

**PETROL ve DOĞALGAZ PROJELERİNDE
KARAR ve RİSK ANALİZİ TABANLI
İTERAKTİF PROJE DEĞERLENDİRME YAKLAŞIMI**

Mustafa DUYGU

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**MAYIS 2011
ANKARA**

Mustafa DUYGU tarafından hazırlanan “PETROL VE DOĞALGAZ PROJELERİNDE KARAR VE RİSK ANALİZİ TABANLI İNTERAKTİF PROJE DEĞERLENDİRME YAKLAŞIMI” adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ,

.....

Tez Danışmanı, Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof.Dr.Orhan TÜRKBİY

.....

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ

.....

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Doç.Dr. Atilla BIYIKOĞLU

.....

Makina Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Tarih: 02 / 05 / 2011

Bu tez ile G.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Bilal TOKLU

.....

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Mustafa DUYGU

**PETROL VE DOĞALGAZ PROJELERİNDE KARAR VE RİSK ANALİZİ
TABANLI İNTERAKTİF PROJE DEĞERLENDİRME YAKLAŞIMI
(Yüksek Lisans Tezi)**

Mustafa DUYGU

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Mayıs 2011

ÖZET

Risk petrol sektöründe arama ve üretim projelerinin kaçınılmaz bir unsurudur. Petrol ve doğalgaz projeleri potansiyel rezerv, yatırım ve işletme harcamaları, üretim planları, petrol ve gaz fiyat tahminleri gibi parametrelerle ilintili olarak çok sayıda belirsizlik ve risk içermektedir. Dolayısıyla nakit akışı ve gelir tahminleri en basit proje için dahi büyük zorluklar içermektedir.

Bu çalışma ile öncelikle petrol sektörünün yapısı, bugün geldiği nokta ve gelecek için eğilimleri anlatılarak petrol projelerinin ne denli önemli olduğu vurgulanmaya çalışılmıştır. Daha sonra özel olarak sektörün merkezinde yer alan arama ve üretim projelerine odaklanılmıştır. Petrol projelerinin dört temel aşaması olan rezervuar, yüzey tesisi, üretim planı ve paylaşım modeli, bir proje yöneticisinin bakış açısıyla incelenmiştir. Ayrıca ekonomik modelin temel girdilerinden olan petrol fiyat tahmini için örnek bir uygulama yapılmıştır. Çalışma entegre bir petrol projesinin modellenmesi ve bu sürecin her adımında karşılaşılan riskin, modele gerçek sistemi temsil edecek şekilde entegre edilmesi şeklinde kurgulanmıştır. Çalışmada sistemi gerçekliğe en uygun biçimde modellemek üzere girdi olarak kullanılan sistem parametreleri modele, taşıdıkları riskleri temsil etmek üzere ilgili dağılımları ile dahil edilmiştir. Üç olasılık değeri için (P10, P50, P90) üç farklı senaryo tasarlanmıştır. Her bir senaryo için ayrı bir proje modeli kurulmuştur. Çalışmanın tümünde

benzetimden yararlanılmıştır. Böylece modellerin çıktısı olan ve proje kararlarında esas alınan ekonomik sonuçların, sistemin bütününde kullanılan parametrelerden kaynaklanan riskleri içermesi sağlanmaya çalışılmıştır. İlgili ekonomik sonuçlar, üç senaryo modelinden birer dağılım olarak elde edilmiştir. Bu dağılımlar benzetim vasıtasıyla entegre edilerek proje ekonomik sonuçlarının özel birer dağılım üzerinde analiz edilmesi mümkün kılınmıştır. Çalışma proje ekonomik sonuçları üzerine yapılan duyarlılık analizi ile tamamlanmıştır.

Bilim Kodu : 906.1.080

Anahtar Kelimeler : Petrol, proje, belirsizlik, risk, benzetim

Sayfa Adedi : 139

Tez Yöneticisi : Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ

**DECISION AND RISK ANALYSIS BASED
INTERACTIVE PROJECT EVALUATION APPROACH ON
OIL AND GAS PROJECTS
(M.Sc. Thesis)**

Mustafa DUYGU

**GAZİ UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY
May 2011**

ABSTRACT

Risk is an unavoidable factor of oil exploration and production projects. Together with uncertainties and risks associated with income and life-cycle cost factors such as potential reserves, capital & operating expenditures, production profiles and oil prices, it is extremely difficult to forecast earnings and cash flows for even the simplest projects.

In this thesis, by having described the oil sector's structure, current perspective and future trends, importance of oil projects was emphasized. Later on, oil E&P projects were focused particularly. Four primary phases of project (i.e. reservoir, surface facilities, production plans and sharing mechanisms) were analyzed from the project manager's point of view. Moreover, a sample oil price forecasting was made, since it is one of the primary components of an economic analysis. The study has been designed to model an integrated oil project; and risks, that are faced at each step of the process, are integrated in the model in order to figure out the impacts of input factors. Three scenarios were designed for three probabilities (i.e. P10, P50, P90). Different project models were established for each scenarios. Simulations were used along the modelling. Therefore economic results, that are the outputs of models and used as the main tools in decision making, were made to include the risks associated with

parameters in whole system. Related economic results were obtained as distributions from three scenarios. Distributions were integrated by simulation, and economic results of the project could be analyzed over special distributions. The thesis was completed with the sensitivity analysis over the economic results of the project.

Science Code : 906.1.080

Key Words : Oil, project, uncertainty, risk, simulation

Page Number: 139

Adviser : Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren Hocam Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ'a teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	xii
ŞEKİLLERİN LİSTESİ	xv
RESİMLERİN LİSTESİ	xvii
SİMGELER VE KISALTMALAR	xviii
1. GİRİŞ	1
2. RİSK ANALİZİ	4
2.1. Risk Tanımı ve Temel Terimleri	4
2.2. Belirsizlik	7
2.3. Risk Yönetim Süreci	8
2.3.1. Risk belirleme süreci	9
2.3.2. Risk analizi yöntemleri.....	10
2.4. Petrol Aramacılığında Risk Analizi	12
3. PETROL ENDÜSTRİSİ ve PROJELER'İN YAPISI	14
3.1. Petrol Sektörünün Yapısı ve Eğilimleri	14
3.1.1. Sektörün yapısı, işleyişi ve eğilimleri	14
3.1.2. Petrol piyasaları ve fiyatlandırma mekanizması	20
3.1.3. Doğalgaz piyasası.....	22
3.2. Petrol ve Doğalgaz Projeleri'nin Yapısı	23

Sayfa

3.2.1. Projelerin yapısı ve yönetim süreci	23
3.2.2. Petrol ve doğalgaz proje riskleri	26
3.2.3. Arama ve üretim anlaşmaları	35
3.2.4. Risklerin entegrasyonu ve benzetim	39
4. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	43
5. PROJE MODELLEME ÇALIŞMASI	48
5.1. Proje Tanımı ve Anlaşma Modeli	49
5.2. Arama Çalışmaları	51
5.3. Rezervuar Modeli	56
5.4. Üretim Modeli	61
5.4.1. P50 senaryosu üretim planı	61
5.4.2. P10 senaryosu üretim planı	67
5.4.3. P90 senaryosu üretim planı	69
5.5. Yatırım Modeli	70
5.5.1. P50 senaryosu yatırım planı	70
5.5.2. P10 senaryosu yatırım planı	82
5.5.3. P90 senaryosu yatırım planı	83
5.6. Petrol Fiyat Projeksiyonu	85
5.7. Proje Paylaşım Anlaşması Modeli	90
5.7.1. Üretim ve gelir planı	92
5.7.2. Yatırım planı	93
5.7.3. Temel faktör hesaplaması.....	97
5.7.4. İkinci parti şirket yatırım payı.....	99

Sayfa

5.7.5. Maliyet geri dönüşümü.....	100
5.7.6 "A" faktör hesabı ve kâr petrolü paylaşımı.	102
5.8. Proje Ekonomik Sonuçları.....	104
5.8.1. Ekonomik sonuçların entegrasyonu	105
5.8.2. Duyarlılık analizi.....	110
6. SONUÇ	114
KAYNAKLAR	118
EKLER.....	122
EK-1 Ms Excel Crystal Ball program menüsü.....	123
EK-2 Crystal Ball programı dağılım tanımlama pencereleri	124
EK-3 Crystal Ball programı çıktı tanımlama pencereleri	127
EK-4 Crystal Ball programı ayar tanımlama pencereleri.....	128
EK-5 Crystal Ball programı Batch Fit fonksiyonu tanım pencereleri.....	129
EK-6 Crystal Ball programı Predictor fonksiyonu tanım pencereleri.....	131
EK-7. Crystal Ball programı çıktı analiz pencereleri.....	134
EK-8 Bir analiz çıktısının girdi dağılımı olarak kullanımı	136
EK-9 Crystal Ball duyarlılık analizi kullanım pencereleri.....	138
ÖZGEÇMİŞ	139

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1 Belirsizlik aşamalarının gösterimi.	8
Çizelge 5.1. Paylaşım anlaşması faktör oranları	51
Çizelge 5.2. Fizan prospekti rezervuar parametreleri ve mevcut veriler	56
Çizelge 5.3. Fizan projesi rezervuar modeli.....	58
Çizelge 5.4. Kuyu test verileri.....	62
Çizelge 5.5. Üretim parametreleri ve dağılım verileri	62
Çizelge 5.6. P50 senaryosu kuyu sondaj planı	65
Çizelge 5.7. P50 senaryosu kuyu üretim planı	65
Çizelge 5.8. P10 senaryosu kuyu sondaj planı	67
Çizelge 5.9. P10 senaryosu kuyu üretim planı	68
Çizelge 5.10. P90 senaryosu kuyu sondaj planı	69
Çizelge 5.11. P90 senaryosu kuyu üretim planı	69
Çizelge 5.12. Sondaj süresi ve maliyet verileri.....	71
Çizelge 5.13. Kuyu yatırım maliyet modeli	72
Çizelge 5.14. P50 senaryosu için proje yüzey tesisi ve işletme yatırımları	73
Çizelge 5.15. Fizan projesi yatırım modeli	74
Çizelge 5.16. CERA yatırım indeks verileri	75
Çizelge 5.17. Petrol fiyatları ve maliyet indeksleri.....	77
Çizelge 5.18. Anadolu Oil şirketi petrol fiyat projeksiyonu	80
Çizelge 5.19. Fizan projesi yatırım modeli	81
Çizelge 5.20. P10 senaryosu sondaj planı	82

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.21. P10 senaryosu tesis ve işletme yatırım planı	82
Çizelge 5.22. Fizan projesi P10 senaryosu yatırım planı	83
Çizelge 5.23. P90 senaryosu sondaj planı	83
Çizelge 5.24. P90 senaryosu tesis ve işletme yatırım planı	84
Çizelge 5.25. Fizan projesi P90 senaryosu yatırım planı	85
Çizelge 5.26. Çeşitli kurum ve kuruluşların petrol fiyat projeksiyonları.....	86
Çizelge 5.27. Anadolu Oil şirketi petrol fiyat projeksiyonu	89
Çizelge 5.28. Fizan petrol projesi anlaşma terimleri.....	90
Çizelge 5.29. Fiyat projeksiyonu dağılım parametreleri	93
Çizelge 5.30. Paylaşım modeli üretim ve gelir planı	93
Çizelge 5.31. Fizan Projesi ikramiye ödeme planı.....	94
Çizelge 5.32. Yıllık iskonto katsayıları.....	94
Çizelge 5.33. Fizan Projesi ikramiye ödemeleri planı	95
Çizelge 5.34. Fizan Projesi P50 senaryosu arama yatırımları planı.....	95
Çizelge 5.35. Fizan Projesi P50 senaryosu geliştirme yatırımları planı	96
Çizelge 5.36. Fizan Projesi P50 senaryosu işletme gideri planı	96
Çizelge 5.37. Paylaşım modeli yatırım planı	97
Çizelge 5.38. Paylaşım modeli temel faktör hesabı	99
Çizelge 5.39. Proje paylaşım oranları	99
Çizelge 5.40. Anadolu Oil yatırım payı	100
Çizelge 5.41. Anadolu Oil maliyet geri dönüş oranı.....	101
Çizelge 5.42. Paylaşım modeli maliyet geri dönüşü	101
Çizelge 5.43. Paylaşım modeli “A” Faktör hesaplaması	103

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.44. P50 senaryosu paylaşım modeli ekonomik sonuçlar 1	104
Çizelge 5.45. Üç senaryo modelinin ekonomik sonuçları.....	105
Çizelge 5.46. Fizan projesi tüm olasılık değerleri ekonomik sonuçları	106

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Risk kavramı dağılım grafiği	6
Şekil 2.2. Olasılık ve etki bileşenleri fonksiyonu olarak riskin gösterimi	7
Şekil 3.1. Petrol sektörünün bölümleri ve özellikleri	14
Şekil 3.2. Dünya birincil enerji kaynakları tüketimi	16
Şekil 3.3. Dünya rezerv dağılımı ve ticaret rotaları	18
Şekil 3.4. Petrol projeleri yönetim süreci	23
Şekil 3.5. Petrol projeleri teknik ve ticari boyutları	24
Şekil 3.6. Petrol projeleri yatırım büyüklükleri	25
Şekil 3.7. Petrol projeleri risk matrisi	26
Şekil 3.8. Petrol sistemi ve jeolojik risk faktörleri	29
Şekil 3.9. Petrol fiyatlarını etkileyen parametreler	32
Şekil 3.10. Petrol fiyatları tarihi süreci	34
Şekil 3.11. Libya’da uygulanan petrol paylaşım modeli	38
Şekil 3.12. Petrol projelerinde MCB kullanımı	40
Şekil 4.1. Ulusal tez merkezi petrol konusundaki tezlerin dağılımı	43
Şekil 5.1. Rezervuar parametreleri arasında korelasyon	58
Şekil 5.2. Fizan projesi rezervuar değerleri	59
Şekil 5.3. Fizan prospekti üretilecek rezervuar alanı ve kuyu tasarımı	60
Şekil 5.4. Kuyu üretim profili	63
Şekil 5.5. Fizan projesi saha üretim planı	66
Şekil 5.6. Fizan projesi P10 senaryosu üretim planı	68

