

УДК 553.981/.982.2(100)

Новиков Ю.Н.

ФАКТОРЫ, КОНТРОЛИРУЮЩИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КРУПНЕЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАНЕТАРНОЙ СИСТЕМЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ: ПОЛОЖЕНИЕ БАССЕЙНА НА ПРОФИЛЕ «КОНТИНЕНТ-ОКЕАН»

В статье представлено распределение на планетарном профиле «континент-океан» 894 крупнейших месторождения нефти, газа и конденсата с извлекаемыми запасами более 60 млн. т н. э., выявленных в 106 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) Мира. Выделены 4 категории НГБ: континентальный фланг профиля – 38 внутриконтинентальных НГБ, океанический фланг профиля – 16 окраинноокеанических НГБ, центральная часть профиля – 28 межконтинентальных НГБ и 24 окраинноконтинентальных НГБ. Распределение крупнейших месторождений по выделенным категориям НГБ имеет существенно неравномерный, но вполне закономерный характер.

Особенности распределения предлагается использовать в качестве статической основы для прогноза крупнейших месторождений в осадочных бассейнах Мира и России.

Ключевые слова: *крупнейшие месторождения; классы крупности и фазовые типы месторождений; монофазовые и гетерофазовые месторождения, континент; океан; нефтегазоносные бассейны – внутриконтинентальные, межконтинентальные, окраинноконтинентальные, окраинноокеанические; фазовые типы бассейнов.*

МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ И ИНФОРМАЦИОННАЯ ОСНОВЫ РАБОТЫ

В качестве крупнейших мы выделяем наиболее крупные или самые крупные месторождения нефти, газа и конденсата среди всех существующих. При этом определяется только нижнее пороговое значение величины запасов этой категории месторождений без ограничения их максимальной величины. Ранее мы исследовали закономерности распределения гигантских месторождений – с извлекаемыми запасами не менее 100 млн. т н. э. – месторождений [Новиков, 1996, 1999, 2000; Белонин, Новиков, 2001; Белонин, Новиков, Соболев, 2001]. В последних работах [Новиков, 2006а, 2006б], также как и в настоящей, к категории крупнейших мы относим месторождения с извлекаемыми запасами более 60 млн. т н. э., что отвечает нижнему пороговому значению величины запасов класса крупных месторождений нефти в соответствии с «Временным положением об этапах и стадиях ГРП на нефть и газ» (Приказ МПР РФ №126 от 07.02.2001 г). Запасы крупнейших месторождений оцениваются только в извлекаемой категории, а величина запасов определяется совокупностью всех представленных в их структуре разнофазовых составляющих – нефти, газа и конденсата.

Планетарный профиль «континент-океан» является понятием собирательным и условным. Вместе с тем, этот условный профиль отвечает вполне конкретным элементам всех шести современных континентов и четырех океанов, а также Тетис и Уральского палеоокеанов, представленных в современной структуре земной коры средиземными морями – реликтовыми и новообразованными. Крайними точками профиля являются: вершина горы Эверест (+8848 м) – дно Марианской впадины (-11022 м). В почти двадцатикилометровом планетарном гипсометрическом диапазоне нас интересует достаточно узкий интервал по обе стороны от нулевой (береговой) линии: от +500 +200 м – до 0 м и от 0 м – до –200 - 500 м (редко до – 1000 - 2000 м). Этот интервал соответствует развитию основного объема седиментосферы – осадочной оболочки Земли и в его пределах расположены все осадочно-породные бассейны, в которых выявлены или предполагаются к выявлению крупнейшие месторождения УВ. Выше – только складчато-горные сооружения, в которых осадочные бассейны отсутствуют; ниже – аббисальные котловины океанов, покрытые маломощным слоем молодых отложений, в которых УВ содержатся в форме газогидратов, не образующих промышленно значимых месторождений в современном понимании этого определения.

Хорошо известна планетарная гипсометрическая зональность растительного и животного миров Земли, повсеместно и в сходных формах проявляющаяся от самых погруженных частей глубоководных океанических впадин – до скалистых вершин высочайших гор континентов. Благодаря этому, при безусловных отличиях органической жизни в пределах различных континентов и океанов Земли существует общая для всех континентов и океанов вертикальная зональность ее организации и развития. Очевидным и совершенно естественным является сходство способов организации и форм жизни в рамках единых гипсометрических интервалов для различных континентов и океанов; также как и их резкие зональные различия от вершин гор – к глубоководным впадинам в пределах каждой из пар – сопряженных континентов и океанов.

Было бы странным, если бы в распределении крупнейших месторождений УВ, в значительной мере являющихся производными органической жизни, существовавшей на Земле в течение сотен миллионов лет, планетарная гипсометрическая вертикальная зональность не проявлялась бы тем или иным образом. Следовательно, есть объективные основания предполагать, что в осадочных бассейнах, расположенных на разных гипсометрических уровнях по обе стороны нулевой (береговой) линии, являющейся межевой линией между континентами и океанами, условия организации и формы месторождений УВ могут существенно отличаться. С другой стороны, для осадочных бассейнов, занимающих

сходную гипсометрическую позицию относительно береговой линии на разных континентах и океанах, они могут в значительной мере совпадать.

Особенности и закономерности распределения крупнейших месторождений мы исследовали в рамках *статической или геостатической формы геологического анализа*. О необходимости и первоочередности применения именно статической формы анализа в геологии говорили многие выдающиеся исследователи, начиная со времен Э. Ога: С.Н. Бубнов, Н.С. Шацкий, Ю.А. Косыгин и др. [Косыгин, Соловьев, 1969]. Результаты геостатического анализа (изучение современных геологических тел) являются необходимой основой для последующего выполнения геодинамической (изучение современных геологических процессов) и геоисторической (изучение геологических тел и геологических процессов прошлого) форм геологического анализа; разновидностью последней формы анализа является генетический анализ (изучение условий возникновения геологических тел).

Выполнение исследований, результаты которых представлены в настоящей работе, было бы невозможным без создания соответствующей информационной основы. Отдельные ее элементы были заимствованы в ряде сводных работ [Carmalt, John, 1986; Roadifer, 1986а, 1986б; Ivanhoe, Leckie, 1993; Карта нефтегазоносности..., 1994; Masters, Root, Turner, 1997; Нефтяные ресурсы..., 2000] и по мере возможностей пополнялись данными из других источников. Информационная основа настоящей работы – это, главным образом: величина и фазовая структура запасов крупнейших месторождений; распределение их по классам крупности и фазовым типам месторождений; площадь НГБ, в рамках которых они выявлены; соотношение территорий и акваторий в пределах этой площади и, соответственно, положение НГБ относительно континентов и океанов.

Закон единства и борьбы противоположностей гласит: *«Каждый объект заключает в себе противоположности, которые находятся в неразрывном единстве: взаимоисключают друг друга, причем не только в разных, но и в одном и том же отношении, т.е. взаимопроникают. Нет противоположностей – без их единства, нет единства – без противоположностей. Единство противоположностей относительно, временно; борьба противоположностей – абсолютна. Диалектическое мышление не рассекает целое, абстрактно разделяя крайности, а, напротив, осваивает целое как органическое, как систему, в которой противоположности взаимно проникают, обуславливая весь процесс развития»* [Философский словарь, 1981].

В нашей работе мы стремились следовать этому всеобщему закону познания действительности, «не рассекая целое, абстрактно разделяя крайности», как это нередко

имеет место: нефть познается отдельно от газа, суша – от моря, континенты – от океанов; реальное разнообразие фазовых типов месторождений углеводородов (УВ), обусловленное «взаимопроникновением» нефти, газа и конденсата заменяется упрощенной бинарной системой, в которой существуют только крайности – нефтяные и газовые месторождения.

Существующие классификации месторождений УВ по величине запасов или крупности используют отдельные для нефти и для газа пороговые значения классов крупности. В международной классификации [Ivanhoe, Leckie; 1993] месторождения нефти и месторождения газа разделены по 10 классам крупности с пороговыми значениями, различающимися в 2,1 раза. Самыми крупными являются гигантские месторождения: 370 месторождений нефти (крупнее 68,5 млн. т) и 102 месторождения газа (крупнее 141,6 млрд. м³). Они дифференцированы на три класса, причем в первом классе – всего 2 месторождения, во втором – 55 месторождений. Суммарные мировые запасы нефти нефтяных месторождений составляют 191,4 млрд. т (здесь и далее – только начальные извлекаемые запасы). Месторождения нефти и газа в количестве 68460 штук распределены по 12 политико-географическим регионам Мира. Среднемировое соотношение количества нефтяных и количества газовых месторождений составляет 1,54, тогда как соотношение мировых извлекаемых запасов нефти и газа оценивается значением 1,04 [Masters, Root, Turner, 1997]. По 12 регионам Мира соотношения количества нефтяных и газовых месторождений меняются в диапазоне 0,52 – 6,32, отражают различия характера нефтегазоносности этих регионов. По 10 классам крупности соотношения количества нефтяных и газовых месторождений меняются в диапазоне 0,59 – 3,67, отражая изменения соотношений нефть/газ по классам крупности месторождений. В трех классах самых мелких месторождений (менее 1,37 млн. т нефти и 2,8 млрд. м³ газа), составляющих 84 % их общего количества, соотношение количества нефтяных и газовых месторождений равно 1,69; в шести классах самых крупных месторождений (более 3,42 млн. т и 7,1 млрд. м³), составляющих 8 % их общего количества, оно равно 1,54; лишь в одном промежуточном между теми и другими классе оно меньше единицы – 0,59 [Новиков, 1996; 2000]. Распределение месторождений нефти и газа по нефтегазоносным бассейнам, по территориям и акваториям в рассматриваемой работе [Ivanhoe, Leckie, 1993] не отражено.

Подобное распределение наиболее полным образом отражено в другой работе [Карта нефтегазоносности..., 1994], где приводятся данные о распределении 53300 месторождений нефти и газа по 232 НГБ Мира, в том числе по суше и по морю. Соотношения количества нефтяных и газовых месторождений по регионам Мира меняются в диапазоне 0,71 – 5,72,

что совершенно определенно коррелируется с соотношениями запасов нефти и газа этих же регионов, меняющимися в диапазоне 0,48 – 2,79 по данным из другого источника [Masters, Root, Turner, 1997]. В рассматриваемой же работе [Карта нефтегазоносности..., 1994] сведения о запасах месторождений, о распределении их по классам крупности отсутствуют.

По подсчетам В.И. Назарова и др. [Нефтяные ресурсы..., 2000] мировые запасы нефти оцениваются значением 249,3 млрд. т (93,5 млрд. т – накопленная добыча, 155,8 млрд. т – разведанные запасы). Но при этом запасы нефти никаким образом не соотнесены с месторождениями, в которых они локализованы, а регионы Мира, нефтегазоносные (НГБ) и возможно нефтегазоносные (ВНГБ) бассейны охарактеризованы лишь ресурсами нефти и ресурсами газа с разделением их на две категории – суша и море.

В работах R.E. Roadifer [Roadifer, 1986a, 1986b] представлены сведения о величине запасов и приуроченности к НГБ 313 крупнейших месторождений нефти с геологическими запасами более 100 млн. т. Коэффициент извлечения нефти меняется в очень широком диапазоне: от 6,6 - 10,0% до 60,0 - 83,3%; среднемировое значение 30,7%. Суммарные извлекаемые запасы нефти этих месторождений составляют 113,1 млрд. т, а в извлекаемой категории запасы только 193 из этих месторождений превышают 100 млн. т (гигантские месторождения). При среднем значении коэффициента извлечения гигантами в геологической категории могут считаться месторождения с запасами более 326 млн. т, количество их составляет 197 штук. Столь близкие количества гигантских месторождений нефти и в геологической, и в извлекаемой категориях в свое время привело нас к уверенности в том, что исследование закономерностей распределения крупнейших месторождений УВ в извлекаемой категории запасов является вполне правомерным и геологически адекватным [Новиков, 2000; Belonin, Novikov, 2001].

Данные о величине запасов и положении (принадлежность к НГБ и географические координаты) 509 крупнейших месторождений Мира, извлекаемые запасы нефти и газа которых превышают 500 млн. баррелей (68 млн. т н. э.) приведены в работе Carmalt S.W. et John Bill St. [Carmalt, John, 1986]. Месторождения ранжированы по величине суммарных запасов нефти и газа, образуя убывающий по значениям этого показателя ряд.

Каждая из перечисленных работ сама по себе является значительной сводкой по крупнейшим месторождениям Мира, но ни в одной из этих работ не сведены воедино все информационные элементы, необходимые для исследования распределения крупнейших месторождений в планетарной системе «континент-океан».

Соотнося наше исследование с вышеприведенным законом единства и борьбы противоположностей, мы рассматриваем в качестве противоположностей: нефть – газ, сушу (территории) – море (акватории), континент – океан. Их взаимодействие и взаимопроникновение обуславливают весь процесс развития земной оболочки и, в частности, той ее части, которая определяется как УВ сфера. Этот процесс развития протекает на всех уровнях: на уровне месторождения; на уровне НГБ, в которых эти месторождения выявлены; на уровне планетарной системы НГБ, вмещающих все известные на сегодняшний день месторождения нефти и газа. В рамках настоящей работы мы не рассматриваем историю развития УВ сферы, не рассматриваем ее современную динамику. Мы рассматриваем исключительно современный результат процесса нефтегазоаккумуляции в его статическом выражении – как временное и относительное единство противоположностей. Но результат этого временного и относительного единства дорогого стоит: это десятки тысяч месторождений нефти и газа, из которых важнейшими являются несколько сотен крупнейших.

Статика – динамика – историзм: это равноправные и равноценные виды анализа, необходимые в любой познавательной деятельности. По детективным книгам и кинофильмам хорошо известно их соотношение и взаимодействие. Статика: первая задача следственной группы на месте преступления – скрупулезная фиксация всех предметов и описания их положения; мы помним, как внимателен был Шерлок Холмс к малейшим, даже малозначительным на первый взгляд деталям. Историзм: на основе внимательного анализа описания места преступления восстанавливается его история вплоть до трагической развязки и причины, его обусловившие (генетика преступления). Динамика: в ходе следственного эксперимента восстанавливаются и получают доказательную силу конкретные действия преступника в ходе совершения преступления. В отличие от детективных книг и кинофильмов в нефтяной геологии статической составляющей анализа уделяется гораздо меньше внимания по сравнению с историко-геологической (включая генетическую) и динамической его составляющими.

На сегодняшний день в 232 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) Мира выявлено около 70 тысяч месторождений нефти и газа [Карта нефтегазоносности..., 1994; Carmalt, John, 1986]. Крупнейшими из них – с извлекаемыми запасами более 60 млн. т н. э. – являются 894 месторождения, выявленные в 106 НГБ Мира [Roadifer, 1986a; Ivanhoe, Leckie, 1993; Masters, Root, Turner, 1997; Belonin, Novikov, 2001]. Их суммарные извлекаемые запасы составляют 359,5 млрд. т н. э.

Ранее мы рассматривали *распределение крупнейших месторождений по классам крупности и фазовым типам* для отдельного бассейна (Западно-Сибирский НГБ [Новиков, Соболев, 2006]) или сообщества бассейнов в рамках крупного региона Мира (Северная Азия и Северная Америка [Новиков, 2006]). В табл. 1 и 2 впервые представлено это распределение для всего планетарного сообщества НГБ.

