

УДК 330.130.7:553.98.04

**Краснов О.С.**Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия [okrasnov@vnigri.ru](mailto:okrasnov@vnigri.ru).

## **ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

*Рассматриваются вопросы вероятностного характера процесса поисков и разведки месторождений нефти и газа. Показано, что риски и неопределенность является неотъемлемыми свойствами геологоразведочных работ. Поэтому в условиях рыночной экономики огромное значение приобретает оценка риска и надежности принимаемых решений при подготовке и освоении минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Получить такую оценку можно на основе геолого-математической модели вероятностного прироста запасов нефти и газа. Предлагаемый подход вероятностной оценки геологических рисков и неопределенности при подготовке и освоении запасов нефти и газа апробирован на перспективном нефтегазовом участке.*

***Ключевые слова:** вероятностная оценка, геологические риски, надежность, геолого-математическое моделирование, перспективные нефтегазоносные участки.*

### **Методика вероятностной оценки подготовки запасов нефти и газа на перспективном нефтегазовом участке**

Подготовка и освоение запасов и ресурсов углеводородного сырья характеризуются повышенными инвестиционными рисками как из-за сильной зависимости от природных факторов, так и от экономических, организационных и технических и других условий. Риск возникает всегда при конкретном действии системы подготовки и освоения запасов нефти и газа, а неопределенность свойственна не решению о действии, а среде реализации этого решения.

Все риски в нефтегазовом комплексе при подготовке запасов и ресурсов можно свести в три большие группы: экономические, технологические и геологические [Конопляник, 1995].

Экономические риски обусловлены множеством причин, среди которых важнейшими являются стабильность и текущее состояние экономики страны, несовершенство экономического законодательства, зависимость от рыночной конъюнктуры, текущая политика во внешнеэкономической деятельности и т.д.

При оценке экономических рисков нефтегазовых инвестиционных проектов необходимо учитывать несовершенство экономического законодательства (Налоговый

кодекс, Закон «О недрах», Положение о порядке лицензирования и т.д.), условия инвестирования и использования прибыли, возможность введения ограничений на внешнеэкономическую деятельность (на торговлю, поставки, трансферт и т.д.), колебание рыночной конъюнктуры, цены и таможенные пошлины на нефть, природный газ и продукты нефтепереработки, неопределенность целей, интересов и поведения участников инвестиционного нефтегазового процесса, неполноту и неточность информации о производственно-экономических показателях и финансовом положении участников проекта.

Организационно-экономический механизм реализации нефтегазовых инвестиционных проектов, сопряженных с риском, должен включать специфические элементы, позволяющие снизить риск или связанные с ним неблагоприятные последствия. В этих целях могут использоваться разработанные заранее «правила поведения» в определенных «нештатных ситуациях» (например, сценарии, предусматривающие соответствующие действия при тех или иных изменениях условий проекта).

Неопределенность условий реализации инвестиционного нефтегазового проекта не является заданной. По мере осуществления проекта поступает дополнительная информация об условиях реализации проекта и ранее существовавшая неопределенность уменьшается или снимается полностью. С учетом этого система управления реализацией проекта должна предусматривать возможность обработки информации о меняющихся условиях его реализации и соответствующую корректировку проекта.

Для учета факторов неопределенности и риска при экономической оценке эффективности проекта используется вся имеющаяся информация об условиях его реализации, в том числе и не выражающаяся в форме каких-либо вероятностных законов распределения. При этом могут быть использованы следующие методы: проверка на устойчивость решения, корректировка параметров инвестиционного проекта и экономических нормативов и формализованное описание неопределенности.

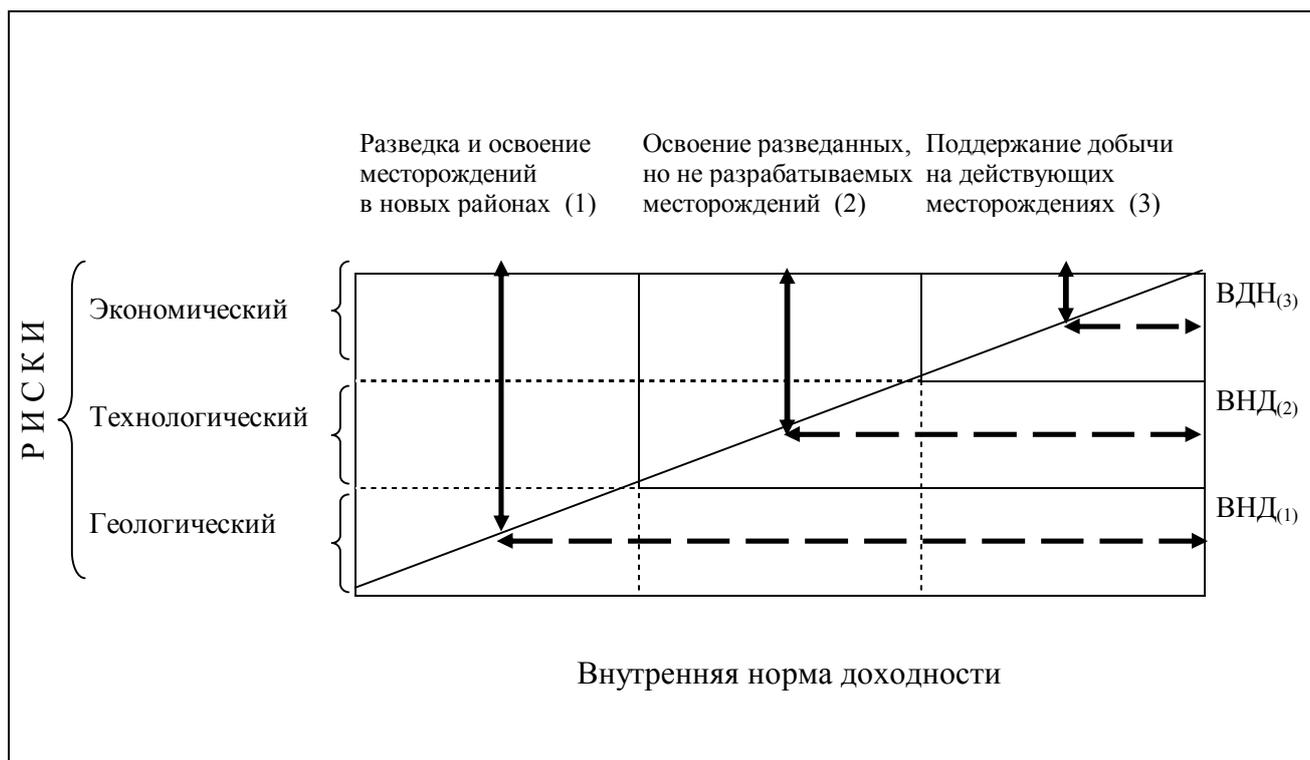
Технологические риски нефтегазовых инвестиционных проектов связываются с состоянием и совершенствованием техники и технологий, используемых при бурении скважин, проведении геофизических работ, добыче, транспортировке и переработке ресурсов углеводородного сырья.

Специфические риски реализации инвестиционных проектов, например, при транспортировке нефти и газа включают в себя риск разлива нефти и утечки природного

газа, пожаров и компенсации экологических последствий при авариях на магистральных трубопроводах, риск увеличения действующих тарифов и введения дополнительных платежей при удорожании стоимости транспортировки т.д.

Геологические риски определяются естественно-природными условиями поисково-разведочных работ и разработки месторождений и во многом зависят как от геологической изученности и разведанности недр, так и от промышленной освоенности месторождений нефти и газа.

Общий совокупный риск определяется спектром охватываемых проблем. Чем уже круг проблем, обусловленных неопределенностью и влияющих на инвестиционный проект, тем меньше будет совокупный риск и, следовательно, тем ниже будет требуемая внутренняя норма рентабельности проекта. Принципиальная схема взаимосвязи величины внутренней нормы рентабельности с рискованностью основных типов инвестиционных проектов в недропользовании представлена на рис. 1.



**Рис. 1. Принципиальная взаимосвязь величины внутренней нормы доходности с рискованностью основных типов инвестиционных нефтегазовых проектов (по Коноплянику, 1995)**

### Вероятностная оценка геологической среды и прироста запасов

Рассмотрим один из возможных подходов к оценке геологических рисков и механизм их учета при оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов по подготовке запасов углеводородного сырья [Краснов, 2000].

Исходными данными для расчетов вероятностной оценки прироста запасов нефти и газа на лицензионном участке служат параметры его геологической среды, под которой понимается совокупность показателей, характеризующих основные черты геологического строения и поисково-разведочных работ. К основным из них относятся:

- вероятная продуктивность ловушек ( $\eta$ );
- средняя величина запасов одного месторождения ( $\Theta$ ).

Вид функций, описывающих эти параметры, может быть определен на основе теоретических соображений или эмпирически (Конторович и др., 1982).

При определении конкретных значений параметров геологической среды ( $\eta$  и  $\Theta$ ) используются их зависимости от плотности начальных геологических ресурсов углеводородов ( $q_s$ ). Так, для вероятной продуктивности ловушек естественно предположить, что с уменьшением  $q_s$   $\eta \rightarrow 0$  и, что с ростом  $q_s$   $\eta \rightarrow 1$ . Это является основанием для выбора аппроксимирующей функции в виде

$$\eta = 1 / (1 + a e^{-bq_s}),$$

где  $a$  и  $b$  определяются эмпирически.

