

„ОЧАКВАНАТА ПАРИЧНА СТОЙНОСТ” (ОПС) НА ПРОУЧВАНИЯТА НА НЕФТ И ГАЗ

Юли Радев¹, Йордан Йорданов¹

Минно-геоложки университет “Св. Ив. Рилски”

РЕЗЮМЕ. В методите за икономическа оценка на геологопроучвателните работи и по-специално при търсенето на нефтени и газови залежи се забелязва устойчива тенденция към задълбочен анализ на риска и неговите компоненти, както и на очакваните ползи и загуби от доказването и разработването на петролните находища. Когато тези показатели са описани с вероятностното разпределение, те лесно могат да се обобщят чрез т.нар. очаквана парична стойност (ОПС). Концепцията за ОПС е икономическата разновидност на очакваната стойност от теорията на вероятностите. Приложена като част от техниката „дърво на решението”, тя се използва широко в анализите на инвестиционни проекти, осъществявани в условията на несигурност, в това число и в сферата на проучвания за нефт и газ.

EXPECTED MONETARY VALUE OF PETROLEUM EXPLORATION

Yuli Radev¹, Jordan Jordanov¹

University of Mining and Geology “St. Ivan Rilski”, Sofia 1700, Bulgaria

ABSTRACT. In the methods for economic assessment of geological exploration including petroleum exploration we notice a long term trend to in deep analysis of risk and its components as well as appraisal of benefit and cost from finding and development of petroleum reserves. If these factors are described through the probability distribution they can be easily generalized with the concept of expected monetary value (EMV). This concept is deviated from the definition of expected value in the theory of the probabilities. Its application as a part from the technique decision tree is widely used in feasibility analysis of investment projects realized in conditions of uncertainty, inherent for the geological controls during the exploration works.

Въведение

В методите за икономическа оценка на геологопроучвателните работи и по-специално при търсенето на нефтени и газови залежи се забелязва устойчива тенденция към задълбочен анализ на риска и неговите компоненти, както и на очакваните ползи и загуби от доказването и разработването на петролните находища. Когато тези показатели са описани с вероятностното разпределение, те лесно могат да се обобщят чрез т.нар. очаквана парична стойност (ОПС). Концепцията за ОПС е икономическата разновидност на очакваната стойност от теорията на вероятностите. Приложена като част от техниката „дърво на решението”, тя намира все по-широко приложение в анализите на инвестиционни проекти, осъществявани в условията на несигурност, в това число и в сферата на геоложките проучвания. Освен ключовата роля, която концепцията придобива в стратегическото планиране на проучвателните компании, тя се използва и в разработването на националната политика в областта на нормативното производство и реално оценяване на въглеводородния потенциал на континенталната и акваториална зона на България. На базата на ОПС държавната администрация обосновава може да предприеме действия за стимулиране на проучвателния процес при балансирано споделяне на риска с компаниите, придобили права за търсене и проучване в отделни блокове.

Целта на настоящия доклад е да представи практическа реализация на концепцията за очакваната парична стойност (ОПС) в проучванията за нефт и газ върху конкретен обект, като и на приложението ѝ в избора на инвестиционната политика от специализираните в тази област компании.

Докладът е структуриран в четири раздела. В първия раздел е дефинирана концепцията за ОПС, а във втори раздел е дискутирано разграничаването на понятията риск, несигурност и сигурност, както и на отделните категории риск в петролните проучвания. В трети раздел е описана методика за пресмятане на геоложките и извлекаеми запаси от въглеводороди, а в четвъртия е изчислена ОПС за предполагаема (хипотетична) петролна зона в Севернобългарското издигане, с актуализирани данни от Jordanov et al. /2006/. Участието на авторите е както следва: първи раздел е подготвен от Ю. Радев, втори и трети раздел от Й. Йорданов, а останалият текст е подготвен от двамата автори.

1. Дефиниция и същност на концепцията за очаквана парична стойност

Анализът на решението за инвестиране на средства с цел проверка на нефтогазоносния потенциал на даден район, който трябва да обоснове вземането на решение да се сондира или не, може да се извърши посредством вероятностно разпределение, определено на базата на

обективни обстоятелства, чрез субективната преценка на експертен екип, или посредством симулации /Бранкова и Златанов, 2003 и др./.

