

УДК 553.98.04:550.8(26)

**Григоренко Ю.Н., Соболев В.С.**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **ДЕТАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ – ОСНОВА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОПОИСКОВ В АКВАТОРИЯХ МОРЕЙ РОССИИ**

*На основании детального изучения значительного количества зон доказанного нефтегазонакопления в хорошо изученных осадочных бассейнах Мира сформулированы основные геолого-геохимические положения детализации прогноза, определяющие успешность поисков месторождений нефти и газа, в том числе крупнейших. Статья иллюстрируется графиками, рисунками и таблицами, раскрывающими методические аспекты детализации прогноза. По основным отечественным акваториям с доказанной нефтегазонаосностью недр сделан ориентировочный прогноз возможных новых открытий крупнейших месторождений, включая скопления жидких углеводородов.*

**Ключевые слова:** *детализация прогноза, зоны нефтегазонакопления, крупнейшие месторождения, нефтегазоматеринские свиты.*

Развитие нефтегазового комплекса – базовая составляющая Энергетической стратегии России. Практика и результаты морских геологоразведочных работ показали определяющее значение эффективности нефтегазопроисков, которая существенно возрастает при детализации прогноза. Это обеспечивает наиболее точную оценку нефтегеологических объектов, обоснованный выбор первоочередных направлений геологоразведочных работ, получение необходимых данных по участкам предстоящего лицензирования.

С конца 80<sup>х</sup> гг. минувшего века, после выхода в свет первой статьи «Теоретико-методические основы прогнозирования зон нефтегазонакопления в условиях акваторий» (Ю.Н. Григоренко, В.Г. Коц, О.И. Супруненко, 1989), сотрудниками ВНИГРИ опубликовано значительное число работ по важнейшим аспектам детального прогноза морских объектов нефтегазонакопления. Проведено детальное нефтегеологическое районирование 35 промышленно-нефтегазоносных бассейнов Мира, систематизированы данные по оценённым бурением фактическим зонам углеводородонакопления в этих бассейнах и намечены главные факторы их формирования, подготовлены статистические данные для последующего прогноза нефтегеологических элементов зонального ранга [Мирчинк и др., 1992; Зоны нефтегазонакопления ..., 2002; Белонин, Григоренко, Новиков, 2003]. Предложены методика прогноза и количественной ресурсной оценки зональных объектов, способы фазовой оценки состава углеводородов (УВ) в зонах, подходы к прогнозированию крупнейших месторождений нефти и газа и т. п. Осуществлённые разработки позволили

начать прогноз и количественную оценку зон вероятного нефтегазонакопления на морях России [Григоренко и др., 1994; Белонин, Григоренко, Соболев, 1999; Мирчинк, Григоренко, Соболев, 2001; Григоренко, Гуревич, 2004; Григоренко, 2008a].

На современном уровне разработки детальный прогноз морских объектов нефтегазонакопления видится как совокупность трёх составляющих: выделение и количественная ресурсная оценка морских зон углеводородонакопления, анализ фазового состава УВ в месторождениях и зонах изучаемых бассейнов, прогноз крупнейших морских месторождений нефти и газа.

### **Прогнозирование и ресурсная оценка морских зон углеводородонакопления**

Полувековая история изучения и прогноза зон нефтегазонакопления развивалась преимущественно в качественном аспекте и, главным образом, применительно к объектам суши. Однако в акваториях трудности зонального прогноза оказались связанными не только с несовершенством научно-методической базы, но и со своеобразием большинства морских нефтегазоносных бассейнов (НГБ) как особой категории переходных нефтегеологических объектов на стыке континентов и океанов, а также с недостаточной, прежде всего, буровой изученностью. В итоге даже наиболее продвинутые способы детальной оценки нефтегазоносности акваторий не отвечали на основополагающие вопросы прогноза: как и по каким признакам определить границы и ресурсы зоны углеводородонакопления, а также фазовый состав объединённых ею залежей, как установить крупность месторождений в её пределах? Соответственно оказывалась проблематичной и достоверность зональных оценок.

Для разработки технологии прогноза в условиях акваторий в 35 хорошо изученных и освоенных НГБ Мира авторами статьи было проведено детальное районирование и выделено свыше 400 зон доказанного нефтегазонакопления. Каждая из зон представляла собой природную группировку сближенных месторождений, отделённую от соседних группировок значительными по величине участками отсутствия локальных скоплений УВ [Зоны нефтегазонакопления ..., 2002].

Дальнейшее изучение и тем более ресурсная оценка таких группировок предполагали непременно выяснение их пространственного распределения и нефтегеологического содержания. Зона нефтегазонакопления была определена как элементарное природное скопление закономерно связанных друг с другом сближенных месторождений, ограниченное участками их отсутствия или значительного удаления друг от друга с убыванием к границам зоны плотности ресурсов УВ и этажа нефтегазоносности.

Анализ более 400 элементарных природных скоплений в изученных НГБ Мира показал, что составляющие их месторождения удалены друг от друга на расстоянии в 1–20 км (в среднем до 10 км), тогда как участки, разграничивающие эти группировки, составляют в поперечнике более 20 км. Эти статистически установленные показатели были использованы при латеральном ограничении зон. Граница зон проводилась по внешнему, обращённому к участкам раздела, контуру приграничных месторождений в составе их группировки. Одновременно такой подход к выделению зональных объектов позволил сформулировать контролирующее условие детального прогноза, который оказывался возможным лишь в присутствии и при достаточной изученности ловушек нефти и газа в НГБ. Эта первая, хотя и самая важная стадия прогноза нефтегазоносности локальных и зональных объектов НГБ должна подкрепляться дальнейшими операциями прогнозного цикла, в частности оценкой коэффициента открытий и по возможности аналогизацией с эталоном [Зоны нефтегазонакопления..., 2002].

