

46480

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

PETROL VE GAZ YATIRIMLARININ MONTE CARLO

SİMÜLASYONU İLE DEĞERLENDİRİLMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Petrol Müh. Ebru N. Alpkaya

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 12 Haziran 1995

Tezin Savunulduğu Tarih : 3 Temmuz 1995

**Tez Danışmanı
Diğer Jüri Üyeleri**

**: Öğr. Gör. Umran Serpen
:Yrd.Doç.Dr. Hakan Alkan
:Yrd.Doç.Dr.Murat Zeybek**

**F.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ**

Temmuz 1995

ÖNSÖZ

Bu çalışmada, petrol ve gaz yatırımlarının ekonomik risk analizini yapan bir bilgisayar programı geliştirilmiştir. Bu konu ile ilgili gelecekte yapılacak çalışmalara yardımcı olacağına inandığım çalışmamda değerli yardımlarını benden esirgemeyen başta danışmanım Umran Serpen olmak üzere İ.T.Ü Petrol Mühendisliği'ndeki hocalarıma, araştırma görevlisi arkadaşlarıma ve aileme sonsuz teşekkürler...

12 Haziran 1995

Ebru Neriman Alpkaya



İÇİNDEKİLER	Sayfa No
KISALTMALAR	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
TABLO LİSTESİ	ix
ÖZET	x
SUMMARY	xi
 BÖLÜM 1 GİRİŞ	 1
 BÖLÜM 2 LİTERATÜR ÇALIŞMASI	 2
 BÖLÜM 3 OLASILIK TEOREMLERİ VE STANDARD DAĞILIMLAR	 13
3.1 Temel Olasılık Teoremleri	13
3.2 Olasılık-Dağılım İlişkisi	15
3.2.1. Göreli Frekans Dağılımları	18
3.2.2. Kümülatif Frekans Dağılımları	18
3.2.3. Dağılımların Parametreleri	18
3.3 Standard Dağılım Tipleri	21
3.3.1. Normal Dağılım	22
3.3.2. Lognormal Dağılım	23
3.3.3. Düzgün Dağılım.....	23
3.3.4. Üçgen Dağılım	26
3.4 Uyum Testi (Goodness of Fit -Test).....	29
 BÖLÜM 4 MONTE CARLO ÖRNEKLEME YÖNTEMİ (MCÖY)	 30
4.1 MCÖY 'nin Hidrokarbon Rezervuarlarında Kullanımı	30
4.2 Rastgele Sayılar	31
4.3 Varyans Azaltımı Yöntemi (VAY).....	31
4.4 Model Değişkenlerinin İncelenmesi	34
4.4.1. Değişkenlerin Belirlenmesi	34
4.4.2. Analiz Modelinin Belirlenmesi	35
4.4.3. Değişkenlerin Gruplara Ayrılması	35
4.4.4. Bilinmeyen ve Rastgele Değişkenlerin Dağılımlarının Belirlenmesi	36
4.4.5. Simülasyon Adımlarının Oluşturulması	36
4.4.6. Beklenen Değerin (EV) Hesaplanması	46

BÖLÜM 5	MCÖY İLE PETROL VE GAZ REZERVUARLARININ RİSK ANALİZİ	47
5.1.	Modelin Tanımlanması.....	47
5.1.1.	Havza Analiz Modeli	47
5.1.2.	Kuyu Logları Modeli	47
5.1.3.	Petrol ve Gaz Rezervuarlarının Ekonomik Risk Analizi Modeli.....	47
5.2.	Havza Analizi Modeli ile Risk ve Belirsizliğin Değerlendirilmesi	48
5.3.	Logların Monte Carlo Simülasyonu ile Değerlendirilmesi	50
5.4.	Petrol ve Gaz Sahalarının Ekonomik Risk Analizi	51
5.4.1.	Rezerv Hesaplamaları	51
5.4.1.1	Petrol Rezervleri	51
5.4.1.2	Gaz Rezervleri.....	52
5.4.1.2.1	Hacimsel Yöntem ile Gaz Rezervlerinin Hesaplanması..	52
5.4.2.	Üretim Faktörü için Yaklaşımlar	52
5.4.3.	Gaz Rezervlerinin Güven Seviyelerine Göre Ekonomik Analizi.....	53
5.4.4.	Üretim Programının Belirlenmesi	55
5.4.4.1	Petrol Rezervleri.....	55
5.4.4.2	Gaz Rezervleri.....	55
5.4.4.3	Sahadaki Kuyu Sayısının Saptanmasına İlişkin Yöntemler.....	55
5.4.4.3.1	1. Yöntem	56
5.4.4.3.2	2. Yöntem	56
5.4.4.3.3	3. Yöntem	57
5.4.4.3.4	4. Yöntem	58
5.5.	Maliyet, Gelir ve Karlılık Hesaplamaları	60
5.5.1.	Maliyet Hesaplamaları	60
5.5.2.	Gelir Hesaplamaları	60
5.5.3	Karlılık Hesaplamaları.....	61
BÖLÜM 6	ÇATLAKLI REZERVUARLARIN MCÖY İLE EKONOMİK RİSK ANALİZİ	62
6.1.	Rezerv ve Üretim Debilerinin Tahmini	62
6.2.	Çatlaklı Rezervuarlarda Arps'ın N , q_{ni} ve q_i Parametrelerinin Arasındaki İlişkinin İncelenmesi	63
6.3	Beklenen Değerin (BD) Hesaplanması	63

BÖLÜM 7	UYGULAMALAR	65
7.1.	Uygulama-1 Güneydoğu'da bir petrol sahası için Net Karlılık Dağılımının Elde Edilmesi	65
7.2.	Uygulama-2 Bir Gaz Sahasındaki Net Karlılık Dağılımının Elde Edilmesi	70
7.3.	Uygulama-3 Güneydoğu'da Bir Petrol Sahasının Çatlaklı veya Homojen Bir Rezervuara Sahip Olmasının Sahanın Karlılığına Etkisi	71
BÖLÜM 8	SONUÇLAR	74
KAYNAKLAR		75
EK A	Şekiller	77
EK B	Bilgisayar Programının Listesi	81
ÖZGEÇMİŞ		99

KISALTMALAR:

MCÖY	:Monte Carlo Örnekleme Yöntemi
MCS	:Monte Carlo Simülasyonu
VAY	:Varyans Azaltımı Yöntemi
ERA	:Ekonomik Risk Analizi
BD	:Beklenen Değer
NPV	:Net Şimdiki Değer
BRS	:Bilinen Rastgele Sayılar
KRÇ	:Karşılıklı Rastgele Sayılar
KÇ	:Kontrol Çeşitleri
TSTRD	:Tamamlayıcı Sanal Rastgele Sayı Dizisi



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 2.1. Hesaplanan gözeneklilik değerleri ve olasılık değerlerini gösteren histogram dağılımları.....	4
Şekil 2.2. Hesaplanan F faktörleri ve olasılık değerlerini gösteren histogram dağılımları.....	5
Şekil 2.3. Hesaplanan su doymuşluğu değerlerini ve olasılıklarını gösteren histogram dağılımları.....	5
Şekil 2.4. Belirsizliğin Kar değerine etkisi.....	9
Şekil 2.5. Üretilabilir Rezervlerinin kümülatif olasılık dağılımının MCÖY ile saptanması.....	12
Şekil 3.1. Olasılığın taralı alanlar ile tanımlanması.....	16
Şekil 3.2. Sürekli olasılık dağılımı.....	17
Şekil 3.3. Ayrık olasılık dağılımı.....	17
Şekil 3.4. Normal dağılım	22
Şekil 3.5. Lognormal dağılım.....	23
Şekil 3.6. Düzgün dağılım	24
Şekil 3.7. Düzgün dağılımın alanının hesaplanması.....	24
Şekil 3.8. Düzgün dağılım için kümülatif frekans olasılık grafiği.....	25
Şekil 3.9. Düzgün dağılıma MCÖY'nin uygulanması.....	26
Şekil 3.10. Üçgen dağılım.....	27
Şekil 3.11. Üçgen dağılıma MCÖY'nin uygulanması.....	28
Şekil 4.1. Deterministik, stokastik ve gerçek rezervuar modeli arasındaki ilişki.....	32
Şekil 4.2. Tam bağımsız değişkenler.....	38
Şekil 4.3. Tam bağımlı değişkenler.....	38

Şekil 4.4 Kısmi bağımlı değişkenler.....	39
Şekil 4.5 Kısmi bağımlılık çeşitleri.....	40
Şekil 4.6 x değişkeninin düzgün dağılım fonksiyonuna bağlı olarak y'nin değişimi.....	42
Şekil 5.1 n adet sondajı yapılmamış prospektin bir kısmını gösteren şema (Havza Analiz Modeli).....	48
Şekil 5.2 Rezerv/kuyu ilişkisi için eksponansiyel azalım eğrileri.....	59
Şekil 5.3 IP debisi/kuyu-Üretilebilir rezerv/kuyu ilişkisi(maksimum ve minimum üretim süreleri için).....	59
Şekil 7.1 Kaba yoğunluk , n ve m parametrelerini düzgün dağılım fonksiyonları.....	66
Şekil 7.2 X kuyusu için Gözenekliliğin frekans dağılımı.....	66
Şekil 7.3 X kuyusu için Su doymuşluğunun frekans dağılımı.....	67
Şekil 7.4 X kuyusu için farklı maliyet analizi yöntemlerinin net kar değerleri üzerindeki etkisi.....	68
Şekil 7.5 Farklı petrol satış fiyatlarının net kar değerleri üzerindeki etkisi.....	69
Şekil 7.6 Farklı iskonto oranlarının net kar değerleri üzerindeki etkisi.....	69
Şekil 7.7 Bir Gaz Sahasındaki Net Karlılık Dağılımı.....	71
Şekil 7.8 Çatlaklı ve Homojen Rezervuarlardaki Net Karlılık Dağılımı.....	72
Şekil A.1 Havza Analiz Modelinin Akış Diyagramı.....	78
Şekil A.2 Petrol ve Gaz Ekonomik Risk Analizi Modelinin Akış Diyagramı.....	79
Şekil A.3 Gaz Rezervlerinin Hesaplanmasına İlişkin Akış Diyagramı.....	80

TABLO LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 2.1. Log Hesaplamalarında kullanılan Parametrelerin Aralıkları.....	3
Tablo 2.2. Newendorp'un Risk Analizi Modelinin Temel Kısımları.....	8
Tablo 3.1. Ortalama değer için çeşitli hesaplama yöntemleri.....	20
Tablo 3.2. Standart Sapma Hesaplama yöntemleri.....	21
Tablo 3.3. Üçgen dağılımın kümülatif frekansa çevrilmesi.....	29
Tablo 4.1. Kısmi bağımlı değişkenlerin örneklenmesi.....	45
Tablo 4.2. Kısmi bağımlı değişkenlerin bilgisayar ile örneklenmesi.....	47
Tablo 5.1. Tükenim Tipi Rezervuarlarda yerinde petrol miktarının yüzdesel olarak değerleri Arps [19].....	54
Tablo 7.1. X kuyusuna ait log parametreleri.....	67
Tablo 7.2. X kuyusuna ait veriler.....	70
Tablo 7.3. UYGULAMA-1 için Saha Geliştirme Yöntemlerinin Karşılaştırılması	70
Tablo 7.4. Gaz Sahasındaki Y kuyusu için veriler	70

ÖZET

Yatırım kararının verilmesi, önemli ölçüde riskin göze alınmasını gerektirmektedir. Risk, rezervuar ve ekonomik parametrelerin gelecekte alacakları değerlerdeki belirsizliğin sonucudur. Bu durumda deterministik bir yaklaşım ile parametrelerin sabit bir değer alacağı varsayımı doğru olmayacaktır. Bu nedenle, çalışmada parametreler stokastik olarak değerlendirilmekte ve stokastik bir model oluşturulmaktadır. Stokastik modelde parametreler istatistiksel dağılımlar şeklinde tanımlanmaktadır. İstatistiksel dağılımların birbirleri ile etkileşimleri Monte Carlo Simülasyonu ile sağlanmaktadır.

Çalışmada Stokastik Modelleme ile geliştirilen simülatör, üç temel model içermektedir. Bunlar; Havza Analizi Modeli, Petrol ve Gaz Sahalarının Ekonomik Analiz Modeli ve Kuyu Logları Modeli'dir.

Havza Analizi Modeli, bir havzada anomali gösteren sahaların alan , kalınlık ve üretim faktörlerini kullanarak havzanın rezerv potansiyelini ve karlılığını belirlemektedir. Petrol ve Gaz Sahalarının Ekonomik Analiz Modeli, homojen veya çatlaklı rezervuarlara sahip petrol ve gaz sahalarında karlılık analizi yapmaktadır. Bu model üç bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde üretilebilir rezerv hesaplanmaktadır. İkinci bölümde sahanın geliştirme programı, açılacak kuyu sayısı, kuyuların üretim performansları hesaplanmaktadır. Üçüncü bölümde sahanın kar dağılımı belirlenmektedir. Kuyu Logları Modeli, sahada açılmış kuyuların loglarını kullanarak Monte Carlo Simülasyonu ile gözeneklilik ve su doymuşluğu dağılımlarını elde etmektedir. Saha için rezerv dağılımı belirlenirken bu değerler kullanılmaktadır.

Bu çalışmada geliştirilen simülatör, istenen sonuca göre kullanım esnekliğine sahiptir. Sahada henüz kuyu açılmamış ise birinci ve ikinci model kullanılarak rezerv ve kar dağılımı elde edilebilir. Sahaya ait kuyu logları mevcut ise üçüncü modelden elde edilen gözeneklilik ve su doymuşluğu değerleri ikinci modelde sahanın rezerv tahmini yapılırken kullanılabilir.

SUMMARY

EVALUATION OF OIL AND GAS INVESTMENTS WITH MONTE CARLO SIMULATION

The environment within which decision making takes place can be divided into three parts: certainty, risk and uncertainty. Certainty exists when one can specify exactly what will happen during the period for which the decision is being made. Risk refers to a situation when one can specify a probability distribution over the possible outcomes. Uncertainty refers to the condition when one cannot specify the relative likelihood of the outcome.

People generally are more comfortable when dealing with uncertainty. But most decisions in the petroleum and natural gas industry involve elements of risk and uncertainty.

Decision analysis methods provide more comprehensive ways to evaluate and compare the degree of risk and uncertainty associated with each choice. The net result is that of the decision maker is given a clearer insight of potential profitability and the likelihoods of achieving various levels of profitability than older, less formal methods of investment analysis. Because of rising drilling costs, the need to search for petroleum and natural gas in deeper horizons or in remote areas of the world, increasing government control, etc., most petroleum and natural gas exploration decision makers are no longer satisfied to base decisions on experience, intuition, rules of thumb or similar approaches. Instead, they recognize that better ways to evaluate and compare drilling investment strategies are needed.

In considering the merits of decision analysis it is important to note several distinct advantages that the new approach has over the less formal procedures used in the past.

1. Decision analysis forces a more explicit look at the possible outcomes that could occur if the decision maker accepts a given prospect.
2. Certain techniques of decision analysis provide excellent ways to evaluate the sensitivity of various factors relating to overall worth.
3. Decision analysis provides a means to compare the relative desirability of drilling prospects having varying degrees of risk and uncertainty.

However, decision analysis will not eliminate risk in decision making. Its main utility is to give a better understanding of risk and uncertainty.

Risk and uncertainties in petroleum and natural gas explorations are caused because:

1. Geologist and engineers are not be able to measure or define specific values of factors contributing to overall profit or loss at the time of decision.
2. Uncertainties about future events that could affect timing and/or size of projected cash flows from the prospects.

Quantitative statements about risk and uncertainty are given as numerical probabilities, or likelihoods of occurrence. Probabilities are decimal fractions in the interval zero to 1.0.

An even or outcome which is certain to occur has a probability of occurrence of 1.0. As the probability approaches zero, the event becomes increasingly less likely to occur. An event that cannot occur has a probability of occurrence of zero.

Some types of risk that are needed to quantify or assess:

1. Risk of an exploratory or development dry hole,
2. Political risk,
3. Economic risk,
4. Risk relating to future oil and gas prices,
5. Risk of storm damage to offshore installations,
6. Risk that a discovery will not be large enough to recover initial exploratory costs.
7. Risk of at least a given number of discoveries in a multi-well drilling program.
8. Environmental risk.

In this study, a simulator created for risk analysis in petroleum and natural gas exploration investments, describing risk and uncertainty in the form of distributions of possible values which the uncertain parameters such as net pay thickness, recoveries, drilling costs, oil and gas prices, etc. could have. Risk such as political, environmental and storm damage to offshore installations are not considered in this study.

These distributions are then combined to yield a distribution of the possible values of profitability which could be expected from the prospect. From such a distribution it is only a small, final step to compute an expected value parameter for use in the decision making process. This is the parameter that management can use to determine the feasibility of the drilling prospect. In addition to being able to compute the expected value directly, having the distribution of profit offers numerous graphical options for presenting information to the decision maker about the range and likelihoods of occurrence of possible levels of profit and loss. The shape of the final profit distribution is influenced by the shapes of the random variable distributions, the magnitude of the numerical values of the distribution. A picture such as a probability distribution is sometimes worth a thousand words. The method is a continuous outcome model of risk and uncertainty.

Simulation as a means of risk analysis in decisions under uncertainty has several synonyms, including random simulation, Monte Carlo simulation, and the Monte Carlo method. A series of repetitive calculations of possible values of profit are made. Each value is computed using random variables selected from within their respective distribution ranges. Each value of profit computed in this manner represents one possible state of nature, or possible combination of several random variables. This approach is also called stochastic modelling. Each of these repetitive computations of values of the dependent variable is called a simulation pass. The value of the independent variable used in for each pass is obtained by sampling from its original distribution in a manner which honors the shape and range of the distribution. These repetitive computations, or passes, are continued until a sufficient number of values of the dependent variable are available to define its distribution.

In this study, there are two techniques for determining number of optimum simulation passes. These are Variance Reduction Technique and Determination of Mean and Shape of Distribution Technique.

Exploration risk analysis has several important advantages given in the following.

1. It allows the explorationist to describe risk and uncertainty as a range and distribution of possible values for each unknown factor, rather than a single, discrete or most likely value.
2. It can be applied to any type of calculation involving random variables. It can be applied NPV profit of drilling prospects, description of a distribution of recoverable reserves, distribution of water saturation from well log data, the bottomhole position of a directionally drilled well, etc.
3. There is no limit to the number of variables which can be considered.
4. The distributions used to define the possible values for each random variable do not have to be of a specific form such as lognormal, normal, etc.
5. The expertise of the firm can be used more effectively because the judgements about the distribution of possible values of each variable can be made by the person most knowledgeable about the parameter. The geologist can define the net thickness and productive area distributions, the engineer can define the distribution of recovery factors and production schedules, and the drilling engineer can specify the probable drilling cost distribution.
6. The method lends itself to sensitivity analyses. Indeed one of the important aspects of making a simulation analysis is to be able to define the one or two or three factors which have the most significant effect on the resulting values of profit.

For analyzing a drilling prospect and quantifying the degree of risk and uncertainty using a simulation analysis it is needed to follow six general steps:

Step 1: Define all variables

Step 2: Define the relationship which ties all the variables together.

Step 3: Sort the variables affecting value into two groups.

Step 4: Define distributions for all the unknown, or random variables.

Step 5: Perform the repetitive simulation passes so as to describe the resulting distribution value.

Step 6: Compute Expected Value of the profitability distribution and prepare graphical displays of analysis procedure and results.

The simulator developed in this study has three main models, and these are:

1. Basin Analysis Model: The first part of the simulator is an example of the use of a simulation analysis trying to assess the range and probable distribution of total recoverable reserves in a sedimentary basin after only a limited amount of exploratory drilling. The unique feature of the model is the use of random number sampling scheme to simulate the results of drilling all the observed and/or projected prospects in the basin.

Each structure is described by a distribution of area, net pay thickness and a distribution of recovery factors (barrels per acre-foot) (or MCF per acre-foot if in a gas province) to reflect the ranges of possible hydrocarbon recoveries.

These are several characteristics of this model:

a. Probabilities of discovery (p) are revised after each structure has been tested to reflect a sampling without replacement process.

b. On each pass the structures which have oil will vary.

c. The drilling sequence on each pass will continue until all the structures have been tested or until all the structures hypothesized to be productive have been found, whichever comes first.

2. The Economic Analysis Model of Prospects of Petroleum and Gas: The second part of the simulator uses uncertainty in the form of distributions of possible values the uncertain variables: pay thickness, recoveries and drilling cost etc. Uncertain variables are also called random variables.

Some of the random variables affecting profitability may be related to one another. For example, net pay thickness and well productivity are related by virtue of Darcy's equation (flow rate is directly proportional to reservoir thickness). Other examples of possible dependencies: connate water saturation (S_w) generally increases as porosity (ϕ) decreases, field productivity is related to thickness, to the physical producing capacity of the well bore, and to storage capacity and tanker arrival schedules, pipeline costs are related to field productivities, etc.

If there is dependency between random variables it must be included into simulation model. This is an extremely important issue, and the results obtained from a simulation analysis can be very misleading if the analysis does not honor the dependent relationship. According to the relationship between random variables, dependency is divided into three category. These are called dependent , independent and partial dependent random variables.

These distributions are then combined to yield a distribution of the possible levels of profitability which could be expected from the prospects.

This model has been working both fractured and homogen oil and gas reservoirs.

The model of consists of all the variables and computation steps that are used to determine the conditional distribution of an oil or gas discovery. These computational steps consist of the three main sections. These are:

- a. Determination of recoverable reserves,
- b. Determination of development well program, initial and future production schedules,
- c. Calculation of costs, revenues and profitability.

3. Well Logs Model: This model, using well logs, obtains the distribution of porosity and water saturation. These distributions are used estimating recoverable reserves in second model.

In applications section, three field applications are done . First of all used the second and third model for an oil prospect in Southeast Region. In this application, three well development programs for prospect are used. Using these development programs, net profit distributions of field are determined. The highest net profit values are obtained by the second method.

Second application is done for a gas field. Second method and different discount rates are used in this application. Choosing different discount rates enable to see the sensitivity of discount rate to net profit values. Third application is done for a case which homogeneous and fractured reservoir were assumed in a prospect on Southeast Region.

This applications are executed for different well development programs, discount rates and oil or gas prices. Profit sensitivity is also measured for above variables.

In Figure 7.4 different well development programs for an oil field in Southeast Region are compared, most optimistic results are obtained from Method-2. In this method, project can compensate itself in less time. Method-1 and Method-3

contain lower riskness. In Figure 7.5, the effect of different ranges of oil price on Net Profit Distribution is examined. In Figure 7.6, the same application is repeated for different discount rates. In Figure 7.7, Method-2 is used to calculate Net Profit Distribution for a gas field. At % 50 cumulative probability, the increase of % 2 in discount rate causes the decrease of %20 in Net Present Values. In Figure 7.8, Net Profit Values are determined both fractured and homogeneous reservoirs.

The following general conclusions are obtained from this study,

1. Reserve potential of basins is determined,
2. Using seismic anomalies, profitability homogeneous and fractured oil and gas reserves is analyzed,
3. Using well logs in a field porosity and water saturation distributions are obtained and these distributions can be calculated for reserve potential of this field,
4. This model also enables to use sensitivity analysis.

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Hidrokarbon arama yatırımlarının ekonomik analizi 1965 yılına kadar yatırılan sermayenin geri dönüş hızını hesaplayan birkaç yöntemden oluşmakta idi. Artan sondaj maliyetleri, daha derin sondajların yapılmaya başlanması, hükümetlerin artan kontrolleri bu yöntemlerin geçerliliğini yitirmesine neden olmuştur. Belirsizlik ve riskin arama döneminde etkili olması bu yöntemlerin kullanımını olumsuz yönde etkilemiştir.

Aramadaki belirsizlik; mühendislerin kar dağılımını etkileyen faktörleri deterministik olarak değerlendiremeyenlerinden ve nakit akışının büyüklüğünü etkileyen faktörlerin gelecekte alabilecekleri değerlerin bilinemezliğinden kaynaklanmaktadır. Bu belirsizlik, riskin göze alınmasını gerektirmektedir. Burada sözkonusu olan risk; arama kuyusunun kuru çıkması, politik, ekonomik risk, gelecekteki petrol veya gaz fiyatlarına ait risk, bir platformun fırtına sonucu hasar görmesi riski, ilk arama maliyetlerini karşılayacak oranda keşifin yapılamaması ve çevresel risk olarak sınıflandırılabilir. Bu nedenlerle, belirsizlik ve riskin büyük olduğu arama döneminde Karar Analizi Yöntemleri kullanılmaya başlanmıştır. Karar Analizi, yatırım seçimi ile ilgili belirsizlik ve riskin derecelendirilip, karşılaştırılmasını sağlamaktadır. Belirsizlik ve riskin karşılaştırılması sayısallaştırılması ile mümkündür. Sayısallaştırma için Stokastik Modelleme kullanılmaktadır. Stokastik modelde, parametreler istatistiksel dağılımlar şeklinde tanımlanır, birbirleriyle etkileşimleri ise Monte Carlo Simülasyonu ile sağlanmaktadır. Stokastik modelleme ile rezervuar ve ekonomik parametrelerin değişik kombinasyonları yaratılarak, bu kombinasyonlara ait kar olasılıkları ve Beklenen Kar Değeri (EMV) hesaplanmaktadır.

Bir hidrokarbon yatırımının Karar Analizi ile değerlendirilmesi, değişik kombinasyonları karlılık olasılıkları ile birlikte düşünebilme ve parametrelerin karlılığa etki oranlarının belirlenebilmesi açısından son derece önemlidir. Bu çalışmada Karar Analizi ve Monte Carlo Simülasyonu ile oluşturulan stokastik bir model çerçevesinde homojen veya çatlaklı, petrol ve gaz sahalarının yatırımları değerlendirilmektedir.

BÖLÜM 2

LİTERATÜR ÇALIŞMASI

Walstrom ve Farlane[1] 1967 yılında birtakım hesaplamalarda kullandıkları değişkenlere ait belirsizliği geliştirdikleri bir istatistiksel model yardımıyla değerlendirmişlerdir. Belirsizlik, kullanılan parametrelerin gelecekte alacakları değerlerin tam olarak saptanamayacak olmasından kaynaklanmaktadır. Bu tip problemlerin çözümü, değişken ve parametrelerin arasındaki ilişkinin saptanması ile sağlanabilir. Değişken sayısı birkaç tane olabileceği gibi yüzlerce olabilir. Belirsizliğin derecesi değişkenlerin arasındaki ilişkiye bağlıdır. Walstrom ve Farlane, geliştirdikleri istatistiksel modelde değişkenleri olasılık dağılımları şeklinde tanımlamaktadırlar.

Preston ve Van Scoyoc'un[2] (1966) da Asimetrik Frekans Dağılım Eğrilerini kullanarak Karot Analizi ve Petrol Rezervlerinin hesaplanması konusundaki çalışmaları ve ayrıca Trudgen ve Hoffman'ın (1967) Karot Verilerinin İstatistiksel Analizi adlı çalışmaları da bu çalışma için kaynak olmuştur.

Bu çalışmada değişkenler tanımlanırken üç temel istatistiksel dağılım kullanılmıştır. Bunlar düzgün (dikdörtgen), üçgen ve histogram dağılımlarıdır. Değişkenler arasında ilişki mevcut ise bu belirlenip istatistiksel modele dahil edilmektedir. Dağılımlardan rastgele değerler seçilerek farklı veri setleri oluşturulmaktadır.

Bu çalışmada yer alan ilk sayısal örnek, Gamma, İndüksiyon ve Yoğunluk loglarından elde edilen veriler ile su doymuşluğu ve gözenekliliğin saptanması ile ilgilidir. Örneğe ait veriler Tablo 2.1 'de verilmiştir.

Gözeneklilik, ϕ_R denklem (2.1)' den hesaplanmaktadır.

$$\rho_b = \rho_f \phi_R + \rho_{ma}(1 - \phi_R) \quad (2.1)$$

Tablo 2.1. Log Hesaplamalarında Kullanılan Parametrelerin Aralıkları

Parametre	Alt Sınır	Üst Sınır
$R_t(\Omega\text{-m})$	19.000	21.000
$R_w(\Omega\text{-m})$	0.055	0.075
n	1.800	2.200
a	0.620	0.620
m	2.000	2.300
$\rho_b(\text{gr/cm}^3)$	2.360	2.380
$\rho_{ma}(\text{gr/cm}^3)$	2.580	2.630
$\rho_f(\text{gr/cm}^3)$	0.900	0.900

Bu denklem için Tablo 2.1' de verilen ρ_b , ρ_{ma} , ρ_f parametrelerinin alt ve üst sınırları ve MCÖY kullanılarak bu parametrelerin herbiri için istenen sayıda veri üretilmektedir. Bölüm 4' te belirtildiği üzere eğer bir parametreye ait sadece iki değer mevcutsa MCÖY 'nde bu değerlerden küçük olanı alt sınır, büyük olanı üst sınır olarak alınarak, düzgün dağılım fonksiyonu ile ara değerlerde veri üretilebilmektedir. Düzgün dağılım, kümülatif olasılık dağılımına denklem (2.2) yardımıyla dönüştürülmektedir. Bu denklem için aynı zamanda değerleri 0 ile 1 arasında değişen rastgele sayılar gerekmektedir. Denklemdaki CF terimi rastgele sayıyı simgelemektedir. Daha sonra üretilen değerler denklem (2.3)' de yerine konularak gözeneklilik hesaplanmaktadır.

$$X = X_{\min} + CF(X_{\max} - X_{\min}) \quad (2.2)$$

X=üretilen değer

$X_{\min}$ =Parametrenin minimum değeri

$X_{\max}$ =Parametrenin Maksimum değeri

CF=0 ile 1 arasında değişen rastgele sayı

$$\phi_R = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (2.3)$$

Hesaplanan gözeneklilik değerlerinin olasılıklarını gösteren histogram dağılımı Şekil 2.1' de görülmektedir. F faktörleri, gözeneklilik değerleri kullanılarak denklem (2.4)' den hesaplanmaktadır.

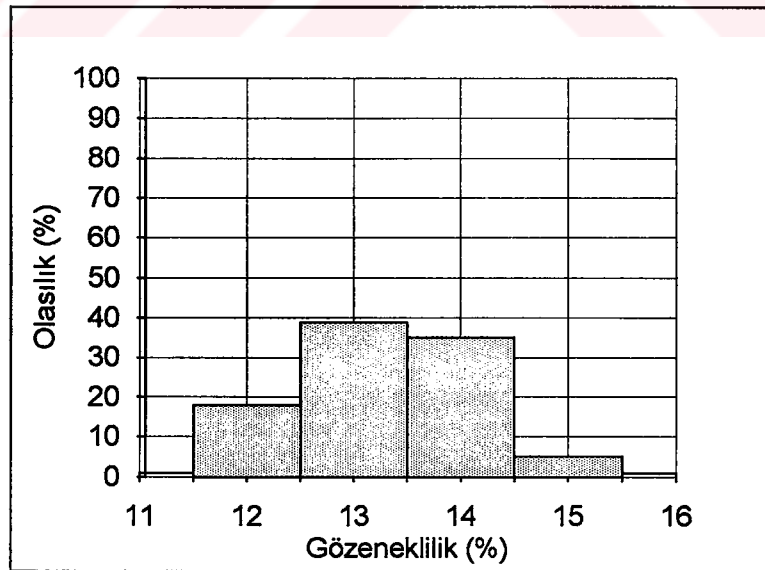
$$F = \frac{a}{\phi_R^m} \quad (2.4)$$

Bu denklemden elde edilen F faktörlerinin olasılık değerleri Şekil 2.2' de gösterilmiştir.

