

DOI 10.25689/NP.2019.1.31-50

УДК 553.98.048

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ МЕТОДОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОЙ
ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ
ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ**

¹Еремин Н.А., ¹Богаткина Ю.Г., ²Лындин В.Н.

¹Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН)

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

**GENERAL PRINCIPLES OF INTEGRATED HYDROCARBON
RESERVES ASSESSMENT IN PETROLEUM INVESTMENT
PROJECTS**

¹Yeremin N.A., ¹Bogatkina Yu.G., ²Lyndin V.N.

¹Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas

E-mail: ubgt@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные принципы методологии комплексной оценки запасов природных углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах. Показано, что задачей анализа экономической эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов является расчет основных экономических показателей оценки вариантов, выбор оптимального, отвечающего критерию достижения максимального чистого дисконтированного дохода от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти с определением источников финансирования. При оценке вариантов в многостадийном проектировании разработки месторождений учитывается величина риска, позволяющего уточнить его влияние на эффективность и надежность технико-экономических решений в условиях особенности работы нефтегазодобывающего производства. Актуальным является то, что рассмотренные подходы были заложены в отраслевую автоматизированную систему, способную проводить многовариантные расчеты технико-экономических показателей в инвестиционных проектах с учетом факторов риска.

Ключевые слова: экономическая оценка, инвестиционный нефтегазовый проект, экономико-математический метод, проектные решения.

Abstract. The paper considers general principles of integrated assessment of natural hydrocarbons in petroleum investment projects. It is demonstrated that analysis of cost-effectiveness of petroleum investment projects entails estimation of the main economic performance indicators for various scenarios; selection of the best scenario to ensure maximization of the project's net present value from probably complete extraction of oil reserves with identification of funding sources. Evaluation of available scenarios in multi-staged design of field development projects should be risk-oriented to account for risk effects on efficiency and reliability of engineering and economic decisions under particular conditions of oil and gas production operations. Of great current interest is that reviewed approaches have been included into industry-related automated system allowing for multi-scenario estimates of cost/performance indices in petroleum investment projects inclusive of risk factors.

Key words: *economic assessment, petroleum investment project, economic and mathematical method, design solutions.*

Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности будет во многом определяться эффективностью инвестиционных проектов, реализуемых на стадиях поисков, разведки и разработки месторождений. Обоснованность и надежность выбора направлений инвестиций в нефтегазодобывающий комплекс можно повысить путем дальнейшего развития и совершенствования теоретической и методической основы оценки вариантов разработки в проектных решениях, с учетом ухудшения структуры запасов и изменения отраслевых особенностей.

Разведка и разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений характеризуется рядом специфических особенностей, связанных с финансовым риском и факторами неопределенности. К этим факторам относятся: зависимость от природных условий и окружающей среды, объективное ухудшение характеристики невозпроизводимых запасов, большая продолжительность их освоения, резко выраженная динамичность производственного процесса, вероятностный характер геологических и технико-экономических показателей, высокая капиталоемкость и длительный период окупаемости вкладов.

В практике проектирования разработки месторождений внедрения новых технологий и новых методов повышения нефтеотдачи, отражение этих особенностей учитывается в конкретных многостадийных проектах, качество составления которых зависит от степени достоверности исходной информации, уровня методического совершенства расчетов и оценок, определяющих в итоге эффективность освоения запасов природных углеводородов и полноту их извлечения.

На основании вышесказанного концепция комплексной оценки ресурсов и запасов природных углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах основывается на трех основных рыночных категориях.

Во-первых, комплексная оценка основывается на объективной категории товара, т.е. запасов, заключенных в недрах, количественно зарегистрированных и доказанных геологоразведкой, которые имеют потенциальную товарную стоимость и должны использоваться с максимальным доходом государственно-территориальными и коммерческими структурами на взаимовыгодных условиях.

Во-вторых, комплексная оценка основывается на учете природно-производственных особенностей, проявляющихся в естественном расходе (исчерпании) ограниченных, невозобновляемых и труднодоступных запасов. В этих условиях, указанных выше, особенности выступают как объективный, закономерный фактор удорожания стоимости добычи нефти, спрос на которую растет и диктует цену, приближая ее к мировому эквиваленту.

В-третьих, комплексная оценка должна исходить из необходимости оценки запасов по альтернативной стоимости с обоснованием меры эффективности, предстоящих вкладов в разведку и разработку, на базе рентной теории и дохода с применением многокритериального подхода оценки инвестиционных проектов, в котором в качестве основного

критерия рассматривается величина чистого дисконтированного дохода инвестора (ЧДД).

Величина критерия за период оценки вариантов рассчитывается как суммарная разность между выручкой (от продажи нефти, газа на внутреннем и мировом рынках), и затратами на освоение месторождения - капитальными, эксплуатационными (без амортизации), включая налоги в себестоимости и в цене.

