

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/26\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2020)

УДК 552.578.061.4(571.16)

**Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И.**

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия, margaritagalieva@gmail.com, RastorguevaAO\_90@mail.ru, isaevvi@tpu.ru

## **ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ АККУМУЛЯЦИЯ В ДОЮРСКОМ РАЗРЕЗЕ СЕЛЬВЕЙКИНСКОЙ ПЛОЩАДИ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

*Впервые выполнено совместное моделирование катагенетических очагов генерации углеводородов осадочных бассейнов: «современного» юрско-мелового и силурийского, нижне-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов». Установлено, что в условиях геолого-геофизического разреза Сельвейкинской площади источником газа резервуаров коры выветривания и кровли коренного палеозоя является, скорее всего, «девонский» – породы доманикоидного типа чагинской свиты.*

***Ключевые слова:** моделирование катагенетического очага генерации углеводородов, «современный» и палеозойские осадочные «палеобассейны», резервуар коры выветривания и коренного палеозоя, Томская область.*

### **Введение**

Концептуальная работа [Исаев и др., 2014] позволила получить научно обоснованное авторское решение прикладной задачи зонального районирования резервуаров коры выветривания и коренного палеозоя с целью определения первоочередных районов поисков на доюрский нефтегазоносный комплекс.

Вместе с тем, ряд положений остается предметом научных дискуссий и, следовательно, предполагает дальнейшую аргументацию. Так, наряду с «юрским источником» углеводородов (УВ), выдвигаются концепции «девонского источника» и «мантийного источника» формирования залежей не только в палеозое [Ablya et al., 2008], но и в юре [Гаврилов, 2012]. Хотя даже «девонский источник» далеко не всегда согласуется с базой данных катагенеза палеозойских отложений ИНГТ СО РАН: определения отражающей способности витринита (ОСВ) свидетельствуют о наличии в карбоне и девоне палеотемператур, достигающих 200-250°C и более.

В работах томской научной группы геотермиков ([Лобова и др., 2018] и др.), как и в работах других исследователей нефтегазоносности Западной Сибири [Санникова и др., 2019], моделирование катагенетических очагов генерации УВ традиционно выполняется в рамках мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна – начиная с 210 млн. лет назад.

В настоящей работе ставится и решается задача моделирования катагенетических очагов генерации УВ осадочных бассейнов, наряду и совместно, «современного» юрско-

мелового и силурийского, ниже-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного, названных «палеобассейнами» [Ступакова и др., 2019]. Цель работы – теоретическое и экспериментальное изучение термической истории доюрских отложений, вероятно обладающих нефтематеринским потенциалом.

Предмет исследований выбран в соответствии с концепцией о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений. Ключевым исследуемым геодинамическим параметром является глубинный тепловой поток, определяющий реализацию процессов нефтегазообразования [Исаев, 2004].

### Характеристика объекта исследований и его параметризация

Сельвейкинское локальное поднятие в тектоническом плане приурочено [Конторович, 2007] к зоне сочленения Пудинского мезоподнятия и Чузикско-Чижапской мезоседловины (рис. 1а). По отражающему горизонту  $\Phi_2$  (кровля доюрских образований) поднятие представляет собой сложную по форме брахиантиклинальную складку с изогнутой (в плане) осью северо-северо-западного направления (рис. 1б). В пределах оконтуривающей сейсмоизогипсы (-2780 м) размеры поднятия составляют 14х3,5 км. Амплитуда достигает 90 м. Поднятие осложнено двумя куполами, оконтуривающимися по сейсмоизогипсе - 2740 м. По горизонту  $\Pi^a$  (подошва баженовской свиты) Сельвейкинское поднятие имеет меньшие размеры (9х3 км) и меньшую амплитуду (65 м) и представляет собой простую по форме брахискладку северо-западного простирания.

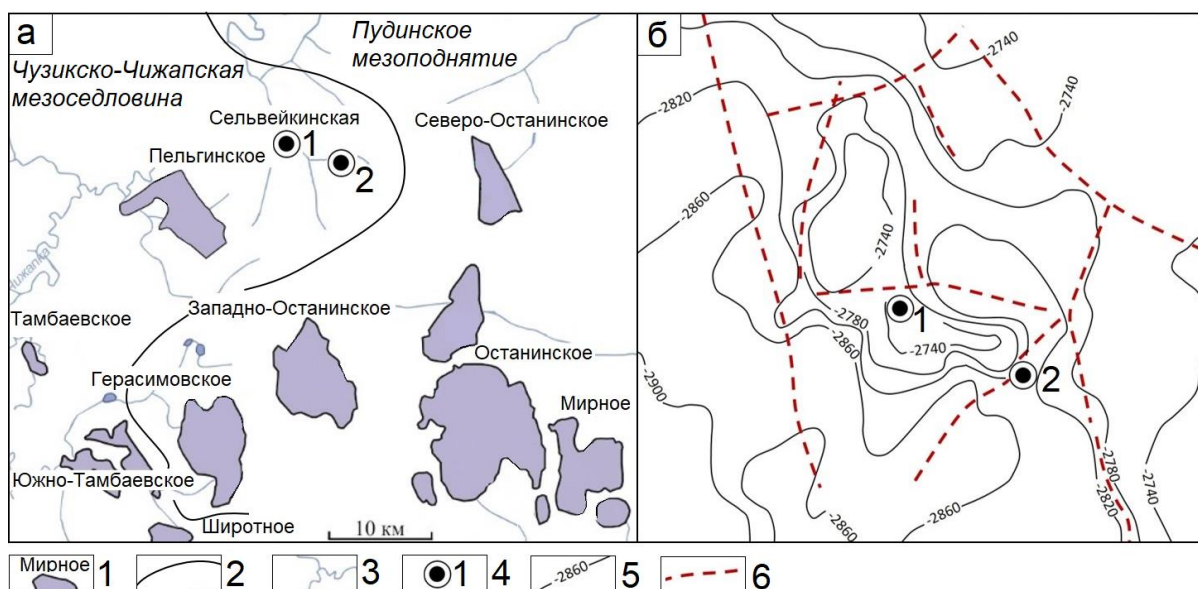
Глубокое поисковое бурение двух скважин на Сельвейкинской площади вскрыло образования доюрского фундамента (см. рис. 1б).