Обективните обстоятелства в геоложката дейност са с висока степен на неопределеност, а субективната преценка обикновено е “изместена”, тъй като в природата на човек е да взема решения в полза на собствените си професионални интереси. Затова най-често се предприема обективизиране, т.е. симулиране на вероятностното разпределение (обикновено с техниката Монте Карло).

Концепцията за очакваната парична стойност (на руски ожидаемая денежная стоимость, на английски – expected monetary value) е разработена през 19 век, но едва през 1980-те години навлиза трайно в нефтопроучвателната практика /Rose, 1987;2007/. Ако прием че оценката на всеки инвестиционен проект е неговата нетна осъвременена стойност (НОС) /Радев, 2007 и др./, накратко ОПС може да се представи посредством вероятностно разпределение на успешното и неуспешното реализиране на проекта, в което:

- НОС_у и р_у са съответно нетната осъвременена стойност и вероятността за успешно реализиране на инвестиционния проект;

- НОС_н и р_н са нетната осъвременена стойност и вероятността при неуспех на инвестиционния проект.

С тези означения ОПС се изчислява по следния начин:

$$\text{ОПС} = (\text{НОС}_у \cdot p_u) - (\text{НОС}_н \cdot p_n), \quad (1)$$

където сумата от вероятността за успех (р_у) и вероятността за неуспех (р_н) е равна на единица (р_у + р_н = 1).

Ще уточним, че в литературата резултатът при неуспех на инвестиционния проект се нарича още рисков капитал или проучвателни разходи, тъй като представлява инвестирани средства, които носят допълнителна информация и които рискуваме да загубим.

Решението да се сондира или не, е добра илюстрация на същността на ОПС. Примерът по-долу (табл.1) демонстрира изчисляването на ОПС с конкретни числени стойности.

ПРИМЕР: Ако от дадено находище се очакват запаси за 110 млн. щ.д. , а сондажът и предварителните работи се оценяват на 30 млн. щ.д. , то при съответните вероятности за успех и неуспех, ОПС има положителна стойност и може да се съпоставя с ОПС за други обекти.

Таблица 1. Изчисляване на ОПС

Възможен резултат	НОС (млн. щ.д)	Вероятност	ОПС
Полза	110	30 %	33
Сух сондаж	30	70 %	-21
Резултат:			+ 12

Нетната осъвременена стойност при успех на даден проект, т.е. сондиране, съпроводено с откриването на запаси, е дисконтираната (осъвременена) стойност на бъдещото производство, т.е. действителната печалба, която ще бъде реализирана от доказаните петролни запаси. Важен аспект на тази оценка е коефициентът на дисконтиране. По правило той отразява конюнктурата на пазара и корпоративната стратегия на оператора, но въпросът с неговата темпорална динамика остава открит. Практиката на опериращите в енергийния сектор на България компании показва, че те използват стойност на коефициента, равна или по-голяма от 16 %.

Нетната осъвременена стойност при неуспех (рисковият капитал) е загубата от проекта или сумата от разходите при сух сондаж. Най-общо тази сума обобщава разходите преди, по време на сондиране и през т.нар. следсондажен период на възстановяване на терена. Тук се включват разходите, свързани с обработката на наличната геоложка информация, провеждането на нови геофизични и други полеви и камерални работи, дейности, предхождащи същинския сондажен процес (сервитут, пътна инфраструктура, ОВОС, изграждане на обслужващи обекти), сондажните работи, държавните вземания под форма на всякакви такси, ангажиментите, приети в задължителната програма на компанията и други непредвидени плащания.

Вероятността за успех се претегля с техниките за оценка на риска, разгледани по-подробно в следващия раздел на работата.

Дефинирана по този начин, ОПС представлява инструмент за даване на среднопретеглена оценка (стойност, ценност) на всяка алтернативна възможност. Произведението на печалбата от вероятните въглеводородни запаси и вероятността, с която те съществуват (т.е. оценката на геоложкия риск), представлява количествена оценка на очакваната рентабилност на инвестиционния проект. Докато при недоказани запаси, производението от извършените разходи и съответната вероятност, е оценка на очакваните загуби за компанията, осъществяваща проекта. Особено важно е да се отбележи, че положителната стойност на ОПС в разглеждан конкретен проект не означава някаква фиксирана оценка на инвестиционната активност на компанията. Компанията може да инвестира в няколко проучвателни сондажа, като крайният икономически резултат е сума от резултатите за всички сондажи.

