

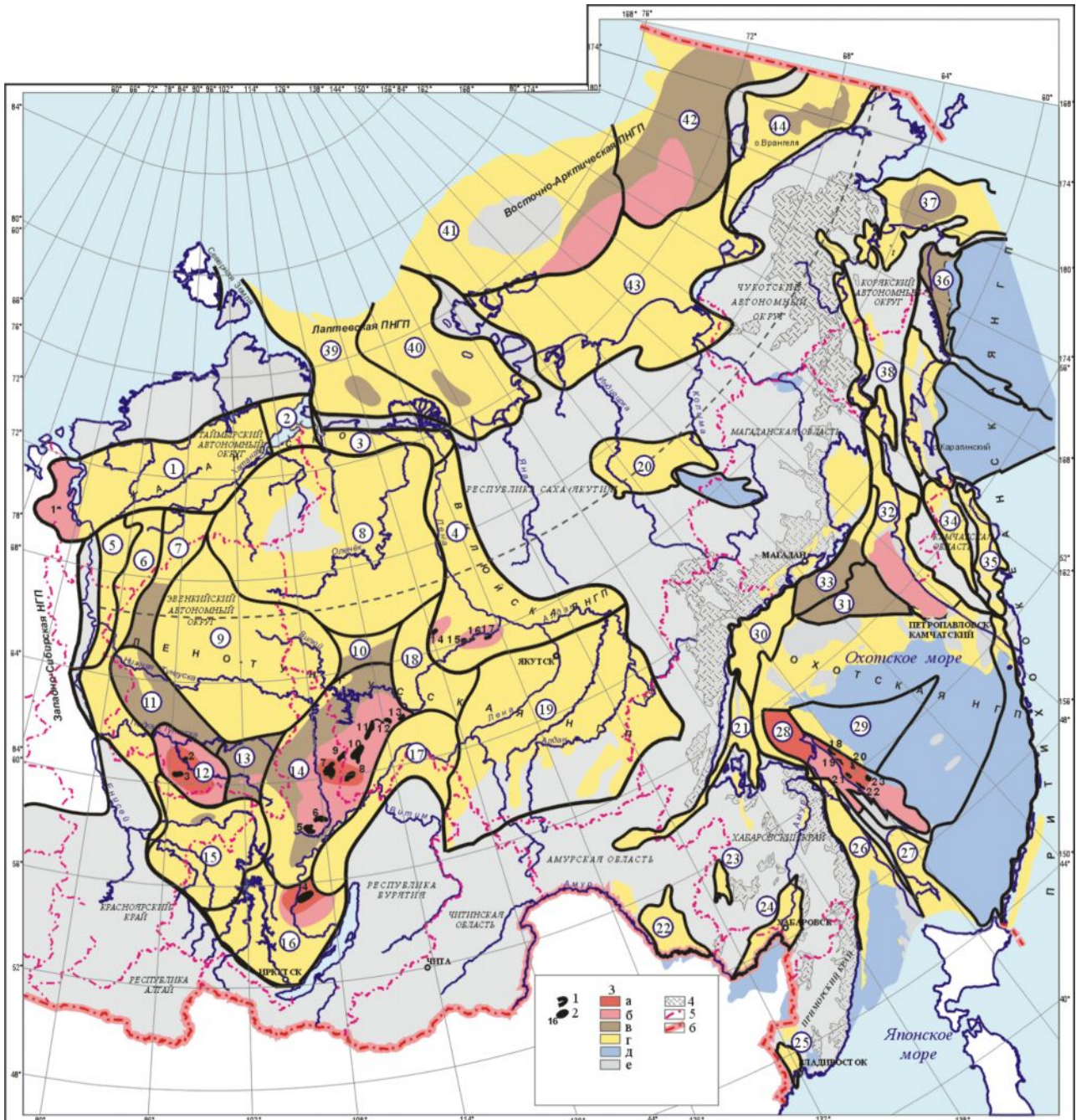
**Белонин М.Д., Маргулис Л.С.**

## **НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОКА РОССИИ**

*Рассматривается нефтегазовый потенциал и специфика сосредоточения ресурсов нефтегазоносных областей Сибирской платформы и бассейнов Дальнего Востока. Показаны добывные возможности регионов на углеводородное сырье, перспективы быстрого освоения ресурсов и воспроизводства запасов. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на базе уже открытых месторождений к 2020 г. можно достичь ежегодной добычи нефти 45-50 млн. т и газа 85-100 млрд. м<sup>3</sup>.*

**Ключевые слова:** Восточная Сибирь, Дальний Восток, нефть, газ, углеводородные ресурсы.

Восток России включает территории двух федеральных округов (Сибирского и Дальневосточного), акватории восточно-арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) и дальневосточных (Японского, Охотского и Берингова) морей (рис.1). Почти половина всей территории (4,0 млн. км<sup>2</sup>) и практически все шельфы (около 1 млн. км<sup>2</sup> восточно-арктических и 0,7 млн. км<sup>2</sup> дальневосточных) являются перспективно нефтегазоносными [Белонин, Григоренко, Маргулис. 2004]. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в диапазоне 108-142 млрд. т н. э., в том числе по суше - 70-103 млрд. т, по дальневосточным и восточноарктическим морям - примерно по 20 млрд. т н. э. Вместе с тем, нефтегазовые ресурсы этих обширных регионов изучены крайне неравномерно. Наиболее полно нефтегазовый потенциал определен для юго-западной части Республики Саха, Эвенкийской АО, Иркутской области и Сахалина, где в отдельных районах (Непско-Ботуобинском, Северо-Сахалинском) плотность бурения превышает 150 м/км<sup>2</sup>. Значительные территории и акватории Востока России практически не изучены сейсморазведкой и бурением. На акваториях более половины всей сейсморазведки сосредоточено на шельфе Сахалина, в северо-восточном районе которого плотность сейсмических наблюдений достигает 5 км/км<sup>2</sup> и уже проведен значительный объем сейсморазведки 3D. На присахалинской акватории, за исключением трех скважин на магаданском и одной скважины на чукотском шельфах, сосредоточен и весь объем бурения. Наиболее слабо изучены восточно-арктические моря, которые находятся на стадии рекогносцировочных исследований. Все ресурсы этой акватории относятся к проблематичным (категория D<sub>2</sub>).



**Рис. 1. Схема перспектив нефтегазоносности Востока России**

1 – границы нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных провинций, областей и отдельных впадин; 2 – месторождения с извл. зап. >30 млн. т н. э.; 3 – плотность начальных суммарных геологических ресурсов УВ (тыс. т/км<sup>2</sup>): а) 10–300, б) 51–100, в) 31–50, г) <30, д) земли с качественной оценкой, е) бесперспективные земли; 4 – Восточно-Азиатский вулканический пояс; 5 – границы субъектов РФ, 6 – государственная граница РФ

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-Вилуйская (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. Непско-Ботуобинская (НГО); 15. Саяно-Енисейская (НГО); 16. Ангаро-Ленская (НГО); 17. Предпатомская (НГО); 18. Западно-Вилуйская (НГО); 19. Вилуйская (НГО); 20. Момо-Зырянская (ПНГО); 21. Шантарская (ПНГО); 22. Зeya-Буруинская впадина; 23. Верхнебуруинская впадина; 24.