**Скв. 1**, расположенная в пределах юго-восточного купола, пробурена до глубины 3187 м с забоем в палеозойских отложениях. По скважине керн отбирался в отложениях баженовской  $J_3bg$ , васюганской  $J_3vs$ , тюменской  $J_{1tm}$  свит и палеозоя.

Доюрские образования вскрыты на глубине 2822 м. В их кровле залегает кора выветривания (интервал 2822-2860 м), представленная брекчированными глинистыми породами, песчаниками белыми и серыми, выветрелыми, перемьятыми.

Ниже разрез сложен известняками темно-серыми, черными, неравномерно глинистыми, участками комковатыми, с многочисленными неориентированными трещинами, залеченные кальцитом. В известняках встречаются прослойки черных аргиллитов и серых, голубовато-серых песчаников, плотных, крепких.

Признаков нефтегазоносности в доюрских образованиях по керну не отмечается. В отложениях васюганской и тюменской свит по керновым данным признаков УВ также не встречено.



**Рис. 1. Обзорная схема территории исследований Останинской группы месторождений углеводородов Томской области (а) и контур Сельвейкинской площади (б)**

1 – месторождение УВ; 2 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла; 3 – речная сеть; 4 – скважина, вскрывшая доюрский фундамент, и ее номер; 5 – сейсмозогипса отражающего горизонта  $\Phi_2$  (кровля доюрских отложений); 6 – тектоническое нарушение.

В процессе бурения с помощью испытателя пластов опробовано 4 объекта в отложениях палеозоя и низах тюменской свиты. Все объекты оказались по результатам опробования «сухими» (табл. 1).

Таблица 1

**Результаты опробования скважин, вскрывших доюрские отложения**  
(материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
Скв. Сельвейкинская 1			
Тюменская J <sub>3tm</sub> + Кора выветривания	2793-2846	«Сухо»	-
Кора выветривания (пласт М) + Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	2846-2886	«Сухо»	-
Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	2876-2957	«Сухо»	-
Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	2974-3045	«Сухо»	-
Скв. Сельвейкинская 2			
Васюганская J <sub>3vs</sub> (Ю01)	2605-2631	«Сухо»	
Кора выветривания (пласт М)	2902-2905	Разгазированная пластовая вода, свободный газ	3,4
Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	2925-2932	Разгазированная пластовая вода	22,7
Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	2940-2950	Разгазированная пластовая вода	11,2
Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	3010-3020	Пластовая вода	6,7
Чагинская D <sub>3cg</sub> (пласт М <sub>1</sub> )	3088-3100	Пластовая вода (практически «сухо»)	0,3

*Скв. 2*, расположенная на юго-восточной периклинали поднятия, пробурена до глубины 3298 м. По скважине производился отбор керна из отложений баженовской, васюганской, тюменской свит и палеозоя.

Васюганская (наунакская  $J_{3np}$ ) свита представлена песчаниками серыми, светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, среднесцементированными, слюдистыми, с включениями обугленных растительных остатков, участками слоистые за счет наличия тонких пропластков аргиллитов и алевролитов. В интервале 2595,5-2602,5 м поднято 0,8 м песчаника с запахом нефти.

Кора выветривания вскрыта в интервале 2901-2922 м. По керну – это известково-кремнистые породы, светло-серые и белые, легкие, пористые, пелитоморфные. Среди этих пород прослеживаются туфогенные песчаники.

Коренные породы палеозоя определены как известняки, участками окремненные, светло-бурые, брекчированные, тонкослоистые. По многочисленным трещинам отмечаются тектонические подвижки с амплитудой перемещения до 2-3 см, а также кварцевые и кальцитовые жилки.

В процессе бурения скважины опробовано 6 интервалов: один в пределах горизонта Ю1 и пять – в палеозое (см. табл. 1). По скв. 2 Сельвейкинской площади установлены газопроявления в выветрелых породах (пласт М).