Основные закономерности распределения:

- распределение суммарных запасов 894 крупнейших месторождений по классам крупности имеет резко неравномерный характер;
- характер распределения суммарных запасов крупнейших месторождений по классам крупности не является линейным;
- характер распределения запасов для нефти, газа и конденсата по классам крупности существенно различен;
- соотношения запасов нефти, газа и конденсата резко изменяются по мере увеличения классов крупности.

Таблица 1

Распределение крупнейших месторождений по классам крупности

Классы крупности месторождений, млн т н.э.							
60-100	100-200	200-300	300-500	500-1000	1000-2000	2000-3000	>3000
Запасы суммарные: 100 % - 894 месторождения							
274 шт.	319 шт.	111 шт.	65 шт.	53 шт.	42 шт.	16 шт.	14 шт.
6,1%	12,4%	7,3%	7,0%	9,8%	16,5%	10,6%	30,3%
25,8%			33,3 %			40,9 %	
Запасы нефти: 100 % - 699 месторождений							
227 шт.	243 шт.	85 шт.	49 шт.	42 шт.	30 шт.	13 шт.	10 шт.
8,8%	15,0%	9,0%	6,3%	11,2%	16,5%	12,6%	20,6%
32,8%			34,0%			33,2%	
Запасы газа: 100 % - 533 месторождения							
127 шт.	187 шт.	66 шт.	55 шт.	35 шт.	35 шт.	13 шт.	13 шт.
	10,2%	5,9%	7,7%	8,6%	16,7%	8,7%	38,6%
19,7%			33,0%			47,3%	
Запасы конденсата: 100 % - 196 месторождений							
36 шт.	59 шт.	25 шт.	29 шт.	16 шт.	15 шт.	6 шт.	10 шт.
2,9%	6,9%	3,6%	7,1%	5,4%	10,9%	12,5%	50,7%
13,4%			23,4%			63,2%	

Монофазовые месторождения – сугубо нефтяные и сугубо газовые – составляют более половины крупнейших месторождений, но их доля в суммарных запасах этих месторождений не превышает 30%; средние размеры крупнейших нефтяных и газовых месторождений составляют 215 млн. т и 230 млрд. м³, соответственно.

Таблица 2

Распределение крупнейших месторождений по фазовым типам

Количество и запасы месторождений	Фазовые типы месторождений *				
	Н	ГН+НГ	НГК	ГК	Г
Запасы суммарные					
Количество месторождений – 894 шт.	361 шт.	216 шт.	122 шт.	74 шт.	121 шт.
Суммарные запасы – 100%	21,5%	29,2%	22,7%	18,9%	7,7%
Средние запасы на 1 месторождение, млн т н.э.	215	490	665	920	230
Запасы нефти					
Количество месторождений – 699 шт.	361 шт.	216 шт.	122 шт.	-	-
Суммарные запасы – 100%	44,9%	44,2%	10,9%	-	-
Средние запасы на 1 месторождение, млн т	215	355	155	-	-
Запасы газа					
Количество месторождений – 533 шт.	-	216 шт.	122 шт.	74 шт.	121 шт.
Суммарные запасы – 100%	-	16,0%	32,8%	35,7%	15,5%
Средние запасы на 1 месторождение, млрд м³	-	135	480	865	230
Запасы конденсата					
Количество месторождений – 196 шт.	-	-	122 шт.	74 шт.	-
Суммарные запасы – 100%	-	-	49,2%	50,8%	-
Средние запасы на 1 месторождение, млн т	-	-	30	55	-

* Н – нефтяные, ГН – газонефтяные, НГ – нефтегазовые, НГК – нефтегазоконденсатные, ГК – газоконденсатные, Г – газовые.

Более 70% суммарных запасов крупнейших месторождений связаны с гетерофазовыми месторождениями, средняя величина которых составляет 615 млн. т н. э., причем самые большие средние запасы имеют конденсатосодержащие месторождения.

В гетерофазовых месторождениях содержится более 55% запасов нефти, около 85% запасов газа и 100 % запасов конденсата всех крупнейших месторождений. Среди 30 самых крупных месторождений Мира с запасами свыше 2 000 млн. т н.э. подавляюще большая часть (25 месторождений) являются гетерофазовыми, в т.ч. 10 – нефтегазоконденсатными, 9 – газонефтяными, 6 – газоконденсатными; сугубо нефтяных месторождений – 4, сугубо газовых – 1.

*РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КРУПНЕЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА ПЛАНЕТАРНОМ ПРОФИЛЕ «КОНТИНЕНТ-ОКЕАН»*

Категории НГБ

Исследуя закономерности распределения крупнейших месторождений, мы пришли к выводу о необходимости создания *трехуровневой системы объектов анализа* в качестве основы этого исследования [Новиков, 1999, 2000]:

- месторождение (*внутрибассейновый уровень*) – как совокупность гетерофазовых элементов его запасов;

- НГБ (*бассейновый уровень*) – как совокупность месторождений в его границах;

- совокупность или сообщество НГБ (*надбассейновый уровень*).

Месторождения (в данном случае – крупнейшие) – как целостные объекты внутрибассейнового уровня характеризуются величиной и фазовой структурой их запасов, в соответствии со значениями которых они дифференцируются по классам крупности и фазовым типам.

Совокупность месторождений в рамках конкретного НГБ определяет его как целостный объект бассейнового уровня, который также характеризуется величиной и фазовой структурой суммарных запасов всех его месторождений, в соответствии со значениями которых НГБ дифференцируются по крупности и фазовым типам.

Наиболее значительная часть запасов нефти и газа сконцентрирована в крупнейших месторождениях. В соответствии с данными L.F. Ivanhoe, G.G. Leckie [Ivanhoe, Leckie, 1993] почти три четверти (74,5%) мировых запасов нефтяных месторождений сосредоточено в 370 крупнейших из них с запасами более 68,5 млн. т. В настоящей работе величина и структура запасов НГБ охарактеризованы через запасы крупнейших месторождений, выявленных в их пределах. Высокий уровень концентрации суммарных запасов НГБ на самых крупных месторождениях дает основания предполагать, что подобная характеристика вполне адекватно отражает величину и структуру запасов этих бассейнов.

Совокупность всех НГБ Мира определяет УВ сферу как целостный объект планетарного уровня. В рамках этого объекта могут быть выделены отдельные совокупности или сообщества НГБ разного масштаба, при этом принципы их выделения могут быть разными. Сообщества НГБ могут быть пространственными или признаковыми [Новиков, 2000]. Основанием для выделения *пространственных сообществ НГБ* является общность их положения в земной оболочке, т.е. сонахождение. Во всех работах, упомянутых выше, выделяются пространственные сообщества НГБ в рамках различных регионов Мира;

выделяются они по географическому [Карта нефтегазоносности..., 1994; Нефтяные ресурсы..., 2000] или политико-географическому (Аляска, США, Канада, СНГ, Западная Европа, Китай и пр.) [Carmalt, John, 1986] принципам. Основанием для выделения *признаковых сообществ НГБ* является общность любого характеризующего их признака, при этом НГБ не связаны сонахождением и могут располагаться в разных регионах Мира; наиболее распространенным признаком выделения сообществ НГБ является их тектонотип [Карта нефтегазоносности..., 1994].

Пространственные сообщества НГБ, выделяемые в упомянутых работах, определенно отличаются величиной и структурой запасов, то есть, характером нефтегазоносности. Эти отличия выявляются и фиксируются в рамках статического анализа. Природа этих отличий исследуется в рамках исторического и динамического анализа, но и сами по себе статически обоснованные особенности характера нефтегазоносности регионов могут иметь прогностическое значение.

Наличие достаточно отчетливых различий в характере нефтегазоносности признаковых сообществ НГБ дает основание рассматривать признак, использованный для их выделения, как контролирующий нефтегазоносность, и, следовательно, имеющий прогностическое значение. Очевидно, что уровень контролируемости и, соответственно, прогностичности при этом будет соответствовать уровню тех объектов, для которых он обосновывается - надбассейновому (признаковые сообщества НГБ) и бассейновому (входящие в признаковые сообщества бассейны).

Ранее [Новиков, 2000; Белонин, Новиков] мы исследовали признаковые сообщества НГБ, выделенные на основании 20 их тектонотипов, определенных для Карты нефтегазоносности Мира [Карта нефтегазоносности..., 1994]. Мы не обнаружили контролирующего влияния тектонотипов НГБ на распределение гигантских (более 100 млн. т н. э.) месторождений в сообществах бассейнов, выделяемых по этому признаку. Зато обнаружили другие признаки или факторы, реально контролирующие это распределение. Одним из этих факторов является положение НГБ на планетарном профиле «континент - океан». Наиболее простым и объективным способом определения положения НГБ на профиле «континент-океан» является привязка их к гипсометрически нулевой или береговой линии, разграничивающей современные континенты и океаны как географические понятия.

Любое сообщество НГБ может быть охарактеризовано суммарными запасами месторождений всех входящих в него бассейнов точно так же, как любой НГБ может быть охарактеризован суммарными запасами всех его месторождений. Основными показателями,

характеризующими сообщества НГБ, являются: величина запасов и соотношение их гетерофазовых составляющих (нефть, газ, конденсат), а также структура запасов - их распределение по классам крупности и фазовым типам месторождений.

В настоящей работе исследуются особенности и закономерности распределения крупнейших месторождений в планетарной системе НГБ, занимающих различное положение относительно континентов и океанов. Именно эти различия, определяемые соотношениями территорий и акваторий в пределах площади отдельных НГБ, мы используем для их дифференциации и выделения соответствующих признаков сообществ бассейнов.

Общепринятым является разделение всей планетарной совокупности НГБ на внутриконтинентальные (или наземные) бассейны и окраинно-континентальные бассейны (рис. 1).

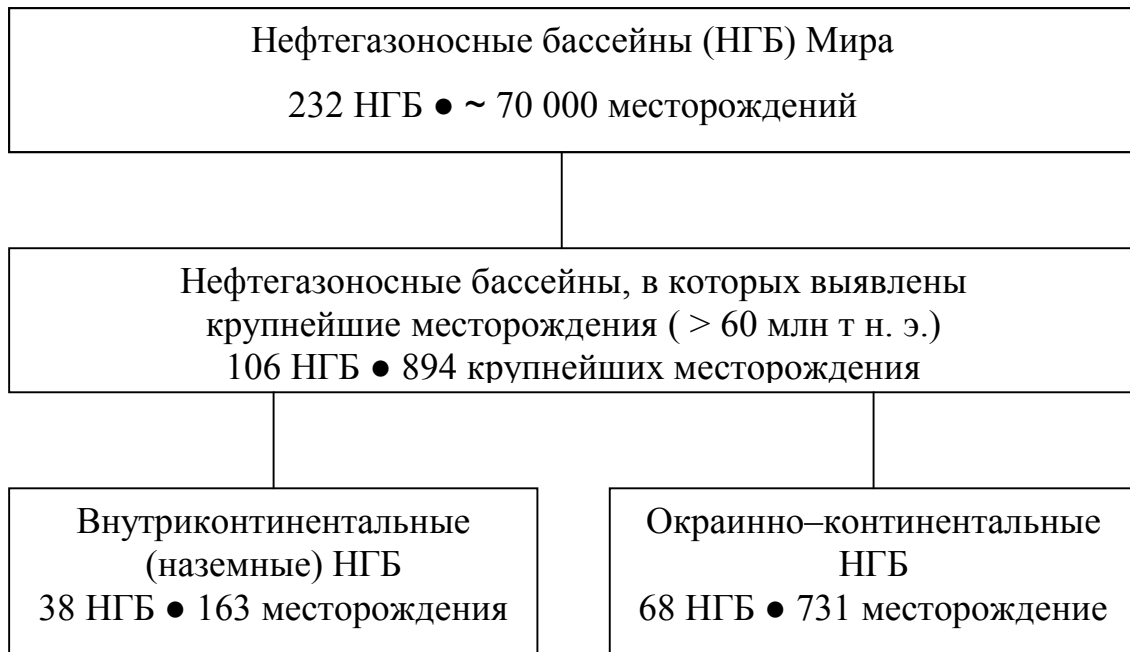


Рис. 1. Информационная основа анализа распределения крупнейших месторождений нефти и газа

Отсутствие акваторий в пределах площади осадочного бассейна является основанием для отнесения его к категории внутриконтинентальных или сугубо наземных НГБ. Известно 95 таких НГБ, суммарная площадь которых составляет 30% общей площади всех 232 НГБ Мира. В 38 внутриконтинентальных НГБ выявлены крупнейшие месторождения, т.е. в 40% из их общего числа.

Остальные 137 НГБ, в границах которых в разной мере представлены акватории, принято определять как окраинно-континентальные. Их суммарная площадь составляет 70%

общей площади всех 232 НГБ Мира, а среднее значение доли акваторий в их суммарной площади составляет 75%. Из 137 окраинноконтинентальных НГБ крупнейшие месторождения выявлены в 68 бассейнах, т.е. в половине из них (50%).

Но эти интегрированные для всего сообщества окраинноконтинентальных НГБ показатели не отражают существенные реальные различия между бассейнами окраин континентов, отличающихся: 1 – соотношениями территорий и акваторий в пределах площади бассейна; 2 – характером территорий, представленных как континентальной, так и островной сушей; 3 – характером акваторий, представленных средиземными и окраинными морями, а также краевыми частями океанов.

Если принять суммарную площадь всех 232 НГБ Мира за 100 %, то доля территорий в ней составит 56%, а доля акваторий – 44 %. Территории представлены большей частью (53 %) континентальной сушей и в гораздо меньшей мере (3%) – островной сушей. Акватории представлены как средиземными морями (12%), так и окраинными, включая краевые части океанов (32%). В рамках отдельных НГБ соотношение этих четырех основных элементов их площади может быть различным, и на основании различий этих соотношений мы выделяем 4 признаковых сообщества или категории НГБ (рис. 2).

Нефтегазоносные бассейны	Площадь суммарная, 100 %			
	Площадь территорий, 56 %		Площадь акваторий, 44 %	
	Континентальная суша, 53 %	Островная суша, 3 %	Средиземные моря, 12 %	Окраинные моря и океаны, 32 %
Континентальный фланг профиля: территория континента = 100 %				
Внутриконтинентальные НГБ	100 %	-	-	-
Центральная часть профиля: территория континента > 10 %				
Межконтинентальные НГБ		57 %	43 %	-
Окраинноконтинентальные НГБ		58 %	-	42 %
Океанический фланг профиля: территория континента < 10 %				
Окраинноокеанические НГБ		10 %	-	90 %

Рис. 2. Дифференциация нефтегазоносных бассейнов по соотношению территорий и акваторий их в площади

• **Внутриконтинентальные НГБ** – это наземные бассейны, площадь которых представлена исключительно (100%) территорией континентов или континентальной сушей. Это – наиболее многочисленная категория бассейнов (95 НГБ), располагающаяся на шести континентах Мира (прогнозируемая промышленная нефтегазоносность Антарктиды пока не получила реального подтверждения). Самым значительным по суммарным запасам крупнейших месторождений УВ представителем этой категории бассейнов является Лено-Тунгусский НГБ.

