

ВОЗМОЖНОСТИ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ КРУПНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ГЛАВНОМ ПОЯСЕ ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.В. Мельников, А.А. Вымятнин, П.Н. Мельников, Е.В. Смирнов

*Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,
630091, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия*

В Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы почти все газонефтяные и нефтегазовые месторождения открыты в Байкитской, Катангской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областях, образующих субширотную полосу. Эта полоса месторождений получила название «главный пояс газонефтеносности», где открыто 1 гигантское и 11 крупных по извлекаемым запасам нефти месторождений.

Приводится прогноз открытия новых крупных залежей нефти в пределах главного пояса. Прогноз выполнен путем анализа геологических материалов и результатов количественной оценки ресурсов углеводородов. Обоснованы перспективные участки размещения крупных месторождений в Байкитской, Катангской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областях.

Главный пояс газонефтеносности, прогноз открытия крупных залежей нефти, Байкитская, Катангская, Непско-Ботуобинская нефтегазоносные области, перспективные участки.

PREDICTED NEW LARGE OIL POOLS IN THE MAIN PETROLIFEROUS BELT OF THE LENA-TUNGUSKA PROVINCE

N.V. Mel'nikov, A.A. Vymyatnin, P.N. Mel'nikov, and E.V. Smirnov

Almost all gas-oil and oil-gas fields in the Lena-Tunguska province (Siberian Platform) were discovered in the Baikit, Katanga, and Nepa-Botuobiya petroliferous regions, which form an E-W-striking band. The latter, named "the main petroliferous belt," includes one giant and 11 large fields (by recoverable oil reserves).

New large oil pools are predicted within the main belt. The prediction is based on the analysis of geological data and the quantitative estimation of hydrocarbon resources. Promising areas with large fields in the Baikit, Katanga, and Nepa-Botuobiya petroleum regions are substantiated.

Main petroliferous belt; prediction of large oil pools; Baikit, Katanga, and Nepa-Botuobiya petroliferous areas; petroleum-promising areas

ВВЕДЕНИЕ

Главный пояс газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции (НГП) охватывает Байкитскую, Катангскую и Непско-Ботуобинскую нефтегазоносные области (НГО). Территории областей соответствуют двум антеклизам (Байкитской и Непско-Ботуобинской) и соединяющей их Катангской седловине. В этих областях находятся почти все открытые в провинции нефтегазовые и газонефтяные месторождения, что позволило объединить эти территории в главный пояс газонефтеносности [Конторович и др., 1982, 1986]. Большинство месторождений находятся на крупных положительных структурах — Камовском, Непском сводах, Мирнинском выступе, Собинском валу (рис. 1, табл. 1) [Конторович и др., 1986; Шемин, 2007; Самсонов и др., 2010; Мельников и др., 2011].

Распределение месторождений по крупности выполнялось в соответствии с принятой в 2005 г., но еще не введенной в действие классификацией запасов и ресурсов нефти и газа. Принятое в ней более дробное деление месторождений по крупности лучше отвечает современным реалиям. Согласно классификации, месторождения нефти по размеру извлекаемых запасов подразделяются на следующие классы крупности: очень мелкие — до 1 млн т, мелкие — от 1 до 3 млн т, средние — от 3 до 30 млн т, крупные — от 30 до 300 млн т и уникальные — более 300 млн т.

К настоящему времени на рассматриваемой территории открыто 26 месторождений с крупными и уникальными залежами нефти и газа, из них 5 — в Байкитской НГО и Ангарском СНГР, 1 — в Катангской НГО, остальные — в Непско-Ботуобинской НГО. Запасы нефти и газа крупных и уникальных месторождений главного пояса газонефтеносности Сибирской платформы приведены в табл. 2.

Залежи углеводородов открыты в трех нефтегазоносных комплексах (НГК): рифейском, вендском (терригенном) и верхневендско-нижнекембрийском (карбонатном). Стратиграфическое положение залежей углеводородов, литология комплексов, тип флюидов и размеры залежей по нефтегазоносным областям показаны на рис. 2. Крупные запасы нефти открыты в залежах рифейского НГК Байкитской

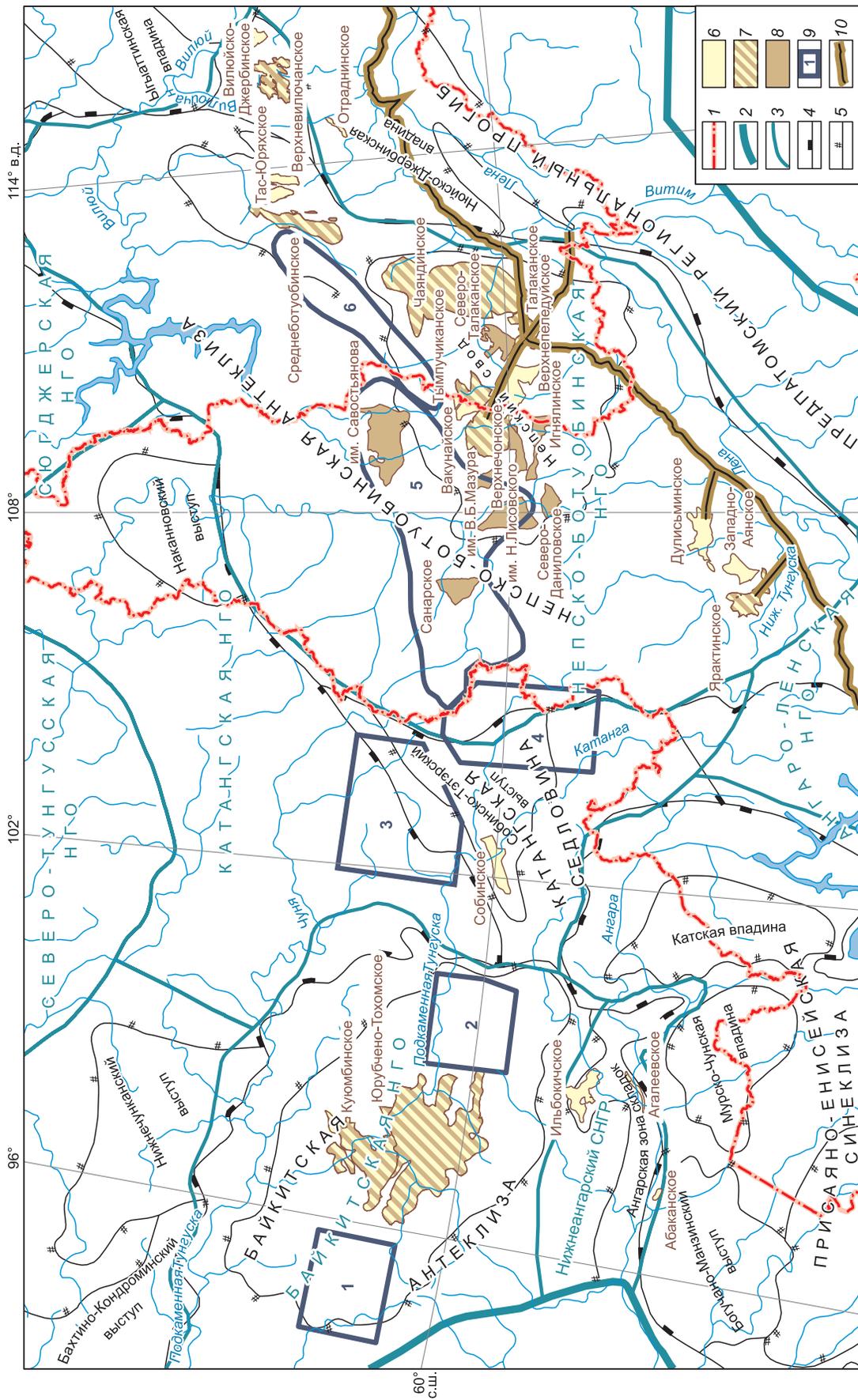


Рис. 1. Размещение крупных и уникальных месторождений нефти и газа в главном поясе газонефтеносности Сибирской платформы.

Границы: 1 — административные, 2 — Лено-Тунгусской провинции, 3 — нефтегазоносных областей, 4 — надпорядковых структур, 5 — структур 1 порядка; уникальные и крупные месторождения и фазовый состав крупных залежей: 6 — газовый и газоконденсатный и нефтяной, 7 — газоконденсатный и нефтяной, 8 — нефтяной, 9 — участки с крупными прогнозными залежами нефти, 10 — Вайвидинский, 2 — Тайминский, 3 — Чамбинский, 4 — Тэтэринский, 5 — Ереминско-Сугдинский, 6 — Гиллябинский, 10 — нефтепровод ВСТО.

Таблица 1. Тектоническая приуроченность и годы открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа главного пояса газонефтеносности Сибирской платформы

№	Месторождение	Тектоническая приуроченность	Год открытия
1	Ярактинское	Юго-восточный склон НБА	1969
2	Среднеботуобинское	Мирнинский выступ НБА	1970
3	Куюмбинское	Камовский свод БА	1972
4	Верхневиллючанское	Виллючанская седловина	1975
5	Виллюско-Джербинское	»	1977
6	Верхнечонское	Непский свод НБА	1977
7	Чаяндинское	»	1979
8	Дулисьминское	Юго-восточный склон НБА	1980
9	Тас-Юряхское	Мирнинский выступ НБА	1981
10	Юрубчено-Тохомское	Камовский свод БА	1982
11	Собинское	Собинско-Тэтэрский выступ КС	1982
12	Талаканское	Непский свод НБА	1984
13	Вакунайское	»	1988
14	Тымпучиканское	»	1989
15	Агалеевское	Ангарская зона складок	1991
16	Верхнепеледуйское	Непский свод НБА	2005
17	Северо-Талаканское	»	2006
18	Западно-Аянское	Юго-восточный склон НБА	2008*
19	им. Савостьянова	Северный склон НБА	2009
20	Абаканское	Ангарская зона складок	2010
21	им. Лисовского	Непский свод НБА	2010*
22	Санарское	Северо-западный склон НБА	2010*
23	Игнялинское	Непский свод НБА	2011*
24	Северо-Даниловское	»	2011
25	им. В. Мазура	»	2012*
26	Ильбокичское	Ангарская зона складок	2012

* Год постановки на баланс.

НГО, вендского и верхневендско-нижнекембрийского (вв-нк) НГК Непско-Ботуобинской НГО, практически во всех продуктивных горизонтах подсолевой части разреза осадочного чехла (табл. 3) [Шемин, 2007].