**Выбор территории исследования**, и конкретно скв. Сельвейкинская 2 для выполнения палеотемпературного моделирования, обусловлен наличием измеренных геотемператур и притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов М (кора выветривания) и  $M_1$  (кровля коренного палеозоя) – табл. 1.

Сельвейкинская площадь интересна тем, что характеризуется [Исаев и др., 2019] минимальными значениями плотности современного теплового потока (40-41 мВт/м<sup>2</sup>) на фоне высоких значений Пельгинского (45-50 мВт/м<sup>2</sup>), Герасимовского (49-52 мВт/м<sup>2</sup>), Западно-Останинского (51 мВт/м<sup>2</sup>), Останинского (52-54 мВт/м<sup>2</sup>) и Северо-Останинского (54-58 мВт/м<sup>2</sup>) месторождений.

Параметризация осадочного разреза скв. Сельвейкинская 2 принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). Стратиграфическая разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, не вскрытого скважиной. Реконструкция осадконакопления выполнена с начала силурийского и до конца триасового периодов. Мощности стратиграфических подразделений учтены в соответствии с [Решения совещания..., 1999].

Согласно [Решения совещания..., 1999; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2001] на

территории исследований получил развитие депрессионный тип разреза. В разрезе присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века [Исаев, 2012]. Второй перерыв начался в среднекаменноугольной эпохе. Он занял более продолжительное время (100,2 млн. лет) и сопровождался размывом каменноугольных отложений – елизаровской  $C_{2elz}$ , средневазюганской  $C_{1-2sv}$  и кехорегской  $C_{1kh}$  свит.

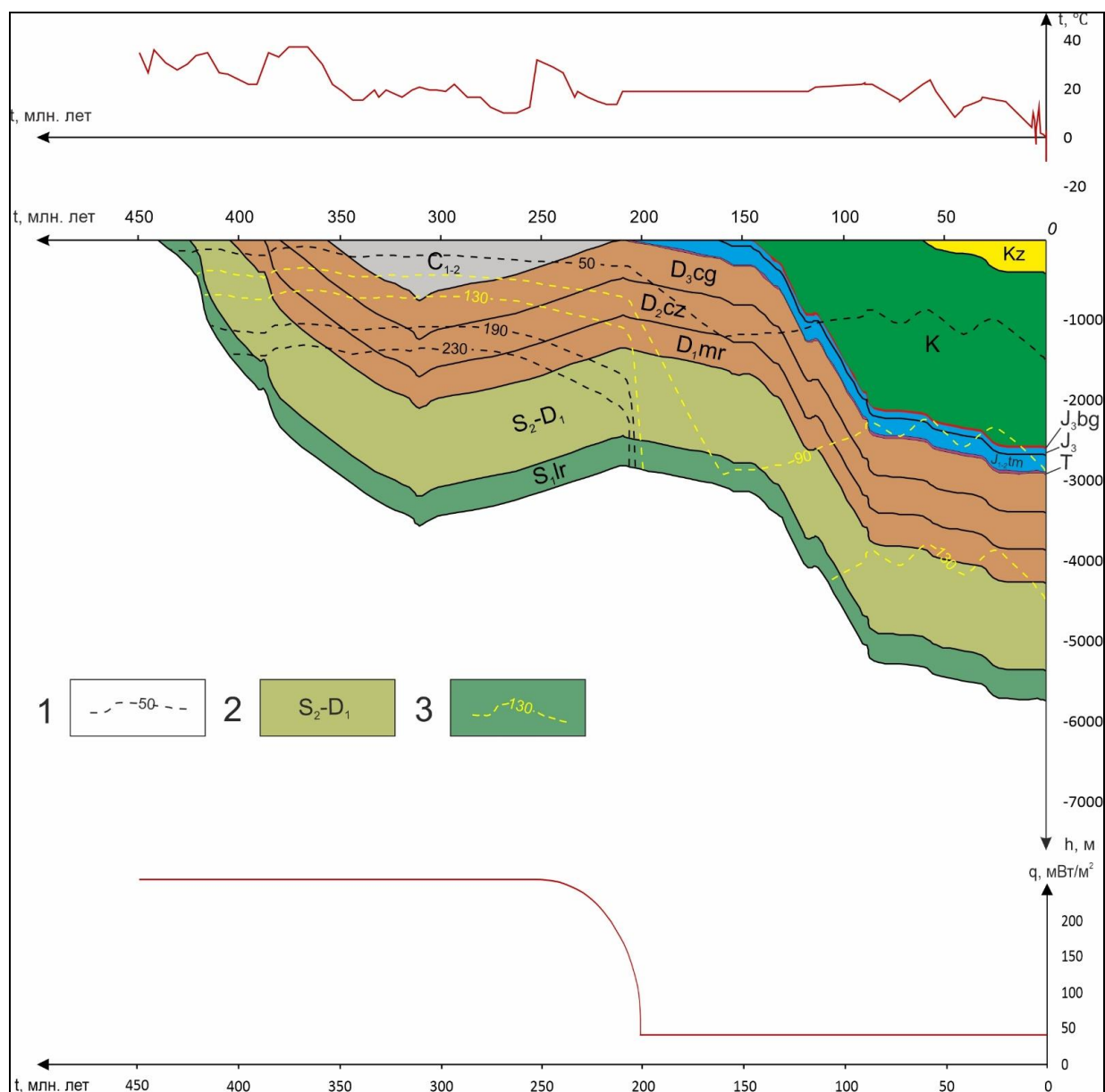
В качестве предполагаемых источников УВ для резервуаров коры выветривания и верхней части коренного палеозоя рассматриваются потенциально материнские свиты [Запивалов, Исаев, 2010; Фомин, 2011]: ларинская  $S_{1lr}$ , мирная  $D_{1mr}$ , чузиковская  $D_{2cz}$ , чагинская  $D_{3cg}$ , тюменская  $J_{1-2tm}$  и баженовская  $J_{3bg}$ . Если чагинские отложения непосредственно вскрыты скв. Сельвейкинская 2, то породы доманикоидного типа ларинской, мирной и чузиковской свит выявлены на локальных участках территории исследований.

