

## Перспективы нефтегазоносности Западного Прианабарья (Сибирская платформа)

Представлено литолого-петрографическое описание верхнедокембрийских и палеозойских нефтегазоносных комплексов, в соответствии с новыми структурными построениями уточнено структурно-тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Западного Прианабарья, охарактеризованы нафтидопроявления и новые данные по петрофизическим и геохимическим показателям перспективных нефтегазоносных комплексов. Дана оценка перспектив нефтегазоносности территории с выделением локальных объектов и оценкой ресурсов углеводородов объемно-статистическим методом.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, венд, палеозой, нефтегазоносные комплексы, ресурсы.

A. I. LARICHEV, I. V. BIGUN, A. I. KUDRYASHOVA (VSEGEI)

## Petroleum potential in the West Anabar (Siberian Platform)

The article gives a lithological and petrographic description of the Upper Precambrian and Paleozoic oil and gas bearing complexes. Structural-tectonic and oil-gas-geological zoning of the West Anabar updated in accordance with the new structural constructions. Naphtides-show are described and new data on the petrophysical and geochemical characteristics of the promising oil and gas complexes are represented. The assessment of the oil and gas potential of the territory is given with the allocation of local facilities and the assessment of hydrocarbon resources by the volume-statistical method.

Keywords: Siberian Platform, Lena-Tunguska petroleum province, Vend, Paleozoic, oil and gas bearing complexes, resources.

**Введение.** В настоящее время Сибирская платформа является объектом детального изучения с целью поисков залежей углеводородов. Большая часть геологоразведочных работ сконцентрирована в южных районах платформы. Здесь на территориях Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Катангской седловины открыты крупные месторождения нефти и газа, построен и действует Восточно-Сибирский нефтепровод (ВСТО), благодаря которому ведется активная добыча нефти на Юрубчено-Тохомском, Куюмбинском, Дулиминском, Ярактинском, Верхне-Чонском, Талаканском и Среднеботуобинском месторождениях. Южные районы Сибирской платформы достаточно детально изучены сейсмическими методами и бурением, а северные, в силу своей удаленности и труднодоступности, изучены слабо. Тем не менее геологи связывают с ними большие надежды на открытие крупных залежей углеводородов.

Территория исследований располагается в зоне сочленения трёх надпорядковых структур: Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) – на севере, Анабаро-Оленёкской антеклизы – на востоке и юго-востоке и Курейской синеклизы – на западе и юго-западе. Она занимает большую часть площади листов R-47 и R-48 (рис. 1).

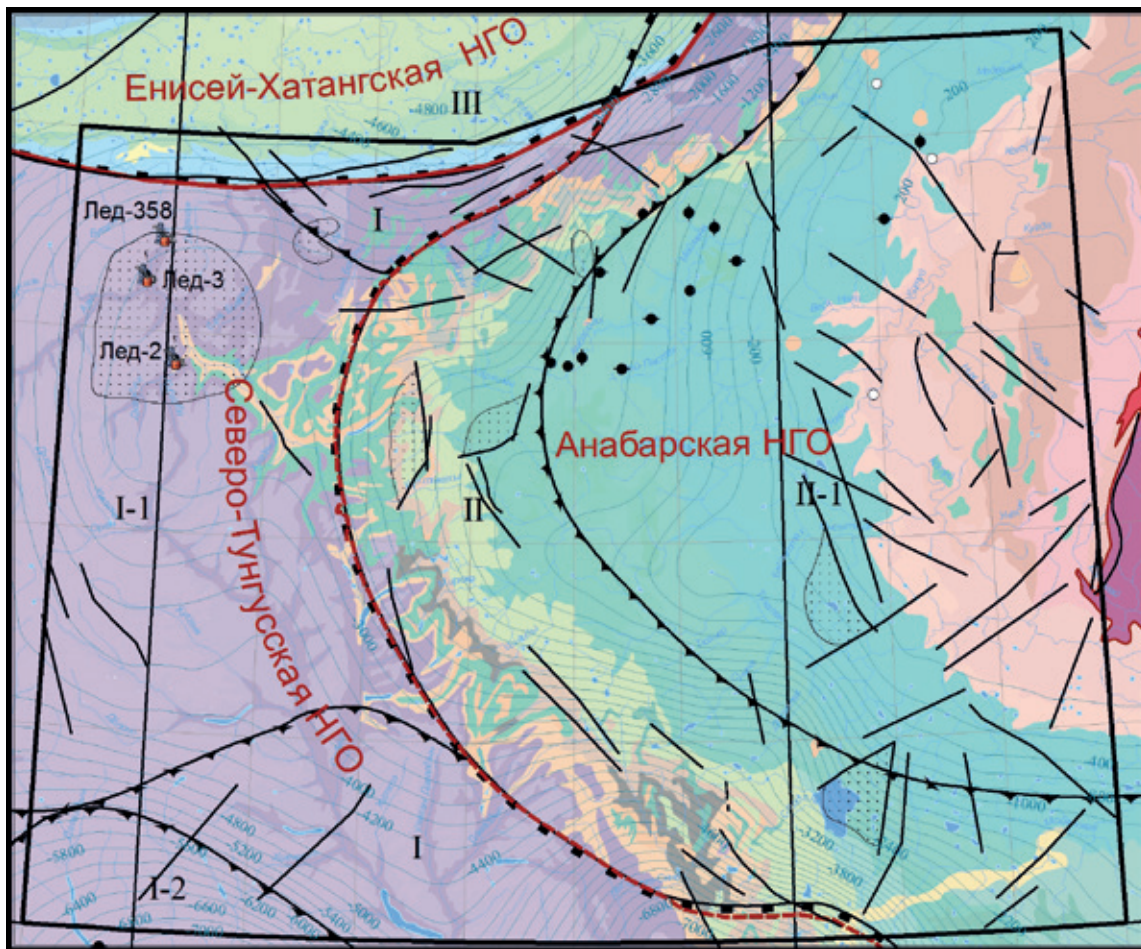
Сейсмическая изученность территории крайне низка. Отдельные профили МОВ-ОГТ имеются лишь в зоне сочленения Пutorанского высту-

па и Анабаро-Оленёкской антеклизы. Территория ЕХРП в пределах выбранного участка изучена только сейсморазведкой МОВ и в последние годы региональными профилями МОВ-ОГТ.

Структурные поверхности горизонтов осадочного чехла недостаточно обоснованы, так как площадь закрыта редкой сетью сейсмических профилей и ограниченным числом глубоких скважин. Структурные планы построены по ограниченному сейсмическим и буровым материалам, данным потенциальных полей и геологической съемки.

Глубокое бурение на изученной территории Анабаро-Оленёкской антеклизы не проводилось. В пределах Курейской синеклизы на Ледянском своде пробурена параметрическая скв. Ледянская 358, южнее границы территории исследований – Чириндинская параметрическая скважина.

За основу структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования были взяты структурные построения по листам R-47 и R-48 и актуализированы по сейсмическим и буровым материалам. На территории исследований располагаются северо-восточные районы Северо-Тунгусской НГО и западные районы Анабарской НГО. В пределах Северо-Тунгусской НГО выделяются две структуры первого порядка: Пutorанский выступ и Верхнекочумская впадина, а в центральных районах Анабарской НГО – крупная положительная структура I порядка – Анабарский мегасвод (рис. 1).



**Рис. 1. Структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование территории Западного Прианабарья**  
 1 – перспективные прогнозируемые объекты; 2 – разломы; 3 – границы НПП; 4 – границы НГО; 5 – скважины; 6 – границы надпорядковых структур: I – Тунгусская синеклиза, II – Анабаро-Оленёкская антеклиза, III – Енисей-Хатангский региональный прогиб; 7 – границы структур I порядка: I-1 – Путоранский выступ, I-2 – Верхнекочечумская впадина, II-1 – Анабарский мегасвод; 8 – изолинии подошвы кембрия (м); 9 – битумопроявления: а – мальты, б – асфальты, в – асфальтиты

Глубины залегания подошвы осадочного чехла в зоне сочленения Северо-Тунгусской и Анабарской НГО составляют около 4 км. В басс. рек Котуй и Котуйкан установлено отчетливо выраженное моноклинальное залегание пород осадочного чехла с углами падения  $1^{\circ}$ – $4^{\circ}$ , с увеличением на отдельных участках до  $10^{\circ}$ – $12^{\circ}$ , реже в приразломных зонах – до  $15^{\circ}$ – $18^{\circ}$ . Это обстоятельство является важным фактором при определении перспектив нефтегазоносности.