Среднеамурская 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); 39. Западно-Лаптевская (ПНГО); 40. Восточно-Лаптевская (ПНГО); 41.(ПНГО) Де-Лонга; 42. Северо-Чукотская (ПНГО); 43. Усть-Индибирская ( ПНГО); 44. Южно-Чукотская (ПНГО)

Месторождения (*Г-газовые, НГК-нефтегазоконденсатные, ГК-газоконденсатные, НГ-нефтегазовые*) с извлекаемыми запасами свыше 30 млн т н.э.: 1. Пеляткинское (ГК); 2. Куломбинское (НГК); 3. Юрубчено-Тохомское (Н); 4. Ковыктинское (ГК); 5. Ярактинское (НГК); 6. Дулисьминское (НГК); 7. Верхнечонское (НГК); 8. Талаканское (НГК); 9. Вакунайское (НГК); 10. Чайдинское (НГК); 11. Среднеботуобинское (НГК); 12. Тас-Юряхское (НГК); 13. Верхневиллючанское (НГ); 14. Среднетюнское (ГК); 15. Средневиллюское (ГК); 16. Толонское (ГК); 17. Соболюх-Неджименское (ГК); 18. Одопту-море (НГК); 19. Пильтун-Астохское (НГК); 20. Аркутун-Дагинское (НГК); 21. Чайво (НГК); 22. Лунское (НГК); 23. Кириновское (ГК)

Месторождения нефти и газа открыты в Восточной Сибири (58 месторождений)\*, на суше (74 месторождения) и шельфе (9 месторождений) Дальнего Востока. Именно эти регионы относятся к приоритетным по воспроизводству сырьевой базы и наращиванию добычи нефти и газа в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года».

Восточная Сибирь и Дальний Восток обладают многообразием структурных элементов, принадлежащих резко различным по геологической истории и строению геотектоническим образованиям: древнему Сибирскому кратону, разновозрастным складчатым системам и современной Тихоокеанской окраине. Отсюда и разнообразие факторов и условий нефтегазоносности.

**Восточная Сибирь** охватывает как собственно древнюю Сибирскую платформу, так и смежные краевые системы, которым в нефтегеологическом отношении соответствуют Лено-Тунгусская и Хатангско-Виллюйская НПП. Общая площадь перспективных земель составляет около 3,5 млн. км<sup>2</sup>. Трудями нескольких поколений геологов было доказано богатство этого обширного региона углеводородами [Геология нефти., 1981], открыто 58 месторождений нефти и газа, в том числе по величине запасов нефти и газа 10 крупных и 3 уникальных. Обладая высоким нефтегазовым потенциалом, оцениваемым в 65-99 млрд. т н. э., регион изучен слабо и неравномерно. Примерно половина всего объема ресурсов относится к категории Д<sub>2</sub>, разведанность ресурсов составляет по нефти – около 5%, по газу – около 7%.

**Лено-Тунгусская НПП** включает 15 НГО (табл. 1) и характеризуется следующими особенностями:

---

\*Здесь Восточная Сибирь включает и западную (платформенную) часть Республики Саха (Якутия). Не учтены 4 месторождения на севере Красноярского края, относящиеся уже к Западно-Сибирской НПП.

Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Лено-Тунгусской НГП

Перспективные территории	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Средняя плотность бурения, м/км <sup>2</sup>	Нефтегаз. комплексы	Кол-во месторождений (крупных – уникальных)	Разведанность НСР УВ*, %	Мощность отложений, км			Максим. мощность осадочного чехла, км	Мощность солей, м	Насыщ траппами, %	Средняя плотность НСР УВ, * тыс. т/км <sup>2</sup>
						R	V	Є <sub>1-3</sub>				
<b>Лено-Тунгусская НГП</b>	2883	1,5	R, V, Pz	39 (8-5)	8-6	0-10	0,1-1,2	0,5-3,5	10	0-900	0-70	19-25
Непско-Ботуобинская НГО	320	6,5	V, Є <sub>1</sub>	22 (4 – 1)	20 – 10	0	0,2-0,8	1,7-2,0	3	250-500	5-10	50 – 80
Катангская НГО	59	5,5	R, V, Є <sub>1</sub>	2 (1 – 1)	3	0-2,8	0,2-0,4	1,5-1,9	5	200-500	0-15	35
Байкитская НГО	87	4,5	R, V, Є <sub>1</sub>	3 (1 – 1)	3	0-4,2	0,2-0,4	1-2,1	3	300-600	5-20	70
Ангаро-Ленская НГО	210	5,0	R, V, Є <sub>1</sub>	5 (0 – 3)	24	0,3-5,4	0,4-0,5	2,5	4	600-800	0-5	38
Саяно-Енисейская НГО	213	0,08	R, V, Є	2 (1 – 0)	1 – 0,5	> 0,5	0,7-1	3-3,5	6	700-900	5-10	10 – 17
Предбайкальская НГО	98	0,07	R, V, Є <sub>1</sub>	2	0,7	3,6-5,5	0,4-0,9	1,5-2,5	6	100-300	0	12
Западно-Вилуйская НГО	103	3	R, V, Pz	3 (1 – 0)	6	0-?	0,8-1,2	2	8	0-400	0	14
Бахтинская ПНГО	102	0,05	R, V, Є <sub>1</sub>	0	0	0	0,2-0,3	1-2,3	3	50-150	10-70	21
Эвенкийская ПНГО	424	0,01	R, V, Pz	0	0	0->0,1	0,5-0,8	2,2-2,5	10	0-300	20-25	5 – 22
Западно-Тунгусская ПНГО	131	0,01	R, V, Pz	0	0	10	0,1-0,3	2-2,5	8	0	5-30	3
Турухано-Норильская ПНГО	48	1,6	R, V, Є <sub>1</sub>	0	0	> 2,3	0,2-0,3	1,4-2	5	0	25-30	5
Сюгджерская ПНГО	40	0,1	V, Є <sub>1</sub>	0	0	0	0,6-0,7	1,5-2	2,5	0-100	10-30	20
Анабарская ПНГО	690	0,02	V, Є	0	0	0->1,4	0,1-0,3	0,5-1,5	3	0	1-2	5
Анамская ПНГО	77	0,01	R, V, Pz	0	0	> 0,5	0,3	1,3	8	0	3-15	19

\* диапазоны значений плотностей и разведанности ресурсов УВ обусловлены различными оценками НСР регионов

- значительной мощностью рифейских отложений (до 5-10 км) и венд-мезозойского плитного чехла (до 8 км);
- приоритетом в качестве ведущих нефтематеринских комплексов рифейских и кембрийских образований;
- приуроченностью большей части ресурсов УВ (80%), а запасов исключительно, к рифейским и венд-нижнекембрийским карбонатным и терригенным отложениям;
- наличием на значительной территории кембрийской сульфатно-галогенной покрышки;
- сочетанием в подсолевом чехле крупных прогибов и сводовых поднятий;
- разнообразием фазового состояния месторождений и высоким (до 0,58%) содержанием гелия в газовых скоплениях;
- широким развитием траппового магматизма;
- мезо-кайнозойским аплифтом и переформированием залежей УВ.