Ожидаемая максимальная величина ЧДД позволяет определить стратегию разработки месторождения, выбор оптимальной плотности сетки скважин, оптимальной конечной нефтеотдачи, срок ее достижения и вместе с тем позволяет выделить из ресурсов запасы, которые целесообразно вводить в промышленное освоение при современном уровне техники и технологии добычи, действующей конъюнктуре цен и налоговом механизме.

Ожидаемая минимальная величина ЧДД (равенство затрат и выгод) определяет предельную стоимость эксплуатации залежи и используется для экономического обоснования границы размещения добывающих скважин на залежи, в рамках которой затем формируются технологические варианты разработки и проводятся гидродинамические расчеты до года достижения экономического предела обводненности скважин. Это условие можно использовать как инструмент для практического принятия решения о целесообразности освоения залежи (скважины) при действующей конъюнктуре цен и налогов.

Отрицательная величина ЧДД свидетельствует о неприемлемости варианта разработки по принятой в проекте технологии, техники разработки, рыночных ценах и налогах [1, 2, 5].

Расчеты экономических показателей и оценка вариантов разработки месторождения производятся в постоянных ценах, как с использованием цен внутреннего рынка, так и мирового. Отметим, что в условиях высоких

политических рисков, непредсказуемости инфляционных процессов и соответствующих изменений затрат и выручки, инфляцию можно не учитывать в расчетах и это допущение не приведет к нарушению сопоставимости вариантов при выборе рекомендуемого.

Комплексная оценка перспективных ресурсов и запасов нефти и газа, подготовленных сейсморазведкой к структурному бурению проводится с использованием экспресс-метода на основании геолого-технологических параметров полученных после опробования разведочных скважин и укрупненной нормативной экономической информации, о чем будет сказано ниже на примере Мусюршорского месторождения.

Далее экономическая оценка месторождений проводится с использованием динамического моделирования. В расчеты обязательно включается вариант с ранее утвержденным при подсчете запасов нефти коэффициентом нефтеотдачи. Сравнение показателей проводится в динамике, по периодам разработки и за экономически обоснованный проектный срок оценки. При этом сопоставляются следующие основные технико-экономические показатели и критерии оценки вариантов: плотность сетки скважин, срок разработки, коэффициент нефтеотдачи, количество скважин, извлекаемые запасы, максимальный уровень добычи (проектная мощность); капитальные вложения по источникам финансирования, эксплуатационные расходы с выделением амортизации и заработной платы, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, срок возмещения (окупаемости) первоначального капитала, а также распределение дохода и прибыли по действующим системам и налоговым моделям, включая «соглашение о разделе продукции» [1, 2, 5].

Необходимо также отметить, что обоснование прогноза развития добычи нефти и эффективное использование ресурсов и запасов месторождения - это основная цель многостадийного проектирования, включающего в технико-экономическое обоснование (ТЭО),

технологические схемы, проекты, что и создает реальную предпосылку для разработки проектных документов на единой методологической и критериальной основе с реализацией инвестиционного цикла (разведка-добыча).

Согласно обобщению действующих в мировой практике принципов оценки проектов для финансирования выделяются три периода развития инвестиционного цикла: прединвестиционный, инвестиционный и эксплуатационный. Эти циклы отражают все стадии проектирования разработки месторождений.

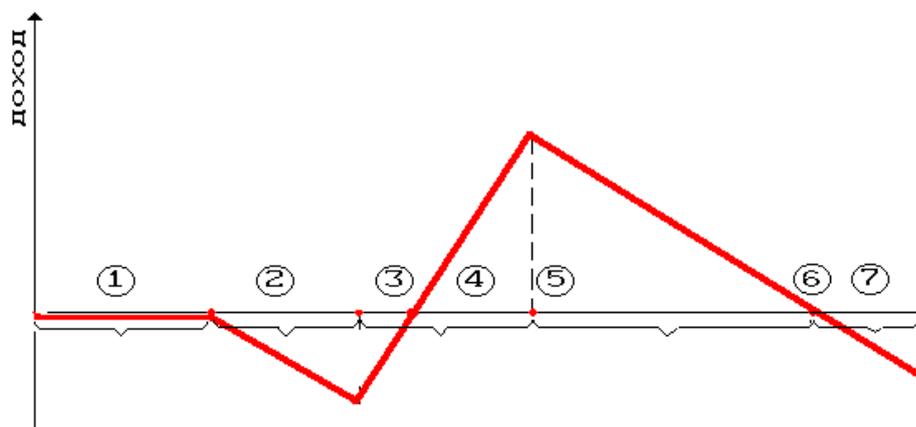
Прединвестиционный период (до начала целевого вклада) включает: сбор и обработку информации; предпроектные исследования по участкам, пластам, скважинам; выбор методик, критериев, обоснование нормативов; оформление лицензий, контрактов, соглашений на конкурсной основе; выбор инвестора и источников финансирования; составление бизнес-плана и проведение экспертизы. Результаты этих исследований являются основной предпосылкой для принятия решения о целесообразности или нецелесообразности инвестирования проектных работ. Если решение положительное - начинается инвестиционный период.