Фундаментом в пределах изучаемой территории являются сильнодислоцированные метаморфические породы архея. Разрез осадочного чехла суммарной мощностью до 9 км состоит из рифейских карбонатных и в меньшей степени терригенных толщ, на различных горизонтах которых с размывом залегают вендские карбонатные породы с подчиненным значением сульфатно-карбонатных и терригенных разностей; карбонатные и терригенно-карбонатные образования нижнего палеозоя (кембрий – ордовик); морские карбонатные, карбонатно-терригенные и сульфатно-карбонатно-терригенные отложения среднего палеозоя (силур –

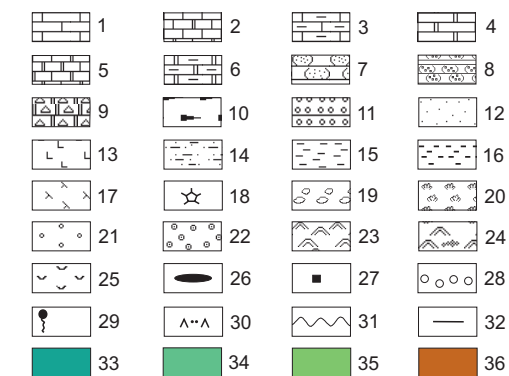
девон); несогласно залегающие лагунно-континентальные угленосные породы среднего – верхнего карбона и перми (тунгусская серия), на размытой поверхности которых лежат вулканогенные образования нижнего триаса. На территории широко развиты интрузивные образования трапповой формации позднепермско-раннетриасового возраста.

**Основные нефтегазоносные комплексы.** На территориях Анабарской и Северо-Тунгусской НГО в осадочном чехле в качестве возможных нефтегазоносных комплексов выделяются вендские, кембрийские, ордовикские, силурийские и девонские отложения, а в пределах Северо-Тунгусской НГО и пермо-карбонные отложения (рис. 2) [1–8]. Рифейский НГК в данной работе не рассматривается.

**Вендский и венд-нижекембрийский НГК** представлены преимущественно карбонатными породами старореченской, немакит-далдынской, медвежинской и кугдаюряхской свит с подчиненным количеством терригенных пород: песчаников, аргиллитов, алевролитов и глинистых разностей карбонатов.

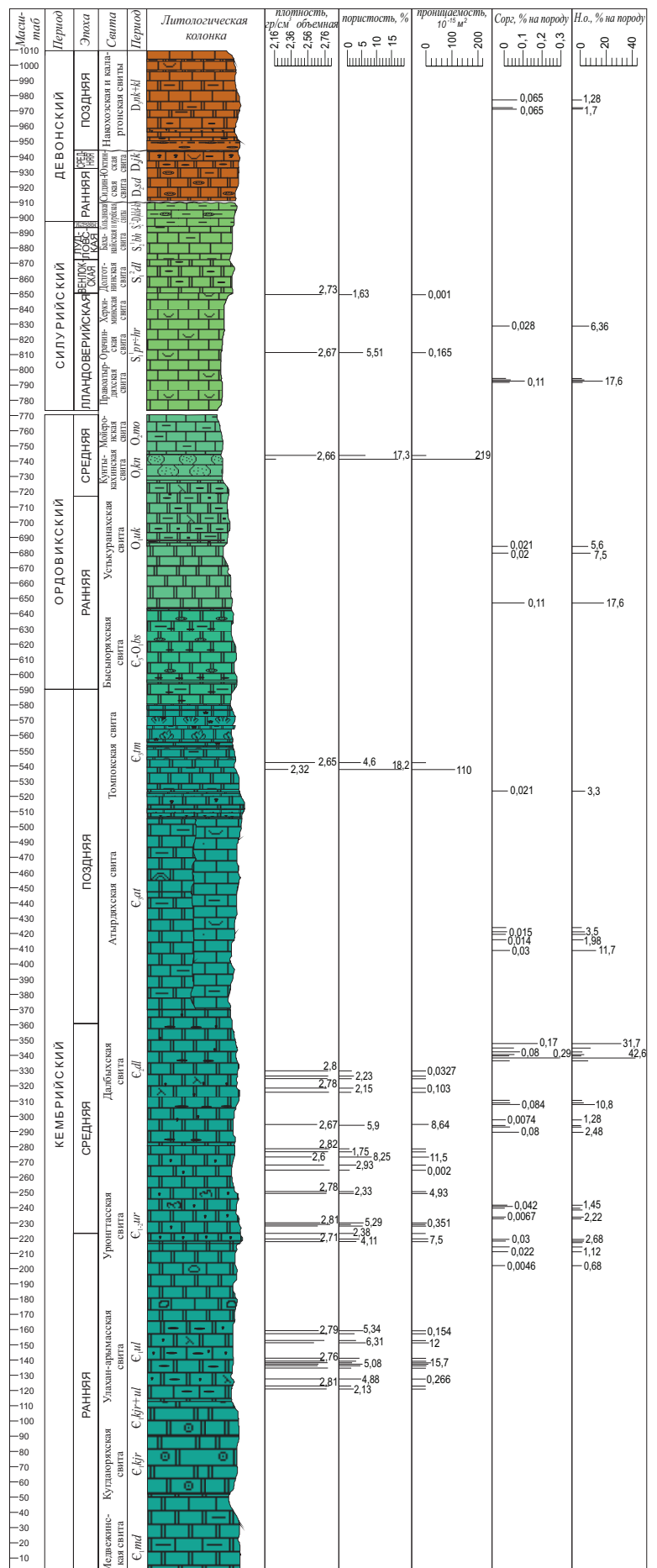
**Результаты определения объемной и минералогической плотности, пористости, проницаемости  
и пустотности образцов горных пород**

