

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/12\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2017)

УДК 553.98.042.003.1

**Назаров В.И.**

Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, nazarovvi2012@yandex.ru

## **КОНЦЕПЦИЯ МЕТОДИКИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

*Рассмотрены концептуальные положения методики геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа. Обоснована детализация оценки, исходя из нужд практического использования. В качестве базовых объектов геолого-экономической оценки предложены лицензионные и перспективные на нефть и газ участки. Предлагается перейти от детерминированных методов оценки величины углеводородных ресурсов к вероятностным. Для учета инвестиционных рисков при расчетах дохода от освоения ресурсов рекомендуется ввести надбавку за риск к базовой ставке дисконтирования.*

**Ключевые слова:** геолого-экономическая оценка, ресурсы углеводородного сырья, методика геолого-экономической оценки.

Анализ результатов завершенной в 2014 г. геолого-экономической оценки (ГЭО) ресурсов нефти и газа России, проведенной в соответствии с Методическими рекомендациями [Методические рекомендации..., 2015], показал, что выбранный в ней масштаб оценки – нефтегазоносные области – недостаточен для практического использования. При обосновании проектов и программ лицензирования недр, выборе объектов и направлений геологоразведочных работ требуется более детальная ГЭО ресурсов.

Для того чтобы такая оценка стала важнейшим инструментом принятия управленческих решений на ранних стадиях геологоразведочных работ, следует сделать ее более дифференцированной. Необходимо выделить для оценки, наряду с нефтегеологическими объектами или районами (НГО, НГР), еще объекты недропользования (лицензионные участки) с ресурсами категории  $D_0$ ,  $D_L$ , а там, где они отсутствуют – выделить перспективные участки с ресурсами  $D_1$  (в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью) и ресурсами  $D_2$  (в районах, где промышленная нефтегазоносность еще не доказана).

ГЭО в соответствии с требованиями Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов должна проводиться отдельно по группам ресурсов различной геологической изученности.

Целью ГЭО ресурсов нефти и газа является обоснование возможной промышленной значимости и инвестиционной привлекательности различных групп нефтегазовых ресурсов, прогнозируемых в несходных горно-геологических и географо-экономических условиях

освоения.

ГЭО должна отвечать на вопрос какой объем рентабельных ресурсов может содержаться в нефтегазоносных недрах и какой доход может быть получен от их выявления и вовлечения в промышленный оборот.

Критерии и показатели ГЭО ресурсов углеводородов (УВ) должны исходить из общепринятых методов оценки эффективности инвестиций проектов, требований действующей системы недропользования и новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Для ГЭО ресурсов предлагаются следующие показатели:

1. Объем рентабельных ресурсов нефти (газа);
2. Чистый доход от освоения ресурсов;
3. Внутренняя норма доходности;
4. Срок окупаемости капитальных вложений на поиски, разведку и промышленное

освоение прогнозируемых нефтегазовых объектов.

Последовательность проведения ГЭО ресурсов приведена на рис. 1.

Геологическая оценка ресурсов нефти и газа проводится исходя из подготовленной информационно-нормативной базы и принятых методов количественной геологической оценки ресурсов. Расчеты объема ресурсов проводятся с использованием вероятностной оценки начальных геологических ресурсов по минимальному, максимальному и наиболее вероятному – базовому варианту в НГО или НГР. Базовый вариант принимается в качестве основного для дальнейших геолого-экономических расчетов.

Из величины наиболее вероятного объема начальных геологических ресурсов исключается объем извлеченных и разведанных запасов. Оставшиеся ресурсы разделяются на локализованные и нелокализованные. В состав локализованных ресурсов включаются ресурсы выявленных и подготовленных к бурению структур, а также не вскрытых бурением залежей разведанных и разрабатываемых месторождений.

Нелокализованные ресурсы распределяются по перспективным участкам в соответствии с принятыми подсчетными параметрами.

В качестве единичных локальных объектов ГЭО рассматриваются:

а) в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью:

- подготовленные к бурению ловушки или ловушки в не вскрытых бурением продуктивных пластах месторождений, имеющие геологическую оценку ресурсов категории До;

- выявленные по результатам поисковых геологических и геофизических исследований ловушки, имеющие геологическую оценку ресурсов категории Дл;