Геолого-геофизическая изученность территории Байкитской, Катангской и Непско-Ботуобинской НГО существенно выросла с того времени, когда они были выделены в главный пояс газонефтеносности. Особенно это касается Непско-Ботуобинской антеклизы, на территории которой выявлено одно уникальное по запасам газа Чаяндинское месторождение и 19 крупных месторождений нефти и газа. Центральные районы антеклизы довольно хорошо изучены глубоким бурением и сейсморазведочными работами. В пределах Непского свода только крупных месторождений нефти и газа выявлено 11. Значительные объемы глубокого бурения выполнены также в Байкитской НГО, где открыты уникальные по запасам нефти Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское месторождения, и Катангской НГО. Тем не менее запасов нефти промышленных категорий на юге Сибирской платформы еще не хватает для заполнения нефтепровода ВСТО. Задача оценки возможности выявления и прогноза новых крупных залежей нефти на рассматриваемой территории является очень актуальной.

Для решения этой задачи был выполнен прогноз распределения извлекаемых ресурсов нефти по классам крупности и выделены перспективные участки, в пределах которых возможно выявление новых крупных залежей нефти.

Распределение открытых месторождений нефти по классам крупности в пределах НГО и НГК показаны в табл. 4.

Одна из важных характеристик структуры начальных суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата — это распределение их по скоплениям (одиночным залежам, группам залежей, месторождениям) с различными запасами. Эта задача решается математическими методами с использованием законов распределения вероятностей (логнормального, экспоненциального, показательного, Парето и др.). В работах А.Э. Конторовича и В.И. Демина [Конторович, Демина, 1979; Конторович и др., 1988] неоднократно

Таблица 2. Запасы крупных и уникальных месторождений главного пояса газонефтеносности Сибирской платформы (на 01.01.2013 г.)

№ п/п	Месторождение	Нефть извл., млн т			Газ, млрд м ³		
		Добыча с нач. разработки	A + B + C1	C2	Добыча с нач. разработки	A + B + C1	C2
1	Верхнечонское	16.1	149.4	54.2	0.5	16.1	84.2
2	Дулисьминское	1.3	12.9	0.9	0.8	62.7	13.7
3	Вакунайское	—	1.7	26.1	—	13.4	75.6
4	Ярактинское	4.9	21.7	14.0	1.0	32.4	2.0
5	им. Савостьянова	—	2.8	197.3	—	—	—
6	Санарское	—	1.8	80.0	—	—	—
7	им. Лисовского	—	1.5	88.1	—	2.5	16.5
8	Северо-Даниловское	—	4.5	58.9	—	—	—
9	Игнялинское	—	0.8	47.3	—	1.3	18.6
10	им. В. Мазура	—	4.0	35.7	—	—	—
11	Западно-Аянское	0.1	0.6	6.5	0.2	2.3	27.8
12	Чаяндинское	0.0	50.2	10.3	0.1	705.9	726.3
13	Тас-Юряхское	0.0	2.0	5.3	0.1	102.7	11.3
14	Среднеботуобинское	0.9	98.4	75.1	5.7	164.1	42.3
15	Тымпучиканское	—	1.3	53.4	—	16.6	95.7
16	Верхнепеледуйское	—	—	—	—	1.0	92.8
17	Талаканское	19.2	116.7	11.8	0.5	43.7	9.4
18	Северо-Талаканское	0.2	21.2	42.4	—	3.2	8.1
19	Верхневиллючанское	—	1.5	32.2	0.1	139.6	69.7
20	Виллюйско-Джербинское	—	—	—	—	19.0	16.4
21	Агалеевское	—	—	—	—	1.0	97.9
22	Юрубчено-Тохомское	0.7	167.5	354.7	—	143.7	266.5
23	Куюмбинское	0.3	110.8	219.5	—	20.5	125.0
24	Собинское	—	3.2	3.5	—	140.3	14.6
25	Абаканское	—	—	—	—	25.7	16.8
26	Ильбокичское	—	—	—	—	12.8	46.3

но было показано, что наиболее оптимальным является усеченное распределение Парето. В качестве объекта в этом случае лучше всего использовать нефтегазоносный бассейн, но при этом распределение Парето может быть использовано при прогнозе и в пределах других крупных объектов — как по разрезу (отдельных нефтегазоносных комплексов), так и по площади (нефтегазоносных областей).

Плотность усеченного распределения вероятностей Парето имеет вид

$$f(\theta, \lambda, \gamma, Q) = \frac{(1-\lambda) \cdot (\gamma Q)^\lambda}{(\gamma Q)^\lambda \cdot ((\gamma Q)^{1-\lambda} - 1) - (\gamma Q - 1) \cdot (1-\lambda)} \cdot \left(\frac{1}{\theta^\lambda} - \frac{1}{(\gamma Q)^\lambda} \right),$$

где θ — запасы произвольного скопления; Q — начальные суммарные ресурсы региона, равные сумме скоплений $\sum_{\theta_i > q_0} \theta_i$; γ — параметр усечения, лежащий в пределах $0 < \gamma \leq 1$ и ограничивающий справа область определения функции плотности вероятностей величиной γQ ; λ — показатель степени (наиболее интересный и важный параметр распределения).

Для любого произвольного интервала запасов $[q_1, q_2]$, где $q_0 < q_1 < q_2 < \gamma Q$, с помощью обычного интегрирования можно получить выражения для вычисления количества скоплений в этом интервале N_{q_1, q_2} и их суммарных запасов Q_{q_1, q_2} :

$$N_{q_1, q_2} = \frac{2 \cdot (2-\lambda) \cdot Q \cdot \{(\gamma Q)^\lambda \cdot (q_2^{1-\lambda} - q_1^{1-\lambda}) - (1-\lambda) \cdot (q_2 - q_1)\}}{(1-\lambda) \cdot \{2 \cdot (\gamma Q)^\lambda \cdot ((\gamma Q)^{2-\lambda} - 1) - (2-\lambda) \cdot ((\gamma Q)^2 - 1)\}}, \quad (1)$$

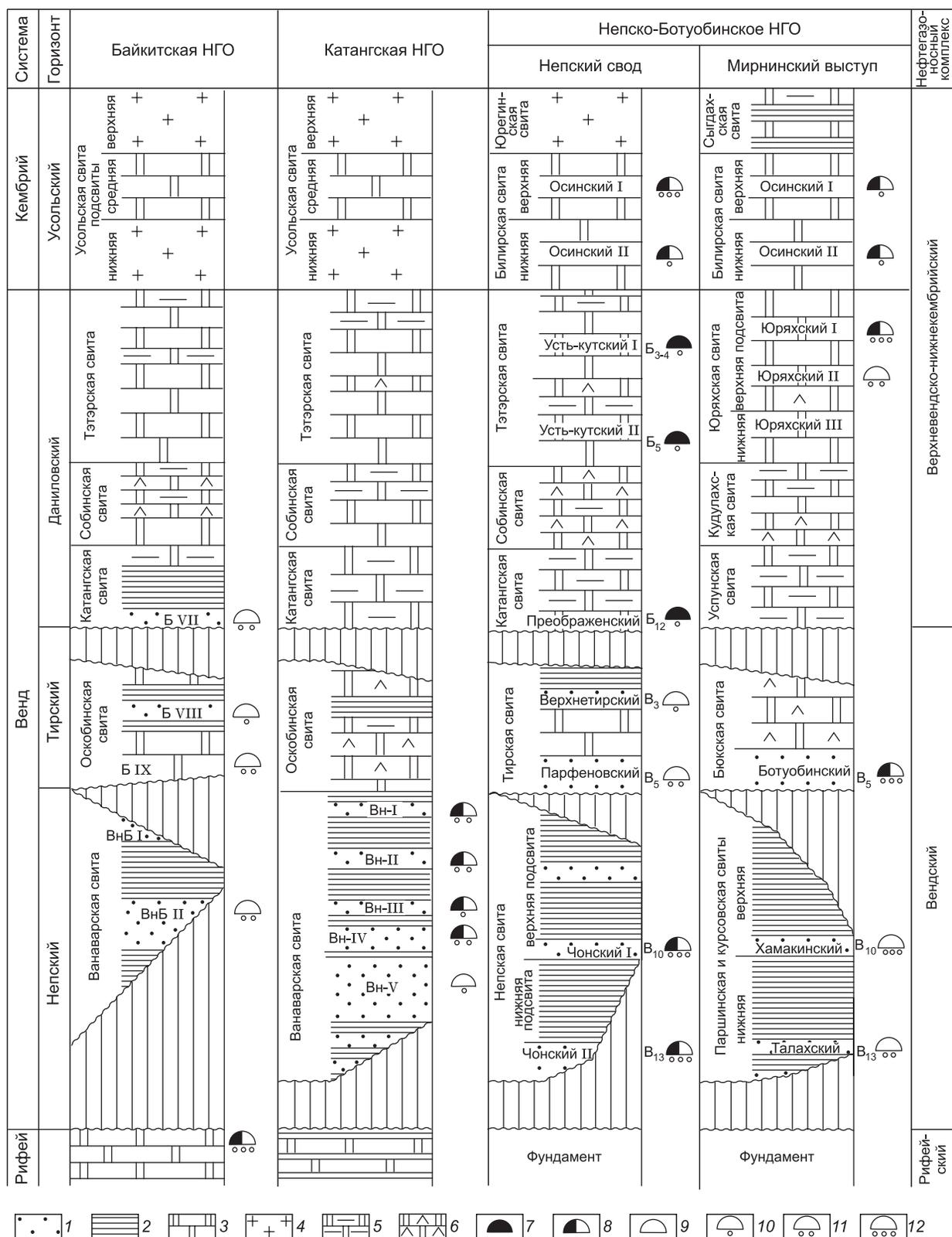


Рис. 2. Стратиграфическая схема распределения залежей нефти и газа в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции.

1 — песчаники, 2 — глинистые породы, 3 — доломиты, 4 — каменная соль, 5 — доломиты глинистые, 6 — доломиты с сульфатами. Месторождения: 7 — нефтяные, 8 — нефтегазовые, 9 — газовые, 10 — мелкие, 11 — средние, 12 — крупные.

