

Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А., Новиков Ю.Н., Соболев В.С.

МОРСКАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ ОСВОЕНИЯ

Оценивается современное состояние морской базы углеводородного сырья России: ее структура – категории ресурсов и запасов, их фазовое состояние и распределение по акваториям морей; ее разведанность и подготовленность к освоению; распределение запасов нефти, газа и конденсата по классам крупности месторождений разных фазовых типов. Рассматриваются планы и программы ее изучения и освоения, обозначаются основные проблемы их выполнения. В качестве системной основы их реализации предлагается целевая оценка ресурсной базы морей России с выделением ее наиболее существенных и значимых составляющих – как приоритетных направлений ее изучения и освоения: крупнейшие месторождения, жидкие углеводороды, зоны нефтегазонакопления, наиболее доступное для освоения прибрежное мелководье, приграничные акватории в районах делимитации. Целевое районирование акваторий России предполагает выделение первоочередных районов и объектов, где приоритетные направления могут быть реализованы с наибольшей вероятностью и эффективностью. В качестве необходимой формы организации целевого изучения и освоения морской базы углеводородного сырья России предлагается создание прибрежно-морских центров нефтегазодобычи в различных ее регионах.

Ключевые слова: морская база углеводородного сырья, прибрежно-морские центры нефтегазодобычи, категории ресурсов и запасов, распределение запасов по акваториям, оценка ресурсов акваторий, районирование акваторий, зона нефтегазонакопления, транзитная зона.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ

Начальные суммарные ресурсы

Морская база углеводородного сырья (УВС) России – это нефтегазоносные акватории суммарной площадью около 4 млн. км² в рамках 14 внутренних и окраинных морей, тихоокеанской окраины Камчатки и Курильских островов. Начальные суммарные ресурсы (НСР, геологические) акваторий России по состоянию на 01.01.2002 г. оцениваются значением порядка 130 млрд. т н. э.

Структура НСР_{геол.} (100 %) акваторий России по фазовому состоянию УВС: нефть – 32.9 %; растворенный газ – 3.5 %; свободный газ – 59.7 %; конденсат – 3.9 %.

Структура НСР_{извл.} (100 %) акваторий России по степени их обоснованности и достоверности: накопленная добыча – 38.1 млн. т н. э. (0.04 %); разведанные запасы категорий А+В+С₁ – 6.7 %, предварительно оцененные запасы категории С₂ – 5.1 %; перспективные ресурсы категории С₃ – 10.5 %; прогнозные ресурсы категории Д₁ – 22.3%; проблематичные ресурсы категории Д₂ – 55.4 %.

Распределение НСР_{геол.} (100 %) по регионам: Западно-Арктические моря – 65.3 %; Восточно-Арктические моря – 14.9 %; Дальневосточные моря – 13.2 %; Южные моря – 6.5%; Северо-Западные моря – 0.1 %.

Самыми ресурсоёмкими являются акватории Карского (37.4 %) и Баренцева (19.8 %) морей, в пределах которых сосредоточено более половины (57.2 %) суммарных геологических ресурсов акваторий России (табл. 1). Третьей по величине ресурсов является акватория Охотского моря (11.0 %); несколько меньшими ресурсами обладают акватории Печорского (8.1 %) и Восточно-Сибирского (7.0 %) морей. Далее по величине ресурсов следуют акватории Каспийского (4.6 %), Чукотского (4.2 %) и Лаптевых (3.7 %) морей.

Таблица 1

Распределение начальных суммарных ресурсов (НСР) по морям России

№ п/п	МОРЯ РОССИИ	Доля НСР, %
<i>СУММА 100 %, геологические</i>		100 %
1	Карское море (шельф)	31.6 %
1а	Карское море (заливы и губы)	5.8 %
2	Баренцево море	19.8 %
3	Охотское море	11.0 %
4	Печорское море	8.1 %
5	Восточно-Сибирское море	7.0 %
6	Каспийское море	4.6 %
7	Чукотское море	4.2 %
8	Лаптевых море	3.7 %
9	Берингово море	1.4 %
10	Черное море	1.4 %
11	Японское море	0.7 %
12	Азовское море	0.5 %
13	Балтийское море	0.1 %
14	Тихий океан	0.1 %
<i>НЕФТЬ 100 %, извлекаемые</i>		100 %
1	Карское море (шельф)	21.8 %
1а	Карское море (заливы и губы)	2.1 %
2	Печорское море	16.9 %
3	Охотское море	13.9 %
4	Восточно-Сибирское море	12.5 %
5	Каспийское море	7.6 %
6	Чукотское море	7.3 %
7	Лаптевых море	5.7 %
8	Баренцево море	4.4 %
8	Черное море	3.5 %
10	Берингово море	2.3 %
11-14	Японское, Азовское, Балтийское моря, Тихий океан	2.1 %

ГАЗ СВОБОДНЫЙ 100 %, <i>извлекаемые</i>		100 %
1	Карское море (шельф)	37.8 %
1a	Карское море (заливы и губы)	7.9 %
2	Баренцево море	29.7 %
3	Охотское море	7.9 %
4	Восточно-Сибирское море	4.2 %
5	Печорское море	2.9 %
6	Лаптевых море	2.8 %
7	Чукотское море	2.6 %
8	Каспийское море	2.4 %
9-14	Берингово, Японское, Азовское, Черное моря, Тихий океан	1.8 %
КОНДЕНСАТ 100 %, <i>извлекаемые</i>		100 %
1	Карское море (шельф)	37.2 %
1a	Карское море (заливы и губы)	9.5 %
2	Баренцево море	11.6 %
3	Восточно-Сибирское море	10.3 %
4	Печорское море	6.7 %
5	Охотское море	6.6 %
6	Каспийское море	6.5 %
7	Чукотское море	6.2 %
8	Лаптевых море	4.7 %
9-11	Берингово, Азовское, Японское моря	0.7 %

На акватории Берингова и Черного морей приходится по 1.4 % ресурсов. Акватории Японского, Азовского, Балтийского морей и Тихого океана в совокупности содержат 1.4 % ресурсов. Далее рассматриваются только извлекаемые ресурсы и запасы.

Ресурсы нефти распределены более равномерно. Почти четверть их (23.9 %) приходится на Карское море. Далее – группы акваторий: с ресурсами в диапазоне 10-20 % – Печорское (16.9 %), Охотское (13.9 %), Восточно-Сибирское (12.5 %) моря; с ресурсами в диапазоне 5-10 % – Каспийское (7.6 %), Чукотское (7.3 %) моря; с ресурсами в диапазоне 2-5% – Лаптевых (5.7 %), Баренцево (4.4 %), Черное (3.5 %), Берингово (2.3 %) моря. Японское, Азовское, Балтийское моря и Тихий океан в совокупности содержат 2.1 % ресурсов нефти.

Три четверти (75.4 %) *ресурсов свободного газа* сконцентрированы на акваториях Карского (45.7 %) и Баренцева (29.7 %) морей. Среди остальных акваторий величиной ресурсов газа несколько выделяются Охотское (7.9 %) и Восточно-Сибирское (4.2 %) моря. Группа морей, обладающих ресурсами газа в диапазоне 2-3 %: Печорское (2.9 %), Лаптевых (2.8 %), Чукотское (2.6 %), Каспийское (2.4 %). На долю остальных акваторий приходится 1.8 % ресурсов газа.

По величине *ресурсов конденсата* резко выделяется Карское море (46.7 %). Далее следует Баренцево (11.6 %) и Восточно-Сибирское (10.3 %) моря. Группа морей, обладающих ресурсами конденсата в диапазоне 4 - 7 %: Печорское (6.7 %), Охотское (6.6%), Каспийское (6.5 %), Чукотское (6.2 %), Лаптевых (4.7 %).

Более трех четвертей (78.1 %) НСР_{извл.} акваторий России относятся к категориям прогнозных (Д₁) и проблематичных (Д₂) ресурсов, соотношение между которыми – 29 % и 71%, соответственно (табл. 2). Это – основной элемент *неопределенности* в прогнозной оценке морского УВ потенциала России.

Таблица 2

Разведанность и неопределенность начальных суммарных ресурсов УВС морей России

Моря России	Разведанность, %			Неопределенность, %	
	$\frac{\text{Добыча} + \text{ABC}_1}{\text{НСР}^2}$ ¹⁾			$\frac{\text{Д}_1 + \text{Д}_2}{\text{НСР}^2}$	Д ₁ /Д ₂
	Нефть	Газ	Конденсат	Σ	Σ
Средняя по морям	3.7	7.5	3.8	78.1	29/71
Баренцево море	0	13.5	6.5	77.5	13/87
Печорское море	2.3	0.7	0.2	87.4	55/45
Карское море (шельф)	0	1.0	0.2	75.1	38/62
Карское море (заливы и губы)	0.2	19.4	5.7	64.6	72/28
Лаптевых море	0	0	0	100.0	0/100
Восточно-Сибирское море	0	0	0	100.0	0/100
Чукотское море	0	0	0	100.0	0/100
Берингово море	0	0	0	100.0	3/97
Тихий океан	0	0	-	100.0	0/100
Охотское море	12.2	14.0	28.9	69.2	28/72
<i>в т.ч. Сахалинский сектор</i>	<i>37.7</i>	<i>29.9</i>	<i>38.1</i>	<i>30.3</i>	<i>72/28</i>
Японское море	0	1.1	0	99.0	38/62
Каспийское море ⁴⁾	15.1	14.9	6.7	58.6	84/16
Азовское море	0	6.5	0	65.5	36/64
Черное море	0	0	-	98.0	17/83
Балтийское море	14.3	-	-	83.2	58/42
Белое море	-	-	-	-	-

¹⁾ Добыча + ABC₁ – по состоянию на 01.01.2006 г.

²⁾ НСР УВ – по состоянию на 01.01.2002 г.

³⁾ НСР УВ – по состоянию на 01.01.1993 г.

⁴⁾ Запасы месторождения им. В. Филановского – по состоянию на 01.01.2007 г.

Уровень разведанности НСР_{извл.} акваторий России на порядок ниже уровня их неопределенности (см. табл. 2). Средняя разведанность по всем морям составляет: для нефти – 3.7 %, для газа – 7.5 %, для конденсата – 3.8 %.