Для описания зависимости  $\Theta$  от  $q_s$  можно лишь предположить, что она соответствует функции из класса монотонно возрастающих:

$$\Theta = c q_s^d$$

где  $c$  и  $d$  определяются эмпирически.

Для проведения расчетов по конкретному лицензионному участку выбирается эталон из близлежащих разведанных месторождений, условно называемый «эталонным месторождением». Через площадь «эталонного месторождения» оценивается возможное количество перспективных на нефть и газ структур на данном лицензионном участке:

$$N_i = S_i / S_s$$

где  $i$  – индекс лицензионного участка;

$S_i$  – площадь лицензионного участка;

$S_s$  – площадь «эталонного месторождения»;

$N_i$  – предполагаемое количество перспективных на нефть и газ структур на одном лицензионном участке.

Средние запасы одной предполагаемой структуры определяются через прогнозные ресурсы лицензионного участка по формуле:

$$\Theta_i = (R_i / N_i) \eta,$$

где  $R_i$  – прогнозные ресурсы лицензионного участка.

Вероятностный характер процесса поисков и разведки месторождений нефти и газа является неотъемлемым свойством геологоразведочных работ. В условиях рыночной экономики огромное значение приобретает оценка риска и надежности принимаемых решений при подготовке минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Получить такую оценку можно на основе геолого-математической модели вероятностного прироста запасов нефти и газа. Сущность предлагаемого подхода заключается, во-первых, в установлении количественных соотношений между приростами запасов и объемами поисково-оценочных работ с различными уровнями доверительной вероятности [Uhler, Bredly, 1970; Краснов, 2000] и, во-вторых, построении, исходя из уровней доверительной вероятности, поля геологических рисков.

Математическая модель вероятностного прироста запасов базируется на следующих предположениях: бурение определенного количества поисковых скважин отождествляется с проведением эксперимента; результаты двух экспериментов независимы; вероятность обнаружения месторождения в результате проведения одного эксперимента постоянна.

В принятых предположениях задача в вероятностной постановке формулируется следующим образом.

Подготовленные  $N$  объектов последовательно вводятся в поисковое бурение. Исходы бурения каждого объекта составляют последовательность случайных событий: "залежи не обнаружено" и "обнаружены залежи с различной величиной запасов".

Тогда событие "прирастить запасы некоторой фиксированной величины  $z$ " при открытии месторождения можно рассматривать как совпадение двух случайных событий: "открытие месторождения" и "открытие месторождения с определенными запасами  $Q$  при условии, что произошло первое событие". А вероятность получить прирост запасов объемом не менее  $z$  при разбуривании  $N$  объектов, т.е. в  $N$  экспериментах, определится композицией этих двух событий, подчиняющихся различным законам распределения. Она может быть рассчитана по формуле полной вероятности.

Сначала определим выражение для вероятности события "месторождение открыто".

В качестве элементарных исходов эксперимента будем различать лишь два исхода: месторождение открыто и месторождение не открыто.

Первый исход обозначим событием  $B$ , второй – событием  $\bar{B}$ , противоположным первому. Вероятность появления события  $B$  для каждого эксперимента постоянна и равна  $\eta$ , т.е.  $P(B) = \eta$ , где  $0 < \eta < 1$ . Тогда для события  $\bar{B}$  будем иметь

$$P(\bar{B}) = 1 - P(B) = 1 - \eta$$

Допустим, разбурено  $N$  объектов, что означает, проведено  $N$  экспериментов. Всего возможно  $2^N$  исходов, каждому из которых будет соответствовать последовательность из  $N$  „успехов” и „неудач”, чередующихся в том порядке, в котором они появляются. Вероятность появления определенной последовательности  $k$  успешных и  $N-k$  неудачных исходов равна

$$\eta^k (1-\eta)^{N-k}$$

Всего же в  $N$  экспериментах число таких последовательностей равно числу различных сочетаний из  $N$  элементов по  $k$ , т.е.

$$C_N^k = N! / k!(N - k)$$

Следовательно, вероятность открытия  $k$  месторождений при разбуривании  $N$  структур определится следующим образом:

$$P(B_k) = C_N^k \eta^k (1-\eta)^{N-k}$$

Совокупность вероятностей  $P(B_k)$  для  $k = 1, 2, \dots, N$  соответствует биномиальному распределению.

Теперь определим вероятность события "открыто месторождение с определенными запасами". Для этого необходимо рассмотреть вероятностное распределение месторождений по величине запасов.

Для этого широко используются экспоненциальное распределение [Волконский и др., 1973], усеченное распределение Парето [Методические основы..., 1990],  $\beta$  - распределение [Зенков, 1980].

Допустим, что приемлемой статистической моделью распределения месторождений по величине запасов является экспоненциальное распределение. Тогда функция распределения величины запасов одного месторождения определится как

$$P(Q_1 \geq z) = e^{-((z-\delta)/\theta)}$$

где  $\delta$  – минимальная величина запасов месторождения, экономически целесообразная для промышленного освоения;

$\theta$  – среднее превышение величины запасов промышленного месторождения над уровнем  $\delta$ . Исходя из этого, методом индукции по  $k$  получим формулу распределения вероятностей суммарной величины запасов  $Q_k$  при условии открытия  $k$  месторождений

$$P(A/B_k) = P(Q_k \geq z) = \sum_{j=0}^{k-1} \lambda_k^j e^{-\lambda_k} / j!$$

где  $\lambda_k = (z - k\delta) / \theta$

Таким образом, на основании полученных выше формул вероятность получения прироста запасов  $Q$ , равного или большего  $z$ , за  $N$  экспериментов по формуле полной вероятности равна сумме произведений вероятности получения требуемого прироста запасов за счет открытия  $k$  месторождений:

$$P(A) = \sum_{k=1}^N P(B_k) P(A/B_k) = \sum_{k=1}^N C_N^k \eta^k (1-\eta)^{N-k} \sum_{j=0}^{k-1} \lambda_k^j e^{-\lambda_k} / j!$$

#### Расчет инвестиций на подготовку запасов.

#### Построение и анализ поля геологических рисков

Зная величину прогнозных ресурсов оцениваемого нефтегазового объекта (области, района, зоны или лицензионного участка), можно определить объемы работ для различных уровней подготавливаемых запасов (вплоть до максимально возможных) и соответствующие им вероятностные характеристики. Объединенные в одно множество, они образуют поле вероятных исходов геологоразведочных работ, представляющее собой таблицу вероятностных оценок прироста запасов (табл. 1).

Таблица 1

#### Вероятностные оценки прироста запасов углеводородов

Количество исследуемых бурением объектов, шт.	Объемы подготавливаемых запасов, усл. ед. УВ				
	$Q_1$	...	$Q_k$	...	$Q_N$
1	P(A)				
...					
N					

Чтобы оценить геологические риски для инвесторов, необходимо, во-первых, объемы работ представить в виде потребностей в инвестициях и, во-вторых, перейти от вероятностных оценок прироста запасов к оценкам рисков их неполучения.

Если известны:

$N$  - количество структур, вводимых в поисковое бурение,

$n$  - нормативное количество поисковых скважин на одном объекте (структуре),

$h$  - средняя глубина поисковой скважины,

$s$  - стоимость 1 м проходки в поисковом бурении,

то потребность в инвестициях для каждого исхода работ ( $S$ ) определяется как

$$S = N n h s$$

Таким образом, из формального описания вероятностной природы параметров объектов лицензирования под геологическим риском понимается вероятность неполучения предполагаемого прироста запасов при фиксированном объеме инвестиций на геологоразведочные работы, т.е.  $R = 1 - P(A)$ . Тогда, произведя соответствующие подстановки, от таблицы вероятностных оценок прироста запасов переходим к таблице, характеризующей поле геологических рисков для разных уровней прироста запасов и инвестирования (табл. 2).

Таблица 2

**Оценка геологических рисков прироста запасов углеводородов**

Объемы инвестиций	Объемы подготавливаемых запасов, ед. усл. УВ				
	$Q_1$	...	$Q_k$	...	$Q_N$
$S_1$	$R$				
...					
$S_N$					

Таким образом, под полем геологических рисков понимается системно организованные сведения о зависимости рисков от объема инвестиций и ожидаемого прироста запасов.