• **Межконтинентальные НГБ** – это бассейны, образующие узловые ареалы на сопряжении окраин северных и южных континентов и открывающиеся в сторону средиземных морей: Мексиканско-Карибский ареал – на сопряжении окраин Северной Америки и Южной Америки; Среднеземноморско-Персидский ареал – на сопряжении Европы, Азии и Африки; Зондский ареал – на сопряжении Азии и Австралии. В рамках трех узловых ареалов известно 42 НГБ: их площадь представлена территориями континентов и островов, акваториями средиземных морей. Доля акваторий в их площади может составлять от первых – до десятков процентов и подавляющего преобладания; среднее значение доли акваторий для этой категории НГБ составляет 43%. Самым значительным по суммарным запасам крупнейших месторождений УВ представителем этой категории бассейнов является НГБ Персидского залива.

• Собственно **окраинноконтинентальные НГБ** – это бассейны окраин континентов, располагающиеся по обе стороны береговой линии и открывающиеся в сторону глубоководных впадин океанов. Всего известно 38 НГБ этой категории: площадь их представлена, главным образом, территорией континентов (не менее 10%) и, в незначительной мере, островной сушей; доля акваторий, представленных окраинными морями, может составлять от первых – до десятков процентов, но не превышает 90%; среднее значение доли акваторий для этой категории НГБ составляет 42%. Самым значительным по суммарным запасам крупнейших месторождений УВ представителем этой категории бассейнов является Западно-Сибирский НГБ.

• **Окраинноокеанические НГБ** – это бассейны окраин океанов, в рамках которых территория континента представлена минимально (< 10%), либо отсутствует. К этой категории относятся 57 НГБ: акватории окраинных морей и собственно океанов занимают до 100% их площади; территории в большей степени представлены островной сушей; среднее значение доли акваторий для этой категории НГБ составляет 90%. Самым значительным по

суммарным запасам крупнейших месторождений УВ представителем этой категории бассейнов является НГБ Кампус.

Континентальная суша, составляющая более половины суммарной площади всех НГБ Мира, наиболее широко представлена в категории внутриконтинентальных НГБ (100% их площади), минимальным образом (< 10% площади) – в категории окраинноокеанических НГБ. *Островная суша* представлена в трех категориях окраинных НГБ. Среднее значение доли территории в площади бассейнов в целом по категориям уменьшается от 100% для внутриконтинентальных НГБ – до 57 - 58% для меж- и окраинноконтинентальных НГБ и – до 10% для окраинноокеанических НГБ. *Акватории средиземных морей* представлены только в категории межконтинентальных НГБ, *акватории окраинных морей* – в категориях окраинноконтинентальных и окраинноокеанических НГБ, *акватории океанов* – в основном в категории окраинноокеанических НГБ.

Категории НГБ прежде всего отличаются вероятностью выявления в их пределах крупнейших месторождений. *Внутриконтинентальные НГБ* являются наиболее разведанной и многочисленной категорией бассейнов, в 40% из которых выявлены крупнейшие месторождения. Для 42 *межконтинентальных НГБ* среднее значение доли средиземных акваторий в их суммарной площади составляет 43%; в 28 из них выявлены крупнейшие месторождения, что составляет 67% общего количества бассейнов этой категории. Для 37 *окраинноконтинентальных НГБ* среднее значение доли акваторий окраинных морей в их площади составляет 42%; в 24 из них выявлены крупнейшие месторождения, что составляет 63% их общего количества. Для 57 *окраинноокеанических НГБ* среднее значение доли акваторий окраинных морей и краевых частей океанов составляет 90%, а территории представлены в значительной мере островной сушей; в 16 из них выявлены крупнейшие месторождения, что составляет 28 % их общего количества (табл. 3).

Следующее отличие – количество крупнейших месторождений. Сопоставление распределения крупнейших месторождений по НГБ четырех категорий показывает (рис. 3а): в 38 внутриконтинентальных НГБ выявлено 163 крупнейших месторождения или 18,2% их общего количества; в 28 межконтинентальных НГБ – 368 крупнейших месторождений (41,2%); в 24 окраинноконтинентальных НГБ – 302 крупнейших месторождения (33,8%); в 16 окраинноокеанических НГБ – 61 крупнейшее месторождение (6,8%).

В рамках планетарного профиля «континент – океан» реализуются все возможные варианты сочетаний и взаимодействия элементов бинарной планетарной системы – «континента» и «океана», – противоположности, единство и борьба которых обеспечивают

ее развитие. Положение НГБ на планетарном профиле, определяемое соотношением и характером территорий и акваторий в их площади, является результатом длительной эволюции, в значительной мере определившей характер нефтегазоносности осадочных бассейнов, и фиксирует ее итоговый для современного времени результат.

Таблица 3

Распределение крупнейших месторождений по категориям НГБ в зависимости от их положения на планетарном профиле “континент-океан”

Категории НГБ	Количество НГБ, шт. %		Количество крупнейших месторождений	
	Всего	В т.ч.: с крупнейшими месторождениями	шт.	%
Всего НГБ	<u>232</u> 100 %	<u>106</u> 46 %	894	100 %
Континентальный фланг профиля				
Внутриконтинентальные НГБ	<u>95</u> 100 %	<u>38</u> 40 %	163	18,2 %
Центральная часть профиля				
Межконтинентальные НГБ	<u>42</u> 100 %	<u>28</u> 67 %	368	41,2 %
Окраинноконтинентальные НГБ	<u>38</u> 100 %	<u>24</u> 63 %	302	33,8 %
Океанический фланг профиля				
Окраинноокеанические НГБ	<u>57</u> 100 %	<u>16</u> 28 %	61	6,8 %

Континентальный фланг профиля представлен сугубо наземными НГБ, в рамках которых акватории отсутствуют и определяющее влияние на процессы нефтидогенеза оказывает континентальная составляющая бинарной системы. *Океанический фланг профиля* представлен окраинноокеаническими НГБ, в рамках которых территория континента присутствует минимальным образом (< 10%) или не представлена вовсе и определяющее влияние на процессы нефтидогенеза оказывает океаническая составляющая бинарной системы. *Центральная часть профиля* представлена межконтинентальными и окраинноконтинентальными НГБ, в рамках которых территории и акватории сочетаются различным, но гораздо более близким к паритетному, образом, отражая разные варианты совместного влияния на процессы нефтидогенеза и континентальной, и океанической составляющих бинарной системы.

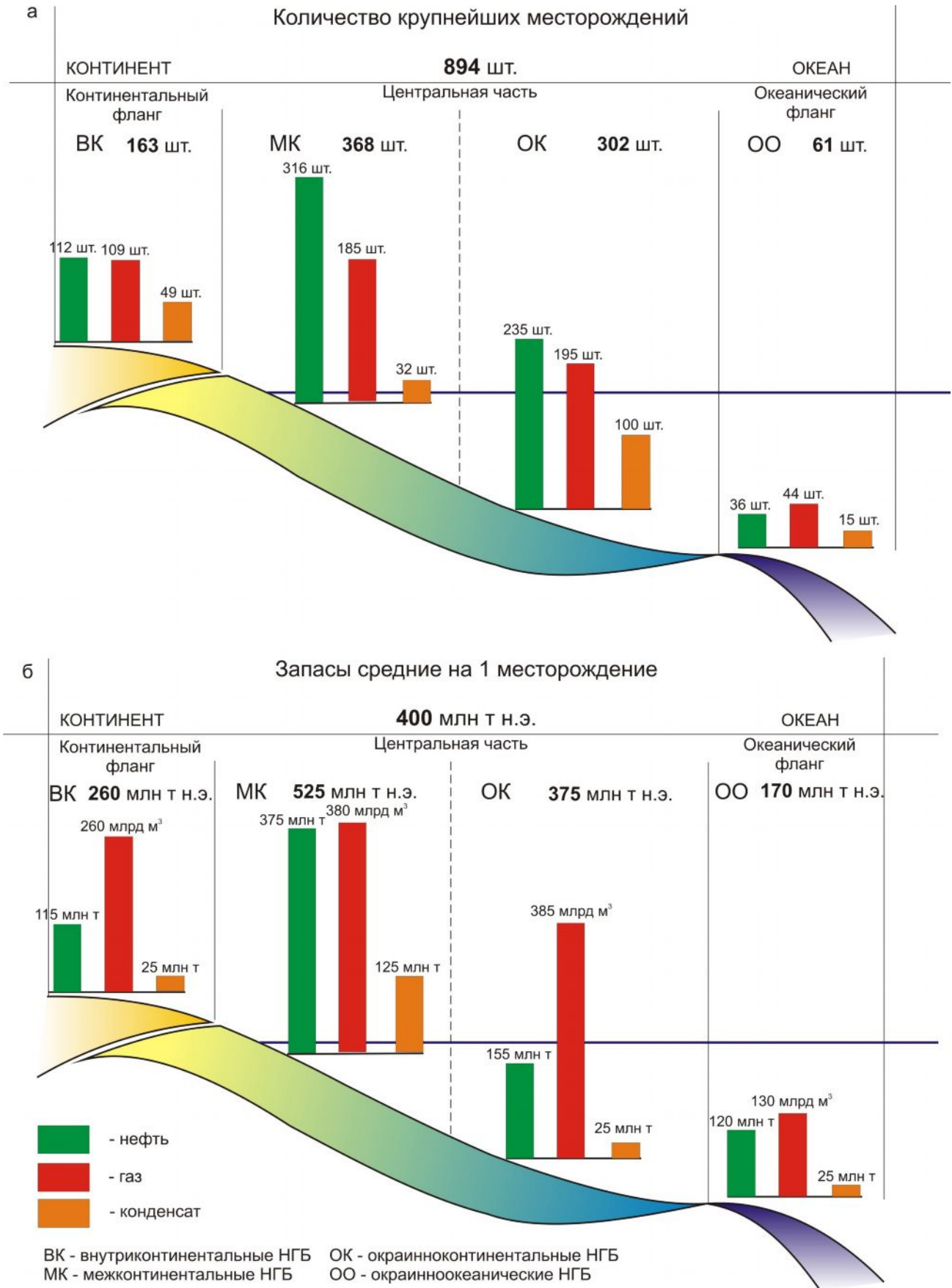


Рис. 3. Распределение крупнейших месторождений на планетарном профиле “континент-океан”

Ранее, исследуя распределение гигантских месторождений (> 100 млн. т н. э.), в рамках центральной части профиля «континент – океан» мы выделили две категории НГБ: прибрежно-морские, в пределах площади которых доля территории континента превышает 50%, и окраинно-морские, в пределах площади которых доля территории континента составляет 10 – 50% [Новиков, 1999]. Среднее значение доли акваторий в суммарной площади первой категории НГБ составляет 21%: с ними связано более половины (57%) всех гигантских месторождений, а количество гигантов нефтяного ряда превышает количество газовых гигантов в 2,1 раза. Среднее значение доли акваторий в суммарной площади второй категории НГБ составляет 69%: с ними связано 19% всех гигантских месторождений, а количество гигантов нефтяного ряда превышает количество газовых гигантов в 1,4 раза. При этом способе дифференциации НГБ на долю континентального фланга профиля приходится 17% всех гигантских месторождений, а соотношение количества нефтяных и газовых гигантов составляет 0,6; на долю океанического фланга профиля приходится 7% всех гигантских месторождений, а соотношение количества нефтяных и газовых гигантов составляет 0,7. В рамках настоящей работы подобная дифференциация не проводилась; следует отметить, что в России эта категория бассейнов представлена достаточно хорошо, но потенциал их, по нашему мнению, не всегда оценивается должным образом.

Анализируя распределение общего количества крупнейших месторождений на планетарном профиле «континент – океан», можно констатировать:

- *на континентальном фланге профиля* крупнейшие месторождения выявлены в 40% НГБ, а их количество составляет 18 % общего количества крупнейших месторождений;
- *в межконтинентальных бассейнах центральной части профиля* крупнейшие месторождения выявлены в 67 % НГБ, а их количество составляет 41% всех крупнейших месторождений;
- *в окраинноконтинентальных бассейнах центральной части профиля* крупнейшие месторождения выявлены в 63% НГБ, а их количество составляет 34% всех крупнейших месторождений;
- *на океаническом фланге профиля* крупнейшие месторождения выявлены в 28% НГБ, а их количество составляет 7% общего количества крупнейших месторождений.

В последующих разделах представлено распределение крупнейших месторождений по классам крупности и фазовым типам соответственно четырем выделенным категориям НГБ.

Распределение по классам крупности

Интегрированное для 106 НГБ распределение крупнейших месторождений по классам крупности (см. табл. 1) дифференцируется по категориям НГБ в зависимости от их положения на планетарном профиле «континент-океан» (табл. 4). Относительное количество месторождений в срединном интервале крупности (300 – 2000 млн. т) для всех категорий НГБ вполне сопоставимое (12 – 20% от их общего числа) и относительная доля их запасов по всем категориям НГБ тоже находится в достаточно узком интервале значений: 34,8% - 37,4% и несколько ниже (31,0%) – для межконтинентальных НГБ. Основные различия распределения отчетливо проявляются в крайних интервалах крупности.

Таблица 4

Распределение крупнейших месторождений на планетарном профиле «континент-океан» по классам крупности

Классы крупности месторождений, млн т н.э.							
60-100	100-200	200-300	300-500	500-1000	1000-2000	2000-3000	>3000
Нефтегазоносные бассейны (НГБ) в целом: 106 НГБ – 894 месторождения							
274 шт.	319 шт.	111 шт.	65 шт.	53 шт.	42 шт.	16 шт.	14 шт.
6,1 %	12,4 %	7,3 %	7,0 %	9,8 %	16,5 %	10,6 %	30,3 %
25,8 %		33,3 %			40,9 %		
Внутриконтинентальные бассейны: 38 НГБ – 163 месторождения							
49 шт.	70 шт.	22 шт.	8 шт.	4 шт.	7 шт.	2 шт.	1 шт.
9,3 %	23,1 %	12,5 %	7,4 %	6,5 %	23,5 %	10,1 %	7,6 %
44,9 %		37,4 %			17,7 %		
Межконтинентальные бассейны: 28 НГБ – 368 месторождений							
110 шт.	126 шт.	43 шт.	19 шт.	27 шт.	24 шт.	12 шт.	7 шт.
4,5 %	9,3 %	5,2 %	3,7 %	9,4 %	17,9 %	15,1 %	34,9 %
19,0 %		31,0 %			50,0 %		
Окраинноконтинентальные бассейны: 24 НГБ – 302 месторождения							
93 шт.	98 шт.	41 шт.	32 шт.	19 шт.	11 шт.	2 шт.	6 шт.
6,6 %	12,1 %	8,5 %	11,0 %	11,2 %	13,0 %	4,2 %	33,4 %
27,2 %		35,2 %			37,6 %		
Окраинноокеанические бассейны: 16 НГБ – 61 месторождение							
22 шт.	25 шт.	7 шт.	4 шт.	3 шт.	-	-	-
16,8 %	32,5 %	19,4 %	15,5 %	15,8 %	-	-	-
68,7 %		31,3 %			-		

Величина крупнейших месторождений *внутриконтинентальных НГБ* большей частью (141 месторождение или 87% их общего количества) не превышает 300 млн. т, а совокупность их запасов составляет 44,9% суммарных запасов всех крупнейших месторождений этой категории бассейнов. Месторождений в интервале более 2000 млн. т – только три; самым крупным является нефтегазоконденсатное месторождение Хасси-Р’Мейл (3,2 млрд. т н. э.) в Алжиро-Ливийском НГБ; относительная доля запасов трех самых крупных месторождений наибольшего интервала крупности – 17,7%.

