

УДК 553.9 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-101-111

Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири

© 2020 г. | В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, И.В. Касьянов

НАО «СибНАЦ», Тюмень, Россия; Bochkarev34@inbox.ru; reception@sibsac.ru; i.kasjanov@gmail.com

Поступила 23.09.2019 г.

Доработана 30.09.2019 г.

Принята к печати 10.10.2019 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; нефть; тектоногидротермальная активизация; уран; периодичность.*

Аннотация: Западную Сибирь интенсивно изучают с использованием новых методов определения абсолютного возраста пород на SHRIMP-II, а также сейсморазведкой методом общей глубинной точки и глубоким бурением. Новые данные по скважинам с глубинами до 5000–8250 м, в том числе на Гыданском полуострове, позволили уточнить модель строения Западной Сибири и рассмотреть причины преимущественно нефтяной специализации центральных районов геосинеклизы. Установлено, что формирование Западно-Сибирской геосинеклизы сопровождалось тектоногидротермальной активизацией с аномально высоким содержанием урана в цирконах — до 77 000 г/т. Максимальная концентрация проявилась 22 млн лет назад (начало неогена). Область повышенного содержания урана имеет диаметр около 1000 км и совпадает с областью преимущественной нефтеносности. Импульсный характер активизаций коррелируется с этажом нефтеносности. Все это свидетельствует о большой роли эндогенного фактора (тепловые потоки) в образовании нефтяных залежей.

Для цитирования: Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Касьянов И.В. Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2020. — № 1 — С. 101–111. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-101-111.

Endogenous factor of oil generation in Western Siberia

© 2020 | V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov, I.V. Kasyanov

SibNAC, Tyumen, Russia; Bochkarev34@inbox.ru; reception@sibsac.ru; i.kasjanov@gmail.com

Received 23.09.2019

Revised 30.09.2019

Accepted for publication 10.10.2019

Key words: *Western Siberia; oil; tectonic and hydrothermal activation; uranium; periodicity.*

Abstract: The active studies in the Western Siberia are ongoing, which are based on the new methodologies of absolute age determination using SHRIMP-II instrument, CDP seismics, and deep drilling. New well data from the depths 5000–8250 m, including those from the Gydan Peninsula, allowed updating the structural model of Western Siberia and consider the causes of the predominantly oil specialization of central areas of the geosyncline. It is found that formation of the West Siberian Geosyncline was accompanied by tectonic and hydrothermal activations with abnormally high uranium content in zircon up to 77 000 g/t. 29 of 100 examined wells demonstrated activations in the interval from 200 to 14.2 Ma. Phenomenon of activations has a cyclical pattern. The first cycle covers a time interval from 200 to 60 Ma; the second — from 40 to 14.2 Ma. The first cycle ends with a flash of uranium concentration up to 51,000 g/t, while the second shorter cycle ends with a 77,000 g/t pulse. There was also a general trend of shifting the activation origins from north towards south or south-south-east to the Mezhovskiy area. Area of higher uranium concentration has a diameter of about 1000 km and coincides with the area of predominant oil saturation. Intermittence of activations correlates with oil column. All this shows the great role of endogenous factor (heat flows) in the formation of oil pools.

For citation: Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kasyanov I.V. Endogenous factor of oil generation in Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(1):101–111. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-101-111. In Russ.

Введение

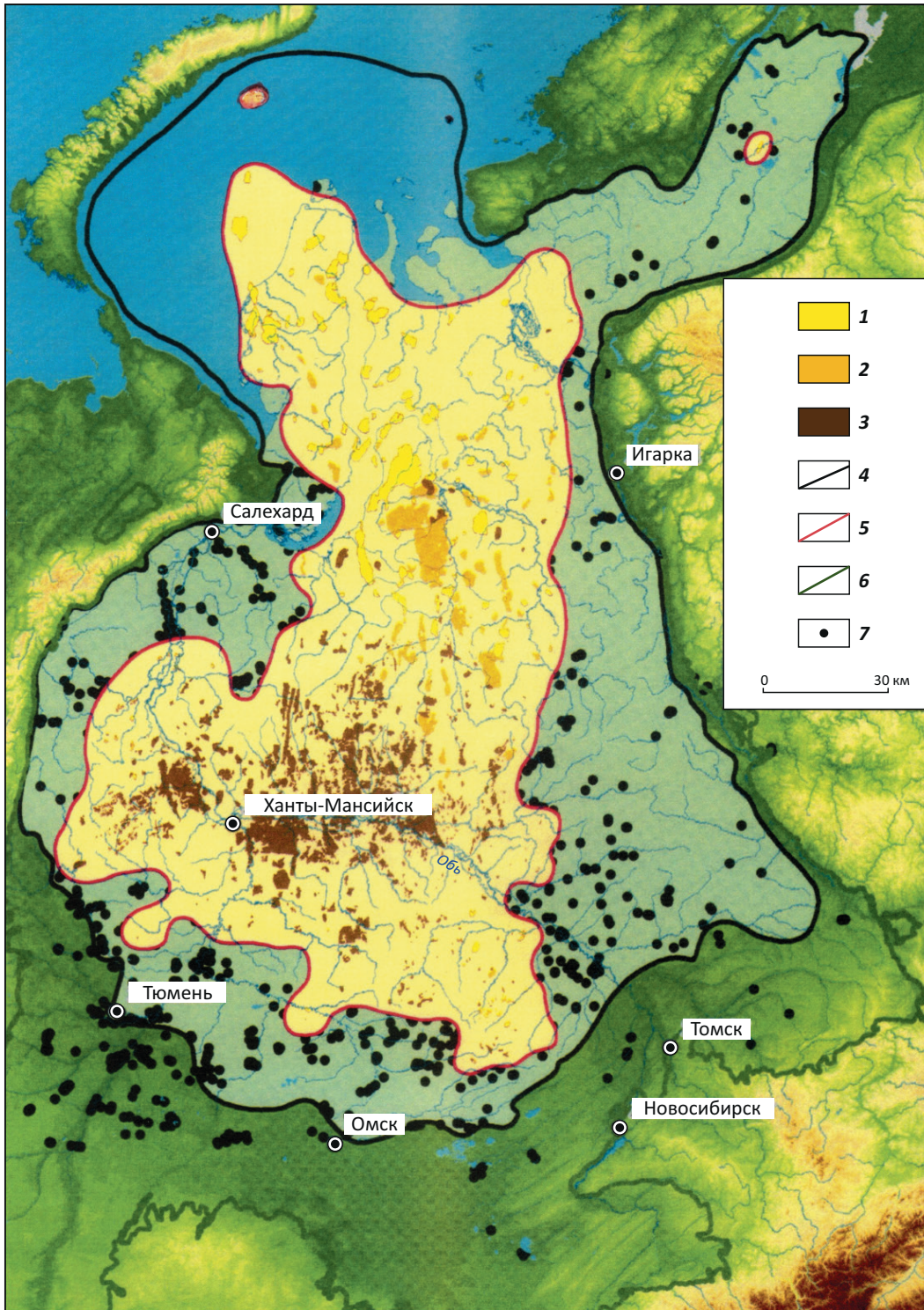
В настоящее время в Западной Сибири открыто более 900 месторождений нефти и газа. Первое нефтяное месторождение — Шаймское было открыто в 1960 г. по комплексу гидрогеологических и структурных признаков [1, 2]. Не вызывает сомнений, что северная половина нефтегазоносной провинции преимущественно газоносная, а южная — существенно нефтеносная (рис. 1). Вопрос о причине такого явления уже рассматривался в работах [3–5].