Для практики принятия инвестиционных решений наиболее важны три аспекта оценки и анализа геологических рисков:

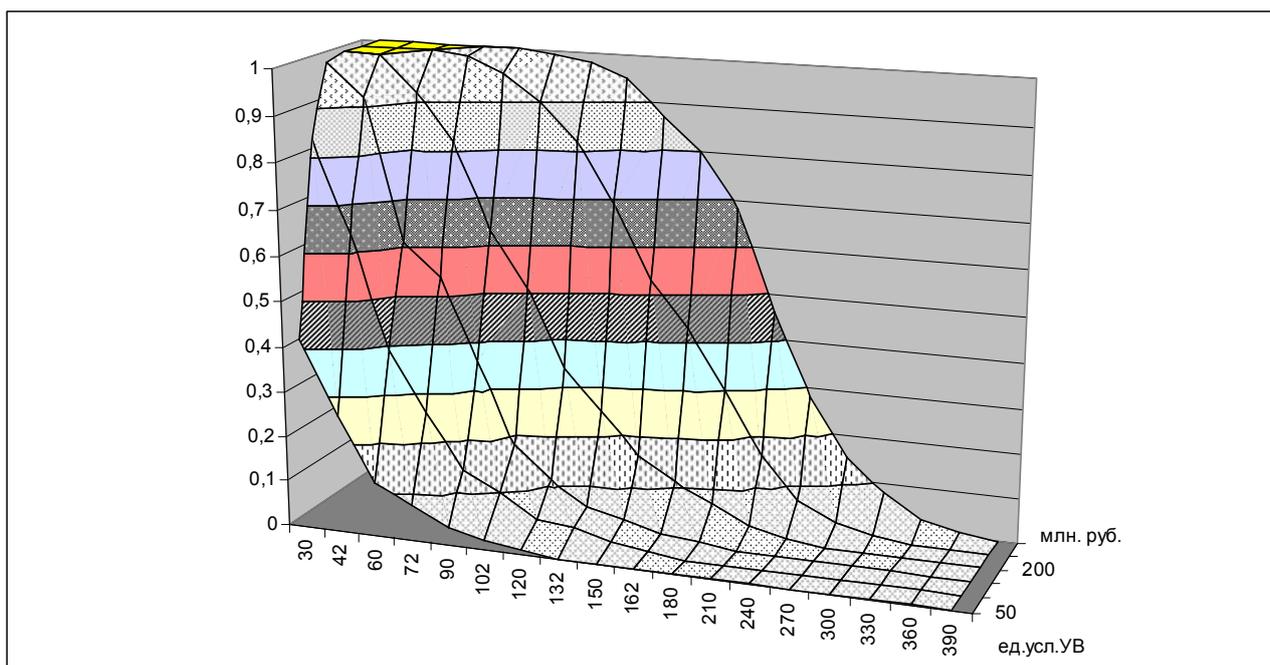
во-первых, при фиксации желаемого объема подготовки запасов оценить необходимый размер инвестиций для снижения геологических рисков до приемлемого уровня;

во-вторых, при фиксации размера вкладываемых инвестиций оценить геологические риски подготовки разных объемов запасов;

в-третьих, при фиксации приемлемого уровня геологического риска оценить необходимые размеры инвестиций на прирост разных объемов запасов.

Для многоаспектного анализа геологических рисков может быть успешно применен графический метод. Сущность его заключается в том, что в трехмерном пространстве факторов "инвестиции - прирост запасов - геологический риск" по данным табл. 2 строится поверхность, отражающая функциональную взаимосвязь этих факторов на оцениваемом объекте (рис. 2), а покоординатные пошаговые срезы позволяют проанализировать и оценить интересующие инвестора аспекты.

Если анализируемых факторов более трех (а значит и поверхность будет многомерной), то целесообразно пользоваться классическими методами математического моделирования и анализа, в частности градиентными, позволяющими определять наиболее выгодные направления для достижения желаемого результата, если таковые существуют.



**Рис. 2. Функциональная взаимосвязь инвестиций, прироста запасов и геологического риска**

Изложенный подход проиллюстрируем на условном примере.

Пусть:

Q - уровни подготавливаемых запасов (50, 100, 150, 200, 300, 400 единиц условных УВ); $\eta$  - коэффициент промышленных открытий (0,47);

$\theta$  - средняя величина запасов одного предполагаемого месторождения (30 единиц условных УВ);

$\delta$  - минимальная величина запасов предполагаемого месторождения, экономически целесообразного для промышленного освоения (5 единиц условных УВ);

$N$  - количество объектов (структур), вводимых в поисковое бурение (шт.);

$n$  - нормативное количество поисковых скважин на одном объекте (3 шт.);

$h$  - средняя глубина поисковой скважины (2 тыс. м);

$s$  - стоимость 1 м проходки в поисковом бурении (10 тыс. руб.);

$S$  - величина инвестиций (в млн. руб.).

Результаты расчета по формуле полной вероятности вероятностных оценок для различных уровней прироста запасов приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Вероятностные оценки прироста запасов углеводородов  
(условный пример)**

Количество исследуемых бурением объектов, шт.	Объемы подготавливаемых запасов, ед. усл. УВ					
	50	100	150	200	300	400
5	0,58	0,16	0,01	0	0	0
7	0,74	0,36	0,08	0	0	0
10	0,88	0,61	0,39	0,08	0	0
12	0,92	0,74	0,44	0,18	0,01	0
15	0,96	0,86	0,64	0,37	0,04	0
17	0,98	0,90	0,74	0,49	0,10	0,01
20	0,99	0,95	0,82	0,66	0,18	0,02
22	1	0,96	0,89	0,75	0,31	0,05
25	1	0,98	0,94	0,84	0,47	0,13
27	1	0,99	0,96	0,89	0,57	0,20
30	1	1	0,98	0,93	0,70	0,32
35	1	1	0,99	0,97	0,84	0,54
40	1	1	1	0,99	0,93	0,72
45	1	1	1	1	0,97	0,85
50	1	1	1	1	0,99	0,92
55	1	1	1	1	1	0,97
60	1	1	1	1	1	0,99

Теперь, получив оценки вероятностных приростов запасов углеводородов, рассчитаем поле геологических рисков. Результаты расчета по данным условного примера приведены в табл. 4.

Таблица 4

Размеры инвестиций, млн. руб.	Поле геологических рисков					
	Объемы подготавливаемых запасов, ед. усл. УВ					
	50	100	150	200	300	400
300	0,42	0,84	0,99	1	1	1
420	0,26	0,64	0,92	1	1	1
600	0,12	0,39	0,61	0,92	1	1
720	0,08	0,26	0,54	0,82	0,99	1
900	0,04	0,14	0,36	0,63	0,96	1
1020	0,02	0,10	0,26	0,51	0,90	0,99
1200	0,01	0,05	0,18	0,34	0,82	0,98
1320	0	0,04	0,11	0,25	0,69	0,95
1500	0	0,02	0,06	0,16	0,53	0,87
1620	0	0,01	0,04	0,11	0,43	0,80
1800	0	0	0,02	0,07	0,30	0,68
2100	0	0	0,01	0,03	0,16	0,46
2400	0	0	0	0,01	0,07	0,28
2700	0	0	0	0	0,03	0,15
3000	0	0	0	0	0,01	0,08
3300	0	0	0	0	0	0,03
3600	0	0	0	0	0	0,01

Зависимость геологических рисков от объемов инвестиций и прироста запасов для рассматриваемого примера приведена на рис. 2.

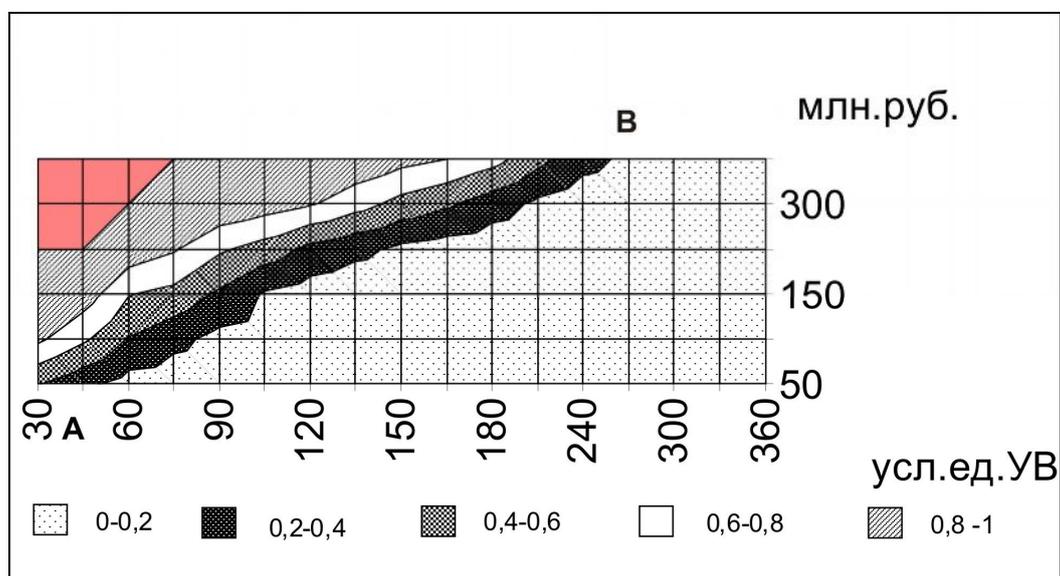


Рис. 3. Аналитические срезы по уровням геологических рисков

Полученные зависимости используются при выработке инвестиционных решений. Для этого используем графический метод по координатным (по факторным) срезам.

Допустим, что приемлемый для инвестора геологический риск не превышает 20 %. Тогда по графику двадцатипроцентного среза поле приемлемых (благоприятных) решений определится областью, расположенной правее линии АВ (рис. 3). При других приемлемых для инвестора условиях геологических рисков строятся и анализируются графики соответствующих срезов.

Для анализа других аспектов принятия инвестиционных решений аналогичным образом используются графики срезов по соответствующим координатам (факторам).

Следуя системной методологии, поле геологических рисков служит исходной базой для их качественной и количественной оценки.

Качественный анализ поля геологических рисков состоит в выделении контрастно разнородных зон по степени влияния геологических рисков и предназначен для выработки общей стратегии поведения недропользователя при соответствии показателей проекта освоения ресурсов характеристикам этой зоны.

Область, в которой проектом освоения потерь от геологических рисков не ожидается (равны нулю), называется безрисковой зоной. Ее качественная характеристика состоит в следующем:

1. Оценка эффективности инвестиционных проектов производится обычным способом без учета геологического риска.
2. Они не зависят от ценности новой (дополнительной) геологической информации.
3. Возможно повышение эффективности проекта при получении дополнительной экономической информации: данных о благоприятном изменении конъюнктуры (спрос на запасы, цены и т.д.), данных о возможном снижении затрат, т.е. вне зависимости от природно-геологических условий.