2.Риск, сигурност и несигурност (неопределеност) в петролните проучвания

Понятията риск, сигурност и неопределеност са присъщи на геологопроучвателния процес. Те са взаимно свързани, а риск и неопределеност често се употребяват като взаимозаменяеми в ежедневноата практика. Подобна

употреба не отразява реалната им същност, което е причина да представим позицията си по тези понятия.

Известно е че търсенето и проучването на петролни находища е класически пример за рискова дейност. Основният източник на неопределеност идва от съвкупността от поредица геоложки и негеоложки фактори, които на практика не могат да бъдат оценени с единична крайна стойност. В този смисъл е налице неопределеност, която отразява множеството крайни възможни решения (изходи) – сух сондаж, слабопродуктивен резервоар, ненадежден екран, неравномерно разпределена пукнатинна мрежа и др. Те от своя страна представляват събития, които се описват с вероятността да се случат. Тази вероятностна концепция за крайните решения обхваща интервала на възможните изходи и се явява ключова за риска. В този смисъл рискът е количествена оценка на неопределеността. От тази дефиниция се извежда и шансът за успех с израза:

$$\text{шанс} = 1 - \text{рисковата стойност.}$$

В литературата по теория и анализ на риска са предложени изключително обширно множество разработки за типовете риск в различни области на стопанския и нестопанския сектор. Интерес от гледна точка на петролните проучвания е декомпозицията на риска, обвързана с процеса на търсене, проучване, разработка и експлоатация на петролни находища като етапи (фази) от един цялостен инвестиционен бизнес процес. Формално в хода на подобна инвестиция могат да се разграничат три типа неопределеност (несигурност):

- Неопределеност дали съществува акумулация (риск от сух търсещ сондаж);
- Неопределеност в размера на акумулацията при успешен сондаж;
- Неопределеност в бъдещия продуктивен профил на откритието.

Посочените неопределености, тяхната важност и вътрешна структура също са обсъждани в множество публикации. Най-подходяща според авторите е модифицираната от нас схема на F. A. Carb /1988/. Тя представя риска в две основни области: в процеса на търсене и проучване и в процеса на разработката и експлоатацията (таблица 2). Подобна схема намираме и в една от

последните монографии на руски език /Ампилов и Герт, 2006/, където цитираните специалисти определят инвестиционният риск като съвкупност от геоложки, технически и икономически (стр.181, фиг.6.1). Предмет на настоящата работа е само рискът, който възниква в процеса на търсене и проучване и има непосредствено отношение към ОПС на етапа преди търсещото сондиране, известно в англезичната литература като “wild cat drilling”.

Геоложкият риск при петролните проучвания

Съвременната методология за оценка на въглеводородния потенциал на перспективни територии се базира на елементите на петролно-системния подход, развит през 70те години на миналия век /Maggon, L.B., and W.G.Dow, 1994 и др./ и възприет като стандарт в днешната търсещо проучвателна практика / USGS, 2000 и др./.

Елементите на този подход са носители на вътрешно присъща неопределеност и в този смисъл се явяват рискоопределящи. За тяхната характеристика се предпочитат техниките на вероятностния анализ, вместо детерминистичния подход /Rose, 2007 и др./.

Процедурата по определяне на интервала на изменение на основните рискоопределящи фактори за петролни зони (блокове, територии) е различна от тази за конкретни структури. В първия случай най-често се задава въпроса има или няма благоприятни условия за съществуване на реална («работеща») петролна зона (в контекста на понятието petroleum play), която да съдържа поне едно находище с размери по-големи от даден критичен минимум. Във втория случай въпросът се дефинира така: налице ли са условията и доколко те са благоприятни за формиране на петролен залеж, с размер по-голям от определен икономически обоснован минимум. Тази постановка определя и характера на вероятността: в първия случай тя се отнася към регионалната (обща, маргинална), докато във втория случай тя се явява относителна, т.е. налице са общите условия и се определя каква е вероятността те да са благоприятни в определена точка. На тази основа се дефинира и съответният риск: риск за присъствие на петролна зона (регионални рискови фактори) и риск за присъствие на продуктивна структура (условни рискови фактори).