Анализ гипсометрического распределения зональных скоплений УВ по разрезу предполагает также обязательное выяснение их принадлежности к углеводородным системам оцениваемого бассейна. Нефтегеологическая детализация осадочного чехла НГБ и последующее определение гипсометрического положения зоны проводится следом за построением и анализом графиков распределения запасов, кумулятивной добычи или залежей по всему разрезу бассейна. Максимумы на кривых этих графиков достаточно чётко определяют интервалы превалирующего углеводородонакопления в составе его осадочной толщи. Принадлежность зоны к найденным интервалам выясняется после определения их гипсометрического соответствия той или иной углеводородной системе и геохимического подобия УВ или ОВ в отложениях интервала и оцениваемой зоны [Григоренко, 2008а].

Прерывистость в распределении и неравномерность концентрации месторождений (или ловушек) в нефтегазоносных бассейнах служат очевидным доказательством проявления дискретности как одного из важнейших законов природы, что и было использовано для выделения, а затем и оценки зональных форм углеводородонакопления.

Заметим, что изложенный вариант зонального районирования, выполнявшегося по максимально объективным природным признакам – дискретности распределения и природной концентрации месторождений в зональные группировки, коренным образом отличается от целевого районирования по тектоническим, литологическим или геохимическим данным, лишь косвенно связанным с нефтегазоносностью недр.

Выделенные Ю.Н. Григоренко с соавторами (2002) зоны концентрации месторождений были сгруппированы в сообщества, отвечающие трём известным типам тихоокеанских и четырём эволюционным разновидностям атлантических окраин. Каждое из семи сообществ было охарактеризовано важнейшими параметрами средней расчётной зоны: числом её месторождений, площадью, величиной и плотностью геологических ресурсов УВ (рассчитанной как сумма геологических запасов месторождений), этажом нефтегазоносности, возрастом коллекторов и запасами крупнейшего в выборке месторождения [Зоны нефтегазонакопления..., 2002].

Выяснились закономерные изменения величин названных параметров средних зон от этапа к этапу и тем самым историко-геологическая основа зонального углеводородонакопления. Его важнейшие показатели, и прежде всего, ресурсные данные, существенным образом контролируются особенностями строения, формирования и эволюции континентальных окраин в бинарной системе «континент–океан». В практическом отношении наиболее интересными оказались оценки величины и плотности зональных ресурсов, оптимальные значения которых свойственны раннеокеаническому и переходному этапам эволюции атлантических окраин (табл. 1).

Расчётные средние зоны семи изученных сообществ зон концентрации месторождений в дальнейшем выполняли функцию своеобразных внешних ресурсных эталонов для прогнозной оценки зон нефтегазонакопления в морских НГБ. Индивидуальные эталоны, соответствующие рангу оцениваемых объектов, были применимы только при внутрибассейновых аналогиях и в ограниченном числе случаев. Количественная оценка ресурсов значительной части прогнозируемых зон проводилась с использованием статистических данных при уточнении полученных среднезональных ресурсных величин с привлечением факторных коэффициентов аналогии. Последние определились по результатам анализа возможных условий формирования зональных скоплений УВ, сведений о природе нефтематеринских свит, о строении разреза и резервуаров, а также других геолого-геофизических данных по НГБ оцениваемых континентальных окраин.

В целом имеющиеся сведения и установленные зависимости позволили в большинстве случаев определить число вероятных зон нефтегазонакопления в НГБ, осуществить их ресурсную оценку и определить важнейшие морфологические особенности этих скоплений.

Таблица 1

**Поэтапные изменения основных характеристик зон нефтегазонакопления  
и нефтегазоносных бассейнов континентальных окраин**

Этап и тип окраины	Количество проанализированных зон	Параметры зон нефтегазонакопления				средняя плотность, тыс. т/км <sup>2</sup>	Число месторождений в средне-расчётной зоне	Среднее значение плотности ресурсов УВ для НГБ, тыс. т/км <sup>2</sup>
		средняя площадь, км <sup>2</sup>	геологические ресурсы, млн. т н.э.		наиболее распространённые			
			от – до	средняя				
<i>Тихоокеанская группа континентальных окраин</i>								
Невадийский	41	231	1–2519	352	90–100	1722	7	110
Андийский	47	354	2–691	105	40–50	289	5	29
Островодужный	70	292	2–1624	189	85–100	720	4	35
<i>Атлантическая группа континентальных окраин</i>								
Средиземноморский	124	851	16–4180	581	260–265	708	8	58
Синокеанический	55	623	19–1655	317	130	527	7	44
Раннеокеанический	54	710	12–8131	759	130	781	5	51
Рифтовый	16	114	1–819	205	30–40	нет данных	4	50

В статье не приводится операционная схема зонального прогноза. Её главное назначение – показать особенности и эффективность количественного прогноза зон нефтегазонакопления в условиях акваторий и необходимость его выполнения на основе привлечения объективных природных данных и явлений.

В заключении раздела подчеркнём ещё раз историко-геологическую основу прогноза нефтегазонакопления акваторий, роль которой выполняет учение о континентальных окраинах; своеобразие его методики, базирующейся на привлечении природных законов и явлений, и количественный формат прогноза, способствовавший более чёткому выделению объектов и внедрению статистического начала в его выполнение.

### **Прогноз фазового состава углеводородных скоплений**

Несмотря на применяемые многими исследователями геодинамические, палеотектонические и изотопно-геохимические способы, а также бассейновое моделирование, даже в сравнительно хорошо изученных акваториях России достигнут лишь региональный (бассейновый) уровень раздельного прогноза нефти и газа. При этом не полностью устранены разногласия в оценке фазовой специализации выявленных крупных субаквальных структур этих акваторий. Вместе с тем накоплен большой фактический геофизический, геологический и геохимический материал по морским скважинам и островной суше, который необходимо учитывать при любых способах детализации фазового прогноза. Эти данные приводились на мелкомасштабных палеогеографических, геотермических и нефтегеологических картах по отдельным акваториям и континентальному шельфу в целом.