Запасы и перспективные ресурсы суммарные

Извлекаемые запасы УВС на 01.01.2006 г. учтены по 45 морским месторождениям, включая 7 подводных продолжений прибрежных месторождений, суммарным объемом 11.5 млрд. т н.э.; перспективные ресурсы суммарным объемом 10.3 млрд. т н.э. – по невоскрытым пластам 12 месторождений и 38 площадям, подготовленным к глубокому бурению (табл. 3).

Таблица 3

Распределение запасов и перспективных ресурсов УВС по морям России

Моря России	Запасы месторождений				Ресурсы С ₃			
	Кол-во, шт.	До-быча, млн.т н.э.	C ₁ +C ₂	C ₁ /C ₂	Невоскрытые пласты месторождений* шт.	%	Подготовленные к бурению площади шт.	%
СУММАРНЫЕ					100 %			
Баренцево	5	-	38.9 %	72/28	1	0.3 %	3	10.0 %
Карское (губы)	10 (6)	13.4	16.7 %	65/35	2	0.7 %	2	3.9 %
Карское (шельф)	2	-	16.1 %	17/83	3	65.5 %	-	-
Охотское	8	14.9	15.1	69/31	-	-	14	9.2 %
Каспийское	8 (1)	-	8.6 %	48/52	-	-	7	7.9 %
Печорское	6	-	4.3 %	25/75	3	0.9 %	4	0.4 %
Азовское	3	9.1	0.2 %	48/52	3	0.4 %	6	0.7 %
Балтийское	2	0.7	0.08 %	81/19	-	-	1	0.009 %
Японское	1	-	0.04 %	83/17	-	-	-	-
Черное	-	-	-	-	-	-	1	0.1 %
ВСЕГО	45 (7)	38.1	100 %	57/43	12(1)	67.8 %	38	32.2 %
НЕФТЬ					100 %			
Печорское	5	-	36.9 %	26/74	3	5.4 %	4	1.4 %
Охотское	6	12.3	35.8 %	57/43	-	-	13	30.3 %
Каспийское	7 (1)	-	25.2 %	58/42	-	-	7	39.9 %
Карское (губы)	2 (2)	-	1.2 %	04/96	2(1)	4.1%	2	1.4 %
Карское шельф)	-	-	-	-	2	13.3%	-	-
Балтийское	2	0.6	0.9 %	81/19	-	-	1	0.05 %
Азовское	-	-	-	-	-	-	4	3.6 %
Черное	-	-	-	-	-	-	1	0.6 %
ВСЕГО	22 (3)	12.9	100%	45/55	7(1)	22.8%	32	77.2%
ГАЗ					100 %			
Баренцево	5	-	44.0 %	72/28	1	0.3%	3	12.3 %
Карское (губы)	10 (6)	12.4	18.5 %	65/35	-	-	2	4.3 %
Карское (шельф)	2	-	18.2 %	17/83	3	76.0%	-	-
Охотское	8	0.6	11.8 %	73/27	-	-	10	4.8 %
Каспийское	7	-	6.4 %	44/56	-	-	3	1.4 %
Печорское	2	-	0.7 %	22/78	1	0.06 %	3	0.2 %
Азовское	3	9.1	0.2 %	48/52	2	0.5 %	3	0.09 %
Японское	1	-	0.05 %	83/17	-	-	-	-
Черное	-	-	-	-	-	-	1	0.04 %
ВСЕГО	38 (6)	22.1	100 %	58/42	7(1)	76.9%	25	23.1%

КОНДЕНСАТ					100 %			
Охотское	6	0	42.9 %	73/27	-	-	9	10.8 %
Карское (губы)	3 (2)	1.0	18.2 %	48/52	-	-	2	12.1%
Карское (шельф)	2	-	5.3 %	24/76	3	75.6%	-	-
Баренцево	2	-	16.8 %	73/27	-	-	-	-
Каспийское	7	-	15.8 %	45/55	-	-	2	1.3 %
Печорское	2	-	1.0 %	22/78	-	-	1	0.2 %
ВСЕГО	22 (2)	1.0	100%	61/39	3	75.6%	14	24.4%

* В скобках – в т.ч. морские продолжения прибрежных месторождений

Из 45 месторождений нефтяными являются 6, газонефтяными – 1, нефтегазоконденсатными – 15, газоконденсатными – 7, газовыми – 16.

В структуре извлекаемых запасов нефть составляет 9.6 %, растворенный газ – 1.1%, свободный газ – 87.5 %, конденсат – 1.8 %. В структуре перспективных ресурсов нефть составляет 16.8 %, свободный газ – 81.3 %, конденсат – 1.9 %.

Среди 45 морских месторождений более половины – 27 – являются крупными, с извлекаемыми запасами превышающими 60 млн. т н.э. Запасы этих 27 крупнейших месторождений составляют 11.3 млрд. т или 98.1 % запасов морских УВ в целом.

На 6 уникальных месторождениях, суммарные запасы каждого из которых превышают 500 млн. т. н.э., сосредоточены запасы в объеме 7.3 млрд. т н.э., что превышает половину (63.5 %) морских запасов УВ в целом: это Штокмановское месторождение в Баренцевом море, Ленинградское, Русановское, Юрхаровское, и Каменномысское-море месторождения в Карском море, Лунское месторождение в Охотском море. На 9 месторождениях с запасами в интервале 200 - 500 млн. т сосредоточены запасы в объеме 2.8 млрд. т или 24.0 % запасов морских УВ в целом: это Ледовое и Лудловское месторождения в Баренцевом море; Долгинское месторождение в Печорском море; Северо-Каменномысское месторождение в Карском море; Чайво, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское месторождения в Охотском море; Хвалынское и им. В. Филановского месторождения в Каспийском море (табл. 4).

Перспективные ресурсы учтены по нескрытым пластам 12 месторождений в объеме 7.0 млрд. т н.э.; подавляющая их часть (96.0 %) связана с Ленинградским и Русановским месторождениями, в т.ч. 79.9 % жидких УВ (нефть, конденсат), а также по 38 подготовленным к бурению площадям в объеме 3.3 млрд. т н.э.; почти половина их (48.8 %) приурочена к трем площадям – Ферсмановской перспективно газоносной (28.5 % ресурсов) в Баренцевом море, Ялама-Самур перспективно газонефтяной (11.9 %) и Центральной перспективно нефтяной (8.4 %) площадям в Каспийском море.

**Распределение извлекаемых запасов УВС сырья морей России
по классам крупности месторождений**

Классы крупности месторождений, млн т н.э.	Количество месторождений, шт.			Доля запасов по классам крупности, %		
	Σ	Н	Г	Σ	Н	Г
> 500	6 (1)	-	6 (1)	63.9 %	-	71.2 %
300-500	4	-	4	13.7 %	-	13.6 %
200-300	5	2	1	10.2 %	39.7 %	2.1 %
100-200	6 (2)	3	6 (2)	7.0 %	31.9 %	7.4 %
60-100	6 (1)	2	5 (1)	4.0 %	13.4 %	3.6 %
20-60	4	3	5	1.2 %	9.5 %	1.8 %
< 20	14 (3)	12	11 (3)	0.7 %	5.5 %	0.3 %
ВСЕГО	45 (7)	23	38 (7)	100 %	100 %	100 %

В скобках: в т.ч. - количество морских продолжений прибрежных месторождений

Состояние недропользования и добыча

В распределенном фонде за 12 предприятиями-недропользователями – 23 морских месторождения УВС. Доли запасов в распределенном фонде по видам УВС и категориям запасов представлены в табл. 5.

Таблица 5

Состояние освоения и подготовленности к освоению запасов УВС морей России

Состояние запасов месторождений	Нефть		Газ		Конденсат	
	C ₁ - 100 %	C ₂ - 100 %	C ₁ - 100 %	C ₂ - 100 %	C ₁ - 100 %	C ₂ - 100 %
Разрабатываемые 6 месторождений	36.9 (0)	10.0 (0)	10.4 (0)	11.2 (0)	32.0 (0)	31.8 (0)
Подготовленные к ПО 4 месторождения	16.3 (0)	5.6 (0)	58.6 (0)	19.7 (0)	48.9 (0)	15.5 (0)
Разведываемые 32 месторождения: в т.ч. РФ – 13 (НФ – 19)	45.9 (0.8)	81.8 (2.6)	5.4 (24.6)	9.8 (57.8)	13.3 (5.8)	27.0 (25.7)
<i>В т.ч. СР</i> <i>(3 месторождения)</i>	-	-	<i>(6.8)</i>	<i>(44.2)</i>	<i>(2.8)</i>	<i>(14.0)</i>
Законсервированные (3 месторождения)	(0.1)	(0.02)	(1.0)	(1.5)		
ВСЕГО 45 месторождений: в т.ч. РФ – 23 (НФ – 22)	99.1 (0.9)	97.4 (2.6)	74.4 (25.6)	40.7 (59.3)	94.2 (5.8)	74.3 (25.7)

РФ – распределенный фонд; (НФ – нераспределенный фонд); ПО – промышленное освоение; СР – стратегический резерв

Добыча ведется на 6 морских месторождениях, а ее суммарный объем и потери составили 38.1 млн. т н.э.: Юрхаровское месторождение (Газовская губа Карского моря) – 12.4 млрд. м³ газа и 1.0 млн. т конденсата; Пильтун-Астохское месторождение (Охотское море) – 9.9 млн. т нефти; Одопту-море (Северный купол) (Охотское море) – 1.0 млн. т нефти; Чайво (Охотское море) – 0.4 млн. т нефти; Бейсугское месторождение (Азовское море) – 9.1 млрд. м³ газа; Кравцовское месторождение (Балтийское море) – 0.6 млн. т нефти.

Накопленная добыча, запасы и перспективные ресурсы, то есть наиболее достоверная часть НСР, суммарным объемом 21.8 млрд. т н.э., составляют 22.3 % от НСР_{извл.} морей России по оценке на 01.01.2002 г.; для нефти это соотношение составляет 20.6 %; для свободного газа – 23.4 %, для конденсата – 12.1 %.