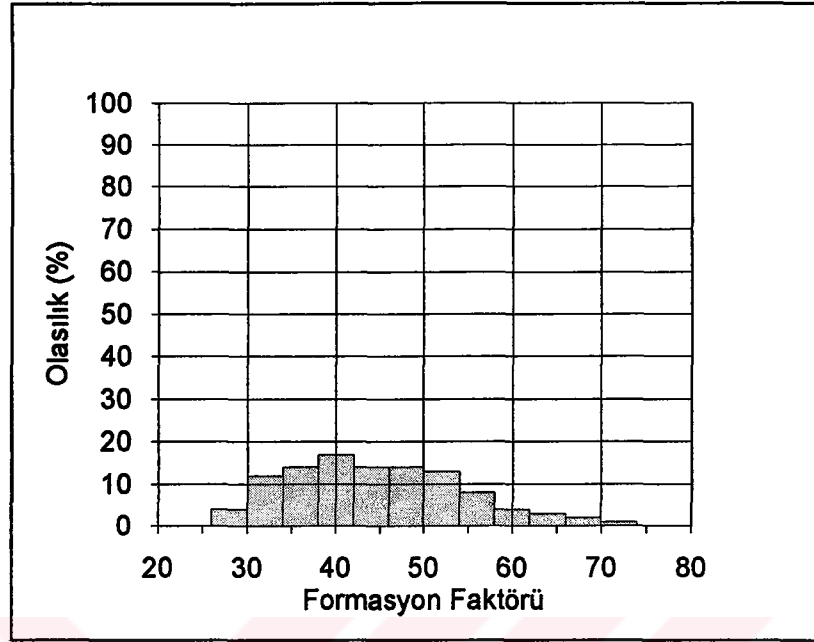
R_w , F_n ve R_t değerleri denklem (2.5)' te kullanıldığında S_w değerleri hesaplanmaktadır.

$$R_t = \frac{FR_w}{S_w^n} \quad (2.5)$$

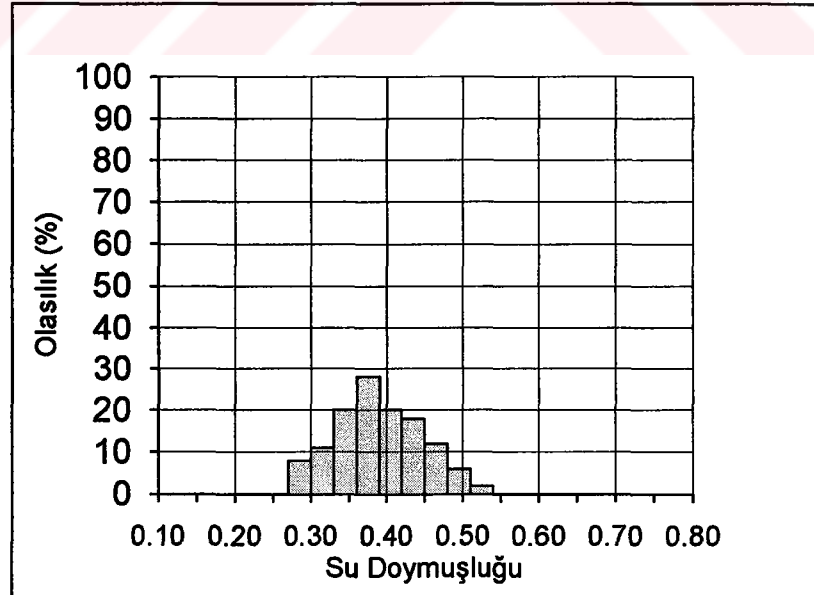
Hesaplanan su doymuşluğu değerlerinin olasılık değerleri Şekil 2.3' te görülmektedir.



Şekil 2.1. Hesaplanan Gözeneklilik değerleri ve olasılık değerlerini gösteren histogram dağılımları



Şekil 2.2. Hesaplanan F Faktörleri ve olasılık değerlerini gösteren histogram dağılımı



Şekil 2.3. Hesaplanan Su doymuşluğu değerlerini ve olasılıklarını gösteren histogram dağılımı

İkinci sayısal örnek Üretilabilir Petrol Rezervinin Hesaplanması ile ilgilidir.

$$N_p = \frac{7758\phi_R Ah(1-S_w)E_R}{B_o} \quad (2.6)$$

Denklemin sağ yanındaki değişkenler düzgün, üçgen yada histogram dağılımı şeklinde ifade edilmektedir. Bu denklem ve MCÖY ile üretilabilir petrol rezerv değerleri hesaplanmaktadır.

Newendorp [3] 1968'de MCÖY'ni kullanarak Sondaj Yatırımlarının Risk Analizi adlı bildirisini yayınlamıştır. Burada kullanılan yöntem Walstrom ve Farlane'in kullandıkları yöntemin bir benzeridir.

Çalışmada sondaj sonrası karşılaşılabilecek olasılıklar ve bunların karlılık üzerindeki etkileri araştırılmıştır. Bu olasılıklar; kuru kuyu çıkması, kuyunun kendi yatırımını karşılayabilecek oranda rezerv içerip içermediği, kar dağılımının elde edilmesi şeklinde sıralanabilir. Newendorp, çalışmasında diğer Risk Analizi Yöntemlerinin yetersiz kaldığı noktalara dikkat çekerek, kendi modeli ile karşılaştırmıştır.

Newendorp'un çalışmasında değindiği yöntemlerden birincisi Kişisel Olasılık Yöntemidir. Bu yöntem veri setlerinin tamamen kişisel yorumlar ile değerlendirilmesinden oluşur. Kişi belirsizlik içeren parametrelerin nasıl bir bütün oluşturacağını kendisi belirlemektedir. Bu yöntemde, aynı veri setleri yorum farkı sonucu çok değişik değerlendirmelere tabi tutulabilir. Bu nedenle yöntem geçerlilik kazanamamıştır. Newendorp' un modelinde her değişken için kişisel yorumlar ile birlikte seri hesaplamalar yapılmaktadır.

İkinci yöntem Geleneksel Olasılık Yöntemidir. Bu yöntemde bir sahada geçmişte yapılan sondajlara ait başarı oranlarının zamanla değişmeyeceği varsayılarak gelecekteki sondaj kararlarında bu oranlar kullanılmaktadır. Newendorp'un modelinde geçmişte yapılmış olan sondajlara ait başarı oranları dağılım olarak tanımlanmaktadır. Bu dağılım aynı zamanda rezerv dağılımı saptamakta kullanılmaktadır.

Üçüncü yöntem Matematiksel Yöntemdir. Bu yöntem gelecekteki sondaj programlarının içerdiği riski derecelendirmek amacıyla geliştirilmiştir. Yöntemde, olasılık değerleri, jeolojik yapının gelişimi ve zamana bağlı olarak değişmektedir.

Bu yöntemlerin kullanımı pratikte gerçekçi olmayan sonuçlara yol açacaktır. Bu yöntemler gelecekte karşılaşılabilecek sondaj sonuçlarının zamanla değişebilirliğini gözardı ettikleri için hatalı sonuçlar verebilirler. Bu yöntemlerin dışında sondaj yatırımlarının değerlendirilmesinde binom olasılık dağılımı da kullanılmaktadır. Burada yapılan varsayım kuyunun kuru yada petrolü çıkması olasılığıdır. Verilmiş olan başarı olasılığı kullanılarak delinmiş kuyular için yeni başarı olasılığı hesaplanır. Yapılan varsayım bu modelin de kullanımına fırsat vermemektedir.

Newendorp, bu çalışmada her değişken için en olası değeri seçerek en olası karlılık değerini hesaplamaktadır.

Smith[4] 1970 yılında yayınlamış olduğu Petrol Yatırım Kararları için Olasılık Modelleri adlı çalışmada petrol yatırımlarının değerlendirilmesinde yeni bir yaklaşımı tanıtmaktadır. Petrol yatırımları dört ayrı değerlendirme safhasına ayrılarak değerlendirilmektedir. Bu safhalar, başlangıç, saha, geliştirme ve üretim safhalarıdır. Jeolojik ve jeofizik etüdlerin yapıldığı, hidrokarbonun bulunmasına kadar geçen dönem başlangıç safhasıdır. Bu safhadan ilk sondaja kadar geçen dönem saha safhasıdır. Sahada açılan kuyular için yatırım kararlarının alındığı dönem geliştirme dönemidir. Üretim ve satışla ilgili kararların alındığı safha, üretim safhasıdır. Bu çalışmada incelenen dört safha risk ve belirsizliğin zamana bağlı olarak niceliksel olarak değerlendirilmesine olanak sağlar. Smith, MCÖY'ni kullanarak stokastik bir model geliştirmiştir.

Newendorp'un[5] Petrol Aramada Karar Analizi adlı kitabında Risk Analizi ve Simülasyon Tekniklerinin kullanılarak Risk Analizinin yapılması ile ilgili bilgiler yer almaktadır. Newendorp, simülasyonu MCÖY'ni kullanarak yapmaktadır. Geliştirdiği simülasyon modeli üç bölümden oluşmaktadır. Tablo 2.2' de bu simülasyon modeli görülmektedir.

Simülasyonda Tablo 2.2' de verilen sıra izlendiğinde sonuç olarak Net Kar değerleri elde edilecektir. Net Kar değerleri kümülatif olasılık dağılımına dönüştürülerek dağılımın Beklenen Değeri (BD) elde edilecektir. Bu değer oluşturulan rastgele veri setlerinden elde edilebilecek 'en olası değer' dir. Net Kar değerleri histogram olarak verildiğinde belirli bir kar aralığının gerçekleşme olasılığını grafikten okumak mümkündür.

Tablo 2.2. Newendorp'un Risk Analizi Modelinin Temel Kısımları

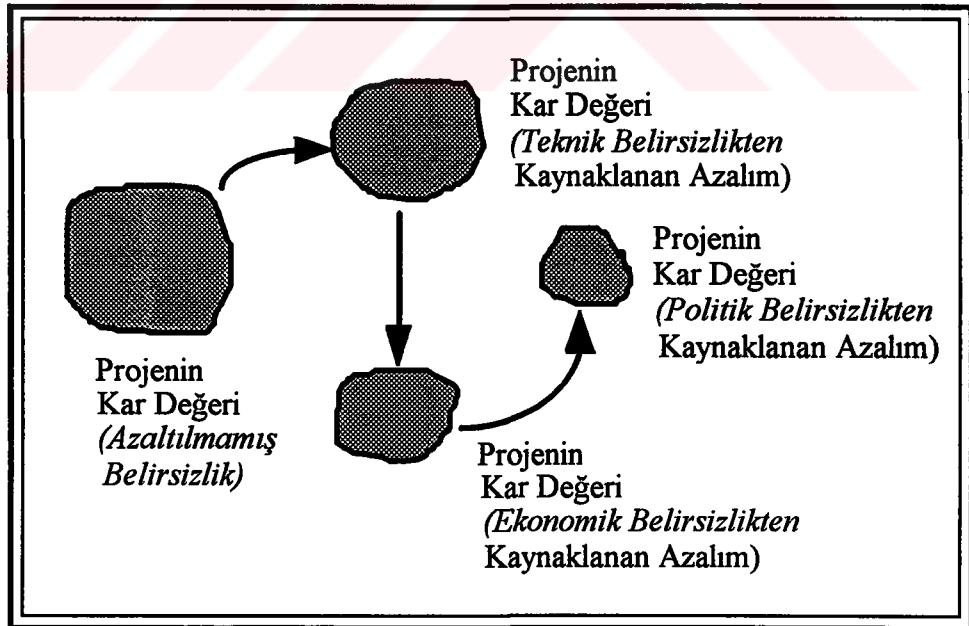
Bölüm 1	Bölüm 2	Bölüm 3
ÜRETİLEBİLİR PETROL VEYA GAZ REZERVLERİNİN HESAPLANMASI	GELİŞTİRME KUYU PROGRAMI, BAŞLANGIÇ VE GELECEKTEKİ ÜRETİM PERFORMANSLARININ SAPTANMASI	MALİYET VE GELİRLERİN SAPTANIP, KARLILIĞIN HESAPLANMASI
1) Üretilebilir rezervleri etkileyen dağılımlardan örneklem 2) Üretilebilir rezerv hesabı	1) Sondaj yapılacak geliştirme kuyularının sayısının saptanması 2) Başlangıç ve gelecekteki üretim programının saptanması	1) Toplam sondaj maliyetlerinin hesaplanması (platform veya boru hattı gibi) 2) Üretim performanslarının, vergi, telif ücretleri ve işletme maliyetleri sonrası net gelirlere dönüştürülmesi 3) i_0 iskonto oranının kullanılarak nakit akışlarının Net Şimdiki Değerinin hesaplanması
Rastgele Değişkenler	Rastgele Değişkenler	Rastgele Değişkenler
- Üretim alanı - Net üretim zonu kalınlığı - Gözeneklilik, su doymuşluğu - Petrol formasyon hacim faktörü - Üretim faktörü	- Üretim/kuyu - Başlangıç debisi/kuyu - Başlangıç debisi/saha - Azalım oranı - Sondaj süresi/kuyu - Kuru kuyu sayısı	- Maliyet faktörleri (kuyu, platform vb.) - Hidrokarbon fiyatları, vergiler, telif ücretleri - İşletme maliyetleri

Stokastik bir modelin oluşturulmasında karşılaşılan en önemli problem değişkenler arasındaki bağımlılığın modele uyarlanmasıdır. Newendorp[6], 1976'da yayınlamış olduğu "Risk Analizi Modellerinin Simülasyonundaki Değişkenlerin Arasında Bağımlılığın İncelenmesinde Bir Yöntem" adını taşıyan bildirisinde bu konuya değinmiştir. Bu çalışmada bağımlı değişkenlerin arasındaki ilişkinin saptanmasına yönelik grafiksel ve bilgisayar destekli iki yöntem ele alınmıştır.

Capen[7], 1976 yılında yayınladığı Belirsizliğin Değerlendirilmesindeki Güçlükler adını taşıyan çalışmada 70'li yıllara ait önemli derecede belirsizlik içeren problemlerin 50'li yıllara ait deterministik çözüm yöntemleri ile değerlendirilmesinin hatalı olacağına dikkat çekmektedir. Burada belirsizliğin stokastik bir model ile değerlendirmenin oldukça yeni fakat olasılık dağılımlarının kullanılması sebebiyle doğru sonuçlar verebilecek bir yöntem olduğunu vurgulamaktadır.

Garb ve Gruy[8] 1986'da yayınladıkları Hidrokarbon Üretiminde Risk ve Belirsizliğin Saptanması adını taşıyan bildirilerinde bir sahanın bulunmasından üretimine dek karşılaşılabilecek risk tiplerini tanımlamışlardır.

Risk, üç temel grupta incelenmektedir. Birincisi yerinde petrolün hesaplanmasındaki belirsizliğe bağlı olan teknik risktir. İkincisi üretim ve üretim sonrası satış esnasında karşılaşılan ekonomik risktir. Ekonomik risk üretim fiyatları, işletme ve alet masrafları, enflasyon ve satışın gerçekleştiği pazarın bir fonksiyonudur. Üçüncü tip risk dünya ekonomisi, uluslararası politika, vergilendirme ve çevresel kontrollere bağlı olan politik risktir. Şekil 2.4'te hipotetik bir proje için, üç risk grubunun da kar değerine negatif etkimesi sonucunda projeden beklenen kar değerinin değişimi görülmektedir.



Şekil 2.4. Belirsizliğin Kar değerine Etkisi

Garb ve Gruy, risk tiplerini stokastik bir model çerçevesinde değerlendirmişlerdir. Yerinde hidrokarbon hacmi hesaplanırken formasyon kalınlığı, drenaj alanı, gözeneklilik, su doymuşluğu ve üretim faktörü olasılık dağılımları şeklinde tanımlanmışlardır. Ekonomik riskin sözkonusu olduğu devrede maliyet, fiyat ve vergilendirmeye ait değişkenler de olasılık dağılımları şeklinde tanımlanmışlardır. Değişkenlerin stokastik bir model çerçevesinde tanımlanması, sonuçların olasılık değerleri ile birlikte değerlendirilmesine olanak sağlamaktadır.

Sears ve Phillips[9], 1987'de MCÖY'nin çatlaklı rezervuarlar uygulanması üzerinde bir çalışma yapmışlardır. Homojen rezervuarlarda rezerv hesabında kullanılan hacimsel yöntemin çatlaklı rezervuarlara aynı şekliyle uygulanmasının yanlış olacağını vurgulamışlardır. Onlar saha verilerini kullanarak Arp'ın azalım sabiti (N) ve ilk azalım oranı (q_{ni}) parametrelerinin arasındaki ilişkiyi belirlemektedirler. Bu ilişki, rastgele sayı ile seçtirilen N değerinden, q_{ni} 'nin saptanmasında kullanılacaktır. Bu parametreler, rezerv hesaplaması için denklem (2.7) , debi hesaplaması için denklem (2.8) kullanılmaktadır.

$$Q = \frac{q_i^N}{q_{ni}^{(1-N)}} [q_i^{(1-N)} - q_f^{(1-N)}] \quad (2.7)$$

$$q_t = q_i [1 + (N q_{ni} t)]^{-1/N} \quad (2.8)$$

Ovrebeg, Damsleth ve Haldorsen[10] 1992'de Rezervuar Mühendisliğinde Hata Teriminin Değerlendirmesi adını taşıyan çalışmalarında rezervuar, jeolojik ve ekonomik belirsizliklerin üretim ve rezerv belirsizliklerine dönüştürülmesini sağlayan stokastik bir model geliştirilmişlerdir.

Çalışmada, rezerv ve üretim tahmininde verilerin doğru olarak tanımlanmasının önemi üzerinde durulmuştur. Veriler, histogramlar veya diğer olasılık yoğunluğu fonksiyonları olarak tanımlanmıştır. Çalışmalarında geliştirdikleri modelde verileri üç temel grupta toplamışlardır. Bunlar statik, dinamik ve tasarım verileridir.

Statik veriler, yerinde hidrokarbon tahminini etkileyen verilerdir. Örneğin kaba hacim, gözeneklilik, doymuşluk ve formasyon hacim faktörü vb.

Dinamik veriler, rezervuarın dinamik davranışını etkileyen verilerdir. Örneğin akış bariyerleri(faylar,şeyller ve kalsitler), geçirgenlik, görelî geçirgenlik vb.

Hem statik ve hem de dinamik olarak değerdendirilebilecek veriler de bulunmaktadır. Hacim ve üretim faktörleri gibi birbirine bağımlı veriler örnek olarak verilebilir.

Tasarım verileri, üretimi sınırlandıran değışkenlerdir. Bu gruba, drenaj noktaları(patform ve kuyular), üretim mekanizmaları, üretim programı girebilir.

Veriler bu şekilde gruplandırıldıktan sonra her veri grubuna ait belirsizlik ayrı ayrı değerdendirilmektedir.

Çalışmada amaç dağılımı, ekonomik belirsizliğin sözkonusu olduğu tasarım verileri ile belirlenen Net Karlılık Dağılımıdır. Bir şirket risk faktörünün etkisinde çeşitli alternatifler arasında karar verirken tedbirli, beklenen ve iyimser olasılık değerdelerini gözönünde bulundurduğunda karar aşaması daha kolaylaşacaktır. Bu çalışmada Kümülatif Net Kar Dağılımı grafiğinde ordinatta yer alan 80%, 50% ve 20% olasılık değerdelerine karşılık apsisteki Net Kar Değerdeleri seçilerek karar aşamasında kullanılmıştır. Şekil 2.5 'de yerinde petrol miktarı ve üretim faktörü olasılık dağılımı olarak tanımlanmaktadır. Bu iki dağılım MCÖY yardımıyla üretilebilir rezerv dağılımını vermektedir. Rezervlerin olasılık dağılımı grafiğinde ordinatta yer alan olasılık değerdeleri arasından üç tanesi (l=20%, m=50%, h=80%) seçilmiş bu değerdelere ilişkin rezerv değerdeleri belirlenmiştir.

Burada kullanılan simgeler,

l: Tedbirli ,

m: Beklenen,

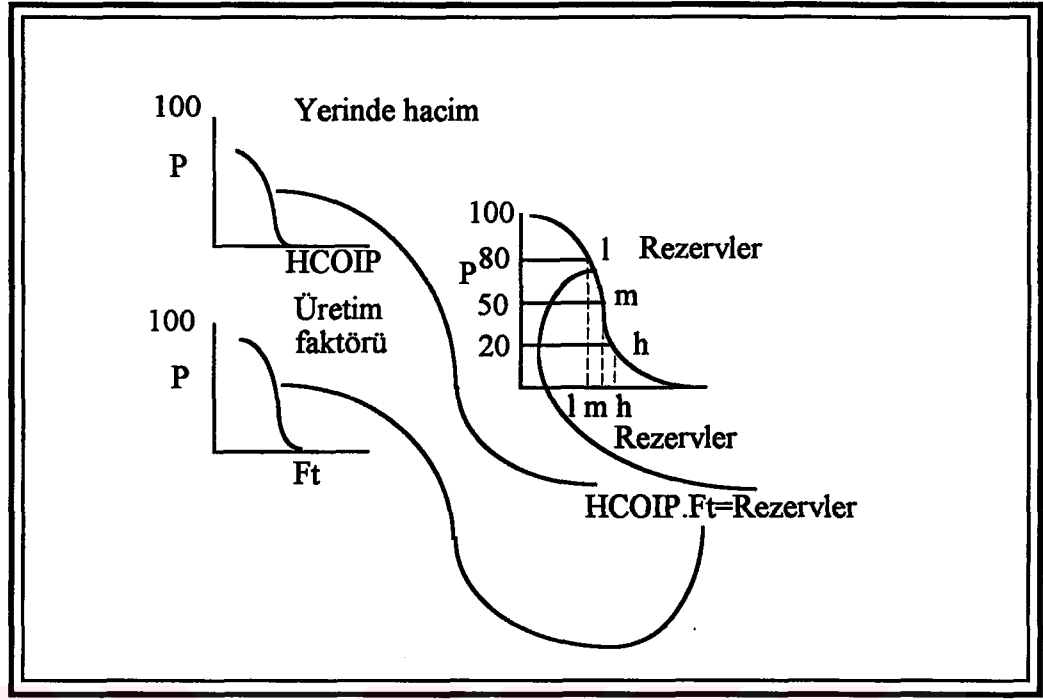
h: İyimser olasılık değeri,

P: Kümülatif Frekans,

HCOIP: Yerinde Hidrokarbon Hacmi,

Ft:Üretim Faktörü,

şeklinde tanımlanmaktadır.



Şekil 2.5. Üretilabilir Rezervlerin kümülatif olasılık dağılımının MCÖY ile saptanması

BÖLÜM 3

OLASILIK TEOREMLERİ VE STANDARD DAĞILIMLAR

Olasılık, risk ve belirsizliğin matematiksel olarak ifadesidir.

3.1 TEMEL OLASILIK TEOREMLERİ

Bu bölümde risk ve belirsizliğin anlaşılmasını kolaylaştırmak amacıyla temel olasılık teoremleri özetlenmektedir Neter[11].

Ek Teoremi

A_i ve A_j bir örnek uzayında saptanan iki olay olarak kabul edildiğinde,

$$P(A_i \cup A_j) = P(A_i) + P(A_j) - P(A_i \cap A_j)$$

$P(A_i \cup A_j)$ = İki durumun yada herhangi birisinin gerçekleşme olasılığı

$P(A_i)$ = durumunun gerçekleşme olasılığı

$P(A_j)$ = durumun gerçekleşme olasılığı

$P(A_i \cap A_j)$ = İki durumun aynı anda gerçekleşme olasılığı

Çarpma Teoremi

$$P(A_i | A_j) = \frac{P(A_i \cap A_j)}{P(A_j)} \quad P(A_j) \neq 0 \quad (3.1)$$

Bu teoremde $P(A_i | A_j)$ verilen A_j nin gerçekleştirme olasılığına bağlı olarak A_i nin şartlı oluşma olasılığını simgelemektedir. Şartlı olasılık aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır.

$$\begin{aligned} P(A_i \cap A_j) &= P(A_i)P(A_j | A_i) \\ &= P(A_j)P(A_i | A_j) \end{aligned} \quad (3.2)$$

Tamamlayıcı Olaylar(Durumlar)

A_i olayının tamamlayıcı olayı ile gösterilmektedir. Tamamlayıcı olaylar aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır.

$$P(\bar{A}_i) = 1 - P(A_i) \quad (3.3)$$

$$P(\bar{A}_i \cup A_j) = P(\bar{A}_i \cap \bar{A}_j) \quad (3.4)$$

Rastgele Değişkenler

Y , rastgele değişkeninin sonlu sayıda sonucu verdiği varsayılır ise (Eğer Y sürekli bir değişken ise, toplama işleminin yerini integrasyon işlemi alır.)

Beklenen Değer

Y , rastgele değişkeninin $Y_1, Y_2, \dots, Y_k$ sonuçlarını verdiği varsayılır ise, bu sonuçlara ait olasılık değerleri aşağıdaki gibi tanımlanır.

$$f(Y_s) = P(Y = Y_s) \quad s=1, \dots, k$$

$$E(Y) = \sum_{s=1}^k Y_s f(Y_s) \quad (3.5)$$

Burada E , beklenen değer işlemcisidir.

a ve c sabit değerler ise

$$E(a + cY) = a + cE(Y) \quad (3.6)$$

elde edilir.

Varyans

Y, rastgele değişkeninin varyans'ı $\sigma^2(Y)$ ile gösterilir.

$$\sigma^2(Y) = E\{[Y - E(Y)]^2\} \quad \text{veya}$$

$$E\{[Y_1 - E(Y)]^2\} + E\{[Y_2 - E(Y)]^2\} + \dots$$

$$+ E\{[Y_3 - E(Y)]^2\} + \dots + E\{[Y_k - E(Y)]^2\} \quad (3.7)$$

şeklinde tanımlanır.

Kovaryans

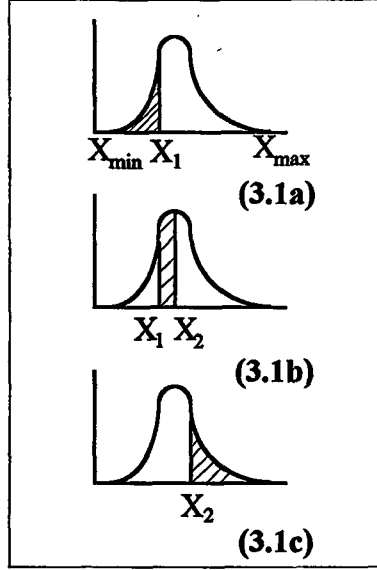
Y ve Z'nin kovaryans'ı $\sigma(Y, Z)$ ile gösterilir.

$$\sigma(Y, Z) = E(YZ) - [E(Y)][E(Z)] \quad (3.8)$$

şeklinde tanımlanır.

3.2 OLASILIK-DAĞILIM İLİŞKİSİ

Olasılık aralığının 0 ve 1 değerleri arasında sınırlanması (veya 0-100 arasında % olarak ifade edilmesi) olasılıkları bilinen dağılımların normalleştirilmesi ile mümkündür. Dağılım eğrisinin nasıl oluşturulduğuna veya şekline bakmaksızın, dağılımla sınırlı olan toplam alan 1.0 dir. Bu alan aynı zamanda örnekleme yapıldığı uzaydır. (Alan içinde bir değişkenin herhangi bir değeri için görülme olasılığı % 100 dür.) Şekil 3-1'de yer alan üç ayrı grafikte apsiste değişken veya değişken aralığı yer almakta ordinatta olasılık görülmektedir Newendorp[5].



Şekil 3.1. Olasılığın taralı alanlar ile tanımlanması

Şekil 3.1.a'da taralı alan, X_1 'e eşit veya küçük bir X değişkeninin olasılığına eşittir.

Şekil 3.1.b'de taralı alan, X_1 ve X_2 arasında bir X değişkeninin olasılığına eşittir.

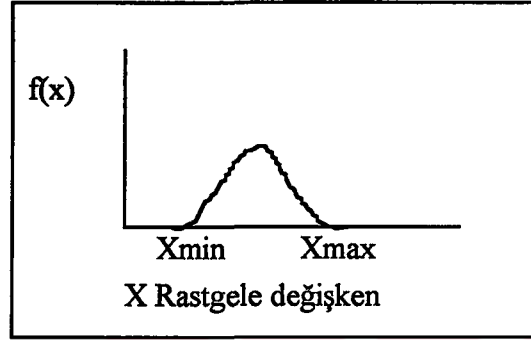
Şekil 3.1.c'de taralı alan X_2 'den büyük veya eşit bir X değişkeninin olasılığına eşittir.

Olasılık dağılımı, özet olarak bir rastgele değişkenin sahip olabileceği değerlerin meydana gelme aralığının ve yoğunluğunun grafiksel olarak gösterimidir. Olasılık dağılımının yatay ekseninde rastgele değişkenin alacağı değer aralığı ve birimleri yerleştirilmiştir. Yatay eksenin üzerindeki olasılık dağılımının yüksekliği, rastgele değişkenin değerlerinin meydana gelme olasılığı ile orantılıdır.

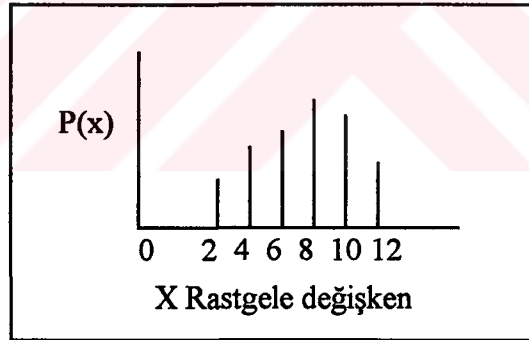
Şekil 3.2' de verilen örnekte, sürekli bir olasılık dağılımı görülmektedir. X_{minimum} ve X_{maksimum} aralığındaki her üretilebilir rezerv değeri mümkün olup, minimum ve maksimum değerleri arasında fonksiyon süreklidir. X_{minimum} 'dan X_{maksimum} 'a kadar $f(x)$ fonksiyonunun inegrasyonu ile eğrinin altında kalan alan hesaplanabilecektir. Sonuçta elde edilen alan boyutsuz ve 1.0 değeri olacaktır.

Olasılık dağılımlarının diğer bir özelliği de olasılığın sadece pozitif değerler almasıdır. Bu tanımlama, olasılık dağılımı eğrisinin, hiçbir zaman yatay eksenin altında olamayacağı anlamına gelmektedir.

Şekil 3.2' de verilen aralıkta rastgele değişken, sonsuz sayısal değer alabilecektir. Oysa bazı rastgele değişkenler, sadece bir değer alabilirler. Şekil 3.3' te buna örnek bir ayrık dağılım görülmektedir. Rastgele değişkenin olasılığı dikey eksenden okunabilmektedir.



Şekil 3.2 Sürekli olasılık dağılımı



Şekil 3.3 Ayrık olasılık dağılımı

Ayrık bir dağılımda Rastgele değişkenleri olasılık değerlerinin $P(x)$ toplamı, 1 olmalıdır.

Rastgele değişken X_i ($i = 0, 1, 2, \dots, n$)

$$\sum_{i=0}^n P(X_i) = 1. \quad (3.9)$$

3.2.1 Görelî Frekans Dağılımları

İstatistiksel verilerden elde edilen bir dağılım tipidir. 1920' de Avusturya' lı bir matematikçi olan R. Von Mises tarafından ortaya konmuştur. Rastgele değişkenin değer aralığı parçalara ayrılır. Daha sonra her parçaya düşen değişken sayısı saptanır. Kısımların herbirine düşen değişken sayısına frekans, frekansların, toplam veri sayısına bölünmesiyle elde edilen oranlara görelî frekans denilmektedir. Bir görelî frekans dağılımının grafiğı çizilirken apsise rastgele değişken ve değişkenin eş aralıkları işaretlenir, ordinat üzerine her aralıkta kaç tane veri sayısı olduğu işaretlenir. Bu grafiğı, histogram da denilmektedir.

3.2.2 Kümülatif Frekans Dağılımları

Her dağılım, kümülatif frekans dağılımı denilen eşdeğer bir grafiksel formda gösterilebilir. Dağılımların, kümülatif frekans formunda gösterilmesinin başlıca iki sebebi vardır.

1-Olasılık yoğunluğu fonksiyonunun integrasyonuna gerek kalmadan kümülatif frekans dağılımı ile olasılık dağılımının altında kalan alan hesaplanır.

2-Rastgele değişkenin dağılımı, risk analizinde eşdeğer kümülatif frekans şeklinde ifade edilmelidir..

3.2.3 Dağılımların Parametreleri

Bu parametreler,

- a) Rastgele değişkenin ortalama değerleri veya merkezi yoğunluğunu
- b) Dağılımı olan rastgele değişkenin aralıktaki değişebilirliğini tanımlar.