Таблица 3. Распределение крупных залежей нефти и газа главного пояса газонефтеносности Сибирской платформы по продуктивным горизонтам

Продуктивный горизонт	Нефтяные залежи		Газовые залежи	
	количество	месторождение	количество	месторождение
Осинский	1	Талаканское	3	Талаканское, Верхнечонское, Вакунайское
Усть-кутский, юряхский	5	Санарское, им. Лисовского, Северо-Даниловское, им. Мазура, Верхневилочанское	2	Верхневилочанское, Тымпучиканское
Преображенский	2	Верхнечонское, им. Савостьянова	—	—
Оскобинский	—	—	1	Ильбокичское
Ербогаченский	1	им. Савостьянова	—	—
Ботуобинский	2	Чаяндинское, Среднеботуобинское	3	Чаяндинское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское
Хамакинский, ярактинский, ванаварский	2	Ярактинское	4	Дулисьминское, Ярактинское, Чаяндинское
ВЧ-2, талахский	2	Верхнечонское, Тымпучиканское	3	Собинское, Чаяндинское, Верхнепеледуйское, Тымпучиканское
Рифейский	2	Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское	2	Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское

Таблица 4. Распределение извлекаемых запасов нефти открытых месторождений по классам крупности

НГО, НГК	Параметр	Класс крупности, млн т					Всего
		< 1	1—3	3—30	30—300	> 300	
Байкитская							
вв-нк		Нет месторождений					
вендский	Кол-во, шт.			4	1		5
	Сум. запасы, млн т			58.8	49.7		108.5
	Сред. запасы, млн т			14.7	49.7		21.7
рифейский	Кол-во, шт.					2	2
	Сум. запасы, млн т					803.7	803.7
	Сред. запасы, млн т					401.9	401.9
Катангская							
вв-нк		Нет месторождений					
вендский	Кол-во, шт.			2			2
	Сум. запасы, млн т			17.1			17.1
	Сред. запасы, млн т			8.6			8.6
рифейский		Нет месторождений					
Непско-Ботуобинская							
вв-нк	Кол-во, шт.	3	4	11	7		25
	Сум. запасы, млн т	1.9	6.5	114.0	584.6		707.0
	Сред. запасы, млн т	0.6	1.6	10.4	83.5		28.3
вендский	Кол-во, шт.	2	4	10	8		24
	Сум. запасы, млн т	0.8	5.6	129.5	652.8		788.8
	Сред. запасы, млн т	0.4	1.4	13.0	81.6		32.9

Таблица 5. Прогноз распределения извлекаемых ресурсов нефти по классам крупности

НГО, НГК	НСР	S, тыс. км ²	Плотность, тыс. т/км ²	Параметр	Класс крупности, млн т				Всего
					< 1	1—3	3—30	30—300	
Байкитская									
вв-нк	116	117.5	1.0	Кол-во, шт.	31	12	7		50
				Сум. ресурсы, млн т	17	20	80		116
				Сред. ресурсы, млн т	0.5	1.7	11.4		2.3
вендский	413	88.0	4.7	Кол-во, шт.	63	28	17	2	110
				Сум. ресурсы, млн т	34	48	133	89	304
				Сред. ресурсы, млн т	0.5	1.7	7.8	44.4	2.8
рифейский	1387	90.9	15.3	Кол-во, шт.	54	28	26	5	113
				Сум. ресурсы, млн т	30	48	246	292	615
				Сред. ресурсы, млн т	0.6	1.7	9.5	58.4	5.4
Катангская									
вв-нк	189	157.1	1.2	Кол-во, шт.	147	30	9		186
				Сум. ресурсы, млн т	74	48	67		189
				Сред. ресурсы, млн т	0.5	1.6	7.5		1.0
вендский	291	157.0	1.9	Кол-во, шт.	65	25	14	2	106
				Сум. ресурсы, млн т	35	42	115	78	269
				Сред. ресурсы, млн т	0.5	1.7	8.2	39.0	2.5
рифейский	81	101.6	0.8	Кол-во, шт.	50	14	5		69
				Сум. ресурсы, млн т	26	23	32		81
				Сред. ресурсы	0.5	1.6	6.5		1.2
Непско-Ботуобинская									
вв-нк	2035	259.4	7.8	Кол-во, шт.	499	155	68	4	726
				Сум. ресурсы, млн т	260	259	480	337	1336
				Сред. ресурсы, млн т	0.5	1.7	7.1	84.3	1.8
вендский	1608	259.4	6.2	Кол-во, шт.	222	85	46	3	356
				Сум. ресурсы, млн т	118	145	370	308	941
				Сред. ресурсы, млн т	0.5	1.7	8.1	102.6	2.6

$$Q_{q_1, q_2} = \frac{Q \cdot \{2 \cdot (\gamma Q)^\lambda \cdot (q_2^{2-\lambda} - q_1^{2-\lambda}) - (2-\lambda) \cdot (q_2^2 - q_1^2)\}}{2 \cdot (\gamma Q)^\lambda \cdot ((\gamma Q)^{2-\lambda} - 1) - (2-\lambda) \cdot ((\gamma Q)^2 - 1)} \quad (2)$$

Согласно последней количественной оценке по состоянию на 01.01.2009 г., извлекаемые начальные суммарные ресурсы нефти по НГК в главном поясе газонефтеносности Лено-Гунгусской НГП оценены следующим образом:

- Байкитская НГО: вв-нк — 116 млн т, венд — 413 млн т, рифей — 1387 млн т;
- Катангская НГО: вв-нк — 189 млн т, венд — 291 млн т, рифей — 81 млн т;
- Непско-Ботуобинская НГО: вв-нк — 2035 млн т, венд — 1608 млн т.

Используя формулы (1) и (2) можно получить распределение по крупности начальных суммарных ресурсов приведенных выше оценок НСР нефти. Вычитая из этого распределения уже открытые месторождения, получим распределение по крупности еще не открытых месторождений (табл. 5).

Согласно этому прогнозу, в главном поясе еще предстоит открыть до 16 крупных нефтяных скоплений (в Байкитской НГО — 7, в Катангской НГО — 2, в Непско-Ботуобинской НГО — 7). Наиболее крупные из них будут в Непско-Ботуобинской НГО (средний размер прогнозируемых скоплений в вендском комплексе более 100 млн т, в верхневендско-нижнекембрийском — более 80 млн т), наименее крупные — в Катангской НГО (средний размер около 40 млн т). В Байкитской НГО прогнозируются скопления в среднем от 40 до 60 млн т.

ПРОГНОЗ ЗОН ГАЗОНЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Байкитская НГО

На Байкитской НГО выделены два участка, на которых предполагается распространение месторождений с крупными запасами нефти. Один участок — Вайвидинский — находится на западном окончании Камовского свода, второй участок — Таимбинский — в юго-восточной части свода. Оценка ресурсов первого участка — 3—30 тыс. т/км², второго — 30—300 тыс. т/км² (см. рис. 1).

Вайвидинский перспективный участок. Это территория Вайвидинского структурного мыса, в пределах которого разрез чехла составляют типичный соленосный кембрий, карбонатный и терригенный венд. Последний в одних скважинах залегает на кристаллическом фундаменте, в других — на разных по литологии толщах рифея. Площадь Вайвидинского участка достигает 4800 км².

На Вайвидинском участке пробурены четыре скважины на Енгидинской, Иринчиминской, Вайвидинской и Чегалбуканской площадях. Горизонты коллекторов выявлены в кварцитах рифейского НГК, в песчаниках ванаварской и оскобинской свит и в кавернозных оскобитах нижней части оскобинской свиты вендского НГК (см. рис. 2).

Основные перспективы газонефтеносности Вайвидинского участка Байкитской НГО связаны с терригенным вендским нефтегазоносным комплексом, а именно с ванаварской, оморинской свитами. Об этом свидетельствуют притоки, полученные из данных уровней на Оморинском и Борщевском (скв. Вайвидинская-1) месторождениях. Нефтегазоносность вторично измененных, трещинно-каверновых коллекторов в карбонатах рифея доказана притоками нефти, газа и конденсата, полученными из глубоких скважин, пробуренных в пределах ЮТЗ (Юрубченское месторождение). Но в скважинах, пробуренных на склонах Камовского свода, залежей в рифейском НГК не обнаружено.

Отложения рифея на Вайвидинском участке в скважинах Ен-154 и Юр-112 отсутствуют, в скв. Чгб-1 рифей представлен кварцитами, в скв. Ир-155 — глинистыми карбонатами. Карбонатный рифей, видимо, занимает малую часть Вайвидинского участка, в настоящее время нет возможности спрогнозировать перспективы рифея. Поэтому рифей не является целевым горизонтом для прогноза крупных залежей нефти и должен изучаться попутно.

По результатам бурения основные перспективы нефтегазоносности находятся на участках выклинивания ванаварской свиты венда на востоке участка. Здесь ожидаются литологические ловушки углеводородов в песчаниковых телах венда, а в последних — более высокие значения пористости и проницаемости.

На Вайвидинском структурном мысе сейсморазведочными работами намечены и частично подготовлены к бурению ряд локальных структур (рис. 3).

Структурные ловушки расположены в основном вдоль западного борта Камовского свода, на Вайвидинском структурном мысе. Здесь сейсмическими работами МОГТ 2002—2003 гг. в поле распространения ванаварской свиты выделены семь локальных структур: Мукуйская, Восточно-Мукуйская, Енгидинская, Бугариктинская, Южно-Бугариктинская, Чандашеминская и Верхневельминская (см. рис. 3). Эти локальные поднятия составляли фонд структурных ловушек в вендском НГК при подготовке лицензионных соглашений.

Мукуйская структурная ловушка находится на северо-западе поля распространения ванаварской свиты. Здесь толщина свиты меняется от 20 до 80 м, мощность песчаников от 0 до 20 м, площадь 100 км², амплитуда 70 м.

Восточнее находится Восточно-Мукуйская структурная ловушка, на которой толщина ванаварской свиты составляет 40—90 м, мощность песчаников 10—25 м, площадь 47 км², амплитуда 35 м.

Южнее, вдоль западной окраины Камовского свода, на Вайвидинском структурном мысе, с севера на юг расположены Енгидинская, Бугариктинская, Южно-Бугариктинская и Верхневельминская структурные ловушки.

В Енгидинской ловушке толщина ванаварской свиты составляет 60—90 м, мощность песчаников 35—40 м, площадь 25 км², амплитуда 35 м.

Южнее были намечены Верхневельминская и Южно-Бугариктинская структурные ловушки. Они предположительно расположены в песчаниках палеодельт выделенных в ванаварской свите. Мощность ванаварской свиты в Южно-Бугариктинской ловушке составляет 90—180 м, толщина песчаников варьирует от 35 до 45 м, площадь 100 и 65 тыс./км², амплитуда до 70 м. В Верхневельминской ловушке толщина ванаварской свиты составляет 180—220 м, мощность песчаников 50—65 м, площадь 170 км², амплитуда 100 м.