Запасы нефти

Извлекаемые запасы нефти суммарным объемом 1.1 млрд. т локализованы на 22 месторождениях в Печорском (5 месторождений), Карском (2 месторождения), Охотском (6 месторождений), Каспийском (7 месторождений) и Балтийском (2 месторождения) морях (см. табл. 3). В их суммарной структуре запасы категории С₁ составляют 45.2 %. Разведанность ресурсов нефти по морям России – 3.7 %. Из 22 месторождений, содержащих запасы нефти, 6 – являются сугубо нефтяными (36.4 % начальных запасов), 1 – газонефтяным (0.5 %), 15 – нефтегазоконденсатными (63.1 % запасов).

Запасы нефти 7 месторождений превышают 60 млн. т, составляя в сумме 938.4 млн. т или 85.0 % запасов нефти всех морских месторождений: это Долгинское, Медынское-море и Приразломное месторождения (34.8 % суммарных морских запасов нефти) в Печорском море; Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское и Чайво месторождения в Охотском море (31.9 %), им. В. Филановского месторождение (18.3 %) в Каспийском море.

Распределение суммарных запасов нефти по морям: Печорское море – 36.9 %; Охотское море – 35.8 %; Каспийское море – 25.2 %; Карское море (губы) – 1.2 %; Балтийское море – 0.9 %. Распределение запасов категории С₁: Охотское море – 45.0 %, Каспийское море – 32.2 %, Печорское море – 21.2 %. Распределение запасов категории С₂: Печорское море – 49.9 %, Охотское море – 28.2 %, Каспийское море – 19.4 %.

В распределенном фонде находятся 19 месторождений, в нераспределенном – 3. В распределенном фонде – 99.1 % запасов нефти категории С₁ и 97.4 % запасов категории С₂. Лицензиями на освоение месторождений распределенного фонда владеют 11 предприятий.

Добыча морской нефти ведется на трех месторождениях в Охотском море и на одном – в Балтийском. Накопленная добыча составляет 12.9 млн. т. Запасы нефти 4 разрабатываемых месторождений составляют: по категории С₁ – 36.9 % запасов этой категории на всех

месторождениях; по категории C_2 – 10.0 % запасов этой категории на всех месторождениях (см. табл. 5). К промышленному освоению подготовлено 3 месторождения: суммарные запасы категории C_1 – 16.3 %, категории C_2 – 5.6 %. К категории разведываемых относятся 13 месторождений: суммарные запасы категорий C_1 – 45.9 %, категории C_2 – 81.8 %.

Запасы газа

Запасы свободного газа суммарным объемом 10.1 трлн. м³ локализованы на 38 месторождениях в Баренцевом (5 месторождений), Печорском (2 месторождения), Карском (12 месторождений), Охотском (8 месторождений), Японском (1 месторождение), Каспийском (7 месторождений) и Азовском (3 месторождения) морях. Запасы C_1 составляют 5.9 трлн. м³ или 58.5 % всех запасов. Разведанность ресурсов свободного газа составляет 7.5 %.

Из 38 месторождений, содержащих запасы свободного газа, 16 – являются сугубо газовыми (15.4 % запасов), 7 – газоконденсатными (61.0 % запасов), 1 – газонефтяным, 14 – нефтегазоконденсатными (23.6 % запасов).

Запасы свободного газа 17 месторождений превышают 100 млрд. м³, составляя в сумме 9.5 трлн. м³ или 94.3 % морских запасов свободного газа. На 10 самых крупных месторождениях с запасами свыше 300 млрд. м³ сосредоточено 8.6 трлн. м³ или 84.8 % запасов: это Штокмановское и Ледовое месторождения Баренцева моря (40.5 %); Ленинградское, Русановское, Юрхаровское, Каменномысское-море и Северо-Каменномысское месторождения Карского моря (32.7 %); Лунское и Чайво месторождения Охотского моря (8.4 %); Хвалынское месторождение Каспийского моря (3.2 %).

Распределение суммарных запасов свободного газа по морям: Баренцево море – 14.0 %; Карское море – 36.7 %; Охотское море – 11.8 %; Каспийское море – 6.4 %; Печорское море – 0.7 %; Азовское море – 0.2 %; Японское море – 0.05 %. Распределение запасов категории C_1 : Баренцево море – 53.9 %, Карское море – 26.0 %, Охотское море – 14.8 %, Каспийское море – 4.8 %. Распределение запасов категории C_2 : Карское море – 51.3 %, Баренцево море – 29.9 %, Каспийское море – 9.6 %, Охотское море – 7.6 %.

В распределенном фонде – 17 месторождений (74.4 % запасов категории C_1 и 40.7 % запасов категории C_2 ; в нераспределенном фонде – 21. Лицензиями на освоение месторождений распределенного фонда владеют 8 предприятий.

К категории разрабатываемых относятся 5 месторождений, подготовленных к промышленному освоению – 3 месторождения. Накопленная добыча составляет 22.1 млрд. м³. Запасы газа 5 разрабатываемых и 3 подготовленных к промышленному освоению месторождений составляют: по кат. C_1 – 69.0 %, по кат. C_2 – 30.9 %. К категории

разведываемых относятся 29 месторождений: суммарные запасы категории C_1 – составляют 30.0 %, кат. C_2 – 67.6 %.

Запасы конденсата

Извлекаемые запасы конденсата суммарным объемом 0.2 млрд. т локализованы на 22 месторождениях в Баренцевом (2 месторождения), Печорском (2 месторождения), Карском (5 месторождений), Охотском (6 месторождений) и Каспийском (7 месторождений) морях (см. табл. 3). Запасы категории C_1 составляют 126.5 млн. т или 60.6 % всех запасов. Разведанность ресурсов конденсата составляет 3.8 %. Из 22 месторождений, содержащих запасы конденсата, 8 – являются газоконденсатными (28.5 %), 14 – нефтегазоконденсатными (71.5 % запасов).

На 5 самых крупных месторождениях конденсата сосредоточено 148.0 млн т или 70.9% всех его запасов: Лунское и Чайво месторождения в Охотском море; Юрхаровское месторождение в Карском море; Штокмановское месторождение в Баренцевом море, Хвалынское месторождение в Каспийском море.

Распределение запасов конденсата по морям: Охотское море – 42.9 %; Карское море – 23.5 %; Баренцево море – 15.8 %; Каспийское море – 15.8 %; Печорское море – 1.0%. Большая часть запасов конденсата категории C_1 (75.1 %) сосредоточена на 4 месторождениях: Лунском (28.4 %) и Чайво (14.3 %) – в Охотском море, Штокмановском (19.3 %) – в Баренцевом, Юрхаровском (13.1 %) – в Тазовской губе Карского моря. Большая часть запасов кат. C_2 (70.6 %) сосредоточена на 7 месторождениях с запасами этой категории, превышающими 5 млн. т.

В распределенном фонде – 15 месторождений: 94.2 % запасов категории C_1 и 74.3 % запасов категории C_2 . Лицензиями на освоение месторождений распределенного фонда владеют 7 предприятий.

К категориям разрабатываемых и подготовленных к промышленному освоению относятся 6 месторождений; добыча ведется только на Юрхаровском месторождении в Карском море и месторождении Чайво в Охотском море. Накопленная добыча составляет 1.0 млн. т. Запасы конденсата 6 разрабатываемых и подготовленных к промышленному освоению месторождений составляют: по категории C_1 – 80.9 %, по кат. C_2 – 47.3 %.

ТЕНДЕНЦИИ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

В рамках последней – по состоянию на 01.01.2002 г. – оценки по сравнению с предыдущей по состоянию на 01.01.1993 г. произошло увеличение величины НСР_{извл.} на 7.3% и, что гораздо более существенно, увеличение величины ресурсов жидких УВ на 20.0 %, а их

доля в структуре НСР_{извл.} оценена значением 17.5 % по сравнению с 15.7 % в рамках предыдущей оценки.

Гораздо более отчетливо эта слабо обозначившаяся тенденция проявилась в структуре перспективных ресурсов С₃. В соответствии с оценкой на 01.01.2002 г. доля жидких УВ в структуре ресурсов С₃ составила 6.5 %; по оценке на 01.01.2005 г. она возросла до 13.5 %, а по оценке на 01.01.2006 г. – уже до 18.7 %.

Эта прогностическая тенденция как будто бы не слишком убедительно подтверждается реальными открытиями: доля жидких УВ в структуре запасов по состоянию на 01.01.2006 г. – 11.5 % – увеличилась не так значительно по сравнению с состоянием на 01.01.2002 г. – 10.2 %. Но в структуре запасов 12 месторождений, открытых на морях России за последние 10 лет усилиями недропользователей, доля жидких УВ возросла до 28.4 %, что почти в четыре раза превышает аналогичный показатель для структуры запасов 33 месторождений, открытых до 1997 г. – 7.5 %.

Значительную часть морских ресурсов УВС России составляют технически недоступные и экономически нерентабельные на сегодняшний день ресурсы. Очевидно, что недропользователь при выборе объектов разработки ориентируется, прежде всего, на техническую доступность и уровень рентабельности освоения морских месторождений с учетом существующих возможностей и перспектив транспортировки добываемого сырья.

Анализ действующих и подготавливаемых проектов освоения УВ потенциала морской периферии России позволяет обозначить следующие закономерности и тенденции:

- из 45 открытых на сегодняшний день морских месторождений России, включая 7 подводных продолжений прибрежных месторождений, в распределенном фонде находятся 23;

- из 23 месторождений распределенного фонда – 22 расположены на глубинах моря до 50 м на расстоянии от первых километров до десятков километров от берега;

- из 23 месторождений распределенного фонда только 2 не обладают запасами жидких УВ; в распределенном фонде – 99.1 % запасов нефти кат. С₁ и 97.4 % кат. С₂; для газа эти показатели существенно ниже – 74.4 % и 40.7 %, соответственно.