Среди крупнейших месторождений *межконтинентальных НГБ* в интервале до 300 млн. т находится 279 месторождений или 76% их общего количества, но их совокупные запасы по сравнению с другими категориями НГБ имеют минимальную долю в суммарных запасах всех крупнейших месторождений – 19,0%. Зато в интервале более 2000 млн. т имеются 19 месторождений; самым крупным не только в этой категории, но и в Мире является газоконденсатное месторождение Южный Парс – Северный купол (более 20 млрд. т н. э.) в НГБ Персидского залива; относительная доля запасов 19 самых крупных месторождений этой категории бассейнов составляет 50,0%.

Среди крупнейших месторождений *окраинноконтинентальных НГБ* в интервале до 300 млн. т находится 232 месторождения – 77% общего количества и 27,2% суммарных запасов всех крупнейших месторождений этой категории бассейнов. Месторождений крупнее 2000 млн. т – восемь; самым крупным является Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (более 10,0 млрд. т н. э.) Западно-Сибирского НГБ; относительная доля запасов восьми самых крупных месторождений – 37,6%.

Среди крупнейших месторождений *окраинноокеанических НГБ* в интервале до 300 млн. т находится 54 месторождения – 89% общего количества и 68,7% суммарных запасов всех крупнейших месторождений этой категории бассейнов. Среди них нет месторождений крупнее 1000 млн. т, а самым крупным является газовое месторождение Джанс (566 млрд. м³) в НГБ Карнарвон.

Таким образом, бассейны центральной части профиля “континент-океан” по сравнению с его континентальным и океаническим флангами выделяются не только повышенной вероятностью открытия крупнейших месторождений и их количеством, но в еще большей мере – величиной их запасов. Из 125 месторождений с запасами более 500 млн. т в центральной части профиля сосредоточено 108, то есть 87% их общего количества; на континентальном фланге – 14 (11%), на океаническом фланге – 3 (2%).

Средняя величина запасов 894 крупнейших месторождений в совокупности их гетерофазовых элементов составляет 400 млн. т н.э. (табл. 5, рис. 3б). Значения этого показателя для четырех категорий НГБ составляют: внутриконтинентальные НГБ – 260 млн. т н. э., межконтинентальные НГБ – 525 млн. т н. э., окраинноконтинентальные НГБ – 375 млн. т н. э., окраинноокеанические НГБ – 170 млн. т н. э.

Распределение по фазовым типам

Среди месторождений пяти фазовых типов наиболее распространенными являются *нефтяные месторождения* – 361 шт. (40,4% общего количества крупнейших месторождений); с ними связано 21,5% суммарных запасов крупнейших месторождений; средняя величина запасов – 215 млн. т – наименьшая среди всех фазовых типов месторождений. Самым крупным нефтяным месторождением является месторождение Лулу-Эсфадар (4,5 млрд. т) в НГБ Персидского залива.

Количество *газовых месторождений* – 121 шт. (13,5%) – почти в 3 раза меньше, чем нефтяных; с ними связано всего 7,7% суммарных запасов крупнейших месторождений – наименьший показатель среди всех фазовых типов месторождений; средняя величина запасов – 230 млрд. м³. Самым крупным газовым месторождением является месторождение Парс Северный (2,1 трлн. м³) в НГБ Персидского залива.

Газонефтяные месторождения – второй по количеству крупнейших месторождений фазовый тип (216 шт. или 24,2 %) и первый по доле суммарных запасов (29,1%); средняя величина их запасов – 485 млн. т н.э. – более чем в два раза превосходит аналогичные показатели для сугубо нефтяных и сугубо газовых месторождений. Самыми крупными газонефтяными месторождениями являются месторождения Большой Бурган и Гавар НГБ Персидского залива, запасы которых превышают 12 млрд. т н. э.

Нефтегазоконденсатные месторождения в количестве 122 шт. (13,6%) содержат 22,7 % суммарных запасов крупнейших месторождений при средней величине их запасов 670 млн т н. э. Самым крупным нефтегазоконденсатным месторождением является Уренгойское (более 10,0 млрд. т н. э.) Западно-Сибирского НГБ.

Газоконденсатные месторождения – наименее представительный фазовый тип по количеству месторождений (74 шт. или 8,3%), но первый – по средней величине их запасов – 925 млн. т н. э., благодаря чему их доля в суммарных запасах (19,0%) сопоставима с тремя другими фазовыми типами и намного превосходит значение аналогичного показателя для сугубо газовых месторождений.

Таблица 5

Распределение крупнейших месторождений на планетарном профиле «континент-океан» по фазовым типам: средняя величина запасов

Фазовые типы УВ	Фазовые типы крупнейших месторождений					Средние запасы гетерофазовых элементов крупнейших месторождений			
	Н	ГН+НГ	НГК	ГК	Г	Нефть, млн т	Газ, млрд м ³	Конденсат, млн т	Σ, млн т НЭ
Нефтегазоносные бассейны (НГБ) в целом: 106 НГБ – 894 месторождения									
Нефть, млн т	215	350	155	-	-	245	-	-	-
Газ, млрд м ³	-	135	480	870	230	-	335	-	-
Конденсат, млн т	-	-	35	55	-	-	-	40	-
Σ, 100 млн т НЭ	215	485	670	925	230	245	335	40	400
Внутриконтинентальные бассейны: 38 НГБ – 163 месторождения									
Нефть, млн т	160	75	70	-	-	115	-	-	-
Газ, млрд м ³	-	165	305	440	160	-	260	-	-
Конденсат, млн т	-	-	35	10	-	-	-	25	-
Σ, 100 млн т НЭ	160	240	410	450	160	115	260	25	260
Межконтинентальные бассейны: 28 НГБ – 368 месторождений									
Нефть, млн т	280	570	175	-	-	375	-	-	-
Газ, млрд м ³	-	160	265	3 130	305	-	380	-	-
Конденсат, млн т	-	-	45	280	-	-	-	125	-
Σ, 100 млн т НЭ	280	730	485	3 410	305	375	380	125	525
Окраинноконтинентальные бассейны: 24 НГБ – 302 месторождения									
Нефть, млн т	145	135	185	-	-	155	-	-	-
Газ, млрд м ³	-	75	645	580	215	-	385	-	-
Конденсат, млн т	-	-	30	15	-	-	-	25	-
Σ, 100 млн т НЭ	145	210	860	595	215	155	385	25	375
Окраинноокеанические бассейны: 16 НГБ – 61 месторождение									
Нефть, млн т	130	130	70	-	-	120	-	-	-
Газ, млрд м ³	-	70	70	175	175	-	130	-	-
Конденсат, млн т	-	-	30	25	-	-	-	25	-
Σ, 100 млн т НЭ	130	200	170	200	175	120	130	25	170

Самое крупное газоконденсатное месторождение – Южный Парс - Северный Купол (более 20 млрд. т н. э.) в НГБ Персидского залива – является и самым крупным месторождением извлекаемых УВ в Мире.

Количество, средние и суммарные запасы крупнейших месторождений разных фазовых типов различаются для разных категорий НГБ следующим образом (табл. 5 и 6, рис. 3б и 4а).

Внутриконтинентальные НГБ. Суммарные запасы 163 крупнейших месторождений в 38 внутриконтинентальных НГБ Мира составляют 42,0 млрд. т н. э., в т.ч. нефть – 30,1%, газ – 67,2%, конденсат – 2,7%. По сравнению с усредненными для крупнейших месторождений в целом значениями: доля нефти ниже в 1,6 раза, доля конденсата выше в 1,2 раза; существенно ниже (на 9,7%) доля запасов газонефтяных месторождений, гораздо выше (на 8,1%) доля запасов газоконденсатных месторождений и заметно выше (на 2,3%) доля запасов газовых месторождений.

Средняя величина **нефтяных скоплений** в 112 месторождениях составляет 115 млн. т: максимальное ее значение (160 млн. т) – в нефтяных месторождениях, с которыми связано 67,0% запасов нефти. Средняя величина **газовых скоплений** в 109 месторождениях – 260 млрд. м³; относительное распределение запасов газа по месторождениям разных фазовых типов примерно соответствует усредненному. Средняя величина **скоплений конденсата** в 49 месторождениях составляет 25 млн. т; почти три четверти его запасов (73,7%) сосредоточено в нефтегазоконденсатных месторождениях.

Межконтинентальные НГБ. Суммарные запасы 368 крупнейших месторождений в 28 межконтинентальных НГБ Мира составляют 193,5 млрд. т н. э., в т.ч. нефть – 61,5%, газ – 36,4%, конденсат – 2,1%. По сравнению с усредненными значениями: доля нефти выше в 1,3 раза; резко (на 17,4%) снижается доля запасов нефтегазоконденсатных месторождений, значительно (на 13,2%) возрастает доля запасов нефтегазовых месторождений, заметно (на 5,0%) возрастает доля запасов нефтяных месторождений.

Средняя величина **нефтяных скоплений** в 316 месторождениях составляет 375 млн т: максимальное ее значение (570 млн т) – в газонефтяных месторождениях, с которыми связано 53,8 % запасов нефти, тогда как доля ее запасов в нефтегазоконденсатных месторождениях составляет лишь 3,1 %. Средняя величина **газовых скоплений** в 185 месторождениях составляет 380 млрд. м³: максимальное ее значение (более 3000 млрд. м³) – в газоконденсатных месторождениях, с которыми связана почти половина (49,0%) запасов газа; четверть запасов (25,3%) – в газонефтяных месторождениях, тогда как в нефтегазоконденсатных – только 8,0 %.

Таблица 6

Распределение крупнейших месторождений на планетарном профиле «континент-океан» по фазовым типам: количество (числитель, шт.) и суммарные запасы (знаменатель, %)

Фазовые типы УВ	Фазовые типы крупнейших месторождений					Суммарные запасы гетерофазовых элементов крупнейших месторождений			
	Н	ГН+НГ	НГК	ГК	Г	Нефть, 100 %	Газ, 100 %	Конденсат, 100 %	Σ, 100 %
Нефтегазоносные бассейны (НГБ) в целом: 106 НГБ – 894 месторождения									
Нефть, 100 %	361 44,9%	216 44,2%	122 10,9%	-	-	699 100%	-	-	-
Газ, 100 %	-	216 16,0%	122 32,7%	74 35,9%	121 15,4%	-	533 100%	-	-
Конденсат, 100 %	-	-	122 49,1%	74 50,9%	-	-	-	196 100%	-
Σ, 100 %	361 21,5%	216 29,1%	122 22,7%	74 19,0%	121 7,7%	699 47,9%	533 49,9%	196 2,2%	894 100%
Внутриконтинентальные бассейны: 38 НГБ – 163 месторождения									
Нефть, 100 %	54 67,0%	34 19,5%	24 13,5%	-	-	112 7,4%	-	-	-
Газ, 100 %	-	34 20,0%	24 25,9%	25 39,2%	26 14,9%	-	109 15,7%	-	-
Конденсат, 100 %	-	-	24 73,7%	25 26,3%	-	-	-	49 13,9%	-
Σ, 100 %	54 20,1%	34 19,4%	24 23,4%	25 27,1%	26 10,0%	112 30,1%	109 67,2%	49 2,7%	163 11,7%
Межконтинентальные бассейны: 28 НГБ – 368 месторождений									
Нефть, 100 %	183 43,1%	112 53,8%	21 3,1%	-	-	316 69,2%	-	-	-
Газ, 100 %	-	112 25,3%	21 8,0%	11 49,0%	41 17,7%	-	185 39,3%	-	-
Конденсат, 100 %	-	-	21 23,8%	11 76,2%	-	-	-	32 50,7%	-
Σ, 100 %	183 26,5%	112 42,3%	21 5,3%	11 19,4%	41 6,5%	316 61,5%	185 36,4%	32 2,1%	368 53,8%
Окраинноконтинентальные бассейны: 24 НГБ – 302 месторождения									
Нефть, 100 %	107 42,2%	58 21,9%	70 35,9%	-	-	235 21,0%	-	-	-
Газ, 100 %	-	58 5,7%	70 60,4%	30 23,2%	37 10,7%	-	195 41,8%	-	-
Конденсат, 100 %	-	-	65 79,6%	29 20,4%	-	-	-	100 30,7%	-
Σ, 100 %	107 13,4%	58 10,7%	70 53,0%	30 15,8%	37 7,1%	235 31,8%	195 66,0%	100 2,2%	302 31,6%
Окраинноокеанические бассейны: 16 НГБ – 61 месторождение									
Нефть, 100 %	17 51,8%	12 36,7%	7 11,5%	-	-	36 2,5%	-	-	-
Газ, 100 %	-	12 14,4%	7 8,8%	8 24,6%	17 52,2%	-	44 3,2%	-	-
Конденсат, 100 %	-	-	7 50,4%	8 49,6%	-	-	-	15 4,7%	-
Σ, 100 %	17 21,3%	12 23,0%	7 11,4%	8 15,3%	17 28,8%	36 41,1%	44 55,2%	15 3,7%	67 2,9%

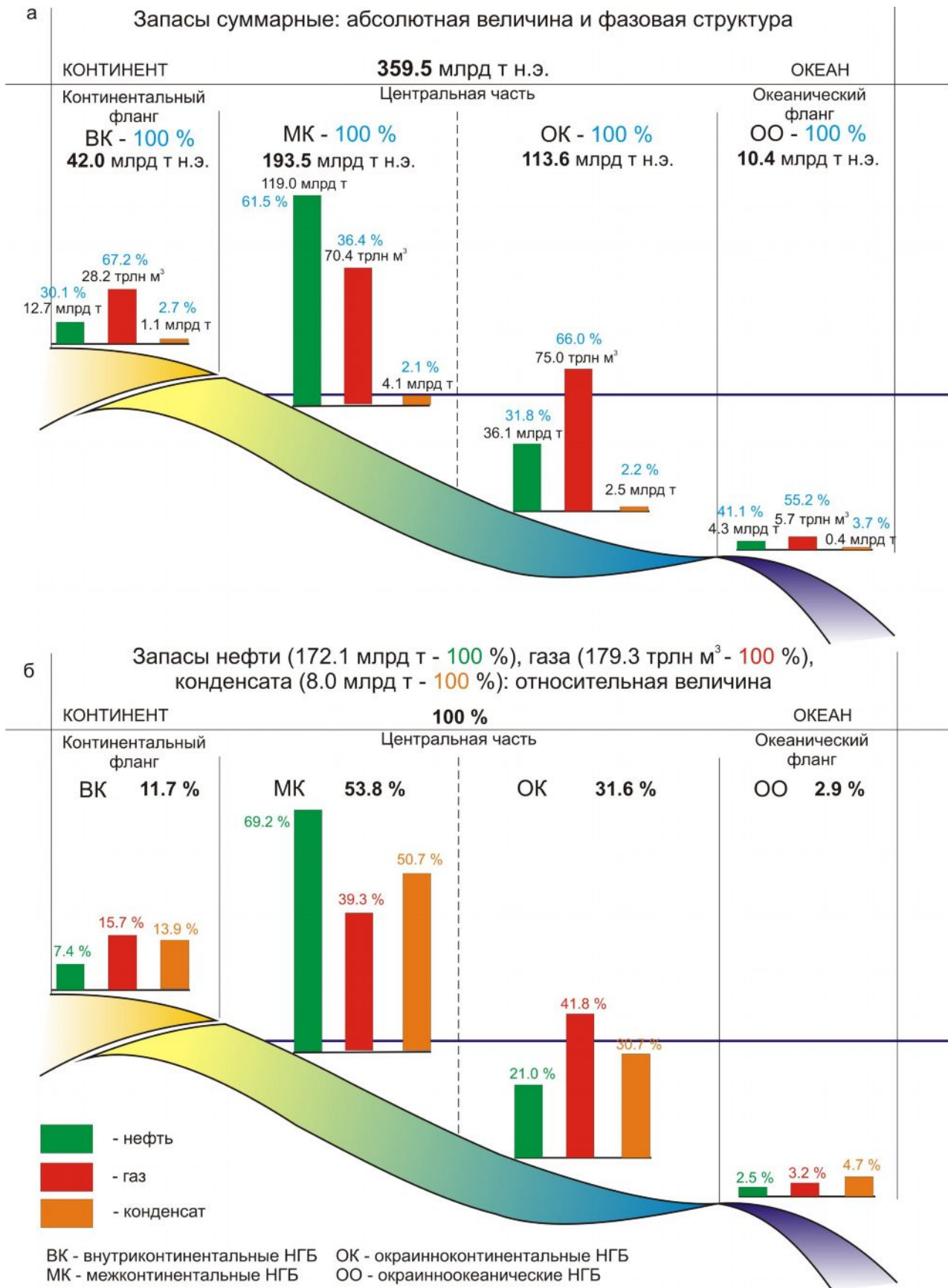


Рис. 4. Распределение крупнейших месторождений на планетарном профиле “континент-океан”

Средняя величина **скоплений конденсата** в 32 месторождениях составляет 125 млн. т; более трех четвертей (76,2%) его запасов сосредоточено в газоконденсатных месторождениях при средней величине запасов конденсата в них – 280 млн. т.