Таблица 2. Схема на типовете риск в хода на откриване, разработка и експлоатация на петролно(и) находище

Типове риск в етапите на реализацията на даден проект за търсене и усвояване на петролно(и) находища По Forest Carb /1988/ с изменения				
Етап на търсене и проучване		Етап на разработка		
Риск при търсенето и проучването (геоложки риск)		Технически Риск	Икономически риск	Политически риск
Риск за присъствието (съществуването) на петролна зона (petroleum play)	Риск за присъствието (съществуването) на продуктивна структура (petroleum field)			
Обект на анализ в Настоящата Работа				

Риск за присъствието (съществуването) на петролна зона (petroleum play)

Маргиналният риск се отъждествява с оценка на регионалната обстановка и по-конкретно с оценката на рисковите фактори, които са критични за процеса на генериране, мигриране, локализация и съхраняване на петролни продукти в регионален план. Водещо начало е принципната позиция, че една петролна зона е „работеща“ при условие, че съдържа поне едно находище с размери по-големи от критичния минимум. В този смисъл трябва да се даде отговор на въпроса: има ли и доколко са подходящи стойностите на критичните фактори за да се формира поне едно находище. Оценени като необходимия минимум, тези критични фактори ще очертаят регионалния шанс за присъствие на петролна зона.

В литературата са описани множество варианти на зоновите рискови фактори (или групи фактори) /White, 1993; USGS, 2000 et al./ без да е налице определено предпочитание. По-често се наблюдава корпоративен избор, разработен и изведен по данни за определен тип басейн (басейни). Анализът на данните на цитираните автори показва, че независимо от различията, е налице общ стремеж към оценка на:

- развитието на резервоарни фациеси;
- развитието на нерезервоарни фациеси;
- развитието на капанни структури от различен морфогенетичен тип;
- развитието и протичането на процеси на генерация и локализация на въглеводородни продукти

В настоящата работа сме възприели зоновите рискови фактори да бъдат обособени в три групи, отразяващи критичността по отношение на: вместващата среда, нефтомайчините скали и съхраняването на локализираните продукти, при запазване на техния независим характер (таблица 3 в края на работата).

В приложения към работата пример е илюстрирана процедурата по остойностяване на групите показатели и е пресметнат крайния шанс на разглежданата петролна зона. На практика той представлява произведение от вероятностите за адекватност на критичните фактори, количествено отразен като част от единицата. Тази стойност е заложена при пресмятане на ОПС и анализа за корпоративно поведение при предстоящи търсещи работи в даден регион.

Риск за присъствието (съществуването) на продуктивна структура (petroleum field)

В практиката са познати два подхода за дефиниране на рисковите фактори за конкретна структура - теоретичен и практико-аналитичен. Първият се базира върху системно-петролният модел за образуването на нефтени и газови акумулации. Съгласно този модел основните процеси, които обуславят формирането на акумулация са: генерация, миграция, капаниране и съхраняване на локализираните въглеводороди. От тези позиции се извеждат и основните критични фактори, които в случая са и рискоопределящи / White, D.A., H.M. Gehman, 1978; White, D., 1993; Jordanov et al., 2006 и др./ Вероятността за

тяхната адекватност е символизирана с „P” и съответната абревиатура, както следва:

- Присъствие и характеристика на резервоари (Pr);
- Присъствие и характеристика на нефтомайчините скали (Psr);
- Присъствие и характеристика на капана, екрана и времевото съгласуване (Pt&s);
- Съхраняване на локализираните продукти (Ppr).

Важна особеност е, че всеки от посочените фактори е независим, което позволява да се прилага правилото за веротност при едновременно протичащи независими събития. Съгласно това правило претеглената вероятност (Ps) е произведение от отделните вероятности:

$$P_s = Pr \cdot Psr \cdot Pt \cdot s \cdot Ppr \quad (2)$$

Присвоявайки стойности в интервала „0 – 1” на посочените критични фактори за перспективна структура се пресмята крайната претеглена вероятност, която се използва в изчислителните процедури за определяне на ОПС.