Структурно-литологические ловушки. На северо-востоке Вайвидинского структурного мыса находится Восточно-Енгидинская структурно-литологическая ловушка. Южное ограничение ловушки — структурное, оно проводится по изогипсе кровли ванаварской свиты минус 2270 м, северное окончание ее проведено по литологическому ограничению — предполагаемому выклиниванию ванаварской свиты

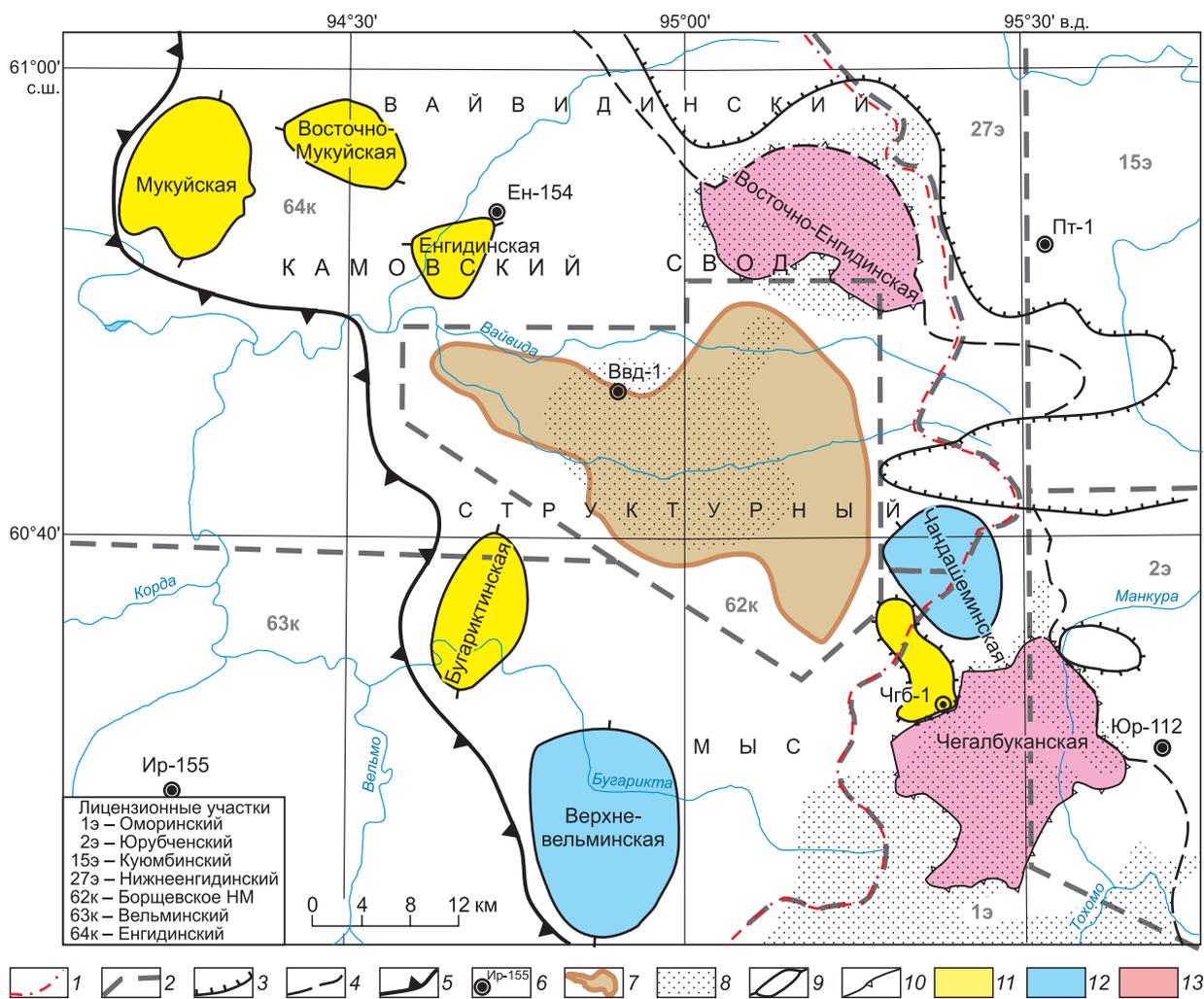


Рис. 3. Выявленные и намеченные ловушки углеводородов на Вайвидинском участке Байкитской нефтегазоносной области.

Границы: 1 — административная, 2 — лицензионных участков, 3 — выклинивания ванаварской свиты венда, 4 — участков с преобладанием глинистых пород в ванаварской свите, 5 — структур I порядка; 6 — скважины; 7 — Борщовское месторождение; 8 — предполагаемые дельты; контуры прогнозируемых ловушек: 9 — структурные, 10 — структурно-литологические; извлекаемые ресурсы нефти в ловушках (млн т): 11 — 0—3, 12 — 3—30, 13 — 30—300.

и песчаных пластов. Видимо, здесь находилась палеодолина, где песчаники могли сформироваться в русловых и дельтовых фациях. Мощность ванаварской свиты здесь составляет 20—85 м, толщина песчаников варьирует от 5 до 40 м, площадь ловушки составляет 150 км²,

Южнее Восточно-Енгидинской ловушки была намечена крупная Вайвидинская структурно-литологическая ловушка, которая вытянута с запада на восток на 40 км. В современном структурном плане она находится в контуре Борщовского месторождения (см. рис. 3).

Контуры ловушки на севере, западе и юго-западе были замкнуты по изогипсе кровли ванаварской свиты минус 2220 м, северо-восточное и юго-восточное замыкания проведены по предполагаемому исчезновению песчаных тел. Мощность ванаварской свиты в ловушке составляет 20—100 м, толщина песчаников от 0—40 м, площадь 400 км².

На юго-востоке Западного участка, на южном окончании Вайвидинского структурного мыса находится Чегалбуканская структурно-литологическая ловушка, выделенная в 1998 г. [Мельников, Исаев, 2004].

В последующие годы на Вайвидинском участке были пробурены поисковые скважины Чегалбуканская-1 и Вайвидинская-1.

Чегалбуканская скв. 1 вскрыла под оскобинской свитой кварциты рифея — выступ в поле отложенный нижнего венда. Кроме этого, в ходе бурения скважины Чегалбуканская-1 в керне, представленном трещиноватыми кварцитами, при подъеме на дневную поверхность были обнаружены выпоты нефти из трещин, однако при последующем испытании приток УВ из этого уровня получен не был.

Во время предвендского перерыва здесь образовался морфологический выступ устойчивых к выветриванию кварцитов рифея, возвышающийся в рельефе того времени над участками, сложенными выходами фундамента или карбонатами рифея. По мере общего прогибания территории, этот выступ кварцитов оказался окруженным примыкающими к нему отложениями ванаварской свиты и перекрытым породами оскобинской свиты.

Полученные результаты бурения скв. Чегалбуканская-1 вызвали необходимость переинтерпретации сейсмических материалов по распространению фундамента, рифея и ванаварской свиты венда. В результате применения комплекса Реапак РД удалось построить следующую модель Чегалбуканской ловушки (см. рис. 3).

Чегалбуканская структурно-литологическая ловушка в вендском НГК имеет сложное строение, она вытянута с юга на север и северо-восток на 20 км. Ширина ее на юге 12 км, в северо-восточной части достигает 15 км. Площадь ловушки 220 км². В структурном плане ловушка расположена на пологой моноклинали. Погружение слоев проходит в юго-западном направлении. Формирование ловушки происходило посредством выноса терригенного материала в морской бассейн водными потоками по узким долинам (врезам) [Мельников, 2009]. Материал отлагался вблизи берега моря в виде дельт, своеобразных конусов выноса. По своим характеристикам ловушка отнесена к структурно-литологическому типу. Контур ловушки на западе, севере и востоке имеет литологическое ограничение, связанное с выклиниванием песчаников ванаварской свиты.

На юго-западе ловушка имеет структурное замыкание по изогипсе минус 2170. Водонефтяной контакт (ВНК) принят по отметке последнего долбления керна, где есть выпоты нефти и газа. Ниже этой отметки керн не отбирался. ВНК залежи проведен условно на отметке минус 2170 м. Газонефтяной контакт (ГНК) по аналогии с высотой нефтяной части Юрубченского месторождения принят на отметке минус 2120 м. Песчаные тела здесь находятся в основном в середине разреза ванаварской свиты в виде слоев и пачек. Толщина песчаников в пределах ловушки составляет 0—30 м, в центральной части достигает 40 м.

По результатам имеющихся данных по строению ванаварской свиты эффективные нефтегазонасыщенные толщины ($H_{эф}$) в Чегалбуканской ловушке подсчитаны средневзвешенным методом. $H_{эф}$ для нефти равна 20 м, для газа 15 м. Локализованные геологические ресурсы нефти Чегалбуканской ловушки оценены в 252 млн т, извлекаемые 63 млн т.

В Вайвидинской скв. 1 был получен приток нефти из карбонатов оскобинской свиты. Это позволило выделить здесь Борщевское нефтяное месторождение, контур которого охватил территории намеченных ранее в 2003 г. Бугариктинской и Вайвидинской ловушек (см. рис. 3) Предполагаемая площадь месторождения около 450 км², оценка запасов по категории C_2 — 13 млн т. Несоответствие площади и запасов, очевидно, объясняется очень низкой плотностью запасов в карбонатном коллекторе и неопределенностью структурных построений.

Таким образом, на Вайвидинском перспективном участке крупная по запасам залежь нефти может быть открыта в Чегалбуканской структурно-литологической ловушке, в песчаниках дельтового генезиса, в ванаварской свите вендского НГК.

Вероятно также открытие крупной залежи нефти в аналогичной по строению Восточно-Енгидинской структурно-литологической ловушке. По данным сейсморазведочных работ, здесь по отражающему горизонту Б (кровля венда) выявлена структурная ловушка площадью до 150 км². Это дополнительный фактор перспективности Восточно-Енгидинской ловушки. Оценка геологических ресурсов нефти Восточно-Енгидинской ловушки может составить 150 млн т, извлекаемые — около 40 млн т.

Таимбинский перспективный участок газонефтенакопления географически расположен в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья, в левобережной части бассейна Подкаменной Тунгуски между устьями рек Оскоба и Тайга.

В структурном плане он занимает части восточных окончаний Камовского свода и Байкитской антеклизы. Здесь выделен Огоньский выступ, Алгамский и Оскобинский валы, Исчухское куполовидное поднятие. Площадь Таимбинского участка достигает 6800 км². Ресурсы УВ, полученные по анализу ГРП, составляют 1700 млн т УУВ в рифейском и 920 в вендском НГК.

Осадочный чехол в Таимбинском участке сложен отложениями триаса, перми, карбона, кембрия, венда и рифея. Этаж возможной нефтегазонасыщенности охватывает четыре нефтегазонасыщенных комплекса (сверху—вниз): кембрийский, верхневендско-нижнекембрийский, вендский и рифейский [Мельников, 1996]. Основные запасы нефти ожидаются в вендском и рифейском НГК.