Главная задача проектов безрисковой зоны – получение и оценка ожидаемой ценности новой (дополнительной, уточненной) технико-экономической информации.

Проблемная зона включает широкий диапазон рисков: от минимально допустимого (позволяющего по проекту освоения получать прибыль) до критического (не позволяющего получить не только прибыль, но и значительную часть выручки). Характеристика проблемной зоны следующая:

1. Сильная зависимость эффективности инвестиционных проектов от степени геологического риска.

2. Высокая ценность увеличения достоверности всех видов информации: геологической, конъюнктурной, технико-экономической.

3. Высокая чувствительность к изменениям значений всех видов параметров: геологических, конъюнктурных, технико-экономических.

Поэтому главная задача именно проблемных проектов состоит в количественной оценке геологических рисков и определении наиболее рациональных путей управления ими (при принятии рисков – методы их снижения, при отказе – рациональные размеры страхования).

Зона безусловных (катастрофических, неуправляемых) геологических рисков характеризуется следующим:

1. Инвестиционные проекты, попадающие в эту зону, заведомо убыточны, а их реализация может привести только к полной утрате вложенных средств.

2. Они не зависят от изменений конъюнктуры (спроса на запасы, цен на подготавливаемый природный ресурс и т.д.) и затратных показателей для подготовки объекта к освоению, т.е. полностью оторваны от показателей, определяющих экономическую целесообразность освоения.

3. Изменение качественной оценки такого проекта возможно только при получении дополнительной геологической информации.

Поэтому, для проектов, попадающих в зону безусловных рисков, главная задача состоит лишь в оценке ожидаемой ценности новой (дополнительной, уточненной) геологической информации.

### **Оценка экономической эффективности рискованных инвестиционных проектов**

Оценка эффективности инвестиций имеет первостепенную практическую значимость, поскольку она служит объективным и комплексным обоснованием реальных сроков окупаемости вложений капитала, темпов развития производства, а также основанием для решения множества проблем социально-экономического плана на региональном и государственном уровнях. Объективность и комплексность оценки определяются полнотой учета особенностей производственного процесса, а также научной обоснованностью методов ее проведения.

С переходом на рыночные отношения с 1994 г. действуют новые, соответствующие понятиям мирового сообщества, «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», а с 2000 г. «Методические

рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)» [Методические рекомендации..., 2000]. В их основу заложены принципы, используемые в зарубежной практике, главными из которых являются:

- возвратность инвестированных средств;
- соизмеримость финансовых затрат и результатов;
- дифференцированность ставок в зависимости от производственных особенностей проекта и др.

Комплексный характер оценки эффективности инвестиционного проекта предполагает ее рассмотрение в трех важнейших аспектах: бюджетном, межотраслевом и коммерческом.

Оценка бюджетной эффективности проекта показывает, какую выгоду может принести его реализация бюджетам всех уровней (федеральному, региональному и муниципальному), поскольку основные показатели, характеризующие бюджетную эффективность, связаны с налоговыми поступлениями в бюджеты.

Оценка межотраслевой эффективности проекта показывает, насколько эффективнее его реализация по сравнению с инвестиционными вложениями в другие отрасли экономики.

Оценка коммерческой эффективности отражает результаты реализации инвестиционного проекта непосредственно для его участников. Ее определение базируется на соотношении финансовых затрат и результатов по потокам реальных денег.

Реализация любого инвестиционного проекта требует определенного времени. Более того, затраты на реализацию проекта всегда предшествуют получаемым результатам, т.е. всегда имеется временной разрыв (временной лаг) между вложенными средствами и получаемым от реализации продукции доходом. И этот лаг довольно ощутим, особенно в нефтегазовых проектах. Так, согласно статистическим данным, средняя продолжительность поисков одного месторождения нефти и газа в Западной Сибири составляет 13,1 месяца, а разведки – 39,2 месяца, т.е. весь цикл поисково-разведочных работ длится около 4,4 года [Справочник технико-экономических..., 1978].

Для сопоставления показателей экономической эффективности во времени применяется дисконтирование, т.е. приведение их ценности к базисному моменту времени: либо к начальному моменту осуществления инвестиционного проекта (собственно дисконтирование), либо к какому-либо фиксированному моменту времени.

Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов к соизмеримому виду используется норма дисконта ( $E$ ), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал ( $E_k$ ):

$$E = E_k$$

Особенность оценки эффективности рискованных проектов состоит в корректировке нормы дисконта. Действительно, поскольку принятие риска означает готовность пойти на возможные потери, исчисляемые степенью риска, постольку для реализации проекта предприниматель должен иметь определенную величину риска ( $R$ ) резерв средств, т.е. потенциальная величина капитала, задействованная в реализации такого проекта, будет определяться следующей величиной:

$$K_{\pi} = K(1+R),$$

тогда:

$$E = E_k (1+R) = E_k + E_k R,$$

а величина  $E_k R$  – есть премия за риск, исчисляемая как произведение нормы дохода на капитал и степень риска.

В американской практике премия за риск определяется экспертно: 3 % - для низкорискованных проектов, 6 % - для среднерискованных и 9 % - для высокорискованных. Отсюда, при норме дохода на капитал на уровне 20 %, к низкорискованным относят проекты, обладающие степенью риска на уровне 15 %, к среднерискованным – 30 %, а к высокорискованным – 45 % и более.

Технически приведение к базисному моменту времени затрат, результатов и эффектов, имеющих место на  $t$ -ом расчетном шаге времени реализации проекта, производится путем их умножения на коэффициент дисконтирования  $a_t$ , определяемый для постоянной нормы дисконта  $E$  как

$$a_t = 1/(1+E)^t,$$

где  $t$  - номер шага (обычно года) расчетного периода ( $t = 0, 1, \dots, T$ );

$T$  - горизонт расчета (продолжительность расчетного периода).

На практике же норма дисконта всегда динамична: из-за нестабильности рыночных условий часто пересматривается инвесторами приемлемая норма дохода на капитал, а по мере реализации рискованного проекта всегда изменяется и степень его риска.

Для условий, когда норма дохода на капитал и (или) ставка за риск изменяются во времени и на  $t$ -ом расчета равна  $E_t$ , коэффициенты дисконтирования определяется по следующим формулам:

$$\text{при } t = 0 \quad a_0 = 1$$

$$\text{при } t = 1, \dots, T \quad a_t = \frac{1}{\prod_{n=1}^t (1 + E_k^n + E_k^n R^n)}$$

Определенные таким образом коэффициенты дисконтирования используются при расчетах всех основных показателей оценки эффективности инвестиционных проектов: чистого дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы доходности и срока окупаемости.

### **Практика вероятностной оценки экономической эффективности подготовки запасов на перспективном нефтегазовом участке**

#### *Геолого-экономическая характеристика объекта*

Вероятностную оценку экономической эффективности подготовки запасов проиллюстрируем на примере перспективного на нефть и газ участка площадью 630 км<sup>2</sup> выделенного в пределах северо-западной части Туруханского района Красноярского края в междуречье Б. Хеты и Мессояхи. На западе участок примыкает к границе с Тюменской областью. По геологическому районированию он расположен в Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). Участок относится к высокоперспективным нефтегазовым объектам. Он граничит с нефтегазоносными зонами с доказанной нефтегазоносностью (на севере – Танамской, на юге – Тазовской, на востоке – Большехетской), где имеются уже открытые и разведываемые месторождения: нефтегазоконденсатное Лодочное и газонефтяные Ванкорское, Тагульское и Сузунское с поставленными на баланс запасами нефти, газа и конденсата. Ванкорское месторождение подготовлено к разработке.

Региональные геолого-геофизические работы были проведены в 1953-1959 гг. комплексом геологических, гравиметрических и аэромагнитных съемок масштаба 1:1000000. В 1964 г. проведена геологическая съемка масштаба 1:200000 в комплексе с колонковым бурением.

Прогнозные геологические ресурсы нефти на перспективном к лицензированию участке оцениваются в 147,4 млн. т по категории С<sub>3</sub> и 193,6 млн. т по категории Д<sub>1</sub>, а извлекаемые в 48,0 и 30,5 млн. т, соответственно.

Прогнозные ресурсы газа составляют 100 млрд. м<sup>3</sup> по категории С<sub>3</sub> и 35,6 млрд. м<sup>3</sup> по категории Д<sub>1</sub>.

Для выявления и подготовки локальных объектов необходимо провести сейсморазведочные работы, для открытия месторождений и подготовки на них запасов нефти и газа - поисково-разведочное бурение. Проектный горизонт – малышевская свита средней юры.

Проектная глубина поисково-разведочных скважин составляет 4300 м проходки.

При оценке геологического риска и экономической эффективности подготовки запасов нефти и газа на перспективном участке, существенное влияние на стоимостные показатели геологоразведочных работ оказали геологическое строение участка, степень вовлеченности региона в освоение углеводородного потенциала и уровень его инфраструктурной обеспеченности. При этом для севера Красноярского края характерна весьма ограниченная информация по важнейшим параметрам нормативно-стоимостной базы, которая используется при оценке экономической эффективности подготовки и освоения запасов нефти и газа перспективных объектов.