Окраинноконтинентальные НГБ. Суммарные запасы 302 крупнейших месторождений в 24 окраинноконтинентальных НГБ Мира составляют 113,6 млрд. т н. э., в т.ч. нефть – 31,8%, газ – 66,0%, конденсат – 2,2%. По сравнению с усредненными значениями: доля нефти ниже в 1,5 раза; резко (на 30,3%) возрастает роль нефтегазоконденсатных месторождений, резко (на 18,4%) уменьшается доля запасов газонефтяных месторождений, существенно (на 8,1%) уменьшается доля запасов нефтяных месторождений.

Средняя величина **нефтяных скоплений** в 235 месторождениях составляет 155 млн. т: максимальное ее значение (185 млн. т) – в нефтегазоконденсатных месторождениях, с которыми связано 35,9 % запасов нефти; наиболее значительная часть ее запасов – 42,2% – связана с нефтяными месторождениями. Средняя величина **газовых скоплений** в 195 месторождениях составляет 385 млрд. м³: максимальное ее значение (645 млрд. м³) – в нефтегазоконденсатных месторождениях, с которыми связана 60,4% его запасов при минимальной доле запасов – 5,7% - в газонефтяных месторождениях. Средняя величина **скоплений конденсата** в 100 месторождениях составляет 25 млн. т; почти четыре пятых (79,6 %) его запасов сосредоточено в нефтегазоконденсатных месторождениях.

Окраинноокеанические НГБ. Суммарные запасы 61 крупнейшего месторождения в 16 окраинноокеанических НГБ Мира составляют 10,4 млрд. т н. э., в т.ч. нефть – 41,1%, газ – 55,2%, конденсат – 3,7%. По сравнению с усредненными значениями: доля нефти ниже в 1,2 раза, доля конденсата выше в 1,7 раза; резко (на 21,1%) увеличивается доля запасов газовых месторождений и уменьшается (на 15,0%) доля запасов конденсатосодержащих месторождений, существенно (на 6,1%) уменьшается доля запасов газонефтяных месторождений.

Средняя величина **нефтяных скоплений** в 36 месторождениях составляет 120 млн. т: максимальное ее значение (130 млн. т) – в нефтяных и газонефтяных месторождениях, с которыми связано 51,8% и 36,7% запасов нефти, соответственно. Средняя величина **газовых скоплений** в 44 месторождениях составляет 130 млрд. м³: максимальное ее значение (175 млрд. м³) – в газовых месторождениях, с которыми связана 52,2% запасов газа. Средняя величина **скоплений конденсата** в 15 месторождениях составляет 15 млн. т; его запасы в

сопоставимом соотношении поделены между нефтегазоконденсатными и газоконденсатными месторождениями (рис. 4б).

*РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА
НА ПЛАНЕТАРНОМ ПРОФИЛЕ «КОНТИНЕНТ-ОКЕАН»*

Суммарные запасы 894 крупнейших месторождений в 106 нефтегазоносных бассейнах Мира составляют 359,5 млрд. т н.э. Фазовая структура суммарных запасов крупнейших месторождений: нефть – 172,2 млрд. т, газ – 179,3 трлн. м³, конденсат – 8,0 млрд. т. Запасы нефти выявлены на 699 месторождениях (78% общего количества крупнейших месторождений), запасы газа – на 533 месторождениях (60%), запасы конденсата – на 196 месторождениях (22 %). В структуре суммарных запасов нефть составляет 47,9 %, газ – 49,9%, конденсат – 2,2% (см. табл. 2).

Более половины *суммарных запасов УВ* крупнейших месторождений связано с межконтинентальными НГБ – 53,8%; с окраинноконтинентальными НГБ – 31,6% (см. рис. 4а). Таким образом, в центральной части профиля сосредоточено 85,4% суммарных запасов крупнейших месторождений; на континентальный и океанический фланги профиля приходится 11,7% и 2,9% суммарных запасов, соответственно. В структуре суммарных запасов межконтинентальных НГБ преобладает нефть – 61,5%; доля газа составляет 36,4%, конденсата – 2,1 %.

В структуре суммарных запасов окраинноконтинентальных НГБ доля нефти почти вдвое ниже – 31,8%, при преобладании газа – 66,0% и равной доле конденсата – 2,2%. На континентальном и океаническом флангах профиля доля конденсата несколько выше – 2,7% и 3,7%, соответственно. На континентальном фланге доля нефти минимальна среди всех категорий НГБ – 30,1%; на океаническом фланге она заметно выше – 41,1%. Но в последнем случае распределение запасов нефти и газа по НГБ имеет резко неравномерный характер: среди 16 окраинноокеанических НГБ лишь в четырех – запасы нефти в структуре запасов преобладают и в лишь двух случаях это преобладание имеет доминирующий характер – Кванза-Камерунский (12 крупнейших месторождений, доля нефти в структуре запасов – 86,5 %) и Кампус (8 крупнейших месторождений, доля нефти в структуре запасов – 86,0%) бассейны (в суммарных запасах 14 остальных НГБ этой категории доля нефти составляет всего 19,2%).

Если в каждой из категорий НГБ исключить резко нетипичные по своей фазовой структуре или резко доминирующие по величине запасов бассейны (Амударьинский

внутриконтинентальный НГБ, Западно-Сибирский окраинноконтинентальный НГБ, Персидского залива межконтинентальный НГБ, Кванза-Камерунский и Кампус окраинноокеанические НГБ), то доля нефти в структуре запасов этих категорий НГБ будет меняться следующим образом: внутриконтинентальные НГБ – 35,4%, межконтинентальные НГБ – 58,4%, окраинноконтинентальные НГБ – 47,1%, окраинноокеанические НГБ – 19,2%.

Большая часть *запасов нефти* (69,2%) связана с межконтинентальными НГБ; в окраинноконтинентальных НГБ – 20,9% ее запасов. Иначе говоря, подавляюще большая часть запасов нефти (более 90%) сосредоточена в центральной части профиля; на долю его континентального и океанического флангов приходится 7,4% и 2,5% запасов нефти, соответственно. В центральной части профиля в сугубо нефтяных месторождениях локализовано 42 - 43% запасов нефти; в межконтинентальных НГБ доминирующим фазовым типом являются газонефтяные месторождения (53,8% запасов нефти), при резко подчиненной роли нефтегазоконденсатных месторождений (3,1%); в окраинноконтинентальных НГБ значение нефтегазоконденсатных месторождений в структуре запасов нефти на порядок выше (35,9%) при сравнительно невысоком значении месторождений газонефтяных (21,9%). На континентальном и океаническом флангах профиля относительное значение нефтяных месторождений значительно выше – 67,0% и 51,8% запасов нефти, соответственно; доля запасов нефти в нефтегазоконденсатных месторождениях (13,5% и 11,5%) существенно выше по сравнению с межконтинентальными НГБ и существенно ниже по сравнению с окраинноконтинентальными НГБ.

Средняя величина *нефтяных скоплений* в 699 месторождениях трех фазовых типов составляет 245 млн. т: максимальное ее значение – 350 млн. т – в газонефтяных месторождениях, с которыми связано 44,2% запасов нефти; для нефтегазоконденсатных месторождений значения этих показателей составляет 155 млн. т и 10,9%.

Большая часть *запасов газа* (41,8%) связана с окраинноконтинентальными НГБ; в межконтинентальных НГБ – 39,3% его запасов. В центральной части профиля – 81,8% запасов газа; на континентальном фланге – 15,7%, на океаническом – 3,2%. В окраинноконтинентальных НГБ наиболее значительная часть запасов газа (более 60%) связана с нефтегазоконденсатными месторождениями; второй по значению фазовый тип – газоконденсатные месторождения (23,2% запасов газа). Во внутриконтинентальных НГБ запасы газа наиболее равномерно распределены по месторождениям четырех фазовых типов с ведущей ролью газоконденсатных и нефтегазоконденсатных. Окраинноокеанические НГБ выделяются резко повышенной долей запасов газа в сугубо газовых месторождениях (52,2%)

по сравнению с другими категориями бассейнов, где этот показатель находится в пределах 10,7% - 17,7%.

Средняя величина 533 *газовых скоплений* в крупнейших месторождениях четырех фазовых типов составляет 335 млрд. м³; максимальное ее значение (870 млрд. м³) – в газоконденсатных месторождениях, с которыми связано 35,9% запасов газа; средняя величина запасов газа в нефтегазоконденсатных месторождениях – 480 млрд. м³ и 32,7% его запасов; доли газонефтяных и газовых месторождений в суммарных запасах газа составляют 16,0% и 15,4 %, соответственно при средней величине запасов газа в месторождениях этих типов 135 и 230 млрд. м³.

Половина *запасов конденсата* (50,7%) связана с межконтинентальными НГБ, хотя количество конденсатосодержащих месторождений в них составляет 32 (менее 9% месторождений этой категории). В окраинноконтинентальных НГБ – 100 конденсатосодержащих месторождений (33% месторождений этой категории), а их доля в суммарных запасах конденсата крупнейших месторождений составляет только 30,7%. Всего в центральной части профиля – 81,4% запасов конденсата.

Средняя величина 196 *скоплений конденсата* в крупнейших месторождениях двух фазовых типов составляет 40 млн. т: она выше в газоконденсатных месторождениях (55 млн. т) по сравнению с нефтегазоконденсатными (35 млн. т), но запасы конденсата делятся между месторождениями двух фазовых типов примерно поровну.

В рамках принятой классификацией [Нефтяные ресурсы..., 2000], но детализируя ее, мы выделяем *шесть фазовых типов НГБ* в соответствии с фазовой структурой суммарных запасов крупнейших месторождений, выявленных в их пределах.

- Тип НН: ультранефтеносные НГБ (доля нефти > 90%).
- Тип Н: нефтеносные НГБ (доля нефти 70 – 90%).
- Тип ГН: газонефтеносные НГБ (доля нефти 50 – 70%).
- Тип НГ: нефтегазоносные НГБ (доля нефти 30 – 50%).
- Тип Г: газоносные НГБ (доля нефти 10 – 30%).
- Тип ГГ: ультрагазоносные НГБ (доля нефти < 10%).

Представителями разных фазовых типов НГБ, наиболее значительными по суммарной величине запасов крупнейших месторождений, являются: ультранефтеносные бассейны – Маракайбо НГБ, нефтеносные бассейны – Волго-Уральский НГБ, газонефтеносные бассейны – НГБ Персидского залива, нефтегазоносные бассейны – Центральноевропейско-

Североморский НГБ, газоносные бассейны – Западно-Сибирский НГБ, ультрагазоносные бассейны – Аму-Дарьинский НГБ.

Количество НГБ типов НН и ГГ примерно одинаковое – 24 и 23 бассейна, соответственно, а количество НГБ четырех других типов составляет от 13 – до 15 бассейнов.

В распределении запасов нефти и газа по НГБ разных типов обнаруживаются два максимума, в значительной мере определяемых НГБ Персидского залива (тип ГН) и Западно-Сибирским НГБ (тип Г) (рис. 5).

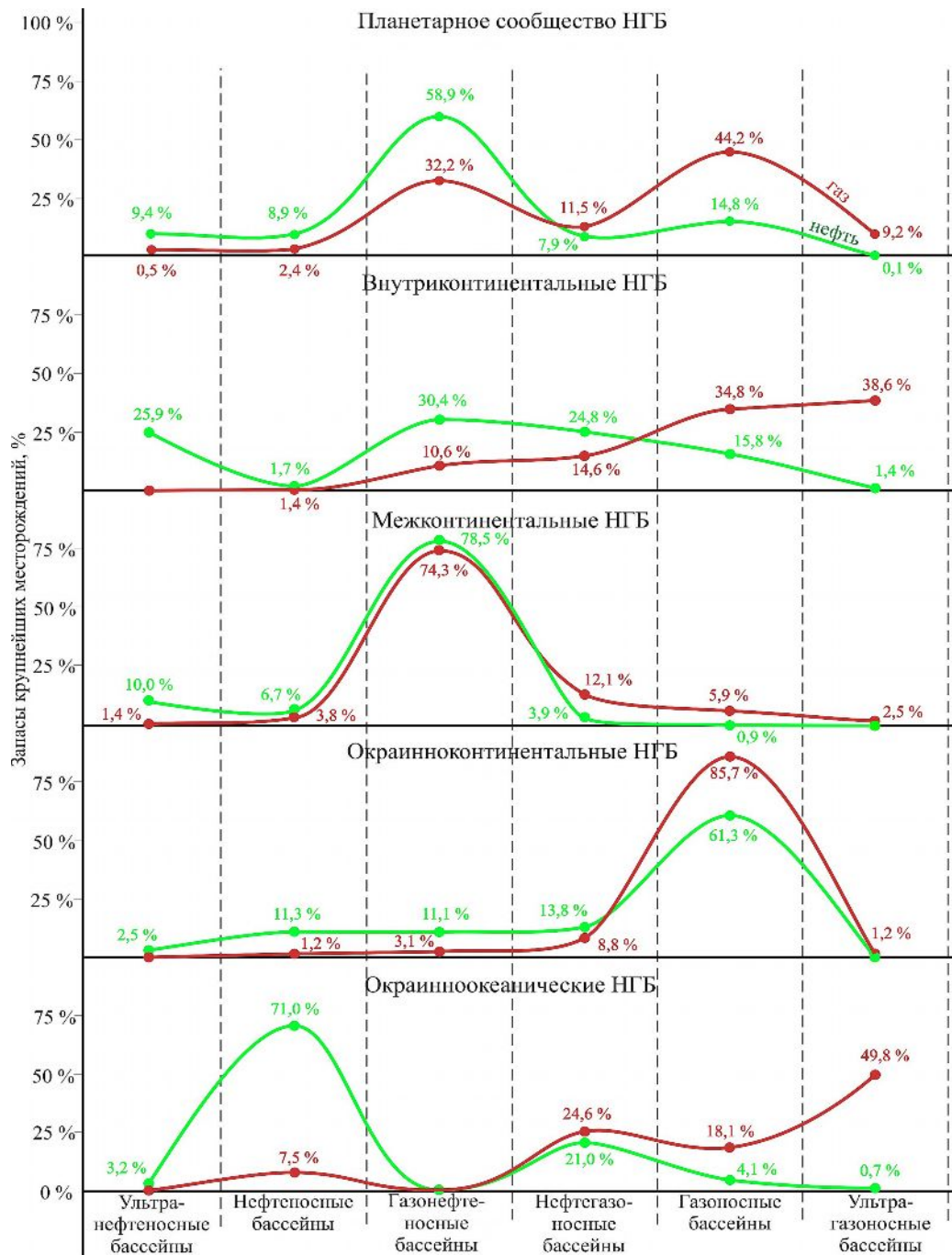


Рис. 5. Распределение запасов нефти и газа крупнейших месторождений по НГБ разных категорий и разных фазовых типов

Эти пики в еще более резкой форме проявляются в соответствующих категориях бассейнов – *межконтинентальных* и *окраинноконтинентальных НГБ*. Примечательно, что в центральной части профиля «континент – океан» кривые распределения запасов нефти и газа очень хорошо совпадают.

