

ДИФФЕРЕНЦИРОВАННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БОРТОВ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А. И. Калинин¹, А. И. Сивцев^{2*}

¹Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук», обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия

²Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия

*maraday@yandex.ru

Аннотация

Отмечена актуальность вопроса наращивания объемов сырьевой базы углеводородов в Вилюйской синеклизе для экстенсивного развития нефтегазодобывающих компаний. Кратко даны литолого-стратиграфическая характеристика верхнепалеозойско-мезозойских отложений синеклизы и их история геологического развития. Выделены основные нефтегазоматеринские толщи и связанные с ними нефтегазоносные комплексы. На основе пространственно-временной модели истории погружения осадочных пород Вилюйской синеклизы ретроспективно определены градации катагенеза и интенсивность генерации нефти и газа по пермским и нижнеюрским нефтематеринским отложениям. Количественно оценен потенциал нефтегазогенерации пермских и нижнеюрских нефтематеринских отложений в 100 млрд. тонн условных углеводородов. С учетом коэффициента аккумуляции сделан вывод, что на территории Вилюйской синеклизы можно обнаружить месторождения с суммарными запасами до 10 млрд. тонн условных углеводородов. С позиций близости от зон генерации и заполненности под замок близлежащих месторождений на антиклинальных структурах в качестве наиболее перспективного на обнаружение газовых месторождений выделена территория северо-западного борта Вилюйской синеклизы. Предположено, что здесь возможно развитие двух типов ловушек на структурах выклинивания: на перекрытии пермо-триасовых резервуаров нижнеюрскими глинистыми отложениями; на угловых несогласиях между пермскими и триасовыми отложениями. Исходя из выявленной В.Д. Наливкиным (1971) приуроченности нефтяных месторождений к унаследованным структурам выделены прилегающие к Вилюйской синеклизе склоны Сунтарского, Мунского и Якутского сводов как территории перспективные на обнаружение месторождений нефти. Приведены прямые и косвенные показатели перспектив нефтеносности указанных территорий. Подчеркнута необходимость постановки первоочередных геологоразведочных работ на рекомендованных территориях для ускоренного воспроизводства сырьевой базы углеводородов в Вилюйской синеклизе.

Ключевые слова: Вилюйская синеклиза, сырьевая база углеводородов, нефтегазоматеринские отложения, история геологического развития, пермские отложения, нижнеюрские отложения, катагенез, генерация битумоидов, перспективы нефтегазоносности

Для цитирования: Калинин А.И., Сивцев А.И. Дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности бортов Вилюйской синеклизы. *Вестник СВФУ*. 2025;(4): 25-43. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-25-43

DIFFERENTIATED ASSESSMENT OF THE OIL AND GAS POTENTIAL OF THE SIDES OF THE VILYUI SYNECLISE

Alexander I. Kalinin¹, Aleksei I. Sivtsev^{2*}

¹Federal Research Center “Yakutsk Scientific Center of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences”, separate division Institute of Oil and Gas Problems SB RAS,
Yakutsk, Russia

² M.K. Ammosov North-eastern Federal University, Yakutsk, Russia
*maraday@yandex.ru

Abstract

The urgency of the issue of increasing the volume of the hydrocarbon raw material base in the Vilyui syncline was noted. The lithological and stratigraphic characteristics of the Upper Paleozoic-Mesozoic syncline deposits and are briefly given. The main oil and gas complexes are identified. Based on a model of the history of sedimentary rock subsidence in the Vilyui syncline, the gradations of catagenesis and the intensity of oil and gas generation on the Permian and Lower Jurassic oil source deposits were determined. The potential of oil and gas generation of the Permian and Lower Jurassic oil source deposits was quantified. Taking into account the accumulation coefficient, it is concluded that deposits with total reserves of up to 10 billion tons of conditional hydrocarbons can be found on the territory of the Vilyui syncline. The territory of the north-western side of the Vilyui syncline was identified as the most promising for the discovery of gas fields. It is assumed that two types of traps on pinching-out structures may develop here. Based on the identification by V. D. Nalivkin (1971) of the confinedness of oil fields with inherited structures, the slopes of the Suntar, Munsky, and Yakut arches adjacent to the Vilyui syncline as promising territories for the discovery of oil deposits were identified. The direct and indirect indicators of the oil content prospects of these territories are given. The need to queue up first-priority geological exploration in the recommended territories in the Vilyui syncline was emphasized.

Keywords: Vilyui syncline, hydrocarbon raw material base, oil and gas source formations, history of geological development, Permian deposits, Lower Jurassic deposits, catagenesis, bitumoid generation, oil and gas content prospects

For citation: Kalinin A.I., Sivtsev A.I. Differentiated assessment of the oil and gas potential of the sides of the Vilyui syncline. *Vestnik of North-Eastern Federal University. Earth Sciences*. 2025;(4): 25-43. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-25-43

Введение

В настоящее время в пределах Вилуйской синеклизы открыто 11 газовых и газоконденсатных месторождений с суммарными геологическими запасами природного газа около одного трлн.м³. При этом Матахское месторождение по отдельным залежам выработано, а Средневилуйское находится на второй стадии разработки. Среднетюнгское месторождение разрабатывается незначительными объемами (до 5 млн.м³ в год) по локальному участку принадлежащей АО «Сахатранснефтегаз». Нижневилуйское, Бадаранское, Соболах-Неджелинское, Толонское, Эвальда Туги, Хайлахское, Нижнетюкянское и Андылахское месторождения находятся на различных стадиях разведки.

Сырьевая база разрабатываемых месторождений Вилуйской синеклизы служит надежным источником энергетического сырья для центральных районов Республики Саха (Якутия). Вместе с тем ограниченность рынка потребления и закрытость газотранспортной сети не позволяют в полной мере монетизировать газовые активы разрабатываемых месторождений, и вовлекать в разработку разведываемые месторождения. Для обеспечения инвестиционных проектов по выходу на внешние рынки реализации газа Вилуйской синеклизы необходимо существенное увеличение запасов углеводородного сырья.

В рамках данной работы предпринята попытка оценки потенциального углеводородного потенциала верхнепалеозойско-мезозойских отложений Вилуйской синеклизы на основе объемно-генетического метода.

Краткая характеристика геологического строения и нефтегазоносности

Согласно действующей схемы нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы Вилуйская синеклиза входит в состав Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции. Она представляется как одна из самых крупных и глубоких депрессий востока Сибирской платформы. В тектоническом плане Вилуйская синеклиза на юге граничит Алданской антеклизой, на юго-западе – с Предпатомским прогибом, на западе – с Непско-Ботуобинской антеклизой, на северо-западе – с Сюджерской седловиной, на севере – с Анабарской антеклизой, на востоке плавно переходит в Предверхоанский прогиб (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная тектоническая схема Вилуйской синеклизы

Условные обозначения: 1 – Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция; 2 – Западно-Вилуйская нефтегазоносная область Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; границы: 3 – надпорядковых структур, 4 – структур I-II порядка; месторождения: 5 – газоконденсатные, 6 – газовые, обозначение тектонических элементов: ЛВ – Логлорский мегавал, ТВ – Тангнарынская впадина, ХВ – Хапчагайский мегавал.

Fig. 1. Overview tectonic scheme of the Vilyui syneclise

Symbols: 1 – Lena-Vilyui oil and gas province; 2 – West-Vilyui oil and gas area of the Lena-Tunguska oil and gas province; boundaries: 3 – superorder structures, 4 – structures of the I-II order; deposits: 5 – gas-condensate, 6 – gas, designation of tectonic elements: LM – Loglor megaswell, TD – Tangnaryn depression, KM – Khapchagai Megaswell.

Бурением разрез Вилуйской синеклизы изучен на глубину 6519 м до верхнекаменноугольных отложений и сложен толщами неравномерного переслаивания терригенных пород морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. На рисунке 2 представлено стратиграфическое расчленение разреза скважины № 27, пробуренной в пределах центральной части Средневилуйского газоконденсатного месторождения.

В позднепалеозойско-раннемезозойское время это была территория приморской низменности, периодически становившаяся ареной режима накопления морских и мелководно-морских отложений (отдельные пласты каменноугольного, пермского, триасового и юрского возрастов)

и пород континентального генезиса аллювиальных, озерно-болотных фаций. Существенная часть разреза континентальных отложений является угленосной. Для всех частей разреза характерно возрастание толщин отложений при движении с запада на восток, а также к осевой части синеклизы от ее северного и южного бортов. Суммарная толщина отложений этого возраста достигает 6-7 км в восточной части.