К благоприятным нефтегеологическим показателям относятся: наличие крупных поднятий в поле распространения рифей-нижнекембрийских отложений при мощности плитного чехла более 2 км, сплошное развитие кембрийского соленосного флюидоупора и слабое проявление траппового магматизма. Этим условиям в большей мере отвечает южная часть платформы: Непско-Ботубинская, Байкитская, Катангская и Ангаро-Ленская НГО. Занимая всего четвертую часть перспективных земель провинции, эти четыре области содержат три четверти всех ее нефтегазовых ресурсов и практически все запасы нефти и газа. Здесь открыто 37 месторождений, в том числе 3 уникальных и 8 крупных по запасам нефти и газа.

Важной особенностью этой наиболее перспективной территории является преобладание залежей УВ литологического типа, связанных с резкой изменчивостью отложений. Как сами залежи, так и характер нефтегазонасыщения в них определяются, главным образом, распределением коллектора. Это выдвигает на первый план проблему прогноза рифей-кембрийских резервуаров.

Часть продуктивных горизонтов удалена от предвендской поверхности и обладает трещинными коллекторами, связанными с зонами повышенной трещиноватости, пронизывающими рифейские образования и уходящими в фундамент [Новые данные..., 2004]. С этих позиций высвечивается *проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента*, представленного, в основном, гранитами и гнейсами с корой выветривания мощностью до 8-10 м. С выветрелыми породами фундамента связаны значительные

нефтегазопроявления на Верхне-Чонской и Вэндрэшевской площадях. В дезинтегрированных кристаллических массивах могут быть обнаружены крупные скопления УВ.

Рифей-кембрийские резервуары имеют обычно прихотливое распространение и поэтому их прогноз напрямую связан с определением зон нефтегазонакопления. Наиболее перспективными районами на обнаружение залежей УВ в рифейских образованиях являются склоны Байкитской антиклизы и обрамления Бахтинского поднятия, в венд-кембрийских отложениях – Непско-Ботуобинская антиклизы, Катангская седловина и в меньшей мере Ангаро-Ленская ступень и Сюгджерская седловина.

В наиболее перспективных областях Лено-Тунгусской НГП, помимо структур введенных в бурение, по данным сейсморазведки известно около 100 нефтегазоперспективных объектов, более половины из которых расположены в Непско-Ботуобинской НГО. Здесь же сосредоточено большее количество (30 из 46) подготовленных к бурению объектов. Извлекаемые перспективные ресурсы нефти (категория С<sub>3</sub>) некоторых структур превышают 50 млн. т (Верхнепеледуйская структура – 104 млн. т). Подавляющая часть перспективных ресурсов прогнозируется в рифейском карбонатном и вендском терригенном комплексах. Это основной резерв наращивания запасов ближайшей перспективы.

Северная часть Лено-Тунгусской провинции, включающая 4 перспективные НГО, пока практически не вовлечена в нефтегазопроиски. Тектонической доминантой здесь является Эвенкийская синеклиза с мощностью чехла до 10 км, которая большинством исследователей относится к крупнейшему очагу генерации УВ. В условиях глубокого (более 6 км) погружения основания палеозойских отложений и ограниченного распространения или отсутствия кембрийских солей здесь, как нигде в провинции, важным является решение проблемы строения верхнего (верхнекембрийско-девонского) нефтегазонаосного этажа. Наиболее перспективными являются внутренние поднятия и периферийные районы синеклизы, особенно ее северо-восточный (прианабарский) борт. В раннем палеозое здесь преобладали условия карбонатного шельфа, обрамленного крупнейшей системой барьерных рифов, протягивающейся с севера Алданского щита на расстояние более 2000 км. Как перспективная аккумуляционная область выглядит и Анамская седловина, отделяющая Эвенкийскую синеклизу от узкого и глубокого Западно-Тунгусского прогиба.

*Хатангско-Вилюйская НГП* (площадь 0,7 млн. км<sup>2</sup>) соответствует цепочке краевых прогибов, обрамляющих Сибирскую платформу с севера и востока. В провинции

выделяются четыре нефтегазоносные и перспективные области (табл. 2). Несмотря на существенные различия в строении, они имеют сходный возраст перспективного разреза: в северных областях – мезозойский, в восточной Лено-Вилуйской НГО – верхнепалеозой-мезозойский. Прогибы выполнены терригенными отложениями - преимущественно морскими в Енисей-Хатангской НГО и существенно континентальными в Лено-Вилуйской НГО. В Енисей-Хатангской НГО в юрских и меловых отложениях открыто 11 месторождений нефти и газа, в Лено-Вилуйской НГО - 10 газоконденсатных месторождений в пермских, триасовых и меловых отложениях. Во всех областях прогнозируется, в основном, газ.

Промышленное освоение нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы начинается с южных областей Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилуйской провинций. Предполагается, что уже к 2007 г. все известные месторождения наиболее богатой Лено-Тунгусской провинции начнут осваиваться недропользователями. Составлена Программа лицензирования, охватывающая практически все перспективные земли юга провинции. Рассматриваются варианты строительства трубопроводов.

При наличии нефтегазотранспортных систем к 2020 г. из уже открытых месторождений ежегодный уровень добычи нефти может достигнуть 25-30 млн. т, газа – 60-70 млрд. м<sup>3</sup>. В случае активного лицензирования, удачного поиска и быстрого подключения к добыче новых месторождений эти уровни могут быть увеличены до 40-50 млн. т нефти и 80 млрд. м<sup>3</sup> по газу (рис. 2). Но, скорее всего, такие объемы добычи нефти могут быть достигнуты не ранее 2030 г., так как требуют высоких труднодостижимых приростов запасов - к 2020г. не менее 1 млрд. т.

**Территории и акватории Дальнего Востока.** Площадь перспективной территории составляет 470 тыс. км<sup>2</sup>, акваторий до изобаты 500 м – 715 тыс. км<sup>2</sup> (табл. 3). Полуторократная разница в площадях перспективных акваторий по сравнению с территориями сопровождается почти четырехкратным превышением НСР УВ: море – не менее 19 млрд. т н.э., суша – 4,9 млрд. т н.э. Здесь открыто 82 месторождения, подавляющее большинство (74 месторождения) которых расположено в Сахалинском регионе. Отличительной особенностью региона является значительное разнообразие осадочных бассейнов, которые можно объединить в две группы. Первую образуют межгорные впадины окраины материка; вторую - осадочные бассейны островодужной окраины Тихого океана (рис. 1).

Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Хатанго-Виллойской НГП

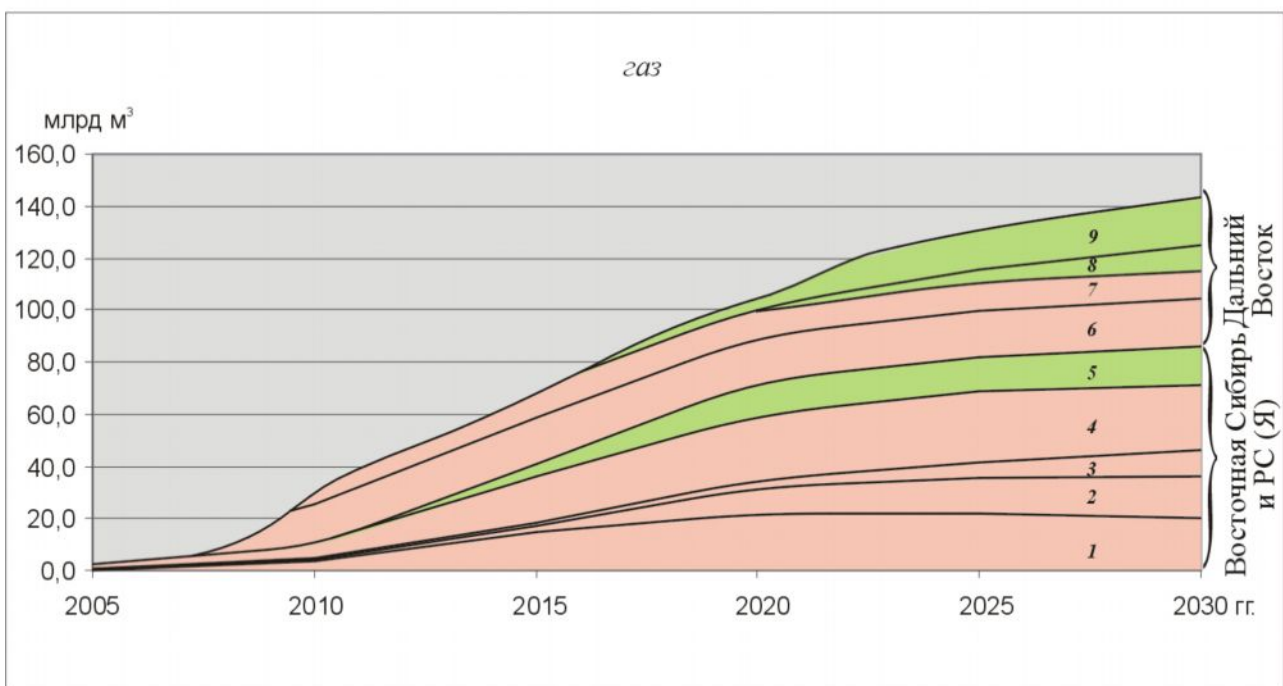
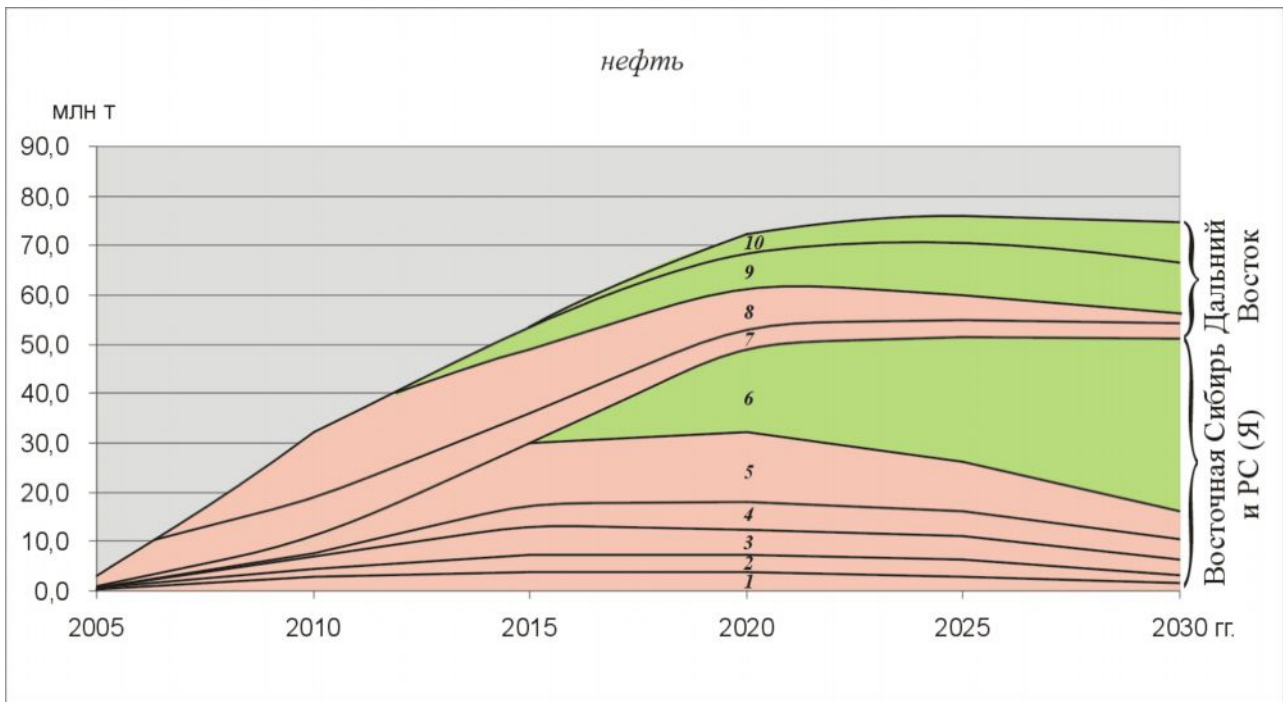
Перспективные территории	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Средняя плотность бурения, м/км <sup>2</sup>	Кол-во м-ий (крупных – уникальных)	Нефтегаз. комплексы	Мощность Mz отложений, м	Мощность осадочного чехла, м	Средняя плотность НСР УВ*, тыс. т/км <sup>2</sup>	Разведанность НСР УВ*, %
<b>Хатангско-Виллойская НГП</b>	660	0,56	21 (3 – 0)	Mz, Pz	300 – 4500	6 000 - 10000	14 - 33	11 - 17
Лено-Виллойская НГО	231	0,3	10 (2 – 0)	Mz, Pz	1700-3800	10000	10	25-13
Лено-Анабарская (ПНГО)	65	0,1	0	Mz, Pz	300-2400	6000	15 – 30	0
Анабаро-Хатангская (ПНГО)	70	2	0	Mz, Pz	940-1100	6000	12 – 25	0
Енисей-Хатангская НГО	294	2,2	11 (1 – 0)	Mz	1700-4300	10000	15 – 50	3-2