Распределение запасов нефти и газа на флангах профиля «континент – океан» происходит совершенно иным образом. Во *внутриконтинентальных НГБ* в распределении запасов нефти обнаруживаются три максимума – типы НН, ГН, НГ, где сосредоточено 81,1% запасов нефти этой категории НГБ; запасы газа линейно возрастают от типа Н – к типу ГГ, составляя в двух последних типах 73,4%. В *окраинноокеанических НГБ* распределение запасов нефти и запасов газа имеет наименее организованный и контрастный характер, распадаясь на две асимметричные части, разделяемые зоной отсутствия крупнейших месторождений в НГБ типа ГН. В левой части – 74,2% запасов нефти этой категории бассейнов с максимумом (71,0 %), соответствующим типу Н; в правой части – 92,5% запасов газа с максимумом (49,8 %), соответствующем типу ГГ. Примечательно, что на флангах профиля – резкое несоответствие кривых распределения запасов нефти и газа.

На рис. 6 представлено изменение средней величины суммарных запасов нефти и газа крупнейших месторождений по категориям и фазовым типам НГБ. Для совокупности запасов всех месторождений в полном соответствии с кривыми распределения (см. рис. 5) максимальные значения их средней величины связаны с типами ГН – 550 млн. т н.э. и Г – 450 млн. т н.э.; для промежуточного типа НГ – 290 млн. т н.э.; для крайних типов НН и ГГ – по 230 млн. т н.э.; самое низкое значение для типа Н – 180 млн. т н.э.

Значения средних запасов для *межконтинентальных* и *окраинноконтинентальных НГБ* находятся в соответствии с кривыми распределения суммарных запасов для этих категорий бассейнов с максимумами, соответствующими типу ГН (680 млн. т н. э.) и типу Г (515 млн. т н.э.). Для *внутриконтинентальных НГБ* значения средних запасов трех типов с преобладанием нефтяной составляющей (120 – 155 млн. т н. э.) значительно уступают значениям средних запасов трех типов с преобладанием газовой составляющей (275 – 420 млн. т н. э.). Для *окраинноокеанических НГБ* средние значения запасов близки для всех типов (135 – 180 млн. т н. э.).

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Результаты статического анализа распределения на планетарном профиле «континент – океан» 894 крупнейших месторождений нефти и газа, выявленных в 106 НГБ Мира, позволяют обнаружить его существенно неравномерный характер, который может

быть выражен различным образом с использованием разных показателей, а именно: количество НГБ и крупнейших месторождений, запасы суммарные и средние, фазовые типы месторождений, запасы нефти и запасы газа, фазовые типы НГБ.

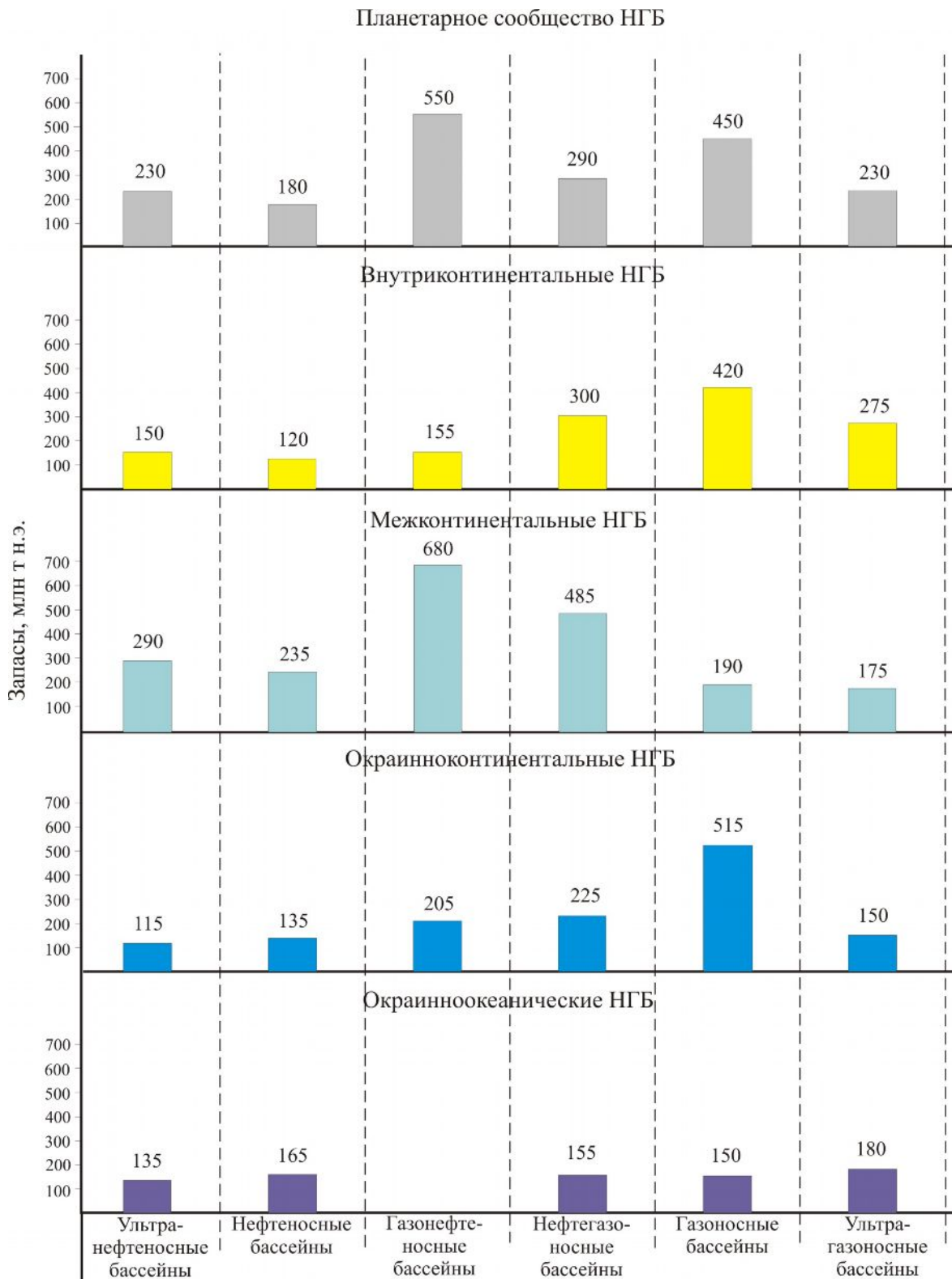


Рис. 6. Средняя величина суммарных запасов нефти и газа крупнейших месторождений в НГБ разных категорий и разных фазовых типов

• **Количество НГБ и крупнейших месторождений** (см. рис. 1, табл. 3 и 4, рис. 3а).

Континентальный фланг профиля представлен 95 сугубо наземными НГБ, в 38 из которых выявлено 163 крупнейших месторождения (40% НГБ этой категории). *Океанический фланг профиля* представлен 57 окраинноокеаническими НГБ, в площади которых доля территории континентов не превышает 10%, а акватории представлены океанами; в 16 из них выявлено 61 крупнейшее месторождение (28% НГБ этой категории).

Центральная часть профиля представлена двумя категориями НГБ – межконтинентальными и окраинноконтинентальными. Три ареала *межконтинентальных НГБ* располагаются на сопряжении континентов: Северной Америки и Южной Америки; Европы, Азии и Африки; Азии и Австралии. Среднее для этой категории значение доли акваторий в их площади – 43%; акватории представлены средиземными морями. В 28 из 42 НГБ этой категории (67% НГБ этой категории) выявлено 368 крупнейших месторождений. *Окраинноконтинентальные НГБ*: доля территории континентов в их площади составляет не менее 10%, среднее значение доли акваторий – 42%; акватории представлены, главным образом, окраинными морями и в меньшей мере – краевыми частями океанов. В 24 из 38 НГБ этой категории выявлено 302 крупнейших месторождения (63% НГБ этой категории).

• **Запасы суммарные и средние** (см. табл. 5 и 6, рис. 3б и 4а). Характер нефтегазоносности бассейнов *центральной части профиля* «континент – океан» определяется сочетанием в той или иной мере паритетного влияния континентальной и океанической составляющих процесса нефтегазонакопления. Именно такое сочетание оказывается оптимальным и наиболее эффективным с точки зрения формирования крупнейших месторождений нефти и газа. С осадочными бассейнами этой категории связано 75% всех крупнейших месторождений Мира, содержащих 85% суммарных запасов крупнейших месторождений, в т.ч. – 90,2% запасов нефти, 81,1% запасов газа, 81,4% запасов конденсата. В структуре суммарных запасов нефть составляет 50,5%, газ – 47,3%, конденсат – 2,2%. Средняя величина запасов крупнейших месторождений – 460 млн. т н. э.; средняя величина скоплений нефти – 280 млн. т, газа – 380 млрд. м³.

Нефтегазоносность бассейнов *континентального фланга профиля* определяется доминирующим влиянием континентальной составляющей этого процесса. Такое одностороннее влияние оказывается гораздо менее эффективным с точки зрения формирования крупнейших месторождений нефти и газа. С осадочными бассейнами этой категории связано 18% всех крупнейших месторождений Мира, содержащих 12% суммарных запасов крупнейших месторождений, в т.ч.: 7,4% запасов нефти, 15,7% запасов

газа, 13,9% запасов конденсата. В структуре суммарных запасов нефть составляет 30,1%, газ – 67,2%, конденсат – 2,7%. Средняя величина запасов крупнейших месторождений – 260 млн. т н.э.; средняя величина скоплений нефти – 115 млн. т, газа – 260 млрд. м³.

Нефтегазоносность бассейнов *океанического фланга профиля* определяется доминирующим влиянием океанической составляющей этого процесса. Такое одностороннее влияние оказывается гораздо менее эффективным с точки зрения формирования крупнейших месторождений нефти и газа. С осадочными бассейнами этой категории связано 7% всех крупнейших месторождений Мира, содержащих 3% суммарных запасов крупнейших месторождений, в т.ч. – 2,5% запасов нефти, 3,2% запасов газа, 4,7% запасов конденсата. В структуре суммарных запасов нефть составляет 41,1 %, газ – 55,2%, конденсат – 3,7%. Но эти усредненные значения не отражают резко дифференцированную структуру запасов бассейнов этой категории: в структуре запасов 2 НГБ этой категории доля нефти составляет 86%, в 14 остальных – 19,2%. Средняя величина запасов крупнейших месторождений – 170 млн. т н. э.; средняя величина скоплений нефти – 120 млн. т, газа – 130 млрд. м³.

Если уподобить нефтегазоносные бассейны кастрюле, а планетарный профиль «континент-океан» – кухонной плите, то очевидно, что в центральной части плиты кастрюля находится в оптимальных для готовки нефти и газа условиях; с океанического края – для полноценной готовки слишком горячо, с континентального края, напротив, все уже остывает.

• **Фазовые типы месторождений** (табл. 5). В разных категориях бассейнов наибольшая часть запасов крупнейших месторождений связана с месторождениями разных фазовых типов и в каждой категории выделяются доминирующие типы: для *внутриконтинентальных НГБ* – это газоконденсатные (ГК) и нефтегазоконденсатные (НГК), для *окраинноконтинентальных НГБ* – нефтегазоконденсатные (НГК) и газоконденсатные (ГК), для *окраинноокеанических НГБ* – газовые (Г) и газонефтяные (ГН), для *межконтинентальных НГБ* – газонефтяные (ГН) и нефтяные (Н). В разных категориях бассейнов наименьшая часть запасов крупнейших месторождений также связана с месторождениями разных фазовых типов: для *внутриконтинентальных НГБ* – это газовые (Г) и газонефтяные (ГН), для *окраинноконтинентальных НГБ* – газовые (Г) и газонефтяные (ГН), для *окраинноокеанических НГБ* – нефтегазоконденсатные (НГК) и газоконденсатные (ГК), для *межконтинентальных НГБ* – нефтегазоконденсатные (НГК) и газовые (Г). Распределение запасов по месторождениям разных фазовых типов отличается для каждой из

категорий НГБ; фазовые типы, доминирующие в одних категориях НГБ, оказываются наименее значительными в других категориях.

• **Запасы нефти и запасы газа** (табл. 6). Распределение запасов нефти и газа по месторождениям разных фазовых типов также различно для разных категорий НГБ. **Запасы нефти** *внутриконтинентальных* и *окраинноокеанических НГБ* большей части локализуются в нефтяных месторождениях – 67,0% и 51,8%, соответственно; *межконтинентальных НГБ* – в газонефтяных (53,8%) и нефтяных (43,1%) месторождениях; *окраинноконтинентальных НГБ* – в нефтяных (42,2%) и нефтегазоконденсатных (35,9%) месторождениях. **Запасы газа** *внутриконтинентальных НГБ* довольно равномерно распределены по 4 фазовым типам месторождений (минимум – 14,9% – в газовых месторождениях); в *окраинноокеанических НГБ*, напротив, газовые месторождения содержат большую часть – 52,2% запасов газа; в *межконтинентальных НГБ* в газоконденсатных месторождениях – 49,0%, в *окраинноконтинентальных НГБ* в газоконденсатных месторождениях – 60,4% запасов газа.

• **Фазовые типы НГБ** (рис. 5). В зависимости от положения бассейнов разных фазовых типов на профиле «континент – океан» их продуктивность оказывается весьма различной. *Ультранефтеносные бассейны*: максимальная доля запасов нефти (25,9%) – во *внутриконтинентальных НГБ*, гораздо ниже (10,0%) – в *межконтинентальных НГБ*, минимальная (2,5 - 3,2%) – в *окраинных НГБ*. *Нефтеносные бассейны*: экстремальный пик (71,0%) запасов нефти – в *окраинноокеанических НГБ*, минимум (1,7%) – во *внутриконтинентальных НГБ*. *Газонефтеносные бассейны*: пик для нефти и газа (78,5% и 74,3%) – в *межконтинентальных НГБ*, во *внутриконтинентальных НГБ* – 30,4% и 10,6%, *окраинные НГБ* – гораздо ниже, вплоть до отсутствия. *Нефтегазоносные бассейны*: относительное увеличение – для *внутриконтинентальных НГБ* (24,8% и 14,6%) и *окраинноокеанических НГБ* (21,0% и 24,6%); вдвое ниже – для *межконтинентальных* и *окраинноконтинентальных НГБ*. *Газоносные бассейны*: абсолютный максимум (85,7%) по газу и максимум (61,3%) по нефти – для *окраинноконтинентальных НГБ*, достаточно высоко по нефти (15,8%) и газу (34,8%) – для *внутриконтинентальных НГБ*, относительный минимум – для *окраинноокеанических НГБ*, крайне мало – для *межконтинентальных НГБ*. *Ультрагазоносные бассейны*: высокие уровни по газу – для *окраинноокеанических НГБ* (49,8%) и *внутриконтинентальных НГБ* (38,6%), для других категорий НГБ – роль крайне незначительна.