- все шесть находящихся в настоящее время в разработке и четыре подготавливаемых к промышленному освоению морских месторождений России приурочены к минимальным глубинам моря или находятся на минимальном расстоянии от берега и в них сосредоточено 53.2 % запасов морской нефти кат. С₁;

- единственное из подготавливаемых к промышленному освоению Штокмановское газоконденсатное месторождение в Баренцевом море расположено на значительном

удалении от берега (560 км) и на больших глубинах моря (279 - 380 м); сложности реализации проектов освоения этого месторождения, в разных формах существующих практически с момента его открытия в 1988 г., хорошо известны.

- все 12 морских месторождений, открытых за последние 10 лет, расположены на глубинах моря до 35 м и на сравнительно небольших расстояниях от берега;

- помимо технической доступности открытия последних 10 лет имеют инвестиционно привлекательную структуру запасов: извлекаемые запасы 11 из них превышают 40 млн. т н.э., 5 из них – 200 млн. т н.э., 1 из них – 500 млрд. м³, доля жидких УВ в структуре их суммарных запасов составляет 28.4 %.

Выбор недропользователей с очевидной ориентацией на выявление и первоочередное освоение наиболее доступных месторождений морской периферии России, расположенных на минимальных глубинах моря и на минимальном расстоянии от берега, является одним из оснований для выделения ее прибрежного мелководья в качестве зоны наибольшей доступности. По сравнению с глубоководными и отдаленными от берега районами акваторий в рамках прибрежной зоны технологии разведки и освоения залежей УВ в целом существенно менее дорогостоящи и гораздо более разнообразны. Разведка и освоение месторождений прибрежной зоны может осуществляться различными способами: со стороны берега – насыпные сооружения, дамбы, эстакады, наклонное бурение (Азовское, Карское моря); с островов – естественные или искусственные острова (море Бофорта); со стороны моря – плавучие буровые установки и эксплуатационные платформы (Балтийское, Печорское, Охотское, Каспийское моря), либо путем комбинации различных способов (Охотское море), что позволяет достигать максимальной эффективности при минимизации затрат. Месторождения прибрежной зоны наиболее рациональным образом могут интегрироваться в инфраструктуру прибрежных территорий, допуская танкерный вывоз добываемого УВ сырья, транспортировку его на берег по подводному трубопроводу и комбинации разных способов транспортировки. Все шесть разрабатываемых в настоящее время морских месторождений России связаны с прибрежными территориями либо эксплуатационной (разработка наклонными скважинами с берега), либо транспортной (поставка добываемого УВС на берег) инфраструктурой.

ПЛАНЫ ОСВОЕНИЯ И ПРОБЛЕМЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

Планирование и программирование изучения и освоения морской базы УВС России осуществляется на нескольких уровнях.

Федеральный уровень. Разработаны проекты Концепции и Стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России, а для их реализации – проект программы геологоразведочных работ и недропользования.

Региональный уровень. Разработаны проекты программ комплексного изучения и освоения ресурсов и запасов УВС для двух крупных регионов России – 1) Северо-Запада, 2) Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая сопредельные акватории Балтийского, Белого, Баренцева, Печорского, Берингова, Охотского, Японского морей.

Субрегиональный уровень. Недропользователями разработаны программы изучения и освоения шельфа Сахалина – проекты «Сахалин 1-6», российского сектора Каспийского моря – ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневожскнефть», полуостровов Ямал, Гыдан и сопредельных акваторий Карского моря – ОАО «Газпром».

Лицензионные участки. Их изучение и освоение определяются лицензионными соглашениями, в рамках которых разрабатываются зональные проекты – для нескольких площадей в пределах лицензионного участка и групповые проекты – для группы скважин в пределах отдельных площадей.

Планирование и программирование широкомасштабного процесса освоения морской базы УВС России с целью поддержания, тем более – увеличения неизбежно снижающихся в ближайшем будущем уровней нефтегазодобычи на ее территориях, безусловно, должно осуществляться на всех уровнях: от недропользователя – до Федерации. И этот процесс, безусловно, должен иметь системный и скоординированный на всех уровнях характер, что пока не свойственно вышеобозначенному перечню разноуровневых программных документов.

Государственные программы находятся в стадии проектов, которые рассматриваются и обсуждаются, но при этом не утверждаются в качестве официальных документов, имеющих обязательную силу для всех участков процесса недропользования на акваториях России. На уровне Федерации планируются чрезвычайно высокие, беспрецедентные темпы и объемы широкомасштабного процесса нефтегазодобычи на морях России, осуществляемого, главным образом, за счет инвесторов и недропользователей, т.е. внебюджетных средств, не подлежащих государственному управлению. Необходимые для развертывания широкомасштабного процесса морской нефтегазодобычи законодательно-правовые, организационные, экономические, технологические условия пока не созданы и, следовательно, реальные механизмы реализации намерений Федерации практически отсутствуют и не обеспечиваются обозначившимися к настоящему времени планами недропользователей.

В настоящее время недропользование на морях России фактически осуществляется на основе заявительного, а не системного принципа, поскольку системным образом подготовленные проекты программ до сих пор не работают. Отсутствуют реально подготовленные формы организации планирующегося широкомасштабного процесса морской нефтегазодобычи, с помощью которых государство могло бы системным образом его ориентировать в необходимом направлении, регламентировать, контролировать, регулировать и координировать в разных регионах страны.

Существует традиционно сложившийся разрыв между территориями и акваториями России. Ресурсы УВС для них оцениваются отдельно; отдельно учитываются государственными балансами запасы месторождений; отдельно разрабатываются программы недропользования. С увеличением объемов морской нефтегазодобычи и расширением ее географии этот разрыв будет неизбежной усиливающейся помехой, поэтому необходимо заблаговременное его преодоление. Этот процесс уже идет по ряду направлений: технологическое преодоление – это использование специальных технологий изучения мелководных зон транзитного перехода «суша-море» и комбинированных технологий их освоения – со стороны берега и со стороны моря; законодательное преодоление – разработка проекта Берегового Кодекса РФ (2001 г., ООО «КЕ Ассоциация»), предусматривающего особое законодательство в береговой зоне по обе стороны береговой линии. Но процесс преодоления должен быть более многоплановым и комплексным.

В практике морской нефтегазодобычи существует понятие – «ранняя добыча», когда освоение начинается еще до обустройства основной технологической схемы с использованием более простых технологий. В частности, на ранней стадии освоения месторождений, расположенных близко от берега, используются технологии наклонного бурения с берега. Современное состояние процесса морской нефтегазодобычи России, суммарный объем которой на 01.01.2006 г. составил 38.1 млн. т н.э., можно уподобить «ранней добыче», осуществляемой по заявительному принципу. Для перехода к широкомасштабному освоению необходимо создание и практическая реализация уже основной организационной формы, базирующейся на системном принципе.

ЦЕЛЕВАЯ ОЦЕНКА И ЦЕЛЕВОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ – ОСНОВЫ СИСТЕМНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Задачей официальной оценки ресурсов УВС морей России является прогноз и учет всей их совокупности по всей площади нефтегазоперспективных акваторий. В рамках элементов сплошного нефтегеологического районирования, выделяемых естественно-геологическими границами, НСР распределяются в соответствии с прогнозируемыми значениями их

плотностей. Крайне неравномерно изученные акватории России обладают огромными ресурсами УВС и одна из основных задач планирования системного недропользования в их пределах заключается в определении очередности их освоения, обосновании приоритетных и первоочередных объектов, поскольку процесс освоения будет длиться десятки лет. Поэтому официальная оценка ресурсов УВС акваторий России в рамках сплошного дискретного районирования должна, на наш взгляд, дополняться их дискретной целевой оценкой в рамках объектов, выделяемых как естественно-геологическими границами, так и целевыми границами негеологической природы.

Задачей целевой оценки является выделение только тех составляющих морского потенциала УВС, которые могут рассматриваться как наиболее существенные, значимые и осваиваемые в первую очередь. Целевая оценка выполняется на основе официальной с использованием результатов анализа как отечественного, так и гораздо более разнообразного мирового опыта морских нефтегазопроисковых и добычных работ.

Наиболее существенная и рентабельная для освоения часть морских ресурсов УВС сосредоточена в *крупнейших месторождениях*, уровень концентрации морских запасов России на которых чрезвычайно высок. Анализ еще неразведанной и большей части НСР морей России с точки зрения мирового опыта и нефтегеологических условий вмещающих их осадочных бассейнов позволяет с высокой степенью вероятности ожидать открытия в их пределах десятков крупнейших месторождений, включая гигантские и уникальные. Но, как показывает отечественный опыт, даже гигантские и уникальные месторождения газовых и газоконденсатных по составу месторождений на арктическом шельфе не привлекают отечественных недропользователей и освоение их явно не является первоочередной задачей недропользования на морях России. Тем более, что у отечественных недропользователей есть возможность выбора. Другим, помимо величины запасов, т.е. крупности, критерием выбора является наличие *жидкие УВ* в структуре запасов морских месторождений.

Как уже было показано ранее, отечественные недропользователи вполне успешно воспользовались этим выбором, оставив за пределами распределенного фонда лишь 0.9 % запасов нефти кат. С₁ и 2.6 % кат. С₂. Тем более, что больше половины оцененных на сегодня морских запасов нефти (53.2 %) было обеспечено открытиями последних 10 лет, когда поисковые и разведочные работы выполнялись за счет средств недропользователей. Особенностью нефтенакпления в пределах морей России является то, что большая часть ее запасов (63.1 %) связана с нефтегазоконденсатными месторождениями азиатских и европейских акваторий и сугубо нефтяных месторождений (36.4 %) – только европейских акваторий.

Помимо величины и фазовой структуры запасов морских месторождений, весьма значимыми факторами освоения является их пространственное положение.

Во-первых, положение относительно других месторождений. Преимущественным является положение в пределах зональных скоплений пространственно сближенных месторождений – *зон нефтегазонакопления*, что обеспечивает более обоснованную и достоверную оценку локализованных ресурсов отдельных месторождений, более рациональное и эффективное освоение их запасов в рамках единой зональной инфраструктуры.

Во-вторых, положение относительно поверхности воды, т.е. глубина моря – один из основных факторов осложнения и удорожания морской нефтегазодобычи. Наиболее мелководная часть морской периферии России – *транзитная зона* с глубинами моря 0-20 м.