- a) Merkezi Yoğunluk Ölçüleri:

Merkezi yoğunluğun üç ölçüsü bulunmaktadır. Bunlar ortalama değer, medyan ve mod değeri' dir.

Ortalama Değer: Meydana gelme olasılıkları, ağırlıklı faktörler olarak ele alındığında ortalama değer, rastgele değişkenin ağırlıklı ortalama değerine eşittir. Ortalama

değer, istatistiksel bir veri setinin aritmetik ortalaması ve bir dağılımın beklenen değeridir.

Tüm dağılımları (ayrık veya sürekli) bir ortalama değere sahiptir. Ortalama değer birimi rastgele değişkenini birimiyle aynıdır. Ortalama değer için kullanılan sembol μ harfidir.

Ortalama değer, merkezi yoğunluğun en önemli ölçüsüdür. Karar analizinde, beklenen değere eşdeğer olduğu için önemlidir. Ortalama değer için $E(x)$ sembolü de kullanılmaktadır.

Medyan: Olasılık dağılımının altında kalan alanı iki eşit parçaya ayıran rastgele değişken değeridir. Kümülatif frekans grafiğinde ordinatta 50% değerine karşılık gelen apsis değeridir. Medyan'a eşit ve küçük olan rastgele değişkenin olasılığı ve ortalama değere eşit ve büyük olan rastgele değişken olasılığı birbirine eşit ve 50% dir.

Medyan, ortalama değer gibi merkezi yoğunluğun ölçüsü değildir. Bunun nedeni rastgele değişkenin değerlerinin büyüklüğünden etkilenmeyiştir. Bu değer olası değerlerin yarısının daha küçük yarısının daha büyük olacağı değeri vermektedir.

Mod: En çok karşılaşılan rastgele değişkenin değeridir. Dağılım eğrisinin en yüksek noktasına sahip rastgele değişken değeridir. Dağılımlar birden fazla mod değerine sahip olabilirler.

Risk Analizindeki nümerik hesaplamalarda mod değeri pek önemli bir yer tutmaz. Fakat karar verme işlemi esnasında en olası değer olarak ortaya çıkmaktadır.

Ortalama değer, en önemli parametre olup çeşitli hesaplama yöntemleri mevcuttur. Bunlar Tablo 3-1 de görülmektedir.

b) Değişebilirliğin Ölçüsü:

Standart Sapma: Yatay ekseninde rastgele değişken değerleri ortalama değerden belirli bir uzaklıkta yer almaktadır. Bu uzaklıklar ara değerden olan sapmaları gösterir. Sapmaların karelerinin toplamı varyans değerini verir. Varyans'ın pozitif karekökü standart sapma değerini verir. Bütün dağılımların standart sapma değeri vardır. Standart Sapma değerinin sembolü σ , varyans değerinin sembolü σ^2 olarak gösterilir.

Tablo 3.1. Ortalama değer için çeşitli hesaplama yöntemleri

Veri Tipi	Ortalama değerin (μ) hesaplamasında kullanılan yöntemler
Rastgele değişkenin gerçek değerleri	Değerlerin toplamının toplam veri sayısına bölünmesi ile aritmetik ortalamanın hesaplanması
Her aralık veya grupta frekans olarak belirtilmiş rastgele değişken değerleri	$\mu = \frac{\sum_i n_i x_i}{\sum_i n_i}$
Verilen değerde göreceli frekanslarıyla ifade edilmiş ayrık rastgele değişken	$\mu = \sum_i (p_i)(x_i)$
Sürekli dağılımın olasılık yoğunluğu fonksiyonu, $f(x)$	$\mu = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx$
Olasılık dağılımı veya eşdeğer kümülatif frekans dağılımı grafiği	Dağılımın eşdeğer kümülatif frekans grafiğine dönüştürülmesi, her aralığın olasılık değerleri ile ortalama değerinin çarpılması ve bu değerlerin toplamının alınması

Standart Sapmanın fiziksel olarak anlamı, dağılımın ortalama değerinin her iki taraftan da yayılma ve dağılma derecesinin belirleyicisi olmasıdır. Dağılımın yayılımı arttıkça standart sapma değeri de artar.

İstatistiksel olarak, dağılımın veya değişebilirliğin ölçüsü standart sapma değeridir. Ara değer ve standart sapma değeri hesaplanarak bir dağılım tanımlanabilir.

10-90% değerleri, aralık değeri ve ortalama değerden sapması gibi ölçüler de değişebilirlik, petrol aramacılığındaki risk analizinde oldukça kullanışlıdır.

N tane istatistiksel veri noktası, $X_1, X_2, X_3, \dots, X_N$ değerleri olduğu düşünülürse standart sapma ,

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}{N}} \quad \text{ile verilir.} \quad (3.10)$$

Bunun dışında çeşitli σ hesaplama yöntemleri vardır. Bunlar Tablo 3-2' de gösterilmiştir.

Tablo 3.2. Standard Sapma Hesaplama Yöntemleri

Veri Tipi	Standard Sapmanın (σ) hesaplanmasında kullanılan yöntem
Rastgele değişkenin gerçek değerleri	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{N}} \quad \text{veya}$ $\sigma = \sqrt{\mu(x)^2 - (\mu x)^2}$
Her aralık veya grupta frekans olarak belirtilmiş rastgele değişken değerleri	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_i \{n_i (x_i - \mu)^2\}}{\sum_i n_i}} \quad \text{veya}$ $\sigma = \sqrt{\mu(x)^2 - (\mu x)^2}$
Verilen değerde göreceli frekans değerleriyle ifade edilmiş ayrık rastgele değişken değeri	$\sigma = \sqrt{\sum_i (p_i) (x_i - \mu)^2}$
Sürekli dağılımın olasılık yoğunluğu fonksiyonu, $f(x)$	$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx$
Olasılık dağılımı veya eşdeğer kümülatif frekans dağılımı grafiği	Dağılımın eşdeğer kümülatif frekans grafiğine dönüştürülmesi

3.3 STANDARD DAĞILIM TİPLERİ

Doğadaki her değişkenin yakınsadığı bir dağılım vardır Campbell [12]. Bu dağılımlar değişkenin gelecekte alacağı değerin tahmin edilmesinde büyük kolaylık sağlamaktadır. Bu dağılımların şekilleri matematiksel özellikleri ile tanımlanmaktadır. Temel dağılımlardan bazıları şunlardır:

- 1-Normal dağılım
- 2-Log-normal dağılım
- 3-Düzgün dağılım
- 4-Üçgen dağılım

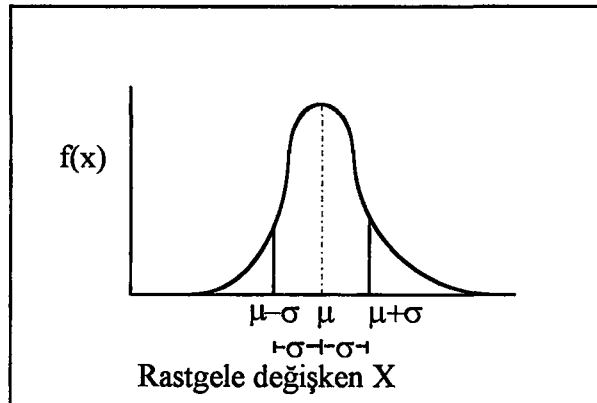
Kayaçları tanımlayan değişkenler (S_w , ϕ gibi) rezerv değerlendirmelerinde kullanılırken bu dağılımlar oldukça faydalıdır. Kayaçları tanımlayan değişkenler için uygun dağılımları seçerken aşağıdaki tanımlamaların gözönünde bulundurulması yararlı olabilir.

- 1-Doğrudan ölçülebilir veriler: Su doymuşluğu, gözeneklilik ve ekonomik veriler genellikle normal dağılım gösterirler.
- 2-Ölçülen verilerden hesaplanan veriler: Geçirgenlik, rezerv büyüklüğü genellikle log-normal dağılıma uygunluk gösterirler.
- 3-Karasız olma durum veya az veri örneği olması durumu: Bu durumda üçgen veya düzgün dağılım kullanılabilir.

3.3.1 Normal Dağılım

Normal Dağılım, istatistikte kullanım alanı geniş olan dağılım tipidir. Şekil 3.4 'teki gibi çan'a benzer simetrik bir şekile sahip olan sürekli bir olasılık dağılımıdır. Gaussian dağılımı da denilmektedir. Apsiste orta noktada (μ), (σ) standard sapması ile iki tarafa simetrik olarak yayılır.

Örnek olarak karot gözenekliliği genellikle normal dağılımla ifade edilmektedir.

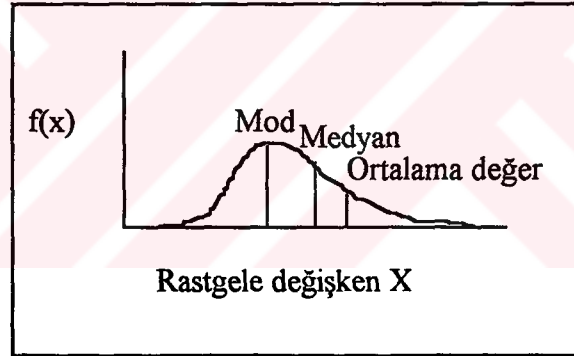


Şekil 3.4. Normal dağılım

3.3.2 Lognormal Dağılım

Lognormal Dağılım, şekili normal dağılıma benzer fakat simetrik olmayan sürekli bir olasılık dağılımıdır. Şekil 3.5' te görülmektedir. Doğa kökenli değişkenler lognormal dağılım gösterdikleri için lognormal dağılım önemli bir dağılım tipidir. Örneğin minerallerin oluşumu ve birikimi lognormal dağılım göstermektedir. Petrol rezervuarlarının boyutları, plajlardaki çakıl taşlarının boyutları ve diğer doğal oluşumlarda bu dağılım tipi görülmektedir. Bir eksene logaritması alınmış halde değişken, diğer eksene değişkenin frekans değerleri yerleştirilir. Verilen değerden büyük olma olasılığını veren grafikte, doğru, sağ alta doğru inen bir doğrudur.

Karot geçirgenliği, sedimanter yatakların kalınlığı, rezervuar üretim mekanizması bilinen bir üretim formasyonundaki petrol üretimi(bbl/acre-foot) ve sedimanter bir havzadaki sahaya düşen petrol rezervleri lognormal dağılımlarla gösterilirler.

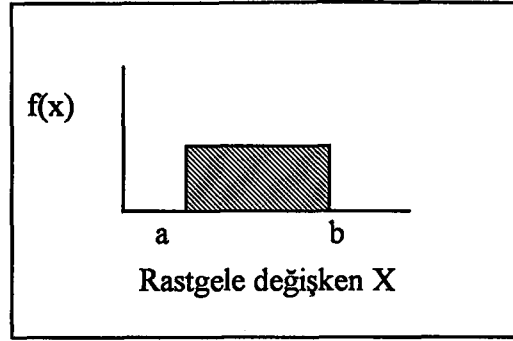


Şekil 3.5. Lognormal dağılım

3.3.3 Düzgün Dağılım

Değişkenin üst ve alt sınırları arasındaki nümerik değerlerin eşdeğer olasılığa sahip olduğu sürekli bir olasılık dağılımıdır.

Şekil 3.6' da düzgün bir dağılım görülmektedir. X_{minimum} ve X_{maksimum} arasındaki bütün X değerlerinin olasılığı birbirine eşittir. Düzgün dağılıma bazen dikdörtgen dağılım da denilmektedir.



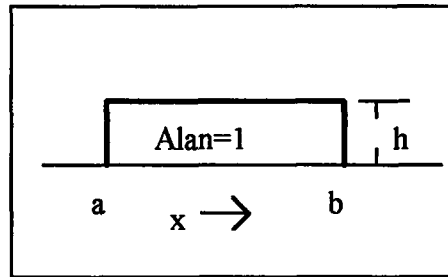
Şekil 3.6. Düzgün dağılım

$$a = X_{\text{minimum}}$$

$$b = X_{\text{maksimum}}$$

Düzgün dağılımın ortalama ve medyan, X_{minimum} ve X_{maksimum} noktalarının arasında orta noktada oluşur.

Düzgün dağılım, dikdörtgen dağılım olarak da bilinmektedir. Bu basit dağılımın ortalama değeri ve varyans'ının hesaplanmasında kullanılan denklemler aşağıda verilmektedir.



Şekil 3.7. Düzgün dağılımın alanının hesaplanması

Sürekli bir düzgün dağılım için, toplam alan 1 ' dir. h' nin değeri

$$1 = h(b - a) \quad (3.11)$$

$$h = \frac{1}{(b - a)} \quad (3.12)$$

Ara değer a ve b arasındaki integral değerlendirilerek, hesaplanır.

$$E(x) = \int_a^b h x dx = h \frac{b^2 - a^2}{2} = \frac{b^2 - a^2}{2(b-a)} = \frac{b+a}{2} \quad (3.13)$$

Simetri olduğundan ortalama değer tam orta noktada meydana gelecektir.

$$E(x^2) = \int_a^b h x^2 dx = h \frac{b^3 - a^3}{3} = \frac{b^3 - a^3}{3(b-a)} \quad (3.14)$$

Varyans,

$$\sigma^2 = E[x^2] - m^2 = \frac{b^3 - a^3}{3(b-a)} - \left(\frac{b+a}{2}\right)^2 = \frac{(b-a)^2}{12} \quad (3.15)$$

Düzgün dağılımın standart sapması aşağıdaki gibidir.

$$\sigma = \sqrt{\frac{(b-a)^2}{12}} \quad (3.16)$$

Kümülatif olasılığın tanımı aşağıdaki gibi verilebilir.

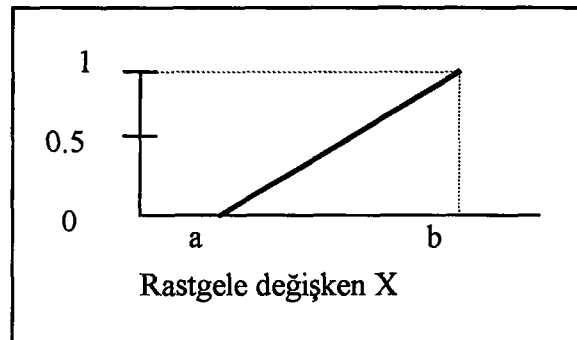
$$F = \int_{-\infty}^x f(x) dx \quad (3.17)$$

Bu bağıntı düzgün dağılıma uygulandığında,

$$F = \int_a^x h x dx = \frac{x-a}{b-a} \quad a \leq x \leq b \quad (3.18)$$

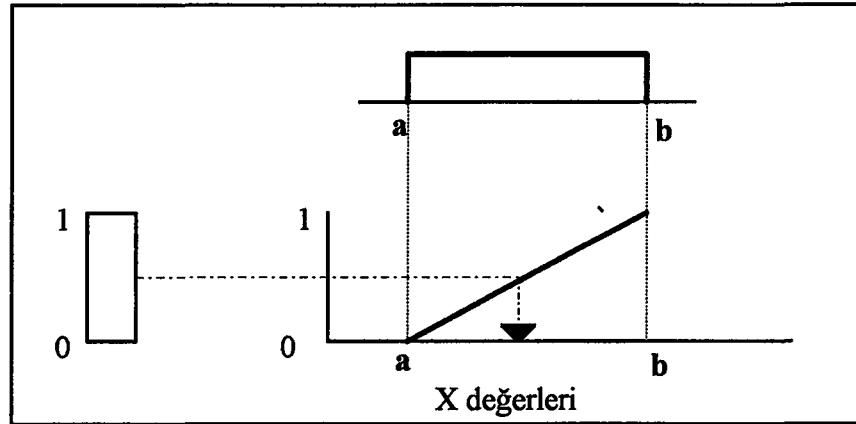
$x=b$ olduğunda $F=1$ olacaktır.

Şekil 3.8 düzgün dağılım için kümülatif frekans olasılığını göstermektedir.



Şekil 3.8. Düzgün dağılım için kümülatif frekans olasılık grafiği

Düzgün dağılıma sahip bir değişkenin MCÖY ile girilmesi işlemi aşağıdaki gibidir.



Şekil 3.9. Düzgün dağılıma MCÖY 'nin uygulanması

Düzgün dağılımdan rastgele değer seçtirme işleminde kullanılmak üzere x' in kümülatif olasılığı önce de belirtildiği gibi

$$F(x) = \frac{x-a}{b-a}$$
 denklemi ile verilmektedir.

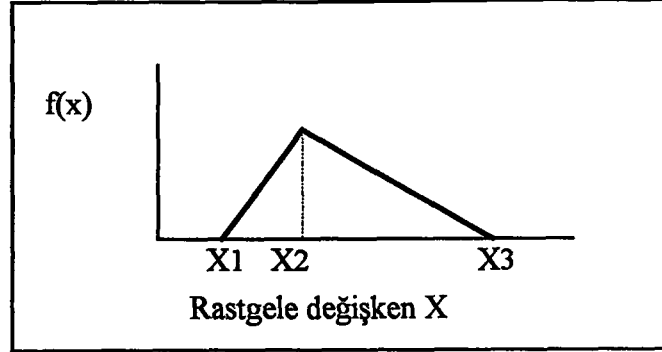
F(x), düzgün olarak dağılmış rastgele sayı ile değiştirildiğinde, x aşağıdaki denklem yardımı ile çözülebilir.

$$\mathbf{x} = \mathbf{a} + \mathbf{R}\mathbf{N}(\mathbf{b} - \mathbf{a}) \quad (3.19)$$

Bu dağılım petrol aramacılığındaki risk analizinde yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Risk Analizi yapan kişi belirsizliği, bir parametrenin olası değerlerini kullanarak bir dağılım formunda tanımlayabilir. Analizi yapan kişi burada değişkenin minimum ve maksimum değerlerini belirlemek durumundadır.

3.3.4 Üçgen Dağılım

Üçgen dağılım, Şekil 3.10' da görüldüğü gibi üçgen şekline sahip sürekli bir olasılık dağılımıdır. Mod değeri X_2 , minimum değeri X_1 ve maksimum değeri X_3 ve en olası değerlerin belirtilmesi ile elde edilir. Üçgen dağılımın ortalama değeri ve standart sapma değeri denklem (3.13) ve (3.14) ile hesaplanır.



Şekil 3.10. Üçgen dağılım

Üçgen dağılımın ortalama değeri

$$\mu = \frac{x_1 + x_2 + x_3}{3} \quad (3.20)$$

Üçgen dağılımın standart sapması

$$\sigma = \sqrt{\frac{(x_3 - x_1)(x_3^2 - x_1 x_3 + x_1^2) - x_2 x_3 (x_3 - x_2) - x_1 x_2 (x_2 - x_1)}{18(x_3 - x_1)}} \quad (3.21)$$

Üçgen Dağılıma sahip bir değişkenin simülasyonda kullanılarak, değişken örnekleme aşağıdaki gibi yapılır.

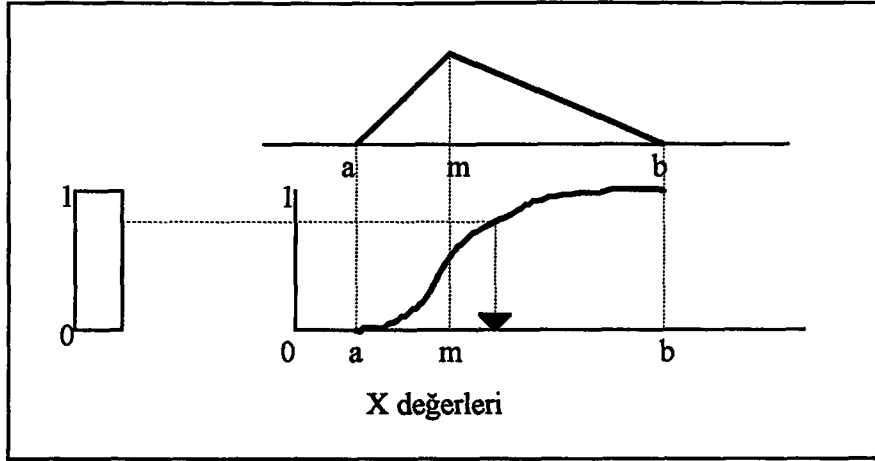
$$m = \frac{x_2 - x_1}{x_3 - x_1} \quad (3.22)$$

x değişkeninin $a \leq x \leq m$ aralığında olması durumunda kümülatif olasılık,

$$F(x) = \left(\frac{x-a}{m-a} \right)^2 \left(\frac{m-a}{b-a} \right) \quad (3.23)$$

x değişkeninin $m \leq x \leq b$ aralığında olması durumunda kümülatif olasılık,

$$F(x) = 1 - \left(\frac{b-x}{b-m} \right)^2 \left(\frac{b-m}{b-a} \right) \quad (3.24)$$



Şekil 3.11. Üçgen dağılıma MCÖY'nin uygulanması

Üçgen bir dağılımdan rastgele değer seçirme işlemi düzgün dağılıma benzerdir.

$F(x)$ rastgele sayı ile değiştirildiğinde,

$$\text{Eğer } RN \leq \frac{(m-a)}{(b-a)} \text{ ise}$$

$$x = a + \sqrt{(m-a)(b-a)RN} \quad (3.25)$$

şeklinde örneklenir.

$$\text{Eğer } RN \geq \frac{(m-a)}{(b-a)} \text{ ise}$$

$$x = b - \sqrt{(b-m)(b-a)(1-RN)} \quad (3.26)$$

şeklinde örneklenir.

Üçgen dağılım, Monte Carlo Simülasyon'unda en yaygın dağılım tiplerinden biridir. Çünkü rastgele değişkenin minimum, maksimum ve en olası değerlerin saptanması ile elde edilir. Üçgen dağılımın eşdeğer kümülatif frekans formuna çevrilmesi için çeşitli

yaklaşımlar mevcuttur. Bunlardan en kolay ve yaygın olanı aşağıdaki Tablo 3.3 ' de görülmektedir.

Tablo 3.3. Üçgen dağılımın kümülatif frekansa çevrilmesi

Üçgen dağılımın kümülatif frekansa çevrilmesinde kullanılan denklemler
<u>Üçgen dağılımın parametreleri:</u> x_1=minimum x değeri x_2=en olası x değeri x_3=maksimum x değeri x_2' den küçük veya eşit x değerleri ($x \leq x_2$): x' den küçük veya eşit olma kümülatif olasılığı $= \frac{(x')^2}{m}$ x_2' ye eşit veya büyük x değerleri ($x \geq x_2$): x' den büyük veya eşit olma kümülatif olasılığı $= 1 - \left\{ \frac{(1-x')^2}{(1-m)} \right\}$ $x' = \frac{x - x_1}{x_3 - x_1}$ ve $m = \frac{x_2 - x_1}{x_3 - x_1}$

3.4 UYUM TESTİ (GOODNESS OF FIT-TEST)

Uyum testi, bir değişkene ait çok sayıda veri mevcutsa, bu veri setinin hangi tip istatistiksel dağılıma uygunluk gösterdiğini belirlemek için kullanılır. Uyum testi, değişkenler düzgün veya üçgen dağılımlar gibi çok az veri gerektiren dağılımlar ile tanımlandığında kullanılmaz. Bu çalışmada, amacı gereği genellikle düzgün ve üçgen dağılım yer almaktadır. Bu nedenle Uyum Testi pek gerekli olmamıştır. Fakat çok sayıda saha verisi olduğunda Best-Fit[13] yazılımı kullanılmaktadır. Bu yazılımda üç değişik uyum testi yer almaktadır. Veri setleri farklı uyum testlerine tabi tutularak en çok uygunluk gösterdikleri dağılım tipi belirlenmektedir.

BÖLÜM 4

MONTE CARLO ÖRNEKLEME YÖNTEMİ

Olasılık teorisine ait uygulamaların çoğunda, stokastik bir problemin matematiksel formülasyonu yapılır daha sonra analitik ve sayısal yöntemler kullanılarak problem çözülür. MCÖY 'nde bu işlemin tersi söz konusudur Dahlquist ve Björckö[14]. Bu yöntemde, verilen bir matematiksel problem , sayılar kullanılarak bir 'şans oyunu' gibi kurgulanır. Burada kullanılan 'sayılardan' daha sonra bahsedilecektir.

Bir problemin çözümü, bir oyunda bazı değişkenlerin dağılım fonksiyonuna veya ortalama değerine veya bazı olayların olasılığına eşdeğer olabilir. Böyle bir durumda, bir 'oyun' veya 'deneme' kurgulanır, bu oyun defalarca oynanır, sonuçlar istatistiksel yöntemlerle değerlendirilir. Bir sistemde şans söz konusu olduğunda MCÖY'nin kullanımı doğru sonuçlar verir. Bu işlem bir anlamda verilen sistemdeki(oyundaki) en önemli bileşenlerin (oyuncuların) simülasyonudur.

MCÖY ilk kez 1800'lerde deneysel örneklemeler yapmak amacıyla kullanılmıştır. Üzerinde en yoğun bir şekilde çalışılan dönem ise 1940' lı savaş yıllarıdır. MCÖY bu yıllarda bomba yapımı sırasında kullanılmıştır.

4.1. MCÖY' NİN HİDROKARBON REZERVUARLARINDA KULLANIMI

MCÖY daha önce de belirtildiği gibi stokastik modelleme yapan bir simülasyon yöntemidir. Bir hidrokarbon rezervuarı değerlendirilirken bir kuyunun gerçek sayılabilecek verileri ve bazı sismik yorumlar mevcut olsa da kuyuların arasındaki litolojik yapılanma ve faylar da bilinmelidir. Rezervuar, tam olarak saptanması son derece güç hatta imkansız olan kendi gerçek performansına göre bir üretim programına sahiptir. Bu üretim programının gelecekte nasıl devam edeceğini modellerken deterministik yöntemler kullanılırsa beklenen senaryolar arasından sadece 'bir tanesi' elde edilebilecektir.

Rezervuar ve heterojen yapısı hakkında tam bilgi olmadığı halde rezervuarın üretimini simgeleyen sadece 'bir sonuç' yaklaşımı gerçekçi olmadığı gibi hatalı sonuç elde etme riski de oldukça yüksektir.

Oysa stokastik modellemede üretime etkisi olan her değişken olasılık değerleriyle birlikte modele katılmakta, sonuçlar gerçekleşme olasılıkları ile alınmaktadır. Deterministik ve Stokastik Modelleme ile rezervuarın gerçekte yapacağı üretim arasındaki ilişki Şekil 4.1'de görülmektedir. Bu şekilde görüldüğü gibi gerçek rezervuar modeli ile stokastik ve deterministik modelleme incelendiğinde deterministik bir modelin yanılma payı oldukça fazladır. Oysa stokastik modelleme ile birçok rezervuar modeli oluşturulmakta ve bu modeller olasılık değerleriyle birlikte değerlendirilmektedir.

4.2 RASTGELE SAYILAR

MCÖY'nde kullanılan rastgele sayılar 0 ile 1 arasında düzgün dağılıma sahip sanal rastgele sayılardır . Bilinen rastgele sayı dizisi üretici yerine sanal rastgele sayı dizisinin kullanılmasındaki neden Monte Carlo Simülasyonu için sanal rastgele sayıların daha uygun olmasıdır. Rastgele sayı üreticilerinin belli bir sayı sonrası kendisini tekrar etme özelliği vardır. Bu durum Monte Carlo Simülasyonu'nun doğru olmayan sonuçlar üretmesine neden olacaktır. Özellikle simülasyon adım sayısını büyütmek gerektiğinde bu üreticilerin verdiği rastgele sayılar kendilerini tekrar edecektir. Sanal Rastgele Sayı Üreteçlerinde bu tekrar aralığı son derece büyüktür. Bu nedenle bu çalışmada Sanal Rastgele Sayı Üretici kullanılmaktadır Press [15].

Üreticinin doğru çalışıp çalışmadığını test etmek için grafiksel yöntem veya Uyum Testi uygulanabilir. Bu çalışmada grafiksel yöntemde kullanılmak üzere , rastgele sayı üreticinden verilen bir tamsayı ile belli sayıda rastgele sayı üretilmiştir. Daha sonra rastgele sayı dizisi iki ayrı dizi şekline getirilerek grafik çizilmiştir. Grafikten gözlemlenen heterojen dağılım üreticinin kullanılabilir olduğunu göstermiştir.

4.3 VARYANS AZALTIMI YÖNTEMİ (VAY)

Simülasyon, en genel tanımı ile rastgele verilerle rastgele sonuçların üretilmesidir.

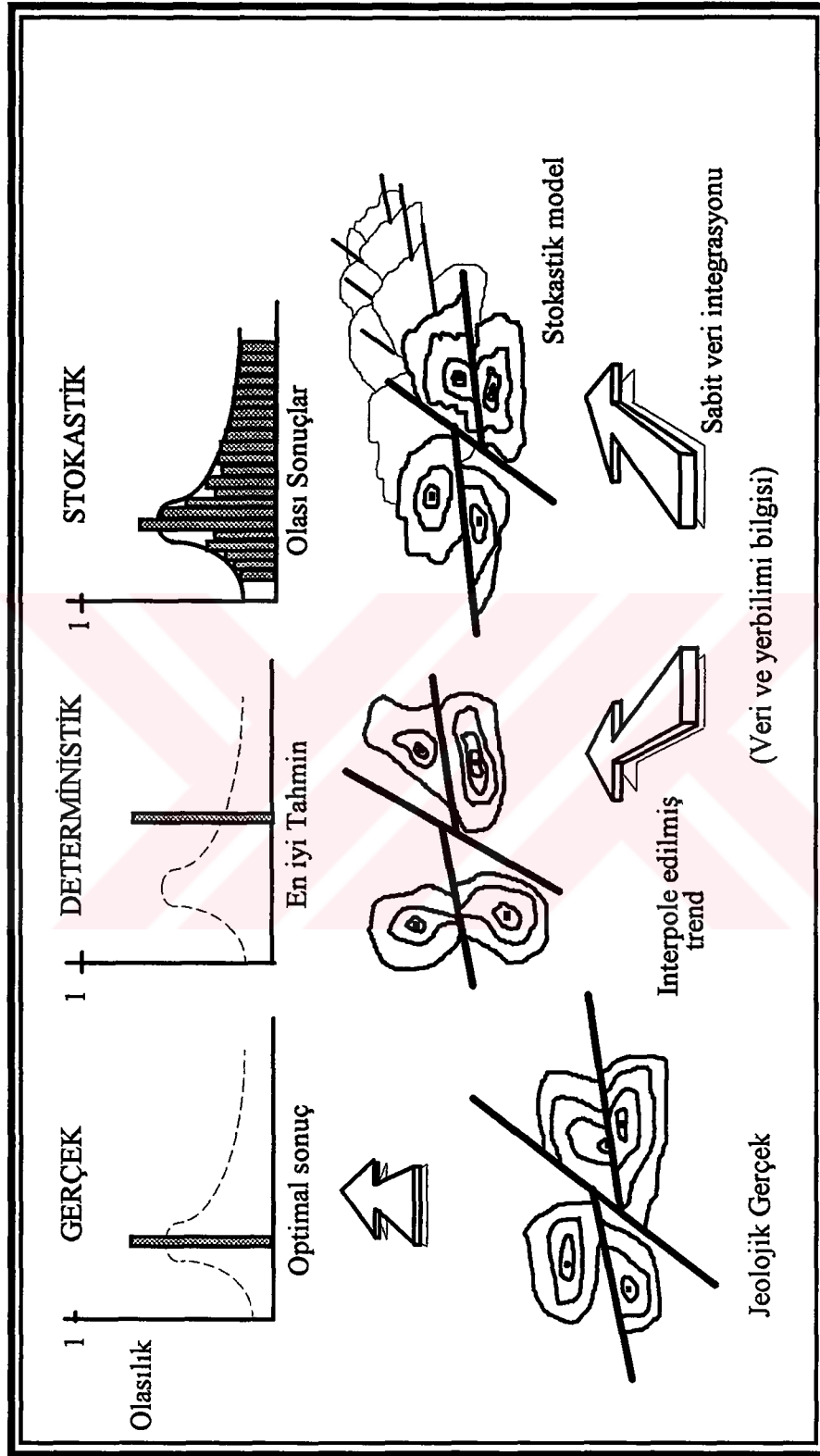
Çok fazla adıma sahip bir simülasyon,

1-Daha çok bilgisayar zamanı

2-Bilgisayar hafızasının işgali

3-Daha fazla masraf

demektir.