Образец	Порода	Возраст	Объем образца, см <sup>3</sup>	Масса, г	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Порис- тость, %	Проницаемость, 10 <sup>15</sup> м <sup>2</sup>		Пустотность с учетом каверн и трещин, %
					объем- ная	минера- логиче- ская		по газу	с по- правкой	
A2011/1	Доломит	Є <sub>1</sub> ul	22,72	62,36	2,74	2,84	4,08	0,004	0,002	3,50
A3046/4	»	Є <sub>1</sub> ul	22,379	62,51	2,79	2,85	2,37	0,010	0,005	2,04
A3046/5	»	Є <sub>1</sub> ul	27,029	72,60	2,69	2,84	5,34	0,154	0,112	5,33
A4017/1	Известковис- тый доломит	Є <sub>1</sub> ul	15,767	41,48	2,63	2,83	6,31	12,000	11,207	7,19
A4018/1	Доломит	Є <sub>1</sub> ul	18,639	51,28	2,75	2,84	2,94	0,114	0,084	3,29
A4023/1	»	Є <sub>1</sub> ul	27,51	74,05	2,69	2,84	4,37	0,082	0,058	5,29
A5066/2	Известковис- тый доломит	Є <sub>1</sub> ul	19,185	53,63	2,80	2,84	1,56	0,001	0,000	1,55
A5066/3	Доломит	Є <sub>1</sub> ul	21,303	57,06	2,68	2,83	4,61	0,404	0,313	5,45
A5066/4	»	Є <sub>1</sub> ul	17,9	48,14	2,69	2,84	5,08	8,780	8,112	5,27
A5066/6	»	Є <sub>1</sub> ul	25,524	70,45	2,76	2,85	2,96	0,099	0,070	3,09
A5077/3	»	Є <sub>1</sub> ul	36,862	102,7	2,79	2,85	2,13	0,002	0,001	2,12
A5077/4	Известковис- тый доломит	Є <sub>1</sub> ul	28,059	78,86	2,81	2,86	1,39	0,001	0,000	1,74
A5077/10	Доломит	Є <sub>1</sub> ul	19,336	53,76	2,78	2,85	2,10	15,656	14,591	2,59
A5077/(2)	»	Є <sub>1</sub> ul	21,667	58,64	2,71	2,87	4,88	0,266	0,199	5,66
A3054/1	»	Є <sub>1-2</sub> ur	27,668	77,80	2,81	2,86	1,66	0,004	0,001	1,57
A5034/1	Известковис- тый доломит	Є <sub>1-2</sub> ur	19,487	54,24	2,78	2,85	2,33	4,930	4,392	2,29
A5034/2	Доломит	Є <sub>1-2</sub> ur	23,339	64,95	2,78	2,85	2,33	0,001	0,000	2,38
A5038/1	Известковис- тый доломит	Є <sub>1-2</sub> ur	35,656	95,33	2,67	2,84	5,23	0,008	0,005	5,83
A5039/1	Доломит	Є <sub>1-2</sub> ur	20,431	55,32	2,71	2,86	5,29	0,351	0,264	5,32
A5041/2	»	Є <sub>1-2</sub> ur	16,509	45,35	2,75	2,87	3,32	7,098	6,415	4,28
A5041/3	»	Є <sub>1-2</sub> ur	25,924	70,16	2,71	2,84	4,11	7,495	6,868	4,85
A5041/4	»	Є <sub>1-2</sub> ur	18,955	52,50	2,77	2,84	2,38	0,007	0,004	2,59
A5044/1	Окремненный доломит	Є <sub>1-2</sub> ur	27,086	76,45	2,82	2,85	1,00	0,004	0,002	0,94
A5046/1	Доломит	Є <sub>1-2</sub> ur	18,402	51,93	2,82	2,85	0,93	0,002	0,001	1,03
A5046/2	»	Є <sub>1-2</sub> ur	31,22	85,92	2,75	2,83	2,93	0,003	0,002	2,72
A5046/4	»	Є <sub>1-2</sub> ur	16,724	43,56	2,60	2,85	8,25	11,463	10,731	8,60
A5046/5	»	Є <sub>1-2</sub> ur	27,256	76,46	2,81	2,84	1,76	0,004	0,002	1,38
A5032/3	»	Є <sub>2</sub> dl	19,04	50,79	2,67	2,83	5,90	8,637	7,899	5,67
A5079/1	»	Є <sub>2</sub> dl	18,398	51,75	2,81	2,84	1,36	0,001	0,000	0,79
A5079/3	»	Є <sub>2</sub> dl	27,431	76,21	2,78	2,85	2,15	0,103	0,074	2,63
A5079/5	»	Є <sub>2</sub> dl	20,89	58,31	2,79	2,86	1,77	0,001	0,000	2,25
A5080/2	»	Є <sub>2</sub> dl	17,913	50,22	2,80	2,86	2,23	0,055	0,037	1,89
A5080/4	»	Є <sub>2</sub> dl	13,766	38,52	2,80	2,86	1,74	0,033	0,019	2,19
A1017/3	»	Є <sub>3</sub> tm	24,755	57,51	2,32	2,85	18,21	110,35	107,56	18,55
A1023/2	»	Є <sub>3</sub> tm	12,532	33,16	2,65	2,75	4,60	0,012	0,007	3,77
A4002/1	Песчаник	O <sub>1</sub> kn	29,759	64,76	2,18	2,64	17,33	218,867	214,7	17,64
A4003/2	Доломит	O <sub>1</sub> kn	26,775	71,14	2,66	2,83	6,25	0,128	0,093	6,11
A1001/1	Доломит окремненный	S <sub>1</sub> pr+hr	25,351	67,76	2,67	2,84	5,51	0,165	0,122	5,74
A4031/1	Доломитизиро- ванный известняк	S <sub>1</sub> dl	20,565	56,22	2,73	2,78	1,63	0,001	0,000	1,50



**Рис. 2. Изменение петрофизических и геохимических характеристик в ниже-среднепалеозойских породах территории Западного Прианбарья (район рек Маймеча и Амбардах)**

1 – известняки; 2 – доломитистые, доломитовые известняки; 3 – глинистые известняки, известковистые/известковые мергели; 4 – доломиты; 5 – известковистые/известковые доломиты; 6 – глинистые доломиты; 7 – песчаники; 8 – конгломераты; 9 – брекчии; 10 – горючие сланцы; 11 – гравийный материал; 12 – песчаный материал; 13 – базальт; 14 – алевролит; 15 – аргиллит; 16 – уголь, угольные пропластки; 17 – окремнение; 18 – трещины усыхания; 19 – кавернозная; 20 – водорослевые; 21 – оолитовые; 22 – микрофитолитовые; 23 – строматолитовые; 24 – строматолито-водорослевые, биогермные; 25 – раковинная фауна без разделения на группы; 26 – стяжения кремня; 27 – пирит; 28 – глауконит; 29 – битум; 30 – гипс; 31 – несогласное залегание; 32 – граница свит; 33 – кембрий; 34 – ордовик; 35 – силур; 36 – девон



Концентрации  $C_{орг}$  в карбонатных палеозойских породах плато Путорана (реки Маймеча, Амбардах) \*

Образец	Площадь	Возраст	Порода	Нерас- творимый остаток, % на породе	$C_{орг}$ , % на нераство- римый остаток	$C_{орг}$ , % на породе
M1007/2	р. Маймеча	$E_1kjr+ul$	Доломит	2,0	0,7	0,01
M1021/1	р. Маймеча	$E_1kjr+ul$	»	0,8	1,8	0,01
M1048/1	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	1,1	2,0	0,02
M5070/3	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	0,4	12,0	0,04
M2000/1	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	0,9	0,1	0,0009
M2004/1	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	2,2	0,3	0,007
M5071/2	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	1,5	1,1	0,02
M5072/4	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	Доломит кавернозный	0,1	2,4	0,003
M5056/2	р. Амбардах	$E_{1-2}ur$	Доломит	0,7	0,7	0,005
M5052/1	р. Амбардах	$E_2dl$	»	1,5	2,0	0,03
M5050/3	р. Амбардах	$E_2dl$	Доломит окремненный	5,9	0,5	0,03
M5050/4	р. Амбардах	$E_2dl$	Доломит	1,3	2,7	0,03
M5050/5	р. Амбардах	$E_2dl$	»	3,1	1,6	0,05
M5052/3	р. Амбардах	$E_2dl$	»	1,4	0,6	0,009
M5052/4	р. Амбардах	$E_2dl$	»	2,7	1,1	0,03
M5080/11	р. Маймеча	$E_2dl$	»	2,3	1,5	0,03
A5080/8	р. Маймеча	$E_2dl$	»	1,7	4,7	0,08
M5082/1	р. Маймеча	$E_2dl$	»	1,0	2,9	0,03
M5085/1	р. Маймеча	$E_2dl$	»	10,8	0,8	0,08
M5085/3	р. Маймеча	$E_2dl$	»	1,0	3,2	0,03
A5030/1	р. Маймеча	$E_2dl$	»	2,5	3,2	0,08
A5032/2	р. Маймеча	$E_2dl$	»	0,6	1,2	0,007
A5080/6	р. Маймеча	$E_2dl$	Мергель доломитистый окремненный	42,6	0,7	0,29
M5082/4	р. Маймеча	$E_2dl$	Доломит	1,3	0,6	0,007
M2017/1	р. Маймеча	$E_3at$	Доломит окремненный	3,3	0,6	0,02
M5043/2	р. Амбардах	$E_3at$	»	7,7	0,7	0,05
M5043/3	р. Амбардах	$E_3at$	Мергель доломитистый кавернозный	31,7	0,6	0,17
M2019/1	р. Маймеча	$E_3at$	Доломит кавернозный	5,6	0,4	0,02
M1001/1	р. Амбардах	$E_3at$	»	11,7	0,3	0,03
M1009/1	р. Маймеча	$E_3tm$	Доломит	3,9	0,2	0,007
A5021/1	р. Маймеча	$E_3tm$	»	3,5	0,4	0,01
M2015/1	р. Маймеча	$E_3tm$	»	7,5	0,3	0,02
M5104/35	р. Маймеча	$E_3-O_1bs$	Доломит глинистый	17,8	0,6	0,11
M2024/1	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	Известняк доломитистый	1,8	1,6	0,03
M2024/2	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	»	3,0	1,1	0,03
A5082/76	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	Известняк	6,4	0,4	0,03
M2029/1	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	Доломит глинистый	17,6	0,6	0,11
M2033/1	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	Доломит	1,0	0,9	0,009
M1088/1	р. Маймеча	$D_3kl$	»	1,7	3,8	0,06
M2030/2	р. Маймеча	$D_3kl$	Известняк	1,9	2,4	0,04
M2034/1	р. Маймеча	$D_3kl$	»	1,3	5,1	0,07

\* Измерены при помощи экспресс-анализатора АН-7529.

