

3.8. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТОВ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ В НЕФТЕДОБЫЧЕ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В УПРАВЛЕНИИ КОНКУРСАМИ И АУКЦИОНАМИ

Лейберт Т.Б., д.э.н., профессор кафедры
«Бухгалтерский учет и аудит», Уфимский
государственный нефтяной технический университет;
Хаджиев М.У., заместитель генерального директора по
экономике и финансам, ООО «Уфимское УПКРС»;
Халикова Э.А., к.э.н., старший преподаватель
кафедры «Бухгалтерский учет и аудит», Уфимский
государственный нефтяной технический университет

В статье исследуются применение вероятностного подхода к стоимостной оценке участков недр, выставляемых на конкурсы и аукционы как наиболее эффективного способа учета факторов риска и влияния неопределенностей на стоимость объектов лицензирования. Приводится алгоритм расчета чистого дисконтированного дохода с учетом особенностей объектов оценки (природных ресурсов). Важное место отводится рассмотрению алгоритма вычисления чистого дисконтированного дохода в нечетком виде. Разработанная методика позволит в условиях наличия неопределенности входных геолого-технологических и экономических параметров объектов недропользования установить минимальную и максимальную границы размера стартовых платежей за право пользования участками недр.

Природные ресурсы являются один из основных источников поступлений денежных средств в федеральный бюджет, поэтому задача определения наиболее вероятной их стоимости в системе государственного управления в области недропользования требует особого внимания к проведению рыночной (стоимостной) оценки. Рыночная (стоимостная) оценка участков недр, содержащих извлекаемые запасы полезных ископаемых, осуществляется с целью определения их рыночной стоимости для проведения конкурсов и аукционов на право пользования недрами.

При всем многообразии ценообразования центральное место занимает научно обоснованная оценка объектов лицензирования в нефтедобыче и ее использование при проведении конкурсов и аукционов, а также при определении стартовой цены. Это весьма сложная задача и в теоретическом отношении, и при воплощении ее на практике. Подтверждением служит значительный разрыв между расчетными оценками стоимости объектов недропользования, стартовыми ценами и ценами, по которым они действительно продаются.

В современной стоимостной оценке категория стоимости приобретает специфические оценочные формы, называемые видами стоимости. В соответствии с Федеральным стандартом оценки (ФСО) №2 «Цель оценки и виды стоимости», утвержденным приказом Министерства экономического развития РФ от 20 июля 2007 г. №255 при использовании понятия стоимости при осуществлении оценочной деятельности указывается конкретный вид стоимости, который определяется предполагаемым использованием результата оценки.

В принципе, стоимостной оценке должны подлежать все объекты государственного фонда недр, вовлечен-

ные в государственное регулирование отношений недропользования и учитываемые при решении задач развития минерально-сырьевой базы. Согласно ст. 2 Закона РФ «О недрах», к таким объектам относятся используемые участки недр и неиспользуемые части недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Однако на практике стоимостная оценка выполняется в настоящее время на государственном уровне лишь для участков, выставляемых на конкурсы-аукционы.

Особенно актуальна задача определения рыночной стоимости участков недр на стадии лицензирования для определения минимального (стартового) размера платежа, с которого начнутся аукционные торги. На открытых аукционах государство продает недропользователям не участки недр (месторождения), а право на добычу природных ресурсов с лицензируемого участка.

Вопрос о величине стартового платежа за право пользования участками недр, который уплачивает недропользователь в пользу государства, в настоящее время является наиболее дискуссионным и наиболее актуальным.

Сегодня единственным нормативным документом, регулирующим вопросы стоимостной оценки недр, является Закон «О недрах», в котором вопросы определения минимальных (стартовых) размеров разовых платежей за пользование недрами устанавливаются ст. 40. Согласно ст. 40 Закона «О недрах», минимальные разовые или стартовые платежи за пользование недрами устанавливаются в размере не менее 10% от величины суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации, а окончательные размеры платежей за пользование недрами устанавливаются по результатам конкурса или аукциона. Указанные платежи фиксируются в лицензии на пользование недрами.

Понятие «стартовые» означает, что на аукционе объявляется только первоначальная сумма платежа, исчисленная по имеющейся ставке налога надобучу полезных ископаемых (НДПИ) по конкретному виду полезного ископаемого, добычу которого предполагается производить на соответствующем участке недр исходя из проектной мощности (добычи нефти) нефтегазового предприятия.

Приказом Министерства природопользования РФ от 30 сентября 2008 г. №232 утверждена методика по определению стартового размера разового платежа за пользованиями недрами, согласно которой минимальный стартовый размер разового платежа за пользование недрами $РП_{min}$ определяется по формуле:

$$РП_{min} = НДПИ_e * 10\%, \quad (1)$$

где $НДПИ_e$ – величина суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую мощность добывающего предприятия, тыс. руб.

Существующий методический подход к определению стартового размера разового платежа за пользованиями недрами не учитывает вероятностные ожидаемые значения будущего дохода недропользователя и зависит от изменений макроэкономической среды, определяющих значение НДПИ.

Существуют и другие методические подходы к расчету стартовых платежей за право пользования участками недр, в разработке которых принимали участие специалисты ведущих отраслевых научно-исследовательских институтов – ФГУП ВИЭМС, ФГУП ЦНИГНИ, ФГУП

ВНИГНИ, а также отдельные экономисты, занимающиеся исследованиями по данной проблеме.