В XXI в. изучение Западной Сибири характеризуется применением новейших технических средств по определению абсолютного возраста пород U-Pb-системы цирконов на SHRIMP-II, начатое в 2004 г., а

также сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) (рис. 2). Такой подход вселял надежду, что началась новая эра синергии геологии и геофизики. При этом исследовались и наиболее глубокие скважины (табл. 1). Во время интенсивного изучения Западно-Сибирского осадочного бассейна выяснилась еще одна интересная особенность, дающая возможность предполагать высокие пластовые температуры, — приуроченность нефтяных залежей юрского комплекса к более жестким пластовым условиям по сравнению с газовыми (рис. 3) [6]. Позднее были выявлены особые тектоногидротермальные активизации фундамента, происходившие в период от 200 до 14 млн лет (рис. 4).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Схема установленной нефтегазоносности Западно-Сибирской НПП (НАО «СибНАЦ», 2015)
Fig. 1. Scheme of the confirmed oil and gas occurrence in the West Siberian Petroleum Province (SibNATs, 2015)



Месторождения (1–3): 1 — газовые, 2 — газоконденсатные, 3 — нефтяные; **границы (4–6):** 4 — Западно-Сибирской НПП, 5 — области установленной нефтегазоносности, 6 — Западно-Сибирского НГБ; 7 — скважины, пробуренные за пределами области установленной нефтегазоносности

Fields (1–3): 1 — gas, 2 — gas condensate, 3 — oil; **boundaries (4–6):** 4 — West Siberian Petroleum Province, 5 — areas of confirmed oil and gas occurrence, 6 — West Siberian Petroleum Basin; 7 — wells drilled outside the area of confirmed oil and gas occurrence

Рис. 2. Фрагмент сейсмогеологического разреза по профилю ОГТ 108 (Гыданский полуостров)

Fig. 2. Fragment of geoseismic section along the line ОГТ 108 (Gydan Peninsula)