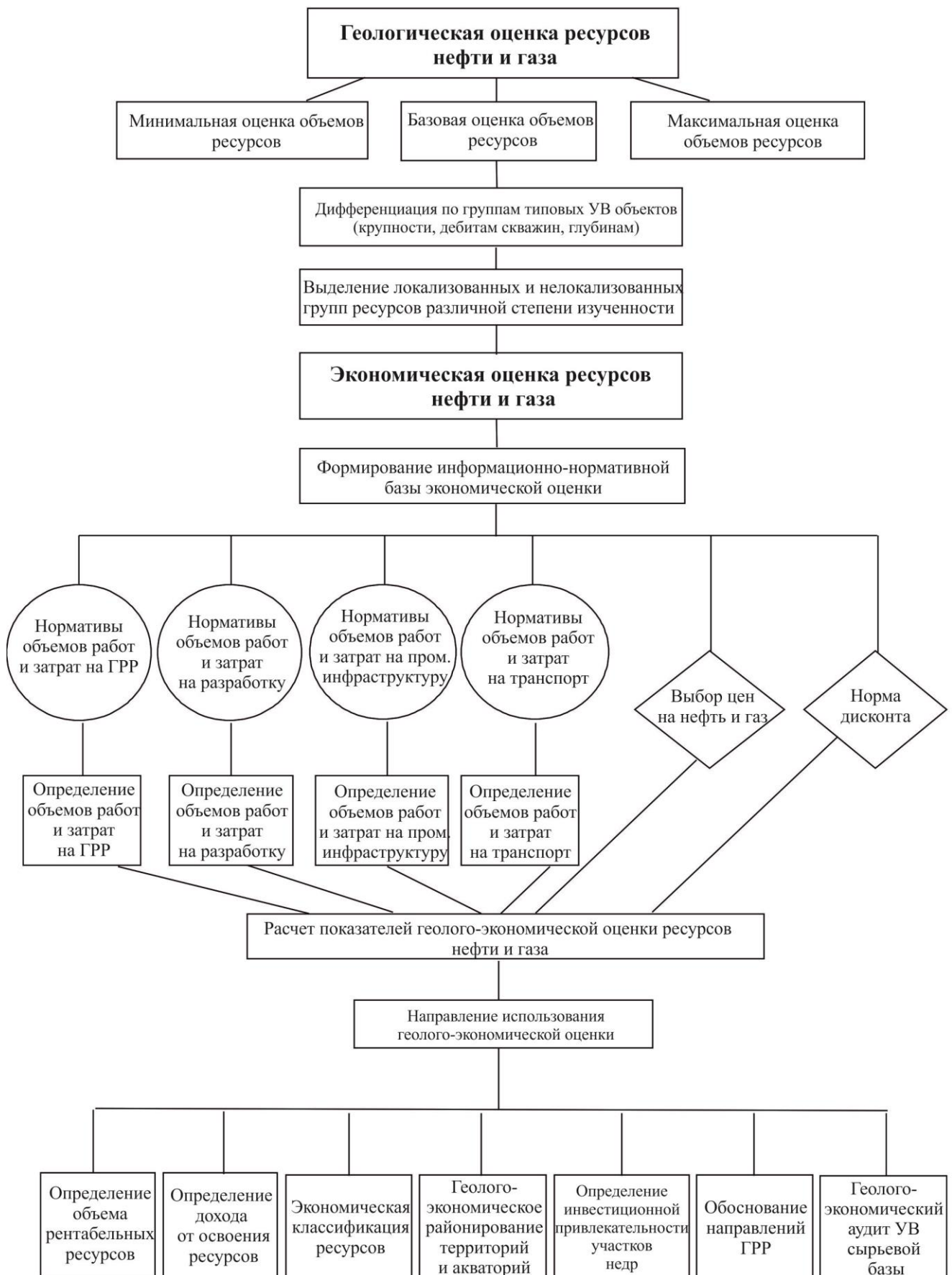


Рис. 1. Принципиальная схема геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа

- прогнозируемые по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями ресурсы, имеющие геологическую оценку по категории Д<sub>1</sub>, дифференцированные по прогнозируемым продуктивным ловушкам;

б) в районах с недоказанной промышленной нефтегазоносностью:

- прогнозируемые на основе имеющихся данных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с районами, где установлены месторождения нефти и газа ресурсы, имеющие геологическую оценку по категории Д<sub>2</sub>, дифференцированные по прогнозируемым продуктивным ловушкам.

Дифференциация начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти и газа по классам различной крупности проводится по каждому комплексу в пределах нефтегазоносной области. В каждом классе оценивается количество прогнозируемых залежей. Из общего числа залежей, подлежащих оценке, исключаются уже открытые залежи, числящиеся на Государственном балансе запасов. Оставшийся объем ресурсов разделяется на две группы.