Şekil 4.1.1. Deterministik, stokastik ve gerçek rezervuar modeli arasındaki ilişki

VAY, bu çalışmada stokastik modelleme yapan bir simülasyonda belirli rastgele koşullar altında tekrarların yapılmasıyla elde edilen sonuçların değişebilirliğinin kontrol edilmesini sağlamaktadır.

VAY simülasyonun etkinliğini arttıran bir yöntemdir. Burada etkinlik, minimum hafıza kullanımı anlamındadır Law ve Kelton [16].

Bu çalışmada bir simülasyondan elde edilen rastgele çıkış değişkenlerinin varyanslarının ölçülerek istatistiksel etkinlik sağlanmaktadır. Rastgele çıkış değişkeninin varyansının azaltılması,

- 1-Daha küçük güven aralığı
- 2-Daha az simülasyon adımı
- 3-Daha duyarlı sonuçlar

elde edilmesini sağlar. VAY dikkatli bir şekilde uygulandığında farklı maliyete sahip iki proje arasından daha etkin olanının seçilmesini sağlar.

VAY uygulanacağı sistemin yapısına bağlı olarak seçilmektedir Bratley ve Schrage [17]. Literatürde en sık rastlanan VAY yöntemleri şunlardır:

- 1-Bilinen Rastgele Sayılar Yöntemi (BRS)
- 2-Karşıt Rastgele Çeşitlemeler Yöntemi (KRÇ)
- 3-Kontrol Çeşitleri (KÇ)

Yöntemler arasında bir ve üçüncüsü farklı simülasyonların performanslarının değerlendirilmesinde kullanılmaktadır. Bu çalışmada bir simülasyon modelinin performansı değerlendirilmektedir. Bu nedenle ikinci yöntem kullanılmaktadır.

KRÇ simülasyon adımları arasındaki ilişkiyi inceler. Bu yöntemde, Tamamlayıcı Sanal Rastgele Sayı Dizileri (TSRSD) kullanılır. Amaç, İki (TSRSD) arasında negatif ilişki kurabilmektir.

n tane çift adım yapıldığında toplam $2n$ simülasyon adımı kaydedilecektir.

Bu simülasyonun sonucunda biri diğerinde bağımsız $(x_1^{(1)}, x_1^{(2)}), \dots, (x_n^{(1)}, x_n^{(2)})$

çiftler elde edilsin. Örneğin $j_1 \neq j_2$ ise $x_{j_1}^{(1)}$ ve $x_{j_2}^{(2)}$ bağımsızdır.

$$\text{Eğer } j=1,2,\dots,n \text{ ve } x_j = (x_j^{(1)} + x_j^{(2)})/2 \quad (4.1)$$

ise

$$\bar{x}(n) = \sum_{j=1}^n x_j / n \quad (4.2)$$

$\bar{x}(n)$, μ nin nokta saptayıcısı olarak adlandırılır.

$$\mu = E(x_j^{(1)}) = E(x_j) = E[\bar{x}(n)] \quad (4.3)$$

değerleri BBD (Bağımsız Belirli Dağılımdan) elde edilmiş sonuçlar olsun.

$$\text{Var}[\bar{x}(n)] = \frac{\text{Var}(x_j)}{n} = \frac{\text{Var}(x_j^{(1)}) + \text{Var}(x_j^{(2)}) + 2\text{Cov}(x_j^{(1)}, x_j^{(2)})}{4n} \quad (4.4)$$

eşitliği bulunur.

Eğer çiftteki adımlar bağımsız ise $\text{Cov}(x_j^{(1)}, x_j^{(2)}) = 0$ olacaktır.

Eğer çiftteki adımlar arasında negatif ilişki var ise $\text{Cov}(x_j^{(1)}, x_j^{(2)}) < 0$

Simülasyonun adım sayısı, n arttığında amaç değişkeninin varyans değerinde azalma olacaktır. Bu yöntemde, varyansın hangi değere kadar azaltılacağı önemli bir noktadır. n sayısı belli bir değerden sonra amaç değişkeni için birbirine çok yakın ortalama değerleri verecektir. Bu noktadaki n değeri istenen varyans değeri için gerekli adım sayısı olarak alınabilir.

4.4 MODEL DEĞİŞKENLERİNİN İNCELENMESİ

4.4.1. Değişkenlerin Belirlenmesi

Sonuç değerini etkileyen değişkenlerin ve bunların değerlerinin bilinmesi gerekir Newendorp[5]. Sonucu etkileyen parametreler; net üretim zonu kalınlığı, gözeneklilik, su doymuşluğu, üretim faktörleri, sondajı yapılan kuyu sayısı, sahanın veya kuyuların verimliliği, sondaj maliyetleri, platform veya boruhattı donanım maliyetleri (eğer sondaj açık denizde ise), ham petrol ve gaz satış fiyatları, vergiler, telif ücretleri, vb.

4.4.2. Analiz Modelinin Belirlenmesi

Değişkenlerin listelenmesinden sonra birbiriyle bağımsız olan değişkenlerin denklemlerinin veya bağıntılarının belirlenmesi gerekir. Değişkenler arasındaki bağımlılık bir denklemle ifade edildiği gibi, çeşitli denklemler veya adım-adım hesap serilerinden de oluşabilir. Uygulamalar kısmında, tamamen hipotetik olarak oluşturulmuş bir yatırım sahası mevcuttur. Analiz modeli üretilebilir rezerv hesaplaması ile başlayıp, daha sonra rezervlerin iskonto edilmiş gelirlere dönüştürülmesi ve son safhada operasyon maliyetlerinin gelirlere çıkarılmasından oluşan kar değerinin elde edilmesinden ibarettir.

İlişki, projeden projeye değişiklik gösterebileceği gibi (dünyanın hangi ülkesinde olduğuna bağlı karada veya denizde olması vb.) değişkenlerin listesinde de farklılık olacaktır.

Özellikle bu ilk iki adımın tanımlanması, analizi yapılacak modelin belirlenmesini sağlayacağından oldukça önemlidir.

4.4.3. Değişkenlerin Gruplara Ayrılması

Kar değişkenini etkileyen değişkenler iki grupta incelenir. Birinci grupta değerleri tam olarak bilinen değişkenler veya parametreler yer alır. İkinci grupta analiz süresince değerleri tam olarak bilinmeyen değişkenler veya parametreler yer alır. Arama projesinde karlılığı etkileyen değişkenlerin büyük bir çoğunluğu genellikle ikinci grupta yer almaktadır.

Vergi ve telif ücretleri genellikle birinci gruba giren parametrelerden bazılarıdır. Yapının veya projenin boyutuna ilişkin değişkenler, üretilebilir gaz veya petrol miktarı, verimlilik programları, maliyet ve gelecekteki işletme maliyetlerine ilişkin faktörler, gelecekteki ham petrol ve gaz satış fiyatları gibi değişkenler bilinmeyenler grubuna girmektedir.

Değişkenleri gruplandırırken dikkat edilmesi gereken nokta, analiz süresince değeri tam olarak bilinmeyen değişkenlerin, bilinmeyenler olarak değerlendirilmesidir. Örneğin net üretim zonu kalınlığı değişkeni üretilebilir bir

rezervin büyüklüğünü etkileyen bir değişken olup bilinmeyenler grubunda değerlendirilmektedir.

Belirsizlik, çeşitliliğe etkimekte olup değişkenin bir aralık içerisinde değerlerinin dağılımı olarak tanımlanmaktadır.

Eğer bir değişkenin değeri tam olarak bilinmiyorsa o değişken bilinmeyen grubunda incelenmelidir.

4.4.4 Bilinmeyen ve Rastgele Değişkenlerin Dağılımlarının Belirlenmesi

Değerleri tam olarak bilinmeyen değişkenlerin dağılımı olarak tanımlanmaktadır. Bilinmeyen değişkenlerin dağılımlarının saptanmasında kullanılacak yaklaşımlar şunlardır:

-Bir değişken farklı dağılımlarla tanımlanabilir. Dağılımlar sürekli yada süreksiz olabilir. Bazı değişkenler diğerleriyle ilişkili olabilir. Bu değişkenlerin arasındaki ilişki saptanabilir.

-Veri girişi o konunun uzmanınca yapılabilir.

-Veriler o verinin özelliğine göre karakteristik bir şekil alabileceği gibi, veri mevcut değilse yakın sahalara ait veriler de kullanılabilir.

Eğer değişkenin alabileceği değerler hakkında bilgi mevcut değilse o değişkenin alabileceği minimum, maksimum varsa en olası değer kullanılarak değişken düzgün veya üçgensel dağılım olarak tanımlanabilir.

4.4.5 Simülasyon Adımlarının Oluşturulması

Simülasyon Analizi sonuç değerinin tekrarlar şeklinde hesaplanmasından oluşur. Sonuç değeri bu çalışmada kar değeri olup, her kar değeri kendisini etkileyen değişkenlerin farklı bir kombinasyonu sonucu elde edilmektedir.

Rastgele değişkenler kendi orjinal dağılımlarından örneklenmektedir. Bu örnekleme işlemi analizin anahtar kısmı olup, MCÖY ile gerçekleştirilmektedir. İşlem, rastgele değişkene ait kümülatif frekans grafiğinin kümülatif yüzde skalası

üzerinden rastgele sayılar girilerek yapılmaktadır. Rastgele sayı rastgele değişkene ait olan değere nümerik eşdeğer yüzde olarak eşitlenir.

Elde edilen rastgele değişken simülasyonun sadece bir adımı için geçerlidir. Yeni adım için yeni rastgele sayı elde edilir, nümerik olarak eşdeğer yüzdeye atanır ve grafikten rastgele değişkenin farklı bir değeri elde edilir. Rastgele değişken için yapılan çok sayıda örnekleme sonucu, değişkenin orjinal dağılımına tamamen eşit forma sahip yeni bir dağılım elde edilmiş olur. Bu örnekleme işlemi, mevcut çeşitli yöntemler arasında sadece biri olup, en etkinidir.

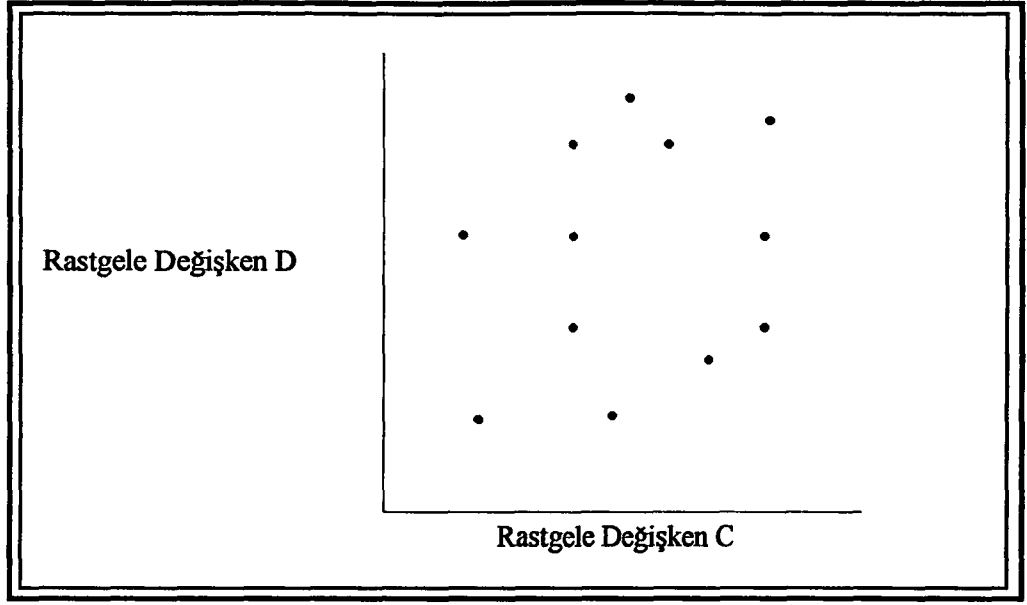
Bir simülasyon analizinde karlılığı etkileyen rastgele değişkenlerden bazıları bağımsız bazıları da bağımlıdır. Örnekleme işlemini yaparken birbiriyle bağımlı değişkenleri bağımsızmış gibi düşünerek değerlendirmeye tabii tutmak sonuçlara hiç de azımsanamayacak ölçüde etki etmektedir. Böyle bir durumda öncelikle yapılması gerekenler:

- (1) Değişkenlerin arasındaki ilişkinin denkleminin saptanması
- (2) Örnekleme işleminde bağımlı değişkenlere bir yaklaşım belirlemektir.

Başlangıç debisi(bbl/gün/kuyu) ve net üretim zonu kalınlığı birbirinden bağımsızmış gibi düşünüldüğünde her adım için gelirin net şimdiki değerinin hesaplanabilmesi için gereken saha ömrü, azalım eğrisi analizi yardımıyla bulunmaktadır. Eğer kalınlık fazla olarak örneklenmişse ve aynı zamanda başlangıç debisi düşük olarak örneklenmişse saha ömrü 200 yıl civarında çıkabilir veya tersi bir durum için 17 gün civarında bulunabilir. Gerçeği yansıtmayan bu koşullar altında risk ve belirsizliği değerlendirirken bağımlı değişkenlerin aralarındaki ilişkinin düşünülmesi bir zorunluluk haline gelmektedir.

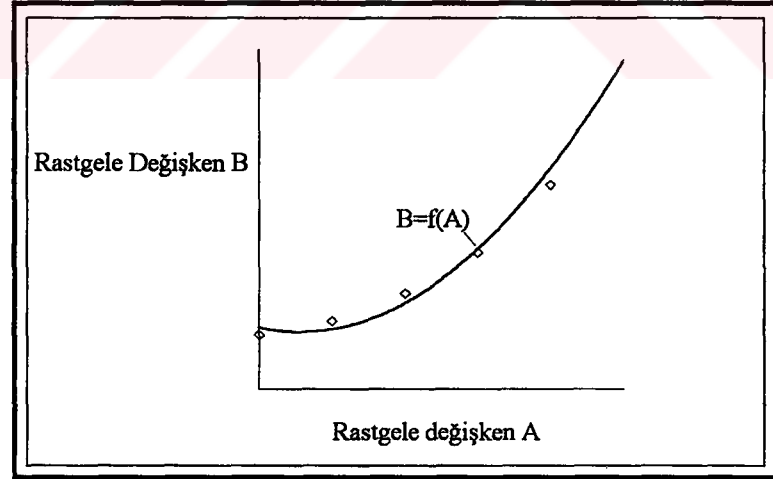
Bu ilişkiyi saptamak için çeşitli yöntemler vardır. Bu çalışmada petrol aramaları için ayrıntılı istatistik teorileri kullanmadan değişkenlerin grafiklerini kullanarak saptanabileceği bir yöntem geliştirilmiştir.

A ve B gibi birbirine bağımlı iki değişken mevcut olduğunda A ve B değişkenlerinin grafikleri çizilerek A' ya karşılık B değişkeninin alacağı sayısal değerleri ile koordinat noktaları oluşturulur.



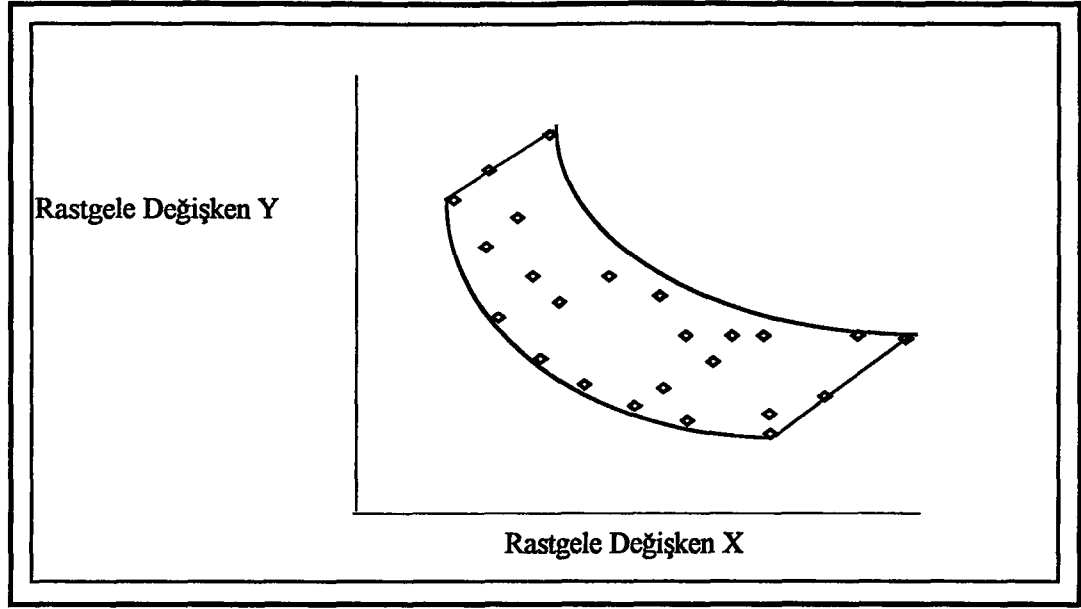
Şekil 4.2 Tam bağımsız değişkenler

Şekil 4.2 incelendiğinde, düşük C değerleri için yüksek D değerleri ve tersi durum görülmektedir. Buradaki değişkenler arasında bir ilişki görülmemektedir. Bu durum değişkenlerin tam olarak bağımsız olduğu uç bir örnektir.



Şekil 4.3. Tam bağımlı değişkenler

Burada her iki değişken de ayrı ayrı örneklenmek durumundadır. A ve B gibi iki değişkene ait Şekil 4.3 incelendiğinde, tam bağımlılığın olduğu başka uç bir örnek görülecektir Newendorp [5]. A ve B birbirine tam bağımlı iki değişken olup B nin değeri örneklendikten sonra fonksiyonda yerine konulup ilişkili B değeri bulunur.



Şekil 4.4. Kısmi bağımlı değişkenler

Buradaki iki örnekte de bağımlılık basit bir şekilde ele alınmıştır. Asıl sorun yarı-bağımlı iki değişken arasındaki bağımlılığın incelenmesidir. X-Y gibi iki bilinmeyen rastgele değişkene ait değerler kullanılarak çizilen Şekil 4.4' de değişkenler arasında kesin bir ilişki görülmemektedir. Fakat X arttıkça Y' nin değişkenlik aralığında değişim olduğu açıktır. Bu her adımda örneklenmiş X değerine karşılık Y dağılımının biraz ilişkili olduğunu göstermektedir. Bu şekilde kısmi bağımlılığa sahip değişkenlerin risk analizine doğru bir şekilde işlenerek dahil edilebilmeleri için aşağıdaki "Veri Hazırlama" adımları takip edilmelidir.

- 1.Nümerik X-Y verileri için grafik hazırlanır,
- 2.X-Y veri noktalarını çevreleyen sınırları çizilir. X ve Y nin bu sınırların dışında kalan noktası varsa, bu noktaların meydana gelme olasılığı 0 olarak kabul edilir.
- 3.Bu sınırlar içerisinde Y deki değişimi X in bir fonksiyonu olarak saptanır. Gözlenen değişimin Y nin bir normalleştirilmiş dağılımı olarak düşünülür.
Normalleştirilmiş dağılımın sınırların 0 ile 1 arasında olup verilen X değeri için Y nin minimum değeri 0, maksimum değeri 1 olabilir. Boyutsuz, normalleştirilmiş dağılım kendi rastgele değişken koordinatında Y_{NORM} sembolü ile gösterilir. Bu dağılım her şekilde olabilir.
- 4.Risk Analizi' ne veri girişi aşağıdaki gibi yapılır.
 - a-X dağılımının kümülatif frekansı hesaplanır.
 - b-Normalleştirilmiş Y dağılımının, Y_{NORM} kümülatif frekansı hesaplanır.
 - c-Her adımda Y hesaplamasında aşağıdaki denklem kullanılmaktadır.

$Y_{\min}$ = Örneklenen X değeri için, Y nin olası en küçük değeri

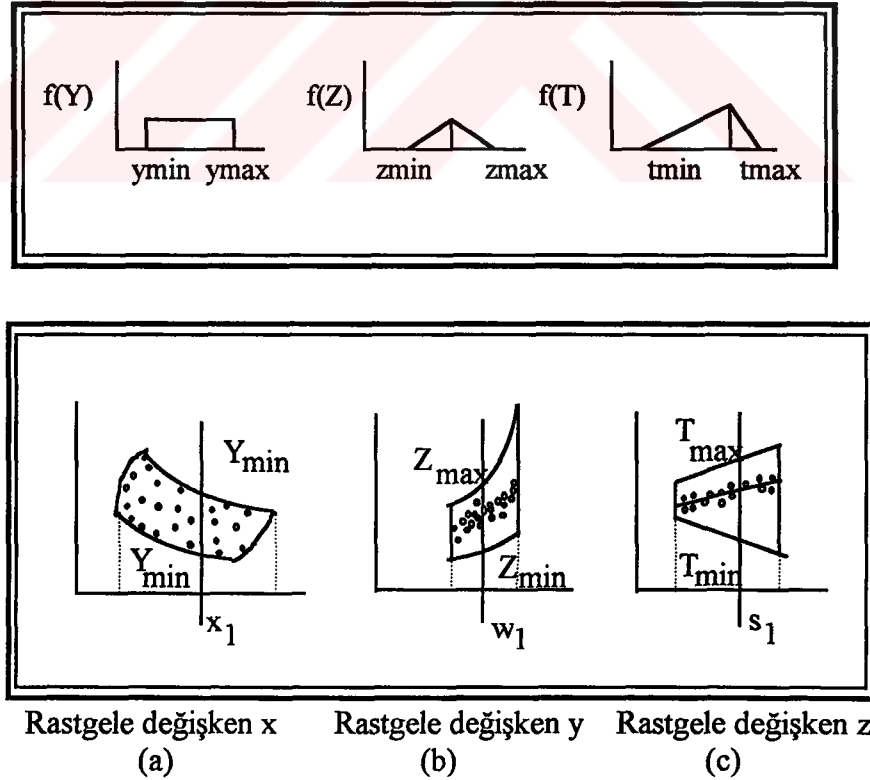
$Y_{\max}$ = Örneklenen X değeri için, Y nin olası en büyük değeri

Y_{NORM} = Boyutsuz normalleştirilmiş Y dağılımının değeri

Y = Rastgele Y değişkeninin hesaplanan değeri

İlk iki adımın sonunda X-Y noktalarının sınırları çizilecektir. Sınırın doğru kabul edilmesi her zaman uygun bir yaklaşım değildir. Çünkü sınırın dışındaki X ve Y noktaları gözönüne alınmamaktadır. Üçüncü adımda sınırların içinde X in fonksiyonu olarak değişen Y deki değişimin belirlenmesi gerekir. Sınırın içinde Y değeri dikey yoğunlukta mı dağılmaktadır, değerlerin çoğu alt ve üst sınırda mı toplanmıştır, yoksa ortalama değerlerde mi yoğunlaşmaktadır. Şekil 4.5 (a) X in fonksiyonu olarak incelendiğinde Y rastgele dağılıma sahiptir. Bu durumda X in fonksiyonu olarak Y nin değişkenliğinin düzgün, dikdörtgen bir dağılım gösterdiği görülmektedir. Bir değişkenin değişebilirliğini, veriye uyan herhangi bir dağılım tipinin fonksiyonu olarak belirlemek mümkündür.

Şekil 4.5' de bu anlamda bazı olasılıkların şekilleri görülmektedir.



Şekil 4.5. Kısmi Bağımlılık Çeşitleri

Şekil 4.5 kısım(a) Sınırın içerisinde Y nin değişkenliği düzgün dağılım göstermektedir. X_1 koordinatının üst ve alt sınırlarla kesişimi özel, birim Y dağılımının sınırlarını tanımlar ($Y_{\min}$ ve $Y_{\max}$ olarak).

Şekil 4.5 kısım(b) W nin fonksiyonu olarak Z değişimi rastgele olmamaktadır. Ortada hat boyunca bir yakınsama görülmektedir. Sınırlı bölgede Z nin değişkenliği simetrik bir üçgen dağılımla tanımlanmaktadır. Z nin değişkenliği bir normal dağılımlar serisi olarak tanımlanabilir.

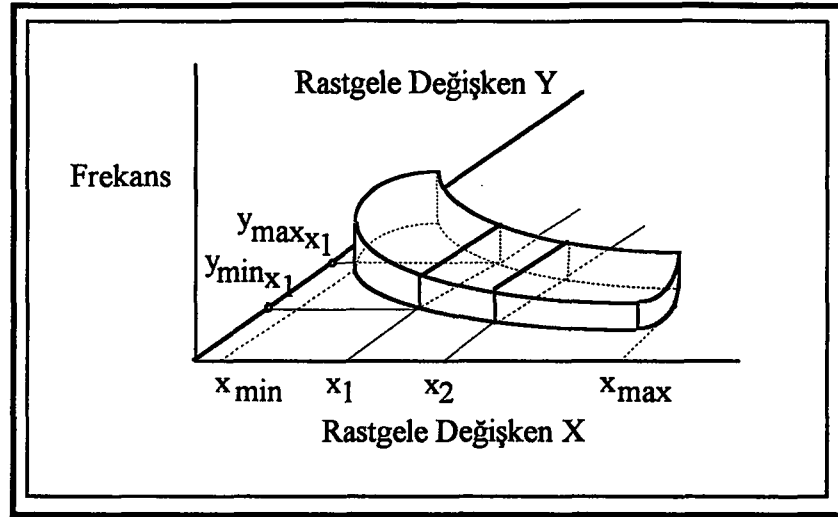
Şekil 4.5 kısım(c) S nin fonksiyonu olarak T nin değişkenliği T nin maksimuma yakın değerlerine doğru bir yoğunluğa sahip üçgen dağılımla gösterilmektedir. T nin maksimum değerlerine doğru lognormal bir dağılım düşünülebilir.

Bu noktada sınırlar içerisinde X in fonksiyonu olarak Y nin değişkenliği tanımlanmaktadır. X - Y verilerinin hangi tip dağılıma girdiğinin belirlenmesi problemin yarısının çözülmesi anlamındadır.

Problemin diğer boyutu, her X değeri için özel, birim bir Y dağılımının olduğu gerçeğidir. X in minimum ve maksimum değerleri arasında sonsuz sayıda X değişkeni mevcut olup, X sürekli bir değişkendir. Her X değeri için sınırları $Y_{\min}$ ve $Y_{\max}$ olan ayrı, düzgün bir Y dağılımı mevcuttur. 3 boyutlu olarak düşünülmelidir. Bunu sağlayabilmek için X - Y boyutuna bir frekans skalası eklenir.

Şekil 4.6' da X değişkeninin dağılımından X_1 değişkeni örneklenmektedir. Herhangi Y değişkenini örnekleyebilmek için kesme yüzeyi boyunca dağılım profilinin bir bıçakla kesildiği düşünülebilir. Y , $Y_{\min}$ ve $Y_{\max}$ duvarları arasında kalan bir dikdörtgen dağılım olmaktadır. Başka bir X_2 değişkeni için örnekleme yapıldığında farklı bir düzgün dağılımla karşılaşılacaktır. Şekli aynı fakat sınırların sayısal değerleri farklı bir duvar vardır. Aslında yüzeyin her olası kesilişi farklı bir Y dağılımını verecektir.

Eğer sonsuz sayıda X değeri mevcutsa, o kadar sayıda Y nin kümülatif dağılımlarının grafiği çizilmelidir. Bu son derece zaman alıcı bir iştir, bu nedenle, bütün farklı Y dağılımlarının grafiği çizilmelidir.



Şekil 4.6. x değişkeninin düzgün dağılım fonksiyonuna bağlı olarak y nin değişimi

Bir olasılık dağılımını normalleştirmek, rastgele değişken skalasını eşdeğer boyutsuz (0 ile 1 arasında) skalaya çevirmektir.

Aşağıdaki denklem bunu yapmaktadır.

$$X' = \frac{X - X_{MAX}}{X_{MAX} - X_{MIN}} \quad (4.5)$$

Burada X, rastgele değişken, X_{MIN} dağılımın minimum değeri, X_{MAX} dağılımın maksimum değeri, X rastgele değişkenin normalleştirilmiş dağılımının dönüştürülmüş rastgele değişken

$$\begin{aligned} X &= X_{MIN} & \text{olduğunda} & X=0 \\ X &= X_{MAX} & \text{olduğunda} & X=1 \end{aligned}$$

Bu fonksiyon kısmi bağımlı değişkenler için tanımlandığından Y değişkenine normalleştirme fonksiyonu uygulandığında

$$Y_{NORM} = \frac{Y - Y_{MIN}}{Y_{MAX} - Y_{MIN}} \quad (4.6)$$

Y_{MIN} = Y nin minimum değeri

Y_{MAX} = Y nin maksimum değeri

Y_{NORM} = Normalleştirilmiş, boyutsuz rastgele değişken

Normalleştirme fonksiyonu X in fonksiyonu olarak tanımlanabilecek sonsuz sayıdaki olası Y dağılımı için simgesel bir dağılım olmaktadır. Her adımda simge fonksiyonundan örneklenen Y_{NORM} değeri istenen örnekleme değerinin Y eksenı boyunca Y_{MIN} ve Y_{MAX} değerinden oransal olarak ne kadar uzaklıkta olduğunu göstermektedir.

Sonuç adımında Y_{MIN} ve Y_{MAX} değerlerine olan oransal uzaklık, örneklenen X değişkeni ile birleştirilir. Sonuç adımı denklem (4.7)' de gösterilmiştir.

Şekil 4.5 (a) 'ya bakıldığında tüm sonsuz sayıdaki Y dağılımı minimumu 0, maksimumu 1 olan Y_{NORM} parametresinin düzgün dağılımı, eşdeğer, normalleştirilmiş bir dağılımdır. Şekil 4.5 (b)' de simetrik üçgen dağılım durumu ise minimum değeri 0, en olası değeri 0.5 (simetri sebebiyle mod değeri, minimum ve maksimumun ortasıdır.) ve maksimum değeri 1 olan normalleştirilmiş bir dağılımdır.

Şekil 4.5 (c) ' de üst sınıra 3/4 yakınlığında en olası değere sahip, minimumu 0, maksimumu 1 olan ve en olası değeri 0.75 olan eşdeğer üçgen bir dağılım tanımlar.

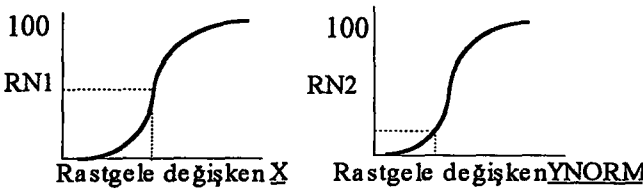
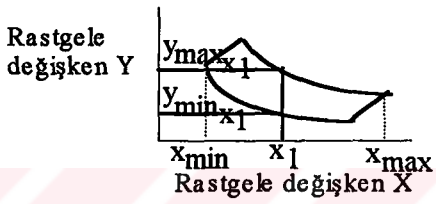
Bütün durumlarda Y değişkenini minimum değeri normalleştirilmiş dağılımlarda 0, maksimum değeri 1 dir. Dağılımı, boyutsuz, normalleştirilmiş Y_{NORM} değişkeninin dağılımı olarak tanımladıktan sonra, her simülasyon adımında bir rastgele sayı kullanılıp Y_{NORM} ' un örneklenmesi için onun eşdeğer kümülatif frekans formuna ihtiyaç duyulmaktadır.

Bu çalışma, gerçek bir simülasyon analizinde şöyle gerçekleştirilmektedir. Tablo 4.1, kısmi bağımlılık gösteren iki değişkenin örneklenmesi için gerekli adımları göstermektedir. Eğer değişkenler el ile örneklenecekse, gerçek kümülatif frekans grafiklerine gereksinim vardır.

İki rastgele sayı kullanarak iki rastgele değişken örneklenmektedir. Birinci rastgele sayı RN_1 , X dağılımından ikinci rastgele sayı RN_2 , normalleştirilmiş Y_{NORM} dağılımından örneklemek için kullanılır. Simülasyon adımı için bir X değeri saptandıktan sonra, X - Y grafiğine giriş için X değeri saptanmış olur.

Girilen X değeri alt ve üst sınır noktaları ile kesiştirildikten sonra Y_{MIN} ve Y_{MAX} saptanır. Y 'nin buradaki sınır değerleri ve örneklenen Y_{NORM} değeri denklem yerleştirilerek o simülasyon adımı için Y 'nin hesaplamasında kullanılır. Bu işlem her adım için tekrarlanır.