Оценка достоверности величины затрат на подготовку запасов нефти и газа (геофизические работы и поисково-разведочное бурение) с различными уровнями геологического риска, полученными в соответствии с изложенным выше подходом, произведена путем сопоставления их доли в себестоимости добычи 1 т нефти и 1 тыс. м<sup>3</sup> газа по данным для месторождений Западной Сибири (ЗапСибНИГНИ, Гипротюменьнефтегаз, СибНИИИИП и др.) и расчетными показателями, полученными по методике экономической оценки месторождений нефти и газа разработанной во ВНИГРИ и реализованной в виде компьютерной технологии INVESTOR [Григорьев, 1999; Григорьев, Прищепа, Отмас, 2003; Прищепа, Григорьев, Отмас, 2004].

Эта методика позволяет проводить геолого-экономическую оценку нефтегазовых объектов с не высокой степенью геологической изученности на основе использования небольшого количества показателей в системе технологических и экономических критериев.

При оценке затрат на освоение нефтегазовых объектов по методике ВНИГРИ применяется упрощенный вариант формирования технологических показателей,

моделирующий динамику режима освоения залежи, который позволяет достаточно надежно определять необходимые параметры будущего проекта освоения (темпы отбора, продолжительность периода максимального отбора, срока ввода месторождения в разработку, продолжительность периода безводной эксплуатации и т.д.).

Формирование фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин путем варьирования плотности сеток скважин.

Продолжительность проекта определяется либо, исходя из условия полноценного извлечения нефти из недр (достижение проектируемого коэффициента нефтеотдачи), либо ограничением по моменту достижения минимального уровня текущей добычи, компенсирующего текущие эксплуатационные расходы, налоги и отчисления (то есть рентабельным периодом освоения, определяемым по величине текущей чистой прибыли в рамках соответствующего инвестиционного проекта).

Аналогичные методологические подходы заложены и в методику оценки газовых объектов. Отличие касается лишь особенностей расчета технологических параметров учитывающих специфику газодинамических процессов, присущих газовым залежам.

В качестве экономической модели использована методика экономической оценки технологических вариантов разработки нефтяных месторождений и современные методические и методологические подходы к экономической оценке инвестиционных проектов [*Регламент составления проектных технологических документов...*, 1996; *Методическое руководство...*, 1978; Ковалев, 1995; Аминов и др., 2000]. В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки, темпами разбуривания и т.д. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно наиболее полного извлечения нефти с выделением затрат необходимых для подготовки запасов нефти и газа.

Для оценки проектов используются общепринятые на сегодня и широко распространенные основные показатели эффективности: внутренняя норма рентабельности, дисконтированный поток денежной наличности, период окупаемости капитальных вложений и ряд других. В систему оценочных показателей включаются также капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Российской Федерации).

При формировании исходной информационно-нормативной базы технико-экономических показателей изучены и проанализированы показатели деятельности геологоразведочных и нефтегазодобывающих предприятий, а также проекты разработки нефтяных и газовых месторождений в прилегающих к оцениваемому перспективному участку регионов Западной Сибири.

Для проведения расчетов показателей экономической эффективности подготовки и освоения запасов на участке, обоснованы внутренние и экспортные цены на нефть, определены капитальные и текущие затраты на разработку запасов а также необходимые налоги и платежи. Капитальные вложения в освоение запасов месторождений углеводородного сырья учитывают затраты на геологоразведочные работы, капитальные вложения в разработку и затраты на природоохранные и прочие мероприятия.

Расчеты выполнены в варианте постоянных цен, при этом цена на экспортируемую нефть составляет 61 долл.США/барр. (или 445 долл.США/т), на нефть, реализуемую в пределах таможенных границ Российской Федерации – 367 долл.США/т (60% от уровня экспортной). Курс рубля к доллару принят на уровне 26:1. Квота на экспорт нефти составляет 100%. Принятое соотношение тонна/баррель – 1:7,3.

Цены на газ на внутреннем и внешнем рынках приняты на уровне 61 и 230 долл.США/тыс. м<sup>3</sup>, соответственно.

Доля экспорта газа составляет 60%.

Затраты на транспортировку нефти, потребляемой в пределах РФ, приняты на уровне 25 долл.США/т (с учетом тарифов ОАО «Транснефть»), для экспортируемой продукции – от 45 долл.США/т, включая транспорт по территории России и перевалку в портах отгрузки.

Капитальные затраты на геологоразведочные работы определяются необходимым объемом сейсморазведочных работ в пределах перспективного объекта разработки и объемом поисково-разведочного бурения, необходимым для уточнения его промыслово-технологических характеристик и оптимизации проекта разработки запасов. Стоимость проведения сейсморазведочных работ принята на уровне 6 тыс. долл.США/пог. км.

Стоимость поискового бурения определяется в соответствии с глубиной залегания продуктивных отложений. Глубина поисково-разведочных (оценочных) скважин принята на 100 м больше глубины залегания перспективного горизонта. Стоимость бурения 1 м. проходки и в целом одной поисково-разведочной скважины принята в соответствии с

имеющимися данными по Западносибирскому региону и северу Красноярского края с учетом наблюдающегося их удорожания и составляет 1800 долл.США/м.

Стоимость бурения одной поисково-разведочной скважины глубиной около 4300 м., принятая в расчетах, составляет около 7 млн. долл.США.

Стоимость ввода оценочных скважин принята равной на уровне 0,8 от стоимости поисковых скважин.

Согласно выполненным расчетам, в современных условиях российской системы налогообложения налоговая нагрузка в добыче нефти и газа составит 0,8 от себестоимости товарной продукции.

В расчетах заложена среднеотраслевая норма прибыли в размере 20%.

### Расчет вероятностных оценок геологической среды и прироста запасов

Исходная информация для расчета вероятностных оценок геологической среды перспективного нефтегазового участка приведена в табл. 5.

Таблица 5

#### Исходная информация геологической среды для расчета вероятностных оценок на перспективном участке

Площадь участка, км <sup>2</sup>	Прогнозные ресурсы (геол./извл.)		
	нефть, тыс. т	газ, млн. м <sup>3</sup>	углеводороды, тыс. т. УВ
630	<u>241000</u>	<u>135600</u>	<u>376600</u>
	78500	135600	214100

Геологические характеристики имеющихся близлежащих месторождений нефти и газа, принятых за «эталонные» для оцениваемого участка, приведены в табл. 6.

Таблица 6

#### Характеристики геологических эталонов

Эталонное месторождение	Площадь «эталонного месторождения», км <sup>2</sup>	Количество исследуемых бурением структур, шт	Средние запасы одной исследуемой бурением структуры (геол./извл.)		
			нефть, тыс. т	газ, млн. м <sup>3</sup>	углеводороды, тыс. УВ
Лодочное нефтегазо-конденсатное Тагульское газонефтяное Ванкорское газонефтяное	33,98	19	<u>12830,4</u>	<u>22163,0</u>	<u>34993,3</u>
			4131,5	22163,0	26294,5

Из табл. 6 видно, что в пределах участка может быть выделено 19 перспективных объектов со средней площадью 34 км<sup>2</sup>.

Далее в соответствии с изложенной выше методикой рассчитаны вероятностные оценки прироста запасов углеводородов на участке в зависимости от количества исследуемых глубоким бурением структур и величины ожидаемого объема подготовки запасов нефти, газа и углеводородов в целом.

В табл. 7 вероятностные характеристики для перспективного участка приведены для максимального количества исследуемых бурением структур (с шагом 2 структуры) и возможных объемов подготавливаемых извлекаемых запасов условно разбитых на уровни кратные 1/10 прогнозных ресурсов.

Таблица 7

**Вероятностные оценки подготовки запасов углеводородов**

Количество исследуемых бурением структур	Объемы подготавливаемых запасов, тыс. т УУВ									
	21410	42820	64230	85640	107050	128460	149870	171280	192690	214100
2	0,34	0,20	0,12	0,07	0,04	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
4	0,58	0,40	0,28	0,18	0,12	0,08	0,05	0,03	0,02	0,01
6	0,74	0,58	0,43	0,32	0,23	0,16	0,11	0,08	0,05	0,03
8	0,84	0,71	0,58	0,45	0,35	0,26	0,19	0,14	0,10	0,07
10	0,91	0,81	0,69	0,58	0,47	0,37	0,29	0,22	0,16	0,12
12	0,95	0,88	0,78	0,68	0,58	0,48	0,39	0,31	0,24	0,18
14	0,97	0,92	0,85	0,77	0,67	0,58	0,49	0,40	0,33	0,26
16	0,98	0,95	0,90	0,83	0,75	0,67	0,58	0,49	0,41	0,34
18	0,99	0,97	0,93	0,88	0,82	0,74	0,66	0,58	0,50	0,42
19	0,99	0,98	0,95	0,90	0,84	0,78	0,70	0,62	0,54	0,47

**Построение поля геологических рисков**

Под полем геологических рисков понимается системно организованные сведения о зависимости рисков от объема инвестиций и ожидаемого прироста запасов углеводородов.

Для перспективного участка поле геологических рисков рассчитано для углеводородов в целом (табл. 8) при условии, что в среднем для опоскования одной структуры необходимо пробурить 1,5 скважины, а вероятность продуктивности ловушек составляет 0,48.