В структурно-историческом плане синеклизы в позднем палеозое – нижнем мезозое представляла собой континентальную часть позднепалеозойской-нижнемезозойской пассивной континентальной окраины Оймяконского океанического бассейна [1, 2] Отличительной чертой для морских и прибрежно-морских отложений разреза синеклизы является их фациальная выдержанность (неджелинская, таганджинская и мономская свиты нижнего триаса, сунтарская свита нижней юры).

стратиграфическая шкала				СКВ. 27	толщины, м
система	отдел	ярус	серия		
			свита, подсвита, толща		
			альтитуда	103,5	
	вер.	K _{2s}	тимердяхская	509	
меловая	нижний	K _{1al}	хатырыкская		
		K _{1a}	эксенняхская		
		K _{1n}	батылыкская	698	189
юрская	верхний	J _{3n} J _{3v}	бергеинская	1047	349
		J _{3o} J _{3km}	марыкчанская	1167	120
			нижневиллюйская	1282	115
	ниж., сред.	J _{2a} J _{2bt} J _{2k}	якутская	1419	137
			сунтарская	1451	32
		J _{1h} J _{1p} J _{1t}	кызыл-сырская	1647	196
триасовая	с-в	T _{2a} -T _{3k}	тулурская	2336	689
		T _{1o}	мономская	2465	129
	нижний	T _{1i}	таганджинская	2686	403
			неджелинская	2922	54
пермская	верхний	P _{2u} -P _{2kz}	хапчагайская		
			тарагайская	3226	304
			кюндейская	3480	254
			харыйакская	3887	407
	нижний	P _{1a} -P _{1k}	хомустахская	4305	418
			кубалангдинская	4696	391
			харбалахская	5143	447
			чочоская	5663	520
кам.	верх.	C _{3k} -C _{3g}	юнжурская	6073	410
			юрэнская	вск. 446	
			ЗАБОЙ	6519	

Рис. 2. Стратиграфический разрез скважины № 27

Fig. 2. Stratigraphic section of well No. 27

В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской синеклизы выделяются пермотриасовый, нижнетриасовый и нижнеюрский основные продуктивные комплексы. Наибольшее количество месторождений и, соответственно запасов газа и конденсата сосредоточено в Хапчагайском и Логлорском валах – относительно хорошо изученных территориях. Тематическими исследованиями были показаны незначительные по толщине и запасам нефтяные оторочки в ряде месторождений Хапчагайского мегавала с суммарными геологическими запасами нефти около 50 млн. тонн [3, 4].

Геотермическими исследованиями [5] установлено, что мощность толщи мерзлых пород в пределах Вилуйской синеклизы варьирует от 50 до 680 м. Отмечается увеличение толщины мерзлых пород на северном и западном направлениях.

Основными нефтегазоматеринскими отложениями в Вилуйской синеклизе считаются пермские отложения. Исследованию рассеянного органического вещества пермских отложений Вилуйской синеклизы посвящены работы ряда исследователей [1, 6-8]. Кроме того, определенный потенциал по генерации УВ связывается с нижнеюрскими отложениями [9-11].

На основе материалов глубокого бурения и данных сейсморазведки были построены ретроспективные структурные карты пермских и нижнеюрских отложений на определенные стратиграфические уровни и даны оценки их генерационного потенциала.

Пространственно-временная модель истории погружения нефтематеринских отложений Вилуйской синеклизы

Пермские отложения. Пермское время

В пермское время осадконакопление происходило в условиях аккумулятивной равнины. В раннепермскую эпоху равнина периодически представляла собой опресненный морской бассейн [1]. В конце пермского периода территория становится ареной накопления паралической угленосной формации. Толщина пермских отложений достигает 4 км и более. Всего в пермское время отложилось порядка 249483 км³ осадков. В это время, возможно с захватом позднекаменноугольного времени, происходило заложение современной Вилуйской синеклизы. Отличительной чертой тектонических движений этой стадии является их глыбовый характер по системам глубинных разломов. Происходит интенсивное погружение центральной осевой части Вилуйской синеклизы.

Градации катагенеза и интенсивность генерации нефти и газа по глубинным интервалам оценены с учётом результатов исследований А.Э. Конторовича [13] – рис. 3.

На рис. 4 представлена динамика катагенетических преобразований РОВ и пород пермского возраста. Здесь палеотемпературы и значения коэффициента открытой пористости (Кп) определялись по методике [1].

В конце пермского времени отложения перми в пределах преобладающей части Вилуйской синеклизы не вышли из подстадии ПК – более 84 % от всего объема. Только в осевой части синеклизы в область градаций МК₁ и МК₂ попадало 37408 км³ осадков перми, что составляло всего около 15 % от всего объема пермских отложений. МК₃ – 0,5 %. В устьевой части современного р. Вилуя совсем незначительная нижняя часть разреза пермских отложений находилась на глубинах растворения песчаников (менее 0,01 %). Степень постседиментационного преобразования пермских песчаников на конец пермского времени было невысокой – они не вышли из зоны механического уплотнения (градиент снижения Кп/1000м 7-9 %), коэффициент открытой пористости (Кп) на глубинах до 3 км – 20-25 % (рис. 4).

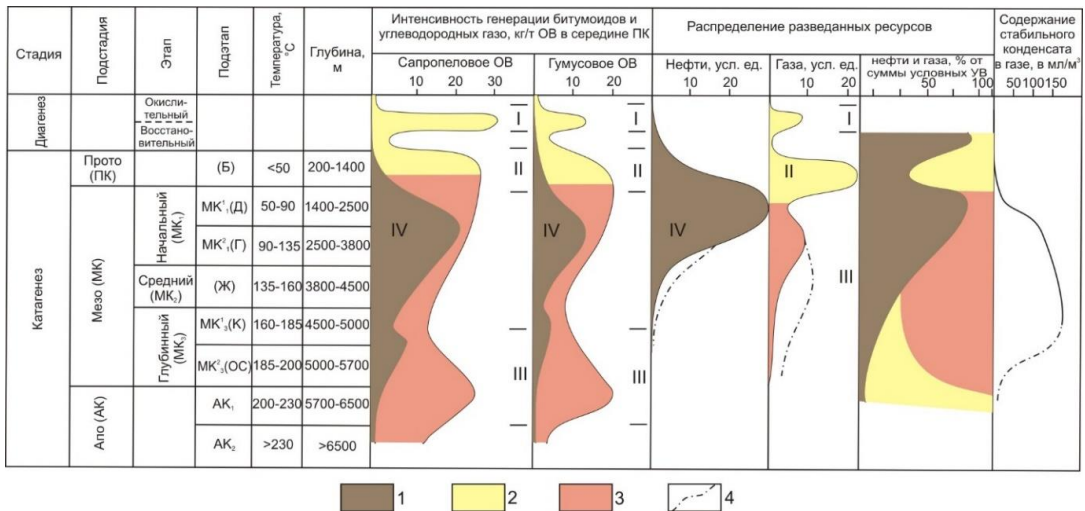


Рис. 3. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратиферу. Составили А.Э. Конторович, А.А. Трофимук (1976) с использованием материалов А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича и др.

Условные обозначения: 1 – нефть и битумоиды; 2,3 – углеводородные газы: 2 – CH_4 , 3 – $\text{C}_2\text{H}_6\text{-C}_5\text{H}_{12}$; 4 – предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубин 1-3 км, I – диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II – верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления; III – глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV – главная зона нефтеобразования.

Fig. 3. The intensity of oil and gas generation and the distribution of their resources in the stratosphere.

Compiled by A.E. Kontorovich, A.A. Trofimuk (1976) using materials by A.M. Akramkhodzhaev, N.B. Vassoevich, et al.

Symbols: 1 – oil and bitumoids; 2,3 – hydrocarbon gases: 2 – CH_4 , 3 – $\text{C}_2\text{H}_6\text{-C}_5\text{H}_{12}$; 4 – estimated resource distribution when the exploration degree reaches depths of 1-3 km, I – diagenetic zone of intense gas formation and zone of accumulation of gas hydrates; II – upper zone of intensive gas formation and gas accumulation; III – deep zone of intensive gas formation and gas accumulation; IV – the main oil formation zone.