Результаты пиролиза  $C_{орг}$  палеозойских пород (реки Маймеча, Амбардах)

Образец	Площадь	Возраст	Порода	Нерастворимый остаток, % на породу	Пиролиз по нерастворимому остатку (н. о.)						
					S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	T <sub>max</sub> , °C	ТОС, %	Н <sub>1</sub> , мг УВ/г C <sub>орг</sub>	О <sub>1</sub> , мг УВ/г C <sub>орг</sub>	PI
					мг УВ/г н. о.						
M1007/2	р. Маймеча	$E_1kjr+ul$	Доломит	2,0	0,62	1,83	422	0,8	243	45	0,25
M1021/1	р. Маймеча	$E_1kjr+ul$	»	0,8	1,76	9,26	424	2,2	432	48	0,16
M1048/1	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	1,1	1,17	6,58	436	2,1	316	26	0,15
M5070/3	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	0,4	6,61	22,81	440	15,1	151	48	0,22
M5071/2	р. Маймеча	$E_{1-2}ur$	»	1,5	0,59	1,71	432	1,0	170	23	0,26
M5056/2	р. Амбардах	$E_{1-2}ur$	»	0,7	1,2	1,72	311	1,2	141	64	0,41
M5052/1	р. Амбардах	$E_2dl$	»	1,5	1,03	3,75	437	1,7	225	14	0,22
M5050/4	р. Амбардах	$E_2dl$	»	1,3	0,9	6,58	437	2,6	254	22	0,12
M5050/5	р. Амбардах	$E_2dl$	»	3,1	0,54	3,75	436	1,4	264	22	0,13
M5052/4	р. Амбардах	$E_2dl$	»	2,7	0,64	2,52	435	1,1	235	15	0,2
M5080/11	р. Маймеча	$E_2dl$	»	2,3	0,46	1	444	1,4	72	24	0,32
A5080/8	р. Маймеча	$E_2dl$	»	1,7	1,45	7,59	435	4,31	176	17	0,16
M5082/1	р. Маймеча	$E_2dl$	»	1,0	0,89	4,34	433	2,4	181	23	0,17
M5085/1	р. Маймеча	$E_2dl$	»	10,8	0,27	1,46	436	0,8	185	26	0,16
M5085/3	р. Маймеча	$E_2dl$	»	1,0	1	6,14	439	3,6	169	24	0,14
A5030/1	р. Маймеча	$E_2dl$	»	2,5	0,74	6,75	432	3,0	224	29	0,1
A5032/2	р. Маймеча	$E_2dl$	»	0,6	0,99	2,08	315	1,4	144	53	0,32
A5080/6	р. Маймеча	$E_2dl$	Мергель доломитистый окремненный	42,6	0,23	2,65	429	0,7	374	15	0,08
M5043/2	р. Амбардах	$E_3at$	Доломит	7,7	0,26	1,2	436	0,7	174	24	0,18
M2024/1	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	Известняк доломитистый	1,8	0,43	3,46	435	1,3	268	43	0,11
M2024/2	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	»	3,0	0,33	2,25	434	1,0	230	34	0,13
M2033/1	р. Маймеча	$S_1pr+hr$	Доломит	1,0	0,51	1,96	421	0,8	240	41	0,2
M1088/1	р. Маймеча	$D_3kl$	»	1,7	1,82	8,99	431	3,3	265	27	0,17
M2030/2	р. Маймеча	$D_3kl$	Известняк	1,9	1,08	3,7	430	2,4	155	44	0,23
M2034/1	р. Маймеча	$D_3kl$	»	1,3	1,49	11,29	436	5,0	228	25	0,12

Вендский НГК вскрыт бурением на Ледянской площади, а также описан в обнажениях на территории листа R-48, где представлен песчаниками старореченской, немакит-далдынской свит, мощность которых в Западном Прианбарье достигает 10–15 м. Предполагается широкое распространение мощностей песчаников на моноклиналином погружении западного склона Анабарского свода, где прогнозируются перспективные участки с возможным наличием литологически и тектонически экранированных залежей УВ.

Доказательством возможной нефтегазоносности вендских и венд-нижекембрийских отложений могут быть проявления нефтидов, приуроченные к базальным конгломератам немакит-далдынской свиты на левом берегу р. Котуй в 2,5–3,0 км ниже устья руч. Крестях. Битум черный твердый и неполностью растворим в хлороформе. Элементный состав хлороформенной части битума (%): С – 74,1,

Н – 10,0, N – 0,63, O + S – 15,27. Такой состав и наличие нерастворимой его части свидетельствуют о высокой окисленности в зоне гипергенеза [3]. В венд-нижекембрийском НГК в качестве коллекторов могут рассматриваться отдельные прослои известняков с ооидными и микрофитолитовыми разностями.

В кембрийском НГК в качестве коллекторов могут рассматриваться отдельные пачки кавернозно-трещинных доломитов улахан-арымасской, урюнгтасской, далбыхской и атырдыхской свит, а также зоны развития археоциатовых и водорослевых рифов. Пачки пород с порово-кавернозными и трещинно-кавернозными коллекторами в разрезе подстилаются и перекрываются, как правило, пачками глинисто-карбонатных слабопроницаемых пород. Породы перечисленных выше свит выделены в качестве самостоятельного регионального кындынского резервуара [3]. О возможной

## Групповой и углеводородный состав битумоидов

Образец	Площадь	Возраст	Свита	Порода
M5070/3, M1048/1, M2000/1	р. Маймеча	$E_{1-2ur}$	Урюнгтасская	Доломиты и кавернозный доломит
M5050/5, M5052/3, M5052/4, M5080/11, A5080/8	р. Амбардах, р. Маймеча	$E_2dl$	Далбыхская	Доломиты, брекчированные и строматолитовые доломиты
M1001/1, M2019/1, M1009/1	р. Маймеча, р. Амбардах	$E_3at + E_3tm$	Атырдахская и томпокская	Окремненный и кавернозный доломит, доломит
M2024/1, M2024/2, A5082/76	р. Маймеча	$S_{1pr} + hr$	Правоатырдахская, орачинская и херкиминская	Доломитистые известняки и известняк

промышленной нефтегазоносности кембрийского НГК свидетельствуют многочисленные находки битумов в кындынском резервуаре и результаты исследования материалов ГИС и керн из Ледянской параметрической скважины (рис. 1) [5, 10]. В целом по разрезу величины открытой пористости невелики и изменяются от 1,3 до 18,2 %. Проницаемость пород в большинстве образцов низкая и составляет, как правило, единицы или доли миллиарда. В некоторых образцах она достигает 7,0–110,3 мД (табл. 1, рис. 2). Однако следует иметь в виду, что эти определения не учитывают проницаемых свойств трещиноватых пород, которые широко распространены, и можно предположить присутствие в кембрийском НГК трещинно-поровых и трещинно-каверновых коллекторов.