Таблица 8

**Поле геологических рисков для подготавливаемых запасов углеводородов**

Объемы инвестиций, млн. руб.	Объемы подготавливаемых запасов, тыс. т УУВ									
	21410	42820	64230	85640	107050	128460	149870	171280	192690	214100
516	0,66	0,80	0,88	0,93	0,96	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00
1032	0,42	0,60	0,72	0,82	0,88	0,92	0,95	0,97	0,98	0,99
1548	0,26	0,42	0,57	0,68	0,77	0,84	0,89	0,92	0,95	0,97
2064	0,16	0,29	0,42	0,55	0,65	0,74	0,81	0,86	0,90	0,93
2580	0,09	0,19	0,31	0,42	0,53	0,63	0,71	0,78	0,84	0,88
3096	0,05	0,12	0,22	0,32	0,42	0,52	0,61	0,69	0,76	0,82
3612	0,03	0,08	0,15	0,23	0,33	0,42	0,51	0,60	0,67	0,74
4128	0,02	0,05	0,10	0,17	0,25	0,33	0,42	0,51	0,59	0,66
4644	0,01	0,03	0,07	0,12	0,18	0,26	0,34	0,42	0,50	0,58
4902	0,01	0,02	0,05	0,10	0,16	0,22	0,30	0,38	0,46	0,53

Из табл. 8 видно, что рассчитав все поле геологических рисков, можно определить, что при подготовке запасов углеводородов в объеме, например, 64 230 тыс. т. УУВ с объемом инвестиций 4128 млн. руб. риск составит 10 %, а при объеме инвестиций 2580 млн. руб. – 31 %.

**Экономическая оценка геологических рисков при подготовке запасов нефти и газа**

Выше были рассчитаны статические «срезы» геологического риска при освоении участка в зависимости от вкладываемых инвестиций. Исследование участка производится поэтапным вводом в глубокое бурение структур: две, четыре, шесть и т.д., т.е. динамика исследования имеет накопительный характер. В табл. 9. представлены расчеты геологического риска и ожидаемых приростов запасов нефти и газа в динамике освоения перспективного участка с пошаговой динамикой исследования, как уже было сказано ранее, в два объекта.

Из расчетов видно, что по мере вовлечения структур в глубокое бурение величина геологического риска снижается с 78 % при вводе на начальном этапе двух структур до 18 % при полном исследовании участка глубоким бурением. Это вытекает из системного свойства геологического риска – его эмерджентности: чем большая часть участка охвачена глубоким бурением, тем ниже совокупный геологический риск. Этим же свойством обладает и

среднеожидаемые подготавливаемые извлекаемые запасы: по мере ввода перспективных объектов участка в глубокое бурение ожидаемые извлекаемые запасы увеличиваются с 7,1 млн. т УУВ до 75,4 млн. т УУВ.

Таблица 9

**Расчет динамики геологических рисков и среднеожидаемых подготавливаемых запасов нефти и газа**

Объем подготавливаемых запасов, тыс. т. УУВ	Вероятность подготовки запасов	Вероятные подготавливаемые запасы, тыс. т. УУВ	Риск подготовки запасов	Нормированная вероятность подготовки запасов	Средний риск подготовки запасов	Среднеожидаемые объемы подготавливаемых запасов, тыс. т. УУВ
1	2	3	4	5	6	7
Количество исследуемых бурением структур – 2						
21410	0,34	7279,4	0,66	0,4192	0,2767	3051,8
42820	0,20	8564,0	0,8	0,2466	0,1973	2112,0
64230	0,12	7707,6	0,88	0,1480	0,1302	1140,5
85640	0,07	5994,8	0,93	0,0863	0,0803	517,4
107230	0,04	4289,2	0,96	0,0493	0,0473	211,6
128050	0,02	2561,0	0,98	0,0247	0,0242	63,2
149870	0,01	1648,6	0,99	0,0136	0,0134	22,4
171280	0,01	1712,8	0,99	0,0123	0,0122	21,1
192690	0,0	0	1	0	0,0000	0,0
214100	0,0	0	1	0	0,0000	0,0
Итого по двум структурам:					0,7816	7100,0
Количество исследуемых бурением структур – 4						
21410	0,58	12417,8	0,42	0,331	0,139	4115,6
42820	0,4	17128,0	0,60	0,229	0,137	3915,0
64230	0,28	17984,4	0,72	0,160	0,115	2877,5
85640	0,18	15415,2	0,82	0,103	0,084	1585,6
107230	0,12	12867,6	0,88	0,069	0,060	882,3
128050	0,08	10244,0	0,92	0,046	0,042	468,3
149870	0,05	7493,5	0,95	0,029	0,027	214,1
171280	0,03	5138,4	0,97	0,017	0,017	88,1
192690	0,02	3853,8	0,98	0,011	0,011	44,0
214100	0,01	2141,0	0,99	0,006	0,006	12,2
Итого по четырем структурам:					0,6369	14200,0
Количество исследуемых бурением структур – 6						
21410	0,74	15843,4	0,26	0,271	0,070	4294,5
42820	0,58	24835,6	0,42	0,212	0,089	5276,4
64230	0,43	27618,9	0,57	0,158	0,090	4350,2
85640	0,32	27404,8	0,68	0,117	0,080	3212,3
107230	0,23	24662,9	0,77	0,084	0,065	2077,8
128050	0,16	20488,0	0,84	0,059	0,049	1200,8

1	2	3	4	5	6	7
149870	0,11	16485,7	0,89	0,040	0,036	664,3
171280	0,08	13702,4	0,92	0,029	0,027	401,5
192690	0,05	9634,5	0,95	0,018	0,017	176,5
214100	0,03	6423,0	0,97	0,011	0,011	70,6
Итого по шести структурам:					0,5342	21700,0
Количество структур – 8						
21410	0,84	17984,4	0,16	0,228	0,036	4094,0
42820	0,71	30402,2	0,29	0,192	0,056	5849,7
64230	0,58	37253,4	0,42	0,157	0,066	5855,5
85640	0,45	38538,0	0,55	0,122	0,067	4699,8
107230	0,35	37530,5	0,65	0,095	0,062	3559,8
128050	0,26	33293,0	0,74	0,070	0,052	2345,8
149870	0,19	28475,3	0,81	0,051	0,042	1466,2
171280	0,14	23979,2	0,86	0,038	0,033	909,8
192690	0,1	19269,0	0,90	0,027	0,024	522,2
214100	0,07	14987,0	0,93	0,019	0,018	284,3
Итого по восьми структурам:					0,4555	29600,0
Количество исследуемых бурением структур – 10						
21410	0,91	19483,1	0,09	0,197	0,018	3837,6
42820	0,81	34684,2	0,19	0,175	0,033	6081,0
64230	0,69	44318,7	0,31	0,149	0,046	6619,0
85640	0,58	49671,2	0,42	0,126	0,053	6235,8
107230	0,47	50398,1	0,53	0,102	0,054	5127,1
128050	0,37	47378,5	0,63	0,080	0,050	3794,4
149870	0,29	43462,3	0,71	0,063	0,045	2728,2
171280	0,22	37681,6	0,78	0,048	0,037	1794,4
192690	0,16	30830,4	0,84	0,035	0,029	1067,7
214100	0,12	25692,0	0,88	0,026	0,023	667,3
Итого по десяти структурам:					0,3881	38000,0
Количество исследуемых бурением структур – 12						
21410	0,95	20339,5	0,05	0,174	0,009	3532,5
42820	0,88	37681,6	0,12	0,161	0,019	6062,1
64230	0,78	50099,4	0,22	0,143	0,031	7144,0
85640	0,68	58235,2	0,32	0,124	0,040	7239,5
107230	0,58	62193,4	0,42	0,106	0,045	6594,5
128050	0,48	61464,0	0,52	0,088	0,046	5393,6
149870	0,39	58449,3	0,61	0,071	0,043	4167,3
171280	0,31	53096,8	0,69	0,057	0,039	3009,1
192690	0,24	46245,6	0,76	0,044	0,033	2029,1
1	2	3	4	5	6	7
214100	0,18	38538,0	0,82	0,033	0,027	1268,2
Итого по двенадцати структурам:					0,3322	46400,0
Количество исследуемых бурением структур – 14						
21410	0,97	20767,7	0,03	0,155	0,005	3228,3
42820	0,92	39394,4	0,08	0,147	0,012	5808,1

1	2	3	4	5	6	7
64230	0,85	54595,5	0,15	0,136	0,020	7436,9
85640	0,77	65942,8	0,23	0,123	0,028	8137,2
107230	0,67	71844,1	0,33	0,107	0,035	7714,0
128050	0,58	74269,0	0,42	0,093	0,039	6903,2
149870	0,49	73436,3	0,51	0,079	0,040	5766,6
171280	0,4	68512,0	0,60	0,064	0,038	4391,8
192690	0,33	63587,7	0,67	0,053	0,035	3362,8
214100	0,26	55666,0	0,74	0,042	0,031	2319,4
Итого по четырнадцати структурам:					0,2845	55100
Количество исследуемых бурением структур – 16						
21410	0,98	20981,8	0,02	0,142	0,003	2980,0
42820	0,95	40679,0	0,05	0,138	0,007	5600,7
64230	0,9	57807,0	0,10	0,130	0,013	7540,0
85640	0,83	71081,2	0,17	0,120	0,020	8550,3
107230	0,75	80422,5	0,25	0,109	0,027	8741,6
128050	0,67	85793,5	0,33	0,097	0,032	8330,7
149870	0,58	86924,6	0,42	0,084	0,035	7306,7
171280	0,49	83927,2	0,51	0,071	0,036	5960,0
192690	0,41	79002,9	0,59	0,059	0,035	4694,4
214100	0,34	72794,0	0,66	0,049	0,033	3587,0
Итого по шестнадцати структурам:					0,2418	63300,0
Количество исследуемых бурением структур – 18						
21410	0,99	21195,9	0,01	0,132	0,001	2801,6
42820	0,97	41535,4	0,03	0,130	0,004	5379,1
64230	0,93	59733,9	0,07	0,124	0,009	7416,9
85640	0,88	75363,2	0,12	0,117	0,014	8854,4
107230	0,82	87928,6	0,18	0,109	0,020	9626,4
128050	0,74	94757,0	0,26	0,099	0,026	9361,8
149870	0,66	98914,2	0,34	0,088	0,030	8716,1
171280	0,58	99342,4	0,42	0,077	0,033	7692,7
192690	0,5	96345,0	0,50	0,067	0,033	6431,6
214100	0,42	89922,0	0,58	0,056	0,033	5042,4
Итого по восемнадцати структурам:					0,2018	71300,0
Количество исследуемых бурением структур – 19						
21410	0,99	21195,9	0,01	0,127	0,001	2700,6
42820	0,98	41963,6	0,02	0,126	0,003	5292,7
64230	0,95	61018,5	0,05	0,122	0,006	7460,4
85640	0,9	77076,0	0,10	0,116	0,012	8927,7
107230	0,84	90073,2	0,16	0,108	0,017	9737,6