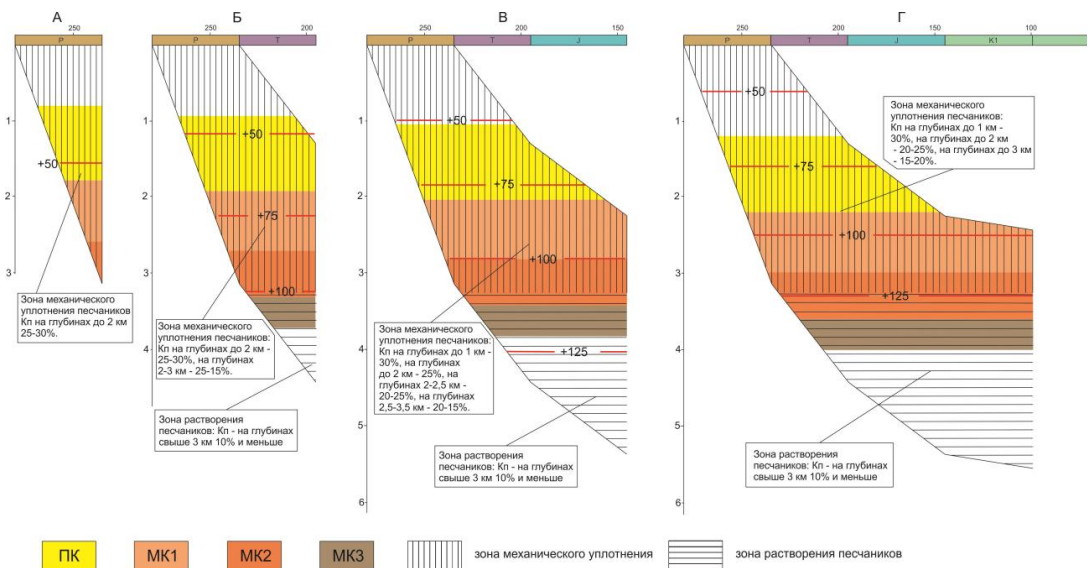


Рис. 4. Динамика катагенетических преобразований РОВ и пород пермского возраста.

Условные обозначения: а) окончание пермской седиментации, б) окончание триасовой седиментации, в) окончание юрской седиментации, г) окончание нижнемеловой седиментации (по Сафронову А.Ф., 1992).

Fig. 4. Dynamics of catagenetic transformations of dispersed organic matter and Permian rocks.

Symbols: а) end of the Permian sedimentation, б) end of the Triassic sedimentation, в) end of the Jurassic sedimentation, д) end of the Lower Cretaceous sedimentation (according to Safronov A.F., 1992).

Исходя из толщин пермских отложений Вилуйской синеклизы (рис. 5) определены объемы пермских отложений (программное обеспечение Surfer 8) испытавших термобарические условия стадий катагенеза от МК₁ до МК₃ на окончание пермской седиментации:

ПК₁ (1200-2200 м) – 60324 км³

МК₁ (2200-3000 м) – 29639 км³

МК₂ (3000-3600 м) – 7768 км³

МК₃ (3600-4000 м) – 1365 км³

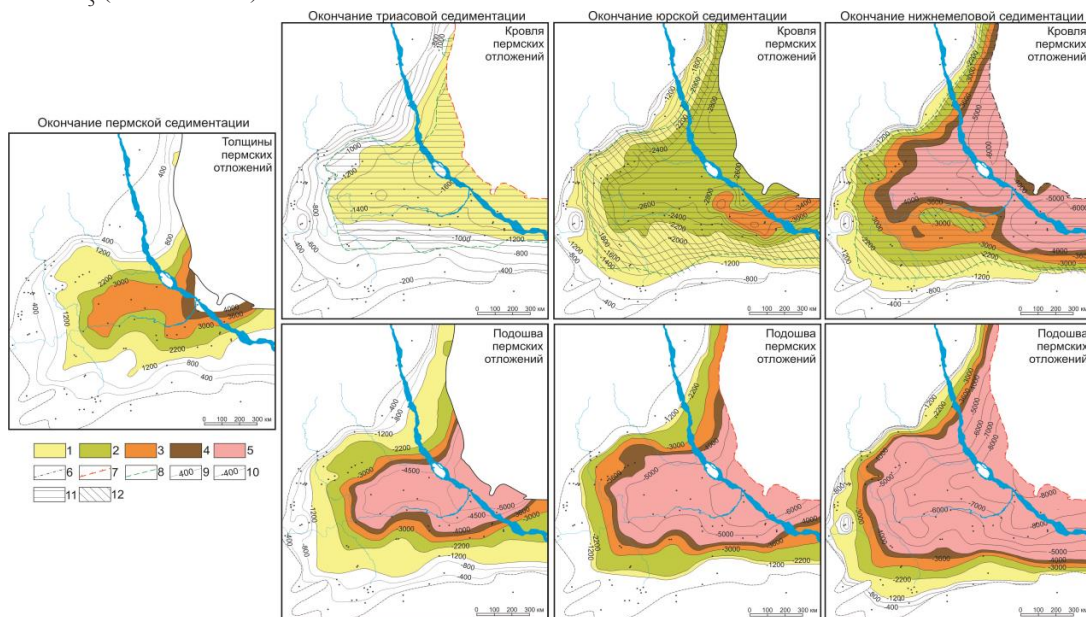


Рис. 5. Динамика изменения структурных планов подошвы и кровли пермских отложений Вилуйской синеклизы в позднепалеозойско-мезозойское время с приведением катагенетических уровней их преобразования.

Условные обозначения: градации катагенеза: 1 – ПК, 2 – МК₁, 3 – МК₂, 4 – МК₃, 5 – зона растворения песчаников, 6 – линия выклинивания пермских отложений, 7 – современная граница складчатой области, 8 – проекция главной зоны нефтеобразования по подошве пермских отложений, 9 – изолинии равных толщин и их величина, 10 – изолинии глубин залегания, 11 – главная зона нефтеобразования, 12 – потенциальные зоны нефтенакопления.

Fig. 5. Dynamics of changes in the structural plans of the bottom and roof of the Permian deposits of the Vilyui syncline in the Upper Paleozoic-Mesozoic time with the catagenetic levels of their transformation.

Symbols: 1 – PC, 2 – MC₁, 3 – MC₂, 4 – MC₃, 5 – the sandstone dissolution zone, 6 – the wedging line of the Permian sediments, 7 – the modern boundary of the folded area, 8 – projection of the main oil formation zone along the bottom of the Permian sediments, 9 – isolines of equal thickness and their size, 10 – depth isolines, 11 – the main oil formation zone, 12 – potential oil accumulation zones.

Пермские отложения. Триасовое время

В раннем триасе накопление осадков происходило преимущественно в условиях мелководного опресненного морского бассейна, в среднем-позднем триасе – преимущественно в условиях прибрежной аллювиальной равнины [1]. Толщина триасовых отложений составляет 3-3,5 км. Стадия характеризуется общим погружением Вилуйской синеклизы.

В пределах синеклизы практически в современных границах обособляется и интенсивно развивается Линденская впадина. В это время начинает проявляться территория современной Лунхино-Келинской впадины. На месте заложившегося в позднем палеозое крупного поперечного Хапчагай-Тангнаринского поднятия в триасе обособился структурный выступ, пространственно совпадающий с местоположением современного Хапчагайского мегавала. На северо-

западном борту синеклизы слабоамплитудными структурами проявились Сыангдинская полу-впадина и Среднетюнгский структурный мыс [14].

В конце триасового времени (примерно через 40 млн. лет после завершения пермского осадконакопления) на грациях $МК_1$ и $МК_2$ находилась треть объема пермского разреза (34 %), в $МК_3$ – 6,5 %, в центральной части на глубины растворения песчаников опустилось около 9,5 % отложений перми. Не вышли из подстадии ПК 50 % пермо-триасовых отложений, из которых на триасовые отложения приходится около 7 % (43 % + 7 %). Преобладающая часть пермских отложений Вилуйской синеклизы, находились все еще в зоне механического уплотнения – Кп – 25-30 % на глубинах до 2 км и 15-25 на глубинах 2-3 км (рис. 3). Только 16 % осадков в нижней части разреза опустилось в зону растворения песчаников с пористость 10 % и менее.

Ретроспективные реконструкции динамики погружения пермских отложений Вилуйской синеклизы на конец триасового времени (рис. 5) позволили определить объем пермских отложений, испытавших термобарические условия стадий катагенеза от $МК_1$ до $МК_3$:

$ПК_1$ (1200-2200 м) – 86757 км³

$МК_1$ (2200-3000 м) – 54992 км³

$МК_2$ (3000-3600 м) – 30182 км³

$МК_3$ (3600-4000 м) – 16286 км³

Пермские отложения. Юрское время

Доверхнеюрское время седиментация происходила в условиях прибрежной равнины, периодически заливавшейся мелководным нормально-соленым морем [1]. Широкое площадное распространение юрских отложений свидетельствует о расширении бассейна осадконакопления в этот период развития. На востоке от рассматриваемой территории в конце юры начинает формироваться Северо-Верхоянский мегантиклинорий, обуславливая накопление лимнической угленосной формации в пределах Вилуйской синеклизы. Толщина юрских отложений сравнительно небольшая 1,2-1,6 км, в самых пониженных участках возможно до 2 км. Морфологически обособливаются Логлорский и Байский структурные мысы, начинает оформляться Быраканский структурный мыс. Более интенсивному опусканию подвергается территория современной Лунхино-Келинской впадины. В целом юрский период характеризуется относительно слабой тектонической активностью [14].

