ангарская зона складок	–	–
Абаканское газоконденсатное	Ангарская зона складок	–	–
Берямбинское газоконденсатное	Ковинская антиклиналь юго-восточной зоны ангарских складок	Доломиты серые, известняки доломитизированные, иногда водорослевые, кавернозные и трещиноватые со стилолитовыми швами, с прослоями ангидритистых глинистых доломитов и доломитовых мергелей	60
Ильбокичское газоконденсатное	Ангарская зона складок	–	–
Имбинское газоконденсатное	Ангарская зона складок	–	–



стало раскрытие континентальных рифтов, положивших начало образованию рифейских осадочных бассейнов, сыгравших основополагающую роль в генерации углеводородов. В течение практически всего рифея как по вновь образованным западным, южным и северным, так и по унаследованным от суперконтинента восточным границам кратона сформировались пассивные и активные окраины континента. В континентальных рифтах вдоль современных южных окраин Сибирской платформы образовались очаги генерации с мощными нафтидогенерирующими отложениями рифейского возраста [11]. Пространственное сочетание очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления предопределило современные закономерности размещения месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы [11].

Генерация углеводородов обусловила формирование гигантских скоплений нефти и газа в рифее и венде на Байкитской антеклизе и Катангской седловине, в венде и нижнем кембрии Непско-Ботубинской антеклизы, Ангари-Ленской ступени и зоне Ангари-Ленских складок.

На юго-западе кратона сформировался Курумбинский рифт – высокоэнергетическая и высокопроницаемая литосферная структура, контролирующая основные особенности процессов нафтидогенеза в древних (верхнепротерозойских) толщах Байкитско-Катангского региона Восточной Сибири с оптимальными условиями для транзита глубинных флюидных потоков [12].

К этому рифту приурочен самый древний на планете верхнепротерозойский Курумбинско-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазонакопления, который, вероятно, служил местом для разгрузки флюидов, мигрировавших из Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна, с мощностью рифейских отложений до 5–7 км, где и сформировался крупный Чуньско-Котуйский палеоочаг. К югу от него расположены еще два очага: Иркенеево-Ванаварский с мощностью рифея в центральной части 6–15 км, переходящий к западу в Енисейский региональный палеоочаг, связанный с мощными черносланцевыми толщами Енисейского кряжа (территориально совпадающий с регионом современного Енисейского кряжа) [13].

Чуньский рифей-венд-кембрийский осадочный нефтегазоносный бассейн выявлен

сейсморазведкой в 2003–2005 гг. Установленная площадь бассейна – 40 тыс. км², предполагаемая – свыше 150 тыс. км². Основные перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна связаны с рифейским, вендским, верхневендско-нижнекембрийским нефтегазоносными комплексами, а также с перекрывающими отложениями нижнего кембрия [2, 13].

Продолжительность эволюции Чуньского рифей-венд-кембрийского бассейна и большие массы накопленной органики послужили основанием формирования очага генерации как источника для местоскоплений углеводородов четырех нефтегазоносных комплексов (НГК) на территории Сибирской платформы: рифейского, вендского, верхневендско-нижнекембрийского и кембрийского. По оценке нефтяных подразделений Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья, начальные геологические ресурсы Чуньского бассейна составляли: для рифейского НГК – 6219 млн т условных углеводородов, для вендского терригенного НГК – 3818 млн, для верхневендско-нижнекембрийского карбонатного НГК – более 1000 млн [13].

Максимальная вероятность обнаружения залежей углеводородов на востоке Чуньского бассейна связывается с зоной несогласного залегания рифейских и вендских отложений по границе с Непско-Ботубинской антеклизой, а на западе – с зоной клавишного строения рифейского комплекса, примыкающей к Байкитской антеклизе и Бахтинскому межавыступу [14]. Здесь следует акцентировать внимание на такой важной детали: в наиболее прогнутой части бассейна отложения рифея перекрыты вендскими толщами без резких несогласий, что несомненно определяет разнориентированное направление миграционных потоков углеводородов из центральных частей бассейна на запад, юго-запад и восток по разуплотненным зонам вдоль поверхности несогласия между рифеем и вендом, то есть в какой-то степени определяет направление каналов миграции углеводородов. О строении рифейского разреза восточной части Чуньского бассейна можно судить по данным глубокого бурения на Катангской седловине.