В басс. р. Маймеча улахан-арымасская свита, сложенная светлоокрашенными пористо-кавернозными доломитами, характеризуется в основном рассеянной вторичной битуминозностью (0,01–0,08 % на породу и менее) [5]. Несмотря на малую концентрацию битума, он сосредоточивается, как правило, в кавернах и трещинах. Породы улахан-арымасской свиты характеризуются пористостью 1,39–6,31 %, пустотностью с учетом каверн и трещин 1,55–7,19 %, проницаемостью  $0,001–15,66 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , объемной плотностью  $2,63–2,81 \text{ г/см}^3$  (табл. 1). В породах развиты эпигенетические поры перекристаллизации и выщелачивания. В шлифах содержание пор и каверн в породах составляет до 5 %, а микротрещин – 2–3 %. Анализ образцов пород показал содержание  $C_{орг}$  0,01–0,02 % на породу (табл. 2).

В доломитах урюнгтасской свиты наблюдаются макровключения битумов по трещинам и кавернам. Битум, извлеченный хлороформом из каверн и трещин, темно-коричневый вязкий и со смолистым запахом. Его элементный состав (%): С – 80,86, Н – 10,36, N + O + S – 8,78. Породы-коллекторы урюнгтасской свиты имеют пористость 0,93–8,25 %, пустотность с учетом каверн и трещин 0,94–8,60 %, проницаемость  $0,001–11,46 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , объемную плотность  $2,60–2,82 \text{ г/см}^3$  (табл. 1). Кон-

центрации органического углерода не превышают 0,04 % на породу (табл. 2, 3, рис. 2), что свидетельствует о ее низком нефтегазогенерационном потенциале. Групповой состав битумоидов характеризуется высоким содержанием смолистых компонентов (76,9 %) и низким – УВ (23,1) (табл. 4, рис. 3).

В басс. р. Котуй в пористо-кавернозных доломитах урюнгтасской свиты наблюдаются малочисленные скопления вязких битумов в кавернах совместно с кальцитом. Вокруг каверн отмечается темно-коричневая до темно-серой каемка (толщиной до 2 мм), указывающая на проникновение битума в породу. Его элементный состав (%): С – 79,34, Н – 11,37, O + N + S – 9,29 (асфальтовые битумы). Кроме того, мелкие включения вязких битумов содержатся в первично обогащенных ОВ прослоях темно-коричневых доломитов.

Распределение битумов в далбыхской и атырдахской свитах имеет рассеянный характер с концентрацией от 0,01 до 0,04 % на породу [3, 5].

Породы далбыхской свиты представлены микротонко-мелко-среднезернистыми комковатыми, сферолито-комковатыми, водорослевыми, частично окремненными, перекристаллизованными доломитами. Развиты эпигенетические поры и трещины, содержание которых – 1–7 %. По результатам петрофизических исследований породы характеризуются пористостью 1,36–5,9 %, пустотностью с учетом каверн и трещин 1,89–5,67 %, проницаемостью  $0,001–8,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  и объемной плотностью  $2,67–2,80 \text{ г/см}^3$  (табл. 1). Анализ образцов пород показал содержание  $C_{орг}$  до 0,08 % в доломитах и 0,29 % в мергелях (табл. 2, 3). В групповом составе битумоидов доминируют смолистые компоненты – 90,2 %, что указывает на их сингенетичность (табл. 4).

Породы атырдахской свиты в шлифах представлены низкопористыми, микро-тонкозернистыми известковистыми доломитами, а также пелитоморфными биоморфно-обломочными известняками. В доломитах свиты установлены незначительные содержания битумоидов до 0,01 %, содержание  $C_{орг}$  до 0,05 %, в мергеле содержание  $C_{орг}$  0,17 %

## в палеозойских карбонатах (реки Маймеча, Амбардах)

C <sub>орг</sub> , % на породе (среднее в объедин.)	Б <sub>хл</sub> , % на породе (среднее в объедин.)	Групповой состав, в % на битумоид					Насыщенные УВ/ ароматические УВ	Углеводородный состав, %	
		Углеводороды			Смолы	Асфаль- тены		Насыщен- ные УВ	Аромати- ческие УВ
		насы- щенные	аромати- ческие	сумма					
0,02	0,0038	4,6	18,5	23,1	76,9	н.о.	0,3	20,0	80,0
0,04	0,0075	1,2	8,7	9,8	90,2	н.о.	0,1	11,8	88,2
0,02	0,0067	22,4	4,0	26,4	73,6	н.о.	5,6	84,8	15,2
0,03	0,008	5,9	6,7	12,6	87,4	н.о.	0,9	47,1	52,9

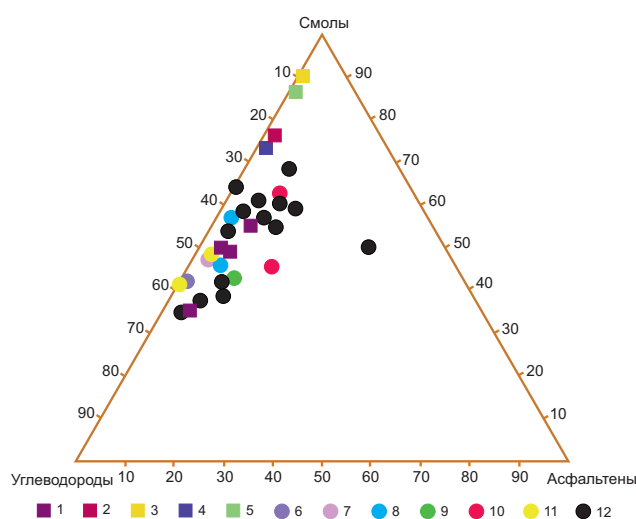


Рис. 3. Тригонограмма группового состава битумоидов из верхнедокембрических и палеозойских пород территории Западного Прианбарья

Образцы из свит: 1 – усть-ильинская (Rf<sub>1</sub>); 2 – урюнгтасская (C<sub>1-2</sub>); 3 – далбыхская (C<sub>2</sub>); 4 – атырдыхская и томпокская (C<sub>2-3</sub>); 5 – правоатырдыхская, орачинская и херкиминская (S<sub>1</sub>); 6 – неракачинская (S<sub>2</sub>); 7 – кираская (S<sub>1</sub>); 8 – нерасчлененная толща (D<sub>1</sub>); 9 – мантуровская (D<sub>2</sub>); 10 – юктинская (D<sub>2</sub>); 11 – каларгонская (D<sub>3</sub>); 12 – ханарская (C<sub>2-3</sub>) (1 – О. С. Пономарева, П. Н. Соболев, 2013; 2–5 – ВСЕГЕИ, 2016; 6–12 – И. В. Варакина и др., 2017)

(табл. 2, 3). В групповом составе битумоидов также доминируют смолистые компоненты – 73,6 % (табл. 4).

Породы томпокской свиты в шлифах представлены тонко-мелко-среднезернистыми известковистыми доломитами с примесью кварца и пирита. Встречаются пористые и кавернозные породы, поры и каверны расположены хаотично, их содержание в породе 1–5 %, в единичных случаях до 10 %. По результатам петрофизических исследо-

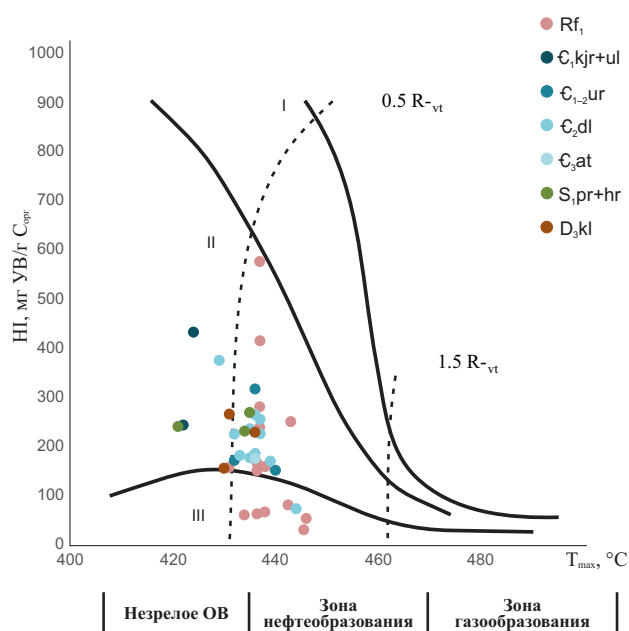


Рис. 4. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена – зависимость водородного индекса HI от максимальной температуры пиролиза T<sub>max</sub>

ваний, породы характеризуются пористостью до 18,21 %, пустотностью с учетом каверн и трещин до 18,55 %, проницаемостью до  $110,35 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  (табл. 1). Содержание C<sub>орг</sub> до 0,02 % (табл. 2).