В конце юрского периода (через примерно 80 млн. лет после завершения пермского осадконакопления) пермские отложения на глубинах, соответствующих грациям катагенеза РОВ $МК_1$ и $МК_2$ находилось чуть более 40 % пермских отложений. Кп сохраняются все еще достаточно высокими – на глубинах до 3,5 км – Кп 15-20 % (рис. 4).

Ретроспективные реконструкции динамики погружения пермских отложений Вилуйской синеклизы на конец юрского времени (рис. 5) позволили определить объем пермских отложений, испытавших термобарические условия стадий катагенеза от $МК_1$ до $МК_3$:

$ПК_1$ (1200-2200 м) – 29786 км³

$МК_1$ (2200-3000 м) – 54730 км³

$МК_2$ (3000-3600 м) – 47285 км³

$МК_3$ (3600-4000 м) – 26434 км³

Пермские отложения. Раннемеловое время

Это время захлопывания Оймяконского океанического бассейна в результате коллизии Сибирского континента со структурой Колымо-Омолыйского блока, в результате которой произошли скупивание и деформация осадочной линзы восточной пассивной континентальной востока Сибирского континента [1, 2].

В конце раннемелового времени (примерно через 130 млн. лет после завершения пермской седиментации) глубинная зональность катагенетической пермских отложений была примерно следующей: ПК – 1200-2200 м, $МК_1$ – 2200-3000 м, $МК_2$ – 3000-3600 м, на глубинах до 4000 м – $МК_3$. Всего на стадиях $М_1$ и $МК_2$ находилось уже всего 14 % осадков перми.

В течение раннемелового времени песчаники пермского возраста, погруженные на глубины свыше 3300-3500 м подвергаются процессам перекристаллизации, формирования мозаичных структур, происходит трансформация монтмориллонитов через смешанослойную фазу в гидрослюда – градиент снижения Кп 3-4 % /1000м, Кп – не выше 10 % (рис. 4).

И так, в течение, как минимум, почти 100-130 млн лет весь объем пермских отложений Вилуйской синеклизы находился в термобарических условиях генерации жидких УВ.

Ретроспективные реконструкции динамики погружения пермских отложений Вилуйской синеклизы на конец нижнемелового времени (рис. 5) позволили определить объем пермских отложений, испытавших термобарические условия стадий катагенеза от МК₁ до МК₃:

ПК₁ (1200-2200 м) – 10769 км³

МК₁ (2200-3000 м) – 15804 км³

МК₂ (3000-3600 м) – 20286 км³

МК₃ (3600-4000 м) – 16628 км³

Нижнеюрские отложения (сунтарская свита). Юрское время

Особенности осадконакопления в Вилуйской синеклизе в юрское время приведены выше – в истории погружения пермских отложений. Степень постседиментационного преобразования юрских песчаников на конец юрского времени было невысокой – они не вышли из зоны механического уплотнения (градиент снижения Кп/1000м 7-9 %), коэффициент открытой пористости (Кп) на глубинах до 1,6 км – 25-30 % (рис. 6).

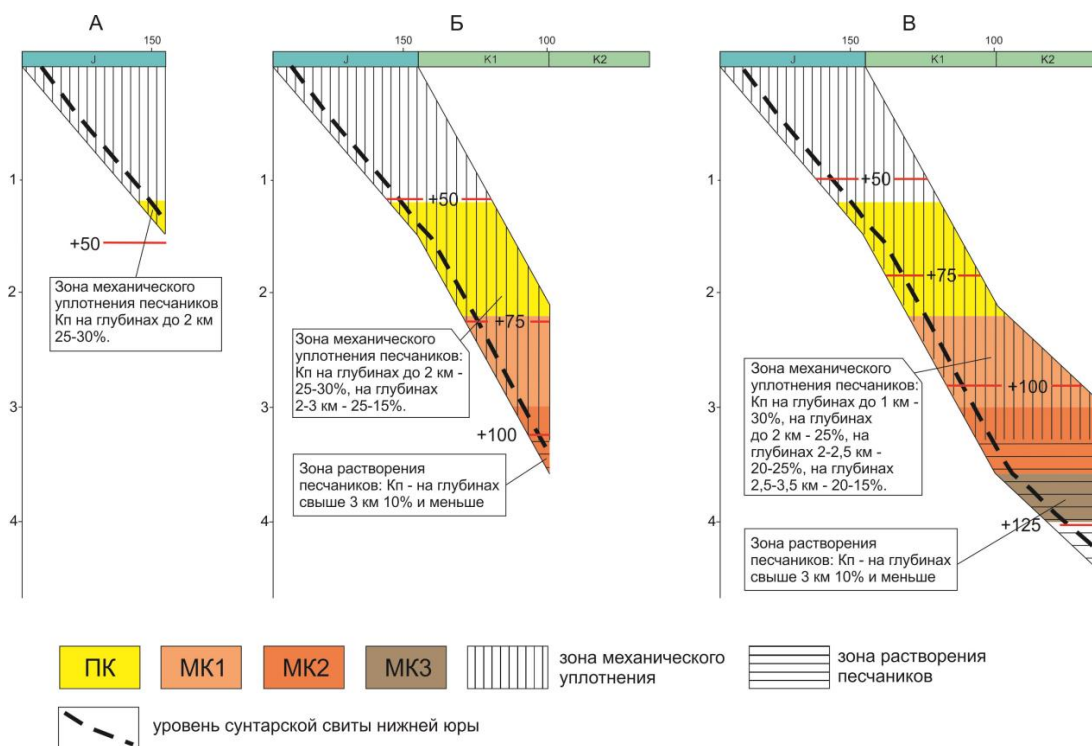


Рис. 6. Динамика катагенетических преобразований РОВ и пород юрского (сунтарской свиты) возраста.

Условные обозначения: а) окончание юрской седиментации, б) окончание нижнемеловой седиментации, в) окончание меловой седиментации (по Сафронову А.Ф., 1992).

Fig. 6. Dynamics of catagenetic transformations of dispersed organic matter and rocks of the Jurassic (Suntar formation) age.

Symbols: a) end of the Jurassic sedimentation, b) end of the Lower Cretaceous sedimentation, c) end of the Cretaceous sedimentation (according to Safronov A.F., 1992).

Всего в объеме сунтарской свиты в пределах границ современной Вилуйской синеклизы было отложено 11 763 км³ осадков. В конце юрского периода развития в подстадию ПК вошли только 544,7 км³ осадков сунтарской свиты (4,6 %). Стадию МК₁ ни один кубометр сунтарской свиты еще не вошел:

ПК₁ (1200-2200 м) – 544,7 км³.

Нижнеюрские отложения (сунтарская свита). Раннемеловое время

Особенности осадконакопления в Вилуйской синеклизе в раннемеловое время приведены выше – в истории погружения пермских отложений.

В конце раннемелового времени глубинная зональность катагенетической юрских отложений была примерно следующей: ПК – 1200-2200 м, МК₁ – 2200-3000 м, МК₂ – 3000-3600 м, на глубинах до 4000 м – МК₃ [1].

Преобладающая часть юрских отложений Вилуйской синеклизы, находились в зоне механического уплотнения – Кп – 25-30 % на глубинах до 2 км и 15-25 на глубинах 2-3 км (рис. 6). Только 4,7 % осадков в нижней части разреза опустилось в зону растворения песчаников с пористостью 10 % и менее.

На окончание раннемеловой седиментации на подстадии ПК находилось почти треть осадков сунтарской свиты (3645 км³ – 31 %), на стадиях МК₁+МК₂ находилась четверть осадков сунтарской свиты (3007 км³ – 25,6 %). В МК₃ – 600 км³ (5,1 %). На глубины более 4 км и более опустилось 562 км³ (4,7 %) отложений сунтарской свиты. Остальная треть (3949 км³ – 33,6 %) не достигла глубины 1200 м.

Ретроспективные реконструкции динамики погружения сунтарской свиты на конец раннемелового времени¹ (рис. 7) позволили определить объемы сунтарской свиты, испытавших термобарические условия стадий катагенеза от МК₁ до МК₃:

ПК₁ (1200-2200 м) – 3645 км³

МК₁ (2200-3000 м) – 2184 км³

МК₂ (3000-3600 м) – 823 км³

МК₃ (3600-4000 м) – 600 км³

Нижнеюрские отложения (сунтарская свита). Позднемеловое время

Время завершения замыкания Верхоянья с образованием горных сооружений. Образования маастрихтского возраста (линденская свита), завершающие мезозойский цикл осадконакопления, выделяются в каолинит-кварцевую формацию и сложены отложениями, напоминающими кору выветривания. Это свидетельствует о наступлении режима тектонической стабилизации в центральной части синеклизы в поздне меловое время. Современная максимальная мощность верхнемеловых отложений составляет порядка 1,25 км (Линденская впадина). С учетом эрозионного сноса в 0,5-1,0 установленного в результате изучения отражательной способности витринита [15] для территории Вилуйской синеклизы на конец мелового времени толщины увеличиваем до 1,75-2,25 км.