Так, с использованием метода рентных коэффициентов были разработаны следующие нормативно-методические документы:

- методические рекомендации по технико-экономической оценке начальных (стартовых) платежей за пользование недрами при подготовке конкурсов и аукционов на право пользования недрами, разработанные ФГУП ВИЭМС в 2002 г.;
- временные методические рекомендации по определению размеров стартовых платежей (с учетом аукционов (конкурсов)), разработанные ФГУП ЦНИГНИ в 2007 г.

Группа авторов под руководством Герта А.А. [1] предлагает для определения стоимости объекта оценки строить динамическую модель денежного потока, на основе которого определяется накопленный чистый доход от освоения объекта оценки – накопленный эффект и чистый дисконтированный доход – накопленный дисконтированный эффект. По их мнению, для определения стоимости участка недр используется единый, универсальный критерий – чистый дисконтированный доход.

Согласно доходному подходу экономическая оценка объектов лицензирования предполагает прогнозирование во времени следующих денежных потоков: потока валовой добычи нефти в стоимостном выражении, потока операционных затрат на добычу одной тонны нефти и потока капитальных затрат на освоение участка недр. При этом ни поток валовой добычи нефти, ни поток затрат операционных и капитальных не могут быть определены точно, поскольку нет определенности относительно будущих параметров нефтяного рынка и рынка ресурсов. Объемы добычи нефти, цены на нефть, цены и тарифы на ресурсы, используемые в процессе обслуживания скважин на нефть, а также формирующие затраты на добычу нефти и капитальные затраты, экспортная пошлина на нефть, прочие макроэкономические характеристики внешней среды в будущем могут сильно отличаться от предполагаемых значений, которые оцениваются на момент подготовки информации об участке недр, выставляемом на конкурсы и аукционы с позиций настоящего времени.

Объекты недропользования, выставляемые на конкурсы и аукционы, включают в основном прогнозные и перспективные ресурсы углеводородного сырья, поэтому на момент экономической оценки исходные параметры, характеризующие их сырьевую базу, обусловлены неопределенностью.

Неопределенность влечет за собой риск. В условиях неопределенности высок риск принятия решений не только недропользователями по поводу приобретения участков недр на конкурсах и аукционах, но и собственником недр (государством) при определении размера стартового платежа на получение права пользования этим участком.

Риск принятия решений субъектами на рынке недропользования в условиях неопределенности связан со следующими причинами:

- отсутствие точной или наиболее вероятной геологической и технологической информации об исходной величине запасов, о составе нефти, о начальных дебитах нефтяных скважин;
- отсутствие точной или наиболее вероятной экономической информации о ценах на нефть на внутреннем и внешнем рынках, о величине операционных затрат на эксплуатацию скважин и добычу нефти, капитальных затрат на освоение месторождений, об условиях отраслевого и общего налогообложения;

- многовариантность предложений инвесторов (недропользователей), каждое из которых является лучшим для определенных условий, вероятность наступления которых трудно спрогнозировать.

Таким образом, неопределенность параметров, используемых в стоимостной оценке нефтегазовых лицензионных участков (неопределенность запасов и состояния природных ресурсов, неопределенность условий, неопределенность действий), связана с тем, что на условия освоения объекта недропользования оказывает одновременное воздействие большое число факторов различной направленности не только из внешней, но и из внутренней среды субъекта.

Для учета неопределенности и риска при проведении стоимостной оценки объектов недропользования, выставляемых на конкурсы и аукционы, применяются различные методы, такие как дерево решений, надбавки за риск, анализ чувствительности показателей стоимостной оценки к изменению исходных параметров, метод, основанный на теории опционов, вероятностно-статистическое моделирование, теория нечетких множеств. Выбор метода зависит от его возможностей и исходной информации.

Наиболее эффективным способом учета факторов риска и влияния неопределенностей на стоимость объектов лицензирования считается вероятностный подход к стоимостной оценке участков недр, выставляемых на конкурсы и аукционы. Вероятностно-статистическое моделирование использует аппарат теории вероятностей, математической статистики.

Предварительным этапом вероятностно-статистического моделирования является прогноз значений исследуемого показателя в будущих периодах, получаемый применением математических методов прогнозирования или экспертных оценок. Наряду с прогнозными значениями исследуемого показателя, необходимо получить доверительные интервалы прогнозов, в которых будут находиться реальные значения исследуемого показателя в будущих периодах с заданной вероятностью. Доверительные интервалы получают либо применением формальных математических методов, либо экспертными оценками.

Наиболее распространенным методом вероятностно-статистического моделирования, используемым в стоимостной оценке нефтяных участков недр, является метод Монте-Карло, который позволяет оценить влияние одновременного изменения значений нескольких исходных параметров на результирующие показатели стоимостной оценки. Метод Монте-Карло используется для установления минимальной и максимальной границ стартового размера платежа на право пользования участками недр, выставляемых на конкурсы и аукционы.