В басс. р. Маймеча и ее левого притока р. Амбардах пористо-кавернозные и трещиноватые доломиты томпокской свиты участками обогащены вторичными битумами. Последние приурочены к трещинам и кавернам размером до 15 мм в диаметре. Содержание масел колеблется 16,8–51,1 %, смол



48,0–69,1 %, асфальтенов 9,5–32,9 %. По физическим свойствам и составу это мальты, асфальты и асфальтиты [3, 5].

На западе исследуемой территории в центральной части Путоранского выступа по результатам гравиметрических исследований выделяется Ледянский свод [2]. В его пределах кембрийский НГК вскрыт параметрической скв. Л-358. Разрез этой скважины, как и колонковых скв. Л-2 и Л-3, детально изучен и описан в работах В. С. Старосельцева, Т. А. Дивиной, Ю. А. Филиппова, И. В. Вараксиной и др. [1, 7, 9, 10]. Здесь кембрийский НГК представлен перекристаллизованными доломитами, участками с реликтами водорослевых структур, хетской и ледянской свит. В ледянской свите присутствуют прослои обломочных доломитов. Тамуканская свита среднего кембрия выражена переслаиванием органогенно-обломочных и глинистых известняков, в разной степени доломитизированных. Верхнекембрийские свиты имеют преимущественно доломитовый состав. В нижней арыканской преобладают строматолитовые, микрофитолитовые и оолитовые доломиты. В верхней хибарбинской свите наблюдается тонкое переслаивание доломитов, доломитовых аргиллитов и ангидритов. Эта часть разреза может служить надежным флюидоупором в кембрийском НГК.

В Ледянской параметрической скважине из пород нижнего кембрия получен приток разгазированной пластовой воды и бурового раствора, что доказывает наличие коллекторов и перспективность кембрийского НГК.

Формирование залежей УВ в вендских и кембрийских резервуарах происходило в триасовый период. В это время вендские и кембрийские резервуары испытали максимальное погружение и оказались в главной зоне нефтеобразования, что доказывается результатами пиролитических исследований (рис. 4). Кембрийские породы характеризуются низким генерационным потенциалом, следовательно формирование залежей в кембрийском НГК возможно только за счет подтока УВ из рифейских отложений, в которых доказано присутствие нефтематеринских толщ [3]. Они представлены аргиллитами усть-ильинской свиты с высокими концентрациями ОВ, катагенетическая преобразование которого, согласно пиролитическим исследованиям, соответствует главной зоне нефтеобразования (рис. 4). В ОВ пород усть-ильинской свиты присутствуют сингенетичные битумоиды с высокими содержаниями УВ (рис. 3). В поздне-триасовое, а затем и ранне-среднеюрское время северная окраина Сибирской платформы испытала общее воздымание, и возможно часть залежей была разрушена, но в пределах погруженных западных склонов Анабарского свода и на территории Курейской синеклизы, где вендские и кембрийские резервуары залегают в настоящее время на глубинах более 2 км и поэтому не подвержены гипергенезу, залежи УВ могли сохраниться.

В **ордовикском НГК** роль регионального коллектора выполняют кварцевые песчаники байкитской свиты среднего ордовика, покрышки – мергельно-аргиллитовые отложения неручандской и чамбинской свит и их возрастных аналогов.

Байкитский коллектор в составе ордовикско-лландоверийского НГК является единственным гранулярным региональным коллектором в разрезе нижнего – среднего палеозоя на севере Курейской

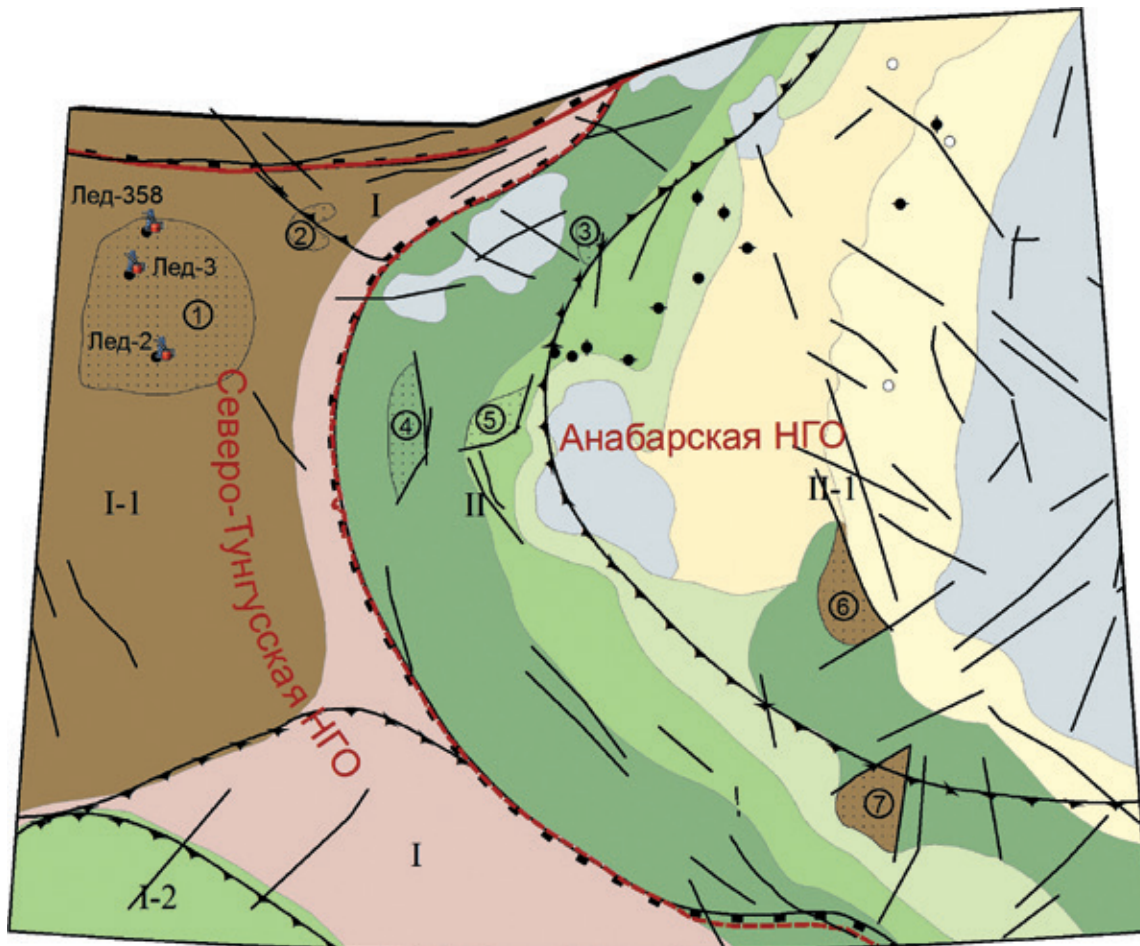
синеклизы. Площадь его распространения связана с зоной развития баровых фаций, протягивающихся от басс. Подкаменной и Нижней Тунгуски до междуречья Котуя и Маймечи, где байкитская свита замещается кунтыкахинской. Песчанность разрезов составляет в этой зоне 80–100 % при их мощности 40–60 м. Песчаники отличаются выдержанностью основных характеристик в пределах всего ареала распространения – имеют преимущественно кварцевый (90–95 %) состав при незначительной примеси зерен полевых шпатов и глауконита, мелкую зернистость (80–90 %), хорошую окатанность и сортировку материала и небольшое (до 10–15 %) количество глинисто-карбонатного цемента. Участками отмечается регенерация кварцевых зерен и развитие мелкокристаллических агрегатов пирита. Породы часто битуминозны. Битумы в них выполняют поры или образуют послойные линзовидные скопления [7].