На юго-востоке Сибирской платформы очаг генерации углеводородов сформировался, вероятно, в Предпатомском региональном прогибе. Предпатомский региональ-



ный прогиб обрамляет с запада, севера и востока Байкало-Патомское нагорье и служит основной областью миграции углеводородов месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и частью транзитной территории, через которую осуществлялась миграция углеводородов из Предпатомского осадочно-палеобассейна.

В палеоплане палеобассейн, как указывал А.Э. Конторович, занимал значительно большую территорию, а главный очаг нефтегазоносности располагался на территории современного Байкало-Патомского нагорья, где в отложениях рифея и венда широко распространены черносланцевые формации, обладающие высоким потенциалом генерации углеводородов [14].

Наиболее интенсивно процессы генерации углеводородов протекали в венд-кембрийское время. При этом рифейские нефтематеринские толщи попали в главную зону нефтеобразования («нефтяное окно») в вендском периоде, а нефтематеринские толщи венда – в кембрийском. В кембрии же накопились мощные галогенно-карбонатные толщи-флюидоупоры, которые могли сохранять залежи углеводородов длительное время [15].

Особое внимание в отношении перспектив нефтегазоносности рифея привлекает Предпатомский передовой прогиб, где наблюдается большая мощность рифейских толщ, а исследователи считают его палеоочагом генерации углеводородов. А.В. Мигурским с соавторами разработана модель покровно-надвигового строения Предпатомского передового прогиба, смежных частей Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени с масштабным (на десятки километров) перемещением сорванных покровов, что сопровождалось интенсивной латеральной миграцией флюидов со стороны складчатой области внутрь Сибирской платформы [16].

Несомненный факт, подтверждающий латеральную миграцию флюидов из Предпатомского передового прогиба, представляет открытие Чайкинского газоконденсатного месторождения, приуроченного к Чайкинской кольцевой структуре (Чайкинскому поднятию) в зоне сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского передового прогиба. По расчетам А.В. Мигурского, период главной латеральной миграции углеводородов из Байкало-Патомской складчатой области на Сибирской платформе проходил на рубеже

силура – девона, когда Предпатомский передовой прогиб представлял собой крупную ловушку площадью от 160 до 800 км² и амплитудой порядка 200 м, расположенную на пути мигрирующих углеводородов [17, 18].

По мнению А.А. Трофимука и других авторов, именно рифейские отложения с позиции онтогенеза нефтидов являются первым масштабным источником генерации углеводородов планеты, сформировавших в том числе геологические запасы углеводородов Восточной Сибири [19].

На территории Сибирской платформы в литолого-стратиграфических разрезах нефтегазоносных областей выделяются несколько региональных НГК, из которых наиболее продуктивны рифейско-вендский НГК Байкинской антеклизы и вендско-кембрийский нефтегазо-конденсатный комплекс Ангаро-Ленской ступени, Непско-Ботуобинской антеклизы и зоны Ангарских складок.

Академик А.Э. Конторович с соавторами считает, что основным источником нефти и газа для месторождений рифея – нижнего кембрия Сибирской платформы служили рифейские очаги генерации углеводородов, но по составу нефти Байкинской антеклизы старше остальных нефтей юга Сибирской платформы, так как в их составе большая часть – вклад рифейского источника, а в целом основным источником нефтей авторы считают венд. Отличие в составе углеводородов-биомаркеров в нефтях Байкинской антеклизы привело к предположению, что их возраст старше, чем возраст нефтей Непско-Ботуобинской антеклизы [14].

Следует отметить, что состав нефтей из продуктивных отложений разного возраста меняется по разрезу. Нефть из отложений рифея и венда нефтенометанового типа плотностью 0,8–0,86 г/см³, малосернистая – 0,1–0,28 % серы, с содержанием смол в интервале 0,8–14,28 % масс., парафинов – 0,3–3,3 % масс. Плотность нефти из терригенных толщ венда – нижнего кембрия изменяется от 0,8 до 0,88 г/см³, содержит повышенные количества серы (0,28–1 % масс.) и смол (до 15,5 % масс.). Нефти карбонатов осинского горизонта венда – нижнего кембрия имеют плотность 0,8–0,9 г/см³, доля серы составляет 0,1–1,4 % масс., смол – 1–24 % масс., отмечено наименьшее количество метаново-нафтенных углеводородов (61–63 % масс.). В то же время, по многочисленным данным, нефти Си-



бирской платформы относятся к единому генетическому типу, для которого характерно преобладание метановых углеводородов [20].