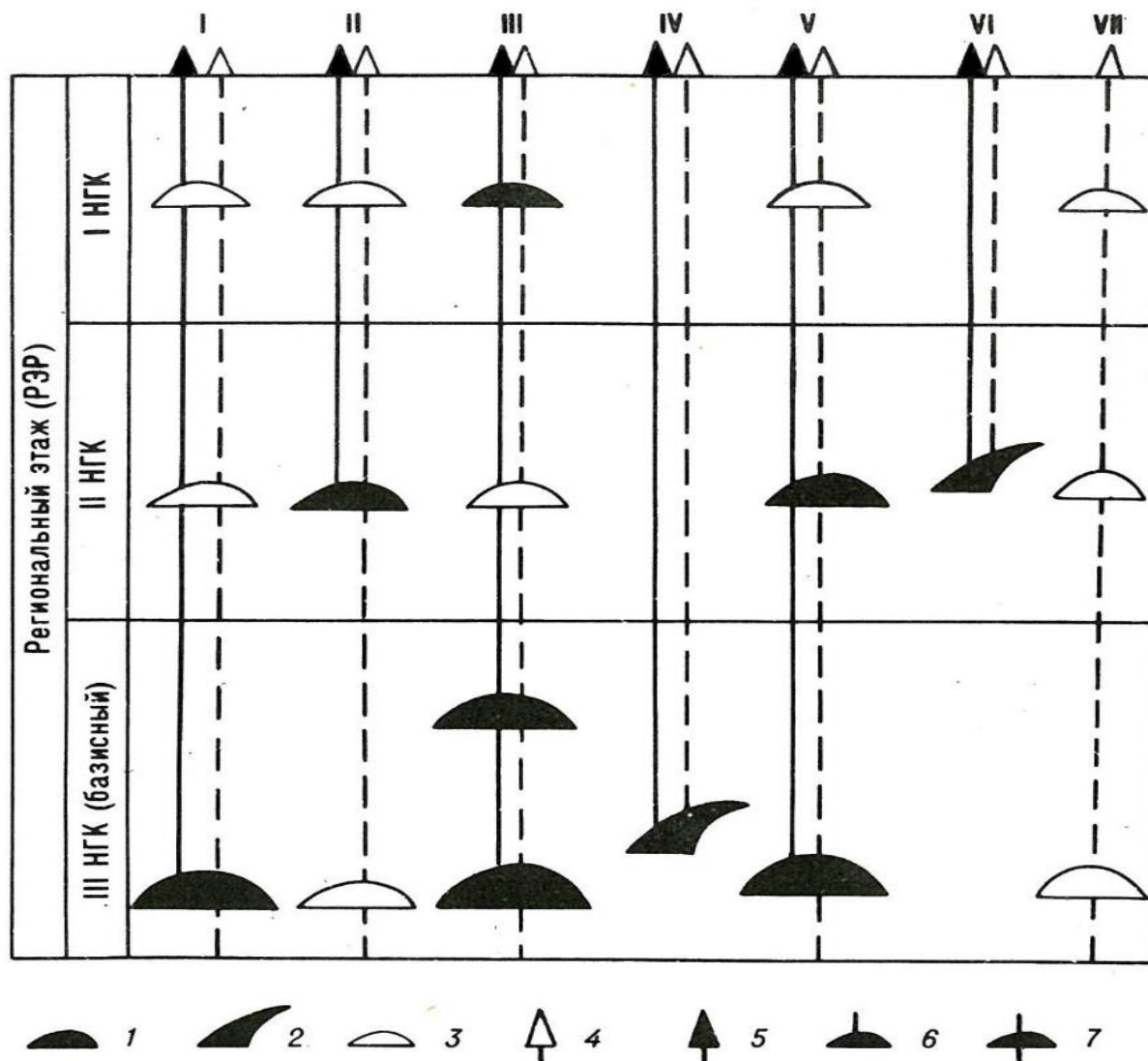
В первую группу входят локализованные ресурсы выявленных и подготовленных структур. Экономическая оценка этой группы ресурсов базируется на горно-геологических и географо-экономических характеристиках конкретных локальных объектов.

Вторую группу составляют нелокализованные ресурсы, объем которых определяется после вычета из общей суммы НСР уже открытых залежей и локализованных ресурсов выявленных и подготовленных к бурению структур. Из общей суммы локализованных и нелокализованных ресурсов необходимо исключить технически недоступные для освоения залежи, которые не могут быть изучены или вовлечены в разработку вследствие различных ограничений. Полученное распределение локализованных и нелокализованных ресурсов по горно-геологическим параметрам характеризует ресурсный потенциал оцениваемой территории, который при существующих или прогнозируемых технологических и экономических условиях может быть разведан и освоен.

Для учета специфики поисков и разведки скоплений УВ разного типа и дифференциации затрат на подготовку запасов ресурсы, согласно Методическим рекомендациям [Методические рекомендации..., 1998], следует подразделять на три группы самостоятельных поисково-разведочных объектов (СПРО): А – связанные с поднятиями, на которых имеются залежи с извлекаемыми запасами свыше 1 млн. т; Б – связанные с поднятиями, содержащими только мельчайшие залежи; В – в ловушках, не связанных с замкнутыми поднятиями.

Объединение залежей в СПРО группы А производится, исходя из рациональной системы ведения поисково-разведочных работ, предусматривающей выделение региональных этажей разведки (РЭР), включающих один или несколько сложных нефтегазоносных комплексов

(НГК), разведка залежей которых проводится единой сеткой скважин (рис. 2). Каждый РЭР должен характеризоваться существенной долей прогнозных ресурсов от общих ресурсов НГО, соответствием региональных и локальных структурных планов по входящим в него НГК, сходством преобладающих типов ловушек и коллекторов в наиболее перспективной части разреза. При отсутствии совпадения структурных планов НГК не могут быть объединены в РЭР.