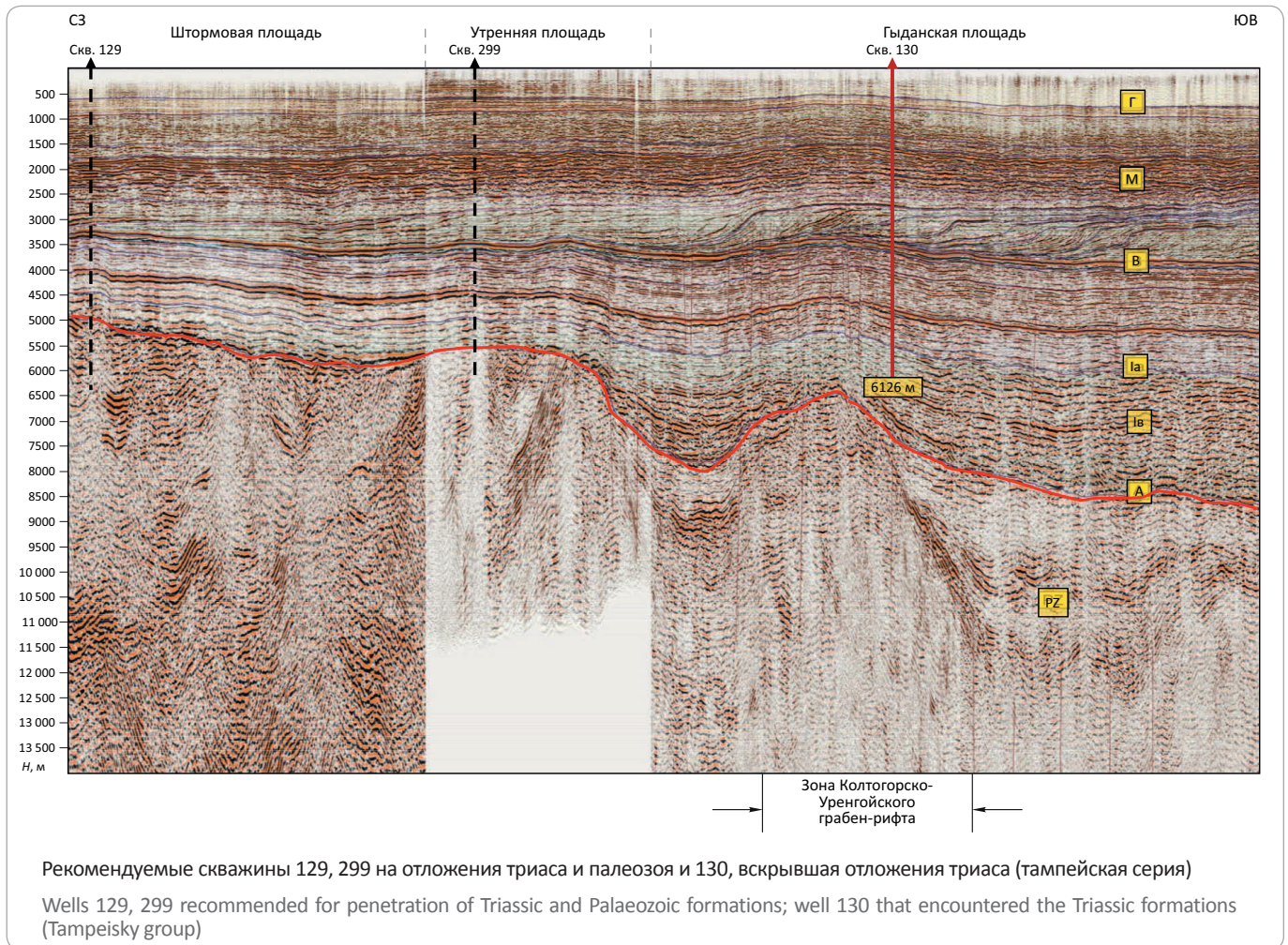


Табл. 1. Скважины Западной Сибири глубиной 5000 м и более

Tab. 1. West Siberian wells having a depth of 5000 m and more

Лист масштаба 1 : 1 000 000	Площадь	Номер скважины	Глубина кровли доюрского фундамента, м	Забой, м	Возраст пород на забое скважин			Вещественный состав
					Остановленных в Т-Ј-чехле	Сверх-глубоких (P ₂ -T ₁ ¹)	Вскрывших доюрский фундамент	
O-45	Вездеходная	4 пар	3106	5005			V-Є	Гранодиориты (на забое)
Q-43	Восточно-Уренгойская	336	5470 (триасовый чехол)	5501	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			Терригенные породы
P-44	Восток	1	2765	5010			Є ₁	Известково-глинистые породы
O-45		3	3393	5002			Є ₁	
O-45		4	2262	5105				Є ₁

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 1, окончание
Tab. 1, end.

Лист масштаба 1 : 1 000 000	Площадь	Номер скважины	Глубина кровли доюрского фундамента, м	Забой, м	Возраст пород на забое скважин			Вещественный состав
					Остановленных в Т-Ј-чехле	Сверх-глубоких (P ₂ -T ₁ ¹)	Вскрывших доюрский фундамент	
Q-43	Геологическая	14	–	5041	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-44	Геологическая (Береговая)	35	5380 (триасовый чехол)	5750	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			
R-43	Гыданская	130	5576 (триасовый чехол)	6126				
Q-43	Ево-Яхинская	356	5501 (триасовый чехол)	5780				
Q-43		358	–	5300	Заводоуковская серия (J ₁)			
Q-43	Ен-Яхинская	СГ-7	6922	8250		Красноселькупская серия (P ₂ -T ₁ ¹)		Эффузивы основного состава
Q-43		501	–	5500	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-43	Надымская	7	4463	5009			PZ ₁	Сланцы метаморфические
Q-43	Самбургская	700	–	5505	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-44	Тотаяхинская	25	–	5050				
Q-44	Тюменская (Пуровская)	СГ-6	6422	7502		Красноселькупская серия (P ₂ -T ₁ ¹)		Эффузивы основного состава
Q-43	Уренгойская	266	–	5021	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-43		279	–	5303				
Q-43		282	–	5035				
Q-43		410	5347 (триасовый чехол)	5475	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			
Q-43		411	5420 (триасовый чехол)	5521				
Q-43		414	5288	5500			Седзяхская свита (P ₂)	Эффузивы основного состава
Q-43		673	5330 (триасовый чехол)	5515	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			Терригенные породы
Q-43		Юбилейная	200	5377	5443			D ₂
Q-43	Ямсовейская	98	4432	5000			S	
Q-42	Ярудейская	38	4395	5010			D ₃ f; D ₁ e	Радиоляриты, туффиты, известняки, базальты

Рис. 3. Схема зависимости типов УВ в юрских и палеозойских отложениях от пластовых давлений и температур

Fig. 3. HC types in the Jurassic and Palaeozoic formations as a function of formation pressure and temperature

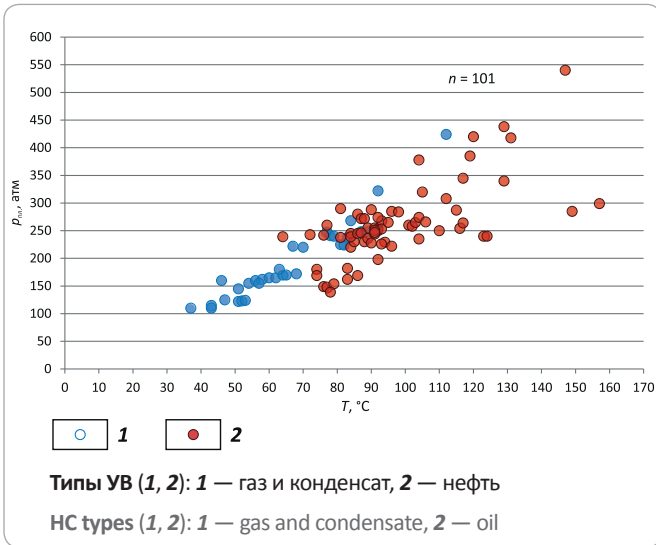
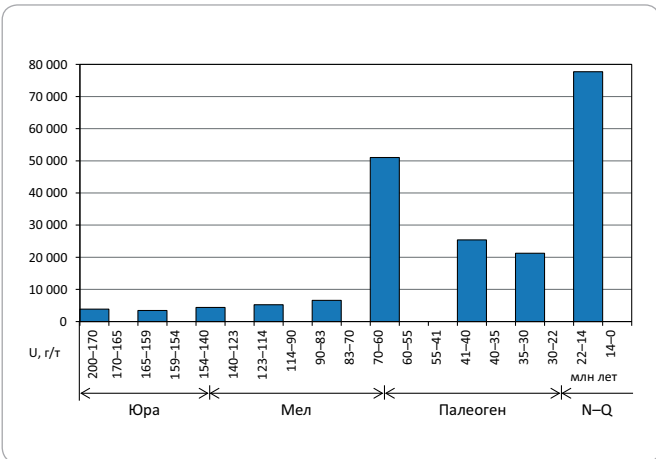