Şekil	Sayfa
Şekil 5.7. Fizan projesi P90 senaryosu üretim planı	70
Şekil 5.8. Petrol fiyatları ve maliyet indeksleri grafiği	78
Şekil 5.9. Korelasyon analizi sonuçları	79
Şekil 5.10. Çeşitli kuruluşların Dated Brent petrol fiyatı tahminleri	87
Şekil 5.11. Diğer kuruluşlar ve Anadolu Oil A.Ş. fiyat projeksiyonu grafiği	88
Şekil 5.12. Fizan projesi paylaşım modeli süreci	91
Şekil 5.13. Örnek temel faktör hesabı.....	98
Şekil 5.14. Paylaşım modeli akış süreci	102
Şekil 5.15. Fizan projesi üç senaryo için NPV dağılımı	107
Şekil 5.16. Fizan projesi üç senaryo için IRR dağılımı	108
Şekil 5.17. Fizan projesi NPV dağılımı	109
Şekil 5.18. Fizan projesi IRR dağılımı	109
Şekil 5.19. Fizan projesi IRR'nin %10'u aşması olasılığı	110
Şekil 5.20. Üretilabilir rezerv duyarlılık analizi tablosu.....	112
Şekil 5.21. Fizan projesi IRR duyarlılık analizitablosu	112

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 3.1. Stratejik elips: dünya doğalgaz rezervleri	17
Resim 3.2. Milli petrol şirketlerinin dünya’da dağılımları	19
Resim 3.3. Sismik kontur haritası ve prospekt kesiti	31
Resim 5.1. Libya petrol havzaları ve ruhsat haritası.....	49
Resim 5.2. Fizan prospekti kontur haritası	53
Resim 5.3. Fizan prospekti kesit haritası	54

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklama
2D	İki boyutlu sismik (Two dimensional)
3D	Üç boyutlu sismik (Three dimensional)
Downstream	Rafinaj, petrokimya ve dağıtım sektörleri
E&P	Exploration and Production (Arama ve Üretim)
Hidrokarbon	Ham petrol ve doğalgaz
IRR	İçsel Getiri Oranı
Midstream	İletim sektörü
NPV	Net Bugünkü Değer
Upstream	Arama ve üretim sektörü
Kısaltmalar	Açıklama
AÜPA	Arama üretim paylaşım anlaşması
GSMH	Gayri safi milli hasıla
IOC	International Oil Company
Mtpe	Milyon ton petrol eşdeğer
MCB	Monte Carlo Benzetimi
NOC	National Oil Company
PSA	Production Sharing Aggrement
PYK	Proje yönetim kurulu
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

1. GİRİŞ

İnsanlık tarihinde enerji kaynaklarının tüketimi birkaç temel evre geçirmiştir. İlk olarak odun insanlık tarihinin binlerce yıllık dönemine temel enerji kaynağı olarak damgasını vurmuştur. Daha sonraları kömürün keşfi ile ihtiyaç iki kaynaktan karşılanmaya çalışılmıştır. Üçüncü aşama olarak petrolün keşfi ise insanlığın enerjiye belki de hiç olmadığı kadar ihtiyaç duyduğu bir dönemde ortaya çıkmıştır. Sanayi devrimi ve otomobil çağı gibi insanlık tarihinin gelişiminde en hayati dönemlerden olan bir dönemde petrol hayatımıza girmiştir.

Petrolün keşfi ile bu kaynağın sahibi olmak savaşı gündeme gelmiştir. Petrol merkezli yaşanan savaşlar, ihtilaller vb. gözönüne alındığı zaman ne denli önemli bir meta ile ilgilendiğimiz ortaya çıkmaktadır.

Tarihsel süreci bir yana petrol sektörü zaman içerisinde yer bilimcilerden makina mühendisliğine, işletmecilerden kimyagerlere değin pekçok disiplinin katılımıyla yönetilen kompleks projeler haline gelmiştir. Pekçok zorluğu bünyesinde taşıyan petrol projeleri yönetim sürecinin her adımında büyük oranda belirsizlik ve risk içeren sistemlerdir. Yatırım maliyetleri milyar dolarlar mertebesine çıkabilen ve yönetim süreci lokasyon ve proje özelliklerine bağlı olarak 2 ila 10 yıl arasında değişebilen projelerde yanlış kararların neticesi şirketler ve yöneticiler açısından can yakıcı olabilmektedir. BP'nin 2010 yılında Meksika Körfezinde petrol sondajı sırasında yaşadığı petrol sızıntısının maliyetinin yaklaşık \$20 milyar olması öngörülmektedir. Ayrıca yaşanan bu kaza sonucunda BP CEO'su görevinden alınmıştır. Bu üzücü olay sadece çevresel bir riskin petrol şirketleri açısından ne anlama geldiğini kavrayabilmek açısından güzel bir örnek olabilir.

Dünyanın pekçok yönüyle en riskli sektörleri arasında yer alan petrol sektörü ve sektörde kullanılan teknoloji çok gelişmiş durumdadır. Ancak Türkiye'de bugüne kadar büyük rezervlerin keşfedilememiş olması, global petrol şirketlerinin ülkemizde arama faaliyetlerinde çokça yer almamaları, teknoloji ve bilgi birikimi akışının sınırlı oranda kalması gibi nedenlerle sektör çok gelişmemiştir.

Günümüze kadar son 60 yıllık dönemde genellikle küçük ve orta ölçekli yerli ve yabancı petrol şirketleri faaliyette bulunmuşlardır. Ancak 2003 - 2010 döneminde Karadeniz’de T.P.A.O. tarafından yapılan yatırımların yakın dönemde meyvesini vermesi beklenmektedir. Sektörde dünya’nın dev petrol şirketlerinden olan Brezilya’lı Petrobras, Amerikan ExxonMobil ve Chevron ortaklığında yürütülen projeler kapsamında sondaj çalışmaları devam etmektedir. İlk meyvelerini birkaç yıl içerisinde vermesi beklenen çalışmaların arzu edildiği gibi büyük bir keşif ile sonuçlanması halinde Türkiye’de petrol endüstrisinin çok hızlı bir ivme ile büyüme dönemine girmesi beklenmektedir. Büyük bir rezerv keşfi hem uluslararası dev petrol şirketlerinin ülkemize akın etmesine hem de Türkiye’nin hizmet sektörü açısından bölgesinde belki de bir merkez konumuna gelmesine vesile olabilecektir.

Tez çalışmamız ile amacımız hem okuyucuya sektörü ve petrol projelerinin yapısını tanıtmak hem de bir petrol arama ve üretim projesinin rezervuar, yatırım, üretim, fiyatlandırma ve petrol paylaşım aşamalarını içerecek şekilde pratik hayata dönük, gerçeğe uygun biçimde modellenmesi hakkında kapsamlı bilgi vermektir. Ayrıca sürecin her adımında büyük oranda risk içeren petrol projelerinin ihtiva ettiği riskler modele dahil edilmek suretiyle projenin gerçek hayata en yakın biçimde modellenmesi sağlanmaya çalışılacaktır.

Türkiye’de petrol arama ve üretim projelerinin ekonomisinin entegre olarak modellenmesi üzerine bugüne kadar akademik alanda herhangi bir çalışma yapılmamıştır. Bu çalışma ile Türkiye’de petrol endüstrisinde yakın gelecekte yaşanabilecek büyük keşifler ve sonrasında ortaya çıkması muhtemel sektör ihtiyaçlarına akademik alanda bir hazırlık yapılması hedeflenmektedir. Zira petrol zengini ülkelerde sektörel kalkınma petrol şirketleri ile üniversitelerin işbirliğinde ilerlemektedir.

Entegre olarak petrol sektörü ve projelerini anlatan çalışma altı bölümden oluşmaktadır.

Birinci bölüm çalışmanın amacını ve kapsamını içeren giriş kısmıdır.

İkinci bölümde çalışmanın vurgu yaptığı risk ve belirsizlik analizinin temelleri anlatılmaktadır.

Üçüncü bölümde öncelikle üzerinde çalışılan sektörün önemini kavrayabilmek için özet tarzında petrol sektörünün bugünkü yapısından ve geleceğe dönük eğilimlerinden bahsedilmektedir. Daha sonra ise özel olarak petrol projesi temel hatlarıyla anlatılmaya çalışılacaktır. Petrol projesinin aşamaları ve ihtiva ettiği riskler detaylı olarak işlenmektedir. .

Dördüncü bölümde literatür araştırmasına yer verilmektedir.

Beşinci bölümde örnek bir petrol projesi üzerinde modelleme çalışması verilmektedir. Bu aşamada risk içeren parametrelerin modelde de gerçek hayattaki davranışlarını yansıtmaları için dağılımlardan ve benzetimden yararlanılmaktadır. Modelleme için yazılım konusunda uzman bir şirket olan ORACLE şirketinin ürünü olan ve petrol sektöründeki tecrübesi ve güvenilirliği nedeniyle pekçok petrol şirketinin modellemede kullandığı Crystal Ball yazılımı kullanılmaktadır. Projenin yatırım planını oluşturabilmek amacıyla sektörde arama ve üretim projelerinin yatırım planlamasında kullanılan bir yazılımdan yararlanılmıştır.

Altıncı ve son bölüm ise çalışmanın sonuç bölümüdür.

2. RİSK ANALİZİ

2.1. Risk Tanımı ve Temel Terimleri

Risk kelimesi Arapça rızık - risk (risg) yada Latince riziko (risicum) sözcüklerinden ortaya çıkmıştır. Rızık, kişiye tanrı tarafından verilen ve üzerinden kar elde edilen herhangi bir şey olarak tanımlanabilir. Burada rızık, rassal ve istenen iyi bir sonuç anlamı kazanır. Riziko ise, bir denizcinin karşılaştığı kayalık alan gibi bir engel olarak tanımlanabilir. Burada riziko rassal ve istenilmeyen kötü bir sonuç anlamına gelir [1].

Eski Yunan'da Arapça'dan alınan ödünç bir sözcük olarak risk genel olarak olumlu ya da olumsuz etkilere sahip rassal olayları açıklamak için kullanılmıştır.

Çağdaş Fransızca'da ise risk (risgue) sözcüğü yine rassal olaylara ilişkin olup, çoğunlukla olumsuz ama bazen olumlu anlamlar içerir.

Gerek İngilizce'de gerekse Türkçe'de risk (ya da riziko); kayıp hasar tehlikesi olasılığı, sigorta edilen şey ya da kimse olarak tanımlanır; ayrıca risk tehlikeye girmek ya da göze almak anlamlarında kullanılır. Ve sıfır olarak risk tehlikeli anlamına gelir [2].

Risk gerek belirsizlik gerekse belirsizliğin sonuçları olarak tanımlanabilir. Risk, karar ya da planlama ortamında sonuçların kestirilmemesine ilişkin olup, olasılık kavramlarıyla açıklanabilir [1].

Riskin bazı temel kavramlarını sırasıyla incelemeye çalışalım.

Riskin temel kavramları

Risk, belirli bir zaman aralığında, hedeflenen bir sonuca ulaşamama kayba ya da zarar uğrama olasılığıdır. İstenmeyen bir olayın/zararın/ kaybın oluşma olasılığı ve oluşması durumunda yaratacağı olumsuz etkinin şiddeti olarak da tanımlanır. Risk gelecekte oluşabilecek potansiyel problemlere, tehdit ve tehlikelere işaret eder [2].

Risk şu gerçeklerle karakterize edilir [3].

- Genellikle tam ve net olarak bilinemez ya da öngörülemez.
- Zamana göre değişir.
- Yönetilebilir bir olgudur.
- Sonuç üzerinde olumsuz etkileri vardır.
- Risk olaylarında kabul edilebilir risk büyüklüğünün,yani risk toleransının ya da eşik değerinin belirlenmesi gerekir. Eşik değerini aşan risk olaylarını kontrol altına almak gerekir.

Riskin iki temel bileşeni vardır [5];

- i. Belirli bir sonuca ulaşamama olasılığı ya da istenmeyen bir olayın oluşma olasılığı (OLASILIK).
- ii. Sonuca ulaşamama olasılığı ya da riskin oluşması durumunda sonuca etkisi.(ETKİ)

$$RISK = OLASILIK \times ETKİ$$

Diğer önemli risk özelliği, bir risk olayının oluşmasından önceki zaman periyodu ya da oluşacağı zaman aralığıdır. Risk-azaltma seçeneklerinin belirlenmesinde, riskin yönetilmesinde riskin ne zaman oluşacağını kestirmek kritiktir.

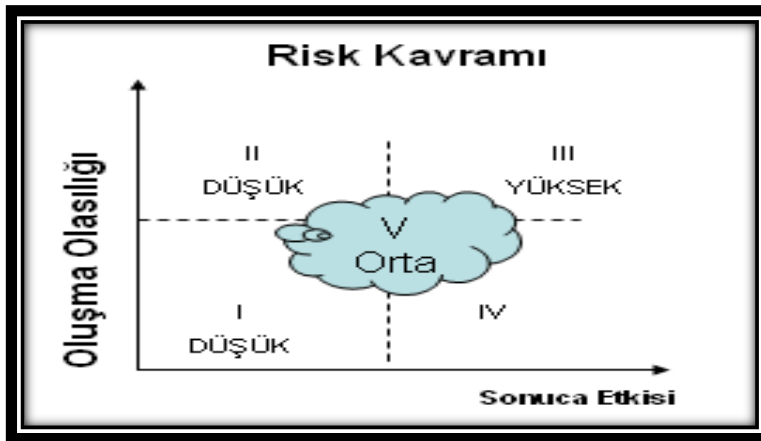
Risk analizinde yerine getirilmesi gereken fonksiyonlar şu şekildedir [2].