\* диапазоны значений плотностей и разведанности ресурсов УВ обусловлены различными оценками НСР регионов



Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Дальнего Востока

Нефтегазогеологические объекты	Площадь, тыс.км <sup>2</sup>	Кол-во скважин	Кол-во месторожд. (крупных-уникальных)	Разведанность ресурсов, %		Нефтегазоносные и перспективные комплексы	Максимальная мощность осадочного выполнения, км	Средняя плотность НСР, тыс.т/км <sup>2</sup>
				нефть	своб. газ			
<b>Материковые впадины</b>	249,6	24	1	0	0,04	Р, К, J, Т	6	5
<b>Островодужная окраина</b>	932,4	2535	85 (4-1)	13,2	9,3	Н, Р, К	12	24
суша	218,1	2453	74	29,4	7,4		8	16
шельф	714,3	82	11	9,5	9,6		12	26
<b>Охотская НГП</b>	666,2	2462	80	14,0	12	Н, Р, К	12	26
суша	84,9	2381	70	36,2	12,5		8	25
шельф	581,3	81	11	11	12		12	26
Северо-Сахалинская НГО	118,6	2228	71 (5-1)	37,8	28,3	Н, Р, К	11	66
суша	24,6	2167	61	58,4	28,1		8	50
шельф	94,0	61	10 (5-1)	30,4	28,3		11	70
Южно-Сахалинская НГО	42,9	100	5	0	1,0	Н, Р, К	7	7
суша	3,9	95	5	0	10,0		5	7
шельф	39,0	5	-	0	0		7	7
Западно-Сахалинская НГО	71,3	40	1	0	1,0	Н, Р, К	11	13
суша	13,6	28	-	0	0		6	7
шельф	57,7	12	1	0	1,1		11	15
Западно-Камчатская НГО	105,1	91	4	0	0,8	Н, Р, К <sub>2</sub>	12	39
суша	25,3	91	4	0	4,6		5	20
шельф	79,8	-	-	0	0		12	45
Северо-Охотская ПНГО шельф	48,2	3	-	0	0	Н, Р	8	28
<b>Анадырско-Наваринская НГО</b>	88,0	62	3	1,2	0,9	Н, Р, К	8	19
суша	26,8	61	3	4,1	3,0		8	18
шельф	61,2	1	-	0	0		8	20
<b>Хатырская НГО</b>	27,0	11	1	0,6	0	Н, Р, К	6	43
суша	3,9	11	1	4,4	0		6	40
шельф	23,1	-	-	0	0	Н, Р, К	6	44
Другие районы	431,3	-	-	0	0	Н, Р	8	12
суша	120,0	-	-	0	0		6	9
шельф	311,3	-	-	0	0		8	14
<b>Всего по ДВ региону</b>	1182,0	2559	86 (4-1)	12,8	8,5	Н, Р, К, J, Т	12	20
суша	467,7	2477	75	25,4	4,7		8	10
шельф	714,3	82	11 (4-1)	9,5	9,6	Н, Р, К	12	26



1
  2

**Рис. 2. Прогноз добычи нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока России**

*1* - объем добычи нефти и газа из открытых месторождений; *2* - объем добычи нефти и газа из вновь открываемых месторождений.

**Нефть.** Добыча из месторождений: 1. Талаканскогo; 2. Среднеботубинскогo и Чаяндинскогo; 3. Верхнечонскогo; 4. Юрубчено-Тохомскогo; 5. из других открытых месторождений; 6. из новых месторождений Восточной Сибири и РС(Я); 7. по проекту «Сахалин-2» (Пильтун-Астохское месторождение) и месторождений суши Сахалина; 8. по проекту «Сахалин-1» (Чайвинское, Одоптинское морское и Аркутун-Дагинское месторождения); 9. из новых месторождений шельфа Сахалина; 10. из новых месторождений других дальневосточных акваторий и территорий.

**Газ. Добыча из месторождений:** 1. Ковыктинского; 2. Среднеботуобинского и Чаяндинского; 3. Юрубчено-Тохомского; 4. из других открытых месторождений Восточной Сибири и РС(Я); 5. из новых месторождений Восточной Сибири и РС(Я); 6. по проекту «Сахалин-2» (Лунское месторождение) и месторождений суши Сахалина; 7. по проекту «Сахалин-1» (Чайвинское и Аркутун-Дагинское месторождения); 8. из новых месторождений шельфа Сахалина; 9. из новых месторождений других дальневосточных.

**Межгорные впадины материка** представляют собой постколлизийные мезозой-кайнозойские грабенообразные депрессии, заложенные на гетерогенном фундаменте. Наиболее интересны в нефтегазоносном отношении впадины южной части региона. Часть из них (Суйфунская, Верхнебуреинская, частично Среднеамурская) сформированы на краях протерозойских срединных массивов, другие (Зeya-Буреинская, Среднеамурская, Ушумунская) на палеозойских и мезозойских аккреционных системах. Наибольшие мощности осадочного чехла (до 4-5 км) свойственны первой группе впадин. Во впадинах второго типа мощность отложений вряд ли превышает 3 км. В более крупных Зeya-Буреинской и Верхнебуреинской впадинах перспективны меловые отложения, в Среднеамурской – в основном кайнозойские. Средняя плотность ресурсов УВ во впадинах материка низкая и лишь в узких грабенообразных зонах достигает 10 тыс. т/км<sup>2</sup>. Обнаружено пока единственное мелкое (Адниканское) месторождение (Верхнебуреинский прогиб). В описанных впадинах ожидается открытие мелких месторождений УВ, преимущественно газовых с ресурсами, вряд ли превышающими 5 млрд. м<sup>3</sup>.

**Осадочные бассейны островодужной окраины** являются элементами крупнейших тектонических депрессий области перехода от континента к Тихому океану. Помимо глубоководных акваторий (глубины моря свыше 500 м), нефтегазоносность которых оценивается лишь качественно, углеводородный потенциал остальных перспективных земель определяется в 22,5 млрд. т н. э., что составляет подавляющую часть (98%) всех дальневосточных ресурсов. В регионе выделяются две провинции и несколько самостоятельных НГО. Ведущее место среди них занимает Охотская НГП.