Рис. 4. Распределение максимальных содержаний урана в цирконах по этапам тектоногидротермальной активизации койлогенной стадии развития фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы

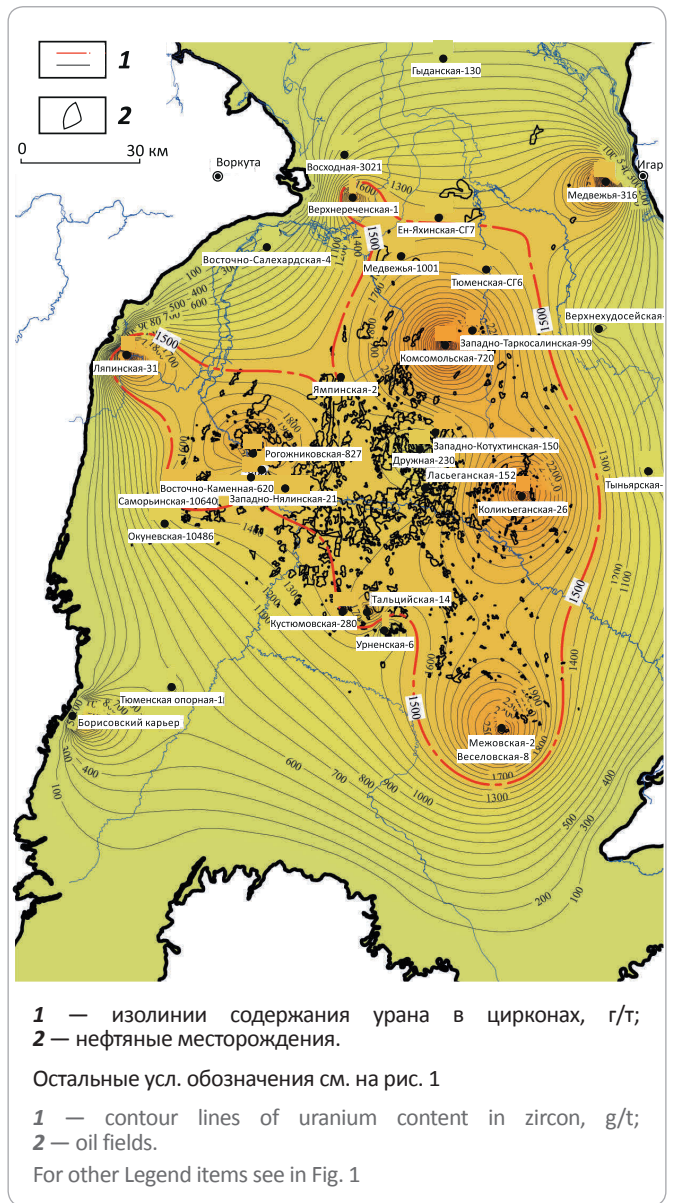
Fig. 4. Distribution of maximum uranium content in zircon in the phases of tectonic and hydrothermal activation of koilogenic stage in the evolution of the West Siberian geosyncline basement



Характерно, что во многих местах тектоногидротермальные активизации сопровождались аномально высоким содержанием урана в цирконах, по которому определялся абсолютный возраст пород U-Pb-системы на SHRIMP-II (рис. 5). Цирконы в гидротермах кристаллизуются при температуре около 600–900 °С. Это значит, что гидротермы поднимаются с глубины около 60 км. Вместе с аномальным содержанием урана в гидротермах встречаются рудные элементы [7], которые возможно действуют на сапропелеевое вещество как катализаторы, ускоряя формирование нефти. Во всяком случае аномально высокое содержание урана в цирконах явно носит за-

Рис. 5. Схема максимального содержания урана в цирконах и размещения нефтяных месторождений в Западной Сибири

Fig. 5. Scheme of maximum uranium content in zircon and oil field occurrence in Western Siberia