Несмотря на достоинства и преимущества метода Монте-Карло с точки зрения теории, данный метод имеет ряд препятствий, не позволяющих использовать его в полном объеме при установлении диапазона изменений стартового размера платежа за право пользования недрами, выставляемыми на конкурсы и аукционы. Наличие недостатков вызвано следующими объективными причинами – «высокая чувствительность получаемого результата по методу Монте-Карло к законам распределения вероятностей и видам зависимостей входных переменных инвестиционного проекта» [2].

Вследствие этих причин, точность результирующих оценок, полученных с использованием данного метода, в значительной степени зависит от качества исходных предположений и учета взаимосвязей входных

переменных, что может привести к искажению размера стартового платежа.

Учитывая вышеизложенное, наиболее перспективными методами при стоимостной оценке лицензионных участков недр и использовании ее в определении стартового платежа, являются методы оценки и принятия решений в условиях неопределенности, базирующиеся на теории нечетких множеств. В этих методах вместо распределения вероятности применяется распределение возможности, описываемое функцией принадлежности нечеткого числа [3].

Их использование в экономической оценке объектов лицензирования в нефтедобывающей промышленности предполагает формализацию исходных геолого-технологических и экономических параметров объекта недропользования и целевого ресурсооценочного показателя – чистого дисконтированного дохода **ЧДД** в виде вектора интервальных значений (нечеткого интервала), попадание в каждый интервал которого, характеризуется некоторой степенью неопределенности.

При определении размера стартового платежа за право пользования участком недр, выставляемого на аукционы, необходимо определить алгоритм расчета чистого дисконтированного дохода и пропорции распределения **ЧДД** между недропользователем и собственником недр.

Учитывая особенности объектов оценки (природных ресурсов) расчет чистого дисконтированного дохода можно представить в виде следующей формулы:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+r)^{t-1}} * M_{нефт} - KЗ_{накоп}^{диск} \quad (2)$$

где

D_t – валовая добыча нефти в год t , тонн;

r – ставка дисконтирования;

n – срок разработки участка недр, содержащего запасы нефти;

$M_{нефт}$ – нефтяная маржа, руб.;

$KЗ_{накоп}^{диск}$ – накопленные дисконтированные капитальные затраты на освоение участка недр, руб.

Как видно, формула (2) состоит из трех элементов, первый из которых представляет собой дисконтированную накопленную добычу, второй – нефтяную маржу, третий – накопленные дисконтированные капитальные затраты на освоение участка недр.

Дисконтированная накопленная добыча представляет собой приведенную сумму валовой добычи нефти за весь период освоения месторождения к сопоставимому значению, зафиксированному в первом году.

Дисконтированная накопленная добыча определяется по формуле:

$$D_{накоп}^{диск} = \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+r)^{t-1}} \quad (3)$$

где

$D_{накоп}^{диск}$ – дисконтированная накопленная добыча, тонн.

Нефтяная маржа представляет собой разность между прогнозной ценой на нефть и операционными затратами на добычу 1 т. нефти и рассчитывается по формуле:

$$M_{нефт} = Ц - OЗ_{оп} - Hп, \quad (4)$$

где

$Ц$ – прогнозная цена на нефть Urals, руб. / т;

$OЗ_{оп}$ – операционные затраты на добычу одной тонны нефти, руб./тонну;

$Hп$ – налог на прибыль по операционной деятельности в расчете на одну тонну нефти, руб. / т.

Накопленные капитальные затраты на освоение месторождения рассчитываются следующим образом:

$$KЗ_{накоп}^{диск} = \sum_{t=1}^n \frac{KЗ_t}{(1+r)^{t-1}} \quad (5)$$

где $KЗ_t$ – капитальные затраты на разработку месторождения в год t , руб.

Предложенный подход к расчету чистого дисконтированного дохода демонстрирует возможности использования инвестиционных параметров для расчета важных экономических показателей, используемых в экономической оценке объектов лицензирования в нефтедобывающей промышленности.

Предлагаемый в исследовании метод определения чистого дисконтированного дохода апробирован на примере двух участков недр, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе.

Площадь первого лицензионного участка – около 250 кв. км. Всего в разрезе выделяются десять продуктивных пластов. Доказанные запасы по первому месторождению составляют 80,3 млн. т нефти, по второму – 306,6 млн. т нефти. Представим расчет дисконтированной накопленной добычи и ресурсных налогов, операционных затрат и чистого дисконтированного дохода недропользователя по первому месторождению.

В табл. 1 представлен расчет дисконтированной накопленной добычи нефти по первому месторождению.

Как видно из табл. 1 общий объем накопленной валовой добычи нефти за период освоения месторождения 2010-2046 гг. составит 80,376 млн. т. нефти. Принимая ставку дисконтирования соответствующей 15%, общий дисконтированный валовой объем добычи нефти составит 29,68 млн. т нефти.

В табл. 2 представлен расчет ресурсных налогов – налога на добычу полезных ископаемых и экспортной пошлины на нефть по первому месторождению, величина которых зависит от прогнозного курса доллара и прогнозной цены на нефть марки Urals.

Далее в табл. 3 приводятся операционные затраты на весь объем добычи нефти по первому месторождению. Кроме затрат на эксплуатацию месторождения, в их состав входят ресурсные налоги, а также другие виды налогов, уплачиваемых в бюджет – налог на имущество и налог на прибыль.

