

УДК 553.98.042+622.3(571.5/.6+265.51/.54)

Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Кушмар И.А.

МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЦЕНТРОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ ВОСТОКА РОССИИ

Рассматривается углеводородная минерально-сырьевая база Восточной Сибири и Дальнего Востока и показана перспектива развития формирующихся здесь четырех центров нефтегазодобычи. При условии активных ГРП, интенсивного наращивания запасов УВ и создания промышленной инфраструктуры эти центры смогут добывать в 2020 г. 72 млн. т нефти и 90 млрд. м³ газа.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Дальний Восток, перспективы нефтегазоносности, центр нефтегазодобычи, промышленная инфраструктура, углеводородная минерально-сырьевая база.

Почти половина всей территории Восточной Сибири и Дальнего Востока и практически все дальневосточные шельфы являются перспективно нефтегазоносными [Нефтегазоносность и перспективы..., 2004]. Начальные суммарные геологические ресурсы УВ оцениваются в 114 млрд. т н. э. (табл. 1), открыто 155 месторождения нефти и газа. Регионы геологически неоднородны и в целом характеризуются слабой освоенностью ресурсной базы. По концентрации ресурсов выделяются юго-западные районы Республики Саха (Якутия), запад Красноярского края, юго-восток Иркутской области, Сахалин и прилегающий к нему шельф (рис. 1). Эти районы, в которых сосредоточено около половины углеводородного потенциала, являются базовыми для развития нефтегазодобывающей промышленности Сибири и Дальнего Востока.

Восточная Сибирь. Геологические НСР УВ оцениваются в 92,2 млрд. т н. э. Уже открыто 68 месторождений нефти и газа, в том числе 5 уникальных (более 300 млн. т или 500 млрд. м³) и 13 крупных (более 60 млн. т или 75 млрд. м³). В недрах региона прогнозируется примерно равное количество нефти и газа, в извлекаемых ресурсах преобладает (80 %) газ.

Разведанность ресурсов низкая: по нефти - 6 %, по газу - 8 %. Разведанные извлекаемые запасы нефти составляют 709 млн. т, газа - 3,7 трлн. м³. Пробная добыча нефти ведется из 5 месторождений, газа - из 6 месторождений. Подготовленные запасы могут обеспечить пиковую добычу нефти в объеме около 25 млн. т и газа - 100 млрд. м³ и более.

Необходимость быстрого наращивания минерально-сырьевой базы диктуется строительством магистрального нефтепровода Восточная Сибирь-Тихий океан (ВСТО), с заявленной производительностью 80 млн. т/год.