### О методике исследований

Глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии средствами программного комплекса 1D бассейнового моделирования [Исаев и др., 2018б]. Плотность теплового потока рассчитывалась в два этапа.

На первом этапе решается обратная задача с использованием «наблюденных» геотемператур – измерений ОСВ юрских отложений, с учетом квазистационарности теплового потока, начиная с юрского времени [Ермаков, Скоробогатов, 1986; Курчиков, 2001]. На втором этапе - обратная задача с использованием измерений ОСВ палеозойских отложений. Резкое снижение значения теплового потока в триасе – с 258 до 41 мВт/м<sup>2</sup>, ознаменовавшем окончание герцинского времени [Конторович и др., 1975], описано с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью уменьшения значения, уравнением дуги – четверти окружности (рис. 2).

В результате получено значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории доюрского разреза (табл. 2). Основным критерием корректности результатов моделирования [Исаев и др., 2018а] выступает оптимальная согласованность («невязка») расчетных геотемператур с «наблюденными» – геотемпературами, пересчитанными из определений ОСВ. В данном случае эта «невязка» в пределах  $\pm 2^\circ\text{C}$ .



**Рис. 2. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скв. Сельвейкинская 2**

1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур главной фазы нефтеобразования. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [Исаев и др., 2016; Scotese, 2016], в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени.

Восстановление седиментационной (структурно-тектонической) и термической истории путем решения прямых задач геотермии с известным тепловым потоком выполнялось для всех четырех вышеперечисленных палеозойских потенциально нефтематеринских свит, а также для юрских – баженовской и тюменской свит (табл. 3, рис. 2).

Таблица 2

**Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скв. Сельвейкинская 2**

Приуроченность/ глубина, м	Температура, °С				Рассчитанный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
J <sub>3nn</sub> /2579	-	89	89	0	41
J <sub>3vs</sub> /2623	-	89	90	+1	/квазистационарный, начиная с юры, до современного
J <sub>1tm</sub> /2808	-	96	95	-1	
D <sub>3cg</sub> /3106	-	175	175	0	258 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

*Примечания. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск). Пересчет ОСВ ( $R_{\text{вс}}^0$ , %) в температуры выполнен с использованием оригинальной схемы [Исаев, Фомин, 2006].*

**Анализ результатов**

Ключевым фактором, определяющим реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН), главной зоны нефтеобразования (ГЗН), так называемое «нефтяное окно» – 90-130°C. Значительную роль в формировании залежей УВ играет и главная фаза газообразования (ГФГ), которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата, более 190°C – разрушительные для УВ температуры [Неручев, Рогозина, Капченко, 1973; Бурштейн и др., 1997].

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и коренного палеозоя. Резервуар коры выветривания (горизонт М) образовался в период 213-208 млн. лет назад и существует по настоящее время (в скв. 2 вскрытая мощность 21 м). Геотемпературы горизонта М не превышали 110°C. Принимается концепция, что резервуар верхней части коренного палеозоя (мощностью до 400-500 м, вскрытая мощность 376 м) генетически обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания [Белозеров, Гарсия Бальса, 2018], а тектонический фактор выступает в качестве катализатора процессов формирования вторичной пористости [Нгуен, Исаев, 2017]. Этот резервуар (вторичные коллекторы) образовался не позже 213-208 млн. лет назад и существует по настоящее время, его геотемпература не превышала 115°C.

Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скв. Сельвейкинская 2

Время, млн. лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J <sub>3</sub> bg)		Тюменская (J <sub>1-2</sub> tm)		Чагинская (D <sub>3</sub> cg)		Чузикская (D <sub>2</sub> cz)		Мирная (D <sub>1</sub> mr)		Ларинская (S <sub>1</sub> lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
0	0	41	80	2571	86	2676	96	2922	108	3402	119	3872	154	5371
1,64	1	41	82	2551	88	2656	98	2902	110	3382	121	3852	156	5351
4,71	3	41	84	2550	90	2655	100	2901	113	3381	123	3851	158	5350
24	16	41	96	2535	101	2640	112	2886	124	3366	134	3836	169	5335
32,3	16	41	90	2368	95	2473	105	2719	117	3199	128	3669	163	5168
41,7	12	41	84	2323	89	2428	99	2674	111	3154	122	3624	156	5123
54,8	19	41	89	2258	95	2363	105	2609	117	3089	128	3559	163	5058
61,7	22	41	88	2148	94	2253	104	2499	116	2979	126	3449	161	4948
73,2	16	41	81	2118	87	2223	97	2469	109	2949	120	3419	155	4918
86,5	22	41	85	2078	91	2183	101	2429	113	2909	123	3379	158	4878
89,8	22	41	79	1888	85	1993	95	2239	107	2719	118	3189	153	4688
91,6	22	41	76	1869	82	1974	92	2220	104	2700	114	3170	149	4669
114,1	21	41	47	907	53	1012	63	1258	75	1738	86	2208	120	3707
116,3	18	41	46	906	52	1011	62	1257	74	1737	84	2207	119	3706
120,2	19	41	45	905	50	1010	61	1256	73	1736	83	2206	118	3705
132,4	19	41	28	298	33	403	43	649	55	1129	66	1599	101	3098
136,1	19	41	26	228	32	333	42	579	54	1059	64	1529	99	3028
145,8	19	41	19	0	25	105	35	351	47	831	58	1301	93	2800
151,2	19	41	-	-	24	79	34	325	47	805	57	1275	92	2774
156,6	19	41	-	-	24	78	34	324	47	804	57	1274	92	2773
162,9	19	41	-	-	22	0	32	246	44	726	55	1196	90	2695
208	19	151	-	-	-	-	43	21	86	501	122	971	246	2470
213	14	175	-	-	-	-	41	0	92	480	136	950	285	2449
265,1	10	258	-	-	-	-	115	430	187	910	251	1380	464	2879
303,7	20	258	-	-	-	-	156	630	228	1110	292	1580	506	3079
313,2	20	258	-	-	-	-	175	750	246	1230	310	1700	524	3199
318,2	18	258	-	-	-	-	154	630	225	1110	289	1580	503	3079
320	17	258	-	-	-	-	150	609	222	1089	285	1559	499	3058
322	18	258	-	-	-	-	148	585	219	1065	283	1535	496	3034
330	17	258	-	-	-	-	132	490	205	970	267	1440	481	2939
331	17	258	-	-	-	-	130	479	201	959	265	1429	479	2928
335,1	19	258	-	-	-	-	124	430	195	910	258	1380	472	2879
336	18	258	-	-	-	-	120	414	192	894	255	1364	469	2863
337	17	258	-	-	-	-	118	396	189	876	252	1346	465	2845
340	16	258	-	-	-	-	107	341	179	821	242	1291	456	2790
341	16	258	-	-	-	-	104	323	176	803	239	1273	453	2772
347	18	258	-	-	-	-	90	215	161	695	225	1165	437	2664
358,9	30	258	-	-	-	-	67	0	140	480	202	950	416	2449
362	33	258	-	-	-	-	66	0	132	417	196	887	410	2386
363	34	258	-	-	-	-	65	0	130	397	194	867	408	2366
364	36	258	-	-	-	-	65	0	128	377	192	847	406	2346
365	37	258	-	-	-	-	64	0	126	357	190	827	404	2326
370	37	258	-	-	-	-	57	0	111	256	175	726	389	2225
376	36	258	-	-	-	-	47	0	92	135	156	605	368	2104
377	35	258	-	-	-	-	45	0	88	115	150	585	364	2084
382,7	34	258	-	-	-	-	-	-	69	0	132	470	345	1969
383	34	258	-	-	-	-	-	-	68	0	129	452	342	1951
386	33	258	-	-	-	-	-	-	54	0	101	271	314	1770
387	31	258	-	-	-	-	-	-	47	0	90	211	303	1710
390,5	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	265	1499
391,9	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	50	0	264	1500
393,3	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	264	1499
407,6	27	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	1099
411	29	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194	958
411,6	30	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190	933
412	30	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	917
419,2	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148	619
420,3	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131	500
421	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	425
422	33	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	317
422,8	32	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	231
423	33	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87	209
427,4	29	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	0

Примечание. Светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой - нижняя (главная) фаза газообразования, темно-желтой - палеотемпературный максимум; зеленой - времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений; светло-фиолетовой - температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ; красной - время геотемпературы в чагинской свите (313,2 млн. лет назад), соответствующей определению ОСВ (175°C).