В табл. 4 представлен расчет чистого дисконтированного дохода, определяемого по формуле (2), в основе которого лежит определение дисконтированного денежного потока и дисконтированных капитальных затрат на освоение месторождения.

В целом за период предполагаемого освоения первого нефтяного месторождения величина чистого дисконтированного дохода недропользователя составит 444 55,51 млн. руб., а второго месторождения – 3 686,62 млн. руб.

Осуществляя арифметические операции с нечеткими интервалами по правилам нечеткой математики, можно получить результирующий нечеткий интервал для целевого показателя [4]. На основе исходной информации и опыта можно практически точно количественно охарактеризовать границы (интервалы) возможных

(допустимых) значений параметров и области их наиболее возможных значений.

Таблица 1

РАСЧЕТ ДИСКОНТИРОВАННОЙ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Год	Валовая годовая добыча нефти, тыс. т	Накопленная валовая добыча нефти на конец периода, тыс. т.	Дисконтирующий множитель	Дисконтирующая годовая добыча нефти, тыс. т.	Накопленная дисконтирующая годовая добыча нефти, тыс. т.
1	2	3	4	5	6
2010	3 923,52	3 923,52	1,000	3 923,52	3 923,52
2011	4 420,13	8 343,65	0,870	3 843,59	7 767,11
2012	4 624,45	12 968,09	0,756	3 496,75	11 263,86
2013	4 850,36	17 818,45	0,658	3 189,19	14 453,04
2014	4 851,09	22 669,54	0,572	2 773,62	17 226,67
2015	4 940,07	27 609,60	0,497	2 456,09	19 682,75
2016	4 866,19	32 475,79	0,432	2 103,79	21 786,54
2017	4 469,63	36 945,43	0,376	1 680,30	23 466,84
2018	4 051,87	40 997,30	0,327	1 324,56	24 791,41
2019	3 675,10	44 672,40	0,284	1 044,69	25 836,10
2020	3 300,75	47 973,15	0,247	815,90	26 651,99
2021	2 955,91	50 929,06	0,215	635,35	27 287,35
2022	2 644,65	53 573,71	0,187	494,30	27 781,65
2023	2 378,27	55 951,98	0,163	386,53	28 168,19
2024	2 155,29	58 107,26	0,141	304,60	28 472,79
2025	1 951,67	60 058,93	0,123	239,85	28 712,64
2026	1 781,39	61 840,32	0,107	190,37	28 903,01
2027	1 633,12	63 473,44	0,093	151,76	29 054,77
2028	1 507,32	64 980,76	0,081	121,80	29 176,57
2029	1 388,84	66 369,60	0,070	97,59	29 274,15
2030	1 287,76	67 657,36	0,061	78,68	29 352,84
2031	1 197,99	68 855,35	0,053	63,65	29 416,49
2032	1 120,58	69 975,93	0,046	51,77	29 468,26
2033	1 045,04	71 020,97	0,040	41,98	29 510,24
2034	980,26	72 001,23	0,035	34,24	29 544,49
2035	921,77	72 923,00	0,030	28,00	29 572,49
2036	870,98	73 793,98	0,026	23,01	29 595,49
2037	820,20	74 614,19	0,023	18,84	29 614,33
2038	776,08	75 390,27	0,020	15,50	29 629,84
2039	734,70	76 124,97	0,017	12,76	29 642,60
2040	699,29	76 824,26	0,015	10,56	29 653,16
2041	663,22	77 487,48	0,013	8,71	29 661,87
2042	631,69	78 119,17	0,011	7,21	29 669,08
2043	602,55	78 721,72	0,010	5,98	29 675,06
2044	577,09	79 298,82	0,009	4,98	29 680,05
2045	550,39	79 849,21	0,008	4,13	29 684,18
2046	526,99	80 376,20	0,007	3,44	29 687,62

Таблица 2

РАСЧЕТ РЕСУРСНЫХ НАЛОГОВ

Год	Прогнозный курс доллара, руб.	Прогнозная цена на Urals, долл./баррель	Цена Urals (норм.), долл./тн	Цена на нефть, руб./тн	Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц)	Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка недр Кв	НДПИ, млн. руб.	Экспортная пошлина на нефть, млн. руб.
2010	30,0	68,0	496,4	14 892	6,1	1	10 014,90	27 453,09
2011	30,4	75,0	547,5	16 616,63	7,0	1	13 754,31	31 288,66
2012	30,9	75,0	547,5	16 906,8	7,1	1	15 429,28	33 306,63
2013	30,6	75,0	547,5	16 748,03	7,0	1	16 031,04	34 605,63
2014	30,4	83,0	605,9	18 425,42	7,9	1	18 064,32	34 407,18
2015	32,5	66,0	481,8	15 658,5	6,4	1	14 744,97	37 446,40
2016	28,8	78,0	569,4	16 404,41	7,0	1	15 904,87	32 698,36
2017	27,7	83,0	605,9	16 753,14	7,2	1	15 133,29	28 824,44
2018	28,2	85,0	620,5	17 479,49	7,6	1	14 387,91	26 621,71
2019	29,9	76,0	554,8	16 594,07	7,0	1	12 074,60	25 637,72
2020	27,5	56,0	408,8	11 242	4,3	1	6 701,73	21 170,90
2021	26,8	66,0	481,8	12 912,24	5,2	1	7 275,34	18 476,50
2022	26,1	70,0	511,0	13 311,55	5,5	1	6 823,32	16 068,29
2023	25,9	75,0	547,5	14 180,25	6,0	1	6 655,32	14 366,61
2024	25,5	75,0	547,5	13 955,78	5,9	1	5 935,86	12 813,54