Рифейский НГК. По данным сейсморазведки, рифей распространен по всему Таимбинскому участку, строение рифейских отложений близко таковому в ЮТЗ, рифей составлен чередованием преимущественно карбонатных и глинистых толщ. Первые перспективны на формирование коллекторов трещинно-кавернового типа.

Таимбинский перспективный участок примыкает к расположенной западнее Юрубчено-Тохомской ЗНГН. Отложения рифея залегают на тех же абсолютных отметках, в составе рифея по данным сейсморазведки прослежены те же отражающие горизонты. Поэтому высокая перспективность рифейского НГК Таимбинского участка сомнений не вызывает. Выявленная блоковость и полосовидность карбонатных рифейских толщ не позволяет выделить в рифее локальные объекты. Поэтому предлагается первоначально опосковывать рифей на вендских структурных объектах.

Прогнозируемые залежи в карбонатах рифея по типу нефтегазоконденсатные, массивные, стратиграфические (под несогласием), имеют сложное строение, часть из них, возможно, тектонически экранирована. Тип коллектора в основном каверново-трещинный. Нефтяные части залежей по аналогии с ЮТЗ имеют высоту 50 м.

По аналогии с отметками ВНК в блоковых залежах Куюмбинского месторождения прогнозируется ВНК в блоках рифея Таимбинского участка. А именно, с севера на юг участка ВНК предположительно поднимаются с отметки минус 2150 м на отметку минус 2100 м.

Вендский НГК составлен оскобинской и ванаварской свитами. Ванаварская свита содержит два пласта песчаников — флюидоносных коллекторов. Скопления УВ в ванаварской свите вендского НГК прогнозируются в структурных ловушках.

На северо-западе Таимбинского участка оконтурен Алгамский вал площадью 290 км² и амплитудой 60 м. В контуре вала выделены Хуларинский купол в западной части (площадь 70 км², амплитуда 30 м) и Тырыдакская брахиантиклиналь (площадь 125 км², амплитуда 40 м) в его восточной части.

Тайгикунский структурный мыс находится южнее Алгамского вала. Он включает субширотный блок выходов юрубченской и куюмбинской свит под венд. На предвендской поверхности и по кровле ванаварской свиты фиксируется крупный (84 км²) малоамплитудный (50 м) Тайгикунский структурный мыс. В его наиболее приподнятой части выявлен Яктанский купол площадью около 40 км² и амплитудой 25 м. С юга мыс ограничен разрывным нарушением субширотной ориентировки.

Исчухское КП находится на юге Таимбинского участка. Это поднятие проявляется как в поверхности рифейского, так и в вендском НГК и является главной зоной накопления углеводородов на Таимбинском участке. Сюда направлены миграционные потоки УВ с севера по поверхности предвендского перерыва и послойные субвертикальные потоки углеводородов из глубокопогруженных частей рифейских толщ на юге объекта. В целом по рифейскому и вендскому НГК Исчухский объект это — нефтегазосборная площадь, в которую углеводороды поступали также из-за пределов Таимбинского участка. По этим критериям открытие залежей нефти и газа на объекте наиболее вероятно.

В вендском НГК на этом поднятии предполагается распространение пачек песчаников в средней части ванаварской свиты — это основной перспективный горизонт в вендском НГК. В скв. Исчухская-1 из песчаников ванаварской свиты получен приток газа. Скважина находится близ вершины поднятия (рис. 4).

Оскобинский вал (площадь 330 км²) занимает юго-восток Таимбинского участка. Это — приразломный вал, осложняющий юго-восточный борт Камовского свода. На вершинах вала расположены локальные поднятия размерами 5—6 × 10 км и амплитудами около 350 м. Северная часть вала находится за пределами Таимбинского участка.

По восточному склону Оскобинского вала проходит разлом, на котором геологической съемкой (лист Р-47-XXXIV) зафиксированы гидротермально-метасоматические образования, представленные скарированными породами (кальцит — кварц-гранатовые скарны). Очевидно, зона метасоматоза за-

Таблица 6. Параметры нефтеносности крупных объектов на Таимбинском перспективном участке

№	Название объекта	Площадь ловушек, км ²	Объем нефтяной части в млн м ³		Ресурсы нефти по НГК, геол./извл. млн т		
			всего	нефтяная часть	вендский	рифейский	всего
1	Алгамский вал	290	260	175	93/31	44/16	137/47
2	Оскобинский вал	330	440	140	160/53	34/14	194/67
3	Исчухское КП	520	730	120	110/35	35/75	145/50
4	Тайгикунский мыс	90	240	210	114/37	30/12	144/50

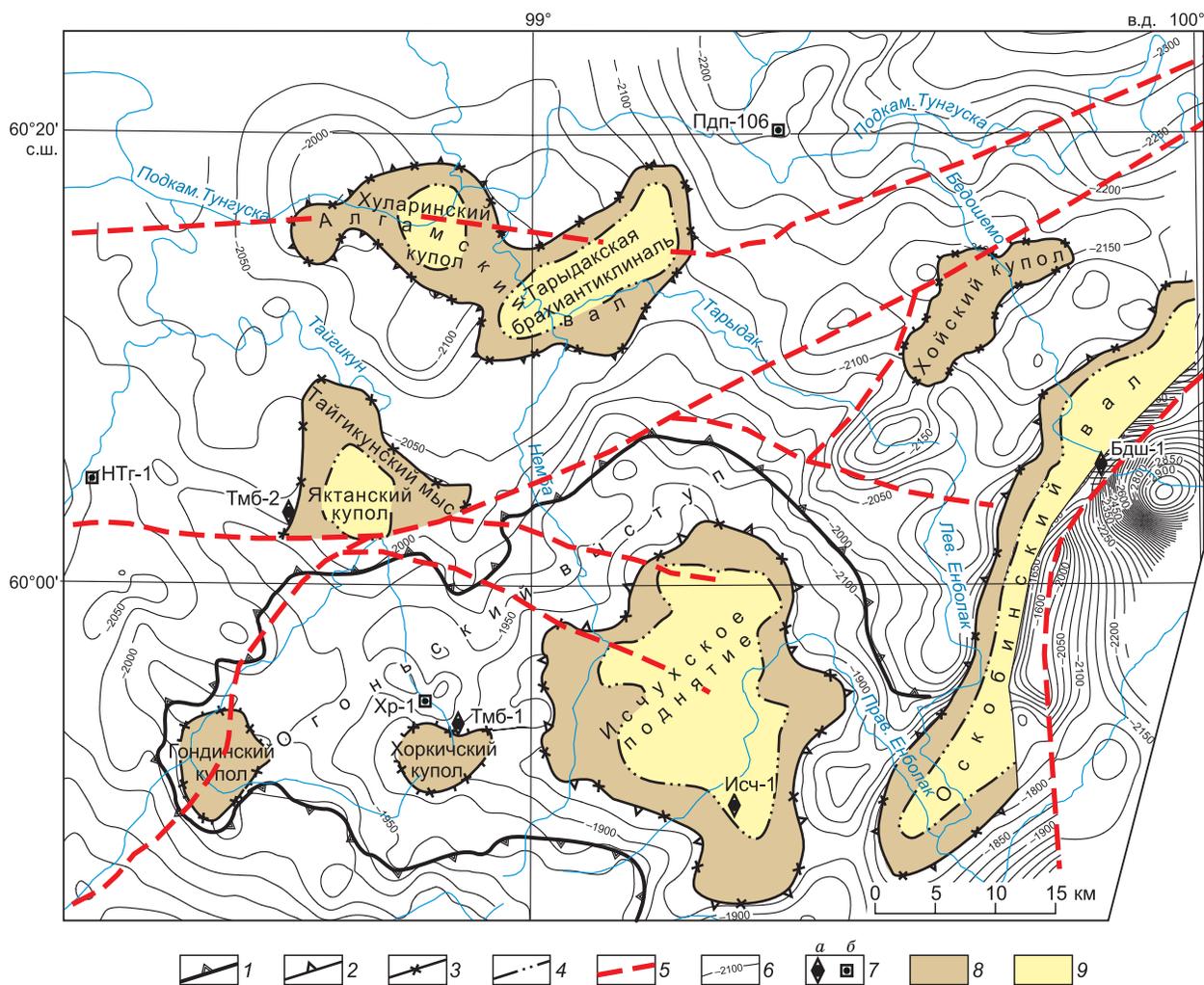


Рис. 4. Таимбинский перспективный район Байкинской нефтегазоносной области.

1 — контур Огоньского выступа; 2 — контуры структур II порядка; 3 — предполагаемые ВНК по кровле пачки песчаников ванаварской свиты; 4 — предполагаемые ГНК по кровле пачки песчаников ванаварской свиты; 5 — тектонические нарушения; 6 — изогипсы отражающего горизонта R0 (довендская эрозионная поверхность); 7 — скважины пробуренные: поисковые (а), параметрические (б); 8 — нефть, 9 — газ.

хватывает весь разрез осадочного чехла. Поэтому полоса вала вдоль сброса шириной 1500 м интерпретируется как зона отсутствия коллекторов в продуктивных интервалах разреза рифея, венда и кембрия. В этой полосе находится Бедошемская скважина.

Перспективы нефтегазоносности на Оскобинском валу связаны с вендским и рифейским НГК.

Ресурсы углеводородов подсчитаны для двух пачек песчаников ванаварской свиты. Общая толщина песчаников достигает 12 м. Пористость песчаников вне зоны метасоматоза принята равной 12 % (по Подпорожной скважине).

Рифейский НГК перспективен в выходах под венд юрубченской свиты.

Крупные газонефтяные залежи Таимбинского участка ожидаются на Алгамском и Оскобинском валах, Исчухском куполовидном поднятии и Тайгикунском мысу (см. рис. 4).

Площади перечисленных объектов, объемы нефтяных частей объектов и оценка ресурсов нефти в вендском и рифейском комплексах приведены в табл. 6.

Толщина пластов песчаников в пробуренных скважинах достигает 20—30 м, эффективная толщина меняется от 3 до 18 м. Так, в скв. Пдп-106 толщина песчаниковых пластов 25 м, эффективная толщина — 18 м. В скв. Таимбинская-2 значения толщин 30 и 17 м. При оценке ресурсов эффективная толщина принята равной 10—12 м для Алгамского и Тайгикунского объектов в северо-западной части Таимбинского участка и 3—7 м для юго-восточных объектов — Оскобинского и Исчухского. Извлека-

емые запасы нефти на этих объектах в вендском НГК предполагаются в диапазоне 30—45 млн т. На этих же территориях перспективен рифейский НГК, в котором возможны более низкие по объему запасы извлекаемой нефти (12—16 млн т) (см. табл. 3).