- Riski tanımlamak
- Önem derecesini belirlemek
- Riskin Kaynağı
- Riskin Kontrol edilebilirliği
- Kabul edilebilirliği

Bir olayın oluşma olasılığı ve sonuçları zaman içinde değişebilir. Bu nedenle geliştirme aşaması boyunca, bilinen riskler ve olası riskler açısından program sürekli olarak değerlendirilmelidir. Belirlenen yeni riskler, risk listesine alınmalı,

çözümlemiş ya da önemini kaybetmiş riskler listeden çıkartılmalıdır [1]. Risk kavramını yapısal gösterimi Şekil 2.1’de verildiği gibidir.

- i. *Riskin oluşma olasılığı*; Riskin oluşma olasılığının derecesi riskin büyüklüğünü belirleyen faktörlerden biridir. Riskin oluşma olasılığı, geçmiş deneyimler ışığında ya da mevcutsa geçmiş veriler istatistiksel olarak kullanılmalıdır.
- ii. *Riskin oluşması durumunda oluşturacağı sonucun şiddeti*: Riskin oluşması durumunda, projenin maliyetine, çizelgesine ve performansına etkisi, riskin büyüklüğünü belirleyen faktörlerdir.
- iii. *Zaman çizelgesi*; Riskin olduğu zaman çerçevesi riskin önemini ve önceliğini belirleyen faktörlerden biridir. Projenin ilk aşamasında, önemli bir risk oluşturan bir durum, ilerleyen aşamalarda aynı önemi taşımayabilir.



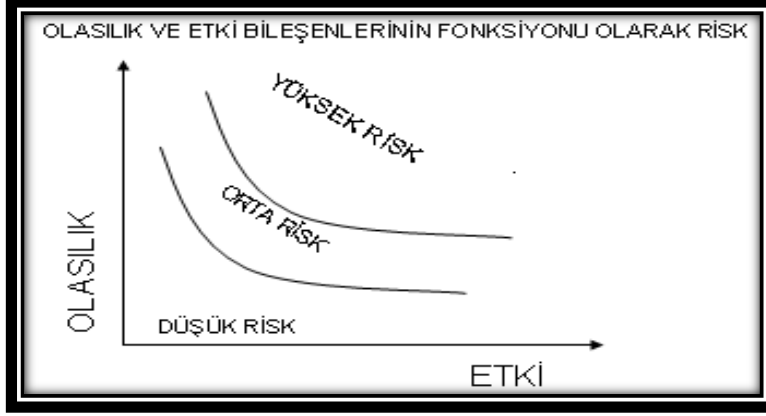
Şekil 2.1. Risk Kavramı Dağılım Grafiği [1]

Risk Oluşma olasılığı ve sonuca etki faktörleri hakkında verilen kararlarda, her zaman subjektiflik olacaktır. Önemli olan bu subjektiflik payını veri ve bilgi ile destekleyerek azaltmaktır. Aşağıdaki dört koşul için karar verilirken anlaşmazlık olabilecektir [3].

- | | |
|--|-------------|
| a. Oluşma olasılığı düşük/sonuca etkisi az | DÜŞÜK RİSK |
| b. Oluşma olasılığı yüksek/Sonuca etkisi fazla | YÜKSEK RİSK |
| c. Oluşma Olasılığı yüksek/sonuca etkisi az | DÜŞÜK RİSK |

- | | |
|---|-------------|
| d. Oluşma olasılığı düşük/sonuca etkisi fazla | YÜKSEK RİSK |
| e. Oluşma olasılığı orta/Sonuca etkisi orta | ORTA RİSK |

Riskin nicelenmesi konusunda matematiksel modeller kullanılır. Olasılık dağılımları ve etki ilişkisi Şekil 2.2’de verildiği gibidir.



Şekil 2.2. Olasılık ve Etki Bileşenleri Fonksiyonu Olarak Riskin Gösterimi [3]

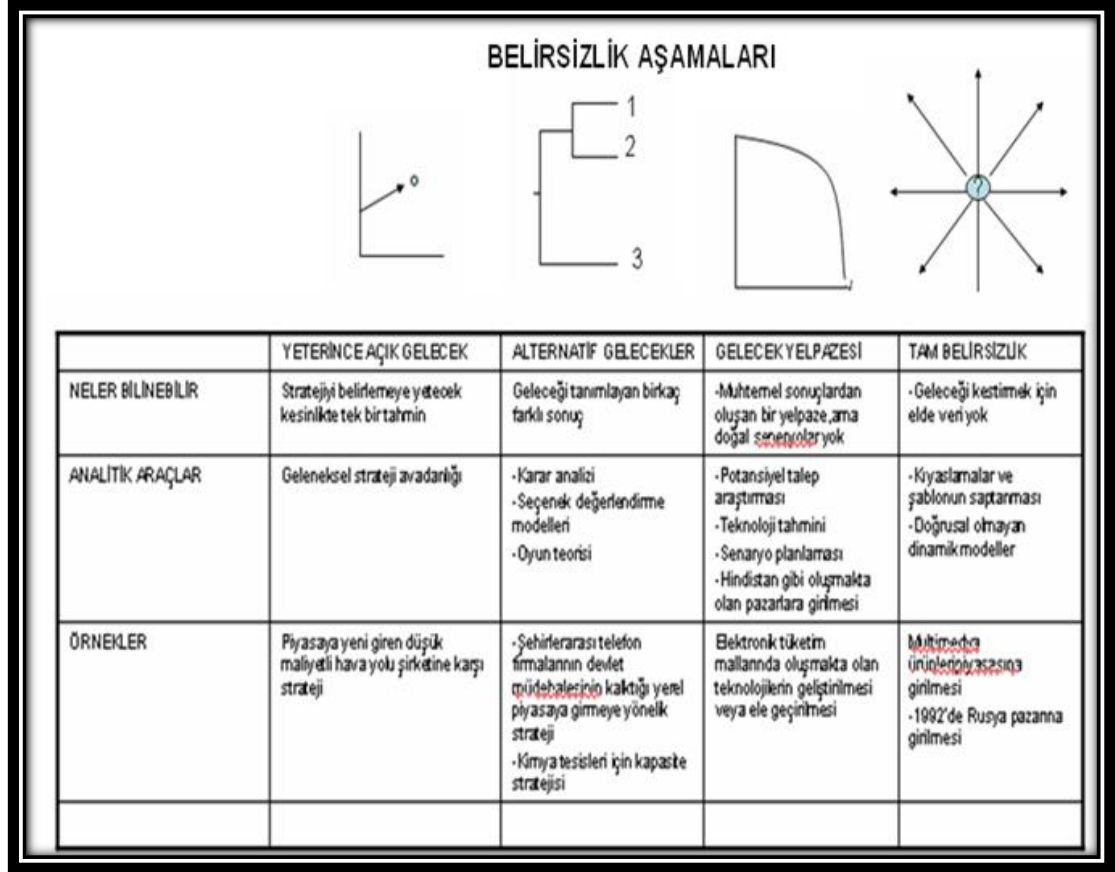
2.2. Belirsizlik

Belirsizlik bir olayın sonuçlarına veya geleceği belirleyebilme yeteneğimize şüphe ile bakılması olarak tanımlanabilir.

Mckinsey & Company’de danışmanlık yapan bazı yazarlar bir şirketin karşı karşıya kalabileceği belirsizliği dört farklı düzeyi arsından yola çıkarak yeni bir yaklaşım geliştirmektedirler. Yaklaşımın gösterimi Çizelge 2.1’de verilmiştir. Bu yaklaşım aslında belirsizliği azaltmaya yönelik ve riski alınabilir seviyeye taşımayı amaçlamaktadır [2].

1. Düzey: Yeterince Açık Gelecek
2. Düzey: Alternatif Gelecekler
3. Düzey: Gelecek Yelpazesi
4. Düzey: Tam Belirsizlik

Çizelge 2.1. Belirsizlik aşamalarının gösterimi [4]



2.3. Risk Yönetim Süreci

Bazı yazarlar risk ve belirsizlik arasındaki ilişkiyi şöyle tanımlamaktadırlar. Sonuçları konusunda uzmanlar birlikte olasılık dağılımları çıkarabiliyorlarsa *RİSK*, uzmanlar bu konuda bir anlaşmaya varamıyorsa *BELİRSİZLİK* söz konusudur [1].

Risk ve benzer tanım olan belirsizlik genellikle birbirinin yerine kullanılmakta aslında ikisi de farklı kavramlardır. Karar verenler gelecekteki olayların muhtemel sonuçlarını bilmemekle birlikte gerçekleşme olasılıkları hakkında herhangi bir nedenle tahminde bulunmazlarsa bu durum belirsizlik olarak nitelendirilebilir. Risk ise karar vericinin olayla ilgili muhtemel tüm sonuçlarını bilebilmesi ve bu sonuçların gerçekleşmesi konusunda olasılıkları da tahmin edebilmesidir [7].

Başka bir ayrım ise; istatistiksel olan ve olmayan olaylara ilişkindir. İstatistiksel olaylar için risk, istatistiksel olmayan olaylar için belirsizlik söz konusudur. İstatistiksel olaylar yinelenebilir niteliktedir. Ancak pek çok karar durumu tek olup yinelenebilir nitelikte değildir. Bu nedenle karar vericiler olasılık kurallarıyla tutarlı (istatistiksel ya da nesnel) olan öznel olasılık değerlemeleri yapmak zorunda kalırlar.

2.3.1. Risk belirleme süreci

Risk ve belirsizlikle karşı karşıya kalan yönetici aşağıdaki belirtilen sırada bir yaklaşım izleyebilir [5].

- Riskin tanılanması,
- Riskin Ölçülmesi,
- Riskin Yargılanması,
- Riskin değerlendirilmesi,

i. Riskin tanımlanması

Riskli olduğu düşünülen önemli değişkenlerin gizli etki ve kimliği konusunda belirsizlik azaltılmaya çalışılır. Bu anlama düzeyinde belirsizliğin azaltılması ve sorunun çözülmesinde yardımcı olabilecek bilginin işlevi, daha iyi belirlenebilir.

ii. Riskin ölçülmesi

Tek bir projenin riski ile toplam riskin birbirinden farklı olduğu açıktır. Bu nedenle riskin ölçülmesinin bir amacı da projelerin tek başlarına hangi risk sınırına gireceğini belirlemektir.

Bu aşamada şans olaylarına ilişkin öznel olasılık dağılımları belirlenir. Bu dağılımlar, projenin riskini belirlemeye çalışan çözüm yöntemi olan risk benzetiminin girdileridir. Kurulan model çözülerek ilgi duyulan değişkenlere ilişkin olasılık dağılımları elde edilir [2].

iii. Riskin yargılanması

Yönetimin yargısı,sonuçta firmanın toplam riski konusunda bir yargıyı içermelidir.Bu nedenle bir projenin toplam riske etkisi göz önüne alınmalıdır.Yüksek riskli projeler,sermaye piyasasındaki fırsatlara bağlı olarak yüksek getiri sağlamalıdır. Bu nedenle benzer projeler, tabi olduğu riske göre ayrı ayrı sınıflandırılmalı ve bu risk sınıfına giren projeler için riske göre ayarlanmış uygun iskonto (verim) oranları çıkarılmalıdır.

Yönetim böylece riske göre ayarlanmış oranlar kullanarak projenin firmanın Pazar değerine olası net etkisini kestiren net şimdiki değer rakamlarını belirleyebilir.Yönetim,bu yolla firma değerinin ençoklanacağını bekleyebilir.Çünkü bu yaklaşım,tek bir projeyle firmanın toplam riski arasındaki ilişkileri göz önüne almaktadır.

iv. Riskin değerlendirilmesi

Yönetici projenin değerini yargıarken yalnızca yukarıdaki düşünce biçimiyle yetinemez,ayrıca soyut ve ölçülemeyen etmenleri de göz önüne almalıdır.Yönetici ayrıca,hesaplamalarda kullanılan tüm varsayımların net şimdiki değere olan duyarlılığını sınamalıdır.

2.3.2. Risk analizi yöntemleri

Duyarlılık metodu, momentler metodu, tam cebirsel çözümleme ve Monte Carlo Benzetimi (MCB) risk analizi yöntemleridir. Duyarlılık ve momentler metodu belirlenimci(deterministic) modeller, tam cebirsel çözümleme ve MCB ise olasılıksal (stochastic / probabilistic) modellerdir [7].

Risk Analizi karar analizinin adımlarından biridir. Karar analizinin amacı, karar alıcıların karmaşık problemler hakkında sistematik düşünmelerine yardımcı olarak,verdikleri kararların kalitesini artırmaktadır.

Dört risk analizi yöntemi bulunmaktadır [2].

- i. Monte Carlo Benzetimi
- ii. Duyarlılık
- iii. Momentler
- iv. Tam Cebirsel Çözümleme Yöntemleri

Yukarıda belirtilen dört analiz yöntemi içinde en yaygın kullanıma sahip olan MCB yöntemi temel hatlarıyla incelenecektir.

i. Monte Carlo Benzetim Yöntemi

MCB olası (probabilistic) veya belirleyici (deterministic) yaklaşımlar ile değerlendirilebilen problemlerin çözümüne yönelik olarak rasgele sayılar etrafında geliştirilmiş tekniklere verilen genel bir isimdir [7].