Год	Прогноз- ный курс доллара, руб.	Прогнозная це- на Urals, долл./баррель	Цена Urals (норм.), долл./тн	Цена на нефть, руб./тн	Коэффициент, ха- рактеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц)	Коэффициент, характе- ризующий степень вы- работанности запасов участка недр Кв)	НДПИ, млн. руб.	Экспортная пошлина на нефть, млн. руб.
2025	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	5 445,36	11 562,01
2026	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	4 970,26	10 553,23
2027	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	4 556,58	9 674,88
2028	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	4 205,59	8 929,62
2029	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	3 875,01	8 227,72
2030	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	3 592,99	7 628,91
2031	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	3 342,51	7 097,08
2032	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	3 126,54	6 638,51
2033	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 915,79	6 191,02
2034	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 735,03	5 807,23
2035	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 571,84	5 460,72
2036	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 430,13	5 159,84
2037	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 288,46	4 859,03
2038	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 165,34	4 597,62
2039	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	2 049,90	4 352,51
2040	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 951,09	4 142,70
2041	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 850,46	3 929,03
2042	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 762,49	3 742,25
2043	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 681,19	3 569,62
2044	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 610,15	3 418,80
2045	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 535,64	3 260,58
2046	25,4	76,0	554,8	14 091,92	5,9	1	1 470,36	3 121,98

Таблица 3

РАСЧЕТ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ

Млн. руб.

Год	Затраты на эксплуатацию месторождения	НДПИ	Экспортная по- шлина на нефть	Налог на имуществво	Налог на прибыль	Операционные затраты на добычу нефти
2010	3 029	10 014,90	27 453,09	472	1 574,11	42 543,03
2011	3 728	13 754,31	31 288,66	765	2 746,73	52 282,81
2012	4 182	15 429,28	33 306,63	931	2 668,06	56 517,45
2013	4 630	16 031,04	34 605,63	1 031	2 470,31	58 768,84
2014	5 058	18 064,32	34 407,18	1 070	3 390,81	61 991,05
2015	5 085	14 744,97	37 446,40	997	1 029,91	59 303,54
2016	5 420	15 904,87	32 698,36	784	2 970,58	57 777,04
2017	5 482	15 133,29	28 824,44	562	3 399,45	53 400,96
2018	5 454	14 387,91	26 621,71	386	3 495,13	50 344,77
2019	5 433	12 074,60	25 637,72	254	2 502,28	45 901,36
2020	5 415	6 701,73	21 170,90	166	-	33 453,96
2021	5 393	7 275,34	18 476,50	119	868,02	32 132,08
2022	5 364	6 823,32	16 068,29	97	962,49	29 315,74
2023	5 339	6 655,32	14 366,61	88	1 084,76	27 534,20
2024	5 305	5 935,86	12 813,54	85	838,25	24 977,69
2025	5 261	5 445,36	11 562,01	84	690,51	23 042,57
2026	5 220	4 970,26	10 553,23	84	518,31	21 346,59
2027	5 181	4 556,58	9 674,88	85	367,22	19 865,13
2028	5 144	4 205,59	8 929,62	86	237,97	18 603,58
2029	5 108	3 875,01	8 227,72	87	117,13	17 415,43
2030	5 081	3 592,99	7 628,91	87	13,95	16 404,04
2031	5 032	3 342,51	7 097,08	87	-	15 558,58
2032	4 984	3 126,54	6 638,51	87	-	14 836,28
2033	4 934	2 915,79	6 191,02	87	-	14 127,33
2034	4 886	2 735,03	5 807,23	86	-	13 514,68
2035	4 839	2 571,84	5 460,72	86	-	12 957,24
2036	4 794	2 430,13	5 159,84	85	-	12 468,62
2037	4 746	2 288,46	4 859,03	84	-	11 977,71
2038	4 700	2 165,34	4 597,62	84	-	11 546,43
2039	4 651	2 049,90	4 352,51	83	-	11 136,94
2040	4 608	1 951,09	4 142,70	82	-	10 784,41
2041	4 553	1 850,46	3 929,03	82	-	10 414,51
2042	4 500	1 762,49	3 742,25	81	-	10 085,65
2043	4 447	1 681,19	3 569,62	80	-	9 777,78
2044	4 395	1 610,15	3 418,80	79	-	9 503,44
2045	4 341	1 535,64	3 260,58	79	-	9 215,86
2046	4 288	1 470,36	3 121,98	78	-	8 958,56
Итого	180 013	241 063,78	527 110,57	9760	31945,98	989785,91

Таблица 4

РАСЧЕТ ЧИСТОГО ДИСКОНТИРОВАННОГО ДОХОДА НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ (NPV)