В конце мелового времени глубинную зональность катагенетической юрских отложений остается на уровнях: ПК – 1200-2200 м, МК₁ – 2200-3000 м, МК₂ – 3000-3600 м, на глубинах до 4000 м – МК₃ [1].

На окончание меловой седиментации на подстадии ПК находилось пятая часть осадков сунтарской свиты (2528 км³ – 21,4 %), почти треть на стадиях МК₁+МК₂ (3524 км³ – 30 %). В МК₃ – 600 км³ (5,4 %). На глубины 4 км и более опустилось 1385 км³ (11,7 %) отложений сунтарской свиты. Остальная треть (3726 км³ – 31,5 %) не достигла глубины 1200 м. Кп сохраняются все еще достаточно высокими – на глубинах до 3,5 км – Кп 15-20 % (рис. 6).

¹ Подошву сунтарской свиты построили путем добавления толщин кызылсырской свиты (аналогов) на палеогеографической карте по подошве юрских отложений на конец нижнего мела. Для кровли путем добавления толщин кызылсырской и сунтарской свит

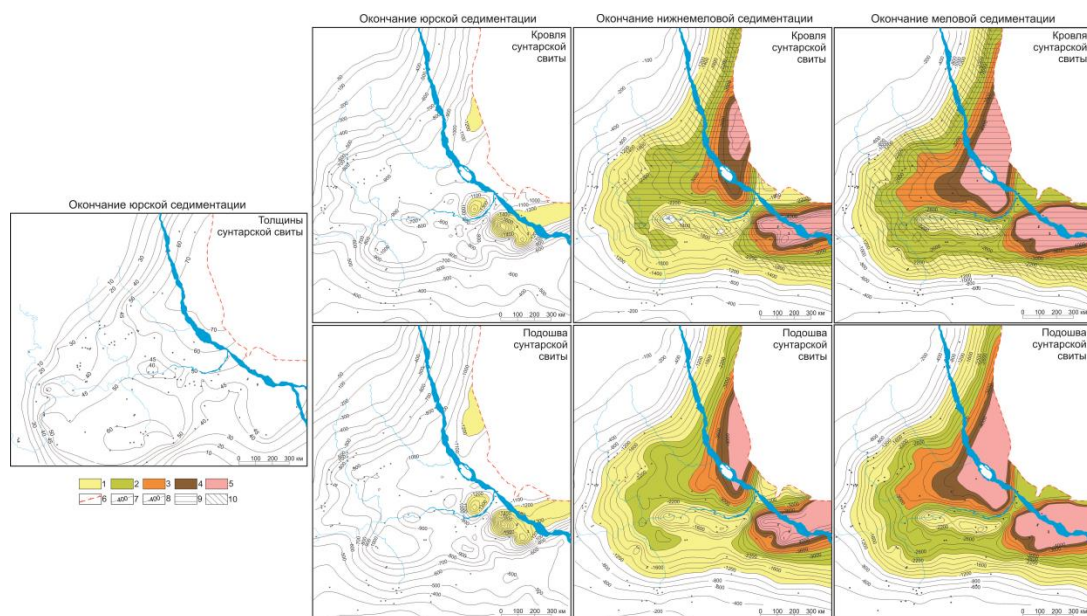


Рис.7. Динамика изменения структурных планов подошвы и кровли сунтарской свиты нижней юры в позднемезозойское время с приведением катагенетических уровней ее преобразования.

Условные обозначения: 1 – ПК, 2 – МК₁, 3 – МК₂, 4 – МК₃, 5 – зона растворения песчаников, 6 – современная граница складчатой области, 7 – изолинии равных толщин и их величина, 8 – изолинии глубин залегания, 9 – главная зона нефтеобразования, 10 – потенциальные зоны нефтенакопления.

Fig 7. Dynamics of changes in the structural plans of the bottom and roof of the Suntar formation of the Lower Jurassic in the Upper Paleozoic-Mesozoic time with the catagenetic levels of their transformation.

Symbols: 1 – PC, 2 – MC₁, 3 – MC₂, 4 – MC₃, 5 – the sandstone dissolution zone, 6 – the modern boundary of the folded area, 7 – isolines of equal thickness and their size, 8 – depth isolines, 9 – the main oil formation zone, 10 – potential oil accumulation zones.

Таким образом, в течение, как минимум, почти 100 млн. лет большая половина объема сунтарской свиты Вилуйской синеклизы находилась в термобарических условиях генерации жидких УВ.

Ретроспективные реконструкции динамики погружения сунтарской свиты на конец мелового времени (рис. 7) позволили определить объемы сунтарской свиты, испытавших термобарические условия стадий катагенеза от МК₁ до МК₃:

ПК₁ (1200-2200 м) – 2528 км³

МК₁ (2200-3000 м) – 2351 км³

МК₂ (3000-3600 м) – 1173 км³

МК₃ (3600-4000 м) – 640 км³

Расчет количества объемов генерации битумоидов

Для расчёта коэффициентов эмиграции нефти и объёмной плотности массы, эмигрировавших битумоидов (микроневти) из материнских пород пермских и нижнеюрских отложений, были использованы данные геохимических исследований (табл. 1). Коэффициенты эмиграции нефти рассчитаны по уравнениям материального баланса [16; 17]; а плотности массы эмигрировавших битумоидов по уравнению [13]

Таблица 1

Коэффициенты нефтеотдачи и объёмная плотность массы эмигрировавших битумоидов из материнских пород верхнепалеозойско-мезозойских отложений, кг/м³ породы

Table 1

Oil recovery coefficients and the volume mass density of migrated bitumoids from source rocks of the upper paleozoic-mesozoic sediments, kg/m³ of rock

Возраст	Глубина, м	Стадия катагенеза	Коэффициент отдачи микронепти	Q _{эм} , кг/м³
J ₁	1000-2380	МК ₁ (Д)	0,55	0,69
	2380-3000	МК ₂ (Г)	0,64	0,77
Р	2747- 3238	МК ₁ (Д)	0,49	0,23
	2835- 3350	МК ₂ (Г)	0,73	0,63
	3370- 3546	МК ₃ (Ж)	0,79	0,72

Исходя из полученных объемов пород в различных градациях катагенеза и объемной плотности массы эмигрировавших битумоидов рассчитаны количества эмигрировавших битумоидов по пермским и юрским отложениям (таблицы 2 и 3). Изученность (вскрытость) пермских отложений не позволяет выделить отдельные нефтематеринские толщи. Поэтому к условно нефтематеринским отнесли все отложения кроме песчаников и близких к песчаникам разностям пород по разрезу скважины № 27, пробуренной в центральной части Средневилуйского месторождения.

Таблица 2

Объемы эмиграции битумоидов из пермских отложений

Table 2

Volumes of bitumoid generation from the permian deposits

	Объем отложений по Градациям катагенеза	Q _{эм} , кг/м ³	Количество эмигрировавших битумоидов, млн. тонн
Пермские отложения в конце перми	ПК ₁ (1200-2200 м) – 60324 км ³	МК ₁ – 0,23 МК ₂ – 0,63 МК ₃ – 0,72	6816,97 4893,84 982,8
	МК ₁ (2200-3000 м) – 29639 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 7768 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 1365 км ³		
Пермские отложения в конце триаса	ПК ₁ (1200-2200 м) – 86757 км ³	МК ₁ – 0,23 МК ₂ – 0,63 МК ₃ – 0,72	12648,16 19014,66 11725,92
	МК ₁ (2200-3000 м) – 54992 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 30182 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 16286 км ³		
Пермские отложения в конце юры	ПК ₁ (1200-2200 м) – 29786 км ³	МК ₁ – 0,23 МК ₂ – 0,63 МК ₃ – 0,72	12648,16 29789,55 19032,48
	МК ₁ (2200-3000 м) – 54730 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 47285 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 26434 км ³		
Пермские отложения на современном этапе	ПК ₁ (1200-2200 м) – 10769 км ³	МК ₁ – 0,23 МК ₂ – 0,63 МК ₃ – 0,72	3634,92 12780,18 11972,16
	МК ₁ (2200-3000 м) – 15804 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 20286 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 16628 км ³		
ИТОГО			145939,8
С учетом песчаности 0,35*			94860,87

*Песчаность установлена по разрезу скв. № 27 Средневилуйской площади.