Вместе с тем, принимаются концепции преимущественно вертикальной межпластовой миграции УВ [Коржов и др., 2013; Мельник, Недоливко, Зимина, 2020], включая миграцию вниз по разрезу. Анализ периодов «работы» очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (см. табл. 3, рис. 2) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

**Ларинская свита** (*S<sub>1lr</sub>*) находилась в ГФН недолго, 2,5 млн. лет (422,8-420,3 млн. лет назад), в ГФГ – 9,3 млн. лет (420,3-411 млн лет назад). Вероятно, нефтяной потенциал ларинского источника исчерпан 420,3 млн. лет назад, а газовый потенциал – 411 млн. лет назад. 411 млн. лет назад свита вошла в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190°C, и осталась в ней почти 250 млн. лет (411-162,9 млн. лет). Совершенно очевидно, что *ларинские УВ не могли аккумулялироваться* в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

**Мирная свита** (*D<sub>1mr</sub>*) находилась в ГФН сравнительно недолго, 4,3 млн. лет (387-382,7 млн. лет назад), в ГФГ – 18,7 млн. лет (382,7-364 млн. лет назад). Нефтяной потенциал мирнинского источника с большой вероятностью исчерпан 382,7 млн. лет назад, газовый потенциал – 364 млн. лет назад. 364 млн. лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и оставалась в этой зоне до 213 млн. лет назад, более 150 млн. лет. Очевидно, что *мирнинские УВ не могли аккумулялироваться* в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

**Чузикская свита** (*D<sub>2cz</sub>*) находилась в ГФН 14 млн. лет (376-362 млн. лет назад), в ГФГ – 26 млн. лет (362-336 млн. лет назад). 336 млн. лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и оставалась в этой зоне до 265,1 млн. лет назад, почти 71 млн. лет. Очевидно, что *чузикские УВ не могли, заполняя, сохраниться* в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя, которые сформировались не раньше 213-208 млн. лет назад.

**Чагинская свита** (*D<sub>3cg</sub>*) находилась в ГФН на протяжении 17 млн. лет (347-330 млн. лет назад), в ГФГ – 64,9 млн. лет (330-265,1 млн. лет назад). Нефтяной потенциал чагинского источника с большой вероятностью исчерпан 330 млн. лет назад, газовый потенциал – 265,1 млн. лет назад. Свита не подвергалась деструктивным для УВ геотемпературам. Учитывая последовательность генерации и миграции жидких УВ и газов, следует ожидать аккумуляцию и частичную сохранность чагинского газа в резервуарах коры выветривания и палеозоя. *Такой прогноз подтверждается* разбуриванием пластов М и М<sub>1</sub>, где при испытаниях зафиксированы газопроявления.

**Тюменская свита** (*J<sub>1-2tm</sub>*) до сих пор находится в низкотемпературной ГФН, на протяжении последних 86,5 млн. лет (86,5-0 млн. лет назад). Тюменский источник *может заполнять нефтью* резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя в течение

последних почти 87 млн. лет. Геотемпературы резервуаров благоприятны для сохранности тюменской нефти.

*Баженовская свита* ( $J_3bg$ ) находилась в низкотемпературной ГФН на протяжении 27,6 млн. лет (32,3-4,7 млн. лет назад). Все это время баженовский источник *может заполнять нефтью* резервуары коры выветривания и коренного палеозоя.

### Заключение

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются источники тюменской и баженовской нефти, а также источник чагинского газа. Однако результаты испытаний резервуаров коры и палеозоя показывают, что УВ залежей представлены газом, поэтому с наибольшей вероятностью резервуары коры и палеозоя являются аккумуляторами именно палеозойского, чагинского газа.

В итоге, можно констатировать, что в условиях геолого-геофизического разреза Сельвейкинской площади, источником УВ для резервуаров коры и палеозоя являются, скорее всего, породы доманикоидного типа чагинской свиты ( $D_2cg$ ) [Ступакова и др., 2015]. Это подтверждается впервые выполненным в настоящей работе совместным моделированием катагенетических очагов генерации УВ осадочных бассейнов: «современного» юрско-мелового и силурийского, ниже-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов».

Для дальнейших исследований несомненный интерес представит сопряженное моделирование катагенетических очагов генерации УВ «современного» юрско-мелового и палеозойских палеобассейнов на Герасимовском и Останинском месторождениях, расположенных в радиальном обрамлении Сельвейкинской площади. На этих месторождениях пласты  $M$  и  $M_1$  содержат промышленные залежи газа и нефти.

Эти месторождения интересны еще и тем, что, с одной стороны, характеризуются высокими значениями плотности современного теплового потока, *превышающими* современный тепловой поток Сельвейкинской площади на 12-14 мВт/м<sup>2</sup>. С другой стороны, для палеозойских образований ( $D_3-C_1$ ) по ОСВ установлена (определения А.Н. Фомина) градиация катагенеза  $MK_2$ , ( $R^0_{vt}=1,05-1,17$ ), что соответствует палеотемпературам 155-160°C. Это ощутимо *меньше*, на 15-20°C, чем палеотемпературы по ОСВ палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади – 175°C.

### Литература

*Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С.* Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128-139.

*Буриштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н.* Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070-1078.

*Гаврилов В.П.* Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С.60-64.

*Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

*Запивалов Н.П., Исаев Г.Д.* Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226-232.

*Исаев В.И.* Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – №5. – С. 101-115.

*Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н.* Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) // Физика Земли. – 2018а. – № 2. – С. 124-144. DOI: <https://doi.org/10.1134/s1069351318020064>

*Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н.* Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 4. – С. 3-25. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>

*Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г.* Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

*Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Старостенко В.И., Фомин А.Н.* Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит // Геология нефти и газа. – 2018б. – № 1. – С. 15-39.

*Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С.* Тепловой поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.) // Георесурсы.

– 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 125-135. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>

*Исаев В.И., Фомин А.Н.* Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734-745.

*Исаев Г.Д.* Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) // Вестник ТГУ. – 2012. – №355. – С.161-168.

*Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофиму А.А., Эрвье Ю.Г.* Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>

*Конторович В.А.* Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538-547.

*Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А.* Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51-56.

*Курчиков А.Р.* Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 11. – № 42. – С. 1846-1853.

*Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лунева Т.Е., Осипова Е.Н.* Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73-106. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>

*Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимица С.В.* Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 32-38.

*Нгуен Х.Б., Исаев В.И.* Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2017. – Т. 39. – № 6. – С. 3-19. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i6.2017.116363>

*Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14-16.

Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. – 80 с.

*Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Галушкин Ю.И., Калмыков Г.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Калмыков А.Г., Козлова Е.В.* Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 203-212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири в 9 кн. Кн. 5: Палеозой Западной Сибири / Под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. – 163 с.

*Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Сулова А.А., Завьялова А.П.* Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 4-12. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12>

*Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Курасов И.А., Бордюг Е.В., Кирюхина Т.А.* Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – №2 (61). – С. 63-76. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

*Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. – 331 с. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/40\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2019)

*Ablya E., Nadezhkin D., Boryug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., van Bergen P.F.* Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – no. 8. – P. 1176–1184. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>

*Scotese C.R.* A new global temperature curve for the Phanerozoic, Paper no. 74-31, GSA Annual Meeting in Denver, CO, September 25, 2016 (abstract & poster), Geological Society of America, Boulder, CO.

**Galieva M.F., Aleeva A.O., Isaev V.I.**

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, margaritagalieva@gmail.com, RastorguevaAO\_90@mail.ru, isaevvi@tpu.ru

## **HYDROCARBONS GENERATION FOCIS AND ACCUMULATION WITHIN THE PRE-JURASSIC SECTION OF THE DEEP DRILLING SELVEIKIN AREA (TOMSK REGION)**

*Concurrent modelling of catagenetic foci of hydrocarbon generation in sedimentary basins: “present” Jurassic-Cretaceous and Silurian, Lower-Middle Devonian, Upper Devonian-Lower Carboniferous “paleobasins”, was performed for the first time. It was stated that the source rock of gas in reservoirs of the weathering crust and top of inner Paleozoic in conditions of geological and geophysical cross-sections of Selveikin area most likely is “Devonian” – domanicoid rocks of Chagin Formation.*

**Keywords:** *modelling of catagenetic foci of hydrocarbon generation, “present” sedimentary basin and Paleozoic “paleobasins”, reservoir of the weathering crust and inner Paleozoic, Tomsk Region.*

### **References**

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>

Belozеров V.B., Garcia A.S. Perspektivy poiska zalezhey nefi v otlozheniyakh devona yugovostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity [Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian section of the south-eastern part of the Western-Siberian plate]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128-139.

Burshtein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. Model' katagenez organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity) [Model of catagenesis of organic matter. Russian]. *Geologiya i geofizika*, 1997, no.6, pp. 1070-1078.

Gavrilov V.P. *Geodinamicheskaya model' neftegazonosnosti Zapadnoy Sibiri* [Geodynamic model of oil and gas potential of West Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*, 2012, no. 2, pp.60-64.

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost' molodyh plit SSSR* [Thermal field and oil and gas potential of young plates of the USSR]. Moscow: Nedra Publ. house, 1986, 222 p.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskih i paleozoyskih otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum accumulations of the Mesozoic and Paleozoic of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/40\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2019)

Isaev G.D. *Regional'nye stratigraficheskie podrazdeleniya paleozoya Zapadno-Sibirskoy plity (po dannym issledovaniya tabulyatomorfnykh korallov)* [Regional stratigraphic subdivisions of the Paleozoic of the West-Siberian plate]. *Vestnik TGU*, 2012, no. 355, pp.161-168.

Isaev V.I. *Paleotemperaturnoe modelirovanie osadochnogo razreza i neftegaobrazovanie* [Paleotemperature modeling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation]. *Tikhookeanskaya geologiya*, 2004, vol. 23, no. 5, pp. 101-115.

Isaev V.I., Fomin A.N. *Ochagi generatsii neftey bazhenovskogo i togurskogo tipov v yuzhnoy chasti Nyurol'skoy megavpadiny* [Loci of generation of Bazhenov and Togur - type oils in the Southern Nyurol'ka Megadepression]. *Geologiya i geofizika*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. *Mezozoysko-kaynozoyiskiy klimat i neotektonicheskie sobytiya kak faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity arkticheskogo regiona Zapadnoy Sibiri (na primere p-va Yamal)* [Mesozoic–Cenozoic climate and neotectonic events as factors in

reconstructing of the thermal history of the source-rock Bazhenov Formation, Arctic region, Western Siberia, by the example of the Yamal Peninsula]. *Fizika Zemli*, 2018a, no. 2, pp. 124-144. DOI: <https://doi.org/10.1134/s1069351318020064>