Вторият подход, който може да се определи като прагматичен, извежда рисковите фактори въз основа на конкретните резултати от неуспешно сондиране. В зависимост от анализа на причините се търси и отговора на въпроса – кой фактор е критичен за негативния резултат. За по-голяма конкретност ще приведем резултатите от изследванията на П. Боков и кол. /1989/, които заключават, че в 22 от изследваните площи негативните резултати идват от непотвърден капан и от отсъствие на резервоар. Само в един случай е констатирано отсъствие на генериращи скали (Кривненска площ, стр.5, табл.1). Тези данни са в съгласие с възприетия от авторите модел на рисковите фактори, изведен от петролно-системния подход, което ни дава основание да го предложим на практикуващите компании при определяне на ОПС за конкретна структура. Опитът от неговото приложение върху продуктивна площ от Северна България показва добра съпоставимост с реалните данни от експлоатацията на находището /Jordanov et al., 2006/.

4. Принципи при пресмятане на геоложките и извлекаеми (продаваеми) количества нефт и/или газ.

Съвременната петролно-геоложка практика прилага множество методи за оценка на геоложките и извлекаеми запаси (White and Gehnman, 1978; Baker et al., 1984, White, 1993; USGS, 2000; Jordanov et al., 2006, Контарович и др., 1988, Трофимук, 1989 и др.). Изборът на метод зависи преди всичко от степента на изученост на съответната територия и с нарастване на представите се намалява и неопределеността на крайните резултати. Към настоящия момент територията на България е изучена в степен, която позволява използването на методи, базирани повече на геоложки дадености, отколкото на чисто статистическа аналогия. Подходящ за тази цел е вероятностния подход, който оперира с данните за разпределението на броя на перспективните структури и разпределението на размерите на локализираните въглеводороди в тях /Baker et al., 1984; White, 1993; USGS, 2000; Jordanov et al., 2006/. Този подход отразява в по-добра степен вътрешно

присъщата неопределеност на оценъчните показатели, което е причина за неговото предпочитание пред детерминистичните изчислителни техники /Rose, 2007/.

В най-общ вид възприетата методика за пресмятането на геоложките запаси се свежда до произведението на параметри изведени от:

- Вероятностното разпределение на броя на потенциалните капанни структури;
- Вероятностното разпределение на размерите на потенциалните находища, въведено като база данни от практиката в съответния район;
- Коефициент за благоприятно съчетание на критичните фактори в една площ (в контекста на понятието success ratio) /Jordanov et al., 2006/.

Последният множител се въвежда в случаите, когато броят на капанните структури в оценяваната площ е ограничен. Широко известно е, че дори и в най-продуктивните петролни зони съществуват сухи структури, което е резултат от присъщата вътрешна неопределеност на критичните фактори, които най-често показват нееднородно развитие в обхвата на зоната. Този проблем се решава с въвеждане на коефициент за успешно наслагване на критичните фактори в един обект (коефициент на наслагване или успеваемост, еквивалент на английският термин success ratio) /Jordanov et al., 2006/.

5. Пресмятане на ОПС за конкретен обект (предполагаема петролна зона в района на Северобългарското издигане)

Разглежданата зона е част от Северна България, разположена в пределите на Северобългарското издигане, фиксирано главно по валанжинския структурен план /Атанасов, 1973 и др./ (фиг.1). Структурно тази единица представлява блоково разломен участък, в който палеозойски последователности се разкриват на малка дълбочина – по-малко от 2000 м. Разрезът е представен главно от горноюрско-долнокредни карбонати, които покриват различни по възраст скали, но най-често подложката принадлежи към различно денивелирани блокове на палеозоя. Очаква се основните нефтомайчини скали да са привързани към теригения карбон (главно визе и намюр), с присъствие на въглищни прослойки и пластове. В тази част от разреза са установени и нефтопроявления, което е дало основание кластичната част от карбона да се приеме като основно генериращо тяло. Възможно е също силурските „черни шисти“ да са генерирали въглеводороди, но органиката в тях е високо метаморфозирана, което ги прави второстепенен обект. Възможните резервоари се очакват в пясъчниковите и алевролитови пластове на карбона, а също и карбонатната част на долния карбон (турне-визе) /Янев и др., 1991/. Известно е, че тази част от разреза е въвлечена в процеси, довели до различни по мащаб деформации с последващ размив, с вероятно формиране на окарстени ерозионни постройки или друг тип вместващи тела сред карбонатния палеозой.