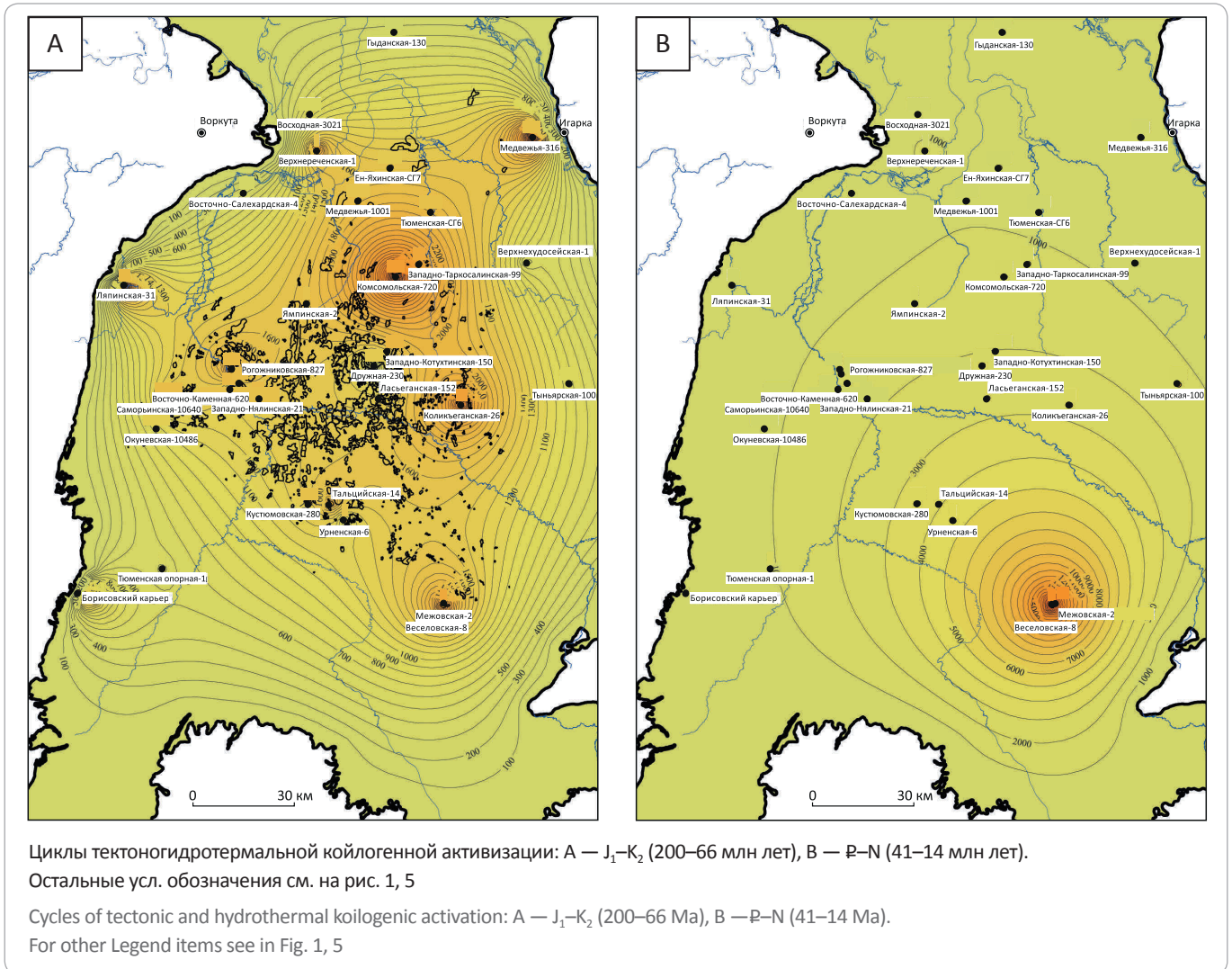
кономерный характер [3]. Область высоких концентраций урана имеет диаметр около 1000 км и совпадает с областью преимущественной нефтеносности (см. рис. 5). Более того, на гистограмме распределения урана наблюдается явная цикличность процесса.

Эта цикличность проявлена только в количественных изменениях урана от эпизода к эпизоду с перерывами от 6 до 40 млн лет. Если же рассматривать характер тектоногидротермальной активизации по числу скважин, в которых зафиксирована активизация, то картина приобретает другой вид. В этом случае в 29 скважинах выявлена тектоногидротермальная активизация в юрский период, в 11 — в



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Содержание урана в цирконах пород Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 6. Uranium-based characteristics of zircon in the rocks from the West Siberian geosyncline



меловой и в 4 — палеоген-неогеновый, что отражает последовательное затухание процесса. Более того, этот процесс со временем смещается с севера на юг (рис. 6), исключение составляет Щучьинский нефтегазоносный район (НГР) на п-ове Ямал (скв. Верхнереченская-1).

Таким образом, наблюдаются два противоположных процесса. С одной стороны, активизация затухает, с другой — в самом конце процесса концентрация урана резко повышается до 77 000 г/т. Вероятно, источник активизации приблизился к поверхности фундамента.

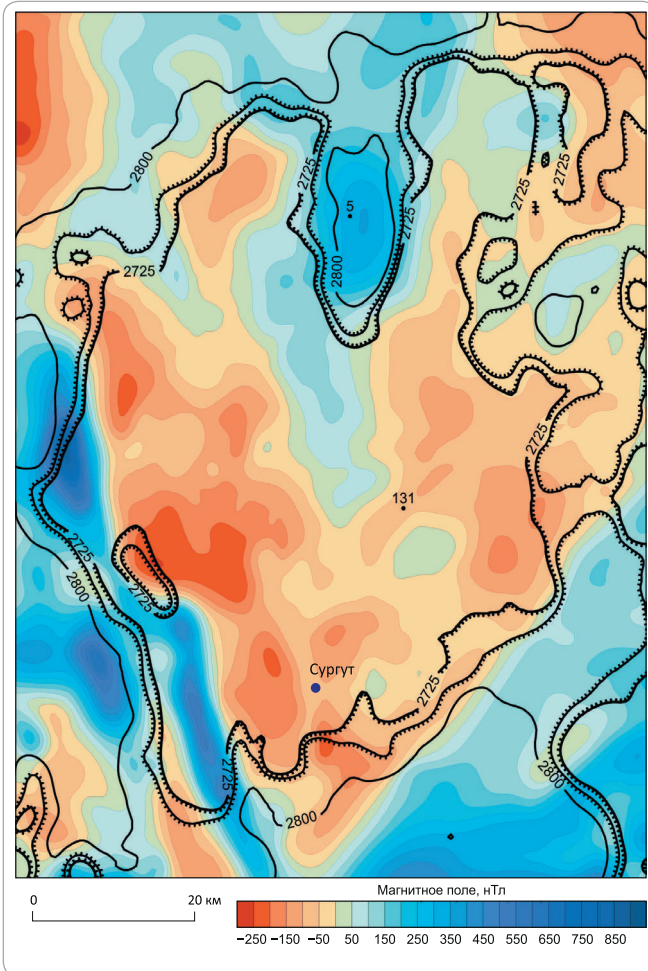
Юрский этап тектоногидротермальной активизации неоднороден. Здесь активизация в наибольшем числе скважин (14 из 29) установлена в ранней юре, т. е. приходится на начало регионального прогибания.

Однако северная часть Западно-Сибирской геосинеклизы начала прогибаться еще в триасовый пе-

риод (см. рис. 2) при заложении Ямало-Тазовской мегасинеклизы. Здесь в сверхглубоких скважинах Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7 в триасовом чехле выявлены изотопы гелия, отношение которых (около $7 \cdot 10^{-7}$) отвечает мантийному уровню, что может свидетельствовать о наличии мантийного диапира, который разогрел фундамент до степени, приведшей к региональному прогибанию доюрского фундамента.