Суммарные извлекаемые запасы нефти каждого из четырех объектов меняются от 47 до 67 млн т, всего 214 млн т.

Таким образом, на Таимбинском перспективном участке Байкинской НГО крупные запасы нефти могут быть разведаны на Алгамском, Тайгикунском, Исчухском и Оскобинском объектах в структурных ловушках вендского НГК и в структурно-литологических ловушках рифейского НГК.

КАТАНГСКАЯ НГО

В пределах Катангской области выявлен один Чамбинский участок, перспективный на открытие крупных залежей нефти (рис. 5).

Чамбинский перспективный участок расположен в пределах Эвенкийского автономного округа. На юге участка расположен пос. Ванавара. В тектоническом плане участок находится на Катангской седловине, приурочен к северо-западному склону Собинского вала и частично включает юго-восточную часть Чуньской впадины.

Осадочный чехол на территории участка сложен рифейскими, вендскими, кембрийскими, пермскими и триасовыми отложениями.

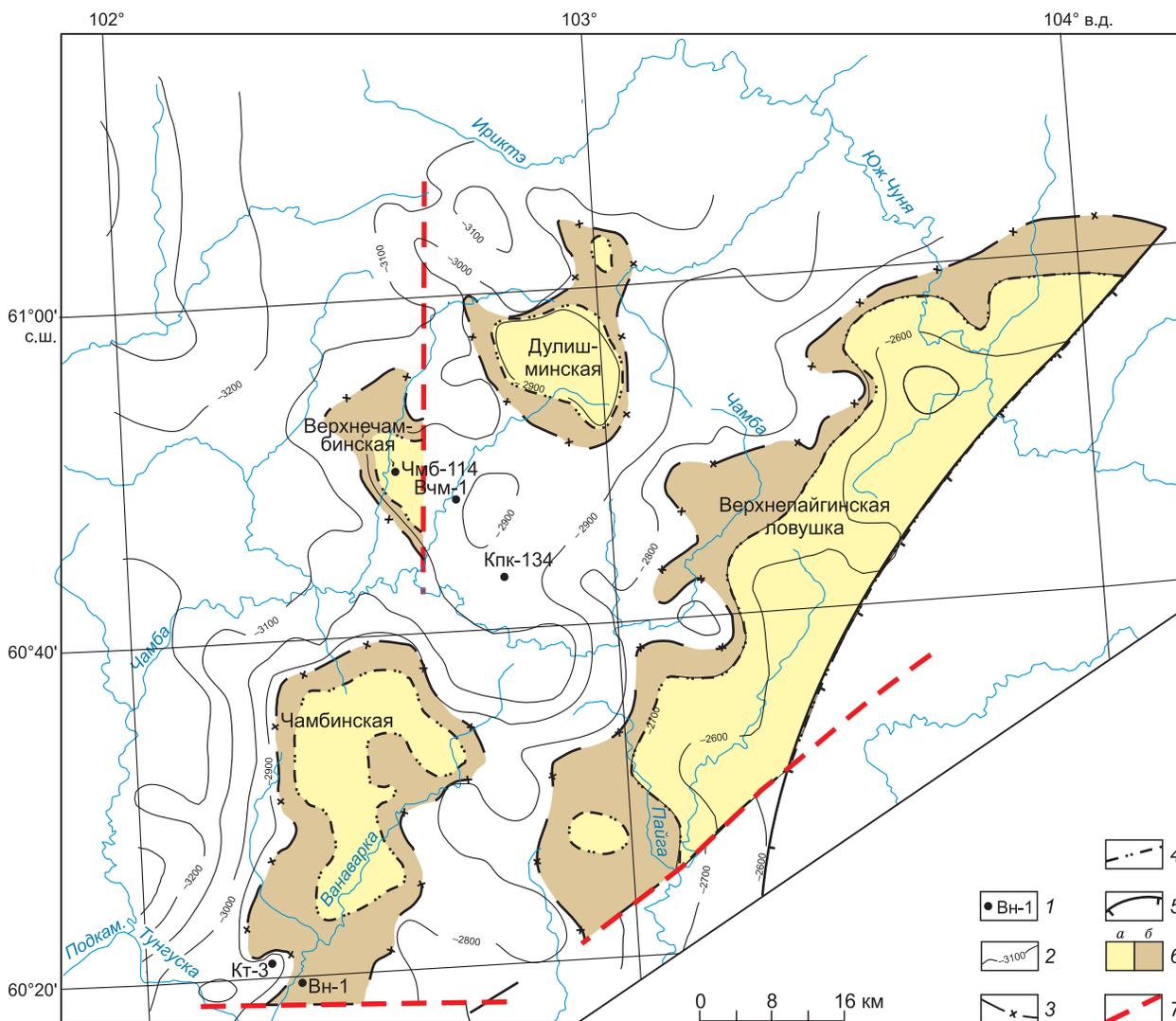


Рис. 5. Прогноз газонефтеносности Чамбинского участка Катангской НГО.

1 — глубокие скважины, 2 — изогипсы кровли ванаварской свиты, 3 — прогнозируемые внешние контуры нефтеносности, 4 — прогнозируемые внешние контуры газоносности, 5 — прогнозируемая линия выклинивания коллекторов ванаварской свиты, б — прогнозируемое насыщение пластов ванаварской свиты: а — газовое, б — нефтяное; 7 — дизъюнктивные нарушения.

Рифейские отложения вскрыты как на территории участка, так и в большинстве соседних скважин. Контакт рифея и фундамента вскрыт скв. Кулиндинская-1. Вендские отложения с глубоким размывом залегают на отложениях рифея, а к востоку от территории участка — на фундаменте.

В работах по нефти и газу разрез разделен на рифейский, возможно нефтегазоносный, вендский газонефтеносный, верхневендско-нижекембрийский и кембрийский, возможно нефтегазоносные, комплексы [Мельников, 1996].

Рифей образует моноклираль, наклоненную на запад. Он сложен чередованием терригенных, глинисто-доломитовых и строматолитово-доломитовых толщ. Перспективы нефтегазоносности рифея оценены по аналогии с Юрубчено-Тохомской зоной Байкитской НГО. Залежи углеводородов, вероятно, находятся в верхних частях песчаников и строматолитовых доломитов, на участках их выходов под базальные отложения венда. Но в этих частях в вендских разрезах глинистые пачки чередуются с песчаниками (пласты Вн-V и Вн-VI). Очевидно, распространение покрышек полосовидное. Локальных структур в рифейском НГК не выявлено. В целом перспективы обнаружения залежей нефти и газа на Челбуканском участке в рифейском НГК являются достаточно призрачными.

Основные перспективы нефтегазоносности на Чамбинском участке связываются с вендским НГК — с пластами песчаников ванаварской свиты (см. рис. 2). Эти отложения продуктивны на Собинском валу к югу от рассматриваемой территории.

Структурный план территории Чамбинского перспективного участка по кровле ванаварской свиты представляет собой моноклираль, наклоненную в северо-западном направлении, осложненную рядом антиклинальных поднятий, впадин, структурных мысов и заливов преимущественно юго-восточного простирания. Сложный структурный план отображается в флексуобразных изгибах изогипс. В совокупности с довольно крутыми уклонами — до 50 м на 1 км это позволяет предположить, что структурный план осложнен также дизъюнктивными нарушениями с довольно значительными вертикальными смещениями. В соответствии с имеющейся информацией на территории Чамбинского перспективного участка выявлены три локальных поднятия, цепочкой с юго-запада на северо-восток протягивающиеся через его центральную часть: Чамбинское, Верхнечамбинское и Дулишминское. Помимо этих трех локальных поднятий выделена крупная структурно-литологическая Верхнепайгинская ловушка, расположенная вдоль юго-восточной границы участка выше по восстанию пластов (см. рис. 5).

Комплекс данных о нефтегазоносности, структурных построениях и выявленных закономерностях распространения коллекторов в ванаварской свите позволил выделить на территории Чамбинского перспективного участка три наиболее перспективных поисковых объекта.

Чамбинская антиклинальная ловушка выделяется в центральной части участка. В выделяемую ловушку вошел район скв. Ванаварская-1, где из пласта Вн-II был получен непромышленный приток нефти. Внешний контур нефтеносности проведен по данным испытания скв. Ванаварская-1 на отметке минус 2895 м. С юга ловушка ограничена линией предполагаемого дизъюнктивного нарушения, которое отделяет ее от района скв. Ванаварская-3, где притоки пластовой воды получены с более высокого гипсометрического уровня. На юго-востоке ловушка отделяется седловиной от крутого северного склона Собинского вала. Размеры ловушки 20 × 38 км, она вытянута в субмеридиональном направлении. Высота залежи прогнозируется около 130 м.

Дулишминская антиклинальная ловушка приурочена к одноименному локальному поднятию, замыкающая изогипса и уровень водонефтяного контакта ловушки проведена на отметке минус 2970 м.

Верхнепайгинская неантиклинальная ловушка вытянута вдоль восточной границы участка. Здесь с юго-запада на северо-восток протягивается прогнозная линия выклинивания коллекторов ванаварской свиты. В этом же направлении вытянуты и изогипсы кровли продуктивных отложений. На юге прогнозная ловушка ограничена линией дизъюнктивного нарушения. Условный водонефтяной контакт проведен на отметке минус 2750 м. Следует отметить, что положение линии выклинивания коллекторов, которая экранирует залежь вверх по восстанию пластов, определено условно. Ловушка является литологически экранированной. Ее размеры 100 × 26 км. Высота прогнозной залежи свыше 200 м.

Таблица 7. Перспективные ресурсы нефти

№	Залежь	F_n , км ²	$h_{эф}$, м	m_o	Балансовые начальные ресурсы нефти, млн т	Извлекаемые начальные ресурсы нефти, млн т
1	Чамбинская	520	15	0.12	390	78
2	Дулишминская	200	16	0.12	160	32
3	Верхнепайгинская	920	15	0.12	691	138

Оценка ресурсов нефти прогнозных залежей в разрезе ванаварской свиты венда Чамбинского участка осуществлена объемным методом.

Подсчет ресурсов нефти производился по формуле: $V_n = F \times h_{эф} \times m_o \times \beta_n \times \rho_n \times \theta \times \eta$.

Подсчитанные таким образом перспективные ресурсы нефти ловушек приведены в табл. 7.