В течение ряда лет во ВНИГРИ также проводились исследования по разработке способов детального (для зон и месторождений) раздельного прогноза жидких и газообразных УВ. Использовались результаты анализа доказанных зональных объектов хорошо изученных бассейнов зарубежных континентальных окраин, данные по нефтематеринским свитам и их катагенезу, разработанные миграционно-аккумуляционные модели, данные о размещении запасов нефти и газа крупнейших месторождений по геологическим системам и глубинам залегания, а также итоги изучения биомаркерно-изотопного состава нефтей и газов.

Результаты этих исследований, пока отражающие преимущественно региональную составляющую прогноза, вкратце сводятся к следующему:

1) Фазовая специализация УВ в бассейнах окраин континентов, представляющих как тихоокеанский, так и атлантический типы развития, заметно смещена в сторону

преобладания зон смешанного нефтегазонакопления (в среднем 63 %), хотя в крупнейших месторождениях чаще доминируют монофазные скопления.

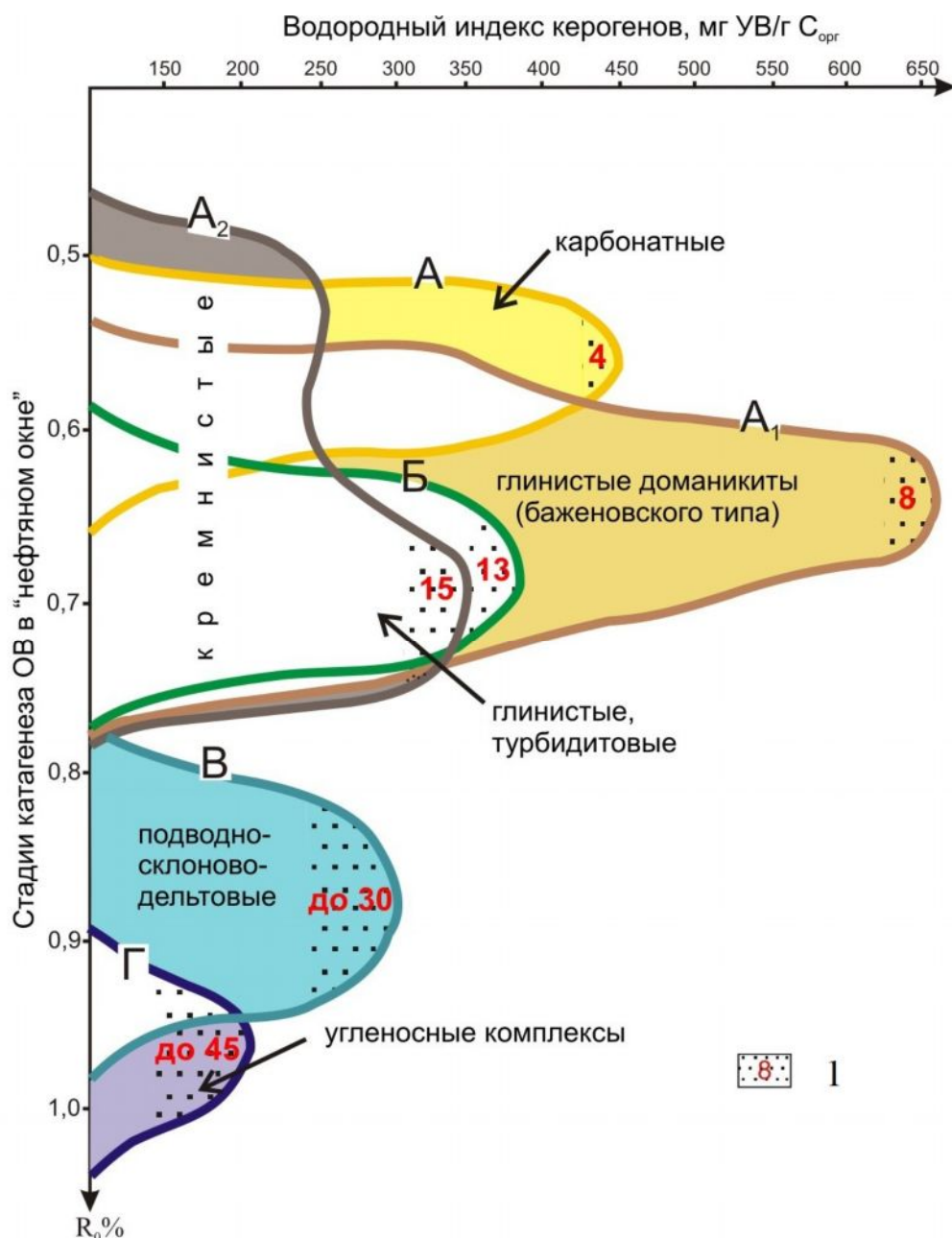
2) Одной из определяющих предпосылок является природа нефтегазоматеринских свит, в разных сочетаниях развитых на континентальных окраинах (табл. 2). При её составлении были учтены многочисленные работы по биомаркерам в составе ОВ и нефти [Зоны нефтегазонакопления..., 2002; Молекулы-биомаркеры..., 2009; Органическая геохимия..., 2008; Peters, Moldowan, 1993].