Tablo 4.1. Kısmi Bağımlılığı Olan X ve Y Rastgele Değişkenlerin Örneklenmesi

KİSMİ BAĞIMLILIĞI OLAN X VE Y RASTGELE DEĞİŞKENLERİ İÇİN DEĞİŞKEN ÖRNEKLENMESİ	
1) X rastgele değişkeni ve Y _{NORM} değişkeni için kümülatif frekans dağılımlarından örneklenmesi	
2) Örneklenen X değişkenini apsise yerleştirip alt ve üst sınırlarla kesişim noktalarındaki Y _{MIN} ve Y _{MAX} değerlerinin okunması	
3) Y için denklem (4.7) nin çözülmesi. Karışığın bu adımdaki hesabında X ve Y değerleri kullanılacaktır.	$Y = Y_{\min_X} + (Y_{\max_X} - Y_{\min_X})(Y_{\text{norm}}) \quad (4.7)$

Eğer aynı işlemlerin bilgisayar ile çözümlenmesi Tablo 4.2 'de gösterilmiştir. Yapılan işlemi belirleme sebebi ikinci adımdaki gerçek grafiğin bilgisayarda olmayışındandır. Bu sebeple, alt ve üst sınır denklemlerinin bilgisayar X' in fonksiyonu olarak girilmesi gerekir.

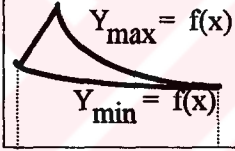
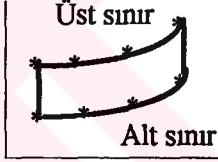
Bu tanımlamalar sonucu, örneklenen X değeri alt sınır denklemine konularak $Y_{\min_X}$, üst sınır denklemine konularak $Y_{\max_X}$ değeri hesaplanır. Bu değerler ve örneklenen Y_{NORM} değeri denklem (4.7)' ye yerleştirilerek hesaplanır.

$$Y = Y_{\min_X} + (Y_{\max_X} - Y_{\min_X})(Y_{\text{NORM}}) \quad (4.7)$$

Eğer üst sınır ve alt sınır denklemleri bilinmiyorsa, analizi yapan kişi her sınır için X-Y koordinat noktalarını vererek bir polinom yaklaşımı kullanarak(bilgisayarların çoğunda standard bir kütüphane altprogram algoritması

mevcuttur) denklem çıkartılabilir. Bu adımların bilgisayardaki uygulamalarından Tablo 4.2 'de bahsedilmektedir.

Tablo 4.2. Kısmi bağımlı değişkenlerin bilgisayar ile örnekleme

KİSMİ BAĞIMLILIĞI OLAN X VE Y DEĞİŞKENLERİ İÇİN DEĞİŞKENLERİ ÖRNEKLEME İŞLEMİNİN BİLGİSAYARDAKİ ADIMLARI	
Yöntem 1 (X-Y nin sınır denklemleri bilinmiyor.)	Yöntem 2 (X-Y nin sınır denklemleri biliniyor.)
Adım 1) Bilgisayara giriş a) X rastgele değ. küm. fre. dağ. b) YNORM, norm. Ydağ. kümülatif frekans dağılımı c) Denklem (4.7) d) X in üst ve alt sınırlarının X in fonksiyonu olarak denklemleri Rastgele değişken  Rastgele değişken X	Adım 1) Bilgisayara giriş a) X rastgele değ. küm. fre. dağ. b) YNORM, norm. Y dağ, küm. fre. dağ. c) Denklem (4.7) d) Alt ve üst sınırlarda 4-8 arası koordinat noktaları Rastgele değişken Y  Rastgele değişken X
Adım 2) X ve YNORM dan değer örnekleme Adım 3) Denklemlere örnekleme X değişkenlerin konularak YMIN ve YMAX'tan YMINX ve YMAXX'in hesaplanması Adım 4) YMINX, YMAXX ve örnekleme YNORM değerinin konularak denklem (4.7) nin çözülmesi	Adım 2) X-Y değişkenleri için koordinatların okunarak polinom denklemine ve fit edilmesi YMIN=f(x) YMAX=f(x) ve doğruların bulunması Adım 3) X ve YNORMdan değer örnekleme Adım 4) YMIN ve YMAX denklemlerine konularak YMINX ve YMAXX 'in bulunması. Adım 5) YMINX, YMAXX ve örnekleme YNORM değerinin konularak denklem (4.7) den çözülmesi.
Not: Adım 1) sadece bir kez yapılır. 2), 3), 4) her adım için tekrarlanır.	Not: Adım 1) ve 2) bir kez 3), 4) 5) her adım için yapılır.

4.4.6 Beklenen Değerin(EV) Hesaplanması

Simülasyon tamamlanıp, kar değerleri hesaplandıktan sonra bu değerler kullanılarak Beklenen Parasal Değerin Kar' ı (EMV) saptanır. Hesaplanan kar değerleri aralıklara bölünür, her aralıktaki kar değerine bağlı olarak frekans ve göreceli frekans hesaplanır. Frekanslar, kar' ın çeşitli seviyelerde oluşma olasılıklarını simgelemektedirler. Göreceli frekans-kar değişkeni grafiği ile değişik kar seviyelerinin olasılıkları karar verme kriteri olarak düşünülebilir.



BÖLÜM 5

MCÖY İLE PETROL VE GAZ REZERVUARLARININ RİSK ANALİZİ

5.1. MODELİN TANIMLANMASI

Bu çalışmada geliştirilen simülatör , üç temel modelden oluşmaktadır.

5.1.1. Havza Analiz Modeli:

Bir havzada anomali gösteren sahalara ait yeterli veri bulunmaması durumunda havzanın rezerv dağılımını belirleyen bir model hazırlanmıştır. Havzadaki sahaların alan, kalınlık ve üretim faktörleri istatistiksel dağılımlar şeklinde tanımlanmaktadır. Modelin akış diyagramı Şekil A.1'de verilmektedir. Örneğin satış fiyatları, vergilendirme oranları , operasyon ve işletme maliyetleri biliniyorsa havzanın rezerv dağılımı yanında karlılık dağılımı da belirlenebilir.

5.1.2. Kuyu Logları Modeli:

Bu model, bir sahada açılan kuyulara ait loglarını kullanarak MCS ile gözeneklilik ve su doymuşluğu dağılımlarını elde etmektedir. Bu dağılımlar, sahanın rezervinin hesaplamasında kullanılmaktadır. Bu bölümle ilgili saha uygulamaları Bölüm 7'de yer almaktadır.

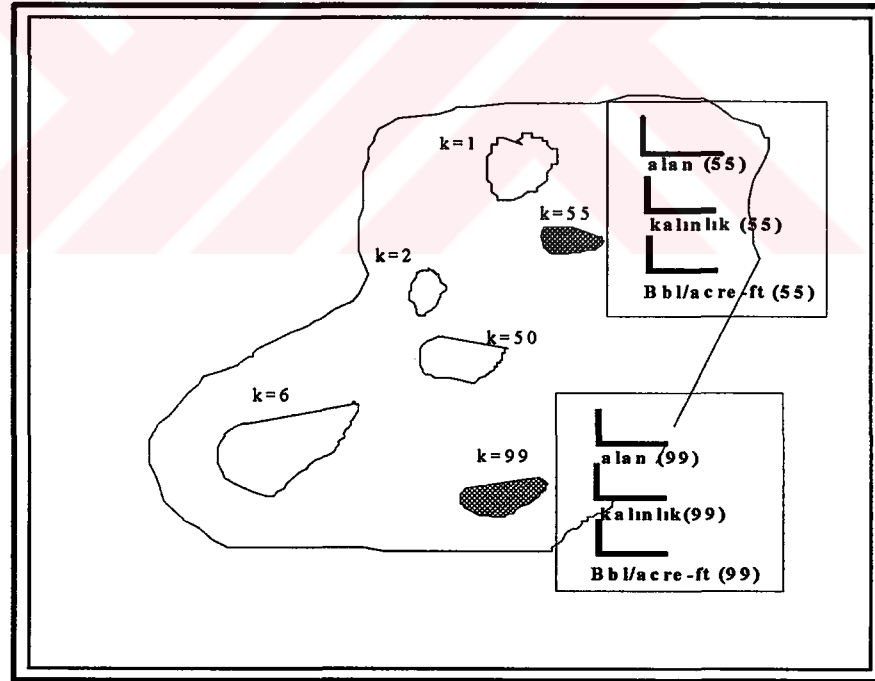
5.1.3. Petrol ve Gaz Rezervuarlarının Ekonomik Risk Analizi Modeli:

Bu modelde, saha için ekonomik risk analizi yapılmaktadır. Öncelikle sahanın üretim programı belirlenerek gelirler hesaplanmaktadır. Operasyon, yüzey donanım maliyetleri, devlet hissesi ve vergiler kullanılarak maliyetler hesaplanmaktadır. Gelirlerden maliyetlerin çıkarılması ile sahanın karlılık dağılımı elde edilmektedir. Modelin akış diyagramı Şekil A.2'de verilmektedir.

5.2. HAVZA ANALİZİ MODELİ İLE RİSK VE BELİRSİZLİĞİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Bu kısımda sınırlı sayıda yapılan arama sondajı sonrası bir sedimanter petrol veya gaz havzasının toplam üretilebilir rezerv aralığı ve rezerv dağılımının oluşturulmasını sağlayan bir simülasyon modelinden bahsedilecektir Newendorp[5]. Bu simülasyon modeli, bir havzadaki üretilebilir rezervlerin tahminini yaptığı için Havza Analiz Modeli olarak adlandırılmaktadır. Modelin temel özelliği, havzada planlanan ve/veya gözlenen tüm sondaj sonuçlarını canlandırmak için rastgele sayı örneklemesini kullanmasıdır.

Şekil 5.1'de 100(hipotetik olarak seçilen) adet yapısal farklılaşmaya sahip bir sedimanter havza görülmektedir. Buradaki anomaliler keşif araştırması sismiyiyle saptanmıştır. Buradaki anomaliler, keşif sismiyi ile veya sismiyi henüz yapılmadığı havzaların belirli kısımları için yapılmış sismik ile saptanan anomali yoğunluğu ve bu yerlerin ekstrapole edilmesiyle anomalilerin var olduğu kabul edilmiştir.



Şekil 5.1. n adet sondajı yapılmamış prospektin bir kısmını gösteren şema
(Havza Analiz Modeli)

Her anomali, BAF (barrel/acre-foot) dağılımı (bir gaz sahası için MCF/acre-foot) ve anomalinin fiziksel boyutunun değişebilirliğini (belirsizliğini) veren alan ve net üretim zonu kalınlığının dağılımı olarak ifade edilmektedir. Bu şekilde ifade edilen anomaliler

ile havzanın hidrokarbon üretimi değerleri hesaplanmaktadır. Her anomali bir K sayısı ile belirtilip, 3 değişik dağılım ile tanımlanmaktadır.

Şekil A.1'de görülen program çalıştığında K, 1' e eşitlenir. Bu işlem $K=1$ yapısına sondaj yapıldığını göstermektedir. 0 ile 1 arasında bir rastgele sayı üretilir ve $(1-P)$ ile karşılaştırılır. P keşfin başarılı olduğunu, $(1-P)$ kuru kuyu çıkma olasılığını gösterir. Kuyu eğer rastgele sayı $(1-P)$ den küçük ise kuru kuyu çıkmıştır. Eğer rastgele sayı $(1-P)$ den büyük ise petrole rastlanmıştır ve akış diyagramında B sembolü ile gösterilen kısım çalışır. Keşfedilen rezervin büyüklüğünün saptanabilmesi için o yapıya ait üretim/acre-foot, alan, kalınlık değerleri örneklenir.

Havza Analizi Modeli'nde;

- Petrollü yapılar her simülasyon adımı için farklı olacaktır. İlk adımda petrol $K=3, 10, 11, 14, 21, \dots$ nolu yapılarda bulunduysa, ikinci adımda $K=1, 9, 12, 14, 36, 41, 56, \dots$ nolu yapılarda olacaktır.

K' ncı yapının petrollü olup olmadığının saptanmasında rastgele sayılar kullanılmaktadır. Her adım sonunda değişik yapılara ait rastgele olarak dağılmış rezerv miktarları bulunur.

NZERO:Sahadaki toplam anomali gösteren yapı sayısı

PZERO:Petrol veya gazın keşif olasılığı
olarak tanımlanacak olursa,

- Bir adım için sondaj işleminde NZERO sayıda yapı kontrol edilip $(NZERO \cdot PZERO)$ sayısına ulaşılan kadar devam edecektir. Örneğin, uygulamada bu değer 15 ise, 15 keşif yapılana dek sondaj devam edecektir.

Havza Analiz Modeli'nin diğer avantajları şöyle sıralanabilir:

1. Her simülasyon adımı için yapılacak en az sondaj sayısı, sahadaki petrollü veya gazlı yapı sayısı kadardır. Bu durumda yapılan bütün sondajlarda başarılı olduğu varsayılmaktadır. En fazla sondaj sayısı da sahadaki toplam anomali gösteren yapı sayısı kadar olacaktır. İstenilen sayıda simülasyon adımı yapıldıktan sonra her adımda kaç tane sondajın yapıldığına ait bir olasılık dağılım grafiği hazırlanırsa, aşağıdaki sorulara yanıt bulunabilir.

a-Havza rezervinin bulunabilmesi için 95% kesinlikle kaç tane arama kuyusu açılmalıdır.

b-Eğer 30 arama kuyusu açılırsa, tüm havza rezervlerinin bulunma olasılığı ne olur?

2.Diğerlerine göre daha büyük olan yapılara test edilmeleri sırasında öncelik vermek mümkündür. Sahadaki yapılar(büyükten küçüğe, boru hattına yakınlık sırasına göre, sıgdan derine doğru) sınıflandırılabilir.

3.Bu analiz, yatırılan sermaye ile ilgili çeşitli fırsatlar sunmaktadır. Örneğin, her adımın sonunda(A kutusu) keşfedilen toplam rezervleri ve test edilen yapıların sayısını(K) bilebiliriz. Üretime açılacak keşif kuyuları ($NZERO * PZERO$) sayısına eşittir ve adım sonunda arama kuyuları arasında kuru çıkanların sayısı ($K - (NZERO * PZERO)$) 'ya eşit olacaktır. Üretime alınacak kuru kuyu sayısı ile kuru kuyu maliyetlerinin çarpılması sonucu o adımdan elde edilecek toplam rezervler için toplam arama yatırımı hesaplanabilir.

Adım sonunda hesaplanan toplam havza rezervleri, (Satış fiyatı) NPV/Bbl faktörü(işletme maliyetleri, vergiler, ulaştırma maliyetleri, geliştirme sondajı maliyetleri hesaplanır.) ile çarpılarak toplam havza rezervlerinden elde edilecek gelirin net şimdiki değeri hesaplanabilir.

4.Her yapı için sondaj maliyetleri ve NPV/Bbl'in dağılımı veya bir değer tayin edilir. Bu işlem her yapı için boru hattından uzaklık veya bir sondaj derinliğinin düşünülmesini sağlar. K'inci yapının petrolü olup olmadığı test edilerek maliyetler ve gelirler her adım sonunda saklanır, dolayısıyla yeni bir adım başladığında toplam rezervler, toplam arama sondajı maliyetleri ve toplam gelirlerin Net Şimdiki Değeri bilgisayarda korunmuş olur.

Maliyetler ve gelirler, jeografik yere, sediment derinliğine sahip yapı için özeldir. Burada kullanılan NPV/Bbl faktörünün her yapı için rezerv miktarına bağımlı olduğunu söylemek doğru olmaz. Bunun için saha örneklerine ait korelasyonları değerlendirmek gerekir.

5.3. LOGLARIN MONTE CARLO SİMÜLASYONU İLE DEĞERLENDİRİLMESİ

Bu modelde, kuyu loglarından elde edilen veriler kullanılarak üretim formasyonunun gözenekliliği ve su doymuşluğu hesaplanmaktadır Walstrom[1].

İndüksiyon, rezistivite ve gama-ray loglarından elde edilen parametrelerin maksimum ve minimum değerleri belirlenmektedir. Bu modelde parametreler için genellikle düzgün dağılım kullanılmaktadır. Daha sonra denklem (2.1), (2.3), (2.4), ve (2.5) ile istenen sayıda gözeneklilik ve su doymuşluğu değeri üretilmektedir. Bu değerler 3. Modelde rezerv hesaplaması için kullanılmaktadır.

5.4. PETROL VE GAZ SAHALARININ EKONOMİK RİSK ANALİZİ

Bu modelde üç ana bölüm vardır. Bunlar Tablo 2.2'de görülmektedir. Birinci bölümde, sahanın üretilebilir rezervi hesaplanmaktadır. İkinci bölümde, sahanın üretim programı belirlenmektedir. Üçüncü bölümde, sahada yürütülen operasyonun maliyet hesaplamaları ve karlılık analizi üzerinde durulmaktadır.

5.4.1. Rezerv Hesaplamaları

5.4.1.1 Petrol Rezervleri

Hacimsel yöntem kullanılmaktadır. Bu yöntem için eğer sahada açılmış kuyular var ise bunlara ait kuyu logları ve bazı parametreler eğer sahada henüz kuyu açılmamış ise yakın sahalarla ait veriler gerekmektedir. Su doymuşluğu ve gözenekliliğin Model 2 'de açıklandığı gibi kuyu loglarından dağılım olarak elde edilmesi mümkündür Thompson[18].

Bu kısımda gözönüne alınan değişkenler: Üretim alanı, net üretim zonu kalınlığı, gözeneklilik, su doymuşluğu, petrol formasyon hacim faktörü, üretim faktörüdür.

$$EUR = \frac{7758Ah(1 - S_w)\phi RF}{B_{oi}} \quad (5.1)$$

EUR:Toplam petrol üretimi (STB)

A:Drenaj alanı (acres)

h:Ortalama formasyon kalınlığı (ft)

ϕ :Gözeneklilik

S_w :Su doymuşluğu

RF:Üretim faktörü

B_{oi} :İlk petrol formasyon hacim faktörü (RB/STB)

7758:Dönüştürme faktörü (Bbls/acre-ft)

5.4.1.2 Gaz Rezervleri

Gaz rezervlerinin hesaplanmasında iki farklı yöntem kullanılmıştır. Bu yöntemler: hacimsel yöntem ve kütle denge denklemidir. Burada alan, net üretim kalınlığı ve gözeneklilik değişkenleri dağılım olarak tanımlanmaktadır. Kütle denge denkleminde belirlenen terk basıncına dek yapılan üretim hesaplanmaktadır. Bu bölümün akış diyagramı Şekil A.3'te görülmektedir.

Hacimsel yöntem ile gaz rezervleri hesaplanırken gözönüne alınan değişkenler: Üretim alanı, net üretim zonu kalınlığı, gözeneklilik, su doymuşluğu, gaz formasyon hacim faktörüdür. Gaz rezervleri denklem (5.2) ile hesaplanmaktadır.

5.4.1.2.1. Hacimsel Yöntem ile Gaz Rezervlerinin Hesaplanması:

Gözönüne alınan değişkenler: Üretim alanı, net üretim zonu kalınlığı, gözeneklilik, su doymuşluğu, gaz formasyon hacim faktörü, üretim faktörüdür.

Gaz rezervlerini hesaplamakta kullanılan denklem aşağıda verilmektedir.

$$EUR = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})RF}{B_{oi}} \quad (5.2)$$

EUR: Toplam gaz üretimi (STB)

A: Drenaj alanı (acres)

h: Ortalama formasyon kalınlığı (ft)

ϕ : Gözeneklilik

S_{wi} : Su doymuşluğu

RF: Üretim faktörü

B_{gi} : İlk formasyon hacim faktörü (RB/STB)

43560: Acre'a düşen ft²

5.4.2. Üretim Faktörü İçin Yaklaşımlar

Model 2 ve Model 3'te üretilebilir rezerv hesaplamasında gerekli olan üretim faktörlerinin tahmini için bazı yaklaşımlarda bulunulmuştur. Bu yaklaşımlar şunlardır:

1. Yakın sahalara ait üretim faktörleri biliniyorsa, eldeki saha için üretim faktörleri üçgen yada düzgün dağılım gibi çok sayıda veri gerektirmeyen dağılımlar şeklinde tanımlanabilir.

2. Yakın sahalardan veya eldeki sahalardan açılmış birkaç kuyudan rezervuarın itişim mekanizmasına ait veri mevcut ise rezervuar mekanizmasına göre acre-foot başına düşen üretimi varil olarak belirleyen aşağıdaki iki bağıntı kullanılabilir Arps [19].

Su itişimli rezervuarlarda,

$$W_r = 7758\phi \left(\frac{1 - S_w}{B_o} - S_o \right) \quad (5.3)$$

Tükenim tipi rezervuarlarda,

$$d_r = 7758\phi \left(\frac{1 - S_w}{B_i} - \frac{1 - S_w - S_g}{B_a} \right) \quad (5.4)$$

3. Eğer GOR ve Gravite ve formasyon litolojisi biliniyorsa mevcut ise Tablo 5.1 kullanılabilir. Tablo 5.1 kullanıldığında üretim faktörleri üçgen dağılım olarak tanımlanmaktadır. Tablo'da verilen gravite ve GOR değerlerinin arasındaki değerler lineer interpolasyonla tanımlanmaktadır.

5.4.3. Gaz Rezervlerinin Güven Seviyelerine Göre Ekonomik Analizi

Hesaplanan gaz rezervinin kümülatif frekans dağılımı grafiği gazı üreten, gazı satan şirketler ve projeye kredi verecek olan bankaların karar vermesine yardımcı olacaktır Hagoort [20]. Küçük veya eşit kümülatif frekans dağılımı grafiğindeki % 10, % 50 ve % 90 olasılıkları karar vermede kullanılan güven seviyeleridir.

%90 Güven Seviyesi: Bu seviyeye karşılık gelen rezerv değeri kanıtlanmış üretilebilir rezerv değeridir. Bu değer gazı satacak olan gaz dağıtım şirketleri için ve projeye kredi verecek olan bankalar için çok önemlidir. Çünkü bu seviyedeki rezerv, onlara yer altındaki rezervi net olarak vermektedir.

Tablo 5.1. Tükenim Tipi Rezervuarlarda yerinde petrol miktarının yüzdesel olarak üretim değerleri Arps[19].

Petrol Gravitesi (°API)	Petrol Çözeltisinin GOR (Cu ft/bbl)	(Kum veya Kumtaşı) Maksimum	(Kum veya Kumtaşı) Ortalama	(Kum veya Kumtaşı) Minimum	(Kireçtaşı, Dolomit) Maksimum	Kireçtaşı, Dolomit Ortalama	(Kireçtaşı, Dolomit) Minimum
15	60	12.8	8.6	2.6	28.0	4.0	0.6
30	60	21.3	15.2	8.7	32.8	9.9	2.9
50	60	34.2	24.8	16.9	39.0	18.6	8.0
15	200	13.3	8.8	3.3	27.5	4.5	0.9
30	200	22.2	15.2	8.4	32.3	9.8	2.6
50	200	37.4	26.4	17.6	39.8	19.3	7.4
15	600	18.0	11.3	6.0	26.6	6.9	1.9
30	600	24.3	15.1	8.4	30.0	9.6	(2.5)
50	600	35.6	23.0	13.8	36.1	15.1	(4.3)
15	1000	-	-	-	-	-	-
30	1000	34.4	21.2	12.6	32.6	13.2	(4.0)
50	1000	33.7	20.2	11.6	31.8	12.0	(3.1)
15	2000	-	-	-	-	-	-
30	2000	-	-	-	-	-	-
50	2000	40.7	24.8	15.6	32.8	(14.5)	(5.0)

%50 Güven Seviyesi:Bu seviyedeki rezerv değeri en olası rezerv değerini vermektedir. Bu seviyedeki rezervlerin gerçek rezerv değerlerinden küçük veya büyük olma olasılığı birbirine eşittir. Bu güven seviyesi, gazı üreten şirket tarafından maliyet hesaplamalarında kullanıldığından önem taşımaktadır.

%10 Güven Seviyesi:Bu seviyedeki rezerv bir sahanın başlangıç safhaları için önem taşımaktadır. Başlangıç safhası en büyük riskin göze alındığı safhadır. Sahayı terk etmeden önce geride ekonomik değer taşıyan rezerv kalıp kalmadığından emin olmak gereklidir. Bu dönemdeki kararların alınmasında işte bu güven seviyesi kullanılacaktır.

5.4.4. Üretim Programının Belirlenmesi

5.4.4.1. Petrol Rezervleri

Üretim debileri, gelirler üzerinde büyük etkiye sahiptir. Üretim programının saptanmasında azalım eğrileri yöntemi kullanılmaktadır. Başlangıç üretim debisinden ekonomik debisine kadar eksponansiyel azalım yöntemi kullanılarak yıllık debiler hesaplanmaktadır. Debiler, gelir ve maliyetlerin hesaplanmasında ve sahadaki, geliştirme kuyularının sayısının belirlenmesinde kullanılmaktadır.

5.4.4.2. Gaz Rezervleri

Gaz Rezervleri için üretim programı saptanırken Toplam Sistem Analizi (Nodal Analysis) Golan [21] ve Kütle Denge Denklemi kullanılmaktadır. Ortalama rezervuar basıncında rezervuardan kuyuya ve kuyudan kuyu başına akış eğrileri oluşturulmaktadır. Beggs [22]. Bu eğrilerin kesiştiği noktadaki debi kuyunun optimum debisidir. Kuyunun Toplam Sistem Analizi ile belirlenen optimum debi ile belirli bir zaman diliminde üretim yaptığı kabul edilerek maliyet ve gelir hesaplamasında optimum debiler kullanılmaktadır.

5.4.4.3. Sahadaki Kuyu Sayısının Saptanmasına İlişkin Yöntemler

Bir kuyunun başlangıç debisinin kuyunun sondajından önce tam olarak belirlenebilmesi son derece zordur. Kuyuların başlangıçtaki üretim debileri MCS'nda kullanılmak üzere dağılım olarak tanımlanmaktadır.

Çalışmanın bu kısmında her simülasyonun adımı için sahada açılacak sondaj kuyusu sayısı ve üretim debilerinin tahmini yapılmaktadır. Tahmin yöntemi eldeki verilere bağlı olarak seçilmektedir. Bu yöntemler aşağıda sıralanmaktadır.

5.4.4.3.1. 1.Yöntem

a-Net üretim kalınlığı-Başlangıç debisi/kuyu verileri mevcut ise kalınlık değerlerinin yardımıyla IP/kuyu örneklenir.

b- Terk debisi, üretim ömrü, azalım tipini kullanarak o kuyudan üretilcek rezerv değeri hesaplanır.

c-Toplam rezervler rezerv/kuyu değerine bölünerek sahada açılacak sondaj kuyusu sayısı hesaplanır.

5.4.4.3.2. 2.Yöntem

a-Toplam rezerv değeri, belirli ekonomik debi, üretim ömrü (15-20 yıl) kullanılarak sahanın başlangıçtaki üretim debisi hesaplanabilir.

b-IP/saha, IP/kuyu-kalınlık grafiğinden örneklenen IP/kuyu değerine bölünerek saha için gerekli sondaj kuyu sayısı saptanır.

Bu yöntemde üretim debilerinin eksponansiyel azalım tipine uygunluk gösterdiği varsayılmıştır. Başlangıçtaki üretim debisi hesaplanırken aşağıdaki yaklaşım izlenmiştir.

IP veya q_i :Başlangıç üretim debisi (BOPD)

q_e :Ekonomik üretim debisi (BOPD)

D:Nominal azalım oranı (1/hacim)

N_p :Toplam üretim (STB)

t:Proje ömrü (yıl)

olarak alındığında,

$$N_p = \frac{q_i - q_{el}}{D} \quad (5.5)$$

$$D N_p = q_i - q_{el} \quad (5.6)$$

$$q_i = q_{el} + D N_p \quad (5.7)$$

Bu denklem $q_{el} = q_i e^{-Dt}$ denkleminde yerine yazıldığında

$$q_{el} = (q_{el} + D N_p) e^{-Dt} \quad (5.8)$$

elde edilir.

Bu denklemden

$$f(D) = (q_{el} + D N_p) e^{-Dt} - q_{el} = 0 \quad (5.9)$$

eşitliği elde edilir.

Fonksiyonun D' ye göre türevi alındığında sonuç olarak,

$$f'(D) = (q_{el})(-t) e^{-Dt} + N_p [e^{-Dt} - Dt e^{-Dt}] \quad (5.10)$$

$$f'(D) = -q_{el} t e^{-Dt} + N_p [e^{-Dt} - Dt e^{-Dt}] \quad (5.11)$$

$$f'(D) = e^{-Dt} * [N_p (1 - Dt) - q_{el} t] \quad (5.12)$$

(5.12) denklemi elde edilir.

Bu denklem kullanılarak ve asıl fonksiyon gerekli nominal azalım oranı D hesaplanır. D , ekonomik debi ve proje süresi

$q_i = q_{el} / e^{-Dt}$ denkleminde yerine yazılarak Başlangıç debisi hesaplanır.

5.4.4.3.3. 3.Yöntem

a-Kuyuların açıklık değeri biliniyorsa, toplam saha alanı kuyu açıklığı değerine bölünerek saha için gerekli olan sondaj kuyu sayısı hesaplanır.

b-Toplam rezerv kuyu sayısına bölündüğünde bir kuyuya düşen ortalama rezerv değeri hesaplanır.

Burada belirtilen yöntemlerden biri seçilip saha için gerekli kuyu sayısı hesaplandıktan sonra ikinci adım, belirli üretim süreleri için IP/kuyu ve rezerv/kuyu ilişkisinin saptanmasıdır.

a-Sahadaki kuyulara ait debilerin maksimum ve minimum seçilir.

b-Kuyular için minimum ve maksimum üretim ömürleri belirlenir.

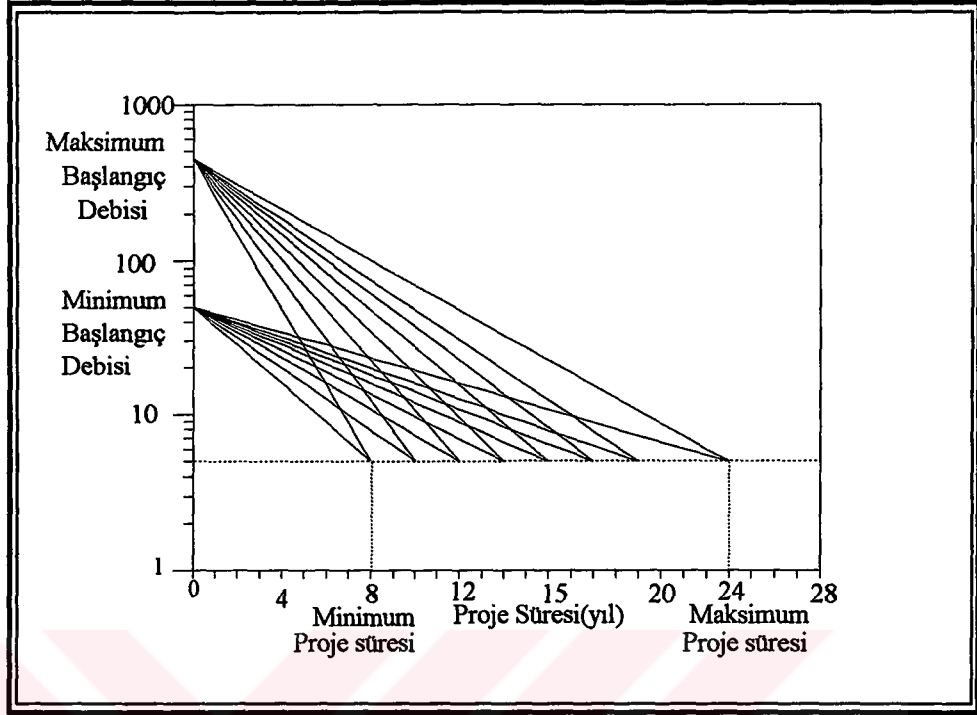
Yukarıda açıklanan yöntemlerden biri seçilip saha için gerekli kuyu sayısı hesaplandıktan sonra ikinci adım değişik üretim süreleri için IP/kuyu ve rezerv/kuyu ilişkisinin saptanmasıdır. Bunun için izlenecek adımlar şunlardır:

- 1-Sahadaki kuyuların ait debilerin maksimum ve minimumu seçilir.
- 2-Kuyular için minimum ve maksimum üretim ömürleri seçilir.
- 3-Ekonomik debi ve eksponansiyel azalım tipi kullanılarak IP/kuyu değerlerinin ekonomik azalım değerlerine kadar değişik üretim süreleri için azalım gözlenir.
- 4-Üretilen rezerv/kuyu değerlerine karşılık gelen IP/kuyu değerleri için grafik çizilir.