**Рис. 2. Принципиальная схема размещения объектов поискового и разведочного бурения в условном региональном этапе разведки**

Самостоятельные поисково-разведочные объекты в региональных этапах разведки: I-VII. Залежи: 1 – на структурах; 2 – вне структур; 3 – непродуктивные структуры (ловушки) в соответствующих нефтегазоносных комплексах. Группы скважин: 4 – поисковые; 5 – разведочные; 6 – базисные залежи в самостоятельных поисково-разведочных объектах; 7 – попутно разведываемые залежи.

В многокомплексных РЭР выделяется безопасный комплекс (БК), имеющий наиболее высокую концентрацию ресурсов, наибольшую частоту встречаемости продуктивных

структур, в том числе наиболее крупными запасами. Базисный комплекс должен залегать, как правило, в основании РЭР. На разведку его в основном и ориентируется система заложения скважин. Залежи в других более бедных НГК в массе своей разведываются попутно.

В случаях, когда РЭР представлены одним комплексом, количество СПРО группы А в нем будет равно:

$$N_{\text{СПРО}}^A = \frac{N}{n},$$

где: N – количество прогнозируемых в комплексе антиклинальных залежей с запасами выше 1 млн. т; n – среднее число залежей с запасами свыше 1 млн. т, приходящихся на одну продуктивную структуру комплекса.

Величина n определяется по фактическим данным, а при их отсутствии – по аналогии со сходными по строению, условиям залегания и концентрации ресурсов НГК.

Например, средняя величина n по наиболее богатым НГК в различных НГО Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинции варьирует в пределах 1,2 – 1,5.

При наличии в РЭР нескольких НГК, нижний из которых является базисным, количество СПРО группы А определяется по формуле:

$$N_{\text{СПРО}}^A = \frac{N_b}{n_b} * (1 + K),$$

где: N<sub>b</sub> - количество прогнозируемых в БК антиклинальных залежей с запасами свыше 1 млн. т; n<sub>b</sub> – среднее число залежей с запасами свыше 1 млн. т, приходящихся на одну продуктивную структуру в БК; K – коэффициент увеличения количества СПРО и РЭР по сравнению с числом продуктивных структур в БК.

Использование коэффициента K обусловлено тем, что некоторые поднятия не содержат залежей в БК, но являются продуктивными по другим НГК, входящим в РЭР. Величина K устанавливается эмпирически и колеблется в пределах 0,1 – 0,5. Минимальные значения K свойственны случаям, когда ресурсы БК более чем в 2-3 раза превышают ресурсы любого другого НГК. Максимальная величина этого показателя отмечается при наличии в РЭР равноценных по ресурсам комплексов.

При расчете количества СПРО группы Б надо иметь в виду следующие обстоятельства:

- 1) мельчайшие залежи имеют весьма широкое распространение и размещаются на поднятиях как совместно с более крупными залежами, так и без них;
- 2) вследствие небольших размеров мельчайшие залежи группы Б в большинстве случаев не будут иметь существенного перекрытия контуров нефтегазоносности.

Количество СПРО группы Б определяется по каждому комплексу в отдельности с использованием:

$$N_{\text{СПРО}}^{\text{Б}} = N_1 - \frac{N \cdot n_1}{n},$$

где: N, n - см. предыдущую формулу;  $N_1$  – количество прогнозируемых в комплексе мельчайших залежей на структурах;  $n_1$  – среднее число мельчайших залежей, приходящееся на одну продуктивную структуру с залежами свыше 1 млн. т.

В случае, когда имеется основание для объединения мельчайших залежей в многозалежные СПРО, в формулу необходимо ввести поправочный коэффициент, уменьшающий число СПРО на величину, соответствующую доле совмещенных залежей.

Количество СПРО в группе В соответствует количеству прогнозируемых неантиклинальных залежей, поскольку каждую залежь данного типа ввиду редкого совмещения их контуров нефтегазоносности в разрезе НГК и РЭР можно отождествлять с самостоятельным поисково-разведочным объектом.

Выделение технически недоступных групп ресурсов проводится исходя из современных технических возможностей и технологий поисков разведки и разработки месторождений нефти и газа в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях.

Основной объем технически недоступных ресурсов относится к глубоководным зонам арктического шельфа, в пределах которых могут быть выявлены и разведаны запасы нефти и газа, но отсутствуют технические средства их разработки.

В каждой НГО выделяются региональные этажи разведки, включающие один или несколько нефтегазоносных комплексов, разведка залежей которых проводится единой сеткой скважин. Для каждого единичного объекта устанавливается принадлежность к региональному этажу разведки и возможное объединение единичных объектов в многозалежное месторождение.

Если единичный объект является частью прогнозируемого многозалежного месторождения, при его оценке должна учитываться возможность совмещения затрат на поисково-разведочные работы, промысловое обустройство и строительство нефте- и газопроводов.