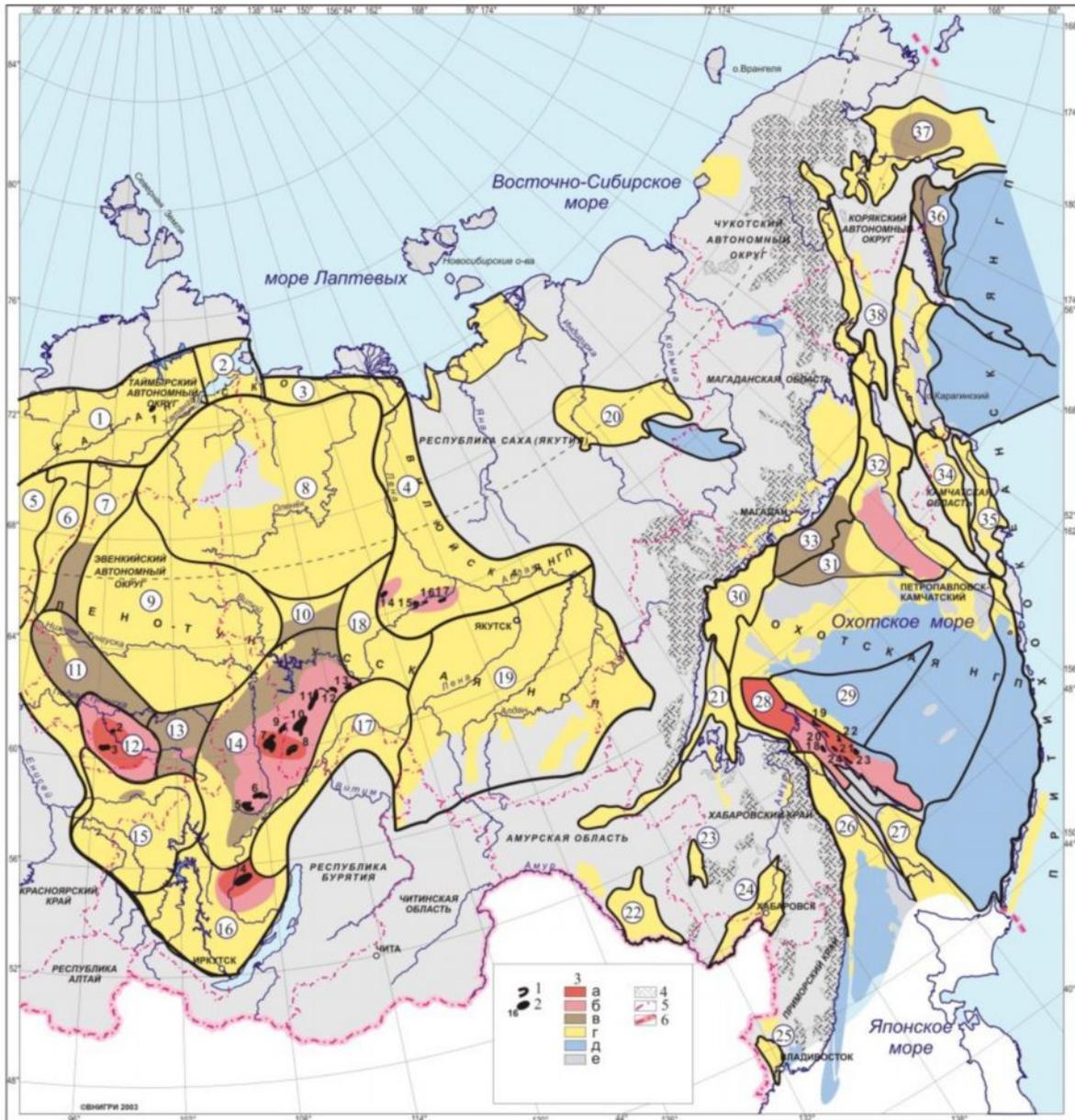


Рис. 1. Схема перспектив нефтегазоносности Востока России

1- нефтегазогеологические элементы и их границы: 1-нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные провинции, области и отдельные впадины; 2- месторождения с извл. зап. >30 млн.т н.э.; 3- **плотность начальных суммарных геологических ресурсов УВ (тыс. т/км²)** : а - 101 - 300, б - 51 - 100, в - 31 - 50, г - <30, д - земли с качественной оценкой, е- бесперспективные земли; 4- Восточно-Азиатский вулканический пояс; 5-6 - **прочие**

Нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные области (НГО, ПНГО) и перспективные впадины (цифры в кружках)

1. Енисей-Хатангская НГО; 2. Анабаро-Хатангская ПНГО; 3. Лено-Анабарская ПНГО; 4. Лено-Вилюйская НГО; 5. Турухано-Норильская ПНГО; 6. Западно-Тунгусская ПНГО; 7. Анамская ПНГО; 8. Анабарская ПНГО; 9. Эвенкийская ПНГО; 10. Сюгджерская ПНГО; 11. Южно-Тунгусская ПНГО; 12. Байкитская НГО; 13. Катангская НГО; 14. Нелско-Ботубинская НГО; 15. Саяно-Енисейская НГО; 16. Ангаро-Ленская НГО; 17. Предпатомская НГО; 18. Западно-Вилюйская НГО; 19. Вилюйская НГО; 20. Момо-Зырянская ПНГО; 21. Шантарская ПНГО; 22. Зее-Буреинская впадина; 23 - Верхнебуреинская впадина; 24 - Средне-Амурская впадина; 25. Суйфунская впадина; 26 - Западно-Сахалинская НГО; 27. Южно-Сахалинская НГО; 28. Северо-Сахалинская НГО; 29. Дерюгинская ПНГО; 30. Кухтуйская ПНГО; 31. Тинровская ПНГО; 32. Западно-Камчатская НГО; 33. Северо-Охотская ПНГО; 34. Центрально-Камчатская ПНГО; 35. Восточно-Камчатская ПНГО; 36. Хатырская НГО; 37. Анадырско-Наваринская НГО; 38 Пенжинская ПНГО.

Месторождения (Г-газовые, НГК-нефтегазоконденсатные, ГК-газоконденсатные, НГ-нефтегазовые) с извлекаемыми запасами выше 30 млн.т н.э.

1-Балахнинское-ГК; 2-Куюмбинское-НГК; 3-Юрубчено-Тохомское-НГК; 4-Ковыктинское-ГК; 5-Ярактинское-НГК; 6-Дулисьминское-НГК; 7-Верхнечонское-НГК; 8-Талаканское-НГК; 9-Вакунайское-НГК; 10-Чаяндинское-НГК; 11-Среднеботубинское-НГК; 12-Тас-Юряхское-НГК; 13-Верхневилучанское-НГ; 14-Среднетюнское-ГК; 15-Средневилюйское-ГК; 16-Толонское-ГК; 17-Соболох-Неджелинское-ГК; 18-Монгинское-НГК; 19-Одопту-море-НГК; 21-Аркутун-Дагинское-НГК; 22-Чайво-НГК; 23-Лунское-НГК; 24-

Ресурсы нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока (по состоянию на 01.01.2006 г.) /нефть, млн т; газ, млрд м³/