Таблица 3

Объемы эмиграции битумоидов из юрских (сунтарская свита) отложений

Table 3

Volumes of bitumoid generation from the jurassic (suntar formation) sediments

	Объем отложений по Градациям катагенеза	$Q_{эм}$, кг/м ³	Количество эмигрировавших битумоидов, млн. тонн
Юрские отложения в конце юры	ПК ₁ (1200-2200 м) – 544,7 км ³	МК ₁ – 0,69 МК ₂ – 0,77	0 0
	МК ₁ (2200-3000 м) – 0 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 0 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 0 км ³		
Юрские отложения в конце раннего мела	ПК ₁ (1200-2200 м) – 3645 км ³	МК ₁ – 0,69 МК ₂ – 0,77	1506,96 633,71
	МК ₁ (2200-3000 м) – 2184 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 823 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 600 км ³		
Юрские отложения в конце мела	ПК ₁ (1200-2200 м) – 2528 км ³	МК ₁ – 0,69 МК ₂ – 0,77	1622,19 903,21
	МК ₁ (2200-3000 м) – 2351 км ³		
	МК ₂ (3000-3600 м) – 1173 км ³		
	МК ₃ (3600-4000 м) – 640 км ³		
ИТОГО			4666,07

Таким образом, суммарно пермский и юрский нефтегазоматеринские породы сгенерировали порядка 100 млрд. тонн битумоидов. Существует много вариантов оценки коэффициента аккумуляции. По А.Э Конторовичу для Западно-Сибирской провинции он для нефти варьирует от 1,2 до 9,9 % [13], по С.Г.Неручеву составляет 7-10 % [18], по И.В. и В.И. Высоцким достигает даже 95 % [19]. Если коэффициент аккумуляции принять на уровне 10 %, то суммарно на территории Вилюйской синеклизы можно обнаружить месторождения с суммарными запасами до 10 млрд. тонн условных углеводородов (УУВ).

Перспективы нефтегазоносности

На основе полученных данных уточнена карта перспектив нефтегазоносности Центральных районов Республики Саха (Якутия), построенная под научным руководством В.С. Ситникова (рис. 8).

Существенный прирост ресурсов газа прогнозируется на северо-западном борту Вилюйской синеклизы. Во-первых, в непосредственной близости находится обширная Линденская впадина, где максимально реализован генерационный потенциал пермских отложений. Во-вторых, месторождения Логлорского вала (Среднетюнгское и Андылахское) заполнены углеводородами под замок, что свидетельствует о наличии возможности для дальнейшей миграции УВ в сторону северо-западного борта синеклизы.

На южном борту перспективы газоносности пермо-триасовых отложений представляются относительно скромными. Во-первых, потенциал Тангнарынского прогиба несопоставимо меньше потенциала Линденской впадины. Во-вторых, месторождения Хапчагайского мегавала не заполнены под замок, что может показывать ограниченность газовых ресурсов или их сильное рассеивание в пределах мегавала. В том и в другом случае, потенциал южного борта по пермо-триасовым отложениям будет складываться нефтегазоматеринским потенциалом небольшого по размерам Тангнарынского прогиба и частью Лунхино-Келинской впадины.

В то же время на юго-восточной части Вилюйской синеклизы в зоне сочленения с Якутским сводом перспективы нефтегазоносности могут быть весьма высокими за счет дополнительной реализации потенциала нижнеюрских нефтегазоматеринских пород. В пределах Лунгхино-Келинской впадины нижнеюрские отложения полностью погружаются в главную зону нефтеобразования.

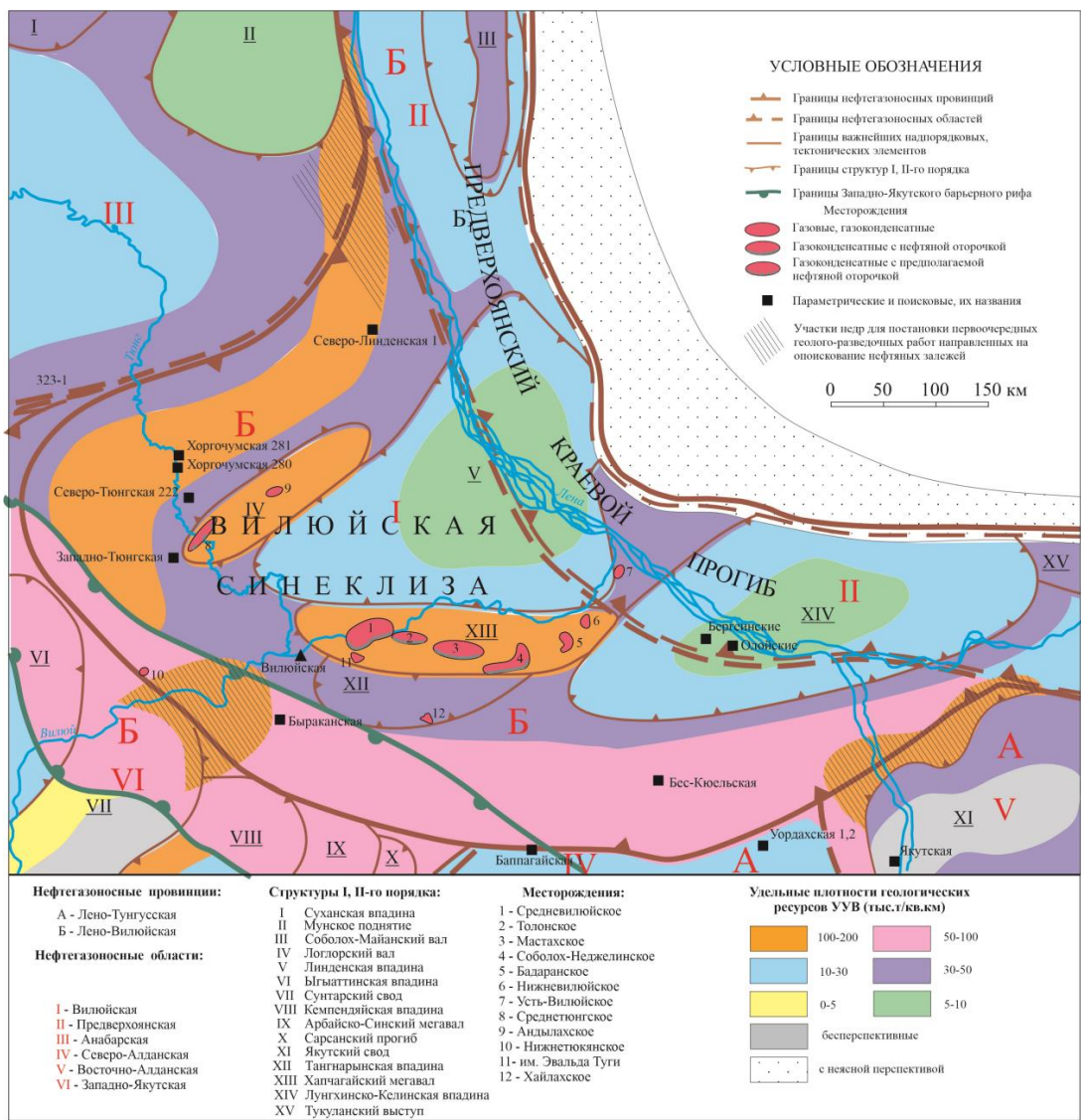


Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности Центральных районов Республики Саха (Якутия) с уточнениями авторов

Fig. 8 Map of the oil and gas potential of the Central regions of the Sakha Republic (Yakutia) with author's comments

Вместе с тем в бортовых зонах повсеместно наблюдается неблагоприятная ситуация по взаимозалеганию пермо-триасового комплекса отложений. В частности, неджелинская и мономская региональные глинистые свиты нижнего триаса выклиниваются не перекрывая пермские отложения, которые являются основными нефтегазоматеринскими на территории Вилуйской синеклизы. В этих условиях формирование ловушек возможно в двух случаях (рис.9):

- 1) в зонах выклинивания пермских и триасовых пород может быть обеспечено перекрытием их отложениями сунтарской свиты нижней юры (рис. 9а). Здесь существует проблема возможного опесчанивания разреза сунтарской свиты по бортовым частям синеклизы;
- 2) При выраженном проявлении предтриасового перерыва возможны угловые несогласия представленные взаимозалеганием части проницаемых пермских пластов перекрытых глинистыми отложениями триаса (рис. 9б). Во втором случае наличие юрских глинистых отложений необязательно.