Следующий пик активизации зафиксирован в 9 скважинах и приходится на позднюю юру, из них в 5 она унаследована от раннего этапа. Добавим, что на Урале выявлено 2–3 скважины, в которых установлена активизация, происходившая около 150 млн лет назад. Отсутствие месторождений нефти вдоль Зауралья в триас-юрских отложениях, возможно, связано с неудачным заложением глубоких скважин в Ляпинском мегапрогибе на Сарманской и Южно-Сарманской площадях. Они бурились под геосолитонную гипотезу Р.М. Бембеля и были оптимизированы для

Рис. 7. Структурная карта Сургутского свода по отражающему горизонту Б с аномалиями магнитного поля
Fig. 7. Depth map of the Surgut Arch over Б Reflector and magnetic field anomalies

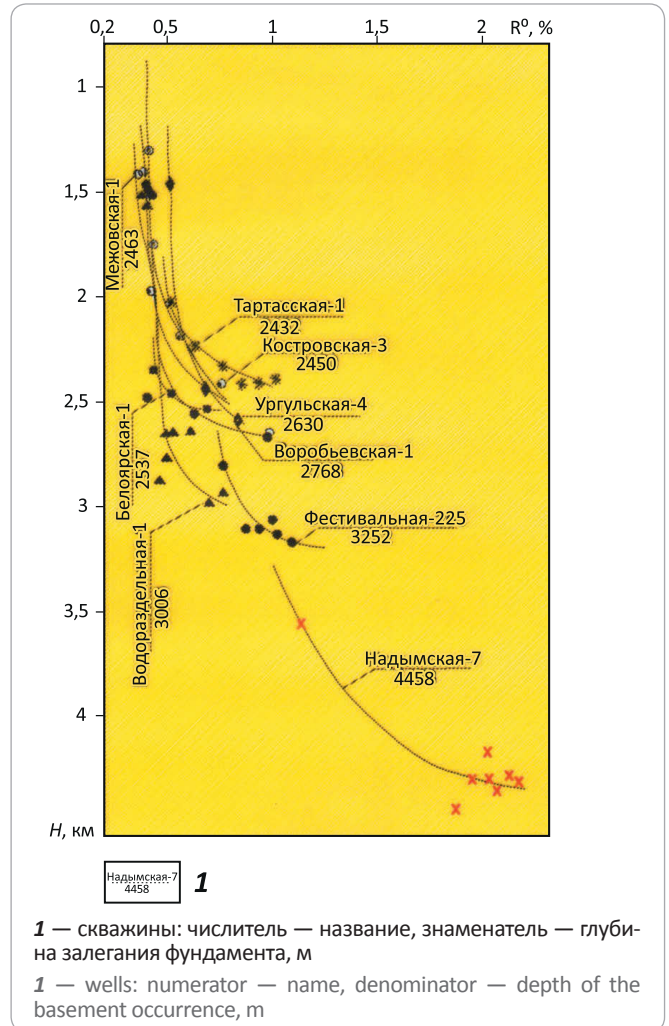


вскрытия купола по меловым отложениям, который на 1–1,5 км не совпадал со сводом поднятия по кровле триасовых отложений.

Меловой этап активизации унаследованного типа зафиксирован вспышкой в 7 скважинах, из которых новыми являлись лишь две — Восточно-Каменная-620 и Тальцийская-14. Завершающий этап активизации (22–14,2 млн лет) максимально проявлен в 4 скважинах (Веселовская, Верхнереченская, Восточно-Кеушкинская и Кустюмовская площади). Выявленные сейсморазведкой геосолитоны (Бембель Р.М., 2004; Мегеря В.М. и др., 2007) не совпадают с очагами указанных активизаций, как и некоторые другие деформации [8].

Процессы тектоногидротермальной активизации, сопровождаемые привнесом редкоземельных элементов и железа [7], отражают глубинные преобразования в земной коре настолько интенсивно, что потенциальные поля совершенно не согласуются с вещественным составом фундамента, но коррелируются со структурой чехла по отражающему горизон-

Рис. 8. Влияние фундамента на отражательную способность витринита в отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (составил П.А. Трушков, 1972)
Fig. 8. Influence of the basement on the vitrinite reflectance in sedimentary cover series, Western Siberia (after P.A. Trushkov, 1972)



ту Б (кровля баженовской свиты) (рис. 7). Такие соотношения прослеживаются через все центральные области Западно-Сибирской геосинеклизы, включая Уренгойский НГР. Этот факт не всегда учитывается при изучении фундамента [9]. Сква. 131 прошла по базальтам 1000 м, а в керне скв. 5 кроме базальтов были обнаружены риолиты с прослоями осадочных пород, содержащих споры и пыльцу поздне триасового возраста.

Авторы статьи подчеркивают, что первым, кто обратил внимание на повышенный катагенез низов чехла (рис. 8), был П.А. Трушков. Вероятно, тектоногидротермальные активизации в Западной Сибири отражают лишь одну сторону глубинных явлений в земной коре. Во всяком случае, следует обратить внимание на то, что главный этап роста структур большинства локальных поднятий в Среднем Приобье, контролирующих месторождения нефти (табл. 2), относится к юрскому отрезку времени. Эти материа-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

 Табл. 2. Развитие локальных структур на территории Среднего Приобья
 Tab. 2. Evolution of local structures within the territory of the Middle Ob