Регионы	Перспективная площадь, тыс.км	НСР			Накопленная добыча		А+В+С ₁		С ₂		С ₃ +Д		Разведанность, %	
		УВ	нефть	свободный газ	нефть	свободный газ	нефть	свободный газ	нефть	свободный газ	нефть	свободный газ	нефть	свободный газ
Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия) и Дальний Восток	4223,9	<u>113029,3</u> 75129,5	<u>52137,1</u> 15297,0	58882,3	132,83	104,20	<u>3414,1</u> 966,4	4596,2	<u>4760,8</u> 1203,3	5145,9	<u>43829,4</u> 12994,5	49036,0	7	8
суша	3509,6	<u>94139,3</u> 63084,5	<u>43952,6</u> 13051,3	49880,9	120,53	103,64	<u>2695,2</u> 745,5	3720,6	<u>3934,4</u> 1035,5	4824,7	<u>37202,5</u> 11149,8	41232	6	8
шельф	714,3	<u>18990,0</u> 12045,0	<u>8184,5</u> 2245,7	9001,4	12,30	0,56	<u>718,9</u> 220,9	875,6	<u>826,4</u> 167,8	321,2	<u>6626,9</u> 1844,7	7804,0	9	10
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	3114,0	<u>90235,4</u> 60615,7	<u>42119,6</u> 12499,9	48115,8	4,5	57	<u>2364,6</u> 709	3653,2	<u>3850,5</u> 1016,4	4795,6	<u>35900</u> 10770	39610	6	8
в том числе: Непско-Ботуобинский ЦНГД	180,0	<u>9800,0</u> 6018,7	<u>5450</u> 1668,7	4350	3,2	5,1	<u>1401,2</u> 405,7	1015,2	<u>996</u> 159,8	129,7	<u>3050</u> 1100	3200	26	23
Ковыктинский ЦНГД	102,0	<u>8271,4</u> 8267,0	<u>6,0</u> 1,8	8265,4	-	0,4	-	1420	-	3745	<u>6,0</u> 1,8	3100	-	17
Юрубчено-Тохомский ЦНГД	190,0	<u>8776,5</u> 5198,7	<u>5212,5</u> 1634,7	3564	1,3	0,3	<u>467,0</u> 132,7	286,5	<u>1644,2</u> 470,7	777,2	<u>3100</u> 1030	2500	9	8
Дальний Восток	1109,9	<u>22793,9</u> 14513,8	<u>10017,5</u> 2797,1	10766,5	128,33	47,20	<u>1049,5</u> 257,4	943,0	<u>910,3</u> 186,9	350,3	<u>7929,4</u> 2224,5	9426,0	12	10
суша	395,6	<u>3903,9</u> 2468,8	<u>1833,05</u> 51,4	1765,1	116,03	46,64	<u>330,6</u> 36,5	67,4	<u>83,9</u> 19,1	29,1	<u>1302,5</u> 379,8	1622,0	24	7
шельф	714,3	<u>18890,0</u> 12045,0	<u>8184,5</u> 2245,7	9001,4	12,30	0,56	<u>718,9</u> 220,9	875,6	<u>826,4</u> 167,8	321,2	<u>6626,9</u> 1844,7	7804,0	9	10
в том числе: Сахалинский ЦНГД	118,6	<u>7791,1</u> 4719,7	<u>3738,0</u> 950,5	3359,0	128,33	47,08	<u>1035,8</u> 254,1	916,3	<u>883,6</u> 180,6	338,1	<u>1690,0</u> 387,5	2057,5	31	28
суша	24,6	<u>1233,1</u> 641,7	<u>821,0</u> 250,5	325,0	116,03	46,52	<u>316,9</u> 33,2	44,5	<u>57,2</u> 12,8	17,7	<u>330,6</u> 88,5	216,3	53	28
шельф	94,0	<u>6558,0</u> 4078,0	<u>2917,0</u> 700,0	3034,0	12,30	0,56	<u>718,9</u> 220,9	871,8	<u>826,4</u> 167,8	320,4	<u>1359,4</u> 299,0	1841,2	25	28
Магаданско-Западно-Камчатский ЦНГД	153,3	<u>5412,3</u> 3583,7	<u>2220,0</u> 666,6	2714,0	-	0,06	-	15,95	-	6,63	<u>2220,0</u> 666,6	2691,4	-	0,5
суша	25,3	<u>502,3</u> 402,7	<u>115,1</u> 34,6	350,5	-	0,06	-	15,95	-	6,63	<u>115,1</u> 34,6	327,9	-	5
шельф	128,0	<u>4910,0</u> 3181,0	<u>2104,9</u> 632,0	2363,5	-	-	-	-	-	-	<u>2104,9</u> 632,0	2363,5	-	-

«Программой геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)», утвержденной МПР России в 2005 г., определены мероприятия по формированию сырьевой базы, освоение которой обеспечило бы заполнение нефтепровода. Расчеты показывают, что ресурсная база Восточной Сибири может обеспечить добычу нефти к 2020 г. на уровне не более 50 млн. т/год.

Таким образом, полное заполнение нефтепровода ВСТО к 2020 г. может быть осуществлено при условии совместной поставки сырья из Западной и Восточной Сибири. Что же касается природного газа, то его добыча в объеме 60 млрд. м³, предусматриваемая «Программой...» обеспечена сырьевой базой и может быть осуществлена при условии создания газотранспортной системы, заводов по первичной переработки сырья и утилизации гелия [Газовый компонент..., 2006].