Межсолевые отложения нижнего и среднего кембрия содержат целый ряд нефтегазоносных резервуаров, которые различаются как по условиям залегания, так и по своим емкостным и коллекторским свойствам. К ним приурочены многие месторождения нефти и газа на Сибирской платформе.

Осинский горизонт, входящий в состав вендско-кембрийского комплекса, по всем классификационным признакам можно выделить в усольский региональный резервуар, распространенный на большей части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. По классификации резервуаров, приведенной в работах А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова, Г.Г. Шемина и других исследователей, на основании стратиграфического объема и площади их распространения отложения венда и кембрия Сибирской платформы подразделяются на мега-, макро- и мезорезервуары. Каждый мезорезервуар, в свою очередь, подразделяется на несколько пластов [4, 21].

Среднеусольский региональный макрорезервуар соответствует осинскому горизонту, осинскому региональному резервуару среднеусольской подсвиты усольской свиты и входит в состав верхневендско-нижнекембрийского мегарезервуара. Резервуар нефтегазоносен на площадях нефтегазоносных областей Ангара-Ленской ступени, Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и зоны Ангарских складок (см. таблицу). Залежи нефти и газа выявлены на Ярактинском, Среднеботуобинском, Талаканском, Вакунайском, Верхнечонском, Марковском, Пилюдинском и ряде других месторождений. Получены также притоки углеводородов из скважин Могдинской, Санарской, Преображенской, Юктанской, Тас-Юряхской, Таранской и других площадей Непско-Ботуобинской антеклизы. Кроме газонефтяных залежей на перечисленных месторождениях продуктивность осинского резервуара установлена на Восточно-Талаканской, Хамакинской, Тымпучицканской и Вакунайско площадях.

Осинский горизонт распространен на площади нескольких структурно-тектонических элементов Сибирской платформы (соответственно, нефтегазоносных областей) (см. таблицу). Горизонт характеризуется регио-

нальной нефтегазонасыщенностью, различным фазовым составом залежей, линейной формой распространения, незначительным диапазоном изменения мощностей, литолого-петрофизической неоднородностью, обусловленной фациальной изменчивостью и широким спектром вторичных преобразований: перекристаллизацией, кальцитизацией, доломитизацией, выщелачиванием, трещинообразованием. Представлен горизонт преимущественно известняками и доломитами, часто органогенно-обломочными и водорослевыми, кавернозными, иногда глинистыми, ангидритизированными, с прослоями ангидритов и солей. Мощность его изменяется от 20–30 до 100–120 м. Тип коллектора осинского горизонта трещинно-поровый, в меньшей степени каверново-поровый, с открытой пористостью не более 8–9 % при величине проницаемости от первых единиц до $80 \times (10-15)$ м. Осинский горизонт содержит археоциаты родов *Robustocyathus*, *Aldanocyathus*, водоросли, хиолительминты и другие органические остатки [22]. В настоящее время именно с осинским горизонтом связаны основные перспективы прироста ресурсов углеводородов в венд-нижнекембрийском карбонатном комплексе.

Такое разнообразие литологического состава Осинского горизонта вполне закономерно для характера фациальной обстановки мелководно-морского режима в бассейне седиментации в венде – кембрии на площадях тектонических структур Сибирской платформы: Ангара-Ленской ступени, Катангской седловины, значительной части Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. На этой территории с начала венда шло наступление моря и накапливались карбонатные и карбонатно-эвапоритовые илы. В конце венда – начале кембрия на большей части внутренней области кратона сформировался огромный солеродный бассейн [14].