**Охотская НГП** характерна следующим:

- наличием двух основных этажей нефтегазоносности: палеогенового рифтового и олигоцен-плиоценового, полностью выполняющего бассейны;
- приуроченностью наиболее перспективных бассейнов к периферии обширного ареала прогибания вдоль складчатых орогенов и обладающих проградационным строением и резкой фациальной изменчивостью отложений;
- приуроченностью нефтегазовых месторождений к олигоцен-миоценовым отложениям;

- выделением в качестве основных нефтематеринских отложений относительно глубоководных эоценовых глинистых и олигоцен-миоценовых глинисто-кремнистых образований;

- преобладанием терригенных коллекторов;

- преобладанием многопластовых месторождений, смешанных по фазовому составу; залежей пластовых сводовых с литологическими и дизъюнктивными ограничениями.

Подавляющая часть ресурсов УВ концентрируется в Северо-Сахалинском и Западно-Камчатском бассейнах, соответствующих одноименным НГО.

*Северо-Сахалинская НГО* с мощностью осадочного чехла до 10 км охватывает Северо-Восточный Сахалин (около 25 тыс. км<sup>2</sup>) и прилегающий шельф Охотского моря (около 95 тыс. км<sup>2</sup>). Северный Сахалин – старейший нефтегазодобывающий регион России. На суше открыто 61 месторождение, на шельфе – 8. Темп освоения ресурсов суши будет снижаться, что предполагает падение здесь добычи нефти примерно до 1 млн. т в 2010 - 2015 гг., основная добыча нефти и газа будет осуществляться на шельфе.

Практически все ресурсы Северо-Сахалинской НГО связаны с олигоцен-миоценовыми отложениями. Лито-фациальная зональность отложений чехла и возраст продуктивных комплексов определены последовательным заполнением изначально глубоководной депрессии осадками, сносившимися с Сахалинского орогена. Наиболее благоприятная последовательность для формирования резервуаров свойственна паралической и шельфовой толщам миоцена, связанным с выносами продвигающейся на восток дельтовой системы Палеоамура.

В результате проградационного заполнения бассейна комплекс шельфовых отложений с высокими фильтрационно-емкостными свойствами последовательно омолаживается и смещается на восток. Молодые (верхнемиоценовые) песчаники и пески слагают продуктивные горизонты большинства крупных месторождений шельфа Сахалина, содержащих около 70% запасов УВ всего бассейна. Вместе с тем, на восток к более мористой части шельфа, происходит глинизация и этих продуктивных горизонтов. Поэтому, в новых районах, где сосредоточено большинство перспективных структур, основной геологической проблемой является прогноз положения и качества резервуаров. В восточных районах шельфа происходит резкое сокращение аккумуляционной способности нефтегазовой системы в традиционных резервуарах, что определяет злободневность поиска пород-коллекторов глубоководного генезиса – поровых в глубоководных конусах выноса и тещинно-поровых в силицитах.

Углеводородное богатство Северо-Сахалинского НГБ контролируется несколькими антиклинальными зонами - зонами нефтегазонакопления - с плотностью запасов, приближающейся к максимальной для Тихоокеанской окраины – 1-1,5 млн. т/км<sup>2</sup> [Белонин и др., 2004]. Они расположены на шельфе и в них сосредоточено 80% начальных запасов УВ всего НГБ. Открыто 5 крупных, в основном, нефтегазоконденсатных и одно уникальное (Лунское) месторождение по запасам газа (рис. 3).

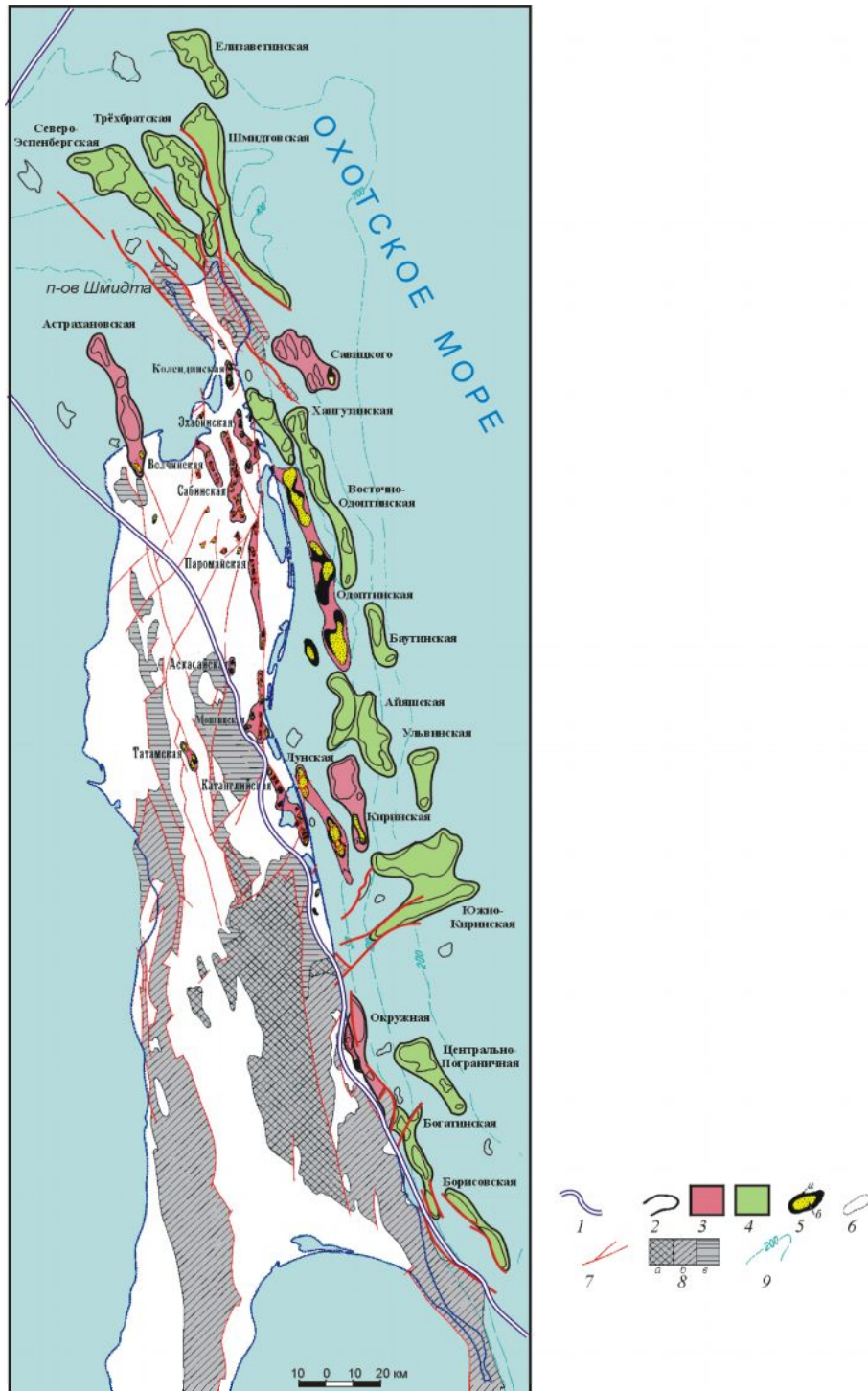


Рис. 3. Зоны нефтегазонакопления Северо-Сахалинской (НГО)