В резултат на проведените проучвания се предполага развитието на капанни структури, главно от структурен тип (фиг. 1). По данни от фондови материали към момента са описани 17 обекта. Допускаме също да се установят и

неизвестни засега стратиграфски капани. На настоящия етап е трудно да се прогнозира техният брой, но по аналогия с данните за Ц.С.България /Georgiev, 1996/ се очаква те да бъдат не по-малко от 50 % от структурните. В пресмятанията сме заложили 10 възможни стратиграфски капана. При калкулиране на ОПС е възприето разпределението на потенциалните находища, като част от общия брой капанни структури, да се зададе с триъгълното разпределение /White, 1993 и др./, с характерните за него: минимум, очаквана и максимална стойност. Минималната стойност по дефиниция е 1 находище; очакваният брой са 3 и максимум - 5.

Определени трудности и произтичащи от това неопределености, са налице при обосноваване на очакваното фазово състояние на локализираните въглеводородни продукти. Най-вероятно е карбонският разрез да бъде доминиращо газопроизводящ, докато теригенната част на девона и преддевонските скали да са нефто- и газогенериращи. На този етап липсват данни за обоснован избор, което е причина формално да процедираме с нефтен еквивалент. Принципно това ограничение не променя по същество оценката на ОПС, което всъщност е по-важната цел на авторите. По подобен начин разпределението на размерите на потенциалните находища е въведено с триъгълното разпределение, като за минимална критична стойност е прието 1 милиона барела (159000 куб. метра), ; за очаквана - 16 милиона барела и максимална – 45 милиона барела. При пресмятанията за извлекаемостта на запасите е използван също вероятностен подход, като въведените данни за коефициента на извлекаемост са: 0.1, 0.25 и 0.50.

За пресмятане на риска са използвани посочените по-горе три групи показатели, оценени по данни от проучванията в района. Шансът за съществуване в зоната на поне едно находище с размери по-големи от критичните е оценен на 0.13 или крайният оценен риск за зоната съставлява – 0.87 (1- стойността на шанса) (табл.3).

По описаната по-горе процедура крайният обем на очакваните извлекаеми количества е представен с вероятностна крива в диапазона 5.7 – 33.5 милиона барела, което съответствува на 10% и на 90 % от кумулативната вероятностна крива (фиг.1). При оценка на капиталовата стойност на запасите сме заложили цена от 65 щатски долара за барел. Така при извлекаеми запаси от 15 милиона барела (медианна стойност), ще се реализира приход от 975 милиона щатски долара. Както посочихме по-горе вероятността за успех на този проект е 0.13, а рискът от сух сондаж е 87% или 0.87. За доказване на потенциала на зоната следва да бъдат тествани предполагаемите капанни структури (общо 27), които се очаква да залягат на дълбочина между 2500 и 4000 м. Стойността на подготвителните и сондажни работи за точка оценяваме средно на 5 милиона щатски долара. Съгласно уравнение (1), ОПС, пресметната за простота без дисконтиране на паричните потоци, съставлява:

$$\text{ОПС} = (975 \cdot 10^6 \cdot 0.13) - (27 \cdot 5000000 \cdot 0.87) = 14.7 \text{ милиона долара}$$

Получената положителна стойност за ОПС може да се оцени като приемлива за провеждане на търсещи работи в района на Северобългарското издигане, но твърде високия

риск за съществуването на зоната изисква по-скоро инвестиране в предварителни работи за изясняване на поведението на критичните фактори, с оглед редуциране на риска. Ако резултатът от тях доведе до шанс за зоната по-голям от 0.35-0.45, тогава са налице условия за