Пористость и проницаемость байкитских песчаников и их аналогов, связанные с межзерновым пустотным пространством, определяются в первую очередь степенью их регионального уплотнения. Анализ петрофизических свойств песчаников в зависимости от глубин их максимального погружения показал, что зона слабого уплотнения отвечает глубинам до 2000 м, где открытая пористость песчаников составляет не менее 20 %, а проницаемость варьирует от 10 до 100 мД и более. Зона умеренно сильного уплотнения отвечает глубинам погружения 2000–4000 м, и в ее пределах пористость обычно не превышает 5 %, а проницаемость 2 мД [6].

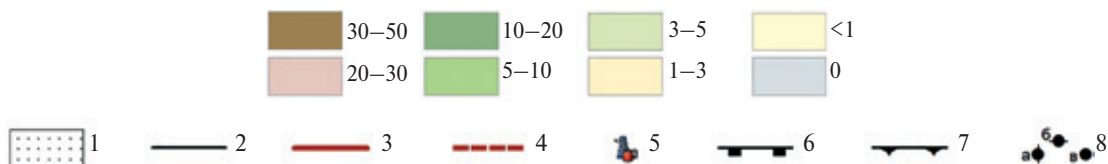
По материалам И. В. Вараксиной и др. [1], песчаники кунтыкахинской свиты среднего ордовика обладают хорошими коллекторскими свойствами. Значения пористости в них изменяются от 7,0 до 16,0 %, а проницаемость составляет в среднем около  $0,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, достигая в отдельных пластах  $100 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Содержание ОВ в алевролитах и известковистых аргиллитах низкое и не превышает 0,2–0,4 %. Изотопный состав углерода керогена из ордовикских пород указывает на аквагенную природу (планктон, бактерии, археи) исходного ОВ [1].

Роль регионального флюидоупора для ордовикского НГК выполняют отложения силура, представленные как глинистыми породами (грантолитовые сланцы лландовери), имеющими локальный характер распространения, так и глинисто-карбонатными породами (мергели). Таким образом, есть основания считать, что в пределах восточного борта Курейской синеклизы в разрезе нижнего и среднего палеозоя присутствуют отложения, обладающие достаточно надежными экранирующими свойствами для ордовикских коллекторов, что относится к благоприятным предпосылкам для возможного существования в них залежей нефти и газа. Прямыми доказательствами перспективности ордовикского НГК является присутствие густой черной нефти в керне колонковой скв. Л-2 на Ледянском своде на уровне кунтыкахинской свиты глубиной 902–903 м.

В составе **силурийско-девонского НГК** коллекторами с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами могут быть биостромные известняки хакомской свиты венлока и их возрастными аналогами, а покрышкой – мергельно-аргиллитовые соленосно-сульфатонесные лудловско-лохковские отложения.



Территории с различной плотностью начальных суммарных геологических ресурсов УВ (тыс. т/км<sup>2</sup> УУВ)



Оценка локализованных ресурсов кат. D<sub>1</sub> на нефтегазоперспективных объектах

Объект	S, км <sup>2</sup>	D <sub>1л</sub> , млн т (млн м <sup>3</sup> )	Источник
Ледянский участок (Є-S)	3277,0	163,8	ПОГ «Енисейгеофизика» (1991 г.)
Боярское поднятие	185,9	7,9	
Нерокенское поднятие (V-Є)	109,8	2,2	
Амбардахский перспективный участок (V-Є)	469,2	9,4	ВСЕГЕИ, Ларичев А. И. (2017 г.)
Херкиминский перспективный участок (V-Є)	280,4	2,8	
Кулингдинский перспективный участок (V-Є)	542,0	27,1	ВСЕГЕИ, Ларичев А. И. (2014 г.)
Ессейский перспективный участок (V-Є)	590,1	29,5	

**Рис. 5. Перспективы нефтегазоносности территории Западного Прианабарья**

I – перспективные прогнозируемые объекты: 1 – Ледянский участок, 2 – Боярское поднятие, 3 – Нерокенское поднятие, 4 – Амбардахский участок, 5 – Херкиминский участок, 6 – Кулингдинский участок, 7 – Ессейский участок; 2 – разломы; 3 – границы НГП; 4 – границы НГО; 5 – скважины; 6 – границы надпорядковых структур: I – Тунгусская синеклиза; II – Анабаро-Оленёкская антеклиза; 7 – границы структур I порядка: I-1 – Путоранский выступ, I-2 – Верхнекочечумская впадина, II-1 – Анабарский мегасвод; 8 – битумопроявления: а – мальты, б – асфальты, в – асфальтиты

Наиболее перспективными региональными карбонатными коллекторами в разрезе этого НГК являются биостромно-биогермные и тафостромные биокластические известняки и вторичные доломиты, широко распространенные в басс. рек Котуй, Мойеро, Кунтыкахи и Амбардах. Характерные для этого комплекса органогенные постройки состоят из нараставших друг на друга колоний кишечнополостных — строматопор, табулят и в меньшей степени ругоз, сцементированных шламово-детритовым в основном криноидным известняком, образующим жесткий каркас. Мощность отдельных построек колеблется от 0,5–1,0 м до 3–5 м, а протяженность достигает 3–5 км и более.

Мощность рифогенных комплексов на востоке в целом сокращается в направлении с юга на север: в басс. рек Мойеро и Котуй она составляет 70–120 м (хакомская свита), в басс. рек Кунтыкахи и Правый Атырдах — 40–50 м (долготнинская свита) и далее на север в среднем течении р. Маймеча (на Хининдинской площади) этот комплекс полностью эродирован. Известняки имеют среднюю открытую пористость 11,4 % (до 14,7 %), проницаемость  $72,8 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (до  $330 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и плотность 2,48 г/см<sup>3</sup> (минимальная 2,38 г/см<sup>3</sup>).

Зона с наилучшими условиями для нефтегазоносности силурийско-девонского НГК, связанная с ареалами развития слабоуплотненных биогермно-биостромных карбонатных комплексов хакомского горизонта, экранирована довольно мощной мергельно-пелитовой соленосно-сульфатонесной покрывкой.

На высокие перспективы нефтегазоносности силурийско-девонского НГК указывают многочисленные нефтепроявления и битумопроявления в керне колонковых скв. Л-2 и Л-3 и параметрической скв. Л-358 на Ледянской площади. Здесь в трещинах и кавернах органогенно-обломочных известняков каларгонской свиты (верхний девон) обнаружена темно-коричневая нефть (мальта). В доломитах янгадинской свиты (верхний силур) в порах, кавернах и стилолитовых швах описаны нефть светло-желтого цвета и примазки черных битумов. Многочисленные нефтидопроявления в виде текучих нефтей желтого цвета и густой темно-коричневой нефти, черных битумов выявлены в органогенных доломитах (коралловые постройки) и мелкозернистых доломитах хакомской свиты (нижний силур). Нефти и битумы присутствуют в порах, кавернах, трещинах и стилолитовых швах. Аналогичные по масштабам и виду нефтидопроявления встречаются и в органогенных известняках хаастырской и моероканской свит (нижний силур). Наличие высокочемки коллекторов в силурийских отложениях доказываются и высокочемки притоками пластовой воды (до 2400 м<sup>3</sup> в сутки) на глубине 851 м в скв. Л-358.

Перспективность *тунгусской серии (C<sub>2</sub>–P<sub>2</sub>)* определяется широкой площадью распространения, оптимальной с точки зрения нефтегазоносности глубиной залегания пород, благоприятными фациальными условиями осадконакопления для формирования пластов коллекторов и экранирующих толщ, возможным наличием структурных и неструктурных ловушек. Весьма интересен для поисков залежей УВ пермский интервал разреза. Угленосные отложения по простиранию могут замещаться на нефтепроизводящие домикитные толщи, перекрытые песчаниками. Региональным

флюидоупором может служить мощная вулканогенно-осадочная формация триаса. Данные критерии позволяют прогнозировать в пределах Путоранского выступа присутствие залежей нефти и газа.