По фазовому составу углеводородов базовые объекты оценки разделяются на нефтяные и газовые. Ресурсы растворенного газа оцениваются исходя из геологических ресурсов нефти и данные о газонасыщенности нефти. Ресурсы конденсата определяются по потенциальному содержанию конденсата в газе.

Исходные горно-геологические характеристики для локализованных объектов оценки принимаются на основе результатов геологоразведочных работ по их выявлению и подготовке к поисковому бурению.

Для нелокализованных ресурсов горно-геологические характеристики единичных

типовых объектов определяются с использованием метода аналогии или экспертной оценки.

Технико-экономические расчеты следует проводить для локализованных ресурсов по лицензионным и перспективным участкам, для нелокализованных ресурсов – по расчетным участкам, которые используются при количественной оценке ресурсов.

Характеристика каждого участка должна содержать данные о возможном количестве продуктивных структур, глубине залегания продуктивных горизонтов, возможных дебитах скважин.

Структура системы геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа в пределах нефтегазоносной области представлена на рис. 3.

ГЭО ресурсов состоит из следующих блоков:

- ГЭО подготовленных ресурсов локальных объектов (ЛО) лицензионных участков (ЛУ) с разрабатываемыми месторождениями (ресурсы категории  $D_0$ );
- ГЭО локализованных ресурсов локальных объектов лицензионных участков с разведанными месторождениями (ресурсы категории  $D_L$ );
- ГЭО перспективных ресурсов локальных объектов лицензионных участков без выявленных месторождений (ресурсы категории  $D_1$ );
- ГЭО нелокализованных прогнозируемых ресурсов (категории  $D_2$ ).

Суммарный ресурсный потенциал НГР, НГО или нефтегазоносной провинции определяется с учетом вероятных характеристик различных групп и категорий ресурсов.

Геолого-экономическая оценка локализованных ресурсов проводится для каждого учтенного нефтегазового объекта.

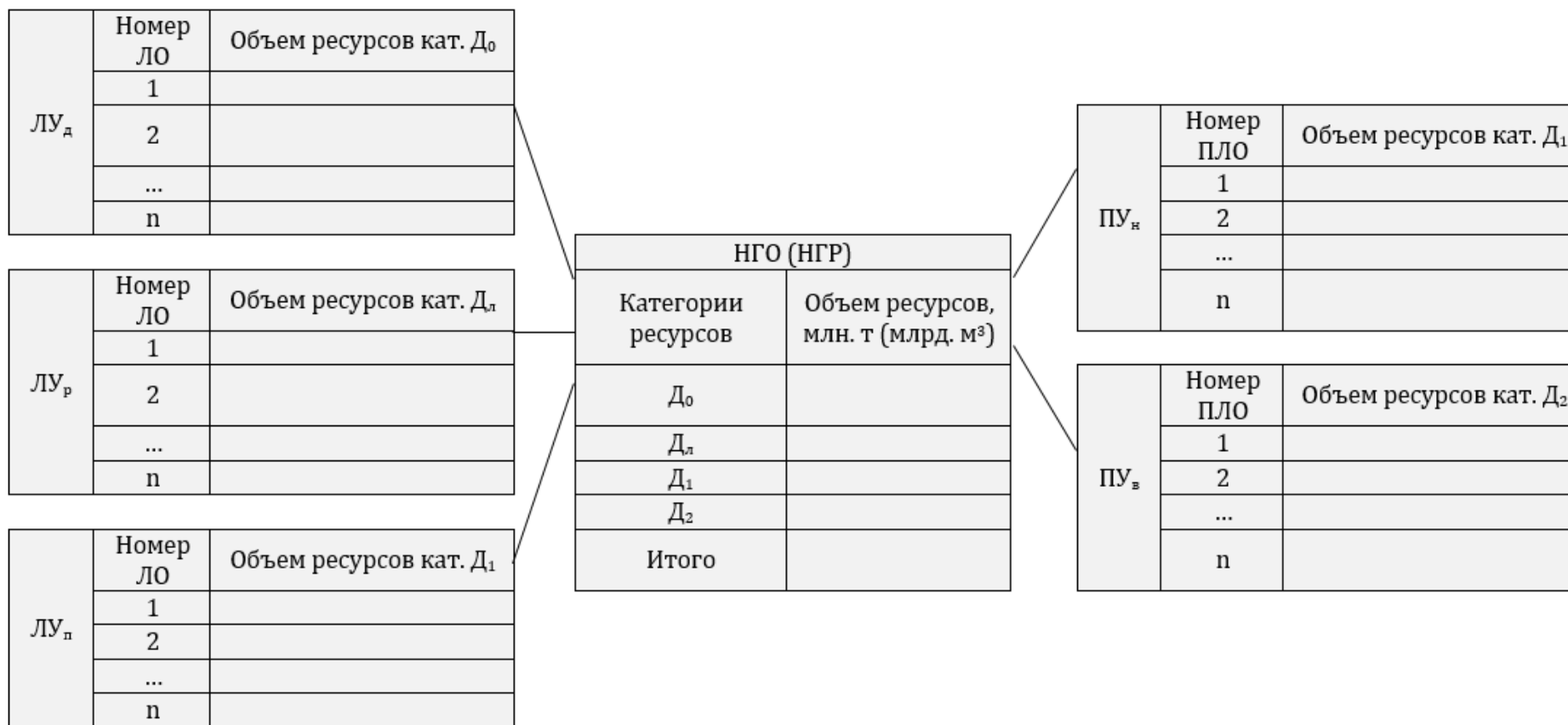
Для нелокализованных ресурсов ГЭО проводится для каждого выделенного типового единичного объекта и затем распространяется на все объекты данной группы.