В-третьих, положение относительно береговой линии. Преимущественным является более близкое положение относительно береговой линии, чем, как правило, обеспечиваются и меньшие глубины моря. Сочетание минимального удаления от берега и минимальных глубин моря в зоне прибрежного мелководья обеспечивает максимально выгодные условия освоения морских месторождений, что и подтверждается выбором отечественных недропользователей.

Помимо выбора недропользователей существуют задачи изучения и освоения морских ресурсов УВС, которые должны обеспечиваться государством. Одна из этих задач – обеспечение внешних морских границ России; другая, напротив, сугубо внутренняя – обеспечение социально-экономического развития прибрежных территорий ее приморских субъектов.

В 9-ти из 14 морей, омывающих территорию России, существуют в разных формах, степени конфликтности и разрешенности вопросы делимитации водного пространства и ресурсов морского дна в районах *приграничных акваторий*. Для их решения наиболее выгодным для России образом необходимо их внеочередное изучение и, может быть, освоение, руководствуясь при этом не только исключительно экономическими соображениями.

Наилучшим решением второй задачи является размещение части инфраструктуры морской нефтегазодобычи на прибрежных территориях, создание новых рабочих мест.

Преимущество России перед другими государствами Мира заключается не только в обладании самым большим морским УВ потенциалом, но и в том, что даже несмотря на суровые условия его локализации, существует возможность широкого выбора направлений, объектов и сценариев его освоения. Успешное решение проблемы выбора наиболее

рациональных и эффективных направлений, объектов и сценариев возможно лишь на пути интеграции интересов всех участников процесса морской нефтегазодобычи – Федерации, ее приморских субъектов, инвесторов, недропользователей.

Выбор отечественных недропользователей недвусмысленно свидетельствует о том, что наиболее существенными, инвестиционно привлекательными качествами месторождений, отбираемых для разработки, являются: величина и фазовая структура их запасов, глубина моря и положение месторождений относительно береговой линии. Федерация дополнительно обеспечивает дискретное зональное районирование акваторий с выделением зон нефтегазонакопления – объектов, с которыми связана большая часть морских ресурсов УВС, включая крупнейшие месторождения и жидкие УВ; объектов, площадь которых при этом соизмерима с площадью лицензионных участков. Прерогативой Федерации является также решение вопросов приграничных акваторий и обеспечение условий социально-экономического развития прибрежных территорий.

Таким образом, анализ результатов мирового и отечественного опыта морских нефтегазопроисловых и добычных работ позволяет достаточно определенно выделить те составляющие морского УВ потенциала России, которые являются первоочередными или внеочередными для изучения и освоения, а именно: наиболее существенная его составляющая – крупнейшие месторождения; наиболее инвестиционно привлекательная его составляющая – жидкие УВ; наиболее доступная для освоения его составляющая – прибрежное мелководье; наиболее компактная и прогнозируемая его составляющая – зоны нефтегазонакопления; наиболее значимая для укрепления морских границ России его составляющая – приграничные акватории [Новиков, 2004; Новиков, 2005а, 2005б, 2005в; Новиков, 2006].

Месторождения, локальные структуры и объединяющие большую их часть зоны нефтегазонакопления – это объекты локального и зонального уровней, выделяемые естественно-геологическими границами и являющиеся элементами дискретного, то есть выборочного районирования. Зона прибрежного мелководья и приграничные акватории – это объекты изначально выделяемые целевыми границами и являющиеся элементами непрерывного, то есть сплошного районирования, в границах которых в дальнейшем производится дискретное районирование.

ЦЕЛЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА АКВАТОРИЯХ РОССИИ

Во ВНИГРИ организационно оформленные направления изучения геологии и прогноза нефтегазонаосности акваторий России и Мира развиваются с 1972 г. Разработка основ и

практическая реализация системно-целевого подхода к оценке морских ресурсов УВС ведется в последние годы по всем вышеобозначенным целевым направлениям.

Крупнейшие месторождения

Во ВНИГРИ в течение ряда лет выполняются исследования по трем независимым методическим направлениям прогноза крупнейших месторождений УВ: на бассейновом уровне – нормативно-имитационное моделирование оцененных ресурсов нефти и газа, аналоговое структурирование; на внутрибассейновом уровне – зональное районирование [Белонин, Новиков, 2001; Белонин, Новиков, Соболев, 2001; Зоны нефтегазонакопления..., 2002; Belonin, Novikov, 2003; Закономерности размещения..., 2004; Маргулис, Маргулис Л., Таныгин, 2004; Маргулис, 2006; Новиков, Соболев, 2006]. В основе этих направлений – закономерности распределения ресурсов нефти и газа оцениваемых бассейнов по классам крупности месторождений, закономерности распределения крупнейших месторождений УВ в планетарной системе нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на бассейновом и внутрибассейновом уровнях.

В рамках последней разработки ВНИГРИ совместно с ИГНГ СО РАН по этому вопросу (2005 - 2006 гг.) был выполнен обзор и охарактеризованы крупнейшие месторождения, открытые в мировой системе НГБ, установлены их распределение по крупности и фазовому составу, а также особенности размещения выявленных на сегодня 834 значительных локальных скоплений УВ.

Впервые проведена систематизация крупнейших месторождений России. Месторождения с минимальными извлекаемыми запасами 60 млн. т нефти или 75 млрд. м³ газа – всего 196 объектов, составляющие 24 % мирового сообщества скоплений этого класса, установлены в 9 нефтегазоносных провинциях (НГП); 27 месторождений открыты на шельфах западно-арктических и дальневосточных морей, на акватории Каспийского моря.

Для прогноза крупнейших месторождений на территориях и акваториях России предложено два направления: геолого-статистическое и вероятностное. Поэтапная схема прогноза, по-существу, единая для двух названных направлений, включает: анализ состояния открытых и определение полного и перспективного числа крупнейших месторождений в оцениваемом НГБ; выбор и обоснование эталонных и прогнозных участков – базовых элементов в составе НГБ; прогноз присутствия, крупности и оценку вероятности обнаружения крупнейших локальных объектов в районах и зонах их ожидаемого расположения; оценку их фазового типа; обоснование направлений, видов и объемов геологоразведочных работ в наиболее перспективных участках ожидаемого присутствия крупнейших месторождений.

Выполненные работы показали возможность дальнейших крупных открытий на шельфах по крайней мере в пяти нефтегазоносных провинциях России – Баренцево-Карской, Тимано-Печорской, Каспийской, Охотской и в Южно-Карском регионе. Обоснованы возможность открытия и конкретные местоположения 28 крупных месторождений в нераспределённом фонде недр отечественных акваторий. Среди возможных открытий 19 – крупных, шесть – гигантских и три – уникальных месторождения.

Таким образом, в нераспределённом фонде находятся 12 уже открытых крупных месторождений и 28 крупных прогнозируемых объектов; в совокупности они могут концентрировать почти 1 млрд. извлекаемых запасов нефти и около 7,0 трлн. м³ газа.

В северо-западной Арктике на шельфовом продолжении Тимано-Печорской НГП зоны нефтегазонакопления характеризуются значениями геологических ресурсов от 360 до 1063 млн. т н. э. В терригенных и карбонатных резервуарах палеозойского и верхнепалеозойско-мезозойского возраста здесь достаточно уверенно прогнозируется присутствие крупных и, возможно, даже одного гигантского месторождения нефти. Первоочередными для поисков являются Русская, Мадачагская и Рахмановская зоны нефтегазонакопления.

Продолжение открытий крупных и гигантских месторождений газа и газоконденсата следует ожидать в многочисленных крупных зонах углеводородонакопления Баренцева моря, а также Южно-Карского региона – в пределах шельфовых районов Баренцево-Карской и Западно-Сибирской провинций.

На северо-восточном шельфе о-ва Сахалин, где извлекаемые ресурсы нефти составляют около 800 млн. т, установлено значительное число крупных зон нефтегазонакопления, в составе которых прогнозируется открытие двух крупных месторождений нефти и 5 – 7 крупных месторождений газа в миоценовых поровых и трещинно-поровых коллекторах. Открытие крупных месторождений в первую очередь предполагается в Айяшской, Мынгинской, Шмидтовской и Центрально-Пограничной зонах.

В пределах западно-камчатского шельфа, где в кайнозойском комплексе с геологическими ресурсами до 4,0 млрд. т н.э. очерчено 16 зон углеводородонакопления, прогнозируется присутствие 6 – 8 крупных месторождений. Три из них, главным образом в северных зонах шельфа, видимо являются преимущественно нефтяными с ожидаемыми запасами до 80 млн. т.

Выполненный прогноз касается только части возможных к открытию крупнейших морских месторождений УВ, поскольку были оценены значительные по площади, но всё же только наиболее изученные и перспективные районы акваторий. Среди 834 крупных и

уникальных месторождений Мира морские объекты насчитывают 40 – 42 %, тогда как в нефтегазоносных провинциях России открытые крупнейшие морские месторождения составляют пока только 14 % их общего числа. Учёт данных обстоятельств, несомненно, оптимизирует перспективы дальнейшего выявления крупнейших скоплений нефти и газа на акваториях России.

Впервые в практике научных исследований составлен Кадастр выявленных в Мировом и прогнозируемых в России крупнейших месторождений нефти и газа. Он не только создает целостное представление о современном состоянии разведанности недр континентов и океанов, но и придает системность в анализе богатейшего фактического материала при разработке поисковых признаков и прогнозе новых крупнейших месторождений нефти и газа на территориях и акваториях морей России.

Назначение перечня из 834 крупнейших месторождений Мира, включая их фазовые типы, возраст и глубины залегания нефтегазоносных комплексов, распределение их по классам крупности, нефтегазоносным провинциям и бассейнам, состояло в систематизации богатого фактического материала с целью последующего выполнения анализа и выявления общих закономерностей их размещения в земной коре, а также реального использования материалов по сопредельным зарубежным областям и районам для прогноза месторождений России. Такие сопоставления широко применялись практически во всех регионах России для определения поисковых признаков и прогноза крупнейших месторождений УВ.