**Заключение.** Оценка суммарных начальных геологических ресурсов УВ по территории Западного Прианабарья была выполнена объемно-статистическим методом (рис. 1, 5). Согласно расчетам, в пределах Анабарской НГО может быть сосредоточено около 540,3 млн т нефти и 125,1 млрд м<sup>3</sup> свободного газа. Предполагается, что большая часть генерированного газа рассеялась из ловушек из-за отсутствия надежных экранов. В пределах Северо-Тунгусской НГО соотношение нефть и газ в сумме ресурсов примерно равное, в связи с присутствием здесь более надежных экранов по сравнению с Анабарской НГО. Предполагается, что на Западном Прианабарье в резервуарах Северо-Тунгусской НГО сосредоточено около 860,7 млн т нефти и 790,5 млрд м<sup>3</sup> свободного газа. Основная масса УВ прогнозируется в кембрийском, а также в ордовикском и силурийско-девонском НГК.

По результатам сейсмических, гравиметрических и магнитометрических исследований, на территории прогнозируются семь нефтегазоперспективных объектов с локализованными ресурсами кат. D<sub>1</sub> от 2,2 до 163,8 млн т УУВ, в которых возможны открытия антиклинальных, тектонически и литологически экранированных залежей УВ. Общие локализованные ресурсы кат. D<sub>1</sub> на перспективных объектах составляют 242,7 млн т УУВ. Начальная суммарная плотность геологических ресурсов УУВ на перспективных землях Северо-Тунгусской и Анабарской НГО изменяется от 1,0 до 50 тыс. т на квадратный километр. Минимальные плотности ресурсов УУВ по причине плохой сохранности залежей прогнозируются в центральных районах Анабарской НГО. Бесперспективные земли выделяются в зонах максимальной насыщенности интрузивными телами и в обрамлении Анабарского щита, где мощность осадочного чехла не превышает 1,5 км, т.е. в зонах интенсивного влияния гипергенеза.

Максимальные плотности ресурсов УВ прогнозируются на Путоранском выступе, где основные НГК залегают на оптимальных глубинах, в ареалах распространения высокочемких коллекторов и минимальной насыщенности трапповыми интрузиями (рис. 5).

1. Вараксина И.В., Тимошина И.Д., Конторович А.Э. и др. Литология, органическая геохимия и перспективы нефтегазоносности северных районов Курейской синеклизы // Геология и геофизика. — 2017. Т. 58. № 3–4. — С. 572–585.

2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. — М.: Недра, 1981. — 552 с.

3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Анабаро-Вилуйская. Лист R-48 — Хатанга. Объясн. записка. — СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. — 481 с.

4. Зинченко В.Н. Региональные нефтегазоносные комплексы ордовика и силура запада Сибирской платформы // Стратиграфия позднего докембрия и раннего палеозоя Сибирской платформы. — Л.: ВНИГРИ, 1985. — С. 129–137.

5. *Ивлев Н.Ф.* Стратиграфия и литолого-геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности кембрийских доломитовых толщ Западного Прианбарья: Дисс. на соиск. уч. ст. к. г.-м. наук. — Новосибирск, 1979. — 254 с.
  6. Разрезы и фауна силура севера Тунгусской синеклизы / Ю.И. Тесаков, Н.Н. Предтеченский, В.Г. Хромых, А.Я. Бергер, Т.К. Баженова, В.Н. Зинченко, Е.О. Ковалевская и др. — Новосибирск: Наука, 1992. — 193 с.
  7. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А.* Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений Севера Курейской синеклизы // Геология и геофизика. — 2011. Т. 52. № 8. — С. 1165–1171.
  8. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы / Ю.И. Тесаков, Н.Н. Предтеченский, А.Я. Бергер и др. — Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2000. — 403 с.
  9. *Филипцов Ю.А.* Ресурсная база Красноярского края и перспективы её развития // Разведка и охрана недр. — 2010. № 9. — С. 44–49.
  10. *Филипцов Ю.А., Дивина Т.А., Ларичев А.И.* Геохимические предпосылки нефтегазоносности Северо-Тунгусской НГО (по материалам бурения на Лебянской и Чириндинской площадях) // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «ПОИСК» за 1992–1993 гг. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1995. — С. 145–146.
- 
1. Varaksina I.V., Timoshina I.D., Kontorovich A.Eh. i dr. Lithology, organic geochemistry, and petroleum potential of the northern areas of the Kureika syncline. *Geologiya i geofizika*. 2017. Vol. 58. No 3–4, pp. 572–585. (In Russian).
  2. Geologiya nefti i gaza Sibirskoj platformy [Geology of oil and gas of Siberian Platform] Eds. by A.Eh. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra. 1981. 552 p.
- 
3. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossijskoj Federacii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Anabaro-Vilyujskaya. List R-48 — Hatanga [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Anabar-Viluy Series. Sheet R-48 — Khatanga] Ob'yasni-tel'naya zapiska. St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI. 2015. 481 p.
  4. Zinchenko V.N. Regional oil and gas complexes of the Ordovician and Silurian of the West Siberian Platform. *Stratigraphy of the Late Precambrian and Early Paleozoic of the Siberian Platform*. Leningrad: VNIGRI. 1985. Pp. 129–137. (In Russian).
  5. Ivlev N.F. Stratigraphy and lithologic-geochemical criterias for assessment of petroleum potential of the Cambrian dolomite strata of the West Anabar: dissertation for the degree of candidate of geological and mineralogical sciences. Novosibirsk. 1979. P. 254.
  6. Razrezy i fauna silura severa Tunguskoj sineklizy [Cuts and fauna of the Silurian North of the Tunguska syncline]. Eds. by Yu.I. Tesakov, N.N. Predtechenskij, V.G. Hromyh, A.Ya. Berger, T.K. Bazhenova, V.N. Zinchenko, E.O. Kovalevskaya i dr. Novosibirsk: Nauka. 1992. 193 p.
  7. Starosel'cev V.S., Divina T.A. Petroleum potential of the Ordovician-Devonian sediments in the Northern Kureika basin. *Geologiya i geofizika*. 2011. Vol. 52. No 8, pp. 1165–1171. (In Russian).
  8. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Silur Sibirskoj platformy [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Silur of the Siberian platform]. Eds. by Yu.I. Tesakov, N.N. Predtechenskij, A.Ya. Berger i dr. Novosibirsk. 2000. 403 p.
  9. Filipcov Yu.A. Resource base of Krasnoyarsk region and prospects of its development. *Razvedka i ohrana nedr*. 2010. No 9, pp. 44–49. (In Russian).
  10. Filipcov Yu.A., Divina T.A., Larichev A.I. Geochemical prerequisites of petroleum potential of the North-Tunguska petroleum province. *Results of works on the Interdepartmental regional scientific program "SEARCH" for 1992–1993*. Novosibirsk. 1995. Pp. 145–146. (In Russian).

*Ларичев Андрей Иванович* — канд. геол.-минерал. наук, зам. ген. директора, ВСЕГЕИ<sup>1</sup>.

<Andrey\_Larichev@vsegei.ru>

*Бигун Ирина Владимировна* — вед. инженер, ВСЕГЕИ<sup>1</sup>. <bollun@rambler.ru>

*Кудряшова Александра Игоревна* — инженер, ВСЕГЕИ<sup>1</sup>. <A\_Kudriashova@vsegei.ru>

*Larichev Andrei Ivanovich* — Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy General Director, VSEGEI<sup>1</sup>.

<Andrey\_Larichev@vsegei.ru>

*Bigun Irina Vladimirovna* — Leading Researcher, VSEGEI<sup>1</sup>. <bollun@rambler.ru>

*Kudryashova Alexandra Igorevna* — Engineer, VSEGEI<sup>1</sup>. <A\_Kudriashova@vsegei.ru>

<sup>1</sup> Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского (ВСЕГЕИ). Средний пр., 74, Санкт-Петербург, 199106, Россия.

A. P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI). 74 Sredny Prospect, St. Petersburg, 199106, Russia.