Интегральным объектом ГЭО являются суммарные ресурсы прогнозируемых, выявленных и подготовленных к бурению залежей, которые могут быть учтены в пределах оцениваемых лицензионных или перспективных участков, нефтегазоносного субъекта нефтегеологического и административного деления в соответствии с результатами количественной оценки ресурсов и требованиями классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Расчет показателей ГЭО для локальных объектов проводится по формуле:

$$R_L = \sum_{t=t_n}^T (Z_t - S_{пт} - S_d - S_{Тt} - S_{инт}) (1 + E_6 + E_p)^{-t},$$





**Рис. 3. Структура объектов геолого-экономической оценки ресурсов нефти (газа) по нефтегазоносной области (району)**

*ЛО – локальные объекты на участке; ПЛО – прогнозные локальные объекты; ЛУ<sub>д</sub> - лицензионный участок с разрабатываемым месторождением; ПУ<sub>н</sub> - перспективный участок в районе с доказанной нефтегазоносностью; ЛУ<sub>р</sub> - лицензионный участок с разведанным месторождением; ПУ<sub>в</sub> - перспективный участок в районе с вероятной нефтегазоносностью; ЛУ<sub>п</sub> - лицензионный участок с подготовленными для поискового бурения структурами.*

где:  $R_L$  - абсолютная величина денежной оценки;  $Z_t$  - ценность добываемой в  $t$ -ом году продукции (нефти, газа, конденсата);  $S_{прt}$  - сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на поисково-разведочные работы;  $S_{дt}$  - сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на добычу нефти (газа), охрану окружающей среды;  $S_{тt}$  - сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на межпромысловый и магистральный транспорт;  $S_{инt}$  - сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на создание промышленной инфраструктуры;  $E_б$  - базовая норма дисконта;  $E_p$  - надбавка за риск;  $T$  - расчетный срок рентабельного освоения ресурсов локального объекта оценки.

Определение объемов работ и затрат на геологоразведочные работы, добычу и транспортировку нефти и газа производится по данным проектов их разведки и разработки. Для нелокализованных ресурсов параметры единичных объектов, необходимые для оценки затрат на их освоение, определяются на основе метода аналогий и экспертных оценок. Прогнозные затраты определяются на основе данных по объектам-аналогам.

Расчет налогов выполняется в соответствии с действующим на момент проведения ГЭО законодательством о налогах, сборах и платежах с учетом принятых льгот и региональных особенностей.

Выбор нормы дисконтирования осуществляется с учетом рисков на ранних стадиях геологоразведочных работ.

В качестве способа учета инвестиционных рисков при ГЭО ресурсов нефти, газа и конденсата рекомендуется использовать метод введения надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования при расчете чистого дисконтированного дохода.

Расчетная величина этой ставки увеличивается на определенную, дифференцированную надбавку за геологический и географо-экономический риск.

В качестве базовой ставки дисконтирования, в зависимости от решаемой задачи, следует рассматривать среднюю норму прибыли на капитал, принятую в данной отрасли промышленности, ставку долгосрочного депозита, кредитную ставку зарубежного банка, ставку рефинансирования Центрального банка РФ с учетом маржи коммерческих банков.

В практических расчетах рекомендуется использовать базовую ставку дисконта равную 10%.

Ориентировочные величины надбавок за риск к ставке дисконтирования в зависимости от степени изученности и экономико-географического положения прогнозных ресурсов объектов оценки приведены в табл. 1.

Рентабельность освоения ресурсов нефти и газа находится в сильной зависимости от уровня мировых и внутренних цен на эти энергоносители. Эти цены подвержены сильной волатильности и их снижение может существенно сокращать величину промышленно значимой прогнозной ресурсной базы.