Не будет большим преувеличением отметить, что доманиковые и шельфовые материнские свиты, контролируют около 90 % разведанных запасов нефти уникальных и гигантских месторождений. Природа свит отражена на составленных с учётом данных Rock Eval и катагенеза ОВ по субаквальному бассейну фазово-генетических моделей реализации углеводородного потенциала их разных групп в «нефтяном окне» (рис. 1). Газовая составляющая оценивалась по данным балансовых генерационных моделей превращения ОВ разного типа. Она возрастает от свит озёрно-доманикового типа, характерных недонасыщенностью газом флюидов, к шельфовым, дельтогенным и угленосным толщам. Естественным следствием реализации углеводородного потенциала трёх последних групп материнских свит на разных стадиях катагенеза ОВ и последующей миграции УВ являются особенности фазовой дифференциации в зонах аккумуляции при изменении термобарических условий с образованием газовых шапок и(или) нефтяных оторочек.

Руководствуясь изложенными предпосылками и имеющимся фактическим материалом, В.С. Соболевым была выполнена на качественном уровне оценка фазово-генетической зональности нефтегеологических элементов Баренцева и Карского морей, результаты которой опубликованы в трудах 32 Международного геологического конгресса [Grigorenko, Sobolev, Kholodilov, 2011].

Зональный уровень прогноза был достигнут и для северной части Тимано-Печорской провинции, включая Печорский шельф. На приложенной схеме изображена только результирующая картина прогноза фазовой зональности УВ-скоплений (рис. 2). Ей предшествовали схемы выделения нескольких кратковременно и длительно функционировавших палеочагов генерации, размерами в 2–8 тыс. км<sup>2</sup>, восстановленными на основе анализа распространения и мощностей доминантных свит, стадий катагенеза и плотностей эмиграции УВ, варьирующих по данным Т.К. Баженовой от 100–300 до 1500–2000 тыс. т/км<sup>2</sup>. На эти схемы были нанесены изолинии нефтяного пристан-фитанового отношения, а также данные по нефтяным карбазолам и соотношениям УВ близкого

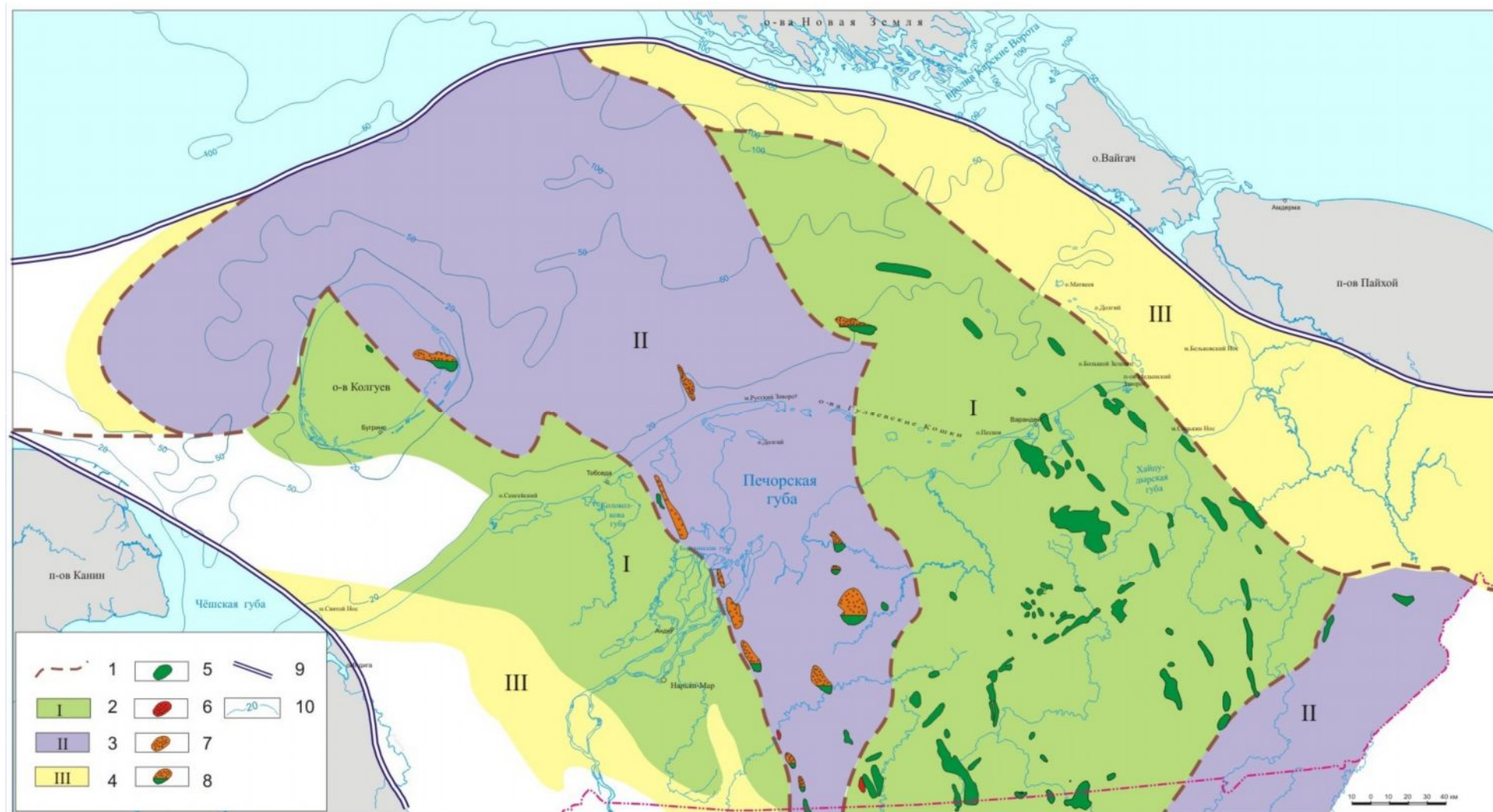
гомологического ряда в низкокипящих фракциях нефтей, указывающие направления и масштабы миграции УВ к ловушкам, сформированным к периоду активной миграции УВ. По соотношению нефти и газа определены границы развития углеводородных систем – нефтяной (I класс), газонефтяной (II класс) и газовой (III класс). Выделены районы с разным предполагаемым соотношением нефти, газа и конденсата в структуре ресурсов [Соболев, Грохотов, 2011].