Инвестиционный период - это время начала инвестиций в реализацию утвержденного варианта разработки месторождения. При этом осуществляются необходимые закупки оборудования, материально-технических средств, проводятся подготовительные работы к бурению скважин, строительству (промышленному и социальному), наземному обустройству и осуществляется сдача объектов в эксплуатацию.

Эксплуатационный период - это срок основных инвестиций в промышленную эксплуатацию с выходом месторождения на проектную мощность и его дальнейшая эксплуатация до окончания срока экономической жизни последнего объекта разработки. Эксплуатационный период характеризуется выпуском товарной продукции, ее реализацией на

рынке (внутреннем и мировом) и получением выручки от продажи углеводородов. Чем дальше во времени будет эта фаза, тем больше будет чистый доход предприятия [1].

СХЕМА ИНВЕСТИРОВАНИЯ ПРОЕКТОВ



1. *Преинвестиционный период.*
2. *Инвестиционный период.*
- 3-7. *Эксплуатационный период, в том числе:*
 3. *Начало добычи и покрытие затрат.*
 4. *Начало поступления дохода.*
 5. *Максимальный доход.*
 6. *Минимальный доход.*
 7. *Убыточная добыча в условиях оценки проекта.*

Рис. 1. Периоды развития инвестиционного цикла

Анализ инвестиционного проекта основывается на следующих макроэкономических принципах.

- рассмотрение проекта на всех этапах жизненного цикла;
- моделирование инвестиционных потоков;
- сопоставимость условий реализации проектов (вариантов проекта);
- принцип положительного максимума чистого дисконтированного дохода;
- учет фактора времени, под которым понимается срок реализации проекта;
- учет предстоящих затрат и выручки от реализации продукции;
- учет влияния инфляции;
- учет влияния неопределенности и рисков;

Отметим, что рентабельность освоения запасов природных углеводородов может быть определена только на основе их технико-экономической оценки. Совершенно очевидно, что ни одна нефтяная компания не будет разрабатывать нерентабельные запасы.

Учитывая экономику разработки месторождений, можно определить какие эксплуатационные объекты, залежи, даже отдельные скважины нерентабельны и почему. На сегодняшний момент нефтяные компании занимаются выборочной отработкой запасов, что может привести к их безвозвратной потере. Предполагается, что в государственном балансе запасы будут разделены на технологически извлекаемые и рентабельно извлекаемые. Такое разделение позволит увидеть как технологическую эффективность бурения новых скважин и геолого-технических мероприятий, так и экономическую эффективность разработки месторождений [1-8].

Еще одной проблемой оценки технических проектов будет отсутствие на первом этапе достаточных инструментов для обработки тех исходных данных, на основе которых пользователи недр формируют проектные документы. Также потребуется введение вероятностных оценок устойчивости и риска нефтегазовых инвестиционных проектов для разных категорий запасов.

При проведении экономико-математической оценки запасов природных углеводородов необходимо учитывать принципиальную особенность принадлежности месторождений, пластов, эксплуатационных объектов к двум основным группам. Это новые месторождения, пласты и объекты с растущей добычей и «старые» разрабатываемые, со снижающейся добычей нефти (газа) и возможными ее приростами за счет методов повышения коэффициента извлечения нефти, идущими на компенсацию падения добычи. Эти группы месторождений требуют разной глубины проработок, методов расчета экономических показателей,

нормативно-информационной базы, условий сопоставления и оценки эффективности вариантов разработки. При этом по разрабатываемым «старым» месторождениям экономической оценке подлежат только остаточные запасы на момент составления проекта, включая вариант с новыми методами повышения нефтеотдачи.

Для обоснования целесообразности ввода месторождения (залежи, пласта) в промышленное освоение и для проведения по ним гидродинамических расчетов по технологическим вариантам необходимо по экономическому критерию определить величину минимально допустимых запасов на добывающую скважину с использованием экспресс-метода по следующей математической модели [5-7].

Величина минимально допустимых извлекаемых запасов (Qмдз) нефти на одну добывающую скважину выводится из следующей зависимости:

$$Q_{\text{мдз}} = \frac{(N_{\text{кб}} + N_{\text{коб}} + N_{\text{кобнс}}) + N_{\text{пс}} \cdot T}{C_{\text{реал}} - (N_{\text{пр}} / (1 - \text{вср}))} \quad (1)$$

где

$N_{\text{кб}}$ - стоимость бурения добывающей скважины с учетом доли затрат в нагнетательную скважину (с коэффициентом 1,33), тыс.р/скв.,

$N_{\text{коб}}$ - удельная норма капитальных затрат в обустройство скважины и нефтепромысловое строительство, тыс.р/скв.,

$N_{\text{кобнс}}$ - удельная норма капитальных затрат в обустройство не входящее в сметы строек, тыс.р/скв.;

$N_{\text{пс}}$ - удельная норма условно-постоянных эксплуатационных затрат, тыс.руб./скв.;

$N_{\text{пр}}$ - удельная норма условно-переменных эксплуатационных затрат, руб./т.жидкости;

вср - средняя обводненность продукции д.ед.