Gerçek dünyanın karmaşık sistemiyle ilgili “eğer... ise, ne olur” sorularına verilecek en iyi cevap yolu, sistemi benzetime alacak bir bilgisayar modeli yapmaktır. Model (MCB) sistemi tanımlamak için gerekli olan, matematiksel ve mantıksal ilişkileri ve rastgelelik unsurunu kullanır. Kuramsal bilgilerin verildiği ikinci bölümde ifade edildiği gibi, bu yöntem giriş parametrelerinin (değişkenlerinin) olasılık dağılımını rastgele örnekleyerek bağımlı değişkenin olasılık dağılımını hesaplar

Belirsizlik ve değerler yüksek olduğunda olasılıkçı metod kullanımı daha uygundur. MCB bağımlı değişken için bir olasılık dağılımı çıkarır ve bu eğri merkez eğilimlerinin (ortalama, tepe ve ortaçağ değer) ve dağılmanın (aralık, standart sapma ve yüzdelere) istatistiksel ölçümünü belirlemede kullanılabilir.

MCB beş aşamadan oluşur [5]. İlk aşama, bütün değişkenleri (kesin değer alan bağımsız değişkenler, rassal bağımsız değişkenler ve bağımlı değişkenler) tanımlama ve bir formülle birbirleriyle ilişkilendirmektir.

İkinci aşama, bağımsız değişkenlerin değerleri bilinen (kesin) ve rassal bağımsız değişkenler olarak iki grup olarak sınıflandırılmasıdır.

Üçüncü aşama, her rassal değişkenin olasılık dağılımının belirlenmesidir. Bu dağılımlar istatistik verilerden veya uzmanların değerlendirmelerinden /

yargılarından (subjektif / öznel metod) ve uygun dağılım tipini seçerek (normal, lognormal, üçgen, tekdüze, binom, vb.) tanımlanabilir. Olasılık dağılımları, normal ve lognormal dağılımlarda ortalama değer ve standart sapma değeri, tekdüze dağılımda minimum ve maksimum değerler, üçgen dağılımda ise minimum, en muhtemel ve maksimum değer verilerek tanımlanır.

Dördüncü aşama benzetim geçişlerinden oluşan benzetimi gerçekleştirmektir. Bu aşamada her rastgele değişkenin frekans veya olasılık dağılımı, yazılım tarafından kümülatif frekansa dönüştürülür. Sonra, bilgisayar tarafından üretilen rastgele sayılar kümülatif frekans eğrisinin düşey eksenine kümülatif yüzde olarak girilir ve bu yüzdeye karşılık gelen rastgele değişken değeri kümülatif frekans eğrisinin yatay ekseninden okunur. Her okuma için yeni bir rastgele sayı üretilir ve bu sayı sadece bir rastgele değişkenin kümülatif dağılımında kullanılır. Daha sonra, bu değerler bağımlı değişkenin hesaplandığı formülde yerine konulur (değeri bilinen/kesin bağımsız değişkenlerden daha önceden formülde yerine konulmuştur) ve bağımlı değişkenin değeri hesaplanır. Bu ilk benzetim geçişinin sonucudur, yeterli sayıda geçişten sonra, bağımlı değişken için hesaplanan ve saklanan değerler olasılık dağılımına çevrilir. MCB'nin son ürünü bağımlı değişkenin olasılık dağılımı eğrisidir [6].

2.4. Petrol Aramacılığında Risk Analizi

Belirsiz olayların olasılıklarının niceliksel değerlendirilmesine risk analizi denir. Petrol aramacılığında iki önemli belirsizlik sınıfı vardır [6];

- Arama kuyusunun başarı oranı (kabul edilebilir en küçük saha büyüklüğünde bir sahadan, sürekli hidrokarbon akışıyla üretim yapacak tahmini kuyu sayısının sahada delinen toplam kuyu sayısına oranı)
- Saha büyüklüğü (rezerv) dağılımı (üretilebilir/kurtarılabılır petrol ve gazın miktarının olasılık dağılımı)

MCB'nin petrol aramacılığında saha büyüklüğünün (rezerv) olasılık dağılımı ve bu rezervlere karşılık gelen ekonomik değerlerin hesaplanması olmak üzere iki temel

uygulama alanı vardır. Rezerv miktarının olasılık dağılımını hesaplamakta kullanılan gözeneklilik (porozite), su doygunluğu ve kurtarım faktörü gibi parametreler MCB yöntemiyle tahmin edilebilir [8].

Monte Carlo Benzetim yöntemiyle rezerv tahmini

Rezervuar kayaları homojen değildir, kapladıkları alan, gözeneklilikleri ve kalınlıkları değişir. Buna ek olarak, petrol türümü, petrolün kaynak kayadan rezervuara göçü ve rezervuarda depolanması ve kapan (yapısal ve/veya stratigrafik) mekanizması oldukça karmaşıktır. Bunlardan dolayı, petrol rezerviyle ilgili değişkenler için tek, “en iyi” değer kullanılması yaklaşımı tavsiye edilmez. Rezerv hesaplanmasında en uygun risk analizi yöntemi MCB’dir [8].

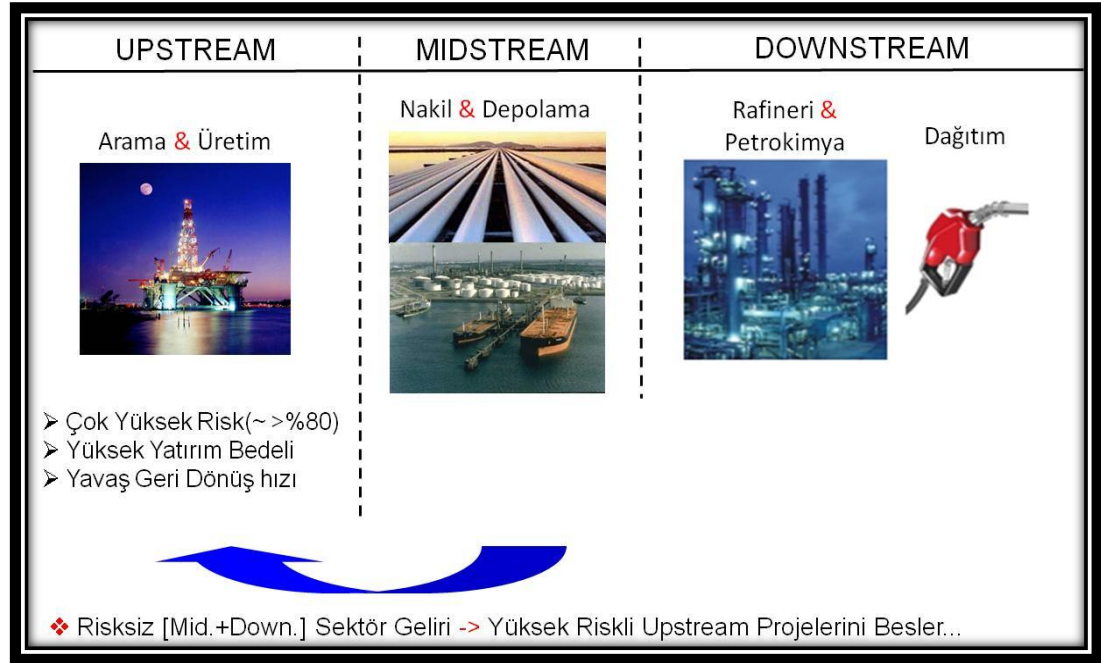
3. PETROL ENDÜSTRİSİ ve PROJELER'İN YAPISI

3.1. Petrol Sektörünün Yapısı ve Eğilimleri

3.1.1. Sektörün yapısı, işleyişi ve eğilimleri

Sektörün yapısı ve işleyişi

Petrol Sektörü bugün üç fazdan oluşmakta ve bunların her biri başlıbaşına oldukça büyük özel birer sektör haline gelmiş bulunmaktadır [8]. Sektörün yapısı Şekil 3.1'de verilmektedir.



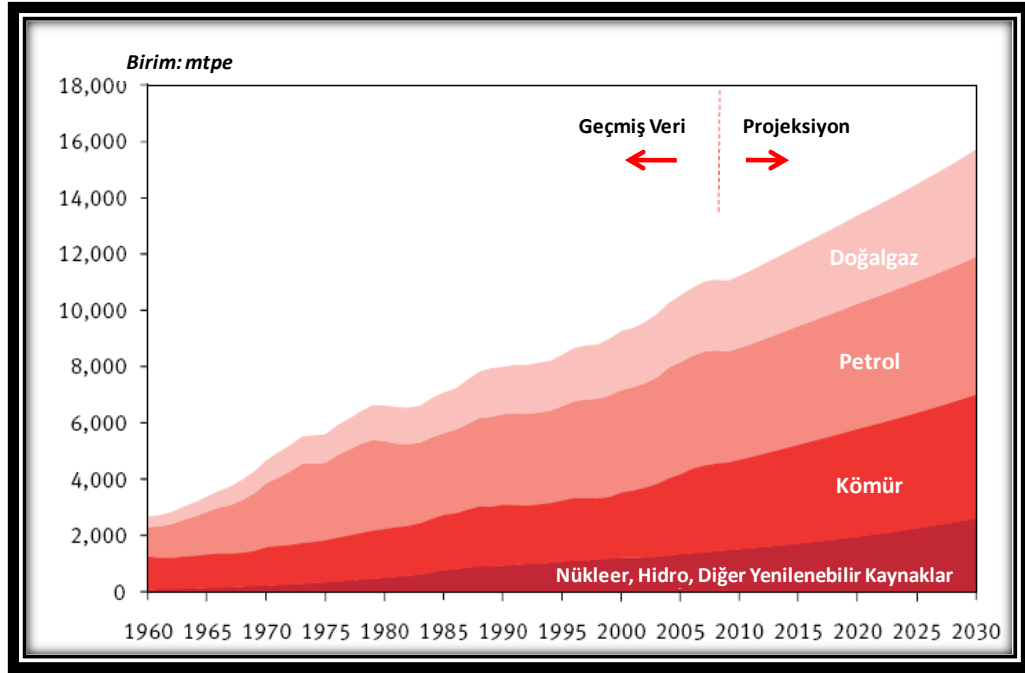
Şekil 3.1. Petrol Sektörünün Bölümleri ve Özellikleri

İşin ilk adımını oluşturan upsteam sektörü dünyanın en riskli ve en maliyetli sektörleri arasındadır. Arama kuyularında risk % 80'lerin üzerindedir. Yalnızca bir kuyu maliyeti karada iki milyon dolardan başlayıp derin denizde ikiyüz elli milyon dolar mertebesine çıkabilmektedir. Buna karşılık keşif (Başarı) olasılığı % 20 değerinin altında kalmaktadır. Başta mantıklı görünmeyen bu işin keşif durumunda getirisi de risk oranında büyük olabilmektedir [11]. Dünyada belki de hiçbir iş, risk ve ödül kavramlarını petrol sektörü gibi bir arada barındıramamaktadır [10]!

Diğer iki sektörde ise (Midstream, Downstream) risk oranları ve birim kâr marjları da düşüktür. Ancak satış hacimleri çok yüksek olduğu için kâr miktarı, toplamda oldukça büyük yer tutmaktadır. Global petrol şirketleri entegre yapı ile faaliyet göstererek her iki taraf arasında denge sağlamaya; istikrarlı midstream ve downstream pazarından kazandıkları ile yüksek riskli upstream projelerini fonlamaya çalışmaktadırlar [11]. Ayrıca entegrasyon ile çok daha güçlü bir yapı kazanarak sektörde ellerini güçlendirmektedirler. Petrol kaynağının sahibi olan gelişmekte olan ülkeler entegre projeler sunan şirketlere saha vermekte daha gönüllü davranmaktadırlar. Ayrıca Afrika ülkeleri gibi hidrokarbon kaynağı sahibi olan ancak pek çok yönüyle geri kalmış olan ülkeler petrol projesi başlığı altında entegre projelere ihtiyaç duymaktadırlar. Bu entegre projeler altyapı, sağlık, eğitim projelerini de içerebilmektedir. Entegrasyon uluslararası petrol piyasasında başarının ön koşulları arasına girmiştir [12].

Sektörel büyüklükler

Dünya'nın günlük ham petrol tüketimi yaklaşık 84 milyon varil, yıllık doğalgaz tüketimi ise yaklaşık üç trilyon m³'tür [13]. Dünyada bu asrın ilk çeyreğine kadar birincil enerji kaynağı olan ve siyah altın olarak nitelendirilen kömür birinci çeyrekte itibaren tahtını petrol ile paylaşmaya başlamıştır. 1980'lerden itibaren önemli bir enerji kaynağı olan doğalgaz da otuz yıldan beri bu iki kaynağın rakibi konumuna yükselmişlerdir. Geçmişte dünya için hayati olan bu kaynağın geleceği de parlak görünmektedir. 2010 itibarıyla dünya enerji ihtiyacının %58'i petrol ve doğalgazdan karşılanmaktadır. Çeşitli projeksiyonlara göre 2030 itibarıyla bu payın %50-55 aralığında değişmesi öngörülmektedir. Dünyada enerji ve ekonomi alanında otorite konumundaki kurumların gelecek için yaptıkları projeksiyonlar bu iki kaynağın gelecek yaklaşık 30 yıllık periyotta da önemini sürdüreceğine işaret etmektedir [14]. Sektörde önemli bir kuruluş olan OPEC beklentisi Şekil 3.2'de verilmiştir.