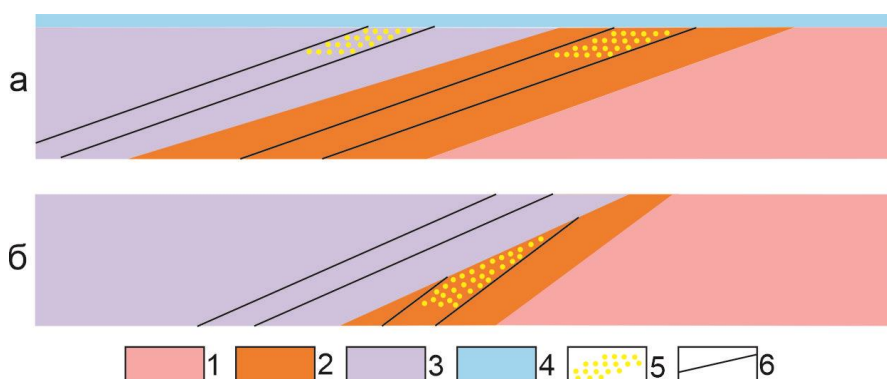


Рис. 9. Принципиальные схемы образования ловушек на северо-западном борту Вилуйской синеклизы: а) при экранировании юрскими отложениями, б) при угловом несогласии.
Условные обозначения: 1 – допермские отложения, 2 – пермские отложения, 3 – триасовые отложения, 4 – юрские отложения, 5 – потенциальные залежи, 6 – границы проницаемого пласта.

Fig. 9. Schematic diagrams of trap formation on the north-western side of the Vilyui syncline: а) when shielded by the Jurassic sediments, б) in case of angular unconformity.

Symbols: 1 – pre-Permian deposits, 2 – Permian deposits, 3 – Triassic deposits, 4 – Jurassic deposits, 5 – potential deposits, 6 – boundaries of a permeable bed.

Как показывает статистический анализ [20], нефтяные месторождения тяготеют к унаследованным структурам, в то время как новообразованные структурные формы обычно газonosны, что подтверждается на примере газовых и газоконденсатных месторождений Вилуйской синеклизы. Современный этап развития Вилуйского рифтогенного осадочного бассейна позволяет относить преобладающую часть газonosных структурных элементов рассматривать как новообразующиеся.

Таким образом, перспективы нефтеносности изучаемой территории связываются с унаследованными структурными элементами (Сунтарский свод, Якутское поднятие и Мунский свод) (рис. 8).

Сунтарский свод

На юго-западной части синеклизы большой интерес вызывает –северо-восточный склон Сунтарского свода. Здесь перспективными могут быть литолого-тектонические ловушки в зонах выклинивания пермо-триасовых, среднепалеозойских и венд-кембрийских отложений. Северо-восточный склон свода со стороны прилегающего борта синеклизы, с общегеологических позиций, остается перспективным объектом для поисков нефти и газа. Открытие Нижне-Тюянского месторождения свидетельствует, что потенциал данной территории еще недостаточно изучен, а установленная газonosность разреза и наличие признаков нефтеносности (пленки нефти) в пределах Быраканского выступа подтверждает существующую латеральную направленность миграционного потока УВ и теоретическую возможность установления и локализации зон наиболее вероятного скопления [21].

Якутский свод

Якутский свод как обособленная структура, поднятие сформировалось в среднем палеозое, когда в результате контрастных положительных движений в отдельных блоках были эродированы ранее сформировавшиеся осадки, вплоть до пород фундамента. Занимая приподнятое структурное положение (от среднего палеозоя до начала мезозоя), этот жесткий блок фундамента в дальнейшем predetermined коланообразный изгиб будущей Верхоянской складчатой зоны. Севернее от Якутского свода расположена крупная Лунхино-Келинская впадина, где также как и в Линденской впадине максимально реализован генерационный потенциал пермских отложений.

В качестве перспективных можно выделить следующие комплексы отложений в пределах северо-западного и северного склонов Якутского поднятия (рис. 8): венд-кембрийский, пермо-триасовый, и верхнеюрско-нижнемеловой. С общегеологической точки зрения на рассматриваемой территории имеются все факторы, определяющие перспективы нефтегазоносности: наличие известных нефтегазоносных комплексов, наличие нефтематеринских отложений, благоприятное сочетание проницаемых и экранирующих толщ, высокая вероятность обнаружения структурных и литологических ловушек, и последнее, зафиксированные прямые признаки нефтегазоносности, в виде присутствия свободного газа по данным испытания скважин. Более подробно в работе [22].

Мунский свод

В северной части территории, прилегающей к Мунскому своду, в пределах северо-западного борта Вилюйской синеклизы по результатам бурения Бахынайской опорной скважины установлена высокая газонасыщенность вод ниже- среднеюрских отложений. Дебиты воды достигали до 85,2 м³/сут при динамическом уровне 117 м. Гидрогеологические исследования в этой скважине проводились ВНИГРИ, на их основе намечена зона возможного газонакопления в нижнеюрских отложениях [23]. Кроме того, на юго-западном склоне Мунского свода на небольшой глубине установлено Верхнемунское битумное поле. Как указывает Каширцев В.А. [24], по набору и распределению биомаркеров, эти битумы обязаны своим происхождением нефтям, образованным за счет преимущественно сапропелевого органического вещества юрских морских материнских отложений. Другими словами, инструментально подтверждается существование отдельного юрского очага нефтегазообразования в пределах Вилюйской синеклизы.

Высокими перспективами здесь также обладают пермские отложения, благодаря сочетанию надежной нижнетриасовой крышки и плотных подстилающих карбонатных пород кембрия, способных запечатать проницаемые пермские коллектора вверх по восстанию в направлении Мунского свода.

Кембрийские отложения также могут представлять интерес. Так, в Северо-Линденской параметрической скважине был отобран керн с маслянистыми пятнами с интервала залегания куонамской формации. Также в колонковой скважине № 65 пробуренной на юго-восточном склоне Мунского поднятия, из интервала глубин 544-684 м представляющего кембрийские отложения, был отобран керн, интенсивно насыщенный капельной нефтью.

Заключение

Проведенными исследованиями показан сохраняющийся существенный потенциал перспектив нефтегазоносности пермо-триасового и юрского комплексов отложений.

С учетом того, что практически все поисковые работы в пределах Вилюйской синеклизы были нацелены на поиски антиклинальных структур (кроме 4-х скважин на Хоргочумской площади), выделенный потенциал может быть сосредоточен на неантиклинальных ловушках.

Открытие новых месторождений нефти и газа, а также наращивание имеющейся углеводородной базы Вилюйской синеклизы в значительной мере зависит от точности представлений о ее геологическом строении ее бортовых частей. Все это предполагает необходимость дальнейшего изучения территории с помощью комплексирования геолого-геохимических и геофизических методов, а также бурения глубоких скважин.

Литература

1. Сафронов А.Ф. Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования (на примере востока Сибирской платформы). Якутск: Издательство ЯНЦ СО РАН; 1992:145.
2. Черненко, В.Б. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности Соболюх-Неджелинского газоконденсатного месторождения / В.Б. Черненко, А.И. Сивцев, В.С. Ситников // *Наука и образование*. 2013;4(72): 24-32.