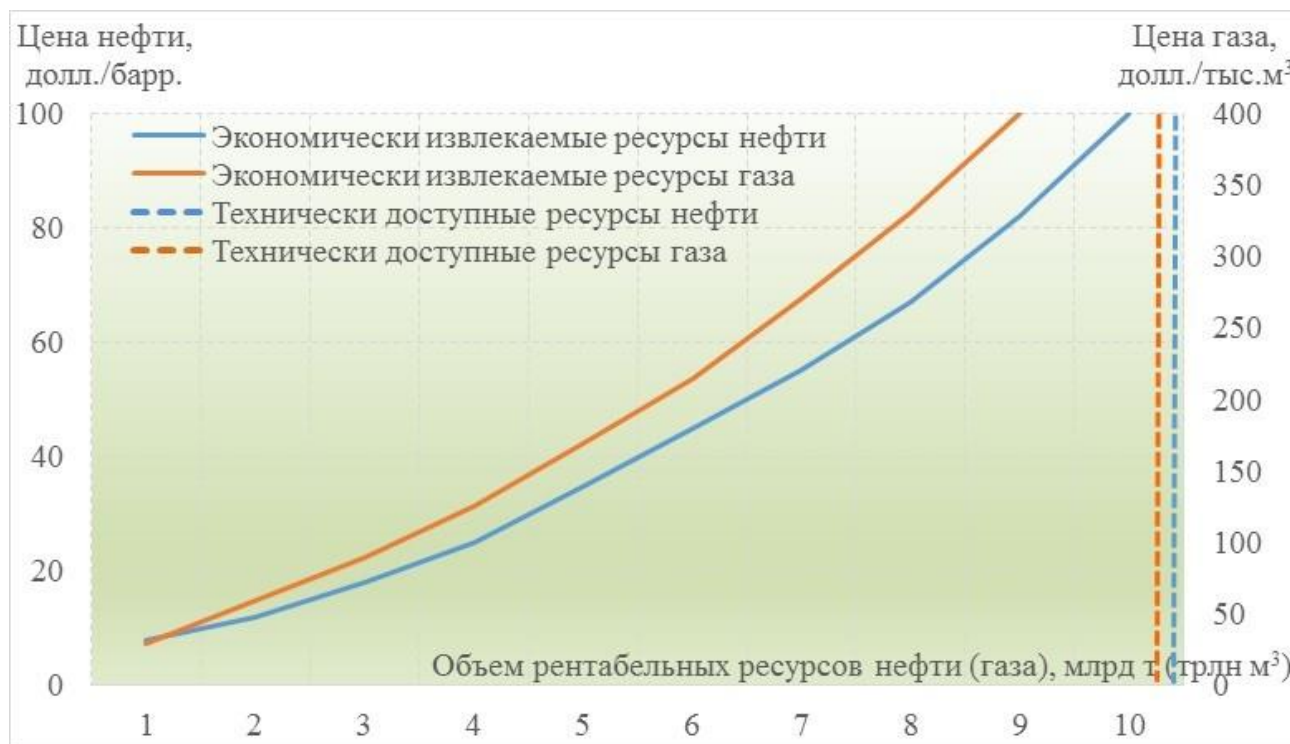
Таблица 1

## Надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования

Степень риска	Надбавка за географо-экономический риск, %		Надбавка за геологический риск, %		Суммарная надбавка за риск, %	Итоговая ставка дисконта %
	Территории, акватории	Надбавка	Изученность объектов разработки	Надбавка		
Низкая	Старые обустроенные регионы (Урало-Поволжье, Северный Кавказ, Западная Сибирь, Калининградская обл., Республика Коми, о. Сахалин), шельф Балтийского моря	0	Подготовленные ресурсы кат. Д <sub>0</sub>	4-5	4-5	14-15
			Локализованные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	6-8	6-8	16-18
			Перспективные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	9-10	9-10	19-20
			Прогнозируемые ресурсы кат. Д <sub>2</sub>	11-12	11-12	21-22
Средняя	Новые регионы, граничащие с обустроенными (Ненецкий АО), шельф Каспийского моря	1-2	Подготовленные ресурсы кат. Д <sub>0</sub>	4-5	5-7	15-17
			Локализованные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	6-8	7-10	17-20
			Перспективные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	9-10	10-12	20-22
			Прогнозируемые ресурсы кат. Д <sub>2</sub>	11-12	12-14	22-24
Высокая	Новые регионы без развитой инфраструктуры (Восточная Сибирь, Чукотский АО), шельф Охотского и Берингова морей	3-4	Подготовленные ресурсы кат. Д <sub>0</sub>	4-5	7-9	17-19
			Локализованные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	6-8	9-12	19-22
			Перспективные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	9-10	12-14	22-24
			Прогнозируемые ресурсы кат. Д <sub>2</sub>	11-12	14-16	24-26
Очень высокая	Арктические акватории	5-7	Подготовленные ресурсы кат. Д <sub>0</sub>	4-5	9-12	19-22
			Локализованные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	6-8	11-15	21-25
			Перспективные ресурсы кат. Д <sub>1</sub>	9-10	14-17	24-27
			Прогнозируемые ресурсы кат. Д <sub>2</sub>	11-12	16-19	26-29

Поэтому ГЭО необходимо проводить на основе прогнозных цен на нефть и газ, в интервале от минимального текущего уровня до максимально возможного (прогнозируемого). Такой подход позволит иметь представление о возможной величине рентабельной прогнозной углеводородной базы при разных уровнях цен. В частности, он используется в практике ГЭО ресурсов нефти и газа в США [Назаров, Афанасьева, 2011].