Год	Операционные затраты на добычу одной тонны нефти, руб./т	Нефтяная маржа, руб./т	Денежный поток, млн. руб.	Дисконтированный денежный поток, млн. руб.	Капитальные вложения на освоение месторождения, млн. руб.	Дисконтированные капитальные вложения, млн. руб.	Чистый дисконтированный доход, млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
2010	10 843,07	4 048,93	15 886,07	15 886,07	23 295	23 295,40	-7 409,33
2011	11 828,36	4 788,27	21 164,75	18 404,13	18 501	16 087,44	2 316,69
2012	12 221,45	4 685,35	21 667,13	16 383,46	15 408	11 650,39	4 733,08
2013	12 116,40	4 631,63	22 465,04	14 771,13	14 902	9 798,37	4 972,76
2014	12 778,80	5 646,62	27 392,24	15 661,60	14 370	8 215,87	7 445,73
2015	12 004,60	3 653,90	18 050,53	8 974,30	11 061	5 499,32	3 474,99
2016	11 873,16	4 531,25	22 049,93	9 532,79	4 218	1 823,67	7 709,12
2017	11 947,50	4 805,63	21 479,42	8 074,91	1 587	596,56	7 478,35
2018	12 425,07	5 054,41	20 479,82	6 694,89	1 583	517,41	6 177,48
2019	12 489,82	4 104,24	15 083,51	4 287,68	1 580	449,09	3 838,59
2020	10 135,25	1 106,75	3 653,09	902,99	1 577	389,79	513,20
2021	10 870,46	2 041,78	6 035,33	1 297,25	1 605	344,96	952,29
2022	11 084,93	2 226,62	5 888,64	1 100,63	1 626	303,94	796,69
2023	11 577,42	2 602,83	6 190,22	1 006,08	1 663	270,35	735,74
2024	11 589,02	2 366,76	5 101,04	720,92	1 680	237,41	483,51
2025	11 806,60	2 285,32	4 460,18	548,13	1 693	208,02	340,12
2026	11 983,14	2 108,78	3 756,56	401,44	1 717	183,49	217,96
2027	121 63,91	1 928,01	3 148,67	292,59	1 720	159,81	132,78
2028	12 342,15	1 749,77	2 637,46	213,12	1 713	138,43	74,69
2029	12 539,56	1 552,36	2 155,98	151,49	1 704	119,76	31,73
2030	12 738,42	1 353,50	1 742,98	106,50	1 696	103,60	2,90
2031	12 987,26	1 104,66	1 323,37	70,31	1 681	89,31	-19,00
2032	13 239,81	852,11	954,86	44,12	1 666	76,99	-32,87
2033	13 518,40	573,52	599,36	24,08	1 652	66,36	-42,28
2034	13 786,82	305,10	299,08	10,45	1 637	57,19	-46,74
2035	14 056,91	35,01	32,27	0,98	1 622	49,29	-48,31
2036	14 315,61	-223,69	-194,83	-5,15	1 608	42,47	-47,62
2037	14 603,33	-511,41	-419,46	-9,63	1 593	36,60	-46,23
2038	14 877,92	-786,00	-609,99	-12,18	1 579	31,53	-43,71
2039	15 158,40	-1 066,48	-783,55	-13,61	1 564	27,16	-40,77
2040	15 421,99	-1 330,07	-930,10	-14,05	1 549	23,40	-37,45
2041	15 702,94	-1 611,02	-1 068,46	-14,03	1 532	20,12	-34,15
2042	15 966,08	-1 874,16	-1 183,89	-13,52	1 514	17,29	-30,81
2043	16 227,27	-2 135,35	-1 286,66	-12,78	1 497	14,86	-27,64
2044	16 467,74	-2 375,82	-1 371,07	-11,84	1 479	12,77	-24,61
2045	16 744,34	-2 652,42	-1 459,85	-10,96	1 462	10,98	-21,94
2046	16 999,46	-2 907,54	-1 532,25	-10,00	1 444	9,43	-19,43
Итого	489 433,36	-	242 857,41	125 434,30	149 977,24	80 978,78	44 455,51

Суть применения теории нечетких множеств в оценке вероятностного диапазона изменений чистого дисконтированного дохода как оценочного показателя для определения стартового платежа за право пользования участками недр заключается в следующем.

Сначала необходимо задать нечеткое множество, то есть множество, которое характеризуется функцией μ , принимающее значение от нуля до единицы. Затем для всех нечетких множеств задаются уровни принадлежности, называемыми α -уровнями. Если A, B, C – нечеткие множества (числа), то на уровне α_i – интервал достоверности у этих множеств будет соответственно:

$$[a_{n1}, a_{k1}], [b_{n1}, b_{k1}], [c_{n1}, c_{k1}],$$

где

a_n, b_n, c_n – начало интервала;

a_k, b_k, c_k – начало интервала.

Результатом операции будет множество интервалов, которые аппроксимируются по крайним точкам, и в конечном итоге определяется результирующее нечеткое множество. Таким образом, итогом арифметических операций с нечеткими числами (сложение, вычитание, умножение, деление, возведение в степень) будет аппроксимированное нечеткое множество.

Алгоритм вычисления чистого дисконтированного дохода в нечетком виде представляет собой выполнение следующих итераций:

- определение количества α -уровней;
- определение на каждом уровне интервальных значений исходных параметров чистого дисконтированного дохода и его значений.
- аппроксимация полученного нечеткого значения.