**Рис. 1. Фазово-генетические модели реализации углеводородного потенциала разными группами материнских свит в «нефтяном окне»**

*1* - газовая составляющая (растворенный газ) в пластовой нефти, (% масс.). Буквы на карте: *A* - карбонатные доманикиты и озерные глины; *A*<sub>1</sub> - глинистые доманикиты (баженковского типа); *A*<sub>2</sub> - кремнистые толщи; *B* - глинистые, турбидитовые толщи (типа кумской свиты); *V* - подводно-склоново-дельтовые образования; *Г* - угленосные комплексы.





**Рис. 2. Схема прогноза фазового состава углеводородных систем Печорского шельфа**

*1 - граница развития углеводородных систем (УВС); 2-4 - УВС: 2 - I класса; 3 - II класса; 4 - III класса; 5-8 - месторождения: 5 - нефтяные, 6 - газовые, 7 - газоконденсатные, 8 - нефтегазоконденсатные; 9 - граница Тимано-Печорской провинции; 10 - изобаты 20 (граница транзитной зоны печорского мелководья), 50, 100 м.*

Изучение очаговой фазово-генетической зональности нефти и газа, по-видимому, является и будет являться одним из определяющих способов детализации прогноза, в том числе и на зонально-локальном уровнях. Зона и очаг представляют нерасторжимую пару, которая определяет саму возможность существования НГБ. Согласно Т.К. Баженовой аккумуляция УВ в промышленных масштабах может быть достигнута при минимальной площади очага в  $1000 \text{ км}^2$  и плотности эмиграции нефти не менее  $100 \text{ тыс. т/км}^2$ , газа –  $100 \text{ млн. м}^3/\text{км}^2$  [Органическая геохимия..., 2008].

На пассивных окраинах размеры очагов (палеоочагов) по имеющимся геолого-геофизическим данным могут достигать  $120\text{--}160 \text{ тыс. км}^2$  и более. Иначе трудно представить формирование нефтяных и газовых супергигантов Персидского залива, Западно-Сибирской, Амударьинской и Урало-Каспийской НГП, а также широко известных уникальных битумных полей Западно-Канадского НГБ, Волго-Уральской НГП и Сибирской платформы.

Таким образом, реализация прогноза фазового состава УВ-скоплений с разработкой не только локальной, но и бассейновой составляющих является необходимым элементом детального прогноза морских объектов нефтегазонакопления.

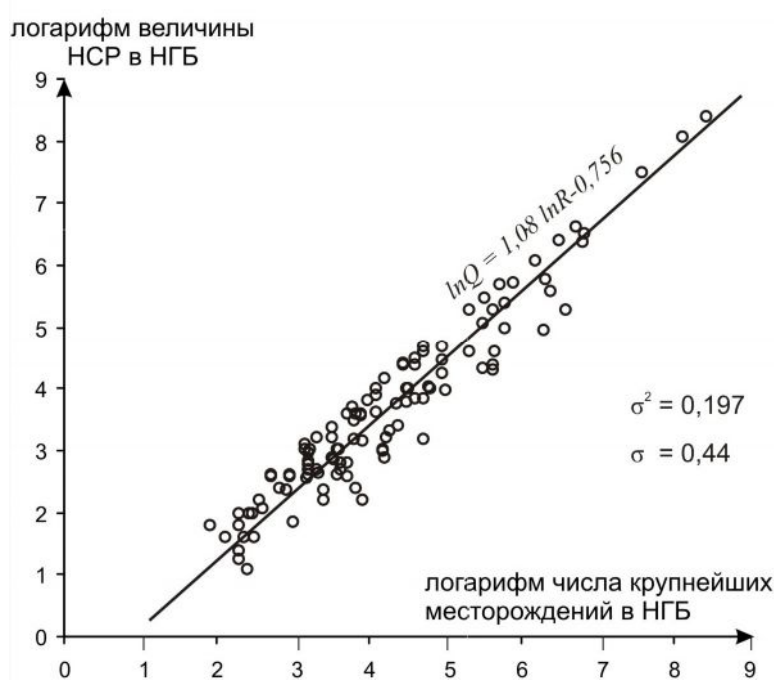
### **К прогнозу крупнейших морских месторождений нефти и газа**

В качестве крупнейших рассматриваются месторождения с извлекаемыми запасами от 60 до 100 млн. т нефти и от 75 до 100 млрд.  $\text{м}^3$  газа (крупные), от 100 до 300 млн. т нефти и от 100 до 500 млрд.  $\text{м}^3$  газа (гиганты) и более 300 млн. т нефти или 500 млрд.  $\text{м}^3$  газа (уникальные).

Прогноз и поиски таких месторождений – одно из главных направлений морских геологоразведочных работ на нефть и газ, обеспечивающее основную часть прироста запасов и последующую добычу УВ на акваториях России. К настоящему времени на отечественных шельфах открыто 27 крупных, гигантских и уникальных месторождений нефти и газа. Состояние открытий и прогноза крупнейших месторождений свидетельствует о значительных результатах в изучении строения и формирования этих важнейших и трудно прогнозируемых объектов. Однако научно-методическая составляющая прогноза, особенно выяснение ресурсных показателей, местоположения и фазового состава крупнейших месторождений нуждались в дополнительной разработке.