1. зоны установленного нефтегазоаккумуляции; 2. зоны возможного нефтегазоаккумуляции; 3. месторождения: а) нефть, б) газ; 4. локальные нефтегазоперспективные структуры на шельфе; 5. разломы; 6. изобаты, м; 7. выходы на поверхность и дно моря: а) мезозойских образований фундамента, б) верхнемеловых терригенных отложений, в) досреднемиоценовых (доокобыкайских) отложений; 8. тип и стратиграфическая приуроченность основных углеводородных резервуаров: а-г) флювиальные и шельфовые терригенные поровые верхнемиоцен-нижнеплиоценовые нутовские (а), среднемиоценовые окобыкайские (б), нижне-среднемиоценовые дагинские и окобыкайские (в), нижне-среднемиоценовые дагинские (г); д) олигоцен верхнемиоценовые турбидитовые поровые и силицитовые трещинно-поровые; е) олигоцен-среднемиоценовые силицитовые трещинно-поровые и верхнемеловые-нижнеолигоценные терригенные поровые

**Месторождения** (Г-газовые, НГК-нефтегазоконденсатные, ГК-газоконденсатные, НГ-нефтегазовые): 1. Северное Колендо (ГН); 2. Колендо (ГН); 3. Северная Оха (ГН); 4. Оха (Н); 5. Южная Оха (НГ); 6. Эхаби (ГН); 7. Тунгор (НГК); 8. Восточное Эхаби (ГН); 9. Восточный Кайган (Н); 10. Одопту (Н); 11. Гиляко-Абунан (НГ); 12. Абановка (Г); 13. Нельма (ГН); 14. Эрри (Г); 15. Западное Эрри (Г); 16. Южное Эрри (Г); 17. Сабо (НГ); 18. Западное Сабо (ГН); 19. Малое Сабо (НГК); 20. Некрасовка (НГ); 21. Волчинка (НГ); 22. Восточный Байкал (Н); 23. Шхунное (НГ); 24. Северная Глухарка (Г); 25. Березовка (ГН); 26. Крапивненское (НГ); 27. Узловое (ГК); 28. Астрахановка (Г); 29. Кыдыланы (НГ); 30. Мухто (ГН); 31. Паромай (ГН); 32. Усть-Эвай (ГК); 33. им. Р.С. Мирзоева (НГК); 34. Нижнее Даги (НГК); 35. Монги (НГК); 36. Усть-Томи (ГК); 37. Средний Аскасай (Н); 38. Южное Даги (ГН); 39. Восточное Даги (НГ); 40. Имчин (Г); 41. Прибрежное (НГ); 42. Катангли (Н); 43. Уйглекуты (ГН); 44. Набиль (ГН); 45. Западное Катангли (Г); 46. Южная Кенига (Г); 47. Южный Вал (Н); 48. Мостовое (Г); 49. Гыргыланы (Г); 50. Верхне-Нышское (ГК); 51. Западно-Татамское (ГК); 52. Верхне-Татамское (НГК); 53. Уфское (ГН); 54. Полярнинское (Н); 55. Одопту-море (НГК); 56. Пильтун-Астохское (НГК); 57. Аркутун-Дагинское (НГК); 58. Чайво (НГК); 59. Лунское (НГК); 60. Кириновское (ГК); 61. Вениновское (ГК); 62. Горомай (Н); 63. Северное Боатасино (Г); 64. Окружное (Н); 65. Пела Лейч (НГК)

Основной добычной потенциал области связан с шельфом, где в 1998 г. начата добыча нефти. Пять самых крупных месторождений шельфа с суммарными запасами 0,4 млрд. т нефти и 1,1 трлн. м<sup>3</sup> газа осваиваются в рамках проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», по которым уже к 2007-2008гг. будут заложены основы нефтегазовой инфраструктуры. Предполагается, что по этим проектам ежегодная добыча газа к 2010г. достигнет 23 млрд. м<sup>3</sup> и за последующие 10 лет может увеличиться до 30 млрд. м<sup>3</sup>. Максимальный уровень добычи нефти составит 20-21 млн. т в 2010 г.

Для поддержания достигнутого уровня добычи нефти на сахалинском шельфе чрезвычайно злободневен прирост ее запасов за счет новых открытий. Предпосылки к этому имеются, на шельфе не опосредовано еще 62 перспективных объекта, суммарные извлекаемые локализованные ресурсы которых оцениваются почти в 1 млрд. т извлекаемой нефти и 4 трлн. м<sup>3</sup> газа. Для обеспечения стабильного уровня добычи на сахалинском шельфе прирост разведанных запасов нефти до 2020 г. планируется в объеме 330 млн. т, газа – 630 млрд. м<sup>3</sup>.

Наиболее перспективными еще неосвоенными районами сахалинского шельфа являются Киринский участок (проект «Сахалин-3») с прогнозом основной продуктивности в среднемиоценовых паралических и шельфовых отложениях и Кайганско-Васюканский участок («Сахалин-5») с верхнемиоцен-плиоценовыми вероятно продуктивными шельфовыми песчаниками и турбидитами. Значительный интерес представляет и Пограничный участок («Сахалин-6»), где основная нефтегазоносность связывается с трещинно-поровыми коллекторами силицитов.

*Западно-Камчатская НГО* объединяет перспективные земли шельфа (80 тыс. км<sup>2</sup>) и суши (25 тыс. км<sup>2</sup>). Нефтегазоносность области доказана открытием в пределах суши, на юго-восточном окончании, 4 мелких газоконденсатных месторождений. На акватории выявлено 40 перспективных структур. Мощность кайнозойского выполнения бассейна достигает 10-13 км и основные черты его строения близки к Северо-Сахалинской НГО. Главное отличие заключается в широком развитии, наряду с неогеновыми, палеогеновых толщ, мощность которых достигает 6 км.

Ресурсы Западно-Камчатской НГО оцениваются в 4 млрд. т н. э., в т.ч. на шельфе 3,6 млрд. т (90%), где прогнозируется 15 зон возможного нефтегазонакопления с плотностями ресурсов, близких к сахалинским [Разведочный потенциал..., 2003]. Наиболее перспективны из них Центральная, Схикийская и Калаваямская. Актуальными для акватории остаются вопросы определения районов благоприятного сочетания нефтематеринских отложений эоцена и олигоцен-миоценовых резервуаров, а также выяснение строения северного (Шелиховского) участка и характера взаимоотношений структур шельфа и впадины Тинро.

Углеводородный потенциал западнокамчатского шельфа только начинает осваиваться. При удачных поисках к 2015 г. на шельфе Западной Камчатки можно ожидать получения первой продукции, а к 2021 г. достижения добычи 5 млн. т нефти и 15 млрд. м<sup>3</sup> газа.