Следует отметить, что приведенная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата является оптимистичной — коэффициенты заполнения ловушек приняты равными единице. Оценка ресурсов показывает, что в результате проведения геолого-разведочных работ на территории Чамбинского участка возможно открытие крупных залежей нефти в ванаварской свите венда.

Вышележащие верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский НГК сложены чередованием карбонатных, глинисто-карбонатных и соленосно-карбонатных толщ. Притоков углеводородов из этих толщ в скважинах на Катангской седловине не получено. Маловероятно открытие залежей углеводородов в этих комплексах и на Чамбинском участке.

НЕПСКО-БОТУОБИНСКАЯ НГО

Тэтэринский перспективный участок охватывает одноименную перспективную зону нефтегазо-накопления.

Тэтэринская ЗНГН занимает западную часть Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Она граничит с Катангской НГО. Административно участок находится в Катангском районе Эвенкийского автономного округа, непосредственно вблизи его границы с Иркутской областью. В географическом плане Тэтэринский участок занимает среднюю часть бассейна р. Тэтэрэ и водораздел рек Тэтэрэ и Катанга.

Тэтэринская зона по отложениям венда представляет собой моноклинал, наклоненную к западу. Моноклинал осложнена структурными мысами — Чулаканским на юге, Аявинским в центре и Кулиндинским на севере. По этим мысам были выделены и названы Чулаканский и Кулиндинский лицензионные участки. Аявинский мыс вышел в Тэтэринский лицензионный участок (рис. 6).

На Тэтэринском участке нефтегазопоисковые буровые работы до 2011 г. не проводились. Ближайшие скважины находятся близ зоны к востоку и к северо-востоку. В 30—70 км к западу от зоны пробурен ряд скважин, а в 50 км к северо-западу от зоны находится с.-в. окончание Собинско-Пайгинского нефтегазового месторождения, связанного автодорогой с районным центром пос. Ванава.

Тэтэринская ЗНГН находится на верхней части склона, разделяющего Непско-Ботуобинскую антеклизу и Катангскую седловину. Осадочный чехол зоны составлен отложениями юры, триаса, перми, карбона, кембрия, венда и рифея. Рифейский, вендский и верхневендско-нижнекембрийский НГК перспективны на обнаружение залежей углеводородов. Целевым интервалом является вендский НГК, а именно, пласты песчаников ванаварской свиты. Данные по сейсморазведке ОГТ и скважинам показывают, что на Тэтэринском участке залежи углеводородов будут находиться в пластах песчаников Вн-IV, Вн-I ванаварской свиты. Судя по Пайгинскому участку Собинско-Пайгинского месторождения, на территории зоны в залежах возможно преобладание нефти над газом.

В 2012 г. на Кулиндинском лицензионном участке ОАО «Роснефть» была закончена поисковая скв. Кулиндинская-1, вскрывшая в нижней части разреза отложения верхов терригенного венда, перекрывающие низы рифея, и вошедшая в фундамент. Кулиндинской скв. 1 в ванаварской свите вскрыты пласты песчаников Вн-I и Вн-II. Нижележащий разрез свиты, начиная с пласта Вн-IV, отсутствует. Очевидно, скважина пробурена на западном палеопогружении Ереминского выступа фундамента. В ранневанаварское время участок скважины был поднят в рельефе поверхности рифея. Амплитуда предвендского палеоподнятия здесь несколько десятков метров. Существование палеорельефа в рифее, прилегающие к поверхности рифея нижних слоев ванаварской свиты венда осложняют прогноз ловушек в вендском НГК.

В Тэтэринской ЗНГН в литологической ловушке может находиться гигантское газонефтяное месторождение в западной части Непско-Ботуобинской НГО. Такое оптимистическое предположение обосновано геологическими данными.

Так, коэффициент заполнения ловушки Собинско-Пайгинского месторождения равен единице. Такой же коэффициент вероятен в Тэтэринской ЗНГН. Монолитный пласт мощных кварцевых песчаников Вн-IV прослежен на Собинско-Пайгинском месторождении и в скважинах к западу от Тэтэринского участка. Следует ожидать такое же строение пласта в Тэтэринской ЗНГН.

Пласты Вн-I и Вн-II представляют собой пакеты из 3—4 слоев песчаников, разделенных прослоями алевролитов и аргиллитов, имеют сложное строение. Поэтому оценка ресурсов Тэтэринской зоны проведена только по пласту Вн-IV. Это достаточно осторожная оценка.

Геологические ресурсы углеводородов этого пласта в Тэтэринской ЗНГН составляют свыше 1320 млн т. Площадь зоны — 4580 км². Плотность ресурсов равна 290 тыс. т/км². Такая высокая оценка

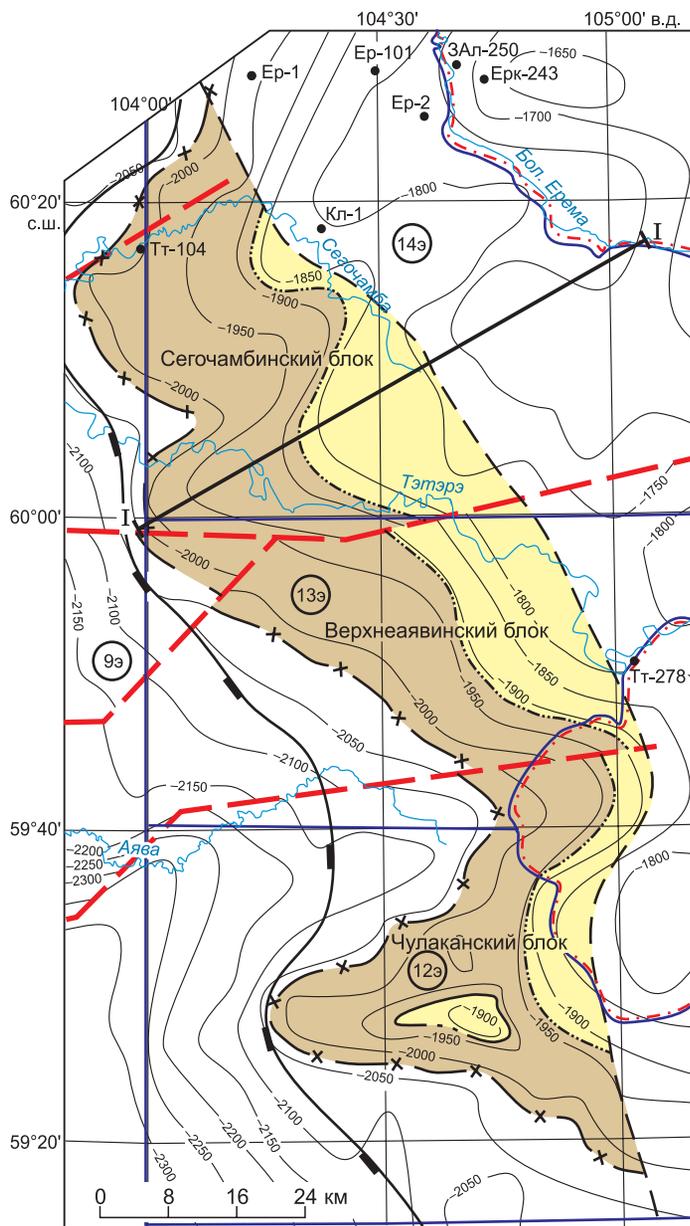
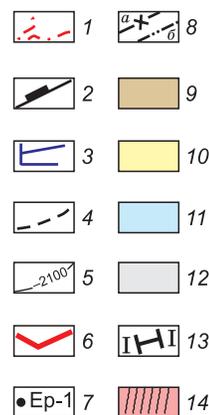
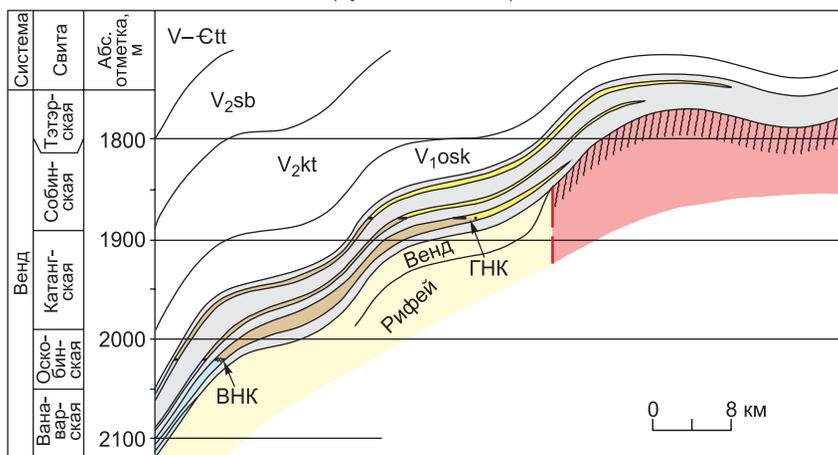


Рис. 6. Модель Тэтэринского участка газонефтенакопления.

Границы: 1 — административная Иркутской области и Эвенкийской АО, 2 — Катангской и Непско-Ботуобинской НГО, 3 — лицензионных участков; 4 — линия предполагаемого выклинивания коллекторов Вн-IV; 5 — изогипсы кровли ванаварской свиты; 6 — разрывные нарушения; 7 — скважины; 8 — предполагаемые ВНК (а), ГНК (б); 9 — нефть; 10 — газ; 11 — вода; 12 — глинистые породы; 13 — линия геологического разреза; 14 — фундамент. Скважины: ЗАЛ — Западно-Алтыбская, Ер — Ереминские, Ерк — Еремюканская, КЛ — Кулиндинская, ТТ — Тэтэрская, Тэтэринская. Лицензионные участки: 9э — Азвинский, 12э — Чулаканский, 13э — Тэтэрский, 14э — Кулиндинский.



Геологический разрез вендских отложений Сегочамбинского участка (Кулиндинский ЛУ) по линии I-I



исходит из коэффициента заполнения нефтью и газом Тэтэринской ЗНГН (на Собинском месторождении он равен единице). Не исключено, что наличие дизъюнктивов приведет к ограничению распространения залежей только по структурным мысам — Чулаканскому, Аявинскому и Кулиндинскому. В этом варианте в Тэтэринской ЗНГН могут находиться три крупных нефтяных месторождения с извлекаемыми запасами нефти в диапазоне 30—300 млн т.

Ереминско-Сугдинский перспективный участок площадью 25776 км², перспективный на выявление новых крупных залежей УВ в осинском горизонте, выделяется в западной части Непско-Ботубинской антеклизы по результатам прогноза распространения коллекторов в осинском горизонте и по данным глубокого бурения (рис. 7). Слабо и неравномерно изученная глубоким бурением территория может содержать крупные залежи нефти [Шемин, 2007; Самсонов и др., 2010; Мельников и др., 2011].