$C_{\text{реал}}$ - цена реализации нефти, руб./т.;

T - срок работы скважины.

Как видно из формулы, для расчета критерия, выраженного в тоннах нефти, используются укрупненные нормативы и нормы капитальных, эксплуатационных затрат и цен в рамках действующего нефтегазодобывающего предприятия с учетом глубины скважины, предполагаемых проектных систем разработки, плотности сетки скважин и коэффициента эксплуатации [7]. Затем определяется величина удельных извлекаемых запасов на скважину $Q_{уд}(t)$, которые даст одна новая добывающая скважина на анализируемом месторождении (пласте).

$$Q_{уд}(t) = Q_n(t) / N_{фдобр}(t), \quad (2)$$

где

$Q_n(t)$ – годовая добыча нефти (тыс. т.);

$N_{фдобр}(t)$ – годовой фонд новых добывающих скважин.

Далее рассчитывается среднее значение удельных запасов нефти за рентабельный срок разработки ($Q_{сруд}$) и сравнивается с величиной минимально допустимых извлекаемых запасов ($Q_{мдз}$).

Путем сопоставления рассчитанного критерия с удельным количеством запасов, можно сформулировать общее правило (концепцию) оценки запасов:

- если среднее значение удельных запасов нефти меньше обоснованных, экономически минимально допустимых, то освоение залежи (пласта) неэффективно (убыточно).
- если среднее значение удельных запасов нефти больше минимально допустимых, то промышленное освоение залежи (пласта) целесообразно и экономически (коммерчески) эффективно.
- если среднее значение удельных запасов нефти равно минимально допустимым, то это соответствует граничному условию освоения залежи (пласта), когда выручка от реализации нефти окупит затраты по скважине.

Приведем пример оценки извлекаемых запасов нефти по

технологическому варианту разработки Мусюршорского месторождения (Табл. 1, 2).

Таблица 1

Исходные технологические показатели по базовому варианту

№	Действующий фонд новых добывающих скважин	Добыча нефти, тыс.т.	Удельные извлекаемые запасы на скважину Qуд, (тыс.т/скв.)
1	1	13,4044	13,40
2	1	61,6322	61,63
3	3	247,6852	82,56
4	7	279,4274	39,92
5	8	280,9758	35,12
6	9	236,1114	26,23
7	9	185,2886	20,59
8	9	146,4708	16,27
9	9	134,0836	14,90
10	9	123,1174	13,68
11	9	110,3284	12,26
12	9	100,7930	11,20
13	9	89,2290	9,91
14	9	77,0182	8,56
15	9	68,2080	7,58

Таблица 2

Исходные экономические показатели по экспресс-методу

Названия показателей	Усл. обозн.	Значение
1. Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной, нагнетательной скважины, тыс.руб./скв.	Нкб	65079
2. Норматив капитальных затрат в обустройство скважины, тыс.руб./скв.	Нкоб	32660
3. Норма капитальных затрат в обустройство не входящее в сметы строек, тыс.руб./скв.	Нкобнс	2378
4. Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы, тыс.руб./скв.	Нпс	1848
5. Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы руб./т. жидкости.	Нпр	184
6. Цена реализации, руб./т.	Цреал	16452
7. Средняя обводненность продукции скважины, д.ед.	Вср	0,65
8. Время работы скважины, годы	t	15
Среднее значение удельных запасов нефти, тыс.т./скв.	Qсруд	25
Минимально допустимые извлекаемые запасы*, тыс.т./скв	Qмдз	7,9

*затраты и цена на нефть приняты на конец 2014 года при курсе 31 руб. за долл.

Сравнение оценочных критериев показывает, что вариант экономически рентабелен.

Комплексная экономическая оценка вариантов разработки промышленного освоения запасов Мусюршорского месторождения с выбором целесообразного варианта разработки проведена по адаптированной к рыночным условиям методике и модели с учетом действующих законодательных актов РФ и основных международных положений.

В соответствии с техническим заданием на проектирование Мусюршорского месторождения были рассчитаны 3 технологических варианта с определением очередности ввода их в разработку (Табл. 3). Вариант 1 – базовый вариант. В соответствии с данным вариантом предполагалась разработка залежи на естественном водонапорном режиме. Разработка залежей должна была осуществляться 9 добывающими скважинами. На месторождении также пробурено 3 резервные скважины. Вариант 2 – разработка месторождения предполагалась с применением приконтурного заводнения. Всего фонд скважин составил 17 штук, включая 5 нагнетательных скважин и 3 резервные. Вариант 3 – разработка месторождения предполагалась с применением приконтурного заводнения. Фонд скважин в соответствии с данным вариантом составляет 84 штук, включая 19 резервных, в том числе 21 нагнетательные скважины и 82 добывающие вертикальные скважины.