В осинское время в результате обширной морской трансгрессии началось понижение солености вод и формирование доломитово-известняковых осадков. В зонах больших мощностей осинского горизонта известняки, часто водорослевые, составляют 60–90 % разреза. Многочисленные микрофитолиты и остатки водорослей свидетельствуют об обилии органической жизни в это время. Толщина Осинского горизонта на Непском своде увеличивается в рифовых зонах большой

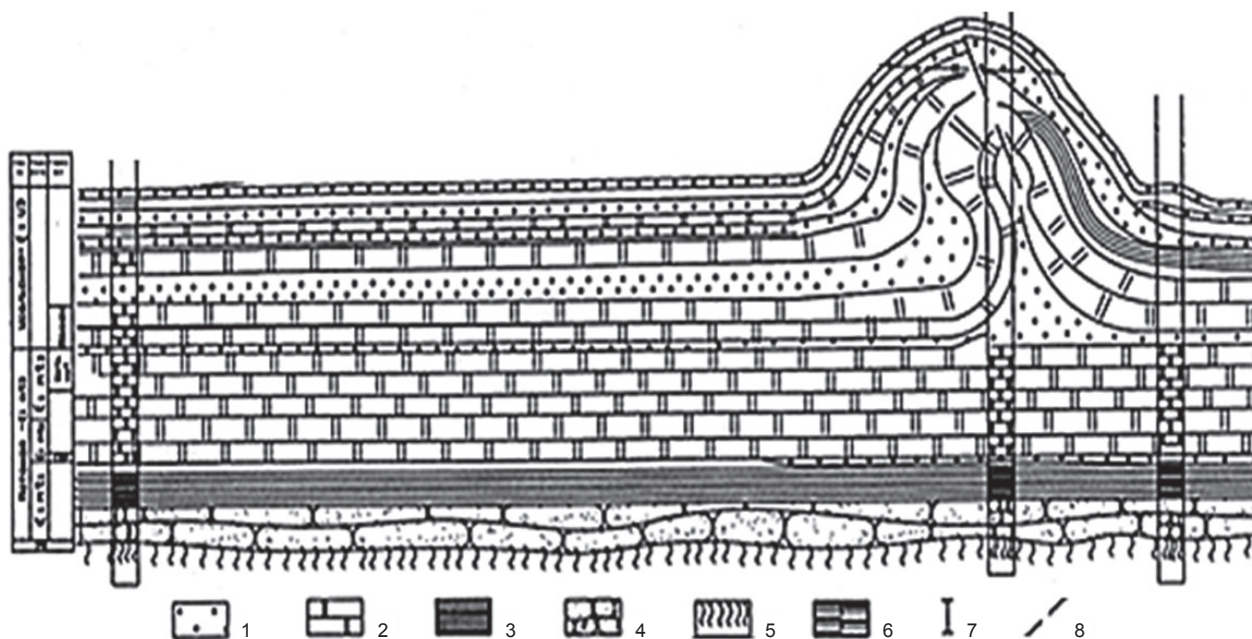


Рис. 3. Геологический разрез Пилюдинского месторождения:

1 – каменная соль; 2 – доломиты; 3 – аргилиты; 4 – песчаники; 5 – кристаллический фундамент;
6 – алевролиты; 7 – интервал опробования; 8 – тектонические нарушения

Fig. 3. Geological section of the Pilyudinsky deposit:

1 – rock salt; 2 – dolomites; 3 – mudstones; 4 – sandstones; 5 – crystalline basement;
6 – siltstones; 7 – sampling interval; 8 – tectonic disturbances

протяженности, где и получены промышленные притоки углеводородов [14]. Изменение толщин осинского горизонта, вероятно, обусловлено пластичными деформациями каменных солей, что хорошо прослеживается в разрезе Пилюдинского месторождения (рис. 3).

Возможен переток нефти и газа из осинского горизонта усольской свиты в вышележащие отложения бельской свиты нижнего кембрия, что обусловлено почти полным отжатием надосинских солей в сводовой части Пилюдинской структуры.

Результаты исследования и их обсуждение

На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Очаги генерации углеводородов с нафтидогенерирующими толщами больших мощностей и обильной органикой сформировались в рифей-венд-кембрийское время вдоль современных южных окраин Сибирской платформы.

2. Пространственное сочетание очагов генерации и зон нефтегазоаккумуляции предопределило современные закономерности размещения месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы.

3. Генерация углеводородов обусловила формирование гигантских и крупных скоплений нефти и газа в рифее на Байкитской антеклизе и Катангской седловине, в венде – нижнем кембрии на Непско-Ботубинской антеклизе, Ангаро-Ленской ступени и зоне Ангарских складок.