Установленные работами А.Э. Конторовича, В.И. Шпильмана и М.Д. Белонина количественные связи общего числа и классов крупности месторождений с величиной геологических ресурсов НГБ являются основой для оценки присутствия и величины крупнейших локальных скоплений нефти и газа. Подобно зональным объектам

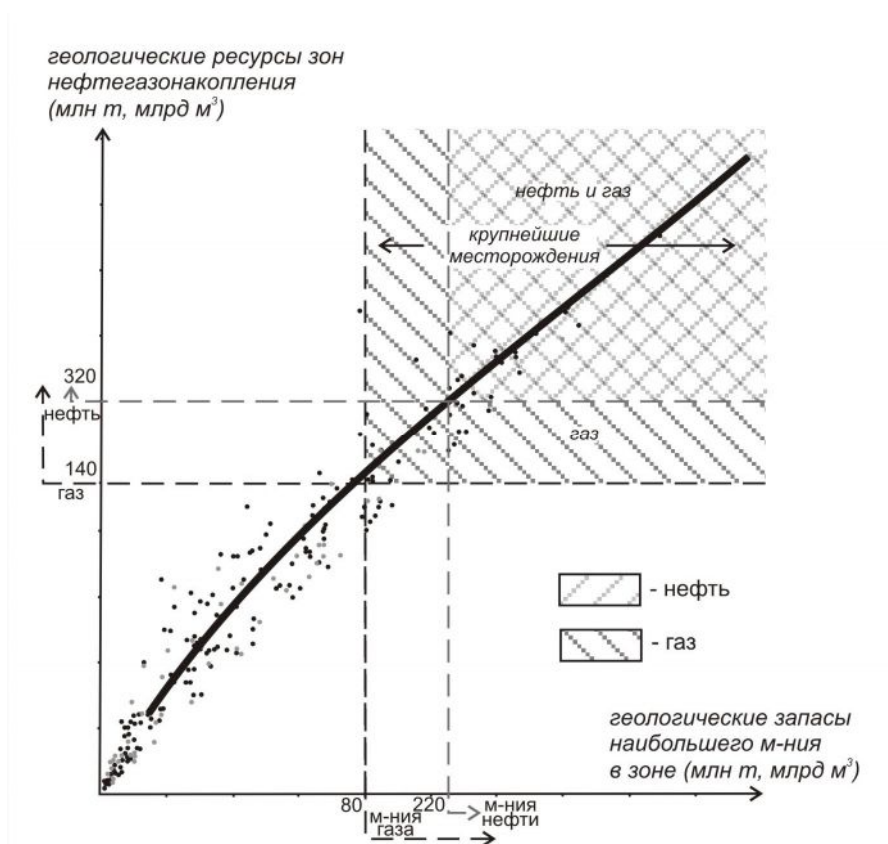
нефтегазонакопления крупнейшие месторождения в своих важнейших характеристиках – размерах и числе оказываются коррелянтными ресурсам НГБ (рис. 3). Вместе с тем результаты исследований свидетельствуют о максимальном влиянии на формирование таких месторождений концентрации бассейновых ресурсов УВ. Сведения по 36 достаточно уверенно оценённым бассейнам с выявленными крупнейшими месторождениями указывают на минимальное значение бассейновой плотности в 30–35 тыс. т/км<sup>2</sup>. Вероятно, это значение является критическим показателем возможности присутствия в НГБ крупнейших локальных скоплений УВ. Конкретные данные показывают, что оптимальными являются значения плотности от 100 и выше тыс. т/км<sup>2</sup> (табл. 3). Районы с такой концентрацией ресурсов резко выделяются на общем доминирующем фоне умеренных бассейновых плотностей, соответствуя местам возможного присутствия крупнейших месторождений [Григоренко, 2008б; Григоренко и др., 2008; Григоренко, 2009].



**Рис. 3. Соотношение величины ресурсов углеводородов и количества крупнейших месторождений в нефтегазонасыщенных бассейнах**

Установленная зависимость величины наибольшего месторождения в зоне от её геологических ресурсов позволяет определить минимально возможные значения последних в качестве признака присутствия крупнейших месторождений. Такие месторождения возможны в зоне при её геологических ресурсах свыше 320 млн. т по нефти или 140 млрд. м<sup>3</sup> по газу (рис. 4). Кроме того, и это крайне важно, определение по графику присутствия в зоне крупнейшего локального объекта существенно сужает область поисков значительного по запасам месторождения. Вместе с тем местоположение крупнейшего скопления УВ в

конкретной ловушке внутри зоны можно пока прогнозировать только исходя из сравнения морфологии и объёмов составляющих её локальных объектов.



**Рис. 4. Соотношение величины наибольшего месторождения и ресурсов углеводородов в доказанных зонах нефтегазоаккумуляции**

Обращает внимание, что два названных качества – коррелянтность крупности месторождений и величины зональных ресурсов, а также обусловленность присутствия месторождений высокой плотностью бассейновых ресурсов УВ имеют чётко выраженный поисковый смысл. Они позволяют прогнозировать наличие крупнейших месторождений в НГБ, а также в той или иной зоне углеводородонакопления с определением не только самого факта присутствия, но и величины, а также местонахождения объекта локального прогноза. Оба элемента методики хорошо комплексуются с применением нормативно-имитационного моделирования.

Можно также учитывать и использовать в прогнозе общемировые показатели концентрации крупнейших месторождений на глубинах до 1,5–2,5 тыс. м, близость и размер очагов предполагаемой генерации УВ, соотношение горного и пластового давлений в поисковых скважинах, наличие аномально высоких пластовых давлений глубже 2,0 тыс. м для газоконденсатных залежей, геотермический режим НГБ и особенности катагенеза его осадочной толщи и т. п. Следует, однако, иметь в виду, что каждый из названных признаков

в отдельности не является достаточным для достоверного решения о присутствии крупнейшего месторождения, которое требует комплексного анализа совокупности перечисленных данных [Белонин и др., 2004].