Достижение и стабилизация уровня добычи нефти в 50 млн. т/год к 2020 г. потребует существенного совершенствования структуры минерально-сырьевой базы: перевода практически всех предварительно оцененных запасов (С₂) южной части Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в разведанные (380 млн. т) и прироста запасов на вновь открываемых месторождениях (470 млн. т). Такие задачи могут быть решены только при резкой активизации ГРП и быстрейшем вводе в эксплуатацию как известных, так и вновь открываемых месторождений.

Дальний Восток. НСР УВ (геологические) оцениваются по территории в 3,9 млрд. и 18,9 млрд. т н. э. по акватории. Суша обладает незначительными ресурсами и, помимо Северного Сахалина, может обеспечить лишь добычу УВ сырья для частичного удовлетворения местных нужд. Сырьевая база Северного Сахалина, где добыча нефти ведется с 1923 г. и разведанность ресурсов нефти достигла критической величины (около 55 %), значительно истощена и добыча нефти неуклонно падает (с 2,7 млн. т в 1983 г. до 1,4 млн. т в 2005 г.). Ежегодная добыча свободного газа колеблется в пределах 1,5 млрд. м³.

Основные ресурсы Дальнего Востока (83 %) сосредоточены на акватории. По всем показателям резко выделяется шельф Северо-Сахалинской НГО. В обозримой перспективе именно эта область будет определять развитие нефтегазопромышленного комплекса Дальнего Востока. Уже достигнутая разведанность ресурсов УВ (около 35%) способна обеспечить пиковую добычу нефти в 15 - 20 млн. т/год и газа только по Лунскому и Чайвинскому месторождениям, в 40 - 50 млрд. м³.

Значительные по запасам месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока сосредоточены в одной или нескольких смежных зонах нефтегазонакопления, тем самым предопределяя возможность организации крупных центров нефтегазодобычи (ЦНГД). На юге Восточной Сибири можно выделить 3 таких центра [Геологические предпосылки..., 2004]: Непско-Ботуобинский, Юрубчено-Тохомский и Ковыктинский; на Дальнем Востоке – пока 2: Северо-Сахалинский и Магаданско-Западно-Камчатский (рис. 2).