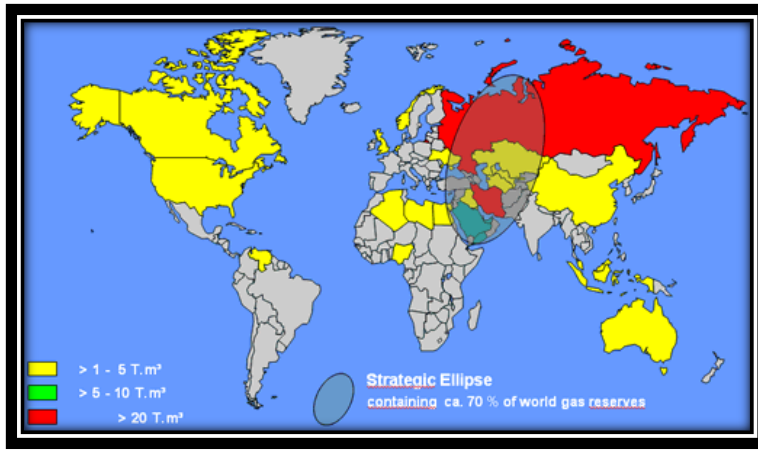
Şekil 3.2. Dünya Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi [14]

Türkiye'nin de petrol ve doğalgaza bağımlılığı dikkatten kaçmamaktadır. Türkiye gibi gelişmekte olan ve altyapı, sağlık, eğitim gibi alanlarda yatırıma büyük ihtiyaç duyan bir ülkenin kaynakları büyük oranda enerji ihtiyacını gidermek amacıyla hidrokarbon kaynaklara harcanmaktadır. Son yıllarda petrol fiyatlarındaki dalgalanma ile birlikte Türkiye ithalatının yaklaşık %18-20'i hidrokarbon yakıtlar için ödenmektedir. Bu rakam petrol ve doğalgazın ülkemiz için büyüklüğünü anlamak için güçlü bir göstergedir [16].

2008 Fortune 500 listesinde ilk on şirketin altı tanesi petrol şirkettir. Toplam ciroları \$2,2 Trilyon'dur. CIA tahminine göre 2009 yılı dünya ülkelerinin toplam GSMH'sı yaklaşık \$60 Trilyon'dur [17]. Dünyanın en büyük 250 enerji şirketinin 2009 cirosu ise yaklaşık \$11,5 Trilyon, dünyanın ilk yüz petrol şirketinin toplam cirosu yaklaşık 4,6 Trilyon \$'dır. Bu verilere göre dünya iş hacminin yaklaşık %20'si enerji sektörü tarafından yönetilmektedir. Petrol borsalarında işlem gören ticaret miktarı ise bu değer onlarca katıdır [12].

Dünyanın en büyük yüz petrol şirketi içerisinde yirmi Amerikan, dokuz Rus, dokuz Kanada, dört Japon, üç Çin, üç Hint’li şirket yer almaktadır. Dolayısıyla birkaç ülkenin petrol şirketleri dünya petrol ticaretine hakim durumda denilebilir [12].

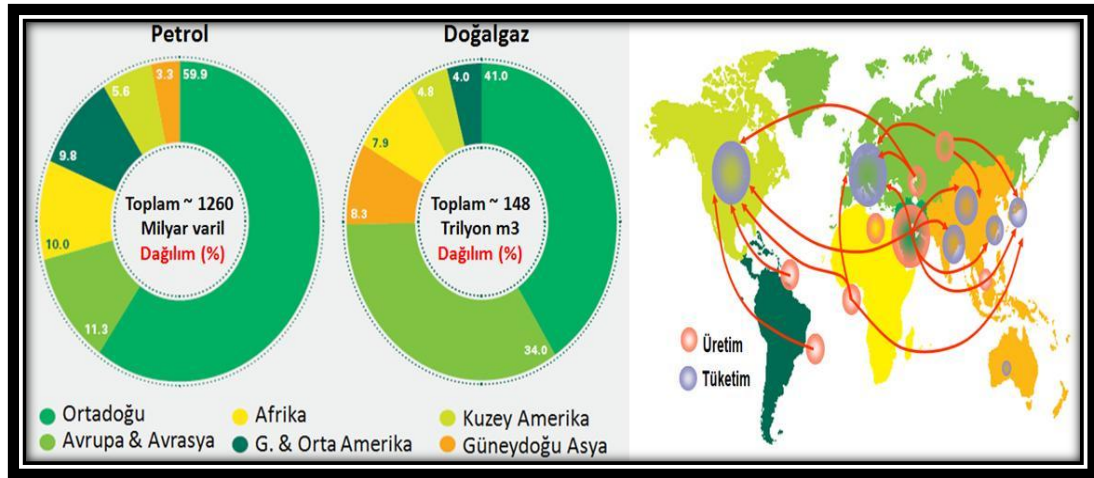
Dünyada rezerv dağılımına bakıldığında elips şeklinde bir bölge göze çarpmaktadır. Resim 3.1 ile verilen ve “**Stratejik Elips**” olarak adlandırılan bölge dünyadaki petrol rezervinin % 70’ini, doğalgaz rezervlerinin ise yaklaşık % 65’ini içermektedir [17].



Resim 3.1. Stratejik Elips: Dünya Doğalgaz Rezervleri [17]

Bu Stratejik Bölge tarihsel süreçte pek çok kargaşa, savaş, diktatör yönetimler gibi problemlere ev sahipliği yapmıştır. Zaten bir ülkede kargaşa varsa; o ülkenin ve / veya içinde bulunduğu bölgenin maden, özellikle de petrol ve doğalgaz kaynaklarını incelemek problemin nedenini anlamaya büyük ölçüde yardımcı olacaktır.

Dünya’da Rezervlerin Bölgesel Dağılımı ve Petrol Ticaret Rotaları’ Şekil 3.3 ile verilmektedir. Bu resimde yine Strateji Elips bölgesi ön plana çıkmaktadır [13].



Şekil 3.3. Dünya rezerv dağılımı ve ticaret rotaları [13]

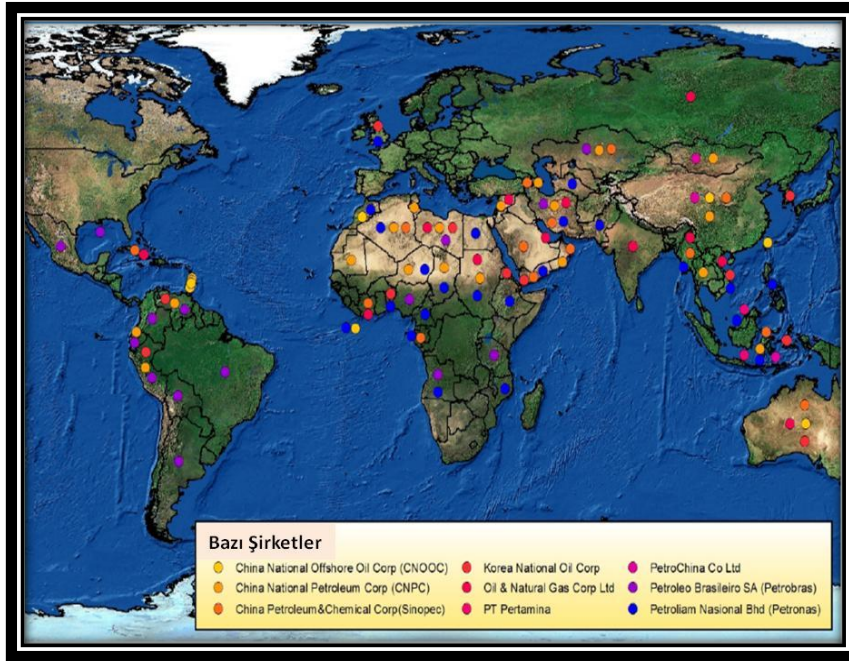
Petrol sektöründe eğilimler

Dünya’da artık kolay petrol kalmamıştır. Yani kolay bulunabilecek sahaların büyük bölümü keşfedilmiştir. Artık arama faaliyetleri derin denizler, kutup bölgeleri ve ankonvansiyonel denilen daha fazla teknoloji gerektiren ve daha pahalı alanlara yönelmiş durumdadır. Ancak bu yöntemlerin maliyetlerinin yüksek oluşu bu bölgelere yönelmek için zaman gerekmektedir. Son dört yıldır petrol fiyatlarındaki artış, bahsedilen pahalı çalışmalara yeşil ışık yakmaya başlamıştır [20].

Petrolden bahsedince “Dünyanın daha ne kadar petrol ve doğalgazı kaldı?” sorusu pek çok insanın aklında belirmektedir. Bugünkü üretim ve tüketim eğilimleri ile yaklaşık kırk yıllık petrol, altmış beş yıl yetecek doğalgaz mevcuttur [13]. Ancak dünyanın çeşitli bölgelerinde sürekli olarak yeni keşifler yapılmaktadır. Teknolojik gelişme ve petrol fiyat artışı; derin denizler ve kuzey bölgelerindeki aramalara hız kazandırmaktadır. Yine teknolojik gelişmeler rezervardaki petrolün alınabilen miktarının artırılması, ulaşım, makine, elektrik üretim vb. sektörlerde verimliliği artırarak mevcut kaynakların kullanım ömrünün uzatılmasını sağlamaktadır.

Tüm bu anlatılanlar birbirine eklendiğinde daha çok uzun dönemler petrol ve doğalgazın önemini koruyacağı söylenebilmektedir.

Petrol Endüstrisinin ilk dönemlerinde tüm dünyada endüstriye dev uluslararası petrol şirketleri egemen olmuştur. Ancak zamanla petrol kaynağının sahibi olan ülkeler de işin önemini anlamışlardır. Petrol zengini ülkelerde 1950’lerden sonra millileştirme hareketleri ön plana çıkmış ve NOC diye bilinen milli petrol şirketleri kurulmaya başlamıştır. Kısa sürede NOC’ler kendi ülkelerinin kaynaklarının sahibi ve üreticisi konumuna gelmişlerdir. Resim 3.2 ile bazıları verilen bu şirketlerin büyük bölümü günümüzde kendi ülkelerinde olduğu gibi tüm dünyada iş yapan uluslararası şirketler konumuna ulaşmışlardır [18].



Resim 3.2. Milli petrol şirketlerinin dünya’da dağılımları [18]

NOC’ler bugün dünya petrol piyasasına hakim konumdalar. Dünya petrol rezervinin % 82, doğalgaz rezervinin % 72’sine sahiptirler. Üretimin ise petrolde % 55, doğalgazda % 30’unu gerçekleştirmektedirler. Ayrıca bu değerlerden artı kalan kısımda da NOC’ler ortaklıkları ile pay sahibi konumundadırlar. Bu gelişim süreci sonrası bugün, milli şirket olup dünya pazarında söz sahibi “Yeni Yedi Kız Kardeşler” ortaya çıkmaya başlamıştır. Bunlar; Suudi Aramco/Suudi Arabistan, Gazprom/Rusya, CNPC/Çin, NIOC/İran, PDVSA/Venezuela, Petrobras/Brezilya, Petronas/Malezya’dır [18].

Petrol ihracatçısı olan ülkeler, bir araya gelerek piyasa üzerinde daha etkin olabilmek için 1960 yılında, bugün on iki üyesi bulunan OPEC'i (Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü) kurmuşlardır. OPEC bugün itibariyle rezerv ve üretim itibariyle dünyada oldukça güçlü konuma ulaşmıştır [19].

Rezerv ve üretimde büyük pay sahibi olan OPEC'te problemler de yok değildir. OPEC üye ülkeleri OPEC kararlarının uygulanmasında uyum sağlayamayan bir tablo çizmektedirler. Ayrıca OPEC'in petrol arzına müdahale ederek fiyatlar üzerinde etki oluşturma çabaları da son dört yıldır çok başarılı bir profil gösterememiştir. OPEC'in fiyatlar üzerinde çok büyük etkinliğinin olmadığı OPEC kararları ve petrol fiyatı ilişkisi incelendiğinde görülebilmektedir [13].

3.1.2. Petrol piyasaları ve fiyatlandırma mekanizması

Petrol piyasaları

Dünya'da petrol üretimi belki binlerce sahada yapılmaktadır. Her sahada üretilen ve API ile ifade edilen petrol kalitesi birbirinden farklıdır. Bu noktada petrol fiyatlandırma mekanizması özet olarak incelenecektir.

Üretici bir şirket çeşitli sahalarda ürettiği petrolünü belirli bir merkeze (liman, rafineri vb.) indirerek burada belirli kalitede bir petrol bileşimi elde etmektedir. Petrolün fiyatlandırılmasında eşdeğer kalitede petrolün satın alınabileceği bir referans fiyatı temel almaktadır. Kalite farkı, nakliye vb. harcamalar hesaba katılarak petrol fiyatlandırılmaktadır. Dünya petrollerinin fiyatlandırılmasında üç temel referans petrol fiyatı kullanılmaktadır [21].

- i. *Dated Brent*: Norveç'te Kuzey Denizinde, dört bölgede üretilen kaliteli bir petrol bileşimidir. Petrol gravitesi 38,08 API'dır. Uluslararası ticareti yapılan petrolün yaklaşık %60'ı için referans olarak kullanılmaktadır. Genellikle referans petroler içinde en yüksek fiyata sahip olan türdür.
- ii. *WTI (West Texas Intermediate)*: Kuzey Amerika'da üretilen, Dated Brent'den biraz daha kaliteli bir petrolü ifade etmektedir. Petrol gravitesi 38-40 API

düzeyindedir. Özellikle Batı, Orta Amerika ve Meksika körfezi petrolleri için referans alınmaktadır. Varil fiyatı Dated Brent ile çok yakındır.

- iii. *OPEC Basket*: OPEC üyesi ülkelerin belirli bölgelerinde üretilen petrolünün bir ağırlıklı ortalamasıdır. Petrol gravitesi OPEC ülkeleri için referans olarak kullanılır. Dated Brent ve WTI petrolüne göre daha düşük kalitelidir, dolayısıyla fiyatı daha düşüktür.