Графические результаты экономической оценки ресурсов нефти и газа при разных уровнях цен могут быть представлены в следующем виде (рис. 4).



**Рис. 4. Графическая модель расчета рентабельной части прогнозной ресурсной базы в зависимости от цен на нефть и газ**

Полученные в результате ГЭО ресурсов показатели объема рентабельных ресурсов — чистого дисконтированного дохода бюджета и недропользователей, внутренней нормы доходности и срока окупаемости инвестиций — используются для решения практических задач недропользования.

В заключение следует заметить, что реализация рассмотренных в статье вопросов требует участия специалистов различного профиля: геологов, технологов и экономистов. Процесс геологической и экономической оценки ресурсов УВ должен быть единым. Лишь комплексные совместные исследования геологических, технологических и экономических факторов, воздействующих на процесс освоения ресурсов нефти и газа, позволят оценить их экономическую значимость и инвестиционную привлекательность.

### Литература

*Герт А.А., Порожун В.И., Немова О.Г., Вымятин А.А., Мельников П.Н., Супрунчик Н.А.* Совершенствование методики геолого-экономической оценки перспективных и прогнозных ресурсов углеводородного сырья // Геология нефти и газа. – 2013. – № 2. – С.69-79.

Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477.

Методические рекомендации по геолого-экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата / Отв. ред. А.И. Варламов, А.А. Герт. – Новосибирск, Москва, 2015. – 58 с.

Методические рекомендации по применению «Временной методики экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти». – Л., ВНИГРИ, 1998. - 142 с.

*Назаров В.И.* О совершенствовании методологии геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. - Т.8. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/8/28\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/8/28_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/28\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2013)

*Назаров В.И., Афанасьева Т.А.* Методы и практика геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа за рубежом (на примере США) // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях: сб. материалов научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 4-8 июля 2011 г.). - СПб.: ВНИГРИ, 2011. - С. 126-131.

Экономические проблемы освоения ресурсов нефти и газа / Сост. В.И. Назаров. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 166 с.

**Nazarov V.I.**

All-Russian Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia,  
nazarovvi2012@yandex.ru

## THE CONCEPT OF GEOLOGICAL AND ECONOMIC EVALUATION, METHODOLOGY OF OIL AND GAS RESOURCES

*The concept of geological and economic evaluation methodology of oil and gas resources are analyzed. The detailed assessment is substantiated on the basis of the application needs. Promising for oil and gas licensed plots are considered as the base objects of geological and economic evaluation. Moving from deterministic methods of hydrocarbon resources evaluation to probabilistic ones is proposed. An extra charge for risk is recommended to be used apart from the base discount rate in order to consider the investment risks when calculating the income from resources development.*

**Keywords:** *geological and economic assessment, hydrocarbon resources, methodology of geological and economic evaluation.*

### References

Gert A.A., Poroskun V.I., Nemova O.G., Vymyatin A.A., Mel'nikov P.N., Suprunchik N.A. *Sovershenstvovanie metodiki geologo-ekonomicheskoy otsenki perspektivnykh i prognoznykh resursov uglevodorodnogo syr'ya* [Improving the methodology of geological and economic assessment of prospective and inferred hydrocarbon resources]. *Geologiya nefti i gaza*, 2013, no. 2, p. 69-79.

*Metodicheskie rekomendatsii po geologo-ekonomicheskoy otsenki resursov nefti, gaza i kondensata* [Methodical recommendations for geological and economic evaluation of oil, gas and condensate resources]. Ed. by A.I. Varlamov, A.A. Gert, Novosibirsk, Moscow, 2015, 58 p.

*Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu «Vremennoy metodiki ekonomicheskoy otsenki prognoznykh i perspektivnykh resursov nefti»* [Methodical recommendations for the application of the "Temporary Methodology for the Economic Assessment of Inferred and Prospective Oil Resources"]. Leningrad: VNIGRI, 1998, 142 p.

Nazarov V.I. *Ekonomicheskie problemy osvoeniya resursov nefti i gaza* [Economic problems of oil and gas resources development]. Leningrad: VNIGRI, 1989, 166 p.

Nazarov V.I. *O sovershenstvovanii metodologii geologo-ekonomicheskoy otsenki resursov nefti i gaza* [On the improvement of geological and economic assessment methodology of oil and gas resources]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol. 8, no. 3, [http://www.ngtp.ru/rub/8/28\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/8/28_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/28\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2013)

Nazarov V.I., Afanas'eva T.A. *Metody i praktika geologo-ekonomicheskoy otsenki prognoznykh resursov nefti i gaza za rubezhom (na primere SShA)* [Methods and practice of geological and economic estimation of inferred oil and gas resources abroad (USA example)]. *Teoriya i praktika otsenki promyshlennoy znachimosti zapasov i resursov nefti i gaza v sovremennykh usloviyakh: sb. materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii* (St. Petersburg, 4-8 July, 2011), St. Petersburg: VNIGRI, 2011, S. 126-131.

© Назаров В.И., 2017