Результаты экономической оценки по вариантам разработки Мусюршорского месторождения показали, что вариант 3 экономически не эффективен. Из трех представленных вариантов при принятых ценах наиболее экономически эффективным является вариант 2. При этом величина накопленного чистого дисконтированного дохода по варианту 2 является положительной и равна 926396 тыс.руб., $IRR = 22\%$, индекс доходности 1,44, срок окупаемости равен 7 лет.

Таблица 3

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки
Мусюршорского месторождения**

Показатели	Варианты		
	1 (базовый)	2 (рекомендуемый)	3
Фонд скважин	12	17	84
– добывающих	9	12	63
– нагнетательных		5	21
Извлекаемые запасы (накопленная добыча), тыс. т	1407	2392	2207
Лицензионный срок разработки, годы	22	22	22
КИН, доли	0,2	0,4	0,3
Обводненность, %	44	84	70
Капвложения, млн.руб	2342	2819	18566
Эксплуатационные расходы, млн.руб.	6838	9862	25439
Суммарная выручка, млн. руб.	14852	25266	23313
Поток наличности (CF), млн. руб.	673	3173	-17434
ЧДД (E=10%), млн.руб.	442	926	-8916
IRR, %	12	22	0
Срок окупаемости, лет	7	7	не окуп
Себестоимость, руб./т	4861	4401	12000
Доход государства, млн. руб.	9908	16514	15433

Отдельно надо отметить проблему учета неопределенности при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов [5, 6, 7, 8]. Для этого следует применить анализ чувствительности, который будет учитывать вероятность возникновения отклонений исследуемых параметров проекта, при этом вероятность отклонений параметров может определяться экспертно.

Нечетко-множественный метод применен в разработанной в ИПНГ РАН системе «Граф» [5] с целью оценки риска при реализации инвестиционных проектов. Система позволяет просчитать возможные рисковые ситуации рассматриваемого инвестиционного проекта по критерию ЧДД в виде табл. 4 [5]. Использование метода дает возможность

получить численную оценку рискованности проекта, определить степень влияния факторов риска на его эффективность.

Таблица 4

Многовариантный расчет ЧДД

Колебания показателей (+,-)	Чистый дисконт. доход, тыс.руб	α_1 Дол. ед.
	Изменение добычи нефти	
-20%	-22780,87	0
-15%	94386,78	0,25201
-10%	210684,25	0,50214
0%	442157,75	1
10%	672450,10	0,49854
15%	787147,48	0,24878
20%	901397,95	0
	Влияние изменения цен на внешнем рынке	
-20%	-7184,10	0,0
-15%	105989,01	0,27696
-10%	218419,07	0,51878
0%	442157,75	1
10%	664819,10	0,51515
15%	775739,98	0,27362
20%	886200,60	0,03309
	Влияние изменения капитальных затрат	
-20%	639153,56	0,57104
-15%	590050,62	0,67796
-10%	540850,34	0,7851
0%	442157,75	1
10%	343075,78	0,78689
15%	293388,79	0,68002
20%	243604,45	0,57295
	Влияние изменения текущих затрат	
-20%	504400,90	0,86446
-15%	488858,28	0,89831
-10%	473291,44	0,93221
0%	442157,75	1
10%	411024,06	0,93304
15%	395457,21	0,89956
20%	379890,37	0,86607
MAX	901397,95	
MIN	-22780,87	

При оценке риска параметр ЧДД обладает «размытостью». Это значит, что в процессе работы компьютерная система формирует различные прогнозные варианты этого значения. В качестве оценочного показателя в системе используется «треугольное нечеткое число», которое находится в диапазоне $[\text{ЧДД}_{\min}, \text{ЧДД}_{\max}]$, а также принимается, что значение ЧДД_0 является величиной чистого дисконтированного дохода полученного без отклонений регулирующих параметров по проекту.

Таким образом, нечеткое треугольное число имеет вид $(\text{ЧДД}_{\min}, \text{ЧДД}_0, \text{ЧДД}_{\max})$. Параметры этого математического выражения будем называть «значимыми точками», которым можно сопоставить вероятности реализации соответствующих сценариев – «пессимистического», «нормального» и «оптимистического».

На основании табл. 4 построим треугольную функцию принадлежности нечеткого числа ЧДД (Модель Недосекина) (Рис.2).