Перечень 196 крупнейших месторождений России включает две категории показателей, взаимодополняющих друг друга. Первая категория – это начальные разведанные запасы крупнейших месторождений, класс крупности которых определялся по запасам АВС₁; по акваториям, в силу их меньшей изученности и меньшей разведанности самих месторождений, – с учетом предварительно разведанных запасов С₂.

Вторая категория, кроме глубины залегания и величины запасов, включает основные свойства флюидов (плотность, содержание серы в нефти, тяжелых УВ в газе) и некоторые пластовые термобарические характеристики (пластовые температуры и давления), которые в дальнейшем использовались для оценки региональных условий формирования крупнейших месторождений, а также для формирования представлений о вероятном качестве углеводородного сырья.

Особую самостоятельную ценность представляет впервые составленный для территорий и акваторий России перечень из 82 прогнозируемых крупнейших месторождений в том числе 53 месторождений в нераспределенном фонде недр. Он включает характеристики крупности, фазового состава, географического положения или координаты

конкретных прогнозируемых в структурных и неструктурных ловушках месторождений нефти и газа, а также базовых элементов прогноза (районов и зон нефтегазоаккумуляции) в ресурсном выражении.

Таким образом, приведенные в Кадастре данные дают достаточно полное представление о реальном и перспективном значении крупнейших месторождений в процессе воспроизводства УВС России; они могут служить основой планирования геологоразведочных работ на нефть и газ на ближайшую и отдаленную перспективу и уточнения ближайших и перспективных программ лицензирования.

Жидкие УВ

В оценке морских ресурсов УВС России самым сложным и неоднозначным вопросом является определение фазовой структуры ресурсов и прогноз крупнейших морских месторождений жидких УВ. Это обусловлено неоднородной и в целом недостаточной изученностью российских акваторий, а также влиянием первых открытий на арктическом шельфе, имеющих подавляюще газоносный характер.

В этой ситуации в качестве наиболее объективного арбитра может быть использован мировой опыт нефтегазопроисковых работ, тем более значимый, что большая часть мировых извлекаемых запасов УВС уже разведана и основные закономерности размещения крупнейших месторождений, в которых сосредоточен подавляюще значительный их объем, известны. Сопоставление фазовой структуры прогнозных ресурсов УВС российских акваторий с мировым опытом нефтегазопроисковых работ целесообразно выполнить на нескольких уровнях.

- В структуре извлекаемых запасов около 3 000 морских месторождений Мира (без России) доля нефти составляет 54 %, и это реальное соотношение нефть/газ на большей части площади (79 %) мирового континентального шельфа. Россия обладает самым обширным континентальным шельфом, площадь которого составляет 21 % суммарной площади шельфа Мирового океана. Это достаточно представительная часть мирового континентального шельфа в целом для того, чтобы характер ее нефтегазоносности не отличался бы коренным образом от характера нефтегазоносности целого, тогда как прогнозируемое для российского шельфа соотношение нефть/газ (15%/85 %) вряд ли можно характеризовать иначе, как коренное отличие.

- В структуре начальных извлекаемых ресурсов нефтегазоносных территорий России, сопоставимых по площади с сопредельными российскими акваториями, но существенно более разведанных, доля жидких УВ составляет 37.0 % и эти прогнозные оценки уверенно

подтверждаются реальными открытиями: в структуре начальных извлекаемых запасов территорий России доля жидких УВ составляет 36.6 %. Причем большая часть нефтегазоносных территорий и акваторий России являются элементами единых прибрежно-морских бассейнов, но в мире нет примеров столь резкого изменения характера нефтегазоносности при переходе «суша-море» в рамках крупных регионов и целостных осадочных бассейнов.

- Общеприняты представления о повсеместном возрастании газоносности недр от суши к морю по мере увеличения глубин моря. В действительности, изменения соотношений нефть/газ при переходе «суша-море» имеют далеко неоднозначный и разнонаправленный характер в различных регионах мира. Более объективным, на наш взгляд, является анализ изменений соотношений нефть/газ на планетарном профиле «континент-океан» для гигантских месторождений УВ [Белонин, Новиков, 2001; Белонин, Новиков, Соболев, 2001; Belonin, Novikov, 2003; Новиков, Соболев, 2006]. Сопоставление наземных НГБ (только территории – континентальный фланг профиля), прибрежно-морских НГБ (территории и акватории по обе стороны береговой линии – центральная часть профиля) и собственно морских НГБ (только акватории – океанический фланг профиля) показывает, что резко повышенной газоносностью отличаются бассейны континентального и океанического флангов профиля. А в центральной его части в рамках прибрежно-морских бассейнов формируется большая часть и газовых, и нефтяных гигантов, включая подавляющее количество уникальных месторождений. При этом в центральной части профиля количество нефтяных гигантов почти вдвое превышает количество газовых, тогда как на континентальном и океаническом флангах профиля имеют место обратные соотношения. Россия же обладает не только самым обширным в мире континентальным шельфом, но и самой обширной в мире системой прибрежно-морских бассейнов – целостных образований, расположенных по обе стороны береговой линии.

На бассейновом уровне наиболее выразительным и близким для нас примером возникновения и последующей эволюции предвзятой прогнозной оценки стало Северное море, являющееся акваториальной частью единого Центральноевропейско-Североморского прибрежно-морского мегабассейна.

После открытия в 1959 г. газового гиганта Гронинген на побережье первоначальный прогноз о преимущественной газоносности Северного моря убедительно подтвердился результатами первого периода морских работ (1961 - 1966 гг.), благодаря которым было открыто 4 крупных газовых месторождения, в т.ч. крупнейшее на то время морское газовое

месторождение Леман (330 млрд. м³). Работы второго периода (1966 - 1969 гг.) как будто бы еще более убедительно подтвердили первоначальный прогноз и доказали подавляющую газоносность Северного моря, в силу чего многие компании стали сворачивать здесь активную деятельность и уводить буровые платформы в другие районы.

Совершенно неожиданное, случайное и непрогнозируемое открытие нефтяного гиганта Экофиск в 1969 г. ознаменовало начало третьего периода освоения Северного моря. Работающие здесь компании стали активно пересматривать геологическую информацию по своим участкам, проводить целевые работы и – открытия нефтяного ряда последовали одно за другим. Первоначальный прогноз был бесповоротно опровергнут и в итоге соотношение нефть/газ в структуре извлекаемых запасов Северного моря оказалось примерно равным.

Особенностью изучения и освоения УВ потенциала Северного моря – помимо неадекватной ресурсной оценки – стало и то обстоятельство, что его акватория была поделена на сектора – соответственно принадлежности прибрежным государствам, а сектора, в свою очередь, – на лицензионные блоки и участки. Таким образом, фрагментация целостного прибрежно-морского осадочного мегабассейна сделала невозможной, да как будто бы и ненужной его адекватную целостную оценку. Будь она выполнена на сегодняшнем уровне знаний, можно было бы уверенно предполагать наличие крупных месторождений, в т.ч. и нефтяного ряда в недрах Северного моря, даже не зная детально его геологическое строение. А в рамках отдельных секторов, блоков и участков недропользователи долгое время не могли найти достаточных геологических оснований для прогноза крупных нефтяных скоплений, пока их не подтолкнуло к этому случайное открытие Экофиска.

Для опровержения первоначального прогноза понадобилось пройти более 200 морских скважин. Последовавшие вслед за этим многочисленные открытия нефтяного ряда были обусловлены, по существу, двумя основными обстоятельствами: 1 – уверенностью в том, что крупные нефтяные скопления в недрах Северного моря реально существуют; 2 – организацией морских работ, нацеленных на их выявление.

История изучения и ресурсной оценки Баренцева моря в точности повторяет историю изучения и ресурсной оценки Северного моря на ее первых двух этапах. Целостная прибрежно-морская осадочная мегасистема, не получая адекватной целостной оценки, фрагментируется с выделением отдельных частей: норвежский сектор Баренцева моря; российский сектор Баренцева моря; зона спорной юрисдикции Норвегии и России между двумя секторами; подводное продолжение Тимано-Печорской провинции в пределах акватории Печорского моря; наземная часть Тимано-Печорской провинции. Каждая из этих

частей оценивается самостоятельно, а оценка слабо разведанных акваторий также как и в Северном море в значительной мере предопределяется характером первых открытий.

Тимано-Печоро-Баренцевоморский прибрежно-морской осадочный мегабассейн приурочен к узлу пересечения двух планетарных поясов нефтегазонакопления: меридионального (на сопряжении Европы и Азии) и циркумарктического, в недрах которого сосредоточена основная часть неразведанных еще мировых ресурсов нефти и газа. Результатом пересечения первого из этих поясов со Средиземноморским широтным поясом является мегабассейн Персидского залива. Сочетание параметров арктического мегабассейна и его геоструктурной позиции позволяет относить его к числу наиболее богатых нефтегазоносных провинций мира, что отчасти уже подтверждается сделанными здесь открытиями. В соответствии с мировым опытом нефтегазопроисковых работ подавляюще большая часть его неразведанных ресурсов должна быть локализована в значительном количестве гигантских и уникальных месторождений, содержащих запасы как газа, так и нефти.

В НГБ Персидского залива подавляюще большая часть запасов сосредоточена на 127 крупных месторождениях. В свою очередь, в структуре суммарных запасов крупных месторождений доля 14 самых крупных ($> 2\,000$ млн. т н.э.) составляет 66.8 %, а доля 45 месторождений крупнее 500 млн. т н.э. – 90.7 %. Самыми крупными месторождениями, намного превосходящими все остальные, являются газовое месторождение Южный Парс – Северный купол (25 000 млрд. м³) и газоконденсатное месторождение Северное (14 400 млн. т н.э.). Как показывает североморской опыт, для возможного открытия крупнейших месторождений нефти в арктическом мегабассейне необходимо, по крайней мере, сочетание трех обстоятельств: 1 – обретения уверенности в том, что они вполне вероятны; 2 – определение районов их наиболее вероятной приуроченности; 3 – целевая организация работ по их выявлению.