Petrol fiyatlandırma mekanizması

Petrol Fiyatları'na bakınca dört temel parametrenin fiyatlar üzerinde etkili olduğunu görülmektedir. Arz-talep dengesi, maliyetler, spekülasyon ve krizler (Ekonomik, politik...). Bunlar arasında da kriz / spekülasyon, arz – talep / spekülasyon gibi karşılıklı etkileşimler mevcuttur ve bu ilişkiler bazen mantıklı ilişkiler içerisinde işlemekte, bazen ise görünmez bir el tarafından spekülasyon amacıyla kullanılmaktadır [22]. Mesela ekonomik kriz dönemlerinde petrol piyasalarında faaliyet gösteren ve fiziki olarak petrol ile temasları olmayan spekülâtörler, arz-talep arasında herhangi bir dengesizlik bulunmamasına rağmen, dengesizliği veya bu yöndeki beklentileri speküle ederek fiyatlarda belirsizlik ve dalgalanma oranlarını artırarak kısa ve orta vadede oluşan fiyat dalgalanmalarından kâr elde etmeye çalışmaktadırlar. Bu durum son dört yıllık süreçte yoğun bir şekilde kullanılmıştır.

1970'lere kadar, endüstrinin büyük oyuncular tarafından yönlendirildiği, arz - talep dengesinin gözetildiği ve fiyatların istikrarlı seyir izlediği bir dönem yaşanmıştır. Ancak oyuncu sayısının arttığı, küreselleşme sürecinin hızlandığı ve emtia piyasalarının daha etkin hale geldiği sonraki dönemde petrol fiyatları spekülasyona çok daha açık bir hâl almıştır [22]. Bunun etkisi son dört yıllık süreçte de açıkça görülmüştür. Arz - talep dengesinde büyük problem yaşanmadığı ve maliyet artışı çok aşırı düzeyde olmadığı halde fiyatlar yıllık ortalama üç kat artmıştır. Günlük fiyat dalgalanmaları ise tam manasıyla bir borsadaki belirsizlik ve hareketliliği ifade etmektedir. Dünya'da yaşanacak ekonomik kriz (2008-2010) öncesindeki üç yıllık dönemde fiyatlardaki hareket piyasanın speküle edildiğine büyük bir kanıt olmuştur.

3.1.3. Doğalgaz piyasası

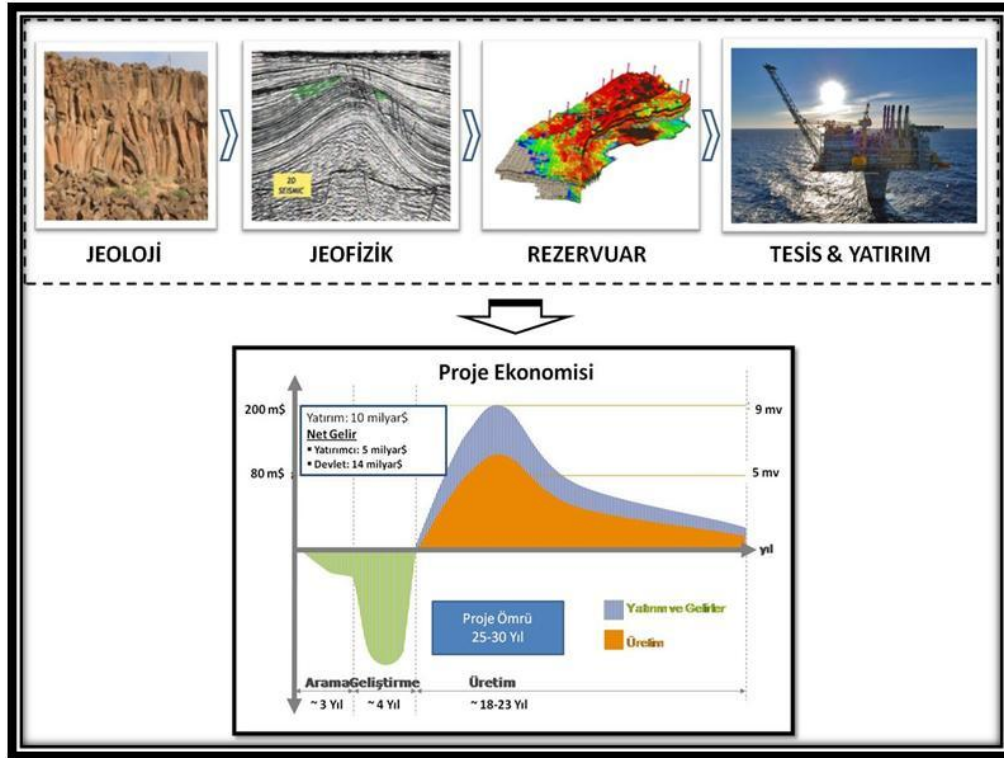
Depolama ve iletim problemleri nedeniyle teknolojik gelişmişliğin yetersiz olduğu dönemlerde doğalgaz çok ucuz ancak istifadesi güç bir kaynaktı. Kullanımı 1960’larda gelişmeye başlamış ve 1980 sonrası büyük hız kazanmıştır. Elektrik üretimi ve konutlar temel kullanım alanlarını oluşturmaktadır. Bugün dünya enerji tüketiminin yaklaşık % 23’ü doğalgazdan sağlanmaktadır. Yoğunlukla boru hattına ihtiyaç duyan doğalgaz ülkelerin enerji arz güvenliği meselesini de beraberinde getirmektedir. Sıvılaştırılmış doğalgaz endüstrisindeki (LNG) gelişmelerin sektörde esneklik sağlayarak arz güvenliği problemini önümüzdeki dönemlerde hafifletmesi beklenmektedir [23].

Doğalgaz Fiyatları ise petrol fiyatlarına bağlı olarak belirlenmektedir. Bu fiyatlandırmada hem ısı değer hem de petrol ürünlerinden oluşan bir sepetin fiyatları esas alınarak doğalgaz fiyatlandırılmaktadır. Böylece hem kaynağın enerji üretiminde ikamesi olan ürünler ile fiyat ilişkisi korunmakta, hem de petrol fiyatlarına bağlı petrol ürünlerindeki fiyat eğilimi takip edilmiş olmaktadır [20]. Doğalgaz piyasasının yapısı ve kontratların daha uzun vadeli olmasından dolayı petrol fiyatlarına göre daha istikrarlı ve nispeten daha az elastik bir yapı sergilemektedir. Doğalgaz fiyatları, petrol fiyatlarındaki dalgalanmaları fiyatların istikrarlı bir artış eğilimi içinde bulunduğu dönemlerde yaklaşık dört ay, fiyatların düşüş eğilimi içinde bulunduğu dönemlerde ise yaklaşık olarak altı ay geriden takip etmektedir [23].

3.2. Petrol ve Doğalgaz Projeleri'nin Yapısı

3.2.1. Projelerin yapısı ve yönetim süreci

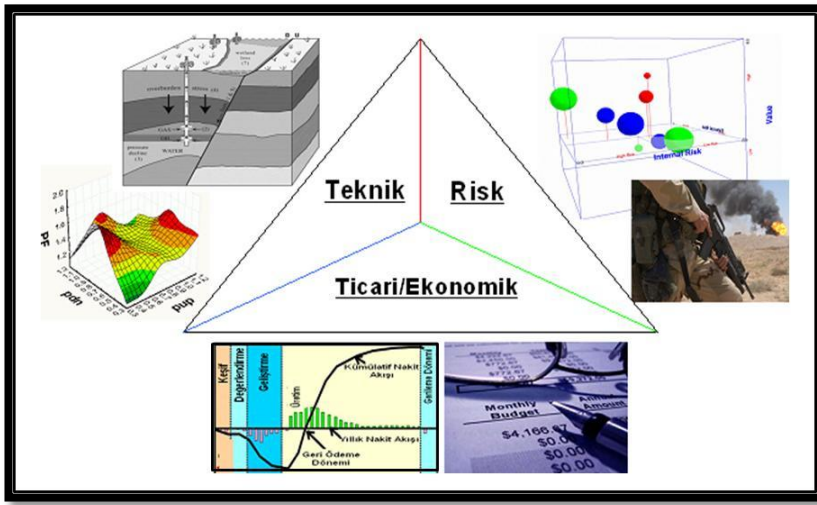
Dünya’da insanoğlunun meydana getirdiği toplumsal yaşamda en temel gereksinimi enerji ihtiyacı olmuştur. Bu ihtiyaç 19. Yüzyılın 2. yarısından itibaren oldukça büyük oranda artış göstermeye başlamıştır. 20. yüzyılın başına kadar temelde kömür ve odun ile karşılanan bu ihtiyaç son 1 asırdan beri petrol ve son 30 yılda doğalgazın da yoğun olarak kullanılmaya başlanmasıyla hidrokarbon kaynaklar ile karşılanmaktadır [10]. Çalışmanın bir önceki adımında, endüstriye ayrılan bölümünde hidrokarbonların hayatımızdaki yerini daha uzun dönemler boyunca koruyacağı öngörülmüştür. Hidrokarbon kaynaklarının üretildiği petrol projelerinin nasıl bir yapı ihtiva ettiğinin anlatımının konuya bakışı zenginleştireceği düşünülmektedir.



Şekil 3.4. Petrol projeleri yönetim süreci

Pek çok meslekî disiplinin katılımıyla oluşturulan petrol projeleri oldukça kapsamlı projelerdir. Proje süreci Şekil 3.4’de verilmektedir. Çeşitli disiplinlerden uzmanlar

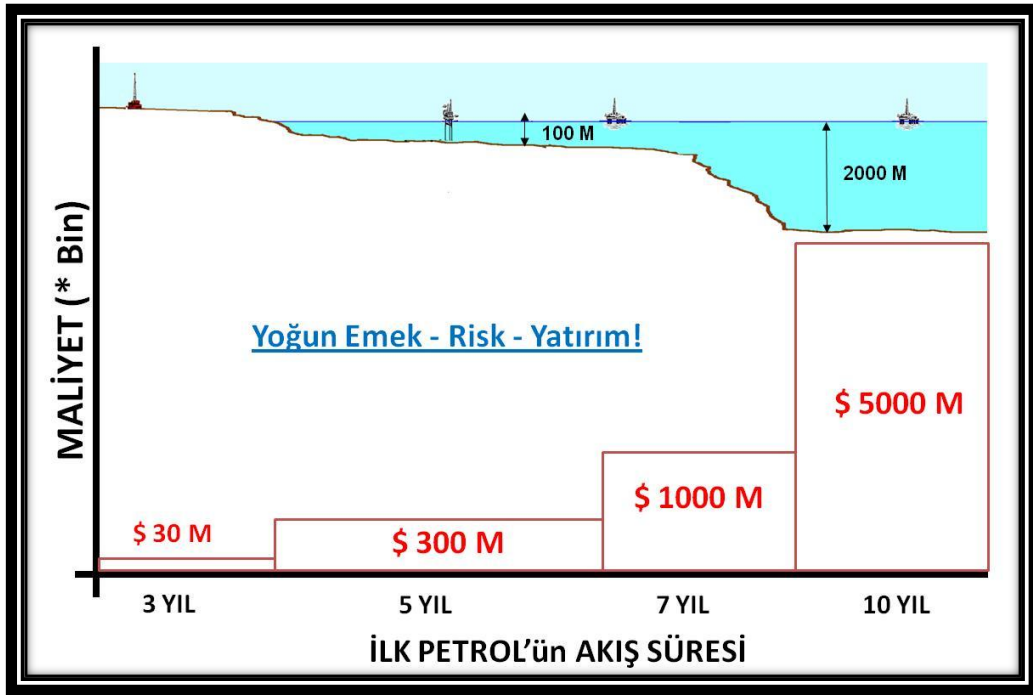
uzun bir süreçten oluşan projeye bir önceki adımı tamamlar şekilde ardışık olarak dahil olmaktadır [24]. Yani her adım bir önceki mesleki uzmanlık çalışmasının yerine getirilmesini takiben devreye girmektedir. Şekil 3.5'ten anlaşılacağı üzere bir projenin oluşturulabilmesi için projeye özel yapısal bilgilerin, projenin içinde bulunduğu bölgesel şartların ve projeyi kısa, orta ve uzun vadede etkilemesi muhtemel olan küresel pek çok parametrenin ortak bir yapı içerisinde incelenmesi gerekmektedir.



Şekil 3.5. Petrol projeleri teknik ve ticari boyutları

Bir petrol ve doğalgaz projesi ilk olarak teknik yönden değerlendirilmektedir. Süreçte üzerinde durulan petrol sistemi içerisinde hidrokarbon varlığı ve potansiyeli üzerine değerlendirmeler yapılmaktadır. Bu aşamada jeolog, jeofizik ve petrol mühendisliği disiplinleri sürece dahil olmaktadır. Daha sonra sistemin içsel ve çevresel risklerinin analizi noktasında yer bilimciler ile makro ekonomi ve strateji uzmanları sürece katkıda bulunmaktadır. En son proje ekonomisinin oluşturulması aşamasında genellikle makine mühendisliği disiplininden olan sektörel fizibilite uzmanları ve proje ekonomistleri süreci yürütmektedirler [11]. Görüldüğü gibi oldukça kompleks yapı gerektiren petrol projelerinin bir o kadar uzun süreç gerektirmesinin bir nedeni de projelerin ardışık olarak yürütülen pek çok adımdan oluşmasıdır. Tabii ki projenin yapısı ve etkilendiği riskler itibariyle sürece farklı disiplinlerden ekiplerin katılım oranı değişkenlik gösterebilmektedir.

Proje süreci çok yoğun emek, sabır gerektirmekle birlikte çok büyük maliyetleri de beraberinde getirmektedir. Ancak bunca özveriye rağmen barındırdığı risk oranları oldukça yüksektir. Proje yönetim sürecinin ilk gününden petrolün uluslar arası pazarda satışı aşamasına kadarki uzun yolculukta onlarca belirsizlik ve buna bağlı risk ile mücadele edilmeye çalışılmaktadır. Petrol projelerinde keşif başarı oranları, petrol zengini ülkelerin belirli verimli bölgeleri dışındaki arama projeleri için %80'leri aşabilmektedir [24].