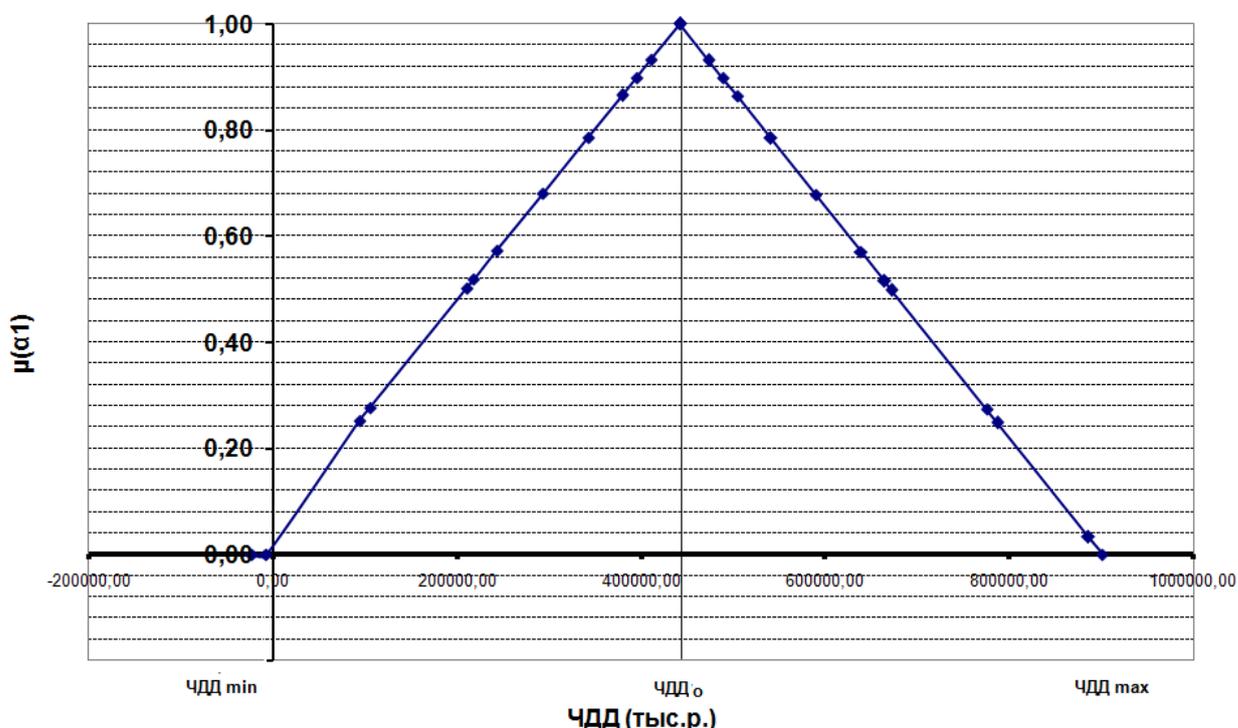


Рис. 2. Треугольная функция принадлежности нечеткого числа ЧДД

По горизонтали отражено изменение значения ЧДД относительно максимума, по вертикали вероятность α_1 возникновения значения ЧДД.

Функция имеет вид следующей математической зависимости (Модель Недосекина), где G – одно из значений ЧДД.

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0 & \text{при } G < \text{ЧДД}_{\min}; \\ \frac{G - \text{ЧДД}_{\min}}{\text{ЧДД}_0 - \text{ЧДД}_{\min}}, & \text{при } \text{ЧДД}_{\min} < G < \text{ЧДД}_0; \\ 1, & \text{при } G = \text{ЧДД}_0; \\ \frac{\text{ЧДД}_{\max} - G}{\text{ЧДД}_{\max} - \text{ЧДД}_0} & \text{при } \text{ЧДД}_0 < G < \text{ЧДД}_{\max}; \\ 0, & \text{при } G \geq \text{ЧДД}_{\max}; \end{cases} \quad (3)$$

Отметим, что главным ограничением по проекту является отрицательное значение ЧДД, что свидетельствует об убыточности проекта, а граничным значением эффективности проекта является величина ЧДД ≈ 0 . Для количественной оценки инвестиционного проекта применим показатель устойчивости λ .

$$\lambda = \alpha_{1cp}, \quad (4)$$

где α_{1cp} – среднее значение показателя α_1

Чем выше показатель λ , тем устойчивее проект. При этом показатель изменяется на интервале $[0, 1]$. При отрицательных значениях ЧДД показатель α_1 принимает нулевое значение.

В данном рассмотрении показатель λ принимает значение 0,6.