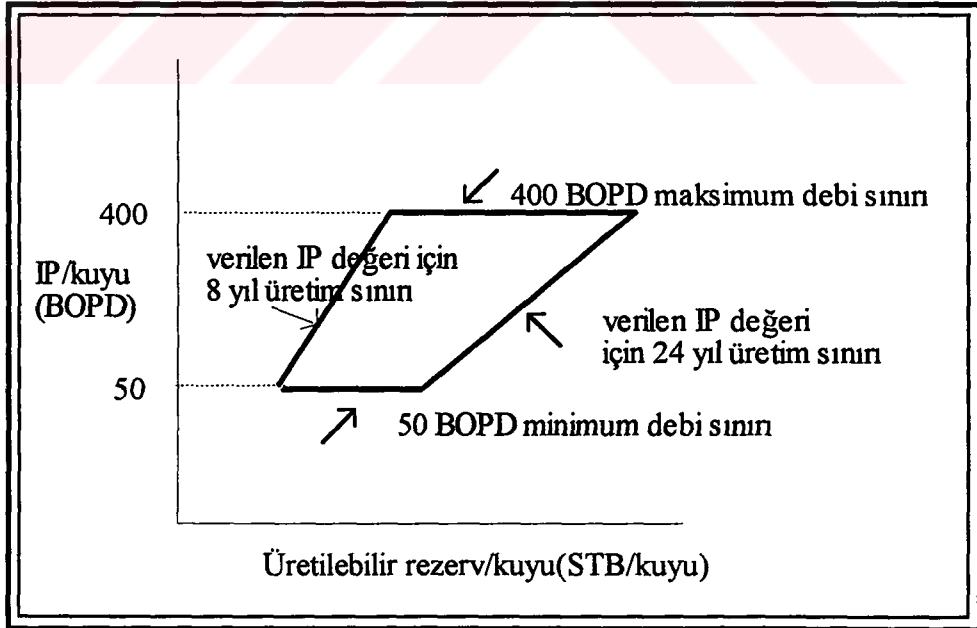
Burada anlatılanlar hipotetik bir örnek üzerinde açıklanacak olursa: Kuyuların başlangıçtaki üretim debilerinin 400 BOPD ve 50 BOPD arasında kuyuların proje ömürlerinin de 8 ve 24 yıl arasında değiştiği varsayılmaktadır. Kuyular için ekonomik limit 5 BOPD olup, eksponansiyel azalım tipi kullanılarak kuyuların üretim debileri hesaplanmaktadır. Bu veriler kullanılarak üretilen rezerv/kuyu değeri hesaplanır. Bu işlemden sonraki adım IP/kuyu - rezerv/kuyu değişkenleri arasındaki korelasyonun incelenmesidir. Maksimum debi, 400 BOPD olup ekonomik limit olan 5 BOPD'ye 8 yılda inen bir kuyunun rezervi hesaplanırken Şekil 5.2 oluşturulur. Şekil 5.2.'deki (1) eğrisi bu özel durumu simgelemektedir. Üretim ömrü 2'şer yıl artırılarak 24. yıla kadar devam edilir. Bu durumlara ait eğriler de aynı Şekil 5.3 üzerinde görülmektedir.

5.4.4.3.4. 4.YÖNTEM

Toplam saha üretilen rezervleri biliniyorsa, iterativ bir test yardımıyla sondaj yapılacak kuyu sayısı saptanır. İterasyonda, sondaj (aynı miktarda rezerv elde etmek için) ek kuyunun kar'ın net şimdiki değeri, kuyunun maliyet değerinden düşük olana kadar devam eder.



Şekil 5.2. Rezerv/kuyu ilişkisi için eksponansiyel azalım eğrileri



Şekil 5.3. IP/kuyu-Üretilebilir rezerv/kuyu ilişkisi
(maksimum ve minimum üretim süreleri için)

5.5. MALİYET, GELİR VE KARLILIK HESAPLAMALARI

Ekonomik parametreler, genellikle üçgen dağılıma uygunluk gösterirler. Bu bölümde gözönüne alınan ekonomik parametreler şunlardır: Petrol satış fiyatı, kuyu geliştirme maliyeti, kuru kuyuyu geliştirme maliyeti, iskonto faktörü.

5.5.1. Maliyet Hesaplamaları

KUYU AÇMA MALİYETİ(M_{KA}):

$$M_{KA} = \text{Kuyu sayısı} * \text{Kuyu Maliyeti} + \text{Kuru Kuyu Sayısı} * \text{Kuru Kuyu Maliyeti} \quad (5.13)$$

Kuyuların açılması için geçen süre (t):

$$t = (\text{Kuyu sayısı} + \text{Kuru kuyu sayısı}) / \text{Bir kuyuyu açmak için geçen süre} \quad (5.14)$$

Kuyu Açma Maliyetinin Net Şimdiki Değeri(M_{KAN}):

f:iskonto faktörü

$$M_{KAN} = M_{KA} * \exp(-f * (t/2)) \quad (5.15)$$

TOPLAM MALİYET(M_T):

$$M_T = M_{KAN} + M_O * IP + M_{YD} * IP \quad (5.16)$$

OPERASYON MALİYETİ (M_O):

YÜZEY DONANIM MALİYETİ(M_{YD}):

5.5.2. Gelir Hesaplamaları

YILLIK GELİR(G_Y):

$$G_Y = \text{Toprez} * PF * \frac{D}{(D + f)} * \frac{1 - e^{(-t(D+f))}}{1 - e^{(-t*D)}} \quad (5.17)$$

$$G_{YN} = G_Y * e^{(-f*t/2)} \quad (5.18)$$

5.5.3. Karlılık Hesaplamaları

Net Kar(K_N):

$$K_N = G_Y - M_T \quad (5.19)$$

Devlet Hissesi sonrası Şirkete kalan Yıllık Net Gelir(G_{YD}):

Petrol Tüzüğü'nde, her cins petrolün arama veya işletme sahasından üretilen hidrokarbon birimleri toplamını üretildikleri andaki kuyubaşı fiyatlarıyla (Petrol Satış Fiyatı)çarpmak ve her cins petrole ilişkin sonuçları toplamak ve bunların 1/8'ini almak yöntemiyle hesaplanır.

$$D_h = \text{Toprez}/8 \quad (5.20)$$

$$G_{YD} = \frac{7}{8} \text{Toprez} * PF * D / (D + f) * \frac{1 - e^{(-t(D+f))}}{1 - e^{(-t*D)}} \quad (5.21)$$

Gelir ve kurumlar vergisi sonrası şirkete kalan gelir (G_{YDV}):

Türk Petrol Kanunu'nun 95. Maddesi'nde petrol hakkı sahibi safi kazançları üzerinden ödemekle yükümlü oldukları vergiler ve hissedarları adına yapmaları gereken gelir vergileri toplamının %55'i geçemeyeceği belirtilmektedir. Gelir, bu düzenleme gözönüne alınarak hesaplanacak olursa:

$$G_{YDV} = 0.45 * G_{YD} \quad (5.22)$$

elde edilir.

BÖLÜM 6

ÇATLAKLI REZERVUARLARIN MONTE CARLO SİMÜLASYONU İLE ANALİZİ

6.1 REZERV VE ÜRETİM DEBİLERİNİN TAHMİNİ

Çatlaklı rezervuarlarda homojen rezervuarlara uygulanan hacimsel rezerv tahmini doğru olmayan sonuçlar vermektedir. Çünkü çatlaklı rezervuarlar izotropik değildir, burada homojen matriks sisteminin yerini çatlaklı sistemler almaktadır. Bu nedenle, çatlaklı rezervuarlara MCS uygulanmak istendiğinde hiperbolik azalım tipine ait **debi-kümülatif** ve **debi/zaman** denklemleri kullanılmaktadır Sears ve Phillips [9].

Bu denklem;

$$Q = \frac{q_i^N}{q_{ni}(1-N)} [q_i^{(1-N)} - q_f^{(1-N)}] \quad (2.7.)$$

Bu denklemle ilişkili debi/zaman denklemi

$$q_t = q_i [1 + (N q_{ni} t)]^{-1/N} \quad (2.8)$$

şeklinde verilmektedir. Bu denklemlerde,

q_i =Başlangıç akış debisi, bbl/ay [m^3 /ay]

q_{ni} = Başlangıç azalım debisi, fraksiyon/ay

q_t = t zamanında akış debisi, bbl/ay [m^3 /ay]

q_f =terk akış debisi, bbl/ay [m^3 /ay]

N = N faktörü, boyutsuz

Q =Başlangıç için üretilebilir rezervler, bbl [m^3]

N , q_{ni} ve q_i parametrelerinin olasılık dağılımları analoji yöntemiyle, diğer bir deyişle benzer bir rezervuardan yada yakın rezervuarlardaki değerler olarak alınabilir.

Yukarıdaki denklemler kullanılarak elde edilen rezerv dağılımı ve üretilebilir rezerv dağılımı kullanılarak Net Şimdiki Değer (NPV) dağılımı elde edilecektir. Bu değerlerin ortalama değeri ve varyansı hesaplanmalıdır. Eğer NPV dağılımının ortalama değeri negatif ise bu proje ekonomik açıdan tercih edilemez bir proje olduğu sonucuna varılır.

6.2. ÇATLAKLI REZERVUARLARDA N , q_{ni} ve q_i PARAMETRELERİNİN ARASINDAKİ İLİŞKİNİN İNCELENMESİ

Burada en önemli kısım, q_{ni} parametresinin hesaplanmasıdır. q_{ni} 'nin hesaplanmasında aşağıdaki adımlar izlenmelidir.

- 1- Rastgele bir sayı ile N faktörü seçilir.
- 2- Sahadaki kuyuların N - q_{ni} grafiği çizilir.
- 3- Rastgele bir sayı ile seçilen N faktörü ile alt sınır ve üst sınır eğrisinden q_{ni} değerleri seçilir.
- 4- 2 ve 3 nolu adımların tekrarlanması ile q_{ni} değerlerine ait dağılım elde edilir. Elde edilen değerler Arps'ın denklemlerinde kullanılacaktır.

6.3. BEKLENEN DEĞERİN (BD) HESAPLANMASI

Bu bölümde daha önceki bölümlerde belirlenmiş olan rezervler ve üretim debileri nakit akışlarına dönüştürülmektedir.

Brüt gelir,

$$V_g = q_t c \quad (6.1)$$

Net gelir,

$$V_n = [V_g l(1 - T)] - E \quad (6.2)$$

Net indirimli gelir,

$$I_d = (V_n) e^{-it} \quad (6.3)$$

NPV,

$$NPV = I_d - C \quad (6.4)$$

denklemleri ile hesaplanmaktadır.



BÖLÜM 7

UYGULAMALAR

7.1. UYGULAMA-1 GÜNEYDOĞU'DA BİR PETROL SAHASI İÇİN NET KARLILIK DAĞILIMININ ELDE EDİLMESİ

Tablo 7.1. X kuyusuna ait log parametreleri

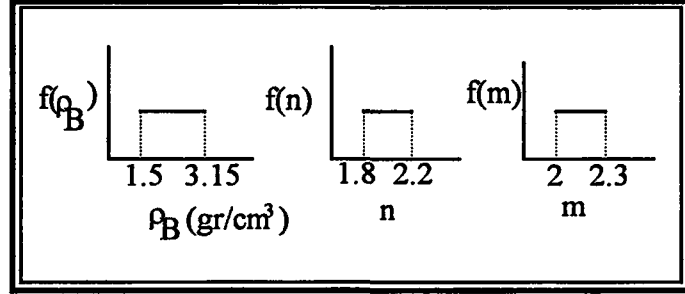
Parametre	Alt Sınır	Üst Sınır
$R_t (\Omega\text{-m})$	190	2400
$R_w (\Omega\text{-m})$	0.3	0.3
n	1.8	2.2
a	1	1
m	2	2.3
$\rho_B (\text{gr/cm}^3)$	2.1	3.2
$\rho_{MA} (\text{gr/cm}^3)$	2.4	2.4
$\rho_F (\text{gr/cm}^3)$	1.05	1.05
$T_r (^\circ\text{F})$	208	208

Tablo 7.1' deki parametreler MCS'nda düzgün dağılım olarak tanımlanmaktadır. Şekil 7.1 'de düzgün dağılım olarak tanımlanan parametreler görülmektedir.

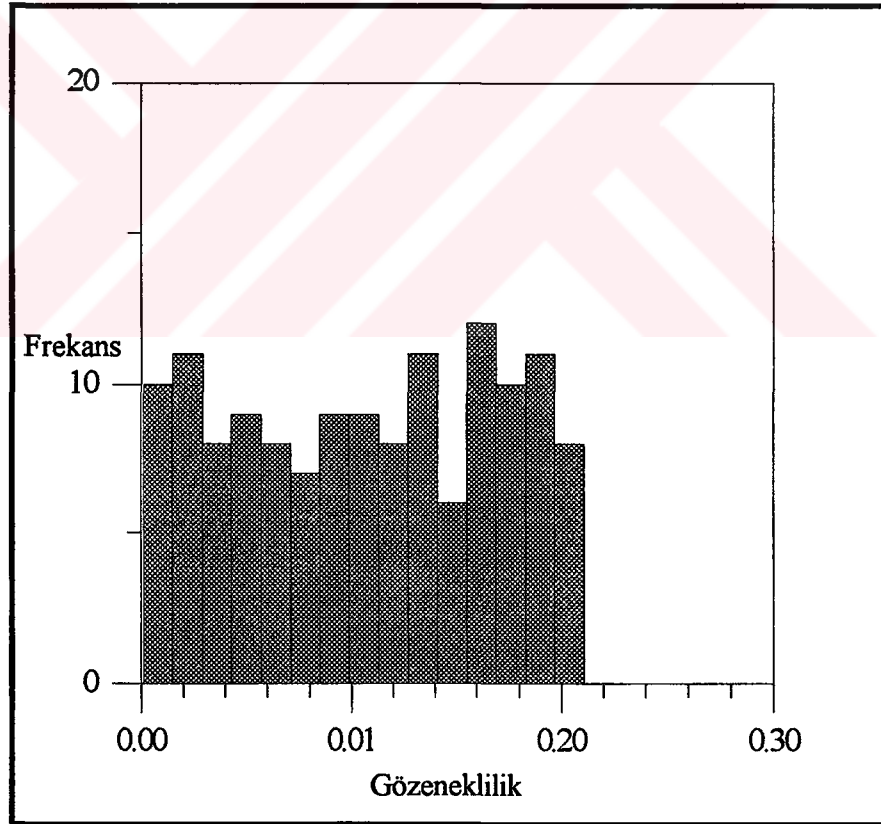
1.Denklem (2.3) kullanılarak istenen sayıda gözeneklilik değeri üretilir. Bu değerler Şekil 7.2' deki frekans dağılımını vermektedir.

2.Denklem (2.4) kullanılarak F faktörleri hesaplanır.

3.Denklem (2.5) kullanılarak su doymuşluğu değerleri elde edilir.

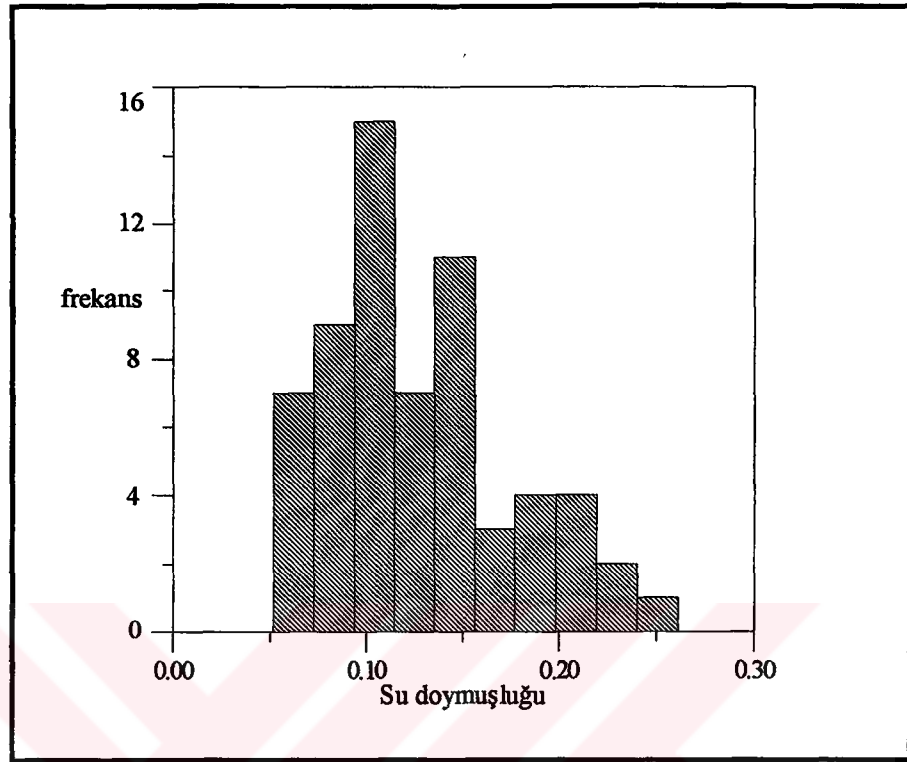


Şekil 7.1 Kaba yoğunluk(ρ_B), n ve m parametrelerinin düzgün dağılım fonksiyonları



Şekil 7.2. X kuyusu için gözenekliliğin frekans dağılımı

Şekil 7.3'te su doymuşluğu dağılımı görülmektedir.



Şekil 7.3 X kuyusu için su doymuşluğunun frekans dağılımı

Yukarıdaki şekiller, Tablo 7.2'deki verileri ve Bölüm 5'te anlatılan sahada kuyu sayısının belirlenmesine ilişkin Yöntem-1 , Yöntem-2 ve Yöntem-3 kullanılarak Şekil 7.4 elde edilmiştir. Şekil 7.4 'te yöntemlerin net kar değeri üzerindeki etkileri görülmektedir.

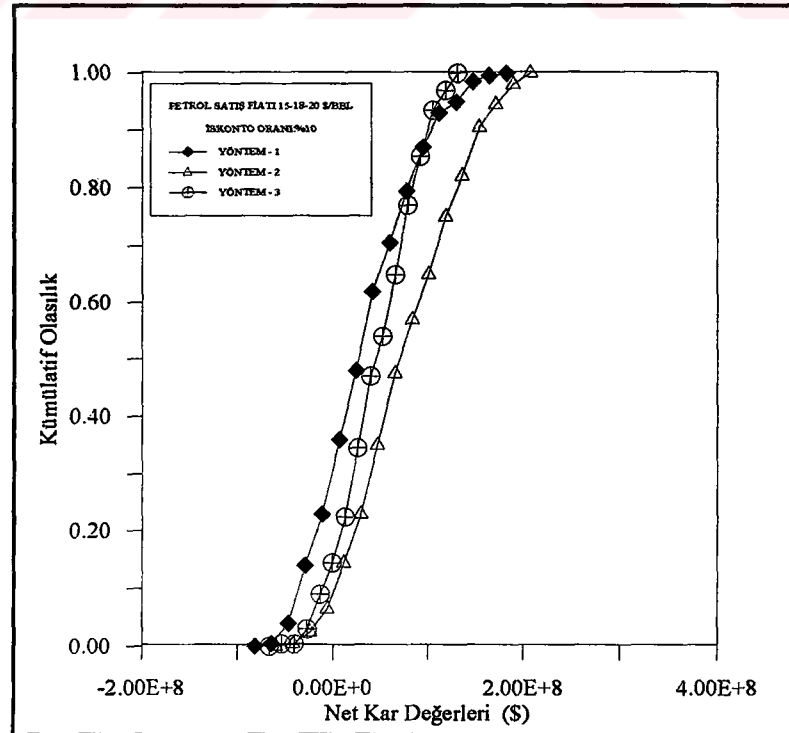
Şekil 7.5'te Yöntem-3 seçilerek farklı satış fiyatlarının net kar değerleri üzerinde etkisi incelenmiştir. MCÖY'nin en önemli üstünlüklerinden biri bu şekilde de görülen duyarlılık analizi işlemine olanak vermesidir. Şekil 7.6'da Yöntem-3'ün farklı iskonto oranları için verdiği net kar değerleri görülmektedir.

Tablo 7.3 'te yöntemlerin sonuçları görülmektedir. Burada yöntemlerin karşılaştırılmasında en uygun kriter olan % 50 kümülatif olasılık değerlerine karşılık gelen kar değerleri kullanılmaktadır.

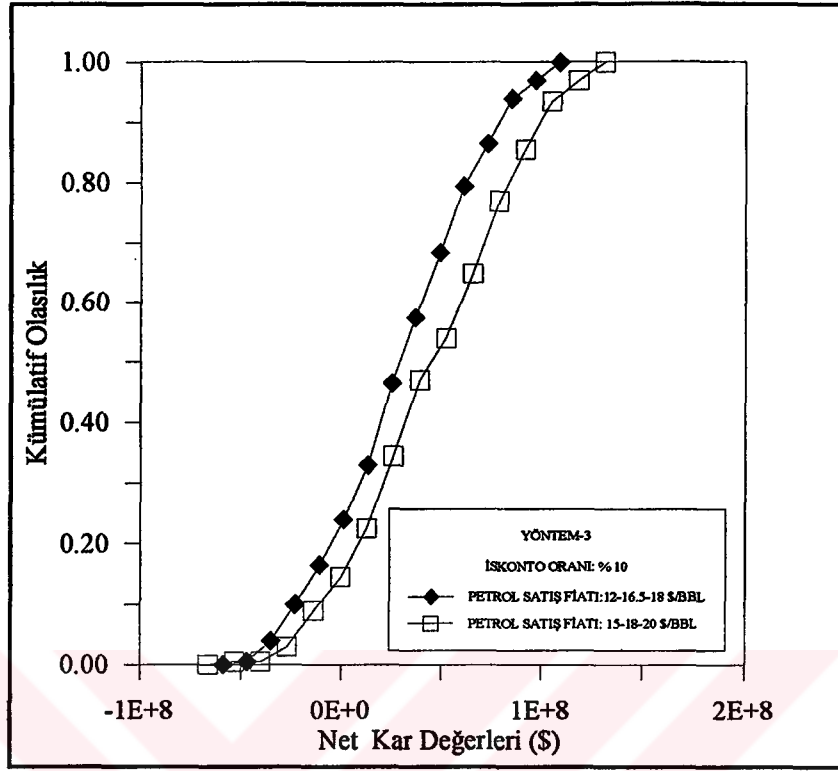
Tablo 7.2. X kuyusuna ait veriler

Parametre	minimum değeri	en olası değeri	maksimum değeri
Alan(acre)	5500		5650
Başlangıç debisi(BOPD/kuyu)	2000	3000	4000
kalınlık(m)	60	70	80
FVF(RB/STB))	1.02		1.2
Kuyu metraj maliyeti(\$/m)	500	575	650
Kuru kuyu metraj maliyeti(\$/kuyu)	400	475	550
Operasyon maliyeti(\$/bbl)	3	6	8
Yüzey donanım maliyeti (\$/bbl)	1000	2000	3000
Petrol Satış Fıatı(\$/bbl)	12	16.5	18
Petrol Satış Fıatı(\$/bbl)	15	18	20
İskonto oranı (%)	8	10	12
Kuyu açıklığı(spacing per well) (acre/kuyu)	150	300	450
Kuyu uzunluğu(m)	1800	2000	2700

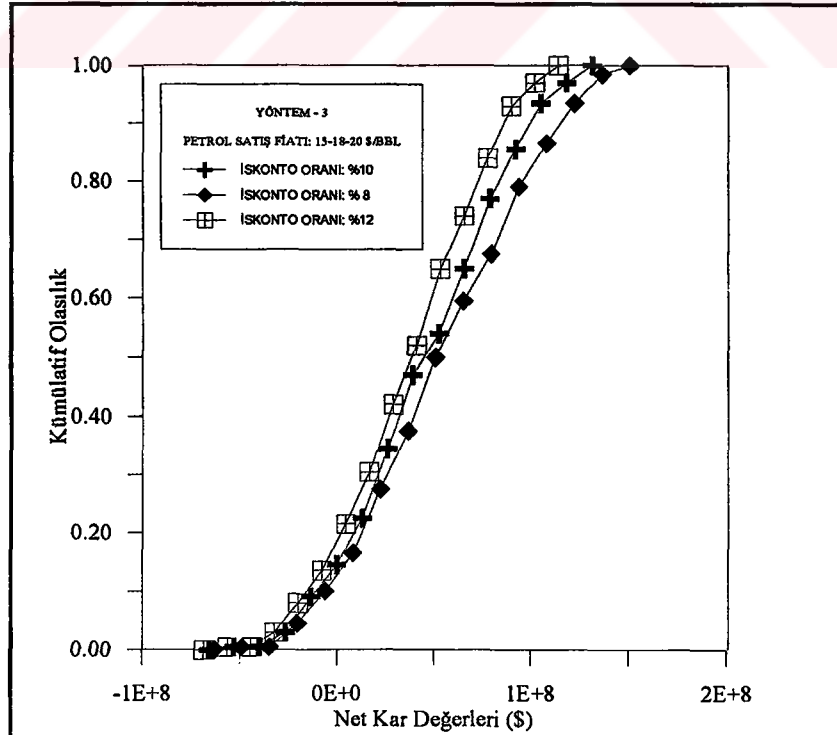
Parametre	
GOR(ft/bbl)	1000
Gravite (API)	19.8
Açılması planlanan kuyusayısı/yıl	5



Şekil 7.4. X kuyusu için farklı maliyet analizi yöntemlerinin net kar değerleri üzerindeki etkisi



Şekil 7.5. Farklı petrol satış fiyatlarının net kar değeri üzerindeki etkisi



Şekil 7.6. Farklı iskonto oranlarının karlılık üzerindeki etkisi

Tablo 7.3. UYGULAMA-1 için Saha Geliştirme Yöntemlerinin Karşılaştırılması

Saha Geliştirme Yöntemi	% 50 Kümülatif Olasılık Değeri'nde Net Kar (\$)
Yöntem-1	20,000,000
Yöntem-2	55,000,000
Yöntem-3	38,000,000

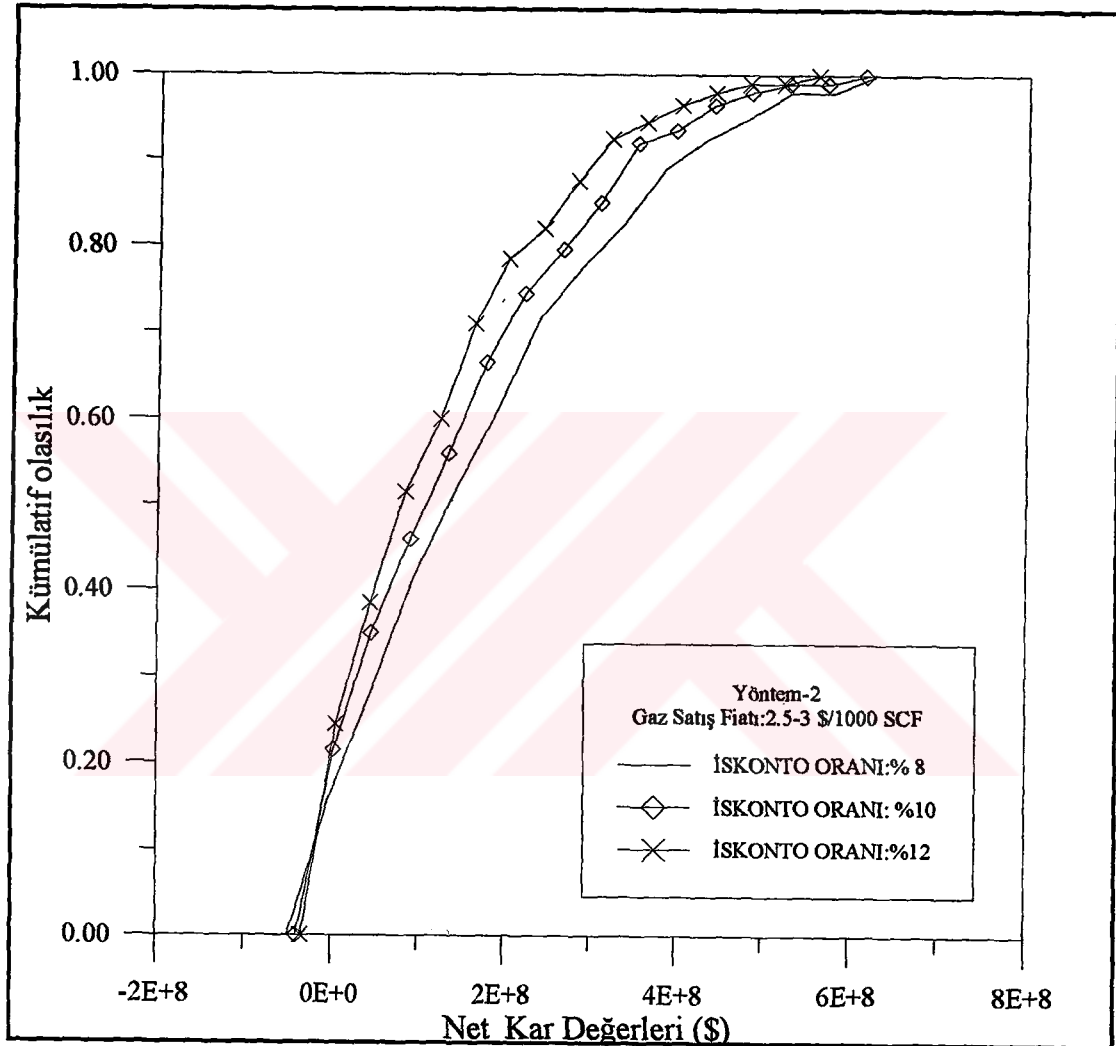
7.2. UYGULAMA-2 BİR GAZ SAHASINDAKİ NET KARLILIK DAĞILIMININ ELDE EDİLMESİ

Tablo 7.4. Gaz sahasındaki Y kuyusu için veriler

Parametre	minimum değeri	en olası değeri	maksimum değeri
Alan(acre)	550	600	650
Gözeneklilik(%)	15	20	25
Başlangıç debisi(MMSCFD/kuyu)	5	10	15
kalınlık (ft)	150	160	200
Kuyu Metraj maliyeti(\$/m)	450		700
Kuru kuyu metraj maliyeti (\$/m)	350		600
Yüzey Donanım Maliyeti(\$)	20000000	25000000	30000000
Gaz Satış Fiyatı(\$/1000 SCF)	2.5		3
İskonto oranı(%)	10		10
Kuyu uzunluğu(m)	1800		2700
Rezervuar Sıcaklığı(°F)	135	150	160
İlk Rezervuar Basıncı(psi)	1800		2400

Parametre	
Açılması planlanan kuyu sayısı/yıl	5
Gaz gravitesi	0.67
Başlangıç Gaz Genleşme Faktörü, (SCF/cuft)	150

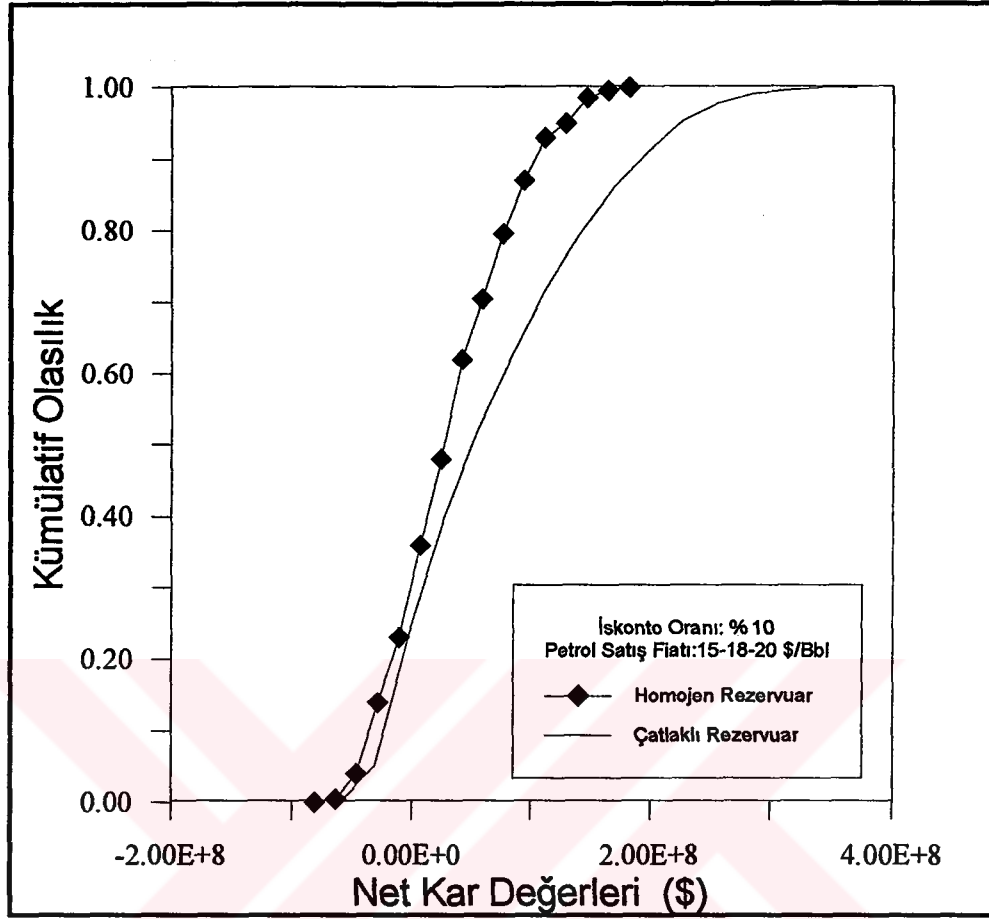
Tablo 7.4'deki veriler ve kütle denge denklemi ile üretilebilir gaz rezervi hesaplanmıştır. Yöntem-2 ve % 8, 10 ve 12 iskonto oranlarının Net Kar Dağılımı üzerindeki etkisi Şekil 7.7'de görülmektedir.