Структура	Амплитуда по картам, м										Время, млн лет						Скорость роста, м/млн лет						Месторожде-ние нефти	Вероятность открытия, %
	A	T ₁	Б	М	Г	A-T ₁	T ₁ -Б	Б-М	М-Г	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	t ₅	v ₁	v ₂	v ₃	v ₄	v ₅					
Кельсиловская	30	14	15	6	4	16	-1	9	2	20	28	22	14	72	0,80	-0,04	0,41	0,14	0,06	-				
Муvenilовская	25	16	13	8	4	9	3	5	4	20	28	22	14	72	0,45	0,11	0,23	0,29	0,06	-				
Явинлорская	14	28	21	12	8	-14	7	9	4	20	28	22	14	72	-0,70	0,25	0,41	0,29	0,11	Явинлорское	22			
Улорская	54	26	18	13	10	28	8	5	3	20	28	22	14	72	1,40	0,29	0,23	0,21	0,14	-				
Придорожная	18	13	10	10	-	5	3	0	-	20	28	22	14	72	0,25	0,11	0,00	0,00	0,00	Покачевско-Урьевское	48			
Икилорская-1	85	54	48	21	10	31	6	27	11	20	28	22	14	72	1,55	0,21	1,23	0,79	0,14	Икилорское, Тевлинско-Русскинское	48			
Юрьевская	86	31	38	14	6	55	-7	24	8	20	28	22	14	72	2,75	-0,25	1,09	0,57	0,08	Северо-Юрьевское	48			
Западно-Курраганская	46	14	19	18	-	32	-5	1	-	20	28	22	14	72	1,60	-0,18	0,05	0,00	0,00	Северо-Покачевское-1	48			
Миловидная	41	28	21	12	9	13	7	9	3	20	28	22	14	72	0,65	0,25	0,41	0,21	0,13	Кустовое	48			
Восточно-Тромбеганская	84	22	24	12	20	62	-2	12	-8	20	28	22	14	72	3,10	-0,07	0,55	-0,57	0,28	Тянское	48			
Лосевая	92	74	71	22	8	18	3	49	14	20	28	22	14	72	0,90	0,11	2,23	1,00	0,11	Лосевое	22			
Лартельская	25	30	20	7	20	-5	10	13	-13	20	28	22	14	72	-0,25	0,36	0,59	-0,93	0,28	-				
Южно-Кочевская	51	25	24	4	-	26	1	20	-	20	28	22	14	72	1,30	0,04	0,91	0,00	0,00	Кочевское	48			
Северо-Кочевская	47	26	59	7	-	21	-33	52	-	20	28	22	14	72	1,05	-1,18	2,36	0,00	0,00	Северо-Кочевское, Имилорское	22			
Западно-Тюшаминская	86	18	25	10	-	68	-7	15	-	20	28	22	14	72	3,40	-0,25	0,68	0,00	0,00	Западно-Варьганское	48			
Западно-Чистинная	27	22	23	8	5	5	-1	15	3	20	28	22	14	72	0,25	-0,04	0,68	0,21	0,07	Пятковское	22			
Северо-Инголь-ская	9	21	20	12	11	-12	1	8	1	20	28	22	14	72	-0,60	0,04	0,36	0,07	0,15	Северо-Ингольское	22			
Южно-Улутская	47	16	13	12	-	31	3	1	-	20	28	22	14	72	1,55	0,11	0,05	0,00	0,00	-				
Верне-осипловская	26	7	23	8	7	19	-16	15	1	20	28	22	14	72	0,95	-0,57	0,68	0,07	0,10	Кониглорское	48			
Сыхтымская	38	41	39	27	10	-3	2	12	17	20	28	22	14	72	-0,15	0,07	0,55	1,21	0,14	Сыхтымское	9			
Илгорская	87	45	46	45	16	42	-1	1	29	20	28	22	14	72	2,10	-0,04	0,05	2,07	0,22	Ларкинское	48			
Отдельная	42	28	25	33	14	14	3	-8	19	20	28	22	14	72	0,70	0,11	-0,36	1,36	0,19	Отдельное	9			
Нижнепокама-совская	66	15	15	6	5	51	0	9	1	20	28	22	14	72	2,55	0,00	0,41	0,07	0,07	Южно-Покама-совское	48			

Табл. 3. Характеристика нефтегазоносных комплексов Западной Сибири по месторождениям с запасами более 1 млн т нефти категорий A + B₁ + C₁ + B₂ + C₂ (с накопленной добычей) по состоянию на 01.01.2017 г.

Tab. 3. Characteristics of West Siberian hydrocarbon plays in the fields with oil reserves exceeding 1 MM t in A + B₁ + C₁ + B₂ + C₂ categories (with cumulative production) as on 01.01.2017

Стратоны и нефтегазные комплексы	Число месторождений					Всего месторождений	Возраст, млн лет	Длительность этапов, млн лет	Удельная скорость продуктивности	Число месторождений				
	газоконденсатных	газонефтяных	нефтяных	нефтегазовых	нефтегазоконденсатных					100	200	300	400	500
Неоген-четвертичный							23	23	0,0					
Р-К ₂ (коньяк + турон)							93	70	0,0					
Сеноманский		1	2		18	21	100	7	3,0					
Аптальбский	8	6	38	1	43	96	125	25	3,8					
Ачимовский + неокомский	37	15	293		105	450	145	20	22,5					
Верхнеюрский	17	14	402		64	497	160	15	33,1					
Среднеюрский	11	12	249	1	66	339	174	14	24,2					
Нижнеюрский	3	1	23	1	11	39	190	16	2,4					
Триасовый (тампейский)							240	50	0,0					
Палеозой чехольный														
Итого	76	49	1007	3	307	1442								
Число скважин до фундамента						6010								
Число скважин глубиной более 5000 м						26								
Число скважин глубиной более 6000 м						3								

лы в какой-то степени отражают особенности этажа продуктивности в провинции — выше отложений сеномана значимых месторождений нет (табл. 3), хотя разрез мезозой-кайнозойского чехла, как правило, завершается отложениями эоцена или олигоцена с неогеновым размывом.

Заключение

Характерно, что при современных активизациях, например в зоне Филиппинского моря Тихого океана, залежи УВ установлены там, где наблюдаются по-

вышенные температуры. Региональные и локальные температурные аномалии усложняют общее представление о геотермических градиентах и тепловых потоках фонового характера, что коррелирует с локализацией полезных ископаемых, в том числе и нефти. Таким образом, по результатам исследований Западной Сибири можно предположить, что нефтеобразование стимулировалось на этапах повышенной прогреваемости земной коры, сложный характер которых может быть полезным и для других аспектов геологии.