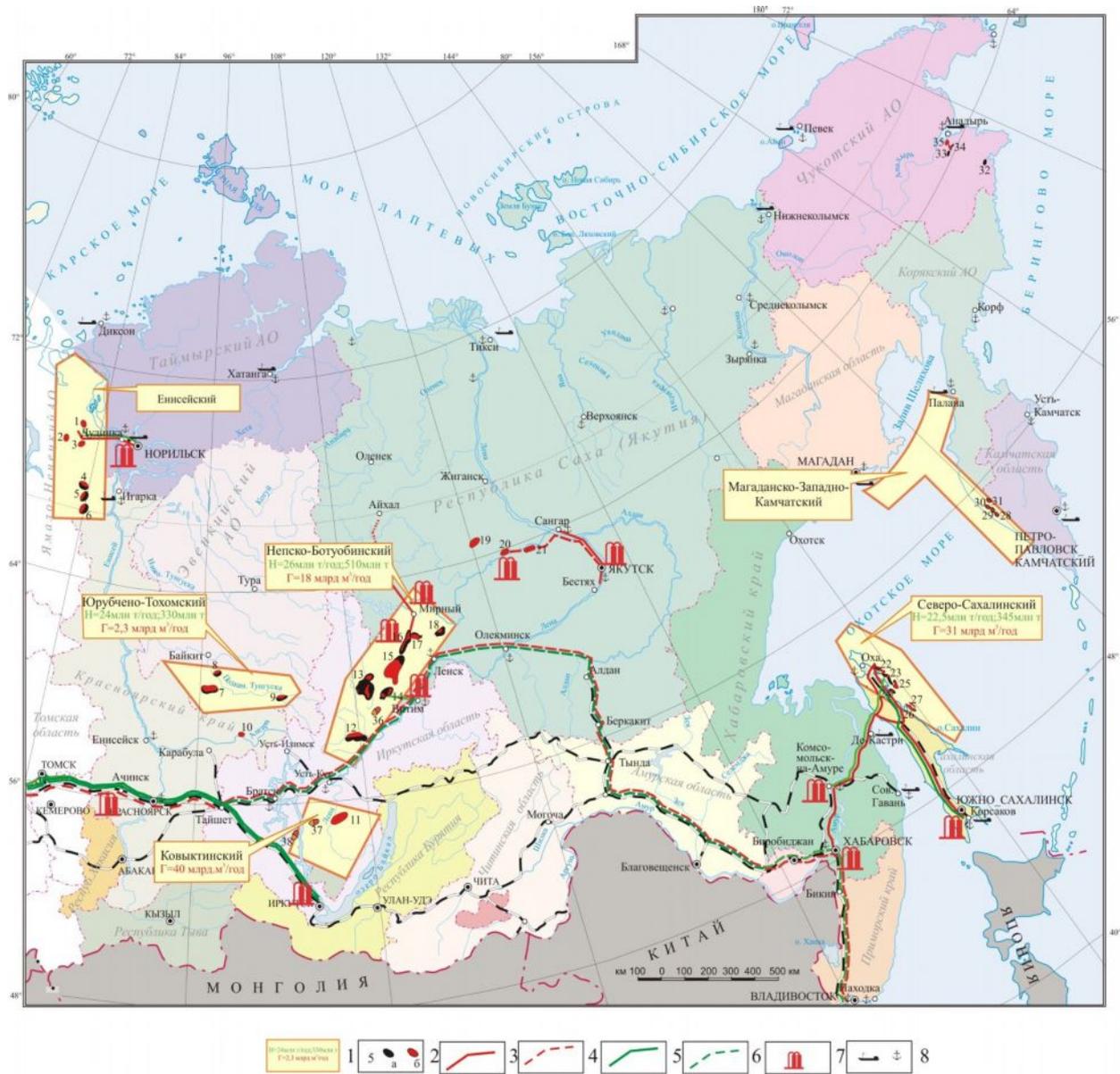


Рис. 2. Центры нефтегазодобычи на Востоке России

1 – центры нефтегазодобычи и планируемые к 2020 уровни добычи и прироста запасов нефти и газа; 2 – месторождения (а – нефть, б – газ); 3-4 – газопроводы: 3 – действующие, 4 – планируемые и строящиеся; 5-6 – нефтепроводы: 5 – действующие, 6 – строящиеся; 7 – заводы СПГ, НПЗ, ДПЗ; 8 – порты.

Основные месторождения:

1- Пелятинское (ГК), 2 – Северо-Соленническое (ГК), 3 – Мессояхское (Г), 4 – Ванкорское (ГН), 5 – Лодочное (НГК), 6 – Тагульское (ГН), 7 – Юрубчено-Тохомское (НГК), 8 – Кузюбинское (НГК), 9 – Собинское (НГК), 10 – Агалеевское (Г), 11 – Ковыктинское (ГК), 12 – Дулиньминское (НГК), 13 – Верхнечонское (НГК), 14 – Талаканское (НГК), 15 – Чаяндинское (НГК), 16 – Среднеботуобинское (НГК), 17 – Тас-Юряхское (НГК), 18 – Верхневилочанское (НГ), 19 – Среднетюнгское (ГК), 20 – Средневилуйское (ГК), 21 – Соболюх-Неджелинское (ГК); 22 – Олопту-море (НГК), 23 – Пильтун-Астохское (НГК), 24 – Аркутун-Дагинское (НГК), 25 – Чайво (НГК), 26 – Лунское (НГК), 27 – Кириное (ГК), 28 – Северо-Колпаковское (ГК), 29 – Нижнеквакчское (ГК), 30 – Кшукское (ГК), 31 – Среднекунижское (ГК), 32 – Угловое (Н), 33 – Верхнеэчинское (Н), 34 – Верхнетелеайское (НГК), 35 – Озерное (Г), 36 – Верхнепелудейское (ГК), 37 – Ангаро-Ленское (ГК), 38 – Левобережное (ГК)

Непско-Ботуобинский ЦНГД формируется как один из наиболее крупных центров нефтегазодобычи. В нем сосредоточено более трети всех запасов (A+B+C₁+C₂) нефти и более 15 % от запасов газа в регионе. Здесь находится 23 месторождения нефти и газа, из них 6 крупных и 1 уникальное. При одновременном вводе в разработку 7 крупнейших месторождений, максимальный уровень добычи планируется в объеме 26 млн. т (рис. 3, табл. 2).