Şekil 7.7 Bir Gaz Sahasındaki Net Karlılık Dağılımı

7.3. UYGULAMA - 3 GÜNEYDOĞU'DA BİR PETROL SAHASININ ÇATLAKLI VEYA HOMOJEN BİR REZERVUARA SAHİP OLMASININ SAHANIN KARLILIĞINA ETKİSİ

Bu yöntemde sahanın kuyu sayıları Yöntem-3 ile hesaplanmaktadır. Şekil 7.8'de rezervuarların net kar değerleri görülmektedir.



Şekil 7.8. Çatlaklı ve homojen rezervuarlarda karlılık analizi

7.4. UYGULAMA SONUÇLARI

1. Şekil 7.4' te görüldüğü gibi Yöntem-2 ile rezerv kısa sürede alınıp proje kendisini kısa sürede finanse edebilmektedir.
2. Yöntem-1 ile Yöntem-3'ün belirlediği senaryolar daha düşük risk içermektedir. Bu yöntemler sahayı daha büyük emniyet payı ile değerlendirmektedir.
3. Yöntem-2 ile zarar etme payı daha fazladır. Örneğin, debi değerleri beklendiğinden daha düşük olursa Yöntem-2'nin sonuçları yanıltıcı olacaktır.

4. % 50 olasılığa sahip kar değerinin bu değer altında ve üstünde eşit olasılığa sahip olması nedeniyle her üç yöntemin karşılaştırılmasında kullanılabılır en doğru olasılık değeridir.

5. Bilgisayar programı ile duyarlılık analizi yapılabilir. Şekil 7.5'te petrol satış fiyatı için iki farklı aralık seçilerek karlılık üzerindeki etkileri gözlemlenmiştir. Şekil 7.6'da üç farklı iskonto oranının net karlılığa etkisi incelenmiştir.

6. Şekil 7.7'de bir gaz sahasında belirli bir kuyu geliştirme programı için iskonto oranlarının net karlılık dağılımı üzerindeki etkisi gözlemlenmiştir. % 50 kümülatif olasılık değerinde, iskonto oranındaki % 2'lik artışın net kar değeri üzerinde ortalama % 20 lik bir azalım etkisi sözkonusudur.

7. Şekil 7.8'de çatlaklı ve homojen rezervuarlarda net kar değerleri hesaplanmıştır. Çatlaklı rezervuarda rezerv daha kısa sürede tüketildiği için nakit akışları hem daha kısa sürmekte hem de daha fazla olmaktadır.

BÖLÜM 8

SONUÇLAR

1. Bu çalışmada geliştirilen bilgisayar programı ile havzaların rezerv potansiyeli hesaplanabilir.

2. Bir sahadaki sismik anomaliler kullanılarak

- Gaz rezervleri
- Homojen rezervler
- Çatlaklı rezervler

için karlılık analizi yapılabilir.

3. Bir sahada açılmış bir veya birkaç kuyu mevcut ise bu kuyuların logları kullanılarak gözeneklilik ve su doymuşluğu dağılımları elde edilir. Bu dağılımlar sahanın rezerv potansiyelini hesaplamak için kullanılmaktadır.

4. Rezervuar parametreleri ve ekonomik parametreler için Duyarlılık Analizi yapılabilir.

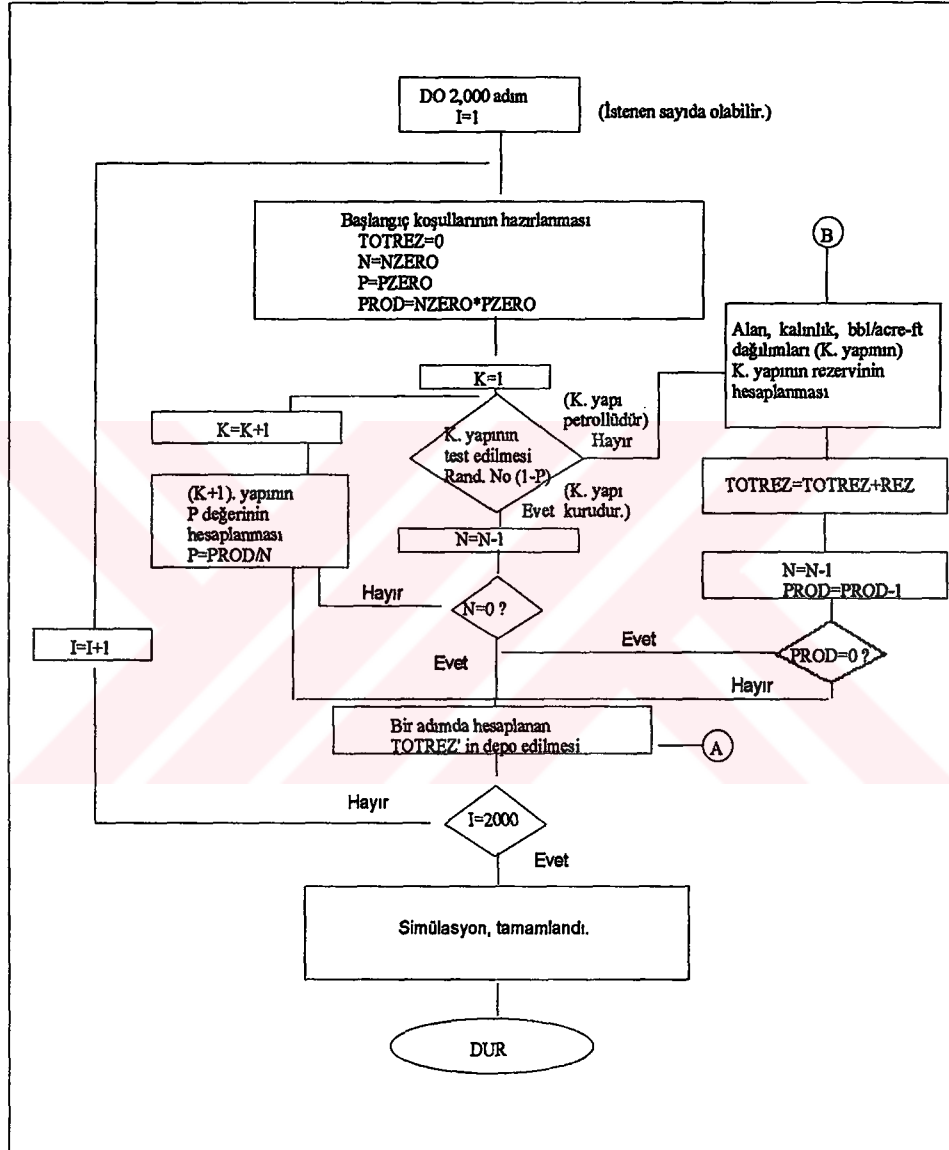
KAYNAKLAR

- [1] WALSTROM, J.E., MUELLER, T.D. and McFARLANE, R.C.: "Evaluating Uncertainty in Engineering Calculations", JPT (December 1967), p.1595.
- [2] PRESTON, F.W. and VANSKOYOC, V.S.: "Use of Asymmetric Frequency Curves of Core Analysis Data in Calculating Oil Reserves", Computers in the Mineral Industry, Stanford U. Publications-Geologic Sciences (June 24-29), 1963.
- [3] NEWENDORP, P.D. and ROOT, P.J.: "Risk Analysis in Drilling Investment Decisions", JPT (June 1968), p.579.
- [4] SMITH, M.B.: "Probability Estimates for Petroleum Drilling Decisions", JPT (May 1970), p.543.
- [5] NEWENDORP, P.D.: "Decisions Analysis for Petroleum Exploration", A Division of the Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1975.
- [6] NEWENDORP, P.D.: "A Method for Treating Dependencies Between Variables in Simulation Risk Analysis Models", SPE 5581 (June 1976), p.143.
- [7] CAPEN, E.C.: "The Difficulty of Assessing Uncertainty", JPT (August 1976), p.843.
- [8] GARB, F.A. and GRUY, H.J.: "Assessing Risk and Uncertainty in Evaluating Hydrocarbon Producing Properties", paper SPE 15921 presented at the 1986 SPE East Regional Meeting, Ohio, November 12-14.
- [9] SEARS, G.F. and PHILLIPS, N.V.: "Fractured Reservoir Evaluation Using Monte Carlo Techniques", JPT (January 1987), p.71.
- [10] OVREBERG, O., DAMSLETH, E. and HALDORSEN, H.H.: "Putting Error Bars on Reservoir Engineering Forecasts", JPT (June 1992), p.
- [11] NETER, J., WASSERMAN, W. and KUTNER, M.H.: "Applied Linear Statistical Models", Irwin, Inc., USA, 1985.
- [12] CAMPBELL, J.M. and CAMPBELL, R.A.: "Analysis and Management of Petroleum Investments: Risk, Taxes and Time", John M. Campbell and Co., 1987.

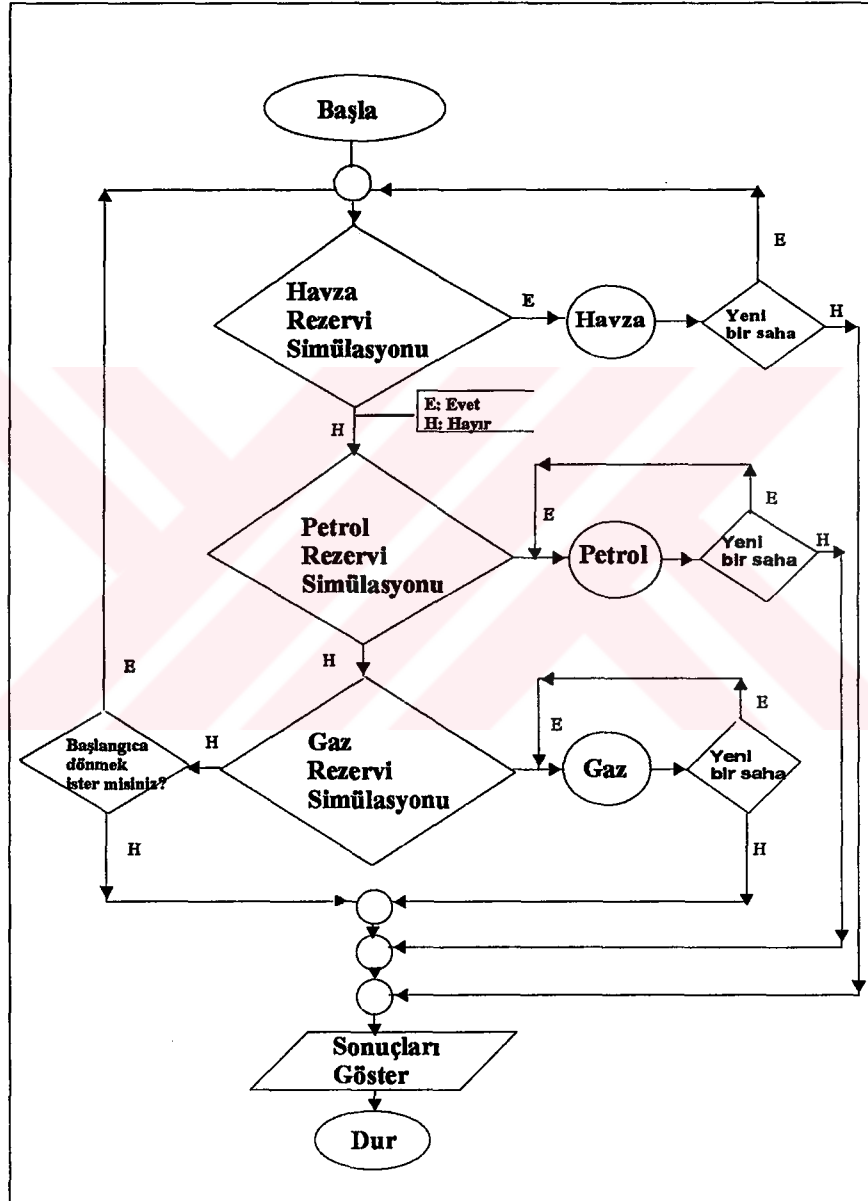
- [13] "BEST FIT-Distribution Fitting Software for Windows" Beta Release 1.0, Palisade Corp., Newfield, NY, 1993.
- [14] DAHLQUIST, G. and BJÖRCKÖ A.: "Numerical Methods", Prentice-Hall, Inc., Englewood Clifes, New Jersey, 1974.
- [15] PRESS, W.H., et.al.: "Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing ", Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1986.
- [16] LAW, A.M. and KELTON, W.D.: "Simulation Modeling and Analysis", McGraw-Hill Book Company, New York, 1968.
- [17] BRATLEY, P., FOX, B.L. and SCHRAGE, L.E.: "A Guide to Simulation", New York, 1990.
- [18] THOMPSON, R.S. and WRIGHT, J.D.: "Oil Property Evaluation", Thompson-Wright Associates, Golden Colorado, 1985.
- [19] ARPS, J.J.: "Estimation of Primary Oil Reserves", Trans. AIME., Vol.207, 1956.
- [20] HAGOORT, J.: "Fundamentals of Gas Reservoir Engineering", Elsevier Science Publishing Company, New York, NY 10017, USA, 1988.
- [21] GOLAN, M. and WHITSON, C.H.: "Well Performance", Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1991.
- [22] BEGGS, H.D.: "Production Optimazation", Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa, 1991.

EK A ŞEKİLLER

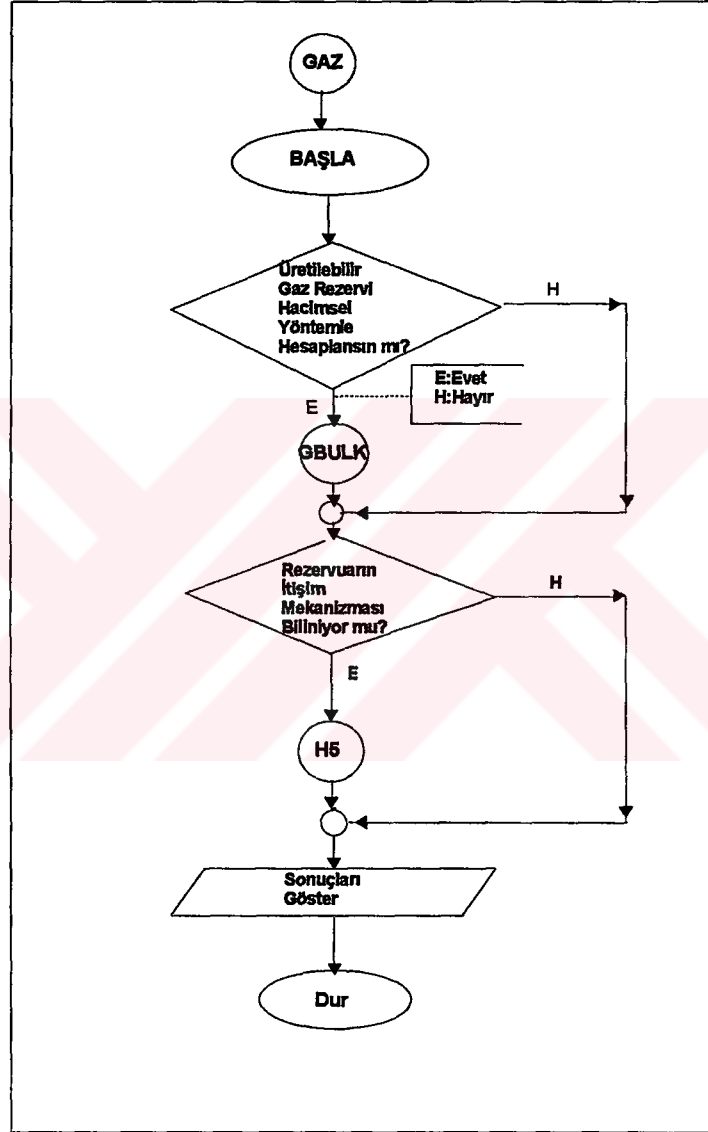




Şekil A.1 Havza Analiz Modelinin Akış Diyagramı



Şekil A.2 Petrol ve Gaz Ekonomik Risk Analizi Modeli Akış Diyagramı



Şekil A.3 Gaz Rezervlerinin Hesaplanmasına İlişkin Akış Diyagramı

EK B BİLGİSAYAR PROGRAMININ LİSTESİ



```

c program adı:sonuc.for
c

c kaynak sayıları

data n1,n2,n3,n4,n5,n6,n7,n8,n9,n10,n11,n12,n13,n14,n15,n16,n17,
1 n18/100,1000,256,783,284,209,432,678,543,783,876,129,2345,
2 126,757,456,8543,343/

c
c dagilim tipi belirleyicileri
c
data a1,a2,a3,a4,a5,a6,a7,a8,a9,a10,a11,a12,a13,a14,a15,a16,
3 a17,a18/2,3,2,3,3,2,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3/

c toplam sistem analizi için

data dt,pr,pi,tres,rg,pterk/3,1952,1952,150,0.67,300/

data almin,almax,almod,gozmin,gozmax,gozmod,hmin,hmax,hmod,
3 bmin,bmax,bmod,smin,smax,smod,rfin,rfinax,rfinod,gkmin,gkmax,
4 gkmod,gkkmin,gkkmax,gkkmod,ydmin,ydmax,ydmod,oemin,oemax,oemod,
5 bpkmin,bpkmax,bpkmod,bpsmin,bpsmax,bpsmod,usmin,usmax,usmod,
6 hlmin,hlmax,hlmod,pfmin,pfmax,pfmod,spwmin,spwmax,spwmod,ormmin,
7 ormmax,ormmod/4500,5500,5000,.1,0.30,.20,30,50,40,1.12,
1 1.2,1.17,.15,.35,.25,.20,.30,.25,450,650,550,350,550,
3 450,1000,3000,2000,3,8,6,3000,7000,5000,40000,65000,50000,
5 8,24,15,1800,2700,2000,12,18,16.5,250,650,350,0.98,.99,
6 0.985/

open(unit=2,file='hompet.dat')

4 do i=1,21
write(*,*) '
enddo

write(*,*)'*****'
write(*,*) ' Ana Menu'
write(*,*) '
write(*,*)'1-Havza Analiz Modeli(1)'
write(*,*)'2-Petrol yeya Gaz Ekonomik Analiz Modeli(2)'
write(*,*)'3-Kuyu Loglari Modeli(3)'
write(*,*)'4-Cikis(4)'
write(*,*) '
write(*,*)'secim için bir tusa basiniz'
write(*,*)'*****'
read(*,*)sec

if(sec.eq.1) go to 100
if(sec.eq.2) go to 200
if(sec.eq.3) go to 300
if(sec.eq.4) go to 400

100 call havza
go to 4

200 do I=1,21
write(*,*) '
enddo

write(*,*)'Gaz sahasi/Petrol sahasi(1/2)'
read(*,*)sec1

if(sec1.eq.1) then
print*, 'Gaz sahasi için'
elseif(sec1.eq.2) then
print*, 'Petrol sahasi için'
endif
write(*,*)'*****'
write(*,*) ' İkinci menu'
write(*,*)'1-Homogen Rezervuar için MCOY(1)'
write(*,*)'2-Catlaklı Rezervuar için MCOY(2)'

```

```

write(*,*)3-Cıkıs
write(*,*)
write(*,*)Secim için bir tusa basınız
write(*,*)*****
read(*,*) sec2
if(sec2.eq.1) go to 110
if(sec2.eq.2) go to 120
if(sec2.eq.3) go to 4

C***** Homojen Rezervuar için *****
110 continue

print*,***** Kar Analizi*****
print*,1-Toplam Rezerv Yontemi
print*,2-Toplam Sistem Analizi Yontemi
print*,*****
print*,seciminizi giriniz(1/2)
read(*,*)sec4
write(*,*)adım sayısını giriniz
read(*,*)npass
topkar=0.0
do i=1,npass
call dat(a1,n1,almin,almax,almod,al)
call dat(a2,n2,gozmin,gozmax,gozmod,goz)
call dat(a3,n3,hmin,hmax,hmod,hkal)
call dat(a4,n4,bmin,bmax,bmod,bo)
call dat(a5,n5,smin,smax,smod,sw)
call dat(a6,n6,rmin,rmax,rmod,rkal)
call dat(a7,n7,gkmin,gkmax,gkmod,gk)
call dat(a8,n8,gkmin,gkmax,gkmod,gk)
call dat(a9,n9,ydmin,ydmax,ydmod,yd)
call dat(a10,n10,oemin,oemax,oemod,oe)
call dat(a11,n11,bpmin,bpmax,bpmod,bpk)
call dat(a12,n12,bpsmin,bpsmax,bpsmod,bps)
call dat(a13,n13,usmin,usmax,usmod,us)
call dat(a14,n14,hmin,hmax,hmod,hl)
call dat(a15,n15,pfmin,pfmax,pfmod,pf)
call dat(a16,n16,spwmin,spwmax,spwmod,spw)
call dat(a17,n17,ormmin,ormmax,ormmod,orm)
call dat(a18,n18,ydmin,ydmax,ydmod,yd)
call rez(sec1,goz,sw,rkal,al,hkal,bo,toprez)
c call mat(goz,hkal,tres,pi,al,gasp)

c yontem-1 ile kuyu sayısı ve çıkarılabilir rezerv hesabi
call yon1(toprez,al,spw,dw,ocr)
c kuru kuyu sayısının belirlenmesi
call dry(dw,dry1)

c yontem-2 ile çıkarılabilir rezerv/kuyu hesabi
call yon2(orm,us,bpk,oe,yd,pf,topk1,top1,top2,dy)
dw2=toprez/topk1

call dry(dw2,dry2)
c yontem-3 ile kuyu sayısı hesabi
call y3(us,toprez,bs,dnew)
dw3=bps/bpk

if (sec4.eq.1) then
call ce(toprez,gk,gkk,hl,dw,dry1,gf,oe,yd,us,dy,nkar1)
else
call tsa(pr,toprez,dt,cap,dw2,dry2,hl,gk,gkk,nkar2)
endif

topkar=topkar+nkar1
enddo
go to 4

C ***** Catlakli Rezervuarlar için *****
120 call monfrac
go to 4

C ***** Kuyu Loglari Modeli için *****

```

```

300 call log
go to 4
400 stop
end

subroutine rez(sec1,goz,sw,rkal,al,hkal,b,toprez)
c ***** Hacimsel Metodla Petrol Rezervi Hesabi *****
f=sec1
hkal=hkal/0.3048

if(sec1.eq.2) then
baf= 7758*goz*(1-sw)*rkal/(b)
toprez = al * hkal * baf
else
baf = 43560 * goz * (1-sw) * rkal / (b)
toprez = al * hkal * baf
endif
return
end

subroutine yon1(toprez,als,spw,dw,ocr)
c ***** yontem 1 ile ortalama cikarilabilir rezerv hesabi *****
dw= als/spw
far=1-dw
if(far.lt.0.5) then
n=dw
dw=n
else
dw=n+1
endif
ocr= toprez/dw
return
end

subroutine dry(dw,dry1)
c ***** kuru kuyu sayisinin belirlenmesi *****
if(dw.gt.20) then
dry1 = 2* dw/15 + 3.33
else
dry1 = 4* dw/15 + 0.67
endif
far=1-dry1
if(far.lt.0.5) then
n=dry1
dry1=n
else
dry1=n+1
endif
return
end

subroutine yon2(orm,uss,q0,oe,yd,pf,to,top1,top2,dy)
c ***** yontem-2 *****
dimension q(0:10000),p(0:10000)
q1=q0*orm
c t=1 ay
t=1
c qe=10 BOP/D
qe=10
de=(q0-q1)/q0
d=-log(1-de)
dy=d*12
nterms=uss
q(0)=q0
do i=0,nterms
j=i
q(i+1)=q(i)*exp(-dy)
enddo
top2=0.
do i=1,nterms

```

```

a=(q(i)-q(i-1))/dy
top2=top2+oe*q(1)+ yd*q(i)
p(i)=a*365
enddo
top=0.0
top1=0.0
do i=1,nterms
top=top+p(i)
top1=top1+q(i)*pf
enddo
to=(q0-qe)*365/dy
return
end

subroutine y3(uss,toprez,ff,dnew)
*****yontem-3*****
c bu program ekonomik debi, üretim süresi, toplam rezerv değeri ve azalım paterninin bilinmesi
c durumunda Newton-Raphson yöntemi ile nominal azalım oranı ve baslangic debisini (BOPD) hesaplamaktadır.
c dt baslangic icin tahmini azalım oranidir

qel=10
dt=.3
dold=dt/365.
t=uss*365
enp=toprez
10 f= func(enp,qel,t,dold)
f2=fder(enp,qel,t,dold)
dnew=dold-f/f2
if(abs((dold-dnew)/dold).gt.0.00001) then
dold=dnew
go to 10
endif
dnew=dnew*365
t=t/365
ff=qel/exp(-dnew*t)
if(ff.lt.1.) then
ff=1
endif
return
end

function func(enp,qel,t,d)
sum=0.0D0
a= exp(-d*t)
func=qel*a+d*enp*a-qel
return
end

function fder(enp,qel,t,d)
a= exp(-d*t)
fder=a*(enp*(1-d*t)-qel*t)
return
end

subroutine ce(toprez,gk,gkk,h1,dw,dry1,pf,oe,yd,uss,dy,npr)
c***** Maliyet , gelir ve karlilik hesaplanıyor*****
hj=.1
ks=10
top=0.0
c***** sondaj maliyeti *****
fff=dw*gk*hl+dry1*gkk*hl+toprez*oe
c***** sondaj suresi *****
time=(dw+dry1)/ks
c***** sondaj maliyetinin net simdiki değeri *****
npvdcost=fff*exp(-hj*(time/2))
c***** operasyon ve yuzey donanim maliyetleri*****
c ***** toplam maliyet *****
totcost= npvdcost
c ***** yıllık gelir *****
44 u=dy/(dy+hj)
t=uss

```

```

        yu=1-exp(-t*(dy+hj))
        ye=1-exp(-t*dy)
        dh=toprez/8
        e14=u*yu/ye
        e11=0.875*toprez*pf*e14
c ***** gelir net simdiki degeri *****
        e22=0.45*e11*exp(-hj*time/2)
c ***** kar'in net simdiki degeri *****
        npr=e22-totcost
        write(2,*) npr
        return
    end

subroutine dat(nd,nxset,xmin,xmax,xmode,x)
external subu,subu2,subt
real nd
if(nd.eq.1.) then
elseif(nd.eq.2.) then
call subu(xmin,xmax,nxset,x)
elseif(nd.eq.3.) then
call subt(xmin,xmax,xmode,nxset,x)
elseif(nd.gt.3.) then
endif
return
end

subroutine subu(xmin,xmax,nxset,x)
c***** duzgun dagilim*****
    rn=ran1(nxset)
    x=xmin+(rn*(xmax-xmin))
    xnorm=(x-xmin)/(xmax-xmin)
    return
end

subroutine subu2(xmin,xmax,xmode,nxset,xnorm)
c*****normallestirilmis duzgun dagilim*****
    em=(xmode-xmin)/(xmax-xmin)
    rn=ran1(nxset)
    if(rn.le.em) then
        x=xmin+(xmax-xmin)*sqrt(rn*em)
    else
        x=xmin+(xmax-xmin)*(1-sqrt((1-rn)*(1-em)))
    endif
    xnorm=(x-xmin)/(xmax-xmin)
    return
end

subroutine subt(xmin,xmax,xmode,nxset,x)
c ***** ucgen dagilim icin *****
    em=(xmode-xmin)/(xmax-xmin)
    rn=ran1(nxset)
    if(rn.le.em) then
        x=xmin+(xmax-xmin)*sqrt(rn*em)
    else
        x=xmin+(xmax-xmin)*(1-sqrt((1-rn)*(1-em)))
    endif
    return
end

subroutine subd
c***** ayrik dagilim *****
    dimension fx(10)
    open(unit=8,file='ayrik.dat')
    n17=3992
    do i=1,4
        read(8,*)fx(i)
        print*,fx(i)
    enddo
    do 5 i=1,100
        rn=ran1(n17)
        do 6 j=1,4

```

```

xx=x(i)+a*b/c
write(8,*)xx
go to 8
else
endif
enddo
8 continue
return
end

subroutine havza
dimension c(10000),k1(10000),almin(100),almax(100),almod(100),
2 hmin(100),hmax(100),hmod(100),recmin(100),recmax(100),
3 recmod(100)

data npass,ii,nzero,pzero,al1,h,rec,na,nb,nc/2000,100,40,0.15,3,
+ 3,3,212,850,905 /
data d,nf,dmin,dmax,dmod/3,332,500,1500,1000/
data gk,nj,gkmin,gkmax,gkmod,gkk,nh,gkkmin,gkkmax,gkkmod/3,234,
+250,350,291,3,6543,150,300,200/
data oe,ne,oemin,oemax,oemod/3,343,3,8,6/

open(unit=11,file='basaz2.dat')
open(unit=12,file='b.dat')
open(unit=10,file='veri.dat')
open(unit=9,file='topkar.dat')

kp=nzero*pzero
print*, 'aramakuyusu programina gore acilabilecek toplam kuyu'
print*, 'sayisi nedir'
read(*,*)nk
print*, 'havzadaki petrollu anomali sayisi',kp
print*, 'havzadaki toplam yapi sayisi',nzero
print*, 'havzadaki kesiflerde basari oranı',pzero
c yapılara ait alan, kalınlık ve Bbl-acre-foot degerleri okunuyor
do i=1,nzero
read(10,*)almin(i),almax(i),almod(i),hmin(i),hmax(i),hmod(i),
4 recmin(i),recmax(i),recmod(i)
write(*,*)almin(i),almax(i),almod(i),hmin(i),hmax(i),hmod(i),
5 recmin(i),recmax(i),recmod(i)
enddo

do 15 i=1, npass
call dat(d,nf,dmin,dmax,dmod,d1)
call dat(gk,nj,gkmin,gkmax,gkmod,gk1)
call dat(gkk,nh,gkkmin,gkkmax,gkkmod,gkk1)
call dat(oe,ne,oemin,oemax,oemod,oe1)

kk=i
totres = 0.
n = nzero
p = pzero
prod=nzero*pzero

l=0.
do 80 j=1,nzero
ll=j
print*,j,' adet yapi test edilmistir'
if(ll.gt.nk) then
print*, 'totres',totres
go to 66
endif
ff= ran1(ii)
fc = 1-p
if(ff.lt.fc) then
n = n-1
if(n.eq.0) then
go to 85
else
p=prod/n
endif
else
ami= almin(j)
ama= almax(j)
amo= almod(j)
call dat(al1,na,ami,ama,amo,alss)
hmi= hmin(j)