С другой стороны, разные категории НГБ отличаются неповторяющимся характером распределения суммарных и средних запасов крупнейших месторождений по бассейнам

разных фазовых типов. Распределение суммарных запасов для категорий межконтинентальных и окраинноконтинентальных НГБ центральной части профиля «континент-океан» имеет весьма сходный характер, несмотря на то, что максимумы запасов в них связаны с разными фазовыми типами бассейнов. При этом обнаруживается очень близкое по характеру распределение запасов нефти и запасов газа, которое можно определить как взаимосвязанное и гармоничное. Распределение суммарных запасов для НГБ континентального и океанического флангов профиля резко отличается по характеру, как между собой, так и от распределений двух первых категорий НГБ его центральной части. Общим является лишь то, что распределение запасов нефти и запасов газа в этих категориях бассейнов имеет настолько различный характер, что его можно определить как дисгармоничное.

В рамках закона единства и борьбы противоположностей центральную часть профиля «континент – океан» можно определить как область наиболее оптимального взаимодействия континентальной и океанической составляющих процесса нефтегазонакопления, что обеспечивает гармоничное сочетание образования нефти и газа, формирование наибольшего количества их крупнейших месторождений, прежде всего гетерофазовых, обладающих наибольшими запасами. На континентальном и океаническом флангах профиля доминирование одной из составляющих процесса нефтегазонакопления и отсутствие полноценной борьбы противоположностей, обеспечивающей гармонию образования нефти и газа, обуславливает в большей мере раздельное формирование гомофазовых месторождений нефти и газа – гораздо менее успешных с точки зрения величины запасов по сравнению с гетерофазовыми месторождениями.

Продолжая аналогию нефтегазоносных бассейнов с кастрюлей можно определить соотношение ингредиентов готовящегося в ней блюда для центральной части профиля «континент – океан» как оптимальное и гармоничное; для его океанического фланга – как еще не достигшее гармонии центральной части, - предгармоничное; для его континентального фланга – как уже утратившее гармонию центральной части, - постгармоничное.

Результаты выполненного анализа позволяет определить два существенных фактора распределения крупнейших месторождений, в различной мере проявляющихся в разных категориях НГБ – гетерофазовое накопление и его частная форма – конденсатонакопление.

• **Гетерофазовое накопление – суммарные запасы** (см. табл. 6). Существенным фактором формирования крупнейших месторождений является совместное в рамках одного месторождения накопление нефти и газа, т.е. гетерофазовое накопление.

В структуре суммарных запасов газонефтяных и нефтегазовых месторождений доля нефти составляет 72,7% при средней величине ее запасов 350 млн. т; доля газа составляет 27,3% при средней величине его запасов 135 млрд. м³. В структуре нефтегазоконденсатных месторождений доля нефти составляет 23,1% при средней величине ее запасов 155 млн. т; доля газа составляет 72,1% при средней величине его запасов 480 млрд. м³; доля конденсата составляет 4,8 %. В 338 месторождениях этих двух фазовых типов (37,8% общего количества крупнейших месторождений) сосредоточено более половины (51,8%) суммарных запасов всех крупнейших месторождений, в т.ч. 55,1% запасов нефти при их средней величине на месторождении – 280 млн. т; 48,7% запасов газа при их средней величине на месторождении – 260 млрд. м³.

Следовательно, накопление более половины запасов нефти крупнейших месторождений (55,1%) происходит в рамках газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях, т.е. сопряжено с газонакоплением; средние размеры нефтяных скоплений при этом превосходят значение аналогичного показателя для сугубо нефтяных месторождений в 1,3 раза. Накопление более двух третей (68,6%) запасов газа происходит в конденсатосодержащих месторождениях; средние размеры газовых скоплений при этом превосходят значение аналогичного показателя для двух других фазовых типов в 3,8 раза.

• **Гетерофазовое накопление – средняя величина запасов** (см. табл. 5). Средняя величина запасов 894 крупнейших месторождений равняется 402 млн. т н. э. Для 482 монофазовых месторождений (сугубо нефтяные и сугубо газовые) средняя величина запасов составляет 218 млн. т н. э., для 412 гетерофазовых месторождений – 618 млн. т н. э., что в 2,8 раза больше.

Для категорий внутриконтинентальных, окраинноконтинентальных и окраинноокеанических НГБ значения средней величины запасов монофазовых месторождений примерно одинаковы – 159 млн. т, 162 млн. т и 153 млн. т н. э., соответственно. Значительно выше оно только для категории межконтинентальных НГБ – 285 млн. т н. э.

Величина средних запасов гетерофазовых месторождений значительно увеличивается – по сравнению с монофазовыми месторождениями – во всех категориях НГБ, но степень этого увеличения различна. На флангах профиля «континент-океан» она минимальна:

средние запасы гетерофазовых месторождений окраинноокеанических НГБ увеличивается до 191 млн. т н. э., то есть в 1,2 раза; средние запасы гетерофазовых месторождений внутриконтинентальных НГБ увеличивается до 353 млн т н. э., то есть в 2,2 раза. В центральной части профиля увеличение средних размеров гетерофазовых месторождений существенно значительнее: для межконтинентальных НГБ – до 901 млн. т н. э., то есть в 3,2 раза; для окраинноконтинентальных НГБ – до 571 млн т н.э., то есть в 3,5 раза. Соответственно этим различиям доля запасов гетерофазовых месторождений в суммарной структуре запасов составляет: для категории окраинноокеанических НГБ минимальное значение – 49,7%, для категории окраинноконтинентальных НГБ – максимальное значение 79,5%.

Следовательно, преимущество гетерофазового нефтегазонакопления в значительно большей мере реализуется в центральной части профиля «континент-океан», нежели на его континентальном и, в еще меньшей мере, океаническом флангах.

• **Конденсатонакопление** (см. табл. 5, 6). Частным случаем гетерофазового накопления при формировании крупнейших месторождений является конденсатонакопление.

В 196 конденсатосодержащих месторождениях (21,9% общего количества крупнейших месторождений) сосредоточено 41,7% суммарных запасов крупнейших месторождений, в т.ч.: 10,9% запасов нефти при их средней величине на месторождении – 155 млн. т; 68,6% запасов газа при их средней величине на месторождении – 630 млрд. м³. Для окраинноконтинентальных НГБ значение фактора конденсатонакопления гораздо выше по сравнению с другими категориями бассейнов: 68,8% суммарных запасов крупнейших месторождений; 35,9% запасов нефти при их средней величине на месторождении – 185 млн. т; 83,6% запасов газа при их средней величине на месторождении – 635 млрд. м³.

Относительное количество конденсатосодержащих месторождений среди крупнейших месторождений внутриконтинентальных, окраинноконтинентальных и окраинно-океанических НГБ примерно сопоставимо – 30,0%, 33,1%, 24,6%; гораздо ниже оно для межконтинентальных НГБ – 8,7%, хотя именно в этих бассейнах сосредоточена половина (50,7%) запасов конденсата. Доля запасов конденсатосодержащих месторождений в структуре суммарных запасов минимальна для межконтинентальных НГБ – 24,7%, чуть выше для окраинноокеанических НГБ – 26,7%, составляет половину – 50,5% – для внутриконтинентальных НГБ, имеет максимально высокое значение – 68,8% – для окраинноконтинентальных НГБ.

РОССИЯ – НА ПЛАНЕТАРНОМ ПРОФИЛЕ «КОНТИНЕНТ-КОНТИНЕНТ»

В России в разной мере представлены все исследуемые категории НГБ и наиболее значимой из них безусловно является категория окраинно-континентальных бассейнов, преобладающих по суммарным значениям перспективной площади, количеству и суммарной величине запасов крупнейших месторождений.

Россия обладает самой обширной в Мире системой внутриконтинентальных и окраинноконтинентальных осадочных бассейнов и имеет все основания рассчитывать на открытие в их пределах значительного количества крупнейших месторождений нефти, газа и конденсата. На акваториях России в пределах осадочных бассейнов, продолжающихся с ее территорий, открыто 48 морских месторождений, включая 9 подводных продолжений прибрежных месторождений. Из них 28 – относятся к категории крупнейших, включая 6 уникальных месторождений с запасами свыше 500 млн. т н. э.

Самый обширный и богатейший среди внутриконтинентальных НГБ Мира – Лено-Тунгусский – уже сегодня превосходит по величине суммарных запасов крупнейших месторождений гораздо более разведанный Алжиро-Ливийский НГБ. Поэтому, вряд ли стоит рассчитывать на значительное количество дальнейших крупнейших открытий в его пределах. Ожидания крупнейших открытий могут быть связаны с шельфами арктических и дальневосточных морей, что в общем очевидно. Нам хотелось бы отметить несколько неочевидных аспектов этих ожиданий.

- Конденсатонакопление является важнейшей составляющей процесса формирования крупнейших месторождений на всех окраинах Северной Евразии – атлантической, арктической, тихоокеанической, средиземноморской. Определение районов активного конденсатонакопления может стать одним из существенных элементов прогноза крупнейших месторождений нефти и газа в их пределах [Новиков, 2006а, 2006б].

- Для категории окраинноконтинентальных бассейнов характерно формирование большей части запасов нефти крупнейших месторождений (75,1%) в газоносных и нефтегазоносных типах НГБ (см. рис. 5). На окраинах Северной Евразии с гетерофазовыми – прежде всего нефтегазоконденсатными – месторождениями связана большая часть запасов крупнейших месторождений. Поэтому есть все основания предполагать, что наиболее значительная часть прогнозируемых запасов нефти здесь будет связана с нефтегазоконденсатными месторождениями, которые будут располагаться в газоносных или нефтегазоносных бассейнах и в районах с преобладающим газонакоплением [Новиков, 2000].

• Центральноевропейско-Североморский НГБ, первоначально оценивавшийся как ультрагазоносный, по мере разведанности переходил в газоносный тип, а затем – в нефтегазоносный; на сегодняшний день фазовая структура суммарных запасов его 48 крупнейших месторождений выглядит следующим образом: нефть – 42,6%, газ – 55,8%, конденсат – 1,6%. Фазовая структура суммарных запасов всех 676 месторождений Западно-Сибирского НГБ, включая 136 крупнейших, сегодня выглядит следующим образом: нефть – 29,8%, газ – 67,9 %, конденсат – 2,3%; нет оснований исключать возможность перехода этого бассейна в нефтегазоносный тип на основе последующих открытий. Рассматриваемые в отрыве друг от друга Баренцевоморская и Тимано-Печорская части единого осадочного окраинноконтинентального бассейна на сегодняшний день оцениваются как НГБ ультрагазоносного и газонефтеносного типов, соответственно. Рассматриваемый как единый НГБ и оцениваемый совокупностью запасов всех 223 месторождений, включая 23 крупнейших, бассейн обретает свойственный ему нефтегазоносный тип, фазовая структура запасов которого на сегодняшний день выглядит следующим образом: нефть – 32,4%, газ – 65,6%, конденсат – 2,0%. С отнесением Баренцевоморского бассейна к категории окраинноокеанических НГБ никак не вяжется величина запаса Штокмановского месторождения (3,7 млрд. т н.э.) – вполне уместная в категории окраинноконтинентальных НГБ, но в 6,5 раз превосходящая запасы крупнейшего месторождения окраинноокеанических НГБ.

Непременной принадлежностью любого окраинного бассейна является прибрежная мелководная зона транзитного перехода «суша-море». Первоначально выделение транзитной зоны в качестве специфического объекта морских ГРП было обусловлено недоступностью ее изучения стандартными морскими технологиями с использованием плавающей косы и необходимостью применения специальных методических и технологических средств. В дальнейшем понятие «транзитная зона» стало наполняться ресурсным содержанием: в 1999 г. ВНИГРИ была выполнена первая ресурсная оценка транзитных зон (с глубинами моря до 20 м) арктических и дальневосточных морей России, которая впоследствии уточнялась и дополнялась.

Россия обладает не только самой обширной системой окраинноконтинентальных и прибрежно-морских бассейнов, но самой обширной и ресурсоемкой зоной транзитного перехода «суша-море». Ее совокупная площадь до глубин моря 20 м в рамках 5 внутренних, 9 окраинных морей и Тихого океана составляет 630 тыс. км², а ее суммарные геологические ресурсы оцениваются значением 30 млрд. т н. э. Это – наиболее доступная для освоения

часть морской периферии России. Иначе говоря, Россия имеет у своих берегов зону относительной доступности, по совокупным значениям площади и ресурсного потенциала сопоставимую с богатейшей нефтегазоносной провинцией, которую следует рассматривать как первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России. Именно так называлась первая научно-практическая конференция по проблеме транзитной зоны, инициированная и организованная ВНИГРИ [Транзитное мелководье..., 2004].

В свое время именно Россия стала пионером организации прибрежно-морской нефтегазодобычи в промышленных масштабах на прибрежных акваториях Азербайджана. Но богатство ее территорий не способствовало развитию морской нефтегазодобычи за пределами Азербайджана. В новейшей России еще со времен СССР она велась в вялотекущей форме только на Бейсугском газовом месторождении в Азовском море, открытом в 1978 г. вблизи берега. Начальные запасы месторождения не превышают 20 млрд. м³. Накопленная добыча газа – 9,1 млрд. м³.

Первая морская нефть России, добытая с использованием пусть и не самых передовых, но современных технологий, была получена в 1998 г. на Пильтун-Астохском месторождении в рамках проекта Сахалин-2. В 2007 г. добыча нефти составила 1,7 млн. т, накопленная с начала разработки добыча – 13,2 млн. т. В 2008 г. предполагается начать бурение с ледостойкой стационарной платформы ПА-Б, организовать круглогодичную добычу с подачей нефти на берег и отказаться от ее танкерного вывоза непосредственно с места добычи. Запасы нефти Пильтун-Астохского месторождения превышают 100 млн. т, но и освоение даже небольшого по запасам (менее 10 млн. т) месторождения Одопту-море (Северный Купол) с использованием технологии направленно-наклонного бурения с берега себя оправдывает.

С 2003 г. направленно-наклонными скважинами с берега Тазовской губы Карского моря успешно осваивается подводное продолжение Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения (запасы только подводной части месторождения превышают 500 млн. т н. э.). Накопленная добыча газа превысила 20 млрд. м³, конденсата – 1 млн. т.