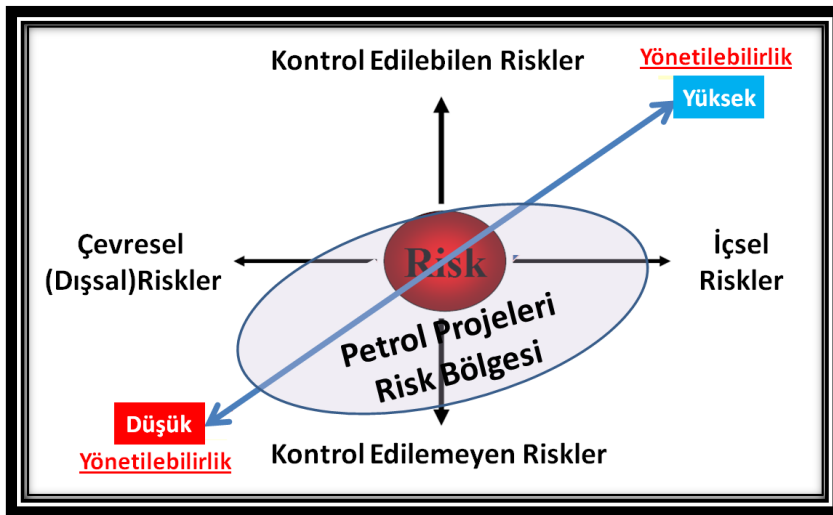


Şekil 3.6. Petrol projeleri yatırım büyüklükleri [26]

Sektörde üzerinde çalışılan projelerin yatırım bedelleri Şekil 3.6'dan görüleceği üzere oldukça yüksek, proje süreçleri oldukça uzun, buna karşılık göğüslenen risk de çok yüksek düzeydedir. Böyle bir projeye başlamadan önce projenin oldukça sağlıklı bir şekilde analiz edilmesi ve proje karar sürecinin çok iyi kurgulanması gereklidir. Aksi halde bir proje anlaşması imzalanmasının ardından herhangi bir hata yapılması durumunda geri dönülerek hatanın düzeltilmesi hem çok uzun süre almakta, hem de bazen yüz milyon dolarlar mertebesinde zararlara yol açabilmektedir.

3.2.2. Petrol ve doğalgaz proje riskleri

Petrol projeleri, petrolün türüm denilen oluşum aşamasından nihaî müşteriye satışına kadar sürecin her adımında pek çok belirsizlik ve riski barındırmaktadır. Risk içeren bu parametrelerin bir kısmı yer altı ile ilgili olan içsel risklerdir. Bunlar projeye özgü olan risklerdir. İleriki bölümlerde anlatılacak olan bu riskler her projede mevcuttur ancak yapı ve değer itibarıyla projeden projeye değişkenlik gösterir [8]. Diğer 2. kısım riskler ise çevresel risklerdir. Bu riskler çoğunlukla küresel ekonomi ve politika ile ilgili olan risklerdir. Çevresel riskler Nijerya'da yaşanan iç savaşta olduğu gibi bazen belirli bir bölgeyi etkilediği gibi bazen de petrol fiyatları, arz – talep dengesi değişimleri gibi nedenlerle endüstriyi; dolayısıyla dünyadaki tüm petrol projelerini etkilemektedir.



Şekil 3.7. Petrol projeleri risk matrisi [6]

Risk yapısı Şekil 3.7 ile verilen projelerin içsel ve / veya dışsal olan risk parametrelerinin büyük çoğunluğu üzerinde kontrol sahibi olamadığımız faktörlerdir. Petrol aramacılığında proje yöneticileri öncelikle üzerinde kontrol sahibi olamadıkları, ancak hidrokarbonun bulunabilmesi için vazgeçilmez olan bu parametreler ve değerleri üzerine çalışma yaparlar. Elde bulunan kısıtlı veri ile benzetimden istifade ederek petrol sisteminin oluşup oluşmadığı, eğer hidrokarbon

potansiyeli içeren bir yapı mevcut ise belirli olasılıklar ile ne miktarda rezerv barındırdığı üzerine çalışırlar [5].

Daha sonra eğer proje ekibi tarafından rezervin mevcudiyeti üzerine kanaat getirilir ise sondaj planları gerçekleştirilir. Sondaj sırasında karşılaşılabilecek riskler de yine öngörüye tabiidir. Sondaj riskleri iyi bir öngörü ve planlama yapılması durumunda büyük ölçüde yönetilebilir faktörlerdir.

Üretilen hidrokarbonun nakli, taşıma güzergahının geçtiği bölgeler ve bu bölgelerin barındırdığı özellikle terör saldırıları gibi risklerden dolayı başlı başına bir risk unsurudur. Bir boru hattı projesinin fizibilite çalışmalarında karşılaşılan riskler 3 boyutta değerlendirilir.

- i. Boru hattı için kaynak temini. Yani yaklaşık 20-30 yıllık periyot boyunca çalışması planlanan bir boru hattını bu uzun dönem boyunca doldurulacak kaynak garantisi verilmelidir.
- ii. Doğalgaz boru hatları için müşteri alım garantisi temin edilmiş olmalıdır.
- iii. Boru hattı faaliyete geçtikten sonra kısa bakım dönemleri haricinde hattın güvenli biçimde işlerliğini sürdürmesi sağlanmalıdır.

Yukarıdaki ilk iki risk faktörü fizibilite aşamasında kaynak ve alım güvencesi anlaşmaları ile ortadan kaldırılmış olmalıdır. Aksi halde büyüklüğü milyarlarca dolarlar ile ifade edilen proje gerçekleştirilmez. Üçüncü risk faktörü ise tüm boru hatları için proje ömrü boyunca çeşitli şekillerde minimize edilmeye çalışılır. Patlama, kaçak gibi fiziksel risklere karşı elektronik akış kontrolü ve acil bakım planları ile risk etkisi giderilmeye çalışılır. Terör saldırıları, kaçakçılık gibi riskler ise lokal halk, yönetim ve kamu asayiş birimleri ile koordinasyon, ihbar – ödül sistemleri ve özel silahlı güvenlik kadroları ile engellenmeye çalışılır [27].

Belirli bir liman veya enerji merkezine taşınacak olan hidrokarbonun satışı sonrası elde edilecek gelir daha projenin ilk aşamasında öngörülmelidir. Bunu başarabilmek için petrol ve doğalgaz fiyatları ile ilgili fiyat projeksiyonlarına ihtiyaç duyulur. Sektörün kontrol edilemeyen ancak projeyi bütünüyle etkileyen en temel birkaç

parametresinden biri petrol ve doğalgaz fiyatlarıdır. Fiyat tahmini proje sürecinin en başında gerekli olan ve ruhsata teklif verilir verilmemesi yani projeye girilip girilmemesi kararında etkili olmaktadır. Çünkü fiyatlar anlaşmanın yapısından projenin kârlılığına kadar tüm proje ekonomisini etkilemektedir [27].

Şimdi yukarıda kısaca özetlenen proje sürecinde karşılaşılabileceğimiz risk içeren parametreleri detaylı şekilde inceleyelim.

Jeolojik ve jeofizik faktörler

Hidrokarbon varlığına dair araştırmalar jeolojik çalışmalar ile başlar. Bu çalışmaların temelini dünyanın ve üzerinde çalışılan bölgenin geçmiş jeolojik dönemlerde geçirdiği evrelerin incelenmesi gerekmektedir.

Öncelikle kısa ve anlaşılır bir tarzda hidrokarbonun oluşumunu inceleyelim. Zira projenin jeolojik çalışmalar aşamasında bu adım incelenmektedir.

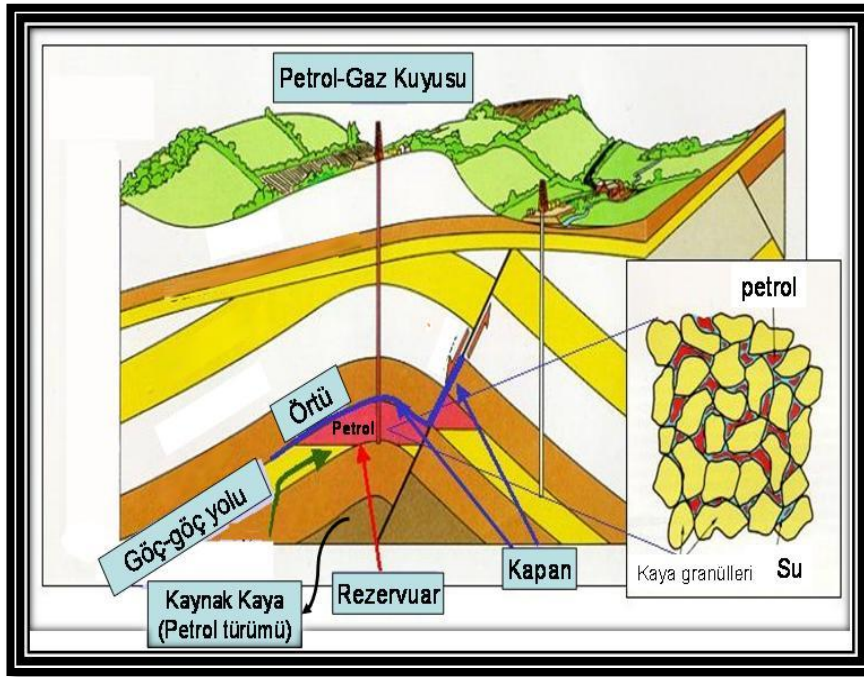
Bir bölgede hidrokarbonun oluşup oluşmadığının analizi için öncelikle jeoloji tarihi içerisinde bu bölgenin geçirdiği evreler incelenmelidir. Bu evreler içerisinde petrol oluşumu için yukarıdaki şartların sağlanması gereklidir. Karadan yoğun miktarda malzeme taşıyan büyük bir akarsuyun varlığı. Bu akarsuyun karadan denize veya okyanusa, yapısında karbon ve hidrojen taşıyan canlı kalıntıları da taşınması. Okyanusun varlığı, yavaş derinleşmesi ve yoğun akıntılara maruz olmaması gerekli olan şartlardan bazılarıdır [27].

Belirtilen bu şartların sağlanmaması halinde petrolün oluşumundan söz edilemez. Dolayısıyla petrolün dünyanın her yerinde aranmayacağı sonucuna varabiliriz.

Tüm bu şartlar göz önüne alınarak bu şartların büyük bir kısmının veya tümünün varlığı araştırılmaya başlanır. Arazideki yapısal hareketler, kayalardan toplanan verilerin analizi gibi çalışmalar ile oluşumun varlığı saptanmaya çalışılır.

Petrol sisteminin oluşumu için 5 temel jeolojik oluşum aşamasının birbirini tamamlar biçimde vücuda gelmesi gerekir. Bu jeolojik aşamaların tamamlanmış olması

mineralin aranılan yapı içerisinde bulunabilmesi için vazgeçilmez, dolayısıyla bu adımlar yukarıda anlatılan süreçte yürütülen petrol aramacılığının da temellerini oluşturmaktadır. Petrol sisteminin beş temel oluşum aşaması Şekil 3.8 ile verilmektedir [9].



Şekil 3.8. Petrol sistemi ve jeolojik risk faktörleri [29]

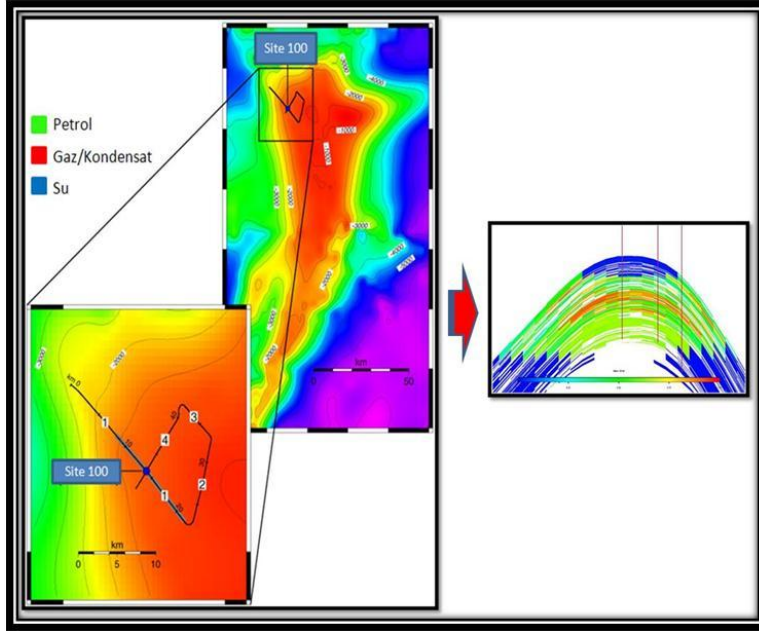
- i. *Türüm*: Petrolün temel oluşum evresidir. Yeraltında karbonca zengin olan kayaç tabakaları(kum taşları, kireç taşları, kil vb.) içerisinde hidrojen ile karbonun belirli sıcaklık ve basınç altında, uzun zaman periyotları içerisinde petrole dönüşüm evresidir. Türümün meydana geldiği kayaç tabakasına “Kaynak Kaya” denir.
- ii. *Göç*: Özkütlesi sudan daha hafif olan petrolün, yer kabuğu hareketleri sırasında kaynak kayada meydana gelen çatlaklardan sızması, yeraltı yapılarındaki suyun basıncı ile imkan bulabildiği sürece yerküre yüzeyine doğru hareketini ifade eden sistem fazıdır.
- iii. *Rezervuar*: Göç etmekte olan mineral, hareketi sırasında içerisine dolabileceği; gözenekli ve gözeneklerarası geçirim özelliğine sahip bir yapı(rezervuar kaya) ile karşılaşınca genellikle kireçtaşı ve kumtaşından oluşan içerisi boşluklu bu kayaç

tabakası içerisindeki dolar. Bu yapı hidrokarbon için rezervuar özelliği taşıyacaktır.