1	2	3	4	5	6	7
128050	0,78	99879,0	0,22	0,100	0,022	10026,5
149870	0,7	104909,0	0,30	0,090	0,027	9451,3
171280	0,62	106193,6	0,38	0,080	0,030	8473,6
192690	0,54	104052,6	0,46	0,069	0,032	7231,5
214100	0,47	100627,0	0,53	0,060	0,032	6086,8
Итого по девятнадцати структурам:					0,1823	75400,0

Экономическая эффективность подготовки запасов нефти и газа на перспективном участке с учетом геологического риска представлена в табл. 10.

В табл. 10, кроме расчетов необходимых прямых инвестиций, представлен расчет инвестиций с учетом геологического риска, т.е. с возможным превышением прямых инвестиций, на которое следует либо застраховаться, либо потратить средства на мероприятия по снижению возможных финансовых потерь.

Таблица 10

**Экономическая оценка геологических рисков при подготовке запасов нефти и газа**

Количество оцениваемых структур, шт.	Инвестиции, млн. руб.	Величина риска, доли ед.	Инвестиции с учетом риска, млн. руб.	Ожидаемая величина извлекаемых запасов УВ, млн. т УУВ	Удельные затраты на подготовку запасов, руб./т УУВ	Удельные затраты на добычу УВ, руб./т УУВ
2	1032	0,78	1836,9	7,1	258,7	3695,7
4	2064	0,64	3384,9	14,2	238,4	3505,9
6	3096	0,53	4736,9	21,7	218,3	3040,4
8	4128	0,46	6026,9	29,6	203,6	2980,9
10	5160	0,39	7172,4	38,0	188,8	2886,9
12	6192	0,33	8235,4	46,4	177,5	2821,9
14	7224	0,28	9246,7	55,1	167,8	2755,3
16	8256	0,24	10237,4	63,3	161,7	2745,3
18	9288	0,20	11145,6	71,3	156,3	2732,5
19	9804	0,18	11568,7	75,4	153,4	2724,7

Естественно, что со снижением геологического риска уменьшается и капиталоемкость оценки объектов (структур): на участке она сокращается почти в 2 раза. Это отразится и на себестоимости добычи углеводородов. Поскольку себестоимость добычи не превышает 4 тыс. руб. за 1 т, участок можно отнести к весьма перспективным для освоения.

В соответствии с экономической оценкой перспективного участка, выполненной по методике ВНИГРИ, при периоде рентабельного освоения участка 32 года чистый дисконтированный доход (при норме дисконтирования равной 10%) составит более 18 млрд. руб., внутренняя норма рентабельности 23%, а срок окупаемости 8 лет. При этом доля затрат на подготовку запасов нефти и газа не превысит 8 %, что хорошо согласуется с практикой геологоразведочных работ в этом регионе.

### Литература

*Аминов Л.З., Белонин М.Д., Богацкий В.И.* Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). - СПб.: ВНИГРИ, 2000 - 311 с.

*Ампилов Ю.П.* Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. – М., Геоинформмарк, 2002. - 200 с.

*Ампилов Ю.П., Герт А.А.* Экономическая геология. – М.: Геоинформмарк, 2006. - 329 с.

*Боярко Г.Ю.* Риски информационного обеспечения проектов недропользования // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2002. - № 4. - С. 36-41.

*Бузько И.Р.* Экономический риск (методы анализа, оценки и ограничения). Донецк: ИЭП НАН Украины, 1996. - 276 с.

*Буянов В.П., Кирсанов К.А., Михайлов Л.А.* Управление рисками (рискология). – М.: Экзамен, 2002. - 384 с.

*Волконский В.А., Косенко Т.А., Смирнов В.А., Файнштейн И.Я.* Вероятностная оценка прироста запасов газа // Газовая промышленность, 1973. - № 4. - С. 4-8.

*Герт А.А., Немова О.Г., Волкова К.Н., Мельникова П.Н., Супрунчик Н.А.* Методика комплексной стоимостной оценки нефтегазоносного лицензионного участка // Теория и практика стоимостной оценки нефтегазовых объектов. Совершенствование системы налогообложения: сб. докладов. – СПб.: Недра, 2005. - С. 59 - 68.

*Голубева О.Н.* Риск как экономическая категория // Вестник СПбГУ, Сер. 5, 1993. - Вып. 1 (5). - С. 11-15.

*Гостевских А., Шумилин М.В.* Об оценке рисков горного проекта // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2001. № 3. - С. 46-51.

*Григорьев Г.А.* Компьютерная технология экономического анализа инвестиционных проектов. – Нефть В сб.: Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С.118-127.

*Григорьев Г.А.* Подходы к оценке рисков в нефтегазодобыче, состояние проблемы - В сб. "Теория и практика стоимостной оценки нефтегазовых объектов. Совершенствование системы налогообложения". - С-Пб., Недра, 2005, с.149-157.

*Григорьев Г.А., Прищепина О.М., Отмас А.А.* Проблема моделирования технологических параметров освоения при геолого-экономической оценке нефтегазовых объектов и ее решение в рамках программной системы INVESTOR – В сб. "Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов". – С-Пб.: Недра, 2003. – с.92-101.

*Джонстон Д.* Анализ экономики геологоразведки, рисков и соглашений в международной нефтегазовой отрасли. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. - 464 с.

*Дубров А.М., Лагоша Б.А., Хрусталева Е.Ю.* Моделирование рискованных ситуаций в экономике и бизнесе. – М.: Финансы и статистика, 2000. - 176 с.

*Елохин А.* Анализ и управление риском: теория и практика. – М.: Пролог, 2000. - 128 с.

*Зайченко В.Ю.* Проблема рисков при недропользовании и их страхование в России // Геология нефти и газа, 2006. - № 6. - С. 43-50.

*Зенков Ю.А.* О распределении залежей нефти и газа по величине запасов // Критерии прогноза нефтегазоносности Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. - С. 43-52.

*Иванов А.* Классификация рисков // Риск, 1996. - № 6. - С. 21-29.

*Карась Л.* Принятие управленческих решений с учетом риска // Проблемы теории и практики управления, 1993. - № 3. - С. 22-27.

*Карпов В.Б.* Оценка технологического риска при проектировании разработки нефтяных залежей на базе вероятностно-математической модели/ Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М., РГУНГ, 2000. - 228 с.

*Ковалев В.В.* Методы оценки инвестиционных проектов. – М.: Финансы и статистика, 1995 - 144 с.

*Конопляник А.А.* Риск иностранных инвестиций в энергосырьевых отраслях России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 1995. - № 3. - С. 18-22.

*Конторович А.Э., Краснов О.С.* Методология перспективного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск, 1982. - С. 55-82.

*Краснов О.С.* Формирование стратегии подготовки и освоения минерально-сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности. – Новосибирск: Сибирское соглашение, 2000. - 284 с.

Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Н.И. Буялов и др. – М.: Недра, 1990. - 248 с.

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов // Рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров – М.: Экономика, 2000. - 421 с.

*Назаров В.И., Калист Л.В.* Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журн. URL <http://www.ngtp.ru/rub/3/004.pdf>.

*Прищепина О.М., Отмас А.А., Григорьев Г.А.* Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-Печорской провинции) // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. - СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С.93-101.

*Прищепина О.М., Григорьев Г.А., Отмас А.А.* Геолого-экономическая оценка локальных объектов нераспределенного фонда недр Ненецкого АО, перспективных на нефть и газ // Сырьевая база углеводородного сырья и его прогноз. Нетрадиционные источники углеводородного сырья. – СПб.: Недра, 2004. - С.101-107.

Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39-007-96. – М.: Минтопэнерго, 1996. – 202 с.

Справочник технико-экономических показателей геологоразведочных работ на нефть и газ Западной Сибири. 1948-1975 гг./ Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. - 304 с.

*Токарев А.Н.* Учет риска в нефтяной промышленности//Актуальные проблемы развития нефтяной промышленности Сибири. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1993. С. 94-132.

*Подтуркин Ю.А., Коткин В.А., Емельянов С.А.* Учет неопределенности и риска при стоимостной оценке месторождений и установлении разового стартового платежа за право пользования ресурсами // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2006. - №2. - С. 16-24.