Несомненно, методология и процедура прогноза крупнейших морских месторождений существенно сложнее и насыщеннее, но изложенные соображения призваны обратить внимание читателя на саму возможность прогноза, особенно в плане его количественного выполнения и некоторых новых решений.

### Заключение

Разработка дополнительных составляющих прогноза несомненно повысила его информативность. При найденных способах оконтуривания зональных группировок месторождений (или ловушек), оценки их ресурсного потенциала и вероятного фазового состава углеводородных скоплений, а также возможность определения присутствия в зонах крупнейшего месторождения возросла и эффективность прогноза. Выяснилась специфика содержания и применения детального прогноза в условиях акваторий. Это – обязательное использование сведений по высокоранговым нефтегеологическим элементам, широкое применение статистических данных, обращение к природным законам и явлениям, количественный формат прогноза и применение внешних статистических эталонов и т. п.

Определились практические результаты применения в России охарактеризованной версии детального прогноза нефтегазоносности акваторий. В семи отечественных акваториях Берингова, Охотского, Японского, Карского, Баренцева, Балтийского и Каспийского морей выявлены и ресурсно оценены свыше 120 зон вероятного нефтегазонакопления, ресурсы которых составляют свыше 25 % таковых всех морей России. Ресурсы зон варьируют от 3 до 4633 млн. т н. э.; 11 доказанных и 24 прогнозных зоны содержат около 3,0 млрд. т извлекаемых жидких УВ. Выполненный прогноз позволяет заключить, что на акваториях России будет открыто не менее 50 крупнейших месторождений, в том числе около 20 скоплений жидких УВ крупнее 60 млн. т.

Таким образом, использование разработанного детального прогнозного комплекса более чётко ориентирует морские геологоразведочные работы на нефть и газ, повышая тем самым их эффективность и открывая новые направления поисков нефти и газа.

### Литература

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

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

Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Новиков Ю.Н. Транзитная зона как ближайший резерв в освоении морских углеводородов // ТЭК России: региональные аспекты. – СПб., 2003. – С. 23–27.

Григоренко Ю.Н. Методические аспекты количественной ресурсной оценки морских объектов детального прогноза // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. Актуальные проблемы подготовки и освоения углеводородной сырьевой базы. – СПб.: ВНИГРИ, 2008а. – С. 311–318.

Григоренко Ю.Н. О нефтегазонакоплении на окраинах континентов // Теория и практика нефтегеологического прогноза. – СПб.: ВНИГРИ, 2008б. – С. 161–183.

Григоренко Ю.Н. Размещение и прогноз крупнейших месторождений нефти и газа // Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – С. 135–160.

Григоренко Ю.Н., Герман Е.В., Брынова Т.И., Жукова Л.И. Ресурсно-геологический анализ зон фактического нефтегазонакопления при выявлении скоплений нефти и газа в нефтегазоносных областях Северо-Запада России // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море. – СПб., 1994. – С. 48–53.

Григоренко Ю.Н., Гуревич Г.С. Основные составляющие детального прогноза нефтегазовых скоплений в недрах континентальных шельфов // Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России. – СПб.: Недра, 2004. – С. 25–33.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Андиева Т.А., Маргулис Л.С., Маргулис Е.А. Прогноз крупнейших морских месторождений УВ (оценка возможностей и первые результаты) // Теория и практика нефтегеологического прогноза. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 341–363.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: Геоинформмарк, 2002. – 432 с.

Мирчинк И.М., Григоренко Ю.Н., Андиева Т.А., Супруненко О.И. Строение, развитие и нефтегазоносность континентальных окраин // Советская геология. – 1992. – № 5. – С. 62–68.

Мирчинк И.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Зональный прогноз в практике морских геологоразведочных работ на нефть и газ // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир. – 2001. – С. 106–112.

Молекулы-биомаркеры в ископаемом органическом веществе и нафтидах докембрийских и фанерозойских пород Сибири / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин, Т.М. Парфенова, И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, Е.А. Фурсенко. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 108 с.

Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева, А.И. Шапиро, Л.А. Яковлева (Гембицкая), Л.И. Климова. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.

Соболев В.С., Грохотов Е.О. Углеводородные системы морской Арктики (сравнительный обзор). Презентация на круглом столе // Труды RAO/CIS Offshore. – СПб.: Химиздат. – 2011. – С. 40–48.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S. & Kholodilov V.A. Petroleum systems and forecasting the largest oil and gas fields in the offshore Russian Arctic basins // *Arctic petroleum geology*. Spencer, A.M. et al (eds) (Stoupakova, A.V.). Geological Society, London, Memoirs, 35, pp. 433–442. London 2011.

Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. – New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. – 363 p.

**Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S.**

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

### **MORE PRECISE FORECAST - NECESSARY FOR EFFICIENT OIL AND GAS PROSPECTING ACTIVITY IN RUSSIAN SEAS**

*The basic geological and geochemical previsions of detailed forecast, which should determine the success of oil and gas fields prospecting (including the largest ones to), are formulated. This was made on the basis of detailed study of a large number of proven oil and gas accumulation in well-studied sedimentary basins. The figures and tables that describe the methodological aspects of detailed assumption forecast are presented. The forecast of possible existence of new large discoveries, including liquid hydrocarbons accumulation, is provided for the main domestic offshore areas with proven oil and gas potential.*

**Keywords:** *more precise forecast, petroleum accumulation zones, large field, oil-and-gas source formation.*

#### **References**

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Novikov Yu.N. *Tranzitnaya zona kak blizhayshiy rezerv v osvoenii morskikh uglevodorodov* [Transition zone of a reserve for the development of offshore hydrocarbon]. In: *TEK Rossii: regional'nye aspekty* [Fuel and economy sector of Russia: Regional Aspects]. Saint Petersburg, 2003, p. 23–27.

Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Novikov Yu.N., Podol'skiy Yu.V. *Zakonomernosti razmeshcheniya i osobennosti prognoza krupnykh i unikal'nykh mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Patterns of distribution and features of location of large and unique oil and gas fields]. In: *Prioritetnye napravleniya poiskov krupnykh i unikal'nykh mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Priority areas for large and unique oil and gas fields prospecting]. Moscow: Geoinformmark, 2004, p. 58–64.

Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S. *Neftegazovyy potentsial severnykh i dal'nevostochnykh morey Rossii i problemy ego osvoeniya* [Petroleum potential of the northern and Far Eastern seas of Russia and problems of its development]. *Razvedka i okhrana nedr*, 1999, no. 2, p. 62–65.

Grigorenko Yu.N. *Metodicheskie aspekty kolichestvennoy resursnoy otsenki morskikh ob"ektov detal'nogo prognoza* [Methodological aspects of the quantitative resource assessment of marine objects of detailed forecast]. In: *Teoriya i praktika geologo-ekonomicheskoy otsenki raznomasshtabnykh neftegazovykh ob"ektov. Aktual'nye problemy podgotovki i osvoeniya uglevodorodnoy syr'evoy bazy* [Theory and practice of geological and economic evaluation of different scale oil and gas objects. urgent issues of preparation and development of hydrocarbon resources]. – Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, p. 311–318.

Grigorenko Yu.N. *O neftegazonakoplenii na okrainakh kontinentov* [On the oil and gas accumulation on the continental margins]. In: *Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza* [Theory and practice of oil geological forecast]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, p. 161–183.

Grigorenko Yu.N. *Razmeshchenie i prognoz krupneyshikh mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Location and forecast of the largest oil and gas fields]. In: *Aktual'nye problemy prognoza, poiskov i osvoeniya uglevodorodnykh resursov zemnykh nedr* [Urgent issues of forecast, exploration and development of hydrocarbon resources]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2009, p. 135–160.

Grigorenko Yu.N., German E.V., Brynova T.I., Zhukova L.I. *Resursno-geologicheskii analiz zon fakticheskogo neftegazonakopleniya pri vyyavlenii skopleniy nefi i gaza v neftegazonosnykh oblastyakh Severo-Zapada Rossii* [Resource and geological analysis of the actual oil and gas accumulation zones in identifying oil and gas accumulations in the oil and gas areas of the North-West of Russia]. In: *Poiski, razvedka i dobycha nefi i gaza v Timano-Pechorskoy basseynе i Barentsevom more* [Prospecting, exploration and production of oil and gas reserves in the Timan-Pechora Basin and Barents Sea]. Saint Petersburg, 1994, p. 48–53.

Grigorenko Yu.N., Gurevich G.S. *Osnovnye sostavlyayushchie detal'nogo prognoza neftegazovykh skopleniy v nedrakh kontinental'nykh shel'fov* [The main components of a detailed forecast of oil and gas accumulations on the continental shelf]. In: *Nastoyashchee i budushchee syr'evoy bazy morskoy neftegazovoy promyshlennosti Rossii* [The present and future of offshore oil and gas resource base of Russia]. Saint Petersburg: Nedra, 2004, p. 25–33.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S. & Kholodilov V.A. Petroleum systems and forecasting the largest oil and gas fields in the offshore Russian Arctic basins. Arctic petroleum geology. Spencer, A.M. et al (eds) (Stoupakova, A.V.). Geological Society, London, 2011, Memoirs, 35, p. 433–442.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S., Andieva T.A., Margulis L.S., Margulis E.A. *Prognoz krupneyshikh morskikh mestorozhdeniy UV (otsenka vozmozhnostey i pervye rezul'taty)* [Forecast of major offshore hydrocarbon fields (evaluation of opportunities and the first results)]. In: *Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza* [Theory and practice of oil geological forecast]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, pp. 341–363.

Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Kim N.S., Melenevskiy V.N., Moskvina V.I., Parfenova T.M., Timoshina I.D., Fomin A.N., Fursenko E.A. *Molekulyarnyye biomarkery v iskopaemom organicheskom veshchestve i naftidakh dokembriyskikh i fanerozoyskikh porod Sibiri* [Molecule biomarkers in fossil organic matter and naphthides of the Precambrian and Phanerozoic rocks of Siberia]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2009, 108 p.

Mirchink I.M., Grigorenko Yu.N., Andieva T.A., Suprunenko O.I. *Stroenie, razvitie i neftegazonosnost' kontinental'nykh okrain* [Structure, development and petroleum potential of the continental margins]. *Sovetskaya geologiya*, 1992, no. 5, p. 62–68.

Mirchink I.M., Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S. *Zonal'nyy prognos v praktike morskikh geologorazvedochnykh rabot na nefi' i gaz* [Zonal forecast in the practice of offshore exploration for oil and gas]. In: *Sovremennyye problemy geologii nefi i gaza* [Modern Problems of Oil and Gas Geology]. Moscow: Nauchnyy mir, 2001, p. 106–112.

Peters K.E., Moldowan J.M. *The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993, 363 p.

Sobolev V.S., Grokhotov E.O. *Uglevodorodnye sistemy morskoy Arktiki (sravnitel'nyy obzor). Prezentatsiya na kruglom stole* [Arctic sea hydrocarbon systems (comparative review). Presentation at the roundtable]. Trudy RAO/CIS Offshore. Saint Petersburg: Khimizdat, 2011, p. 40–48.

*Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov* [Zones of oil and gas accumulation in continental margins]. Edited by Yu.N. Grigorenko, I.M. Mirchink. Moscow: Geoinformmark, 2002, 432 p.