```

```

        hma= hmax(j)
        hmo= hmod(j)
        call dat(h,nb,hmi,hma,hmo,hss)
        rmi= recmin(j)
        rma= recmax(j)
        rmo= recmod(j)
        call dat(rec,nc,rmi,rma,rmo,rss)
        res=alss*hss*rss
        totres=totres+res
        l=l+1
print*,j,' yapisi hidrokarbon(petrol veya gaz) icermektedir'
print*, 'simdiye kadar yapilan basarili kesif sayisi',l
n = n-1
prod = prod-1
        if(prod.lt.1) then
            kas=j
            go to 85
        else
            p = prod/n
            write(*,*)'havzada yeni kesif olasiligi',p
        endif
        endif
80      continue
85      continue
        close(8)
        c(i)=totres
        k1(i)=kas
        kuk= kas-6
        s=d1*gk1*6+d1*gkk1*kuk+totres*oe1
        gelir= totres*20
        kar=gelir-s
        write(12,*)c(i),kar
        print*, 'metraj +isletme +yuzey donanim maliyetleri',s
        print*, 'i, pass icin yapilan toplam sondaj sayisi',k1(i)
        write(11,*)k1(i),c(i),kuk,kar
15      continue
        return
        end

subroutine monfrac
data qf,el,f,t,e/250,0.80,0.00917,0.08,1500/
data a1,a2,a4,a5,a6/3,3,3,2,3/
data n1,n2,n4,n5,n6/2341,786,153,564,642/
data qmin,qmod,qmax,enmin,enmax,enmod,
2 cmin,cmax,cmod,qfmin,qfmax,qfmod/2000,4000,3000,0,1.6,1.,
3 12,18,16,100,300,200/
data oemin,oemax,oemod/3,8,6/

open(unit=15,file='monfrac.dat')
open(unit=16,file='rezerv.dat')

c**** n ve qni arasindaki iliskinin denklemi*****
do l=1,4000
call dat(a1,n1,qmin,qmax,qmod,qi)
call dat(a2,n2,enmin,enmax,enmod,en)
call dat(a4,n4,cmin,cmax,cmod,c)
call dat(a5,n5,qfmin,qfmax,qfmod,qf)
call dat(a6,n6,oemin,oemax,oemod,oe)
qnimax=exp(1.03082*en-1.52597)
call framon2(qi,en,qnimax,qf,q)
call framon3(qi,en,qnimax,qf,c,t,el,f,e,oe,ppv)
enddo
return
end

subroutine framon2(qi,en,qni,qf,q)
c *****catlakli rezervuarlarda uretilebilir rezerv hesabi yapiliyor*****
a=qi*en
b=qi*(1-en)
c=qf*(1-en)
d=qni*(1-en)
q=a*(b-c)/d
return
end

subroutine framon3(qi,en,qni,qf,c,t,el,f,e,oe,ppv)

```

- c aylık debi ve iskonto oranları kullanılarak gelir ve maliyet hesaplanıyor.....

```

topvn=0.0
tvq=0.0
tvn=0.
i=1
18 qt=qi*(1+(en*qn*i))**(-1/en)
tvq=tvq+qt*oc
vg=qt*c
vn=vg*el*(1-t)-e
tvn=tvn+vn
vid=tvn*exp(-f*i)
topvn=topvn+vid
if(qt.gt.qf) then
i=i+1
go to 18
else
ppv=topvn-tvg
endlf
return
end

```

subroutine log

- c induksiyon, rezistivite ve gamma-ray logları ile gozeneklilik ve su doymushugu hesaplanmaktadır.
open(unit=5,file='kuzmar.dat')

```

data iseed1,iseed2,iseed3,iseed4/100,200,300,400/
data rob1,rof,rma,em1,en1,a,rt1,rw/2,1.,2.71,2,2,1,2,0.17/
data robmin,robmax,robmod,emmin,emmax,emmod,enmin,enmax,enmod,
1 rtmin,rtmax,rtmod/2,1,3,2,2,6,2,2,3,2,1,1.8,2,2,2,0,190,2400,
2 1500/
ddl=a
do i=1,500

```

- c rob:kaba yogunluk (g/cm3)
call dat(rob1,iseed1,robmin,robmax,robmod,rob)

- c m parametresi
call dat(em1,iseed2,emmin,emmax,emmod,em)

- c n parametresini
call dat(en1,iseed3,enmin,enmax,enmod,en)

- c rt:gerçek rezistivite (ohm-m)
call dat(rt1,iseed4,rtmin,rtmax,rtmod,rt)

```

goz=(rob-rma)/(rof-rma)
f=0.81/goz**(em)
sw=(f*rw/rt)**(1/en)
return
end

```

```

subroutine tsa(pr,gi,dt,cap,dw,dry1,hl,gkm,gkkm,nk)
common/f2/flag,ih,injct,g,high,pw,tw,tb,d,err
integer flag
open(unit=5,file='bhp.dat')
open(unit=7,file='f.dat')
open(unit=7,file='f2.dat')
read(5,*)flag,ih,injct,g,high,pw,tw,tb,d,err
close(5)

```

- C gsf : gazin satis fiyatı gsf(\$/1000scf)

```

gsf=2.5
ks=1
fo=0.1
time=(dw+dry1)/ks
top1=0.0
pr1=pr
rev1=0.0
i=0

```

- 90 i=i+1
print*,'ortalama rezervuar basinci(psi)',pr1
print*,'dt',dt
call kes(pr1,dt,qopt,top)
if(i.eq.1) then
qi=qopt

```

endif

c zaman birimi ay olarak alınmaktadır.
c toprez scf

call por(tb,pr1,g,top,gi,port)
top1=top1+qopt*30*3*1000
print*,top1,top1,'uretilen gaz rezerv scf'
if(qopt.gt.300) then
pr1=port
go to 90
else
qf=qopt
ti=i
tt=ti*3/12
print*, 'baslangic debisi',qi,'MSCFD'
print*, 'sonuc debisi',qf,'MSCFD'
as=log(qi/qf)/tt
rk=(qi-qf)*365*1000/as
print*, 'toplani saha rezervi(SCF)',gi
print*, 'ekspansiyel azalim rk',rk
print*, 'sahada acilacak gelistirme kuyu sayisi',dw
print*, 'bir kuyudan elde edilen rezerv degeri(SCF)',rk
rev1=rk*dw*gsf/1000
a1=as/(as+fo)
a2=1-exp(-tt*(as+fo))
a3=1-exp(-tt*as)
rev1=0.875*rev1*a1*a2/a3
c ***** gelirin net simdiki degeri *****

rev1=0.45*rev1*exp(-fo*time/2)
dcost=gkm*hl*dw+gkkm*hl*dryl
nk=rev1-(cap+dcost)
endif
return
end

function beta(pr,qsc)
common/f2/flag,ih,injct,g,high,pw,tw,tb,d,err
a=fipr(pr,qsc)
b=tubing(qsc)
beta=(a-b)/a
return
end

subroutine kes(pr,dt,qopt,top)
tol=1.e-3
x0=1000.
func0=beta(pr,x0)
x1=2000.
func1=beta(pr,x1)
8 continue
x=x1-func1*(x1-x0)/(func1-func0)
if(abs(x-x1).lt.tol) then
print*, 'kok',x
else
x0=x1
func0=func1
x1=x
func1=beta(pr,x)
go to 8
endif
qopt=x
gp=qopt*dt*30
top=top+gp
return
end

subroutine w(sgfg,tf,pr,g,gp)
call zfachy (tf,pr,sgfg,zi)
pi=pr
a=pi/zi
b=1-gp/g
c=a*b
pp=a
call zfachy(pp,tf,sgfg,z)
6 calc=pp/z

```

```

x=abs(calc-a)
if(x.lt.0.001) then
  pa=a
  za=z
  go to 15
else
  z=z-0.001
  go to 6
endif
15 return
end

subroutine por(ti,pi,sgfg,gpp,g,p)
  tol=1
  call zfachy(ti,pi,sgfg,zi)
  a=pi/zi-(1-gpp/g)
  z=1
10 p=a/z
  call zfachy(ti,p,sgfg,z2)
  pz=p/z2
  dif=dabs(a-pz)/a
  if(dif.lt.tol) then
    goto 5
  else
    goto 10
  endif
5 continue
return
end

function fipr(pr,qsc)
  data en,c/0.0295,0.83/
  open(unit=8,file='ipr.dat')

  a=pr**2
  b=qsc/c
  c1=1/en
  d=a-b**c1
  d=sqrt(d)
  fipr=d
  return
end

function tubing(q)
  dimension h(100),t(100),p(100),z(100)
  common/f2/flag,ih,injct,g,high,pw,tw,tb,d,err
  integer flag

  common/c2/x(12)
  if (flag.eq.0) then
    call gasgra(g,pseupc,pseutc)
  else
    call pseudo(g,x(1),x(2),x(3),pseupc,pseutc)
  endif
  dtdh=(tb-tw)/high
  dh=high/ih
c .....calculate moody friction factor assuming turbulence
  if(d.le.4.277) fm=0.0175/(d**0.224)
  if(d.gt.4.277) fm=0.01603/(d**0.164)
  h(1)=0.0
  t(1)=tw
  p(1)=pw
c ..... start iteration for every sections from wellhead
  do 10 i=1,ih
    h(i+1)=h(i)+dh
    t(i+1)=t(i)+dh*dtdh
    p(i+1)=p(i)
    tav=(t(i)+t(i+1))/2.0
11 pav=(p(i)+p(i+1))/2.0
    call zfac(pav,tav,pseupc,pseutc,zav)
    s=0.03754*g*dh/(tav*zav)
    flow=6.67e-4*(q*tav*zav)**2/(d**5)*(dexp(s)-1.0)*fm
    if(injct.eq.1) flow=-flow
    pip1=dsqrt(p(i)*p(i)*dexp(s)+flow)
    if(dabs((pip1-p(i+1))/pip1).le.err) then

```

```

        p(i+1)=pip1
        go to 10
    else
        p(i+1)=pip1
        go to 11
    endif
10 continue
    tubing= p(i)
    open(unit=60,file='out.dat')
c   write(*,*)
c   &'no. depth(ft) temp(r) pres(psia) z-factor'
c   write(60,*)
c   &'no. depth(ft) temp(r) pres(psia) z-factor'

    do 20 i=1,ih+1
        call zfac(p(i),t(i),pseupc,pseute,z(i))
c   write(*,601) i,h(i),t(i),p(i),z(i)
c   write(60,601) i,h(i),t(i),p(i),z(i)
c 601 format(i3, 3(3x,f10.2),5x,f8.5)
    20 continue

    return
end

c .....  subroutine datain read in data
subroutine datain

    dimension item(3),term(4:11),term2(12)
    character*57 title(11),aaa*72,bbb*72
    character*57 title2(12)

    common/c1/ item,term
    common/c2/term2
1   open(unit=20,file='input.dat')
    read(20,'(a72)')aaa
    read(20,'(a72)')bbb
    read(20,'(a57,i15)') (title(k),item(k),k=1,3)
    read(20,'(a57,d15.6)') (title(k),item(k),k=4,11)
    close(20)
    open(unit=20,file='input.dat')
    m=6
10  write(*, '/')
    write(m,'(a72)')aaa
    write(m,'(a72)')bbb
    write(m,'(a57,i15)') (title(k),item(k),k=1,3)
    write(m,'(a57,d15.6)') (title(k),item(k),k=4,11)
    write(m,'(a72)')bbb
    if(m.eq.20) goto 11
    write(*, '/') enter the number of an item to change",
    &"it or [0] to continue ",//')
    write(*, '(38x)')
    read(*, *) iasr
    if(iasr.eq.0) then
        m=20
        goto 10
    else
        if(iasr.eq.0.or.iasr.gt.11) then
            write(*, '/') wrong input ! ",//')
            goto 1
        endif
    endif
    write(*, '(a57,3x)') title(iasr)
    if(iasr.le.3) read(*, *) item(iasr)
    if(iasr.ge.4) read(*, *) term(iasr)
    go to 10
11  if(item(1).eq.1) goto 999
c .....read in compositional data
2   open(unit=30,file='comp.dat')
    read(30,'(a72)') aaa
    read(30,'(a72)') bbb
    read(30,'(a57,d15.6)') (title2(k),term2(k),k=1,12)
    close(30)
    open(unit=30,file='comp.dat')
    m=6
12  write(*, '/') aaa
    write(m,'(a72)')aaa
    write(m,'(a72)')bbb

```

```

write(m,'(a57,d15.6)') (title2(k),term2(k),k=1,12)
write(m,'(a72)')bbb
if(m.eq.30) go to 13
write(*,('/'," enter the number of an item to change",
*"it or [0] to continue",//')
write(*, '(38x)')
read(*,*) iasr
if(iasr.eq.0) then
m=30
go to 12
else
if(iasr.lt.0.or.iasr.gt.12) then
write(*,('/'," wrong composition input!",//')
goto 2
endif
endif
write(*, '(a57,3x)') title2(iasr)
read(*,*) term2(iasr)
goto 12
13 sum=0.0
do 100 i=1,12
100 sum=sum+term2(i)
write(*,*)'total composition is', sum
write(*,*)'—— enter 0/1 for continue/stop——'
write(*, '(38x)')
read(*, '(i1)') index
if(index.eq.1) then
stop
else
do 101 i=1,12
101 term2(i)=term2(i)/sum
write(*,*)'——compositions have been normalized——'
endif
999 return
end

```

c.... subroutine gasgra calculate gas gravity and pseudo-critical
c.....properties from given compositional data
subroutine gasgra(g,pseupc,pseutc)

```

real*8 mw
common/c2/x(12)
dimension mw(12),pc(12),tc(12)
data mw/34.08,44.01,28.01,16.04,30.07,44.1,
& 58.12,58.12,72.15,72.15,86.18,128.02/
data pc/1306.00,1073.00,492.00,673.10,708.30,617.40,
& 592.1,550.7,483.00, 489.5,431.6,396.9/
data tc/672.4,547.7,226.9,343.3,549.8,666.0,
& 743.7,765.3,829.8,845.6,913.6,975.8/
g=0.0
tcma=0.0
pcma=0.0
do 10 i=1,12
g=g+mw(i)*x(i)/28.966
tcma=tcma+tc(i)*x(i)
pcma=pcma+pc(i)*x(i)
10 continue
c .... calculate wicket & aziz correlation factor of sour gases
awa=x(1)+x(2)
cwa=120.0*(awa**0.9-awa**1.6)+15.0*(dsqrt(x(1))-x(1)**4)
pseutc=tcma-cwa
pseupc=pcma*pseutc/(tcma+x(1)*(1.0-x(1))*cwa)

```

```

66 return
end

```

c subroutine pseudo calculates pseudo-critical values from
c given gas gravity with correction of x(h2s),x(co2),x(n2)
c xh2s=x(h2s)
c xco2=x(co2)
c xn2=x(n2)
subroutine pseudo(g,xh2s,xco2,xn2,pseupc,pseutc)
pseupc=678-50.0*(g-0.5)-206.7*xn2+440*xco2+606.7*xh2s
pseutc=326+315.7*(g-0.5)-240*xn2-83.3*xco2+133.3*xh2s
return
end

```

SUBROUTINE PWSS(PWH,TO,G,H,PWS)
EXTERNAL GASVIS,ZFACHY
PWS=PWH*(1+2.5/(10**5)*H)
I=0
30 I=I+1
PO=(PWS+PWH)/2
C TO=(TBH+TWS)/2
CALL GASVIS(TO,G,PO,GV)
CALL ZFACHY(G,PO,TO,Z)
PWS2=PWH*EXP(0.01875*G*H/(Z*(TO+460)))
FARK1=ABS(PWS-PWS2)
IF(FARK1.GE.1) THEN
PWS=PWS2
GO TO 30
ELSE
ENDIF
PWS=PWS2
RETURN
END

FUNCTION OUT(Q)
DATA SGFG,HG,HT,T,TF,P,D,E,N/0.7,10000,7000,56,200,1000,2.441,
1 0.00025,15/
HI=HT/N
H=HG/N
GG=(TF-T)/HT
P1=P
HT2=HT
HG2=HG
P=P1
HI=HT2/N
H=HG2/N
DO 3 I=HI,HT,HI
TO=((I*GG)+2*T)/2
PE=P*(1+2.5E-5*HI)
10 PS=(PE+P)/2
CALL GASVIS(TO,SGFG,PS,GVIS)
REY=(20011*SGFG*Q)/(GVIS*D)
ED=E/D
CALL FRFACT(REY,ED,FF)
CALL ZFACHY(TO,PS,SGFG,Z)
TR=TO+460
S=.0375*SGFG*HI/(TR*Z)
A=P**2*EXP(S)
B=25*SGFG*TR*Z*FF*H/(S*D**5)
C=Q**2*(EXP(S)-1)
PWF=SQRT(A+B*C)
TU=ABS(PWF-PE)
IF (TU.GT..0001) THEN
PE=PWF
GO TO 10
ELSE
P=PWF
ENDIF
3 CONTINUE
OUT=PWF
P=1000.
RETURN
END

C
SUBROUTINE GASVIS (T,SGFG,P,GVIS)
C CALCULATE VISCOSITY OF HYDROCARBON GASES USING THE LEE ET AL
C CORREGASVISLATION (TRANSACTION AIME, 1966,PG. 997).
TABS=T+460.
W=SGFG*29.
AK=(9.4+.02*W)*(TABS**1.5)/(209.+19.*W+TABS)
X=3.5+(986./TABS)+.01*W
Y=2.4-.2*X
CALL ZFACHY (T,P,SGFG,Z)
RHOG=P*W/(10.72*Z*TABS*62.4)
GVIS=AK*EXP(X*RHOG**Y)/10000.
RETURN
END
SUBROUTINE ZFACHY (T,P,SGFG,Z)
C CALCULATE GAS COMPRESSIBILITY FACTOR USING THE HALL AND

```

C YARBOROUGH CORRELATION FOR CURVE FITTING THE STANDING-
 C KATZ REDUCED PRESSURE-REDUCED TEMPERATURE Z-FACTOR
 C CHART. (OIL AND GAS JOURNAL, JUNE 18, 1973, PG. 82, AND FEBRUARY
 C 18, 1974, PG. 86)

TC=169.0+314.0*SGFG
 PC=708.75-57.5*SGFG
 TR=(T+460.0)/TC
 PR=P/PC
 IF (TR.GT.1.01) GO TO 1
 RT=1.0
 GO TO 2
 1 RT=1.0/TR
 2 A=0.06125*RT*EXP(-1.2*(1.-RT)**2)
 B=RT*(14.76-9.76*RT+4.58*RT*RT)
 C=RT*(90.7-242.2*RT+42.4*RT*RT)
 D=2.18+2.82*RT
 Y=0.001
 DO 4 J=1,25
 IF (Y.GT.1.) Y=.6
 F=-A*PR+(Y+Y*Y+Y**3-Y**4)/(1.-Y)**3-B*Y*Y+C*Y**D
 IF (ABS(F).LE.1.E-4) GO TO 5
 IF (J.LT.25) GO TO 3
 Z=1.0
 RETURN
 3 DFDY=(1.+4.*Y+4.*Y*Y-4.*Y**3+Y**4)/(1.-Y)**4
 1-2.*B*Y+D*C*Y**D-1.)
 Y=Y-F/DFDY
 4 CONTINUE
 5 Z=A*PR/Y
 RETURN
 END

C
 C SUBROUTINE FRFACT (REY,ED,FF)
 C CALCULATE THE MOODY FRICTION FACTOR USING EITHER THE LAMINAR
 C FLOW OR THE COLEBROOK EQUATIONS. IF FLOW IS NOT LAMINAR (REY
 C <2000) USE A BLASIUS FRICTION FACTOR FOR THE FIRST GUESS
 C IN THE COLEBROOK EQUATION.

IF (REY.GT.2000) GO TO 1
 FF=64./REY
 GO TO 8
 1 FGI=0.0056+0.5/REY**0.32
 I=1
 5 DEN=1.14-2.*ALOG10(ED+9.34/(REY*SQRT(FGI)))
 FF=(1./DEN)**2
 DIFF=ABS(FGI-FF)
 IF (DIFF.LE.0.0001) GO TO 8
 FGI=(FGI+FF)/2.
 I=I+1
 IF (I.LT.10) GO TO 5
 FF=FGI
 8 RETURN
 END

FUNCTION RAN1(IDUM)
 DIMENSION R(97)
 PARAMETER (M1=259200,IA1=7141,IC1=54773,RM1=3.8580247E-6)
 PARAMETER (M2=134456,IA2=8121,IC2=28411,RM2=7.4373773E-6)
 PARAMETER (M3=242000,IA3=4561,IC3=51349)
 DATA IFF /0/
 IF (IDUM.LT.0.OR.IFF.EQ.0) THEN
 IFF=1
 IX1=MOD(IC1-IDUM,M1)
 IX1=MOD(IA1*IX1+IC1,M1)
 IX2=MOD(IX1,M2)
 IX1=MOD(IA1*IX1+IC1,M1)
 IX3=MOD(IX1,M3)
 DO 11 J=1,97
 IX1=MOD(IA1*IX1+IC1,M1)
 IX2=MOD(IA2*IX2+IC2,M2)
 R(J)=(FLOAT(IX1)+FLOAT(IX2)*RM2)*RM1

11 CONTINUE
 IDUM=1
 ENDIF
 IX1=MOD(IA1*IX1+IC1,M1)
 IX2=MOD(IA2*IX2+IC2,M2)

```

DX3=MOD(IA3*IX3+IC3,M3)
J=1+(97*DX3)/M3
IF(J.GT.97.OR.J.LT.1)PAUSE
RAN1=R(J)
R(J)=(FLOAT(IX1)+FLOAT(IX2)*RM2)*RM1
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE ZFAC(P,T,PSEUPC,PSEUTC,Z)
PR=P/PSEUPC
RTR=PSEUTC/T
A=0.06125*RTR*DEXP(-1.2*(1.-RTR)**2)
B=RTR*(14.76-9.76*RTR+4.58*RTR*RTR)
C=RTR*(90.7-242.2*RTR+42.4*RTR*RTR)
D=2.18+2.82*RTR
Y=0.001
DO 4 J=1,25
IF (Y.GT.1.) Y=.6
F=-A*PR+(Y+Y*Y+Y**3-Y**4)/(1.-Y)**3-B*Y*Y+C*Y**D
IF(DABS(F)-1.0E-5) 2,2,1
1 DFDY=(1.+4.*Y+4.*Y*Y-4.*Y**3+Y**4)/(1.-Y)**4
1-2.*B*Y+D*C*Y**4*(D-1.)
Y=Y-F/DFDY
4 CONTINUE
2 Z=A*PR/Y
RETURN
END

```

```

function flowin(qsc)
data en,c,pr/0.83,0.0295,1952/
open(unit=9,file='ipr2.dat')
a=pr**2
b=(qsc/c)**(1/en)
flowin=sqrt(a-b)
return
end

```

```

subroutine mat(fi,h,tres,pi,w,gasp)
C ***** gaz rezervuarlari icin genel kutle denge denklemi *****
real k1,k2,k3,k
open(unit=6,file='h6c.out')
data G,L,PSC,TSC,RG,AR,RSC,CW,BT,R,WSCI,VWP/
4 .99,6000,14.7,60,0.67,0.62,4,0.3E-5,0.0,0.0,
5 0.0,0.0/
reee=rsc
wsss=wsci
retr=r

```

```

WRITE(*,*) 'gaz rezervuarlari icin kdd analizi '
WRITE(*,*) '-----'
WRITE(*,*) ' '
WRITE(*,*) 'veriler '
WRITE(*,*) '-----'
WRITE(*,*) ' '
WRITE(*,*) 'rezervuar alani, acres =',w
WRITE(*,*) 'rezervuar kalnligi, ft =',h
WRITE(*,*) 'rezervuar gozenekliligi, frac =',fi
WRITE(*,*) 'ust tabaka basinc gradyani, psi/ft =',g
WRITE(*,*) 'rezervuar kalinligi, ft =',l
WRITE(*,*) 'yuzey basinci , psia =',psc
WRITE(*,*) 'yuzey sicakligi , Fah. =',tsc
WRITE(*,*) 'ilk rezervuar basinci, psia =',pi
WRITE(*,*) 'rezervuar sicakligi , Fah. =',tres
WRITE(*,*) 'gaz gravitesi =',rg
WRITE(*,*) 'ilk akifer/rez. hacmi =',ar
WRITE(*,*) 'yuzeydeki su yogunlugu, lbm/cuft =',rsc
WRITE(*,*) 'su sikistirilabilirliigi, 1/psi =',cw
WRITE(*,*) 'suyun isil genlesme katsayisi, 1/Fah =',bt
WRITE(*,*) 'suyun bas. rez. kos. yogunlugu, lbm/cuft =',r
WRITE(*,*) 'ilk yuz. su hacmi, MMMSCF =',wsci
WRITE(*,*) 'uretilen su, =',vwp

```

```

CALL ZFAC1(RG,PI,TRES,ZI)
PIZI=PI/ZI
T=TRES+460
BGI=0.02826923*ZI*T/PI
EGI=1/BGI

```

```

VGI=(W*43560*H*FI)/1E+9
GI=VGI/BGI
VWI=AR*VGI
VPI=VGI+VWI
RZ=G*L
WRITE(*,*)' sonuclar'
WRITE(*,*)'_____-'
WRITE(*,*)'bas. basincında z-faktor          =,ZI
WRITE(*,*)'bas. gaz for. hacim. fak., cuft/scf =,BGI
WRITE(*,*)'bas. gaz gen. fak., scf/cuft        =,EGI
WRITE(*,*)'bas. rez. hacim, MMMcuft           =,VGI
WRITE(*,*)'bas. yer. gaz hacmi, MMMcuft       =,GI
WRITE(*,*)'bas. rez su hac., MMMcuft          =,VWI
WRITE(*,*)'ilk toplam gozenek hac., MMMcuft   =,VPI
WRITE(*,*)'dusey gerilim,psi                  =,RZ
WRITE(*,*)''
WRITE(*,*)''
WRITE(*,*)' kayac tipleri'

WRITE(*,*)' ENTER THE DESIRED ROCK TYPE '
WRITE(*,*)'1-----UNCONSOLIDATED '
WRITE(*,*)'2-----FRIABLE '
WRITE(*,*)'3-----CONSOLIDATED '
WRITE(*,*)'4-----INCOMPRESSIBLE'
READ(*,*)J

CALL RTYPE(J,A,B,C,D,K1,K2,K3)
WRITE(*,*)''
WRITE(*,*)''
WRITE(*,*)'P Gp Wp Cf Vp Fca We'
WRITE(*,*)'_____-'
P=PI
XCF=0.
P1=PI
P2=P1
10 CALL ZFAC1(RG,P,TRES,Z)
PZ=P/Z
RZ=G*L
CALL F(RZ,K1,K2,K3,A,B,C,D,PL,P,CF)
P3=P1-110
IF(P3.LT.0) STOP
40 CALL F(RZ,K1,K2,K3,A,B,C,D,PL,P1,CF1)
CALL F(RZ,K1,K2,K3,A,B,C,D,PL,P2,CF2)
XCF=XCF+(1/2.)*(CF1+CF2)*(P1-P2)
P1=P2
P2=P2-10
IF(XCF.EQ.0) GO TO 30
IF(P2.EQ.P3) GO TO 30
GO TO 40
30 EXCF=EXP(-XCF)
VP=VPI*EXCF
FT=EXP(BT*(TRES-TSC))
ECP=EXP(CW*(PI-P))
ECPSC=EXP(-CW*(P-PSC))
FCA=(1+(VWI/VGI))*EXCF-(VWI/VGI)*ECP+(VWP/VGI)*FT*ECPSC
GP=GI*(1-(PZ/PIZ1)*FCA)
EC=EXP(CW*(PI-PSC))
ECS=EXP(CW*(P-PSC))
WESC=(1/FT*EC*VWI)-VWP-((1/FT)*ECS*VWI*EXCF)
Y=ABS(GI-GP)
c WRITE(6,1)P,GP,VWP,CF,VP,FCA,WESC
c 1 FORMAT(1X,F6.1,2X,F11.7,2X,F8.6,2X,F12.10,2X,F10.7,2X,F9.7,2X,
c +F9.7)

IF (Y.LT.2) STOP
P=P-100
IF(P.lt.500) then
gasp=gp

go to 8
else
P2=P1-10
GO TO 10

endif
8 return
END

```

```

SUBROUTINE RTYPE(J,A,B,C,D,K1,K2,K3)
REAL K1,K2,K3
IF(J.EQ.1) THEN
K1=0.95
K2=0.95
K3=0.75
A=-2.805E-5
B=300
C=0.1395
D=1.183E-4
WRITE(6,*) ROCK TYPE=UNCONSOLIDATED'
ELSEIF(J.EQ.2) THEN
K1=0.9
K2=0.9
K3=0.6
A=1.054E-4
B=500
C=-0.2250
D=-1.103E-5
WRITE(6,*) ROCK TYPE=FRIABLE'
ELSEIF(J.EQ.3) THEN
K1=0.85
K2=0.80
K3=0.45
A=-2.399E-5
B=300
C=0.06230
D=4.308E-5
WRITE(6,*) ROCK TYPE=CONSOLIDATED'
ELSEIF(J.EQ.4) THEN
WRITE(6,*) ROCK TYPE=INCOMPRESSIBLE'
K1=0
K2=0
K3=0
A=0
B=0
C=0
D=0
ENDIF
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE ZFAC1(RG,P,TRES,Z1)
REAL FDR(105),DFDR(105),DR(105)
PPC=677+15.0*RG-37.5*RG**2
TPC=168+325*RG-12.5*RG**2
PR1=P/PPC
T=TRES+460
TR1=T/TPC
DATA A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8/0.31506237,-1.04670990,-0.57832729,
+0.53530771,-0.61232032,-0.10488813,0.61857001,0.68446549/
DR(1)=0.270*PR1/TR1
DO 50 N=1,100
FDR(N)=DR(N)*TR1+(A1*TR1+A2+A3/TR1**2)*DR(N)**2+(A4*TR1+A5)*DR(N)
+**3+A5*A6*DR(N)**6+A7/TR1**2*DR(N)**3*(1+A8*DR(N)**2)*EXP(-A8*DR(
+N)**2)-0.27*PR1
DFDR(N)=TR1+2*(A1*TR1+A2+A3/TR1**2)*DR(N)+3*(A4*TR1+A5)*DR(N)**2+
+6*A5*A6*DR(N)**5+A7/TR1**2*DR(N)**2*(3+A8*DR(N)**2*(3-2*A8*DR(N)*
+*2))*
+EXP(-A8*DR(N)**2)
DR(N+1)=DR(N)-FDR(N)/DFDR(N)
A=ABS(DR(N+1)-DR(N))
IF (A.LE.0.000001) GO TO 60
50 CONTINUE
60 D=DR(N+1)
Z1=1+(A1+A2/TR1+A3/TR1**3)*D+(A4+A5/TR1)*D**2+A5*A6/TR1*D**5+
+A7/TR1**3*D**2*(1+A8*D**2)*EXP(-A8*D**2)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE F(RZ,K1,K2,K3,A,B,C,D,PI,P,CF)
REAL K1,K2,K3
RE=K1*RZ-K2*PI+K3*(PI-P)
CF=A*(RE-B)**C+D
RETURN
END

```

T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

ÖZGEÇMİŞ

Ebru Neriman Alpkaya, 1971 Kırklareli doğumlu olup orta öğrenimini Lüleburgaz Lisesi'nde tamamladı. 1988 yılında lisans öğrenimine başladığı İstanbul Teknik Üniversitesi Petrol Mühendisliği Bölümü'nden 1992'de mezun oldu. Aynı yıl Petrol Mühendisliği Bölümü'nde Yüksek Lisans programına başlayan Ebru Neriman Alpkaya, halen bölümünde Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır.