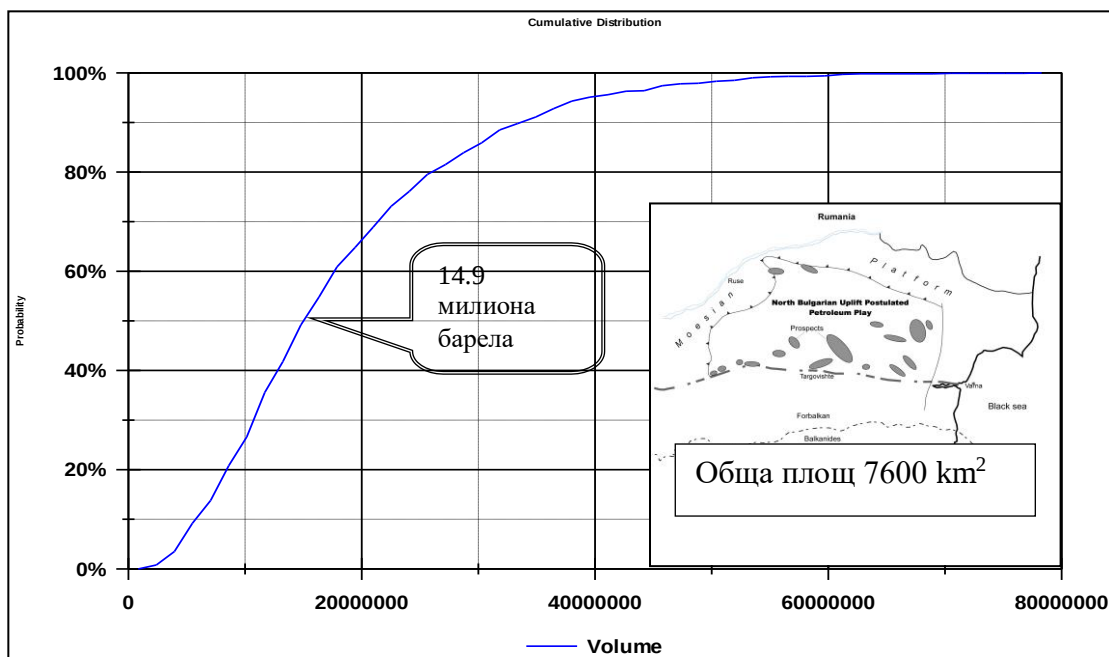
икономическа привлекателност на търсещо-проучвателните работи. Това принципно е и препоръката на авторите в случай на проявен интерес към този участък от С. България.

Таблица 3. Групи критични фактори при оценка на риска за присъствие на петролна зона (в контекста на понятието *petroleum play*) и съответния шанс за адекватност на разреза от Северобългарското издигане

Групи критични фактори				
Групи	Подгрупи			
	Буквен символ	Описание	Шанс	
<u>Група А</u> Оценка на вместващата среда (резервоар, капан, екран)	A1	Има ли развитие на резервоарни фациеси и дали те имат достатъчно площно развитие и дебелина, за да вместят поне една акумулация над критичния минимум?	0.75	0.13
	A2	Доколко сеизмичната информация позволява разпознаването на стратиграфски и структурни капанни конфигурации и доколко те имат достатъчна амплитуда за да съдържат поне едно надкритично натрупване?	0.60	
	A3	Има ли изолиращи тела в разреза и доколко те имат регионален характер?	0.75	
<u>Група В</u> Оценка за протичане на генерационни и локализационни процеси	B1	Има ли нефтомайчини скали, както и преки или косвени признаци за протекло образуване на петрол?	0.75	
	B2	Има ли предпоставки за миграция и локализация?	1.0	
<u>Група С</u> Оценка за процеси които да доведат до разрушаване на локализации	C1	Има ли събития, които да са довели до зонално преустройство и в крайна сметка до разрушаване на локализации, (термично прегряване, биодегradация, разхерметизиране)?	0.5	

Таблица 4. Изходни данни при пресмятане на извлекаемите запаси от предполагаемата (хипотетична) петролна зона в района на Северобългарското издигане, в чийто предели са разпознати: 17 структурни и 10 стратиграфски капана (общо 27)

Входящи параметри и техните стойности			
Оценъчни параметри	Въведени стойности за:		
	Критичен минимум	Очаквана средна стойност	Максимум
Вероятностно разпределение на броя на предполагаемите открития	1	3	7
Вероятностно разпределение на размера на откритията	2 милиона барела	22 милиона барела	63 милиона барела
Вероятностно разпределение на коефициента на извлекаемост	0.1	0.25	0.50
Извлекаеми количества: 10 % - 5 730 027 барела; 90 % - 33 572 084 барела; Медианна стойност: 14 997 921 барела (съгласно комулативната крива, фиг.1)			