*Среди других дальневосточных бассейнов* по перспективам нефтегазоносности выделяются магаданский шельф Охотского моря (Северо-Охотская НГО) и чукотский шельф Берингова моря (Анадырско-Наваринская и Хатырская НГО). Здесь пробурены единичные скважины, но проведение масштабных работ тормозится высокими рисками нефтегазопроисков.

Многие важные вопросы нефтяной геологии для рассматриваемых бассейнов остаются нерешенными. Серьезной проблемой для магаданского шельфа является прогноз коллекторов, для анадырского – прогноз качественных покрышек. Освоению этих шельфов

мешают суровые природные условия – более полугодовой ледовой период, а для магаданского шельфа к тому же и значительные (более 100 м) глубины моря. Рентабельные месторождения, разрабатываемые на самостоятельной основе, в этих акваториях должны содержать не менее 60 млн. т извлекаемой нефти или не менее 150-200 млрд. м<sup>3</sup> газа. Месторождения такого типа здесь, вероятно, редки, но в случае их открытия явятся базовыми для освоения менее крупных скоплений нефти и газа.

Таким образом, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России на базе уже открытых месторождений к 2020 г. можно достичь ежегодной добычи нефти 45-50 млн. т и газа 85 - 100 млрд. м<sup>3</sup>. При условии ввода к этому времени в разработку новых месторождений объемы получаемого сырья могут быть увеличены, а к 2030 г. на Востоке России предполагается ежегодно добывать 65-75 млн. т нефти и 130-145 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Такие уровни извлечения нефти и газа требуют масштабного прироста запасов и активных ГРП не только в районах, примыкающих к открытым месторождениям, но и проведение опережающих региональных исследований в новых малоизученных областях. В Восточной Сибири к ним относятся: Эвенкийская синеклиза, особенно ее северо-восточный и юго-западный борты, Анамская и Сюдджерская седловины, а также правобережье Енисей-Хатангского прогиба. На Дальнем Востоке малоизучены: северное окончание Северо-Сахалинского бассейна и область его сочленения с прогибами Северо-Охотской системы, внешние шельфы и островные (присахалинский и прикамчатский) склоны впадин Дерюгина и Тинро, чукотские бассейны Берингова моря, приматериковые районы Татарского пролива и северной части Японского моря. Региональные работы, проведенные комплексом методов при современном техническом и аппаратурном оснащении, осветят геологическое строение новых областей, определят участки концентрации ресурсов и снизят риски нефтегазопоисков, что несомненно будет способствовать расширению площадей лицензирования.

Стратегическим направлением освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока является сосредоточение работ в наиболее перспективных областях, где возможно создание центров нефтегазодобычи (ЦНГД) как крупных со значительной долей экспортной составляющей, так и мелких, направленных на обеспечение местных нужд [Топливо-энергетическая..., 1998; Белонин и др., 2004]. В настоящее время крупный ЦНГД начал создаваться в Сахалинском регионе, в начальной стадии функционируют местные газодобывающие центры: Лено-Виллюйский, Енисей-Хатангский, на юге Сахалина, юго-западе Камчатки и Чукотке. В текущем десятилетии должно быть начато формирование



стратегически важных ЦНГД в Восточной Сибири: Ботуобинского, Ангаро-Ленского (Ковыктинского), Юрубчено-Тохомского и Усть-Енисейского; на Дальнем Востоке – Магаданско-Западно-Камчатского.

Имеющиеся на сегодня разведанные запасы нефти и газа достаточны для формирования крупных ЦНГД. Основными сдерживающими факторами их создания являются отсутствие трубопроводов и инфраструктуры утилизации гелия. В настоящее время магистральный нефтепровод западносибирской системы доходит только до г. Ангарска, а газопроводы заканчиваются значительно западнее, на севере Кузбасса и Алтае. Действующими на Востоке России являются лишь нефте- и газопроводы, протягивающиеся с Сахалина на Комсомольск-на-Амуре и газопроводы, обеспечивающие газоснабжение некоторых промышленных центров Республики Саха (Якутия) и Норильского района.

Наибольший интерес представляют проекты поэтапного соединения в единую систему транспортировки газа крупных месторождений Ковыктинского, Чаяндинского, Среднеботуобинского, Верхневиллючанского, а в дальнейшем и Юрубчено-Тохомского, с выходом у пос. Сковородино нефтепроводу ВСТО. В этой связи заслуживает внимания вариант, предлагаемый правительством Республики Саха (Якутия) о едином нефтегазовом транспортном коридоре, соединяющем практически все нефтяные и газовые месторождения Восточной Сибири.

Тихоокеанское направление предусматривает расширение существующего газопровода Сахалин – Комсомольск-на-Амуре и продолжение его на юг к Хабаровску, где предполагается его соединение с восточносибирским магистральным газопроводом, и далее к Владивостоку. Газопровод с Лунского месторождения сахалинского шельфа на юг острова строится совместно с нефтепроводом (проект «Сахалин-2»). Этот газ будет обеспечивать крупнейший в мире завод СПГ, производительностью 9,6 млн. т в год. Пропускная способность строящихся газопроводов с сахалинских месторождений оценивается в 27 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Освоение ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока жизненно важно для России как для совершенствования ТЭК, так и для выхода на рынки АТР. Главной задачей является быстрейший ввод в эксплуатацию крупнейших месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Ее решение, наряду с начавшейся уже разработкой месторождений сахалинского шельфа, не только приведет к началу формирования новых промышленно-социальных комплексов, но и активизирует нефтегазопоиски, столь

необходимые для достижения уровней добычи нефти и газа, намечаемых Энергетической стратегией России.

Помимо обеспечения энергоресурсами, быстрейшая реализация нефтегазового потенциала Востока России имеет важное геополитическое значение – диверсифицирует российский экспорт, что укрепит экономическую безопасность страны, и будет способствовать сохранению доминирующего положения России на рынке энергоносителей.

### Литература

*Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С.* Геологические предпосылки формирования крупных центров нефтегазодобычи в дальневосточном регионе России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. № 8. С.45-53.

*Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Кушмар И.А.* Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефти – и газодобычи на Востоке России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2004. № 1. С. 19-32.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981, 552 с.

Новые данные о геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и пути дальнейшего освоения ее нефтегазового потенциала / А.П. Афанасьев, Н.Г. Бухаров, Р.Н. Мухаметзянов и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2004. № 1. С. 34-44.

Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ)/ М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис и др. СПб.: Недра, 2003, 120 с.

Топливо-энергетическая сырьевая база Дальневосточного экономического района России. Перспективы и пути освоения / Ред. В.П. Орлов, М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко. СПб, 1998. Часть I, 44 с. Часть II, 93 с., атлас – 97 листов. Часть III, 241 с.