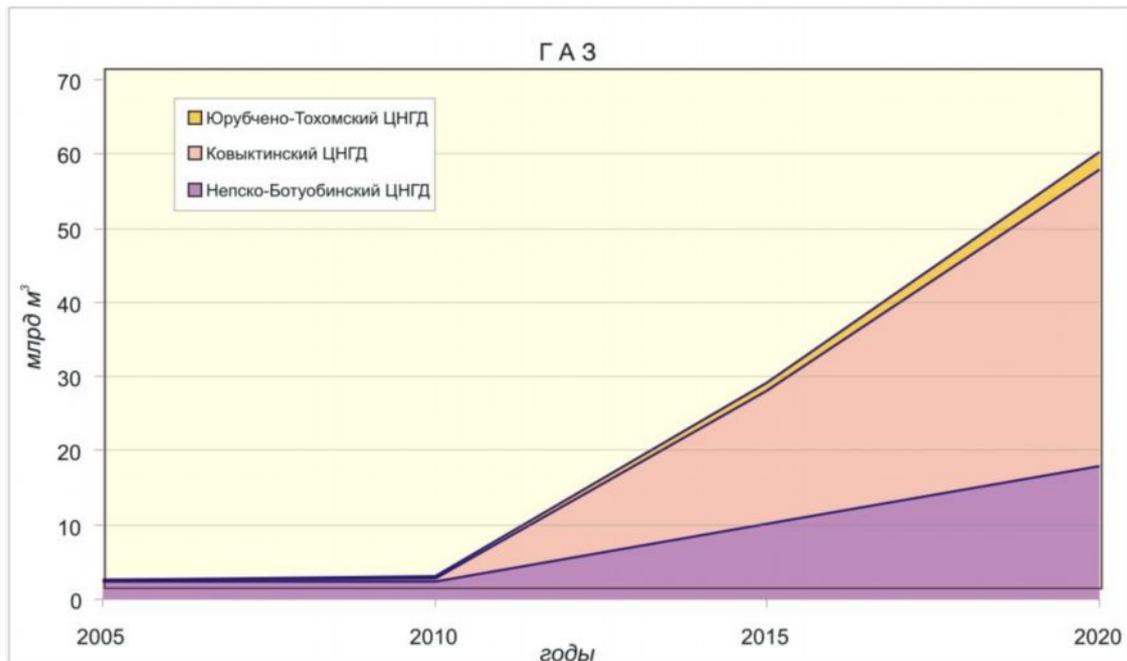
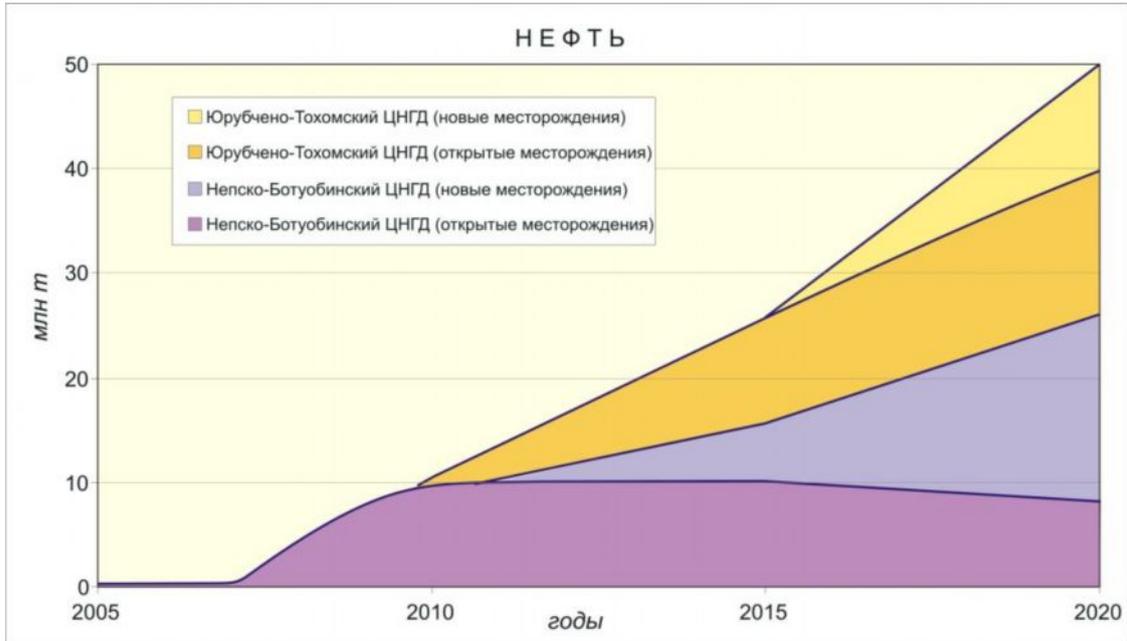


Рис. 3. Прогноз добычи нефти и газа по южной части Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

Добыча и требуемый прирост разведанных запасов нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Регион	Добыча, млн т/год				Накопленная добыча (2005-2020 гг.), млн т	Прирост запасов (2005-2020 гг.), млн т	
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.		всего	в т.ч. из новых месторождений
Восточная Сибирь и Дальний Восток	4,3	30,7	48,5	72,8	619	1345	780
суша	1,8	9,5	27,3	51,6	354	865	450
шельф	2,5	21,2	21,2	21,2	265	480	330
Восточная Сибирь	0,4	7,9	25,7	50	309	840	440
в том числе:							
Непско-Ботуобинский ЦНГД	0,25	6,9	15,7	26	208	510	310
Ковыктинский ЦНГД	-	-	-	-			
Юрубчено-Тохомский ЦНГД	0,05	1	10	24	101	330	130
Дальний Восток	3,9	22,8	22,8	22,8	310	505	340
суша	1,4	1,6	1,6	1,6	45	25	10
шельф	2,5	21,2	21,2	21,2	265	480	330
в том числе:							
Северо-Сахалинский ЦНГД	3,9	22,5	22,4	22,2	285	345	185
суша	1,4	1,3	1,2	1,0	20	15	5
шельф	2,5	21,2	21,2	21,2	265	330	180

Для достижения такого уровня добычи в период 2007 – 2020 гг. необходимо прирастить 510 млн. т нефти. В настоящее время на территории Непско-Ботуобинского ЦНГД активно проводится лицензирование, выдано 19 лицензий. Для развития газодобычи основная проблема состоит в сроках ввода газопровода и в обеспечении комплексной переработки газового сырья. Основные потоки нефти и газа будут ориентированы на экспорт.

Юрубчено-Тохомский ЦНГД может быть организован на базе 5 нефтегазоконденсатных месторождений, среди них одно уникальное и два крупных. Здесь предполагается в 2020 г. добывать 24 млн. т нефти, что потребует значительного (330 млн. т) прироста запасов нефти. Задача осложняется тем, что ГРП на базовом Юрубчено-Тохомском месторождении практически приостановлены.