4. По разуплотненным зонам вдоль поверхности несогласия между толщами рифея и венда установилось разноориентированное направление миграционных потоков углеводородов по каналам миграции из очагов генерации в места скопления – природные резервуары, одним из которых является широко распространенный среднеусольский осинский региональный резервуар.

5. Среднеусольский осинский резервуар регионально нефтегазоносен в нефтегазоносных областях Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз, Ангаро-Ленской ступени и зоне Ангарских складок.

Заключение

Основными критериями для выделения осинского регионального резервуара в самостоятельную флюидодинамическую систему являются региональная нефтегазонасыщенность, линейная форма распространения на площадях нескольких нефтегазоносных об-



ластей, литолого-петрофизической состав пород с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, эффективная мощность и наличие надежного флюидоупора. В настоящее

время с осинским горизонтом связаны дальнейшие перспективы прироста ресурсов углеводородов в венд-нижнекембрийском карбонатном комплексе.

Список источников

1. Вотинцев А.Н., Матросов К.О., Лучинина В.А., Мельников Н.В. Прогноз зоны локализации залежей углеводородов в осинском горизонте в пределах Байkitской антеклизы // Геология нефти и газа. 2021. № 5. С. 34–44. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-5-34-44>.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А., Шемин Г.Г., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. [и др.]. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботубинский регион: монография. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1994. 76 с. EDN: ZFGQZH.
3. Liu X.-P., Jin Z.-J., Bai G.-P., Guan M., Liu J., Pan Q.-H., et al. Formation and distribution characteristics of Proterozoic – Lower Paleozoic marine giant oil and gas fields worldwide // Petroleum Science. 2017. Vol. 14. P. 237–260. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0154-5>.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байkitская антеклизы и Катангская седловина): монография. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. 466 с. EDN: QKNNUT.
5. Фомин А.М., Моисеев С.А. Характеристика резервуаров нефти и газа в кембрийских отложениях центральной части Сибирской платформы // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2019. Т. 2. № 1. С. 183–191. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2019-2-1-183-191>. EDN: SZSLLV.
6. Рапацкая Л.А., Николаева Л.В., Васенёва Е.Г. Особенности литолого-фациального строения рапоносного продуктивного осинского горизонта и проблема утилизации буровых растворов // Вестник ИрГТУ. 2015. № 3. С. 103–108. EDN: TMYXNJ.
7. Жарков М.А., Хоментовский В.В. Основные вопросы стратиграфии нижнего кембрия и венда юга Сибирской платформы в связи с соленосностью // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. 1965. № 1. С. 110–118.
8. Ванин В.А., Урядов С.А. Перспективы добычи нефти на Братском газоконденсатном месторождении // Нефтяная провинция. 2023. № 3. С. 131–146. <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.131-146>. EDN: HQPCQB.
9. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтеобразования в осадочных бассейнах // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов: сб. ст. / отв. ред. В.Е. Хаин, А.И. Гриценко. М.: Наука, 1997. С. 5–9.
10. Рапацкая Л.А. Нефтегазоносные комплексы – вещественное выражение геофлюидодинамических систем // Науки о Земле и недропользование. 2022. Т. 45. № 4. С. 345–366. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-4-345-366>. EDN: ZFFXPY.
11. Рапацкая Л.А. Многофакторная разнополярная роль дизъюнктивной тектоники в онтогенезе углеводородов (Сибирская платформа) // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 2. С. 40–50. <https://doi.org/10.21285/0301-108X-2016-55-2-40-50>. EDN: WAXNCJ.
12. Харахинов В.В., Шлёнкин С.И., Зерненинов В.А., Рябченко В.Н., Зоценко Н.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 1. С. 1–31. EDN: OYQFFF.
13. Мельников Н.В., Филиппов Ю.А., Вальчак В.И., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В. Перспективы нефтегазоносности чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2008. Т. 49. № 3. С. 235–243. EDN: GYXOLB.
14. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А. [и др.]. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. 1999. Т. 40. № 11. С. 1676–1693.
15. Вальчак В.И., Евграфов А.А., Горюнов Н.А., Бабинцев А.Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифейского комплекса пород юго-западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 2. С. 289–298. EDN: NDELZ.
16. Мигурский А.В., Ефимов А.С., Старосельцев В.С. Новые направления нефтегазопроисковых работ в Предплатформском региональном прогибе (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. 2012. № 1. С. 21–29. EDN: ORCUAL.
17. Мигурский А.В. Главные фазы латеральной миграции углеводородов на юге Сибирской платформы // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы: материалы III Междунар. конф. (г. Москва, 28–30 мая 1999 г.). М.: Изд-во МГУ, 1999. С. 162–164.
18. Мигурский А.В., Старосельцев В.С., Мельников Н.В., Рябкова Л.В., Соболев П.Н., Сурнин А.И. [и др.]. Опыт изучения Чайкинского поднятия – крупного объекта нефтегазопроисковых работ на Сибирской платформе // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2010. № 4. С. 14–25. EDN: NDMIDP.
19. Гришин М.П., Конторович А.Э., Ларичев А.И., Лотышев В.И., Мельников Н.В., Сурков В.С. [и др.]. Рифейские осадочные бассейны Восточно-Сибирской провинции и их нефтегазоносность // Осадочные бассейны и нефтегазоносность: материалы XXVIII сессии Междунар. геол. конгресса (г. Москва, 9–19 июля 1989 г.). М.: Наука, 1989. С. 5–12. EDN: YUKZBQ.



20. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири: монография. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. 166 с. EDN: QKFJBX.
21. Лемешко М.Н., Жуковская Е.А., Вараксина И.В. Связь нефтенасыщения карбонатных коллекторов с процессами формирования пустотного пространства (на примере древних отложений Восточной Сибири) // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 93–99. EDN: RAFBLZ.
22. Вараксина И.В., Иванова Н.А. Литолого-фациальная характеристика и коллекторский потенциал осинского продуктивного горизонта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 7. С. 54–63. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/7/3521>. EDN: ZQQILK.

References

1. Votintsev A.N., Matrosov K.O., Luchinina V.A., Melnikov N.V. Prediction of hydrocarbon accumulation zones in Osinsky horizon within Baikitsky Antecline. *Russian Oil & Gas Geology*. 2021;5:34-44. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-5-34-44>.
2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Shemin G.G., Bakin V.E., Vorob'ev V.N., et al. *Oil and gas basins and regions of Siberia. Issue 7. Nepa-Botuoba region: monograph*. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 1994, 76 p. (In Russ.). EDN: ZFGQZH.
3. Liu X.-P., Jin Z.-J., Bai G.-P., Guan M., Liu J., Pan Q.-H., et al. Formation and distribution characteristics of Proterozoic – Lower Paleozoic marine giant oil and gas fields worldwide. *Petroleum Science*. 2017;14:237-260. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0154-5>.
4. Schemin G.G. *Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian deposits in the central areas of the Siberian platform*. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2007, 466 p. (In Russ.). EDN: QKHHUT.
5. Fomin A.M., Moiseev S.A. Characteristics of oil and gas tanks in Cambrian deposits of the central part of the Siberian platform. *Interexpo GEO-Siberia*. 2019;2(1):183-191. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2019-2-1-183-191>. EDN: SZSLLV.
6. Rapatskaya L.A., Nikolaeva L.V., Vasenyova E.G. Features of lithofacies composition of Osinsky brine-bearing producing horizon and the problem of drilling fluid disposal. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;3:103-108. (In Russ.). EDN: TMYXHJ.
7. Zharkov M.A., Khomentovskii V.V. Main problems of the Lower Cambrian and the Vendian stratigraphy of the south of the Siberian Platform in terms of salinity. *Byulleten' MOIP. Otdel Geologicheskii*. 1965;1:110-118. (In Russ.).
8. Vanin V.A., Uryadov S.A. Bratsk gas condensate field oil production prospects. *Neftyanaya Provintsiya*. 2023;3:131-146. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.131-146>. EDN: HQPCQB.
9. Sokolov B.A., Khain V.E. Geofluidodynamic model of oil formation in sedimentary basins. In: Khain V.E., Gritsenko A.I. (eds). *Geodynamic evolution and oil and gas content of sedimentary basins*. Moscow: Nauka; 1997, p. 5-9. (In Russ.).
10. Rapatskaya L.A. Oil and gas complexes as a material expression of geofluid dynamic systems. *Earth Sciences and Subsoil Use*. 2022;45(4):345-366. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-4-345-366>. EDN: ZFFXPY.
11. Rapatskaya L.A. Multifactorial and bipolar role of disjunctive tectonics in hydrocarbon ontogeny (Siberian Platform). *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits*. 2016;2:40-50. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/0301-108X-2016-55-2-40-50>. EDN: WAXNCJ.
12. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zerneninov V.A., Ryabchenko V.N., Zoshchenko N.A. Petroleum potential of Precambrian strata of Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhonsky oil and gas accumulation area. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2011;6(1):1-31. EDN: OYQFFF. (In Russ.).
13. Mel'nikov N.V., Filiptsov Yu.A., Val'chak V.I., Smirnov E.V., Borovikova L.V. Petroleum potential of the Riphean-Vendian Chunya sedimentary basin in the western Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2008;49(3):235-243. (In Russ.). EDN: GYXOLB.
14. Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., et al. Different-age centers of naphthide formation and naphthide accumulation on the North Asian Craton. *Russian Geology and Geophysics*. 1999;40(11):1676-1693. (In Russ.).
15. Valchak V.I., Evgrafov A.A., Goryunov N.A., Babintsev A.F. Geology and petroleum potential of Riphean reservoirs in the southwestern Siberian craton. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(2):289-298. (In Russ.). EDN: NDELZD.
16. Migursky A.V., Efimov A.S., Staroseltsev V.S. New trends of petroleum exploration in Prepatom regional trough (Siberian platform). *Russian Oil & Gas Geology*. 2012;1:21-29. (In Russ.). EDN: ORCUAL.
17. Migurskii A.V. The main phases of hydrocarbons lateral migration in the south of the Siberian platform. In: *Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. Neftegazosnyye basseiny kak samorazvivayushchiesya nelineinye sistemy: materialy III Mezhdunar. konf. = New ideas in oil and gas geology and geochemistry. Oil and gas basins as self-developing nonlinear systems: materials of the 3rd International Conference*. 28–30 May 1999, Moscow. Moscow: Lomonosov Moscow State University; 1999, p. 162-164. (In Russ.).
18. Migursky A.V., Staroseltsev V.S., Melnikov N.V., Ryabkova L.V., Sobolev P.N., Surnin A.I., et al. Experience of the Chaikinskoye uplift study – the major object of petroleum exploration on the Siberian platform. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2010;4:14-25. (In Russ.). EDN: NDMIDP.
19. Grishin M.P., Kontorovich A.E., Larichev A.I., Lotyshev V.I., Mel'nikov N.V., Surkov V.S., et al. Riphean sedimentary basins of the East Siberian province and their oil and gas potential. In: *Osadochnyye basseiny i neftegazosnost'*:



materialy XXVIII sessii Mezhdunar. geol. kongressa = *Sedimentary basins and oil and gas potential: proceedings of the 28th session of the International Geological Congress*. 09–19 July 1989, Moscow. Moscow: Nauka; 1989, p. 5-12. (In Russ.). EDN: YUKZBQ.

20. Timoshina I.D. *Geochemistry of organic matter of oil-producing rocks and oils of the Upper Precambrian of the south of Eastern Siberia*. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2005, 166 p. (In Russ.). EDN: QKFJBX.

21. Lemesenko M.N., Zhukovskaya E.A., Varaksina I.V. Relationship between oil saturation of carbonate reservoirs and processes of void space formation (on example of ancient deposits of Eastern Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2013;323(1):93-99. (In Russ.). EDN: RAFBLZ.

22. Varaksina I.V., Ivanova N.A. Lithofacial characteristic and reservoir potential of the Osinsky productive horizon of the Bolshetirsk deposit (Eastern Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022;333(7):54-63. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/7/3521>. EDN: ZQQILK.

Информация об авторе / Information about the author



Рапацкая Лариса Александровна,

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
профессор кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

✉ raplarisa@yandex.ru

<https://orcid.org/0009-0004-7531-5004>

Larisa A. Rapatskaya,

Cand. Sci. (Geol. & Mineral.), Associate Professor,
Professor of the Department of Oil and Gas Engineering,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

✉ raplarisa@yandex.ru

<https://orcid.org/0009-0004-7531-5004>

Вклад автора / Contribution of the author

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

The author declares no conflicts of interests.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by the author.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 13.06.2024; одобрена после рецензирования 02.09.2024; принята к публикации 18.09.2024.

The article was submitted 13.06.2024; approved after reviewing 02.09.2024; accepted for publication 18.09.2024.