Фиг. 1. Разпределение на очакваните извлекаеми количества в барели

6. Заключение

Намаляването на средния размер на петролните находища, високата летливост на цените на нефта и природния газ, както и неизвестността свързана с цените на придобиването на правата на добив, стана причина мениджъри и анализатори да използват подходящо избран набор от оценъчни инструменти. Освен добре познатите и често използвани постановки за нетната осъвременена стойност и симулацията Монте Карло, в този доклад е обоснована концепцията за очакваната парична стойност. Накратко, когато избираме между няколко взаимноизключващи се алтернативи, *ceteris paribus*, предпочитанията са за тази с най-висока положителна очаквана парична стойност. И въпреки че най-лесният начин за представяне на концепцията е изборът да се добива на базата на наличната информация или да се придобие допълнителна геоложка информация, най-често инвестиционното решение е верига от взаимносвързани разклонения (дърво на решението) на бъдещи алтернативни решения.

Като допълнителен инструмент към до тук споменатите, с който да се прецизира оценката на инвестиционни проекти, авторите предлагат използването на една печелеща все по-голяма популярност техника, т.нар. модел на реалните възможности. С тази техника може да се измерва и включва в крайната оценка гъвкавостта на мениджърите, която от своя страна е функция на клаузите на договорите за добив.

Литература

- Ампилов, Ю.П., А.А.Герм. 2006. *Економическа геология. Геоинформмарк*, Москва, 329 стр.
- Атанасов, Ант. 1973. *Закономерности в строежа и нефтогазоносността на Сев. България. I част*. Сп. БГД, XXXIV, кн.3, 247-272.
- Боков, П., Й.Владов, Р.Огнянов. 1989. Ролята на структурно-тектонските условия и резервоарните скали върху резултатите от търсещото сондиране за нефт и газ в Северна България. *Нефтена и въглищна геология*, 26, 3-11.
- Конторович, А.Э., Л.М.Бурштейн, Г.С.Гуревич и др. 1988. *Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов*. Москва, Недра, 223 стр.
- Бранкова, Б., П. Златанов. 2003. Анализ на риска при икономическа оценка на минните инвестиции", Год. на МГУ, т.46, св. IV, стр. 35-39.
- Радев, Ю. 2007. *Икономика и управление на минералните и енергийните ресурси*, Издателска къща "Св. Ив. Рилски", 189 стр.
- Трофимук, А.А. 1989. Оценка прогнозных ресурсов нефти в свете учения академика И.М.Губкина. Сб. Н. Трудов., Новосибирск, Наука, Сиб. Отделение, 72 pp.
- Янев, Сл., Г.Радев, В.Горшков, А.Василева, И.Монахв. 1991. Литоложки особености и предпоставки за търсене на нефт и газ в младопалеозойските седименти от Сев. България. *Нефтена и въглищна геология*, 27, 42-51.
- Baker, R.A., H.M.Gehman, W.R.James, D.A.White. 1984. *Geological Field Number and Size Assessment of Oil and Gas Plays*. AAPG Bull., v.68, 4(April), 426-437 pp
- Carb, F.A. 1988. Assessing risk in estimating hydrocarbon reserves and in evaluating hydrocarbon-producing properties, JPT vol.40, 6, June, 765-778.
- Georgiev, G. 1996. Outlook on the petroleum exploration and production of Bulgaria. *Геология и мин. ресурси*, 7, 3-8.
- Jordanov, J.I. Darakchiev, V. Belogushev. 2006. Oil and Gas Resource Assessment Methodologies: Implementation in National Balance Estimation and Company's Exploration Policy. Год. на МГУ, т.49, св. I *Геология и геофизика*, 103-111.
- Maggon, L.B., and W.G.Dow. 1994. The Petroleum system, in: *The petroleum system from source to trap*, AAPG Memoir 60, pp 3-24.

Rose, P. 1987. Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration: How Can We Improve? AAPG, v.71,1 (January), 1-16 pp.
Rose, P. 2007. Measuring what we think we have found: Advantages of probabilistic over deterministic methods for estimating oil and gas reserves and resources in exploration and production. AAPG Bull., v.91, N 1, pp. 21-29.

USGS, 2000. World Petroleum Assessment-2000-description and results.
White, D. 1993. Geologic Risking Guide for Prospect and Plays. AAPG Bull., v.77,12 (December), pp.2048-2061.
White, D.A., H.M. Gehman. 1978. Methods of Estimating Oil and Gas resources. AAPG Bull., v.63, 12, 2183-2192.

Препоръчана за публикуване от Редакционна колегия