Ковыктинский газодобывающий центр в будущем способен стать одним из крупнейших центров газодобычи, при условии решения проблемы с газопроводом и комплексным освоением уникального по составу газового сырья. Здесь открыто 3 крупнейших месторождения, в которых сосредоточено более 70 % всех запасов газа ($A+B+C_1+C_2=5$ трлн. m^3) региона. На Ковыктинский центр приходится основной объем газовой добычи в регионе (в 2020 г. – 40 млрд. m^3). Территория центра полностью относится к распределенному фонду недр.

Северо-Сахалинский ЦНГД содержит около 35% дальневосточных НСР УВ и 97% начальных запасов нефти и газа; из 87 месторождений Дальнего Востока 72 (83%) открыто в этом регионе. Основой сырьевой базы центра являются ресурсы шельфа, где уже открыто 11 месторождений, в том числе одно (Лунское) уникальное по запасам газа (530 млрд. m^3) и 5 крупных по нефти и/или газу.

Сценарий начального этапа добычи нефти и газа, в основном, ясен и связан с реализацией проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2». По ним к 2008 г. должно быть, в основном, завершено становление нефтегазовой инфраструктуры. Полномасштабная добыча нефти начнется в 2007 г. из месторождений Чайво («Сахалин-1») и Пильтун-Астохского («Сахалин-2») и в 2010 - 2011 гг. достигнет пиковых значений (21 млн. т/год). С учетом добычи на суше и на северном куполе Одопту (ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз») предполагается, что в 2010 г. Северо-Сахалинский ЦНГД будет добывать 22,5 млн. т нефти (см. табл. 2, рис. 4). Добыча свободного газа начнется в 2008 г. из Лунского и Чайвинского месторождений. В ближайшей перспективе (к 2020 г.) суммарная добыча газа в зависимости от конъюнктуры рынка может быть доведена до 30 млрд. m^3 /год. Основные потоки нефти и газа будут ориентированы на экспорт [Газовый компонент..., 2006].

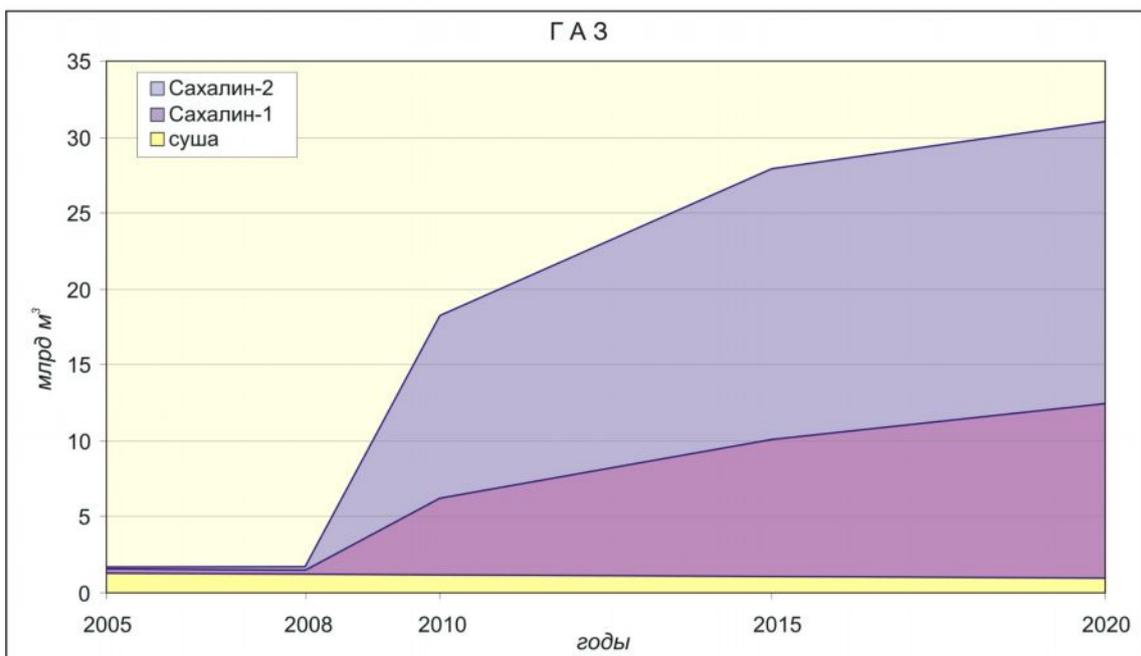
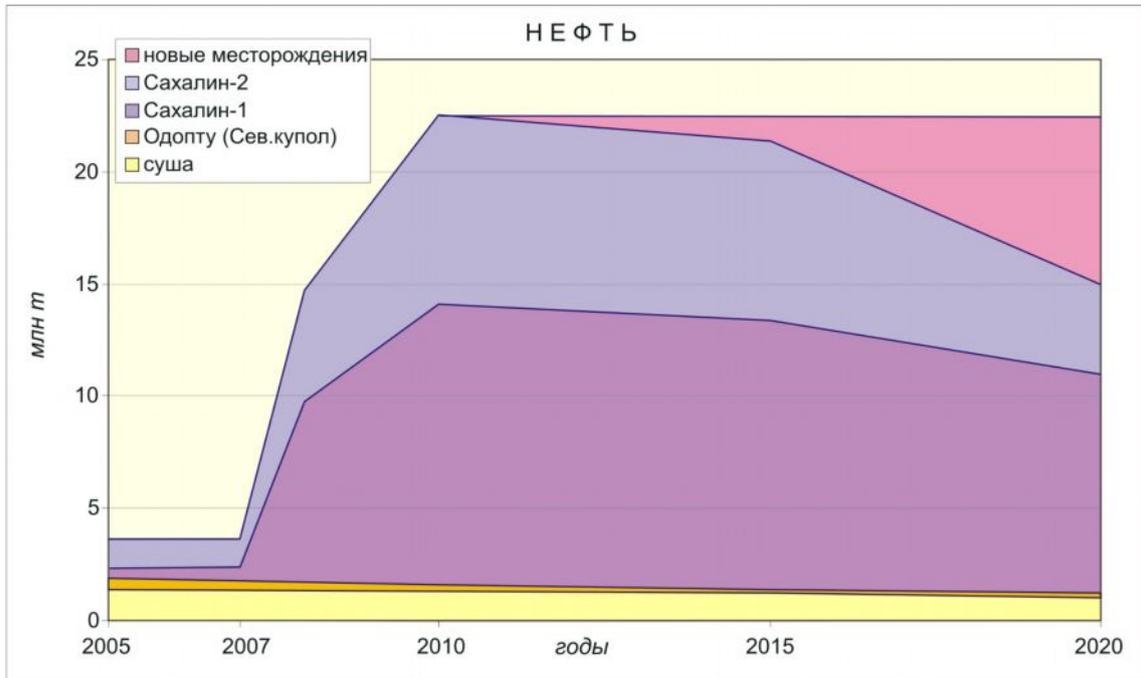