На основании треугольной функции $\mu(\alpha_1)$ в системе строится функция уровня риска $V\&M$ по проекту с использованием модели Недосекина [7, 8].

$$V\&M = \begin{cases} 0, & \text{при } G < \text{ЧДД}_{\min}; \\ \frac{G - \text{ЧДД}_{\min}}{\text{ЧДД}_{\max} - \text{ЧДД}_{\min}} \left(1 + \frac{1 - \alpha_1}{\alpha_1} \ln(1 - \alpha_1)\right), & \text{при } \text{ЧДД}_{\min} < G < \text{ЧДД}_0; \\ 1 - \left(1 - \frac{G - \text{ЧДД}_{\min}}{\text{ЧДД}_{\max} - \text{ЧДД}_{\min}}\right) \left(1 + \frac{1 - \alpha_1}{\alpha_1} \ln(1 - \alpha_1)\right), & \text{при } \text{ЧДД}_0 < G < \text{ЧДД}_{\max}; \\ 1, & \text{при } G \geq \text{ЧДД}_{\max}; \end{cases} \quad (5)$$

Функция имеет следующий вид (Рис. 3). Таким образом, уровень риска $V\&M$ принимает значения от 0 до 1. Каждый инвестор, исходя из своих инвестиционных предпочтений, может классифицировать значения $V\&M$, выделив для себя отрезок неприемлемых значений риска. Возможна также более подробная градация степеней риска. Например, если ввести лингвистическую переменную “Степень риска” со своим множеством значений {Риск наивысший, Риск высокий, Риск средний, Риск незначительный, Риск минимальный}, то каждый инвестор может произвести самостоятельное описание соответствующих нечетких подмножеств, задав пять значимых интервалов.

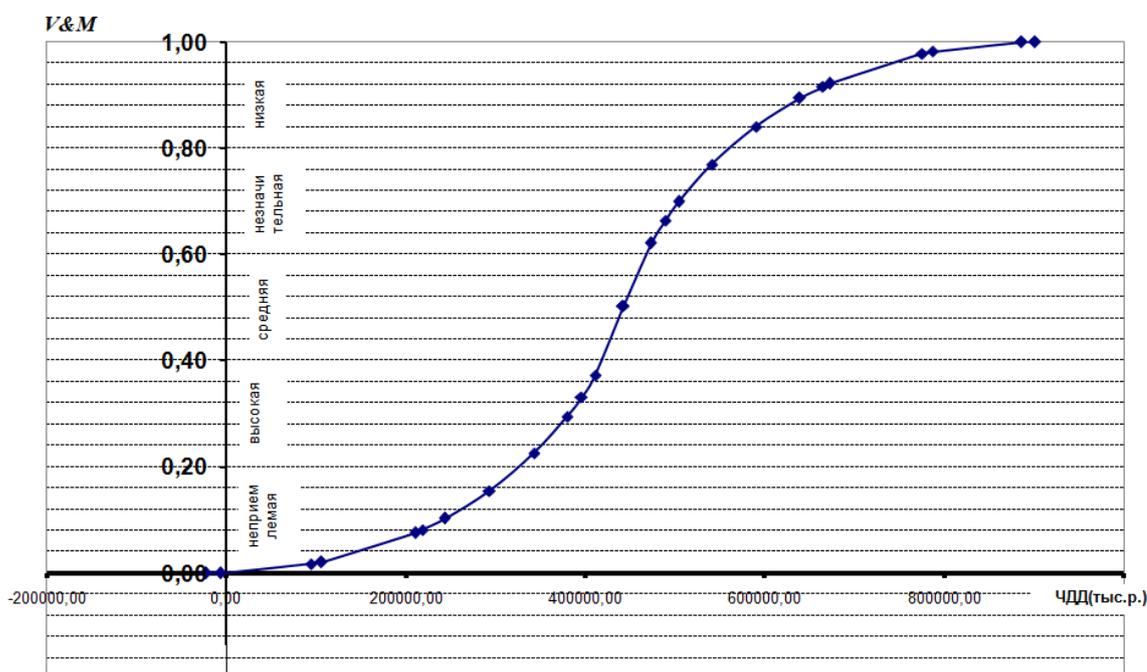


Рис. 3. График функции показателя риска по модели Недосекина $V\&M$

Отметим основные преимущества применяемого экономико-математического метода. Во-первых, рассмотренный метод, формирует полный спектр возможных сценариев развития инвестиционного проекта, а не только нижнюю и верхнюю границы, таким образом, инвестиционное решение принимается на основе количественных и качественных оценок эффективности проекта. Во-вторых, метод позволяет получить ожидаемую эффективность проекта, как в виде одного точечного значения, так и в виде

множества интервальных значений, характеризующихся функцией принадлежности соответствующего нечеткого числа.

Методика является полезным инструментом для экономико-математической оценки инвестиционных проектов нефтегазовых месторождений в условиях неопределенности ресурсов предприятия. При этом она не требует сложных математических расчетов и дорогостоящего программного обеспечения.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в процессе планирования и реализации инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний особую роль играет предварительный анализ, который проводится на стадии разработки инвестиционных проектов и способствует принятию взвешенных и обоснованных управленческих решений. При этом главной задачей инвестиционного анализа является прогнозная оценка экономической эффективности инвестиционных проектов на основе значения ЧДД.