В соответствии с оценкой на 01.01.2002 г. доля извлекаемых ресурсов нефти в пределах российского сектора акватории Баренцева моря составляет 2.5 % суммарных извлекаемых ресурсов. Величина извлекаемых запасов крупнейшего нефтяного месторождения, рассчитанная с использованием имитационных технологий на основании этой оценки, не превысит 45 млн. т. (по данным Ю.В. Подольского, 2005). Поскольку освоение даже крупнейшего из возможных, соответственно этому прогнозу, месторождений в условиях Баренцева моря вряд ли будет рентабельным, то подобная оценка не дает никаких оснований для организации и проведения здесь широкомасштабных работ, нацеленных на открытие месторождений нефти.

Такие основания дает оценка его ресурсов с использованием мирового опыта нефтегазопроисковых работ, что отчасти уже подтверждается выше обозначенными тенденциями изменений прогнозной структуры ресурсов и реальной структуры запасов на акваториях России, а также непредвзятым анализом геологических условий в недрах оцениваемых акваторий [Маргулис, Маргулис Л., Таныгин, 2004].

По нашим оценкам сегодня есть основания для увеличения доли жидких УВ в структуре НСР_{извл.} акваторий России в рамках официальной оценки до 19.0 %. В абсолютном выражении это увеличение составит порядка 1.5 млрд. т, главным образом, за счет Баренцева, Карского, восточно-арктических и Каспийского морей.

Зоны нефтегазонакопления

Особенностью развития методики зонального прогноза во ВНИГРИ стало использование ее применительно к морским окраинам континентов [Разведочный потенциал, 2003; Григоренко, 2006]. В основе зонального прогноза на морях России – результаты изучения и анализа почти 500 зон доказанного нефтегазонакопления в хорошо разведанных нефтегазонасыщенных бассейнах мира. Результаты анализа мирового опыта и его применения на российских акваториях представлены в монографии «Зоны нефтегазонакопления окраин континентов» [2002] авторов М.Д. Белонина, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулиса и др.

На акваториях Балтийского, Печорского, Карского (южная часть), Охотского и Каспийского морей выделено более 120 зон нефтегазонакопления; оценены геологические ресурсы 109 зон, составляющие в совокупности около 40 млрд. т н.э.; в 29 из них открыты месторождения нефти и газа; определены наиболее перспективные и первоочередные для освоения зоны нефтегазонакопления.

Помимо очевидного прогностического значения зоны нефтегазонакопления являются важным элементом освоения, т.к. разработка расположенных рядом месторождений на основе единой инфраструктуры является наиболее рациональной и эффективной. Зоны нефтегазонакопления, протягивающиеся с побережья на акватории морей и приуроченные к их мелководным участкам, являются важным элементом прогнозной оценки транзитного перехода «суша-море».

Транзитная зона

Одним из главных условий, определяющих возможность и очередность освоения морского УВ потенциала, является глубина моря. В расчете на современные технологии технически недоступной на сегодняшний день считается значительная часть ресурсов глубоководных российских акваторий. Одной из устойчивых тенденций мировой нефтегазодобычи является неуклонное увеличение затрат на освоение глубоководных

ресурсов УВ. России, только начинающей широкомасштабное освоение своего морского УВ потенциала, нет необходимости следовать общемировой тенденции, поскольку она обладает не только самым обширным континентальным шельфом, но и самой обширной системой прибрежно-морских НГБ и, соответственно, самой обширной мелководной зоной транзитного перехода «суша-море» – наиболее доступной для освоения его частью [Белонин, Григоренко, Новиков, 2003; Новиков, Григоренко, 2003; Белонин, Новиков, 2004; Новиков, 2004; Новиков, Григоренко, 2004; Соболев, 2004].

Уникальная по протяженности и площади зона транзитного мелководья акваторий России с глубинами моря до 20 м по своим совокупным параметрам может быть сопоставима с крупной и богатейшей нефтегазоносной провинцией: площадь нефтегазоперспективная – свыше 630 тыс. км², НСР_{извл.} – порядка 30 млрд. т н.э., то есть около четвертой части всего морского УВ потенциала России. На сегодняшний день в транзитной зоне открыто 9 прибрежно-морских и 19 собственно морских месторождений, причем 13 из них относятся к категории крупных с извлекаемыми запасами более 60 млн. т н.э.; еще 10 месторождений открыто в прилегающей зоне с глубинами 20 - 50 м; за пределами изобаты 50 м открыто 9 месторождений. Все разрабатываемые и подготовленные к промышленному освоению морские месторождения приурочены к глубинам моря до 50 м. Единственное исключение – Штокмановское месторождение и это единственное из месторождений за пределами изобаты 50 м, которое находится в распределенном фонде.

Мелководная транзитная зона характеризуется комплексом специфических свойств, отличающих ее от более глубоководных районов акватории:

- относительная доступность освоению, обуславливаемая сочетаниями минимальных глубин моря и минимального расстояния от берега;
- нефтегеологическая специфичность зоны транзитного перехода «суша-море», обуславливаемая трансформацией здесь наземного структурно-тектонического плана – в морской и сопровождаемая изменениями условий нефтегазонакопления;
- специфичность методики ее ресурсной оценки в рамках объектов, выделяемых целевыми, а не естественно-геологическими границами;
- специфичность условий, технологий, организации изучения и освоения прибрежных акваторий, транспортировки добываемого здесь УВС;
- специфичность комплекса современных процессов, природно-климатических и экологических условий береговой зоны на стыке суши и моря;
- специфичность правового режима недропользования прибрежных акваторий, включающих внутренние морские воды и территориальное море.

Ориентация недропользователей на освоение морских месторождений малых глубин, расположенных вблизи от берега, обуславливает выделение мелководной зоны транзитного перехода «суша-море» в качестве объекта первоочередного освоения морского УВ потенциала России. Вместе с тем, транзитное мелководье изучено крайне неравномерно и его первоочередное изучение необходимо как для выявления новых, наиболее доступных для освоения морских месторождений, так и для ликвидации информационного зазора между наземной и морской сетями наблюдений. Исследования в этом направлении ведутся во ВНИГРИ с 1999 г. В 2002 г. была проведена первая научно-практическая конференция по этому вопросу: «Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России» [Белонин, Новиков, 2004; Соболев, 2004]. В 2005 - 2006 гг. выполнялись исследования по оценке перспектив нефтегазоносности мелководья арктических морей России, были выделены главные районы, зоны и локальные объекты нефтегазонакопления, обоснованы предложения к постановке дальнейших работ на нефть и газ в их пределах.

Вовлечение в первоочередную разработку ресурсов прибрежной транзитной зоны – это первоначальный этап, создающий прибрежный плацдарм, необходимый для широкомасштабного освоения УВ ресурсов морской периферии России.

Транзитное мелководье – важнейший элемент будущих прибрежно-морских центров нефтегазодобычи, призванных объединить на единой инфраструктурной основе процессы добычи, транспортировки, хранения и переработки УВС сырья месторождений прибрежных вод и побережий [Белонин, Григоренко, Новиков, 2004]. Именно здесь может быть обеспечен с наибольшей эффективностью приоритет отечественных недропользователей и морских отечественных технологий, а становление прибрежно-морской нефтегазодобычи будет самым непосредственным образом способствовать социально-экономическому развитию приморских территорий в разных регионах страны.

Приграничные акватории

Среди акваторий 14 окраинных и внутренних морей и Тихого океана, омывающих территорию России, только 5 являются сугубо внутренними. В остальных существуют приграничные акватории, линии делимитации водного пространства и, соответственно, УВ ресурсов морского дна с 10 соседними государствами. Состояние процесса морской делимитации различное: от нейтрального – до спорного, временами – конфликтного. Но в любом случае России необходимо максимально точно оценить ресурсный УВ потенциал своих приграничных акваторий. Содержание понятия «приграничные акватории» пока не определено, но по приблизительным оценкам – это около четверти ее

нефтегазоперспективных акваторий, в недрах которых содержится до четверти ее морского УВ потенциала.

Помимо точной оценки УВ ресурсов приграничных акваторий необходимо обеспечение реального присутствия там России в любых возможных формах: от проведения научных исследований – до разработки месторождений УВ. Регулярное присутствие в районах приграничных акваторий, сотрудничество с сопредельными государствами несомненно будет способствовать укреплению позиций России и утверждению ее в качестве морской нефтегазодобывающей державы.

ПРИБРЕЖНО-МОРСКИЕ ЦЕНТРЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Основными факторами, уже сегодня тормозящими активное развитие процесса морской нефтегазодобычи, и в еще большей мере – в ближайшем будущем, являются:

- действующий сегодня на морях России фактически заявительный, а не системный принцип недропользования;
- обозначившиеся на сегодняшний день планы и возможности недропользователей очевидным образом не способны обеспечить развертывание широкомасштабного процесса морской нефтегазодобычи планируемыми на уровне Федерации значениями ее темпов и объемов;
- Федерацией, со своей стороны, пока не подготовлен комплекс организационных, законодательно-правовых, экономических, технологических и пр. условий, необходимых для обеспечения широкомасштабного процесса морской нефтегазодобычи;
- между акваториями и территориями России традиционно существует разрыв в силу сложившейся практики их отдельной ресурсной оценки, отдельного учета запасов месторождений, отдельного и, как правило, нескоординированного программирования геологоразведочных работ, лицензирования, освоения.

Преодоление негативного воздействия этих проблемных факторов на развитие процесса морской нефтегазодобычи возможно путем организации прибрежно-морских центров (ПМЦ) нефтегазодобычи в разных регионах страны.

Их создание позволит организовать наиболее ресурсоёмкие и подготовленные к освоению районы акваторий и сопредельных прибрежных территорий, включающие крупнейшие месторождения, и жидкие УВ, в единое геологическое пространство с единой ресурсно-геологической и геолого-экономической оценкой, едиными условиями и правилами недропользования. В рамках этого пространства на единой инфраструктурной основе будут разрабатываться прибрежные, прибрежно-морские и морские месторождения.

Для организации и развития ПМЦ необходимы интеграция устремлений и интересов всех участников этого процесса – Федерации, ее приморских субъектов, инвесторов и недропользователей.