3. Сафронов А.Ф. Нефтегазоносность востока Сибирской платформы: историко-генетический анализ, размещение месторождений нефти и газа. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*. 2014;19(3):63-69.
4. Сафронов, А. Ф. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы / А. Ф. Сафронов, А. И. Сивцев, В. Б. Черненко // *Геология и геофизика*. 2014;55(8):1263-1269. DOI 10.15372/GiG20140807.
5. Семенов В.П., Железняк М.Н. Особенности геотемпературного поля и залегания многолетнемерзлой толщи Вилюйской синеклизы // *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*. 2018;4:45-54. DOI: <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54>.
6. Конторович А.Э., Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование // *Проблемы нефтеносности Сибири*. Новосибирск: Наука; 1971: 51-69.
7. Сафронов, А.Ф., Условия генерации углеводородов в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях северо-восточной окраины Сибирской платформы / А.Ф. Сафронов, Е.И. Бодунов, В.А. Каширцев, А.Н. Изосимова // *Геология и геофизика*. 1979;1: 3-8.
8. Зуева, И.Н. Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилюйского бассейна / И.Н. Зуева, О.Н. Чалай, А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, Ю.С. Глянцева, С.Х. Лифшиц // *Наука и образование*. 2017;2:17-21.
9. Зуева, И.Н. Характеристика рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнелейасовых отложений Вилюйской синеклизы/ И.Н. Зуева, О.Н. Чалай, А.Ф. Сафронов, В.А. Каширцев // *Наука и образование*. 2013;2:41-46.
10. Васильев, С.А. Нефтегазоносность Вилюйской синеклизы и перспективы поисков залежей углеводородов / С.А. Васильев, П.Н. Соболев, Е.С. Таффарель М.П. Голованова, И.И. Гарифуллин // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2018;12:14-26. DOI 10.30713/2413-5011-2018-12-14-26.
11. Делиу Е. А. Особенности геологического строения нижнеюрских отложений Вилюйской синеклизы // *Региональная геология и металлогения*. 2025;32(1):71-78. doi:10.52349/0869-7892_2025_101_71-78
12. Федорович М.О., Космачева А.Ю. Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)). *Георесурсы*. 2023;25(1):81-94. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>
13. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра; 1976:250.
14. Микуленко К.И., Ситников В.С., Тимиршин К.В., Булгакова М.Д. Эволюция структуры и условий нефтегазообразования осадочных бассейнов Якутии. Якутск: ЯНЦ СО РАН;1995:180.
15. Сюндюков И.Ш., Сивцев А.И. Использование катагенеза углей для палеотектонических реконструкций в Лено-Вилюйском нефтегазоносном бассейне // *Дегазация земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: сборник материалов Всероссийской конференции с международным участием к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18-22 октября 2010 г.*, г. Москва. М.:ГЕОС;2010:542-545.
16. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра;1969:240.
17. Неручев С.Г., Рогозина Е.А. Геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ;2010:280.
18. Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб: Недра;2006:364
19. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений. М.: Недра;1986:228.
20. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Под ред. В.С. Лазарева и В.Д. Наливкина. Л.: Недра;1971:336
21. Сивцев А.И. Перспективы нефтегазоносности северо-восточного склона Сунтарского поднятия // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России. Материалы IX Всероссийской научно-практической конференции: в 2-х томах*. 2019:260-263.
22. Калинин А.И., Сивцев А.И. Перспективы нефтегазоносности Северо-восточной части Алданской антеклизы // *Нефтяное хозяйство*. 2019;6:22-27.

23. Погодаев, А.В. Перспективы нефтегазоносности и приоритетные направления дальнейших поисковых работ в Вилуйской НГО (Сибирская платформа)/ А.В. Погодаев, В.С. Ситников, И.В. Буйдылло // *Геология нефти и газа*. 2015;2:6-16.

24. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН;2003:160.

References

1. Safronov A.F. *Historical and genetic analysis of oil and gas formation processes (based on the east of the Siberian platform)*. Yakutsk: Publishing House of the Yakutsk Scientific Center of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 1992:145 (in Russian).

2. Safronov A.F. Oil and gas potential of the eastern Siberian platform: Historical and genetic analysis, and distribution of oil and gas deposits. *Natural Resources of the Arctic and Subarctic*. 2014;19(3):63–69 (in Russian).

3. Chernenko V.B. Features of the geological structure and prospects of oil content of the Sobolokh-Nejelinskoye gas condensate field. *Science and Education*. 2013;4(72): 24–32 (in Russian).

4. Safronov A.F., Sivtsev A.I., Chernenko V.B. Oil potential of the Lower Mesozoic deposits of the Khapschagai megawall of the Vilyui. *Geology and Geophysics*. 2014;55(8):1263–1269 (in Russian). DOI 10.15372/GiG20140807.

5. Semenov V.P., Zheleznyak M.N. Features of geotemperature field and occurrence of permafrost section of Vilyui syncline. *Natural Resources of the Arctic and Subarctic*. 2018;4:45–54 (in Russian). DOI: <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54>.

6. Kontorovich A.E., Neruchev S.G. Catagenesis of dispersed organic matter and oil and gas formation. *Problems of Siberia's Oil Potential*. Novosibirsk: Nauka; 1971:51–69 (in Russian).

7. Safronov A.F., Bodunov E.I., Kashirtsev V.A., Izosimova A.N. Conditions of hydrocarbon generation in Upper Paleozoic and Mesozoic deposits of the Northeastern margin of the Siberian platform. *Geology and Geophysics*. 1979;1:3–8 (in Russian).

8. Zueva I.N., Chalaya O.N., Safronov A.F., et al. Oil generation potential of the scattered organic matter in the Permian deposits of the Vilyui basin. *Science and Education*. 2017;2:17–21 (in Russian).

9. Zueva I.N., Chalaya O.N., Safronov A.F., et al. Characteristics of dispersed organic matter and assessment of the oil-generating potential of the Upper Leysasian deposits of the Vilyui syncline. *Science and Education*. 2013;2:41–46 (in Russian).

10. Vasilyev S.A., Sobolev P.N., Taffarel E.S., et al. Oil and gas potential of the Vilyui Syncline and prospects for searching for hydrocarbon deposits. *Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields*. 2018;12:14–26 (in Russian). DOI 10.30713/2413-5011-2018-12-14-26.

11. Deliu E. A. Features of the geological structure of the lower jurassic deposits of the Vilyui Sincline. *Regional Geology and Metallogeny*. 2025;32(1):71–78 (in Russian) doi:10.52349/0869-7892_2025_101_71-78

12. Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisinecline according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Sakha Republic (Yakutia)). *Georesursy = Georesources*. 2023;25(1):81–94 (in Russian). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>

13. Kontorovich A.E. *Geochemical methods of quantitative prediction of oil and gas potential*. Moscow: Nedra; 1976:250 (in Russian).

14. Mikulenko K.I., Sitnikov V.S., Timirshin K.V., Bulgakova M.D. Evolution of the structure and conditions of oil and gas formation in the sedimentary basins of Yakutia. Yakutsk: YSC SB RAS;1995:180 (in Russian).

15. Syundyukov I.Sh., Sivtsev A.I. The use of coal catagenesis for paleotectonic reconstructions in the Lena-Vilyui oil and gas basin. In: *Degassing of the Earth: geotectonics, geodynamics, geofluids; oil and gas; hydrocarbons and life: proceedings of the All-Russian Conference with international participation dedicated to the 100th anniversary of the birth of Academician P.N. Kropotkin*, October 18–22, 2010, Moscow. Moscow: GEOS; 2010:542–545 (in Russian).

16. Neruchev S.G. *Oil-producing series and oil migration*. Leningrad: Nedra; 1969:240 (in Russian).

17. Neruchev S.G., Rogozina E.A. Geochemical foundations of oil and gas prospecting. St. Petersburg: VNIGRI; 2010:280 (in Russian).

18. Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., et al. *Assessment of potential hydrocarbon resources based on modeling of their generation, migration, and accumulation processes*. St. Petersburg: Nedra; 2006:364 (in Russian).

19. Vysotsky I.V., Vysotsky V.I. *Formation of oil, gas, and condensate-gas deposits*. Moscow: Nedra; 1986:228 (in Russian).
20. Lazarev V.S., Nalivkin V.D. (eds.). *An analysis of the influence of various factors on the location and formation of oil and gas deposits (based on the example of platform regions)*. Leningrad: Nedra; 1971:336 (in Russian).
21. Sivtsev A.I. Prospects for oil and gas potential of the northeastern slope of the Suntarsky uplift. In: *Geology and mineral resources of the North-East of Russia: Proceedings of the IX All-Russian scientific and practical conference: in 2 volumes*. 2019:260–263 (in Russian).
22. Kalinin A.I., Sivtsev A.I. Prospects for oil and gas potential in the north-eastern part of the aldan antecline. *Oil Industry*. 2019;6:22–27 (in Russian).
23. Pogodaev A.V., Sitnikov V.S., Buydillo I.V. Prospects for oil and gas potential and priority areas for further exploration in the Vilyui oil and gas field (Siberian Platform). *Geology of Oil and Gas*. 2015;2:6–16 (in Russian).
24. Kashirtsev V.A. *Organic geochemistry of naftids in the east of the Siberian platform*. Yakutsk: YaF Publishing House of the SB RAS; 2003:160 (in Russian).

Сведения об авторах

КАЛИНИН Александр Иосифович – н. с., ИПНГ СО РАН. ORCID: 0000-0002-5713-7935

e-mail: alexklmn@mail.ru

СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н, доц. кафедры «Недропользование», СВФУ им. М.К. Аммосова, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

e-mail: maraday@yandex

About the authors

Alexander I. KALININ – Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Russian Federation, ORCID: 0000-0002-5713-7935

e-mail: alexklmn@mail.ru

Aleksei I. SIVTSEV – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Docent, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation, ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

e-mail: maraday@yandex.ru

Вклад авторов

Калинин А.И. – сбор и верификация данных, написание текста, ресурсное обеспечение

Сивцев А.И. – разработка концепции, написание текста, редактирование.

Authors' contribution

Alexander I. Kalinin – data collection and verification, writing of the text, resource provision

Aleksei I. Sivtsev – development of the concept, writing of the text, editing.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. Corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study

Поступила в редакцию / Submitted 07.10.2025

Поступила после рецензирования / Revised 12.11.2025

Принята к публикации / Accepted 24.12.2025