Литература

1. Ковалев В.Ф. Подземные воды Среднего Зауралья и Северного Зауралья и вопросы нефтегазоносности // Труды Горно-геологического института. – Вып. 47. – Свердловск : УфАН, 1960. – 140 с.
2. Ровнин Л.И. Шаимское месторождение нефти в Тюменской области // Геология нефти и газа. – 1960. – № 1. – С. 41–45.
3. Бочкарев В.С. Кратонизация фундамента, аркогенез и этапы активизации Западно-Сибирской геосинеклизы // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности : мат-лы II Всероссийской науч. конф. (Тюмень, 27–29 апреля 2010). – Новосибирск : ГЕО, 2010. – С. 17–21.
4. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Шадрин А.Н. Особенности строения зоны сочленения Арктического и Урало-Монгольского складчатых поясов с реликтами океанических структур // Тектоника современных и древних океанов и их окраин : мат-лы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию академика Ю.М. Пуцарского. – М. : ГЕОС, 2017. – Т. 1. – С. 58–62.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

5. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Касьянов И.В., Сергеев С.А., Шокальский С.П. Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы и их геологическое значение // Горные ведомости. – 2019. – Т. 161. – № 1. – С. 4–21.
6. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Бородин В.Н., Дещеня Н.П. Методология и опыт выделения главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири на современном этапе освоения месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1854–1863.
7. Колокольцев В.Г., Ларичев А.И. Изотопно-геохронологические метки разновозрастных флюидов в рифтогенном комплексе Западной Сибири // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: мат-лы Всеросс. конф. (22–25 апреля, 2008). – М. : GEOS, 2008. – С. 221–223.
8. Зубков М.Ю. Тектонофизика в комплексе с сейсморазведкой в нефтяной геологии Западной Сибири // Горные ведомости. – 2019. – Т. 161. – № 1. – С. 22–46.
9. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2004. – 214 с.

References

1. Kovalev V.F. Podzemnye vody Srednego Zaural'ya i Severnogo Zaural'ya i voprosy neftegazonosnosti [Ground waters of Middle Trans-Urals and Northern Trans-Urals and studies of oil and gas occurrence]. *Trudy Gorno-geologicheskogo instituta*. 1960;(47):140. In Russ.
2. Rovnin L.I. Shaimskoe mestorozhdenie nefiti v Tyumenskoj oblasti [Shaimsky oil field in the Tyumen Region]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1960;(1):41–45. In Russ.
3. Bochkarev V.S. Kratonizatsiya fundamenta, arkogenez i etapy aktivizatsii Zapadno-Sibirskoi geosineklizy [West Siberian geosyncline: craton generation in the basement, arcogenesis, and activation stages]. In: *Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoiskokainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti: mat-ly II Vserossiiskoi nauch. konf. (Tyumen, 27–29 April, 2010)*. Novosibirsk: GEO; 2010. pp. 17–21. In Russ.
4. Brekhuntsov A.M., Bochkarev V.S., Shadrin A.N. Osobennosti stroeniya zony sochleneniya Arkticheskogo i Uralo-Mongol'skogo skladchatykh pojasov s relikhtami okeanicheskikh struktur [Structural features of Arctic and Urals-Mongolian folded belts joint zone with relicts of oceanic structures]. In: *Tektonika sovremennykh i drevnikh okeanov i ikh okrain: mat-ly XLIX Tektonicheskogo soveshchaniya, posvyashchennogo 100-letiyu akademika Yu.M. Pushcharskogo*. Moscow: GEOS; 2017. V. 1. pp. 58–62. In Russ.
5. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kas'yanov I.V., Sergeev S.A., Shokal'skii S.P. Novye dannye o fundamente Zapadno-Sibirskoi geosineklizy i ikh geologicheskoe znachenie [New data on the basement of the West Siberian geosyncline and their geological meaning]. *Gornye vedomosti*. 2019;161(1):4–21. In Russ.
6. Brekhuntsov A.M., Bochkarev V.S., Borodkin V.N., Deshchenya N.P. Metodologiya i opyt vydeleniya glavnykh neftegazonosnykh ob'ektov na severe Zapadnoi Sibiri na sovremennom etape osvoeniya mestorozhdenii nefiti i gaza [Methodology and experience of major oil and gas bearing objects identification in the northern part of Western Siberia: the current stage of oil and gas fields' development]. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(11–12):1854–1863. In Russ.
7. Kolokol'tsev V.G., Larichev A.I. Izotopno-geokhronologicheskie metki разновозрастных флюидов в рифтогенном комплексе Западной Сибири [Heterochronous fluids in the riftogenic sequence of Western Siberia: isotope and geochronological tags]. In: *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, nef't', gaz i ikh paragenezy. Materialy Vserossiiskoi konferentsii, 22–25 aprelya, 2008 g.* Moscow: GEOS; 2008. pp. 221–223. In Russ.
8. Zubkov M.Yu. Tektonofizika v komplekse s seismorazvedkoi v neftyanoi geologii Zapadnoi Sibiri [Integration of tectonophysics and seismics in petroleum geology of Western Siberia]. *Gornye vedomosti*. 2019;161(1):22–46. In Russ.
9. Kleshchev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoi Sibiri [Oil and gas bearing prospects of the Western Siberia basement]. Moscow: VNIGNI; 2004. 214 p. In Russ.

Информация об авторах

Бочкарев Владимир Савельевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
зав. сектором
НАО «СибНАЦ»,
625016, Тюмень, ул. Пермякова, д. 46
e-mail: Bochkarev34@inbox.ru

Брехунцов Анатолий Михайлович

Доктор геолого-минералогических наук,
академик РАН, генеральный директор
НАО «СибНАЦ»,
625016, Тюмень, ул. Пермякова, д. 46
e-mail: reception@sibsac.ru

Касьянов Илья Вячеславович

Ведущий геолог
НАО «СибНАЦ»,
625007, Тюмень, ул. Мельникайте, д. 127А
e-mail: 1vkasjanov@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

Information about authors

Vladimir S. Bochkarev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
head of a department
SibNATs,
46, ul. Permyakova, Tyumen, 625016, Russia
e-mail: Bochkarev34@inbox.ru

Anatolii M. Brekhuntsov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
member of Russian Academy of Natural Sciences, Director General
SibNATs,
46, ul. Permyakova, Tyumen, 625016, Russia
e-mail: reception@sibsac.ru

Kas'yanov Il'ya Vyacheslavovich

Senior geologist
SibNATs,
46, ul. Permyakova, Tyumen, 625016, Russia
e-mail: 1vkasjanov@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068