Рис.4. Прогноз добычи нефти и газа в Северо-Сахалинском ЦНГД

Для поддержания достигнутого уровня добычи нефти на сахалинском шельфе чрезвычайно актуальна проблема новых открытий. В период 2007 - 2020 гг. необходимо прирастить 330 млн. т нефти, в том числе в новых месторождениях – 180 млн. т.

Предпосылки к этому имеются: на шельфе не опосковано еще 60 перспективных объектов. Вместе с тем, настораживающим фактором является малый объем (300 млн. т) оставшихся прогнозных ресурсов.

На шельфе Северного Сахалина ведутся активные ГРП, выдано 12 лицензий, в том числе 6 поисковых. Лицензионные площади занимают 40 % нефтегазоперспективной акватории.

Магаданско-Западно-Камчатский ЦНГД может быть сформирован на базе ресурсов Западно-Камчатской и Северо-Охотской НГО, составляющих 30 % от суммарных ресурсов Охотской НПП. Значительная часть (78%) западно-камчатской акватории отлицензирована и здесь ведутся нефтегазопосковые работы. Бурение первой скважины намечено на 2008 г. Учитывая полное отсутствие нефтегазовой инфраструктуры, даже при удачных поисках начало полномасштабной добычи нефти и газа отодвигается за пределы 2020 г.

Таким образом, существующая структура минерально-сырьевой базы позволяет в Восточной Сибири и Дальнем Востоке к 2020 г. сформировать 4 ЦНГД с суммарным уровнем добычи нефти в 73 млн. т/год и газа - 93 млрд. м³/год. Чтобы довести уровень добычи нефти по Восточной Сибири до планируемого (50 млн. т/год) и поддержать достигнутый объем добычи на Дальнем Востоке (22 млн. т/год) необходимо до 2020 г. прирастить 840 млн. т запасов по Восточной Сибири и 505 млн. т по Дальнему Востоку.

Для стабильного развития нефтегазового направления необходимо проведение региональных работ и их финансовое обеспечение на федеральном уровне. Как показывают расчеты, значительная часть планируемого объема добычи нефти и газа должна быть обеспечена за счет прироста запасов на вновь открываемых месторождениях. Для планируемого прироста запасов нефти необходимо открытие не менее 15 достаточно крупных месторождений. Даже при высоком коэффициенте удачи (0,4) поиск и разведка таких месторождений потребует значительного объема бурения - не менее 120 скважин (не менее 300 тыс. м проходки).

Таким образом, первейшими задачами являются быстрее в ввод в эксплуатацию, а также доразведка известных месторождений, прежде всего крупных, активизация лицензирования и нефтегазопосков на новых наиболее перспективных площадях и формирование нефтегазовой инфраструктуры.

Литература

Геологические предпосылки формирования крупных центров нефтегазодобычи в Дальневосточном регионе России /М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис

//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 2004, № 8. С. 45 – 53.

Газовый компонент в Российском Дальневосточном топливно-энергетическом комплексе в связи с экспортом энергетических ресурсов в страны тихоокеанского региона/ М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2006. № 6. С. 31 – 37.

Нефтегазоносность и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России/ М.Д. Белонин, Л.С. Маргулис// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2005, № 6. С. 16 - 26.