Федерация при этом получает возможность системным образом реализовать Концепцию и Стратегию освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России, контролировать и координировать его в разных регионах страны, для чего требуется разработка государственной программы организации и развития ПМЦ. Приморские субъекты получают мощный импульс для социально-экономического развития своих территорий. Инвесторы и недропользователи, наряду с обязательствами и ограничениями, налагаемыми их участием в деятельности ПМЦ, обретают при этом дополнительные права и гарантии, прозрачность и предсказуемость условий их деятельности.

Ресурсная база УВС позволяет обеспечить организацию ПМЦ нефтегазодобычи в пяти приморских федеральных округах России: Северо-Западном, Южном, Уральском, Сибирском и Дальневосточном с включением в их рамки прибрежных территорий 10 приморских субъектов РФ.

В 2004 г. во ВНИГРИ была проведена научно-практическая конференция «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России, в рамках которой рассматривались вопросы организации прибрежно-морских центров нефтегазодобычи в разных регионах России. В настоящее время достаточно определено просматриваются контуры шести ПМЦ нефтегазодобычи [Белонин, Григоренко, Соболев, 1999; Белонин, Григоренко, Новиков, 2004; Маргулис, 2004; Новиков, Соболев, 2004; Grigorenko, 2004; Григоренко, 2005; Григоренко и др., 2006]: Штокмановско-Мурманского (Баренцево море); Печорского (Печорское море); Южно-Карский (Карское море – губы, заливы); Магаданско-Западно-Камчатского (Охотское море); Северо-Сахалинского (Охотское море); Каспийского (Каспийское море).

Составными элементами ПМЦ, помимо собственно морской части, являются прибрежные мелководные зоны транзитного перехода «суша-море» и приморские территории. Суммарные извлекаемые ресурсы шести ПМЦ составляют 38.6 млрд. т н. э., в т.ч. 8.4 млрд. т – жидкие УВ. В структуре этих суммарных ресурсов доля собственно морской части составляет 60 %, транзитной зоны – 24 %, прибрежной суши – 16 %. Два из шести центров приурочены к приграничным акваториям, а все они в совокупности в значительной мере обеспечивают реализацию обозначенных выше приоритетных целевых направлений развития процесса морской нефтегазодобычи в различных регионах России. При благоприятном сценарии развития процесса морской нефтегазодобычи в рамках шести

ПМЦ к 2020 г. могут быть достигнуты уровни совокупной ежегодной добычи нефти 80 млн.т (в т.ч. 50 млн. т – морская нефтедобыча), газа – 225 млрд. м³ (в т.ч. 150 млрд. м³ – морская газодобыча).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ современного состояния морской базы УВС России показывает: реальные открытия подтверждают обоснованность ее высоких прогнозных оценок. Ее ресурсный потенциал, лишь частично разведанный, может обеспечить осуществление самых смелых планов, но для их реализации необходимо сочетание ряда условий. Одно из них – выделение путем целевой оценки приоритетных и первоочередных составляющих морской базы УВС. Это – крупнейшие месторождения, жидкие УВ, зоны нефтегазонакопления, прибрежная зона транзитного мелководья, приграничные акватории. Приоритетные составляющие определяют целевые направления работ по выявлению районов акваторий, где они могут быть реализованы с наибольшей вероятностью и полнотой. В рамках этих наиболее перспективных районов обосновываются и выделяются конкретные объекты их реализации.

Генеральным приоритетным направлением является определение районов акваторий, где организация широкомасштабного процесса морской нефтегазодобычи может быть осуществлена первоочередным, наиболее рациональным и эффективным образом во взаимодействии Федерации, ее приморских субъектов, инвесторов и недропользователей. В рамках прибрежно-морских центров нефтегазодобычи могут быть успешно реализованы целевые приоритетные направления морской нефтегазодобычи – крупнейшие месторождения, жидкие УВ, зоны нефтегазонакопления, мелководно-прибрежные акватории. Организуя их, государство получает реальный инструмент эффективного управления и контроля за процессом морской нефтегазодобычи.

Создание особых зон, в рамках которых Федерация может наиболее рациональным образом организовывать и эффективно контролировать процесс морской нефтегазодобычи в разных регионах страны, соответствует государственной политике в других сферах предпринимательской деятельности – игорном бизнесе, туризме и пр., с той лишь разницей, что выбор данных зон определяется условиями размещения углеводородного сырья на акваториях и прибрежных территориях России.

Литература

Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Новиков Ю.Н. Транзитная зона как ближайший резерв освоения морских углеводородов. //Докл. Международ. форума «Топливо-энергетический комплекс России – региональные аспекты». СПб., 2003. С. 23 - 27.

Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Новиков Ю.Н. Подготовка сырьевой базы в рамках будущих центров морской нефтегазодобычи – генеральное направление развития морской нефтегазовой промышленности России // Докл. междунар. научно-практической конференции «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России». СПб., 2004. С. 8 - 24.

Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтегазовый потенциал северных и дальневосточных морей России и проблемы его освоения / Разведка и охрана недр. 1999, № 2. С. 62 - 65.

Белонин М.Д., Новиков Ю.Н. Месторождения-гиганты: закономерности распределения и возможности прогнозирования // Геология и геофизика, № 11 - 12, 2001. С. 1739 - 1751.

Белонин М.Д., Новиков Ю.Н. Транзитное мелководье морей России – целостный объект федерального уровня в единстве и разнообразии его региональных элементов // Докл. Первой научно-практической Конференции «Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России». СПб.: Недра, 2004. С. 8 - 20.

Белонин М.Д., Новиков Ю.Н., Соболев В.С. Концепция и предварительные результаты прогноза крупнейших месторождений нефти и газа на арктическом шельфе России // Геология нефти и газа. 2001, № 1. С. 3 - 9.

Григоренко Ю.Н. Ресурсные и геолого-экономические аспекты формирования прибрежно-морских центров нефтегазодобычи в России /Техника. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2005.

Григоренко Ю.Н. Крупнейшие зоны нефтегазонакопления западноарктических акваторий – основные объекты воспроизводства запасов нефти и газа в европейской части России / Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика // Сб. материалов Международной научно-практической Конференции. СПб.: Недра, 2006.С. 27 - 35.

Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И. и др. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. / Минеральные ресурсы Российского шельфа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Спец. выпуск. 2006. С. 14 - 21.

Закономерности размещения и особенности прогноза крупных и уникальных месторождений нефти и газа /М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Ю.Н. Новиков, Ю.В. Подольский.// Сб. научн. трудов Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. С. 58 - 64.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов /Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, М.Д. Белонин, В.С. Соболев и др. //Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. 432 с.

Маргулис Е.А. Штокмановско-Мурманский центр газодобычи и его нефтяные возможности // Сб. тез. докл. Научно-практич. конференции «Комплексное изучение и освоение запасов и ресурсов углеводородного сырья северо-западного региона». СПб.: ВНИГРИ, 2004. С. 26 - 28.

Маргулис Е.А. Главные факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления и прогноз крупных газовых месторождений // Сб. докл. межд. научно-практ. конференции «Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ». СПб.: «Недра», 2006. С. 318 - 322.

Маргулис Е.А., Маргулис Л.С., Таныгин И.А. Углеводородные системы Баренцева моря в связи с прогнозом крупных нефтяных месторождений // Сб. тез. докл. международ. научно-практической конференции «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России». СПб.: Недра, 2004. С. 23 - 25.

Новиков Ю.Н. Транзитная зона – объект первоочередного освоения морского углеводородного потенциала России // Сб. докл. научно-практической конференции «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России». СПб.: Недра, 2004. С. 164 - 176.

Новиков Ю.Н. Целевая оценка морского УВ потенциала России – как основа его эффективного освоения. // Труды РАО-2005. СПб., 2005. С. 366 - 371.

Новиков Ю.Н. Морская составляющая нефтегазового комплекса Северо-Запада России: специфика программирования, изучения и освоения // Сб. докл. научно-практич. конференции. СПб.: Недра, 2005. С. 42 - 54.

Новиков Ю.Н., Григоренко Ю.Н. Углеводородные ресурсы транзитной зоны морей России и стран СНГ // Сб. докл. Международного форума «Топливо-энергетический комплекс России и стран СНГ – региональные аспекты». СПб., 2004. С. 45 - 51.

Новиков Ю.Н., Григоренко Ю.Н. Морская составляющая ТЭК России: особенности оценки, изучения и освоения.//Недра России – пути удвоения ВВП. СПб, 2005 г. – С. 67 - 78.

Новиков Ю.Н., Соболев В.С. Сырьевая база Южно-Карского прибрежно-морского центра нефтегазодобычи // Сб. докл. международ. научно-практической конференции «Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России». СПб.: Недра, 2004. С. 74 - 78.

Новиков Ю.Н. Соболев В.С. Геостатический анализ применительно к нефтегеологическому районированию и ресурсной оценке арктических и южных акваторий европейской части России. М.: ООО «Геоинформмарк», 2006. С. 193 - 205.

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

Соболев В.С. Прогнозные ресурсы и перспективы нефтегазоносности транзитного мелководья Восточно-Арктических морей // Сб. докл. Первой научно-практической Конференции «Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России». СПб.: Недра, 2004. С. 226 - 231.

Belonin M.D., Novikov Yu.N. Giant deposits: regularities in distribution and forecast potentialities. – Russian Geology and Geophysics. Vol. 42, no 11, pp, 1646-1657, 2001. Allerton Press, Inc./New York, 2003.

Grigorenko Yu. N. Lokomotive for the Shelf. //Russian petroleum investor. - October 2004. - Vol.XIII. Issue 9. P. 20 - 25.

Новиков Ю.Н., Григоренко Ю.Н. Освоение нефтегазовых ресурсов транзитного мелководья акваторий Северо-Запада России в связи с воспроизводством минерально-сырьевой базы УВ сырья. //Доклад на V Всероссийском съезде геологов. М., 2003.

Новиков Ю.Н. Особенности прогнозной оценки, управления изучением и организации освоения УВ потенциала арктического шельфа // Тез. докл. Международной конференции «Нефть и газ арктического шельфа – 2004». Мурманск, 2004.

Новиков Ю.Н. Целевое районирование арктической подводной окраины России // Тезисы докладов Международной конференции «Нефть и газ Арктического шельфа – 2006». Мурманск, 2006.