Осинский пласт сложен здесь разнородными доломитами, трещиноватыми, кавернозными, местами ангидритизированными. Общие толшины преимущественно составляют 47—50 м, при наличии органогенных построек увеличиваясь до 70—80 м.

Перспективность западной части территории связана с развитием здесь Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна. Восточный борт Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна здесь заходит, по данным сейсморазведки, на территорию Непско-Ботубинской антеклизы. Рифейские осадочные толщи испытывают моноклиальный подъем в западном и восточном направлениях, здесь они с угловым несогласием перекрыты терригенными осадками венда. Бурением эти площади еще не изучены. Предполагается, что миграционные потоки углеводородов из центральных частей Чуньского бассейна достигали поверхности предвендского несогласия. Самые молодые рифейские толщи, сохранившиеся от предвендского размыва в пределах Чуньского бассейна, сохранили и свой нефтематеринский потенциал, который был реализован уже в фанерозе [Мельников и др., 2009]. Генерация нефти и газа рифейскими нефтематеринскими отложениями и последующая миграция углеводородов субвертикально по зонам разломов в рифее, а затем субгоризонтально по разуплотненным зонам вдоль поверхности несогласия между рифеем и вендом способствовали формированию зон нефтегазонакопления в вышележащих резервуарах, в том числе и в нижнекембрийских отложениях среднеусольской подсвиты, к которой приурочен пласт Б₁.

Перспективы Ереминско-Сугдинского участка подтверждаются полученными нефтегазовыми проявлениями при бурении скважин на рассматриваемой территории и наличием залежей углеводородов в пласте Б₁ на Вакунайском, Верхнечонском и Игнялинском месторождениях, расположенных в непосредственной близости от рассматриваемой зоны.

Эффективные толшины изменяются от 4 до 25 м. Коллекторские свойства продуктивных отложений невысокие, пористость лишь в единичных случаях достигает 20 %, максимальная межзерновая проницаемость — 150·10⁻¹⁵ м², трещинная — 15·10⁻¹⁵ м². Тип коллектора — трещинно-каверно-поровый. При этом дебиты газа на разведываемых залежах достигают 100 и более тыс. м³/сут., дебиты нефти — до 10 м³/сут.

Газонефтяные залежи пласта Б₁ предполагаются неантиклинальные, пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Ресурсы углеводородов пласта Б₁ в пределах Ереминско-Сугдинского участка, составляют 826.8 млн т УУВ, в том числе нефти — 636.6 млн т, свободного газа — 190.2 млрд м³.

Гиллябкинский перспективный участок, перспективный прежде всего на выявление новых крупных залежей нефти в талахском горизонте, выделяется в осевой части Непско-Ботубинской антеклизы, вдоль юго-западной границы Мирнинского выступа и северной границы Непского свода (рис. 8). Перспективы этой зоны связаны с областью сокращенных толщин пласта В₁₃ (талахского) вблизи линии его выклинивания. По аналогии с Верхнечонским месторождением песчаники талахского горизонта в сокращенных разрезах могут обладать улучшенными коллекторскими свойствами. Кроме того, в палеоплане в этой зоне вероятно развитие неантиклинальных стратиграфических ловушек. К юго-западу от выделенной перспективной зоны, в продолжение территории с сокращенными толщинами талахского горизонта, открыты нефтегазоконденсатные залежи на Верхнечонском, Вакунайском и Тымпучиканском месторождениях. К северо-востоку от зоны открыта газовая залежь на Среднеботубинском месторождении [Мельников и др., 2009].

Талахский горизонт, приуроченный к нижней части курсовской свиты венда, представлен здесь переслаиванием гравелитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов. Базальная часть пласта сложена, как правило, преимущественно гравелитами с примесью галечного материала, в переслаивании с разнородными глинистыми песчаниками. Выше по разрезу залегают преимущественно песчаники разнородные, с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники кварц-полевошпатовые, полимиктовые, сортированность пород, как правило, слабая. Несмотря на высокую вертикальную и латеральную неоднородность, коллекторские свойства песчаников пласта В₁₃ довольно высокие.

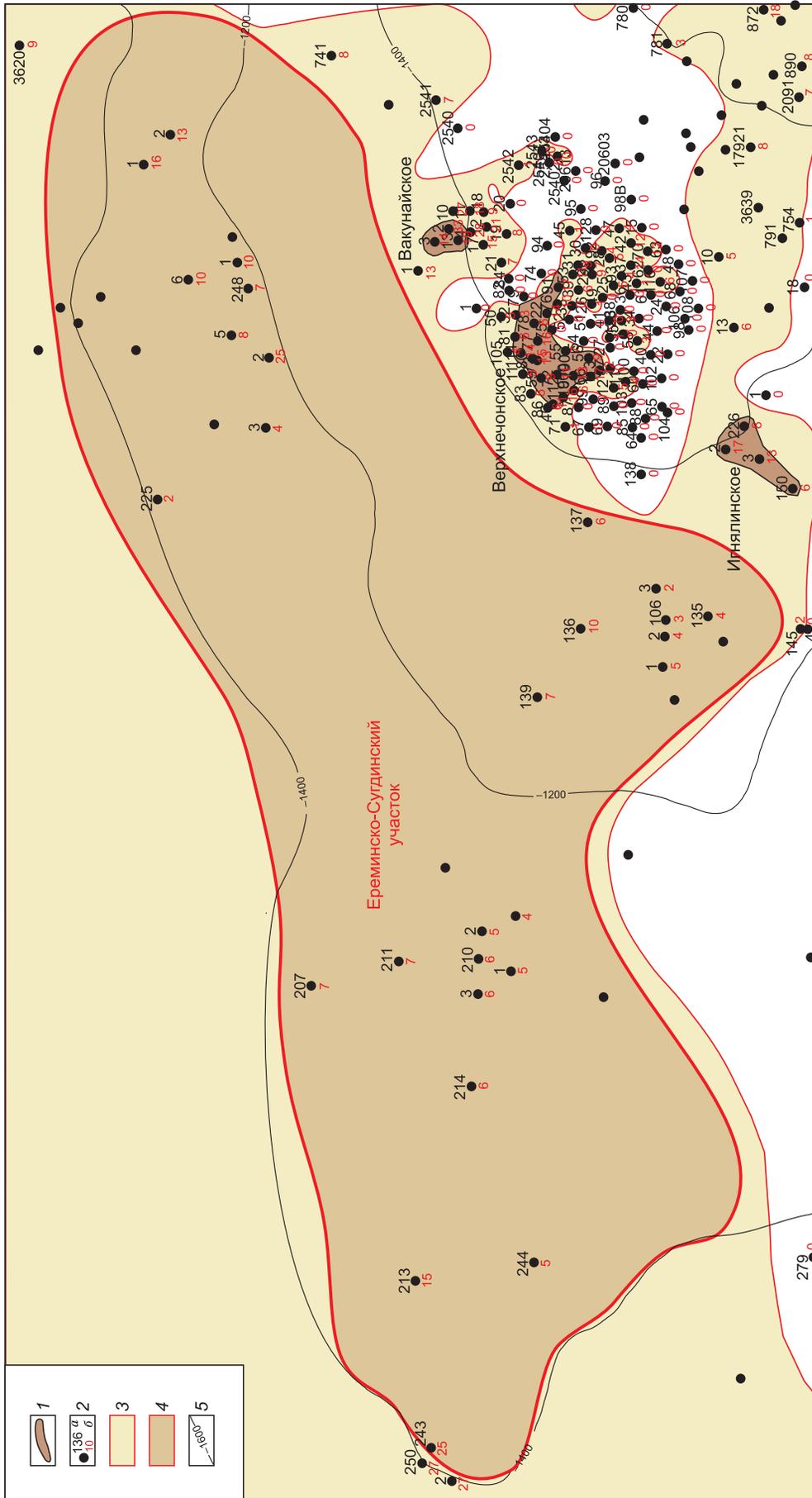


Рис. 7. Ереминско-Суджинский перспективный участок.

1 — залежи нефти и газа в осинском горизонте; 2 — скважины глубокого бурения; 3 — эффективная толщина (м) осинского горизонта; 4 — зона распространения коллекторов в осинском горизонте; 5 — зона нефтегазоаккумуляции в осинском горизонте, перспективная на выявление новых залежей нефти и газа; 6 — изогипсы кровли терригенного венда.

ВЫВОДЫ

Согласно выполненному прогнозу распределения извлекаемых ресурсов нефти по классам крупности на территории Байkitской, Катангской и Непско-Ботуобинской НГО, возможно выявление еще 16 крупных залежей нефти с извлекаемыми запасами от 40 до 110 млн т.

В Байkitской НГО новые крупные залежи нефти могут быть выявлены на Вайвидинском и Таимбинском перспективных участках, находящихся на западном окончании Камовского свода и в юго-восточной части свода соответственно.

В Катангской НГО выделяется Чамбинский участок, перспективный на открытие крупных залежей нефти.

В Непско-Ботуобинской НГО наиболее перспективными на выявление новых крупных залежей нефти являются Тэтэринский, Ереминско-Сугдинский и Гиллябкинский участки.

ЛИТЕРАТУРА

Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1979 (3), с. 26—46.

Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск, Наука, 1982, с. 22—42.

Конторович А.Э., Мандельбаум М.М., Сурков В.С., Трофимук А.А., Черский Н.В. Лено-Тунгусская провинция — перспективный регион для создания новой базы добычи нефти и газа на востоке СССР // Геология и геофизика, 1986 (1), с. 3—14.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С., Демин В.И., Лившиц В.Р., Моделевский М.С., Страхов И.А., Вымятин А.А., Растегин А.А. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М., Недра, 1988, 223 с.

Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика, 1996, т. 37 (8), с. 196—205.

Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2009, 148 с.

Мельников Н.В., Исаев А.В. Сейсмогеологические модели и перспективные нефтегазоносные объекты вендского комплекса в Байkitской нефтегазоносной области // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (1), с. 134—143.

Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (8), с. 1151—1163.

Мельников П.Н., Рябкова Л.В., Хуснитдинов Р.Р. Перспективные зоны нефтегазонакопления и ловушки северо-восточного склона Непского свода // Геология нефти и газа, 2009, № 6, с. 57—61.

Самсонов В.В., Ларичев А.И., Чеканов В.И., Соловьев В.В. Особенности геологического строения нефтегазовых комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2010, т. 51 (11), с. 1545—1564.

Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байkitская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2007, 467 с.

*Поступила в редакцию
26 ноября 2013 г.*