Если все параметры формулы (1) обладают «неопределенностью», т.е. их точное прогнозируемое значение неизвестно, тогда в качестве исходных дан-

ных уместно использовать нормальное распределение числа с функцией принадлежности следующего вида:

$$\mu(\alpha) = \exp\left[-\frac{(x - \bar{a})^2}{2b^2}\right].$$

Эти числа моделируют высказывание следующего вида: «параметр А приблизительно равен \bar{a} и находится в диапазоне $[a_{min}, a_{max}]$ » [5].

Полученное математическое выражение будет использоваться в качестве исходной информации в виде интервала параметра $[a_{min}, a_{max}]$ и наиболее ожидаемое значение будет выражаться \bar{a} . Полученные параметры ($a_{min}, \bar{a}, a_{max}$) представляют собой значимые точки нечеткого числа А.

Применительно к формуле (2) определяется набор нечетких чисел для оценки вероятностного диапазона изменений чистого дисконтированного дохода:

$\bar{D} = [D_{min}, \bar{D}, D_{max}]$ – невозможно дать точную оценку прогнозных запасов нефти на лицензионном участке недр;

$M_{неф} = [M_{min}, \bar{M}, M_{max}]$ – невозможно дать точную оценку прогнозному значению нефтяной маржи из-за возможных колебаний цен на нефть марки Urals (в виду непредсказуемости спроса на нефть), стоимости потребляемых ресурсов (при формировании операционных затрат на добычу нефти), условий налогообложения (экспортная пошлина на нефть и налог на добычу полезных ископаемых);

$\bar{r} = [r_{min}, \bar{r}, r_{max}]$ – невозможно дать точную оценку коэффициента дисконтирования, позволяющего привести финансовые показатели, рассчитываемые для разных периодов времени, к сопоставимым значениям в виду длительного периода пользования участком недр.

Проведя преобразования по каждому нечеткому числу в структуре исходных получим интервалы достоверности $[D_1, D_2], [M_{неф1}, M_{неф2}], [r_1, r_2]$. Далее для каждого заданного α -уровня, путем подстановки соответствующих границ интервалов получим интервальные границы $ЧДД$:

$$[ЧДД_1, ЧДД_2] = \left[\frac{\sum_{t=1}^n \frac{D_{t1} \times M_{неф1}}{(1+r_2)^{t-1}}}{-\sum_{t=1}^n \frac{KЗ_{t2}}{(1+r)^{t-1}}}, \frac{\sum_{t=1}^n \frac{D_{t2} \times M_{неф2}}{(1+r_1)^{t-1}}}{-\sum_{t=1}^n \frac{KЗ_{t1}}{(1+r_2)^{t-1}}} \right] \quad (6)$$

Задавшись приемлемым уровнем дискретизации по α – уровням на интервале принадлежности $[0, 1]$ и определив пять уровней принадлежности: 0; 0,25; 0,5; 0,75; 1, рассчитаем значение $ЧДД$ для каждого заданного α -уровней.

Результаты расчетов показателя чистого дисконтированного дохода по двум участкам недр, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе, по α – уровням представлены в табл. 5.

Как видно из расчетов и графика, наиболее вероятное значение чистого дисконтированного дохода по первому участку недр будет соответствовать 4 4455 млн. руб. (при ставке дисконтирования 15%, при средней цены на нефть 76 долл. за баррель, при курсе доллара 25,4 руб., при прогнозируемой величине запасов нефти на уровне 80 376,2 тыс. т), а по второму – 3 687 млн. руб. при тех же условиях.

Так при прогнозных значениях средней цены на нефть 65 долларов за баррель, прогнозного курса доллара 26,8, ставке дисконтирования 11,6% показатель чистого дисконтированного дохода по первому участку недр будет соответствовать нижней границе 6879 млн. руб. А при прогнозных значениях средней цены на нефть 87 долл. за баррель, прогнозного курса доллара 32, ставке дисконтирования 19,6% показатель чистого дисконтированного дохода будет соответствовать верхней границе 70 774 млн. руб. По второму участку недр нижняя граница показателя $ЧДД$ будет соответствовать 28 млн. руб., а верхняя граница – 7 844 млн. руб.

Таблица 5

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПОКАЗАТЕЛЯ ЧИСТОГО ДИСКОНТИРОВАННОГО ДОХОДА ПО α – УРОВНЯМ ПО УЧАСТКАМ НЕДР

α -уровень	$D_t * M_{неф}$		r		ЧДД	
	Нижняя граница	Верхняя граница	Нижняя граница	Верхняя граница	Нижняя граница	Верхняя граница
Первый участок недр						
0	12 420	18 575	14	16	6 879	70 774
0,25	13 429	18 045	14,25	15,75	15 921	63 925
0,5	14 437	17 514	14,5	15,5	25 190	57 262
0,75	15 446	16 984	14,75	15,25	34 698	50 775
1	16 454	16 454	15	15	44 455	44 455
Второй участок недр						
0	2 250	2 798	14	16	28	7 844
0,25	2 315	2 726	14,25	15,75	921	6 772
0,5	2 380	2 654	14,5	15,5	1 828	5 723
0,75	2 445	2 582	14,75	15,25	2 750	4 695
1	2 510	2 510	15	15	3 687	3 687

Реконструируем нечеткое число $ЧДД$ путем аппроксимации его функции принадлежности $\mu_{ЧДД}$ ломаной кривой по интервальным точкам.