*Фалин Г.И.* Математический анализ рисков в страховании. – М.: Российский юридический дом, 1994 - 227 с.

*Uhler R.S., Bradley P.G.* A stochastic model for determining the economic prospects of petroleum exploration over large regions // Journ. Amer. Statis. Ass., 1970. - V. 65. N 330. - P. 623-630.

**Krasnov O.S.**

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia  
okrasnov@vnigri.ru

## THE THEORY AND PRACTICE OF PROBABILITY ESTIMATION OF GEOLOGICAL RISKS AND UNCERTAINTIES IN PREPARING OIL AND GAS RESERVES

*The questions of probability character of exploration process for oil and gas fields are considered. It is shown that risks and uncertainties are an integral property of exploration. Therefore under the conditions of market economics the estimation of risk and trustworthiness of decisions taken in preparing and developing the hydrocarbon resource base is of great importance. Such estimation may be received on the basis of geological-mathematical model of probabilistic growing oil and gas reserves. The proposed approach of probability estimating the geological risks and uncertainties in preparing and developing oil and gas reserves is approved in a promising oil-gas area.*

**Key words:** *probability estimation, geological risks, trustworthiness, geological-mathematical simulation, promising oil-gas areas.*

### References

- Aminov L.Z., Belonin M.D., Bogackij V.I. Metodologiâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki kraevyh sistem drevnih platform (na primere Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii). - SPb.: VNIGRI, 2000 - 311 s.
- Ampilov Ū.P. Metody geologo-èkonomičeskogo modelirovaniâ resursov i zapasov nefti i gaza s učetom neopredelennosti i riska. – M., Geoinformmark, 2002. - 200 s.
- Ampilov Ū.P., Gert A.A. Èkonomičeskaâ geologiâ. – M.: Geoinformmark, 2006. - 329 s.
- Boârko G.Ū. Riski informacionnogo obespečeniâ proektov nedropol'zovaniâ // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2002. - # 4. - S. 36-41.
- Buz'ko I.R. Èkonomičeskij risk (metody analiza, ocenki i ograničeniâ). Doneck: IÈP NAN Ukrainy, 1996. - 276 s.
- Buânov V.P., Kirsanov K.A., Mihajlov L.A. Upravlenie riskami (riskologiâ). – M.: Èkzamen, 2002. - 384 s.
- Volkonskij V.A., Kosenko T.A., Smirnov V.A., Fajnštejn I.Â. Veroâtnostnaâ ocenka prirosta zapasov gaza // Gazovaâ promyšlennost', 1973. - # 4. - S. 4-8.
- Gert A.A., Nemova O.G., Volkova K.N., Mel'nikova P.N., Suprunčik N.A. Metodika kompleksnoj stoimostnoj ocenki neftegazonosnogo licenzionnogo učastka // Teoriâ i praktika stoimostnoj ocenki neftegazovyh ob"ektov. Soveršenstvovanie sistemy nalogoobloženiâ: sb. dokladov. – SPb.: Nedra, 2005. - S. 59 - 68.
- Golubeva O.N. Risk kak èkonomičeskaâ kategoriâ // Vestnik SPbGU, Ser. 5, 1993. - Vyp. 1 (5). - S. 11-15.
- Gostevskih A., Šumilin M.V. Ob ocenke riskov gornogo proekta // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. 2001. # 3. - S. 46-51.
- Grigor'ev G.A. Komp'ûternaâ tehnologiâ èkonomičeskogo analiza investicionnyh proektov. – Neft' V sb.: Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob"ektov. – SPb.: VNIGRI, 1999. - S.118-127.
- Grigor'ev G.A. Podhody k ocenke riskov v neftegazodobyče, sostoânie problemy - V sb. "Teoriâ i praktika stoimostnoj ocenki neftegazovyh ob"ektov. Soveršenstvovanie sistemy nalogoobloženiâ". - S-Pb., Nedra, 2005, s.149-157.
- Grigor'ev G.A., Prišepa O.M., Otmas A.A. Problema modelirovaniâ tehnologičeskikh parametrov osvoeniâ pri geologo-èkonomičeskoj ocenke neftegazovyh ob"ektov i ee rešenie v ramkah programmnoj

sistemy INVESTOR – V sb. “Teoriâ i praktika geologo-ekonomičeskoj ocenki neftegazovyh ob'ektov”. – S-Pb.: Nedra, 2003. – s.92-101.

Džonston D. Analiz ekonomiki geologorazvedki, riskov i soglašenij v meždunarodnoj neftegazovoj otrasli. – M.: ZAO «Olimp-Biznes», 2005. - 464 s.

Dubrov A.M., Lagoša B.A., Hrustalev E.Û. Modelirovanie riskovyh situacij v ekonomike i biznese. – M.: Finansy i statistika, 2000. - 176 s.

Elohin A. Analiz i upravlenie riskom: teoriâ i praktika. – M.: Prolog, 2000. - 128 s.

Zajčenko V.Û. Problema riskov pri nedropol'zovanii i ih strahovanie v Rossii // Geologiâ nefti i gaza, 2006. - # 6. - S. 43-50.

Zenkov Û.A. O raspredelenii zalezěj nefti i gaza po veličine zapasov // Kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibiri. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1980. - S. 43-52.

Ivanov A. Klassifikaciâ riskov // Risk, 1996. - # 6. - S. 21-29.

Karas' L. Prinâtie upravlenčeskih rešenij s učetom riska // Problemy teorii i praktiki upravleniâ, 1993. - # 3. - S. 22-27.

Karpov V.B. Ocenka tehnologičeskogo riska pri proektirovanii razrabotki nefťanyh zalezěj na baze veroâtnostno-matematičeskoj modeli/ Dissertaciâ na soiskanie učenoi stepeni kandidata tehničeskih nauk. – M., RGUNG, 2000. - 228 c.

Kovalev V.V. Metody ocenki investicionnyh proektov. – M.: Finansy i statistika, 1995 - 144 s.

Konoplânik A.A. Risk inostrannyh investicij v ènergosyr'evyh otraslâh Rossii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 1995. - # 3. - S. 18-22.

Kontorovič A.Ë., Krasnov O.S. Metodologiâ perspektivnogo planirovaniâ poiskovo-razvedočnyh rabot na nefť i gaz // Razvitie učenâ akademika I.M. Gubkina v nefťanoj geologii Sibiri. – Novosibirsk, 1982. - S. 55-82.

Krasnov O.S. Formirovanie strategii podgotovki i osvoeniâ mineral'no-syr'evoi bazy neftegazodobyvaùšej promyšlennosti. – Novosibirsk: Sibirskoe soglašenje, 2000. - 284 s.

Metodičeskie osnovy prognozirovaniâ neftegazonosnosti / N.I. Buâlov i dr. – M.: Nedra, 1990. 248 s.

Metodičeskie rekomendacii po ocenke èffektivnosti investicionnyh proektov // Ruk. avt. kol.: V.V. Kossov, V.N. Livšic, A.G. Šahnazarov – M.: Èkonomika, 2000. - 421 s.

Nazarov V.I., Kalist L.V. Riski v sisteme upravlenčeskih rešenij po vyboru napravlenij i ob'ektov osvoeniâ morskikh uglevodorodnyh resursov // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. Èlektron. nauč. žurn. URL <http://www.ngtp.ru/rub/3/004.pdf>.

Prišepa O.M., Otmas A.A., Grigor'ev G.A. Metodika geologo-ekonomičeskoj ocenki ob'ektov rezervnogo fonda (na primere Timano-Pečorskoj provincii) // Teoriâ i praktika geologo-ekonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob'ektov. - SPb.: VNIGRI, 1999. - S.93-101.

Prišepa O.M., Grigor'ev G.A., Otmas A.A. Geologo-ekonomičeskaâ ocenka lokal'nyh ob'ektov neraspredelennogo fonda nedr Neneckogo AO, perspektivnyh na nefť i gaz // Syr'evaâ baza uglevodorodnogo syr'â i ego prognoz. Netradicionnye istočniki uglevodorodnogo syr'â. – SPb.: Nedra, 2004. - S.101-107.

Reglament sostavljeniâ proektnykh tehnologičeskih dokumentov na razrabotku nefťanyh i gazovyh mestoroždenij. RD 153-39-007-96. – M.: Mintopènergo, 1996. – 202 s.

Spravočnik tehniko-ekonomičeskih pokazatelej geologorazvedočnyh rabot na nefť i gaz Zapadnoj Sibiri. 1948-1975 gg./ Pod red. I.I. Nesterova. – Tûmen': ZapSibNIGNI, 1978. - 304 s.

Tokarev A.N. Učet riska v nefťanoj promyšlennosti//Aktual'nye problemy razvitiâ nefťanoj promyšlennosti Sibiri. – Novosibirsk: IÈiOPP SO RAN, 1993. S. 94-132.

Podturkin Û.A., Kotkin V.A., Emel'ânov S.A. Učet neopredelennosti i riska pri stoimostnoj ocenke mestoroždenij i ustanovlenii razovogo startovogo plateža za pravo pol'zovaniâ resursami // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2006. - #2. - S. 16-24.

Falin G.I. Matematičeskij analiz riskov v strahovanii. – M.: Rossijskij ûridičeskij dom, 1994 - 227 s.

Uhler R.S., Bradley P.G. A stochastic model for determining the economic prospects of petroleum exploration over large regions // Journ. Amer. Statis. Ass., 1970. - V. 65. N 330. - P. 623-630.