Первая нефть на месторождении Чайво (суммарные запасы свыше 300 млн. т н. э.) была получена в конце 2005 г., а уже в 2007 г. добыча составила 13,0 млн. т н. э., в том числе – 10,6 млн. т нефти. Столь высокие темпы добычи обеспечиваются сочетанием технологий: направленно-наклонного бурения с берега и стационарной ледостойкой платформы. К освоению готовятся и другие месторождения шельфа Северо-Восточного Сахалина,

расположенные на глубинах 10 – 48 м, на расстоянии от первых километров – до 20-25 км от берега: Лунское (запасы свыше 500 млн. т н. э., в 2008 г. планируется начало добычи со стационарной ледостойкой платформы), Одопту-море (Центральный и Южный купола)(запасы свыше 200 млн. т н. э., начало добычи – 2009 г.), Аркутун-Даганское (запасы свыше 200 млн. т н. э., начало добычи – не ранее 2010 г.).

Возможность освоения месторождений транзитной зоны с берега или комбинированным способом («с берега» плюс «стационарная платформа», устанавливаемая на небольших глубинах моря) оказывается привлекательной даже в случаях небольших запасов таких месторождений (5 – 10 млн. т). Работы по выявлению таких месторождений активно ведутся в транзитной зоне Северо-Восточного Сахалина (Кайганско-Васюканский, Венинский, Пограничный лицензионные участки). В южной части Азовского моря в 2007 г. направленно-наклонной скважиной с берега (отход по горизонтали чуть более 1 км) открыто нефтяное месторождение Новое (запасы около 4,5 млн. т). В Балтийском море успешно осваивается Кравцовское нефтяное месторождение (запасы чуть более 9 млн. т), расположенное на глубине около 30 м; близость к берегу (22 км) позволяет минимизировать затраты на строительство и обслуживание подводного нефтепровода, вывоз и утилизацию отходов бурения. Затянувшийся ввод в разработку Приразломного нефтяного месторождения (более 70 млн. т), расположенного на глубинах до 19 м, обусловлен исключительно неоптимальным образом решаемыми организационными вопросами. Ввод в разработку только 7 наиболее доступных для освоения месторождений акваторий четырех морей России уже обеспечил морскую добычу более 30 млн. т нефти и 30 млрд. м³ газа. И это лишь – самое начало.

В соответствии с особенностями распределения крупнейших месторождений УВ на континентальном профиле «континент-океан» и результатами ресурсной оценки территорий и акваторий России, правомерно ожидать открытия в их пределах десятков крупнейших месторождений нефти, газа и конденсата. Большая часть ожидаемых открытий связана с акваториями. Освоение морских месторождений – процесс гораздо более сложный и затратный, нежели освоение наземных месторождений. Общемировой тенденцией является увеличение глубин моря и отдаленности от берега вновь открываемых на акваториях Мирового океана месторождений УВ. Но России, в отличие от других государств Мира, никогда не обладавших или уже выработавших относительно доступный ресурсный потенциал УВ вблизи своих берегов, нет надобности следовать общемировой тенденции. Наличие уже открытых или ожидаемых к открытию месторождений вблизи ее берегов

вполне определенно, на наш взгляд, обозначают соответствующую этому объективному обстоятельству тенденцию развития отечественной морской нефтегазодобычи. Устойчивость этой тенденции подкрепляется реальными действиями и намерениями недропользователей, как правило, предпочитающих наиболее доступные месторождения, расположенные у ее берегов на небольших глубинах моря: из 26 морских месторождений, находящихся в распределенном фонде, 24 – расположены на глубинах моря до 50 м и на расстоянии от первых километров – до первых десятков километров от берега. Штокмановское месторождение – исключение из правила, а проблемы организации его освоения только подтверждают справедливость правила. Но все-таки государство, планирующие свое успешное развитие, должно стремиться жить по правилам, а не по исключениям из них.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

• Рассматривая распределение крупнейших месторождений УВ в контексте бинарной планетарной системы «континент» – «океан», мы исходим из представлений о том, что характер нефтегазоносности любого НГБ в значительной мере определяется сочетанием континентальной и океанической составляющих процесса нефтидогенеза, не конкретизируя содержание этих условных понятий. Планетарный профиль «континент-океан» также является понятием условным и собирательным; на нем представлены все возможные сочетания двух составляющих: от доминирования континентальной составляющей на континентальном фланге профиля – до паритетного сочетания континентальной и океанической составляющих в центральной части профиля – и до доминирования океанической составляющей на океаническом фланге профиля.

Дифференциация всех 106 НГБ, в которых выявлены 894 крупнейших месторождения, в зависимости от их положения на профиле «континент-океан» с выделением четырех категорий бассейнов позволяет обнаружить, что подавляюще значимая часть крупнейших месторождений (670 или 75% месторождений), включая самые крупные из них, приурочена к центральной части профиля. Именно здесь обеспечиваются максимально благоприятные условия для широкомасштабного гетерофазового нефтегазонакопления в отличие от континентального и океанического флангов, где преобладают монофазовые формы накопления нефти и газа. Из тех 126 НГБ, в которых крупнейшие месторождения не выявлены, большая их часть – 98 НГБ или 78% - расположены на континентальном и океаническом флангах профиля. В центральной части профиля «континент-океан»

сосредоточена основная часть мировых запасов нефти, газа и конденсата, поэтому ее вполне можно определить как *главную область нефтегазоаккумуляции*.

• Прогнозируемые мировые ресурсы нефти оцениваются значением 195,9 млрд. т [Нефтяные ресурсы..., 2000]. Большая часть этих ресурсов (162,6 млрд. т или 83%) прогнозируются в бассейнах с уже установленной нефтегазоносностью (НГБ); значительно меньшая часть (33,3 млрд. т или 17%) – в возможно нефтегазоносных бассейнах (ВНГБ). У нас нет иных оснований подвергать сомнению обоснованность этих оценок, кроме того, что они вряд ли учитывают неравномерность распределения запасов нефти крупнейших месторождений по профилю «континент – океан».

Прогноз по 232 НГБ основан на оценке уровня разведанности их суммарных ресурсов нефти значением 60,5%. Но в основных нефтедобывающих НГБ уровень разведанности ресурсов нефти существенно выше (до 89% в НГБ Персидского залива – на начало столетия). Наименее разведанными остаются обширные бассейны океанического фланга профиля «континент – океан» и, как правило, небольшие по размерам бассейны континентального фланга. Можно заведомо предполагать, что величина и структура их ресурсов с точки зрения возможностей выявления крупнейших месторождений окажется гораздо хуже по сравнению с центральной частью профиля, а доля нефти в них будет гораздо ниже.

Система ВНГБ по сравнению с системой НГБ оказывается значительно смещенной к флангам профиля «континент-океан»: из 182 бассейнов возможного нефтегазоаккумуляции сугубо наземными являются 69, сугубо акваториальными – 65, в центральной части профиля – только 48 бассейнов. Из 48 бассейнов центральной части профиля прибрежно-морскими (доля акваторий менее 50%) являются только 7 небольших по площади бассейнов; в 7 бассейнах доля акваторий составляет 50 – 60%, в 32 бассейнах – превышает 60%. По сравнению с системой НГБ доля территорий в площади ВНГБ уменьшается с 56% - до 40%, а доля акваторий соответственно увеличивается с 44% - до 60%.

Большая часть уже открытых крупнейших месторождений приурочена к центральной части профиля «континент-океан» и ресурсный потенциал главной области нефтегазоаккумуляции в значительной мере разведан, особенно в той его части, которая локализована в крупнейших месторождениях. Дальнейшее развитие нефтегазопроисковых работ неумолимо выводит их за рамки главной области нефтегазоаккумуляции, что неизбежно приводит к удорожанию и снижению эффективности поисков нефти и газа в новых районах.

Эту отчетливо обозначившуюся тенденцию можно рассматривать как *общее правило*, тем более, что с учетом отмеченных особенностей распределения прогнозируемых ресурсов нефти можно рассматривать вышеприведенную оценку их величины как завышенную.

- Только Россия является счастливым *исключением из общего правила*, поскольку располагает, помимо обширнейших внутриконтинентальных и окраинноконтинентальных осадочных бассейнов, включая прибрежные зоны относительной доступности в пределах последних, еще и системой значительно меньших по площади прибрежно-морских бассейнов (доля акваторий в их площади не превышает 50%) – наиболее нефтегазоперспективных, как показывают результаты анализа мирового опыта нефтегазопроисковых работ [Новиков, 1998; 2000]. Они протягиваются вдоль арктической и дальневосточной окраин России и потенциал их, как правило, оценивается невысоко. Это – Мезенский ВНГБ, Енисей-Хатангский НГБ, Охотско-Западно-Камчатский НГБ, Голыгинский ВНГБ, Пенжинский ВНГБ, Удско-Кухтуйский ВНГБ. На наш взгляд, было бы целесообразным проведение скоординированных ГРП как на территориях, так и на акваториях этих бассейнов. Месторождения, открытые в их пределах, стали бы гораздо более доступными и реальными объектами освоения по сравнению с уже открытыми на арктическом шельфе, но практически недостижимыми сегодня для отечественных недропользователей месторождениями.

- Настоящее исследование выполнено в рамках *геостатической методологической системы* и прогностическое значение его результатов по определению ограничено *бассейновым уровнем*.

Принадлежность к той или иной категории НГБ в зависимости от положения на планетарном профиле «континент-океан» является основанием для ряда оценок прогностического характера, а именно [Новиков, 1999, 2000, 2006; Белонин, Новиков, 2001; Белонин, Новиков, Соболев, 2001; Транзитное мелководье..., 2004]:

- вероятности выявления крупнейших месторождений в рамках оцениваемых бассейнов;
- ожидаемого количества крупнейших месторождений;
- величины и фазовой структуры запасов крупнейших месторождений.

Ранее нами были выполнены подобного рода оценки для акваторий Мира в целом [Белонин, Новиков, 2001; Транзитное мелководье..., 2004] и акваторий России в целом [Новиков, 1999, 2000], а также отдельных ее морских регионов – арктического шельфа [Белонин, Новиков, Соболев, 2001], шельфа Печерского и Баренцева морей [Новиков, 1999; Новиков, Соболев, 2006], шельфа Карского моря [Новиков, 2006а], шельфов

восточноарктических морей [Новиков, 2006б], шельфов дальневосточных морей [Новиков, 1998], шельфов южных морей [Новиков, 2003; Новиков, Соболев, 2006]. Наши оценки, выполненные на основании анализа мирового опыта нефтегазопроисковых работ во всех 232 НГБ Мира, в ряде случаев не совпадают с отечественными прогнозными оценками фазовой структуры ресурсов российских акваторий, которые оказываются весьма далекими от реального мирового опыта.

• Прогнозируемые на бассейновом уровне крупнейшие месторождения затем могут быть распределены внутри оцениваемых бассейнов по районам и участкам их наиболее вероятной приуроченности только на основании исследований, выполняемых в рамках геостратегической (историко-генетической) и геодинамической методологических систем. Наши исследования являются лишь одним из элементов комплексной и целостной системы прогноза крупнейших месторождений УВ, о необходимости создания которой мы уже говорили ранее [Закономерности размещения..., 2004]. Применительно к России **система прогноза крупнейших месторождений** должна быть не только **комплексно-целостной**, но и **целевой**, должна предусматривать возможность прогноза и выявления крупнейших месторождений, прежде всего в тех районах, где они могут реально вовлекаться в освоение в ближайшие годы в соответствии с возможностями отечественных недропользователей.

Литература

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

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.

Закономерности размещения и особенности прогноза крупных и уникальных месторождений нефти и газа / М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Ю.Н. Новиков и др. // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. М.: ООО Геоинформмарк, 2004. С. 58-64.

Карта нефтегазонасыщенности мира (масштаб 1:15 000000). Объяснительная записка / Науч. ред.: В.И. Высоцкий, Е.Н. Исаев, К.А. Клещев и др. М.: ВНИИЗарубежгеология, 1994. 194 с.

Косыгин Ю.А., Соловьев В.А. Статические, динамические и ретроспективные системы в геологических исследованиях // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1969. № 6. С. 13-21.

Нефтяные ресурсы континентов и транзиталей. Геолого-экономическая оценка / В.И. Назаров, М.Д. Белонин, И.А. Верещако и др. СПб.: ВСЕГЕИ. 2000. 70 с.

Новиков Ю.Н. Нефтегазоносные бассейны мира: глобальное распределение, фазовая специализация, месторождения-гиганты // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения. Тез. докл. Международной конференции. СПб.: ВНИГРИ, 1996. С. 40.

Новиков Ю.Н. Сравнительная оценка вероятности выявления крупнейших скоплений УВ в осадочных бассейнах Дальневосточного экономического района // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России: Сб. докл. Хабаровск, 1998. С. 238-246.

Новиков Ю.Н. Метод предваряющего прогноза месторождений нефти и газа в пределах Тимано-Печоро-Баренцевоморского НГБ и Невельского района Псковской области // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы северо-западного экономического района РФ. СПб., 1999. С. 165-173.

Новиков Ю.Н. Метод аналогового структурирования запасов (ресурсов) УВ – как основа концепции прогноза крупнейших месторождений нефти и газа на акваториях России // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Т.3: Сб. докл. СПб., 1999. С. 317-323.

Новиков Ю.Н. Закономерности распределения месторождений-гигантов и прогноз крупнейших месторождений нефти и газа на акваториях и сопредельных территориях России: Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. г.-м. наук. СПб., 2000. 40 с.

Новиков Ю.Н. Нефтяные и газовые гиганты: различия распределения и возможности прогнозирования // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации: Тез. докл. СПб.: ВНИГРИ, 2000. С. 66.

Новиков Ю.Н. Черноморско-Каспийский регион – пограничный элемент планетарной нефтегазоносной системы // Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл.–Симферополь, 2003.-С. 59-61

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, 2006а. С. 193-205.

Новиков Ю.Н. Геостатический анализ структуры запасов УВ Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна – как основа прогноза крупнейших месторождений нефти и газа // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в

России и странах СНГ. Геология, экология, экономика: Сб. докл. СПб.: Недра, 2006б. С. 91-107.

Новиков Ю.Н. Сравнительный анализ структуры запасов УВ северной Азии и Северной Америки – как основа прогнозной оценки структуры ресурсов УВ сопредельных арктических и дальневосточных морей // Геологические проблемы развития углеводородной сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. СПб.: Недра, 2006. С. 89-106.

Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России: Сб. докл. СПб.: Недра, 2004. 305 с.

Философский словарь./Под.ред. И.Т. Фролова. М.: Политиздат, 1981. 445 с.

Belonin M.D., Novikov Yu.N. Giant deposits: regularities in distribution and forecast potentialities//Russian Geology and Geophysics.-2001.-Vol. 42.-№ 11.-P. 1646-1657.

Carmalt S.W., John Bill St. Giant Oil and Gas Field//Future Petroleum Provinces of the World.-AAPG Memoir 40.-1986.-P. 11-53.

Ivanhoe L.F., Leckie G.G. Global oil, gas fields, sizes tablied, analyzed//Oil & Gaz Journal.-1993.-Vol. 91.-№ 7.-P. 87-91.

Masters C.D. Root D.H., Turner R.M. World resource statistics geared for electronic access/Oil & Gas Journal.-Oct. 13.-1997.-V. 95.-№ 41.-P. 98-104.

Roadifer R.E. Size distributions of world's largest known oil, tar accumulations. Giant fields – 1//Oil & Gas Journal.-1986a.-Vol. 84.-№ 8.-P. 98-104.

Roadifer R.E. How heavy oil occurs worldwide. Giant fields – 2//Oil & Gas Journal.-1986b.-Vol. 84.-№ 9.-P. 111-115.

Рецензент: Григоренко Юрий Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.