Статья выполнена в рамках Программы государственных академий наук на 2013–2020 гг. Раздел 9 "Науки о Земле"; направление фундаментальных исследований 132 "Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья", проект "Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (0139-2018-0006)".

Список литературы

1. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах.//М.- Наука, 2006 г.,134с.
2. Пономарева И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений// М.- Наука, 2010г.
3. Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н., Еремин Н.А. Основные принципы финансирования нефтегазовых инвестиционных проектов// ВНИИОЭНГ, Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, №3, 2017, с.9-11.
4. Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н., Еремин Н.А. Автоматизированная оценка экономических показателей в нефтегазовых инвестиционных проектах// Нефть, газ и бизнес №6, 2017г., стр. 37-40

5. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов// Монография, Москва, Макс Пресс, 2016, 148 с.
6. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики./ М.: Наука, 1994, 460с.
7. Недосекин А.О. «Нечетко-множественный анализ риска фондовых инвестиций». — СПб.: Типография «Сезам», 2002. — 181 с.
8. Недосекин А.О. «Оценка риска инвестиций по NPV произвольно-нечеткой формы». — СПб., 2004. — 200 с.

References

1. Ponomareva I.A, Bogatkina Yu.G., Yeremin N.A. *Kompleksnaya ekonomicheskaya otsenka mestorozhdeniy uglevodorodov v investitsionnykh proyektakh* [Complex economic assessment of oil and gas fields in investment projects] Moscow: Nauka Publ., 2006.134p. (in Russian)
2. Ponomareva I.A, Yeremin N.A., Bogatkina Yu.G. *Ekonomiko-metodicheskoye modelirovaniye razrabotky neftegazovykh mestorozhdeniy* [Economic and procedural modelling of oil and gas fields development]. Moscow: Nauka Publ., 2010. (in Russian)
3. Bogatkina Yu.G., Lyndin V.N., Yeremin N.A. *Osnovnye printsipy finansirovaniya neftegazovykh investitsionnykh proyektov* [Basic principles of financing petroleum investment projects]. All-union scientific research institute for organization of the management and economics of the oil and gas industry, *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, 2017, No. 3, pp. 9-11. (in Russian)
4. Bogatkina Yu.G., Lyndin V.N., Yeremin N.A. *Avtomatizirovannaya otsenka ekonomicheskikh pokazateley v neftegazovykh investitsionnykh proyektakh* [Computer-aided evaluation of economic performance in petroleum investment projects]. *Neft', gaz i biznes*, 2017, No., pp. 37-40. (in Russian)
5. Bogatkina Yu.G., Ponomareva I.A., Yeremin N.A. *Primeneniye informatsionnykh tekhnologiy dlya ekonomicheskoy otsenki neftegazovykh investitsionnykh proyektov* [Application of information technologies for economic performance assessment of petroleum investment projects]. Moscow: Max Press Publ., 2016, 148p. (in Russian)
6. Yeremin N.A. *Modelirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov metodami nechetkoy logiki* [Modeling of oil and gas fields using fuzzy logics methods]. Moscow.: Nauka Publ., 1994, 460p. (in Russian)
7. Nedosekin A.O. *Nechetko-mnozhestvennyi analiz riska fondovykh investitsiy* [Inexplicit multivariate analysis of stock investment risks]. Saint-Petersburg: Sezam Publ., 2002. 181 p. (in Russian)
8. Nedosekin A.O. *Otsenka riska investitsiy po NPV proizvolno-nechetkoy formy* [Arbitrary fuzzy assessment of investment risks by NPV]. — Saint-Petersburg, 2004, 200 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Еремин Николай Александрович, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник Аналитического центра научно-технического прогнозирования нефтегазовой отрасли, Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва, Российская Федерация
E-mail: ermnm@mail.ru

Богаткина Юлия Геннадьевна, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник Аналитического центра научно-технического прогнозирования нефтегазовой отрасли, Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва, Российская Федерация
E-mail: ubgt@mail.ru

Лындин Виктор Николаевич, кандидат экономических наук, доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, г. Москва, Российская Федерация
E-mail: vlyndin@mail.ru

Authors

Yeremin N.A., Dr.Sc., Professor, Senior Research Associate, Analytical Center for Technological Forecasting in Oil and Gas Industry, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
E-mail: ermnm@mail.ru

Bogatkina Yu.G., PhD, Leading Research Associate, Analytical Center for Technological Forecasting in Oil and Gas Industry, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
E-mail: ubgt@mail.ru

Lyndin V.N., PhD, Assistant Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation
E-mail: vlyndin@mail.ru

Богаткина Юлия Геннадьевна
119333, Российская Федерация
Москва, ул. Губкина, д. 3
Тел. 8 909 637 51 19
E-mail: ubgt@mail.ru