Графическое изображение диапазона колебаний чистого дисконтированного дохода по первому участку недр представлено на рис. 1.

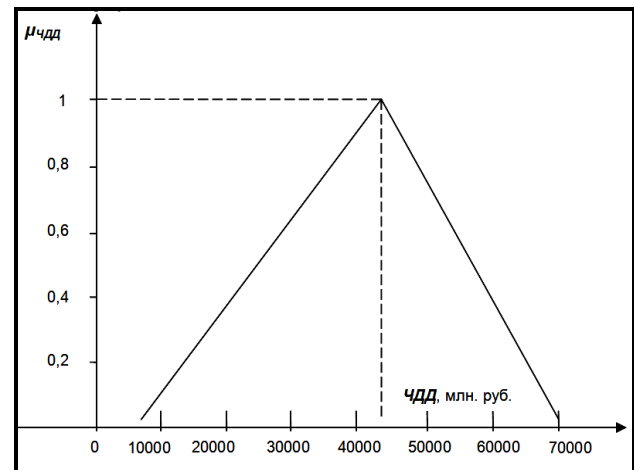


Рис. 1. Графическое изображение диапазона колебаний чистого дисконтированного дохода по первому месторождению

Разработанная методика вероятностной экономической оценки объектов лицензирования позволит в условиях наличия неопределенности входных геологических и экономических параметров объектов недропользования установить минимальную и

максимальную границы размера стартовых платежей за право пользования участками недр.

Так, при нижней границе чистого дисконтированного дохода, установленной по анализируемому первому участку недр на уровне 6 879 млн. руб., величина стартового размера платежа за пользование недрами составит 5 503,2 млн. руб., что можно принять за минимальный стартовый размер разовых платежей за пользование недрами. При верхней границе чистого дисконтированного дохода, установленной по анализируемому первому участку недр на уровне 70 774 млн. руб. величина стартового размера платежа за пользование недрами составит 56 620 млн. руб., что можно принять тот максимальный уровень, который может предложить недропользователь в случае изменения рыночной конъюнктуры на рынке недр.

Литература

1. Герт А.А. и др. Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр [Текст] / А.А. Герт, Н.А. Супрунчик, О.Г. Немова, К.Н. Кузьмина. – М. : Геоинформмарк, 2010. – 195 с.
2. Гудков С.В. Правовое обеспечение государственного регулирования недропользования [Текст] : автореф. дисс. ... канд. юрид. наук : 12.00.06 / С.В. Гудков. – М., 2005. – 32 с.
3. Количественные методы в экономических исследованиях [Текст] / под ред. М.В. Грачевой и др. – М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2004. – 791 с.
4. Кофман А. Введение теории нечетких множеств в управлении предприятиями [Текст] : пер. с исп. / А. Кофсан, Х. Хил Алуха. – Минск : Высшая школа, 1992. – 224 с.
5. Платонов А.М. Применение теории нечетких множеств при оценке эффективности проектов [Текст] / А.М. Платонов, Д.В. Корж. URL: http://www.zulanas.lt/images/adm_source/docs/2Platonov_paperRUS.pdf.

Ключевые слова

Стартовый платеж; объект лицензирования; недропользование; нефтяная маржа; чистый дисконтированный доход; затратно-рентный подход; аукцион; дисконтированная накопленная добыча; индекс рентабельности; нечеткие интервалы.

Лейберт Татьяна Борисовна

Хаджиев М.У.

Халикова Эльвира Анваровна

РЕЦЕНЗИЯ

Необходимость стоимостной оценки участков недр, содержащих запасы углеводородного сырья, отражена в Законе «О недрах», в котором указывается обязательность ее использования в государственном регулировании отношений недропользования. Процедура оценки в Российской Федерации регулируется Законом «Об оценочной деятельности», предусматривающим оценку различных объектов, в том числе и участков недр. В большинстве случаев стоимостная оценка запасов ресурсов участка недр проводится при выставлении его на конкурс или аукцион, при проведении которых стоимость участков может отличаться от первоначально установленной цены.

Поэтому представленная статья, в которой исследуются вопросы вероятностной экономической оценки объектов лицензирования в нефтедобыче, представляется нам весьма актуальной.

Особый научный интерес представляет разработанная автором методика вероятностной экономической оценки объектов лицензирования в нефтедобыче и ее использование в управлении конкурсами и аукционами.

Важной как в научном, так и в практическом плане, представляется разработка алгоритма расчета чистого дисконтированного дохода и определение возможности его использования при определении размера стартового платежа за право пользования участком недр, выставляемого на аукционы.

В статье показана возможность применения теории нечетких множеств в оценке вероятностного диапазона изменений чистого дисконтированного дохода как оценочного показателя для определения стартового платежа за право пользования участками недр.

Заслугой автора является то, что на основе проведенного исследования проведена апробация предложенного подхода на примере двух участков недр, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе.

В представленном на рецензию варианте, статья соответствует требованиям, предъявляемым к подобным изданиям, и может быть рекомендована к опубликованию.

Малышев Ю.М., д.э.н., профессор кафедры экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»