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. *Paleoklimaticheskie faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii bazhenovskoy i togurskoy svit yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum Bazhenov and Togur Formations southeastern Western Siberia]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2016, vol. 38, no. 4, pp. 3-25. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>

Isaev V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Bulatov V.I., Kuz'menkov S.G., Galieva M.F., Krutenko D.S. *Teplovoy potok i neftegazonosnost' (p-ov Yamal, Tomskaya obl.)* [Heat flow and oil and gas potential (the Yamal peninsula, Tomsk Region)]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 125-135. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>

Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.Ya., Kudryashova L.K., Sungurova O.G. *Strategiya i osnovy tehnologii poiskov uglevodorodov v doyrskom osnovanii Zapadnoy Sibiri* [Strategy and basis of technologies for hydrocarbon exploration in the pre-Jurassic basement of Western Siberia]. Tomsk: Izd-vo TPU, 2014, 112 p.

Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Starostenko V.I., Fomin A.N. *Rayonirovanie megavpadin yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri po plotnosti resursov slantsevoy nefiti togurskoy i bazhenovskoy materinskikh svit* [Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source Formations in the southeast of Western Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2018b, no. 1, pp. 15-39.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas geology of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1975, 680 p.

Kontorovich V.A. *Seysmogeologicheskie kriterii neftegazonosnosti zony kontakta paleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (na primere Chuzikcko-Chizhapckoy zony neftegazonakopleniya)* [Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation)]. *Geologiya i geofizika*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 538-547. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>

Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. *Genezis doyrskih zalezhey nefiti Rogozhnikovskoy gruppy mestorozhdeniy (po rezul'tatam izucheniya vertikal'noy zonal'nosti alkanov)* [Genesis of the pre-Jurassic oil accumulations of Rogozhnikovskoe group of fields (based on results of vertical alkanes zoning studying)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 51-56.

Kurchikov A.R. *Geotermicheskiy rezhim uglevodorodnykh skopleniy Zapadnoy Sibiri* [Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 11, pp. 1846-1853.

Lobova G.A., Isaev V.I., Kuz'menkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. *Neftegazonosnost' kollektorov kory vyvetrivaniya i paleozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (prognozirovanie trudnoizvlekaemykh zapasov)* [Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves)]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73-106. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>

Mel'nik I.A., Nedolivko N.M., Zimina S.V. *Vtorichnye karbonaty yurskikh peschanykh otlozheniy kak pokazateli produktivnosti paleozoya* [Secondary carbonates of Jurassic sand deposits as indicators of the Paleozoic productivity]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 32-38.

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. *Glavnaya faza gazoobrazovaniya – odin iz etapov katageneticheskoy evolyutsii sapropelevogo rasseyannogo organicheskogo veshchestva* [The main phase of gas generation is one of the stages of sapropelic dispersed organic matter catagenetic evolution]. *Geologiya i geofizika*, 1973, no. 10, pp. 14-16.

Nguen Kh.B., Isaev V.I. Kollektory nefti kristallicheskogo fundamenta mestorozhdeniya Belyy Tigr [Oil reservoirs of the crystalline basement of the White Tiger field]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2017, vol. 39, no. 6, pp. 3-19. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i6.2017.116363>

*Resheniya soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu regional'noy stratigraficheskoy shemy paleozoyskikh obrazovaniy Zapadno-Sibirskoy ravniny* [Resolution of considering and admitting regional stratigraphic scheme of Paleozoic Formations within Western Siberian Plain conference]. Editor V.I. Krasnov. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 1999, 80 p.

Sannikova I.A., Stupakova A.V., Bol'shakova M.A., Galushkin Yu.I., Kalmykov G.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. *Regional'noe modelirovanie uglevodorodnykh sistem bazhenovskoy svity v Zapadno-Sibirskom bassejne* [Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov Formation in the Western Siberian Basin]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 2, pp. 203-212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>

Scotese C.R. A New Global Temperature Curve for the Phanerozoic, Paper no. 74-31, GSA Annual Meeting in Denver, CO, September 25, 2016 (abstract & poster), Geological Society of America, Boulder, CO.

Stupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zav'yalova A.P. *Paleobasseyny – novaya kontseptsiya modelirovaniya istorii geologicheskogo razvitiya i neftegazonosnosti regionov* [Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 2, pp. 4-12. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12>

Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kurasov I.A., Bordyug E.V., Kiryukhina T.A. *Geologicheskoe izuchenie i neftegazonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Geological survey and petroleum potential of Paleozoic section in the Western Siberia]. *Georesursy*, 2015, vol. 61, no. 2, pp. 63-76. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

*Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri* [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia] in 9 volumes. Vol. 5: Paleozoy Zapadnoy Sibiri. Editor A.E. Kontorovich. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2001, 163 p.

Zapivalov N.P., Isaev G.D. *Kriterii otsenki neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Palaeozoic formations of Western Siberia]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2010, no.341, pp. 226-232.

© Галиева М.Ф. Алеева А.О. Исаев В.И., 2020