- iv. *Kapan*: Göç sırasında rezervuar niteliklerine sahip uygun bir yapı ile karşılaşarak içerisine dolan petrolün rezervuarı çepeçevre sararak rezervuar kaya içerisine hapsedilmesini sağlayan yapıdır. Kapanın bir kubbe şeklinde rezervuarı kuşatan bir yapı olduğu düşünülebilir.
- v. *Örtü*: Rezervuara dolmuş ve kapanlanmış olan mineralin kaçışını önlemek için geçirimsiz bir tabaka tarafından çevrelenmesi gerekir aksi halde mineral rezervuardan da kaçıp yeryüzüne göç etmeye devam edecektir. Kapanı örten ve minerali bu tabakada hapseden geçirimsiz yapı “Örtü Kaya” olarak isimlendirilir.

Yukarıda anlatılan petrol oluşum sürecinin tanımlanabilmesi ve petrol yapısının tariflenebilmesi için öncelikle arazide jeolojik çalışmalar yürütülür. Bölgede yürütülen jeolojik çalışmalar sonrasında yukarıda izah edilen 5 temel faktörün oluşumuna kanaat getirilebilmesi için jeofizik çalışmalar yürütülür. Bunlardan ilki Gravite Manyetik olarak adlandırılan süreçtir. Bu çalışma arazide belirli aralıklarla yer altına sismik adı verilen çalışmalar 3 temel şekilde yürütülür [27].

- a. 2D (iki boyutlu) Sismik
- b. 3D (üç boyutlu) Sismik
- c. Uzun Açılımlı Sismik

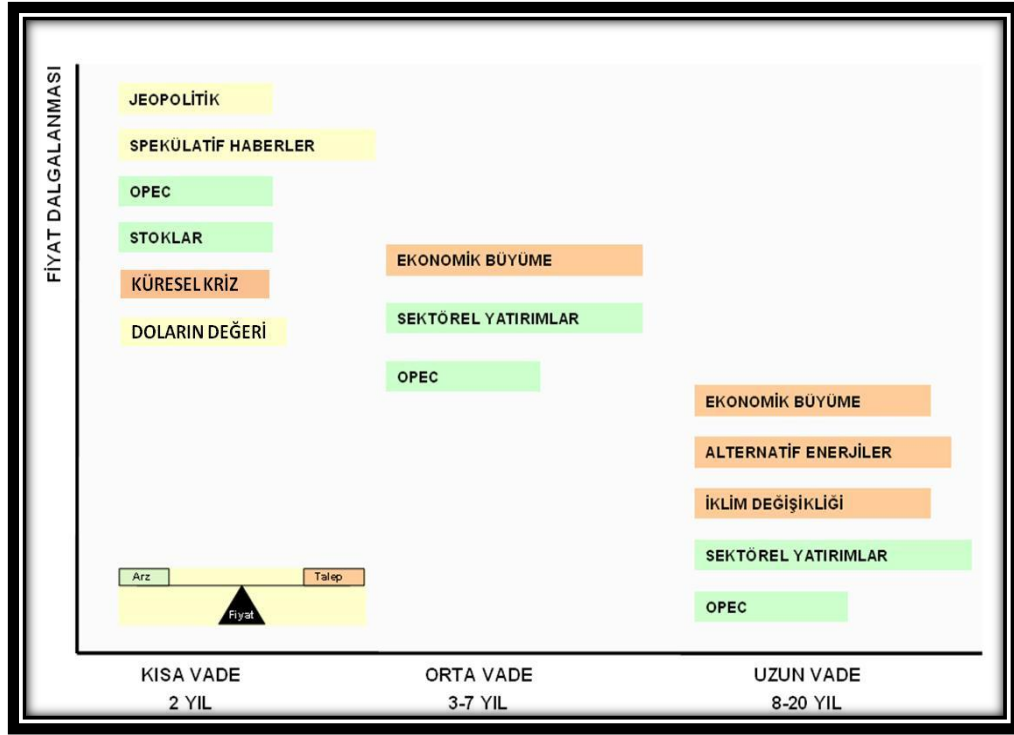


Resim 3.3. Sismik kontur haritası ve prospekt kesiti

Buraya kadar yapılan çalışmalar sonucu elde edilen ve Resim 3.3 ile verilen yeraltı haritası, hidrokarbon rezervinin bulunduğu seviye, yapının geometrisi gibi konularda oldukça açıklayıcı bilgi vermektedir. Ancak tüm bu bilgilere rağmen yeraltındaki yapının tam olarak bu şekilde olup olmadığı yüksek oranda belirsizlik içeren bir faktör olarak karşımızda durmaktadır. Bu noktada sistemin yorumlanması için yine uzmanların tecrübe ve öngörülerini devreye girmektedir.

Petrol ve doğalgaz fiyatları

- i. *Petrol fiyatlarını etkileyen temel faktörler:* Petrol piyasaları oldukça karmaşık ve çok fazla sayıda oyuncunun olduğu piyasalardır. Petrol fiyatına çeşitli zaman boyutunda etki eden çok sayıda global parametre mevcuttur. Her ticari malın fiyatının belirlenmesinde olduğu gibi, petrolün fiyatının belirlenmesinde de temel unsur arz ve taleptir. Fiyatların belirlenmesinde temel değişkenler (*fundamental drivers*) kadar spekülasyon haberleri de etkili olmaktadır [22].



Şekil 3.9. Petrol fiyatlarını etkileyen parametreler [26]

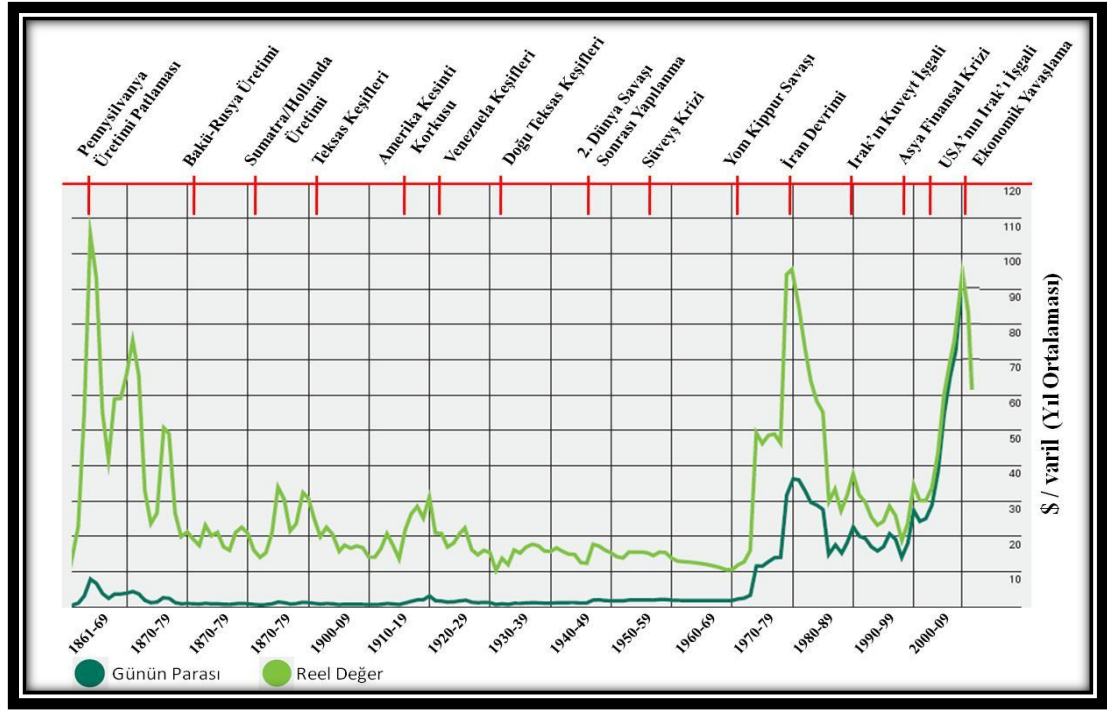
Küresel petrol fiyatlarını etkileyen temel faktörler Şekil 3.9 ile sınıflanmıştır. Bu çalışmada, tüm faktörler irdelenmiş ve senaryo varsayımlarına girdi teşkil etmişlerdir. Faktörler etkilene vadesine göre kısa, orta ve uzun olarak; etki alanlarına göre ise sadece arzı etkileyen faktörler Yeşil, sadece talebi etkileyen faktörler Turuncu ve her ikisini de etkileyen faktörler Sarı olarak ayrımlanmıştır. Ayrıca dikey ekseninde fiyat oynaklığı (*Volatility*), yani faktörlerin fiyatlardaki değişimi etkilemesi yer almaktadır [21].

- ii. *Petrol fiyat tahmini*: Petrol fiyatları ile ilgili önceki bölümde piyasayı ve fiyatları etkileyen parametrelerden bahsedildi. Tüm bu anlatılanlar göz önüne alındığı zaman fiyatların hangi yönde ilerleyeceğini kestirmenin güçlüğü ortaya çıkmaktadır. Ayrıca tüm parametrelerin birbiri ile yoğun bir ilişki içerisinde olduğu ve bu ilişkinin fiyatlar üzerinde her zaman aynı yönde sayısal bir ilişkiye neden olmadığı da tecrübeler ile sabittir. Örneğin dünya rezervleri ve üretimini büyük oranda elinde tutan Petrol İhraç Eden Ülkeler Organizasyonu (OPEC) belirli dönemlerde yaptığı toplantılar neticesinde zaman zaman dünya piyasasına

arz yönünde etki edeceğini açıklar. OPEC'in bir arz kesintisine gideceği haberini ele alalım. Bu haberin normal piyasa şartlarında fiyatı artırması beklenirken, kimi zaman fiyatları artırır, kimi zaman değiştirmez, kimi zaman ise düşmesine neden olmaktadır. Ekonomi kuralları ile açıklanması pek de mümkün olmayan bu tür olaylar petrol piyasalarında çok sık aralıklar ile karşılaşılan bir durum olarak karşımıza çıkmaktadır. Bunun gibi Amerika'nın İran'a askeri müdahalesi gibi bir olayın gerçekleşmesi durumunda petrol fiyatlarına etkisini analiz edebilmek için bu müdahalenin aşağıdaki etkilerini tahminlemek gerekir [27].

- Dünya petrol üretim ve arz miktarı
- Hürmüz Boğazı'nda yaşanacak petrol akış kesintisi
- Petrol piyasasındaki spekülörlerin davranışları ve oranı
- Spekülasyonun diğer piyasalara etkisi
- Dünya global ekonomisinde yaşanacak etki ve bunun dünya petrol talebine etkisi
- Dünya talebi ve petrol fiyatlarındaki trende bağlı olarak faaliyette olan ve planlanan petrol projelerinin planlarındaki revizyon. Bu revizyonun orta ve uzun vadede petrol arzını ne yönde etkileyeceğine dair beklenti. Bu beklentinin fiyatlara doğrudan ve spekülasyon vasıtasıyla muhtemel etkisi
- Alternatif enerji kaynaklarının gelecekte petrol ve doğalgaz sektörüne etkisi...

Yukarıda örnek olarak sıralanan senaryolara daha onlarcası ilave edilebilir. Şekil 3.10 ile verilen petrol fiyatlarının tarihi sürecini yorumlamak, işin ne denli kapsamlı olduğunun anlaşılmasına yardımcı olacaktır. Hele de bu grafiğin yıllık ortalamaları içerdiğini düşünürsek günlük ve haftalık belirsizliğin ne denli yoğun olduğu daha iyi anlaşılabilir.



Şekil 3.10. Petrol fiyatları tarihi süreci [13]

Anlatılan bunca modelleme zorluklarına rağmen petrol fiyatları modeli kurulması imkansız olmayan bir çalışmadır. Belki de başlı başına bir doktora çalışması olabilecek bu modelleme çalışmasını tez çalışmamızda kurmaya çalışmayacağız.

Dünyada petrol sektöründe de çalışmalarına itibar edilen bazı kurum ve kuruluşlar yıl içerisinde belirli periyotlarla petrol fiyatları projeksiyonları yapıp yayınlamaktadırlar. Ancak uzun dönemli tahmileme yapan kuruluş sayısı birkaç adetle sınırlı kalmaktadır. Bunun temel nedeni tahminlemenin güçlüğü ve kurum tarafından yapılan tahminlerin gerçekleştenden büyük miktarda sapması durumunda itibar zedelenmesi algısıdır. Tez çalışmada uzun dönemli tahmin yapan birkaç kuruluşun fiyat projeksiyonları değerlendirilip, bunların harmanlaması şeklinde bir fiyat projeksiyonu oluşturulacaktır. Bu harmanlama ilgili kuruluşların fiyat tahminlerine %100 üzerinden belirli bir ağırlık verilerek gerçekleştirilecektir. Sonuçta elde edilecek olan referans petrol fiyat senaryosu proje ekonomik modelinde girdi olarak kullanılacaktır.

Proje yatırımları

Petrol arama ve üretim projelerinin yatırım planı birkaç temel başlık altında oluşturulur. Bunlar sondaj (arama, üretim, geliştirme, enjeksiyon kuyuları), yüzey tesisleri, boru hatları, terminaller olmak üzere ana başlıklar altında toplanabilir. Detayları oldukça fazla olan ve çok yoğun bir proje yönetim süreci gerektiren bu çalışmalar sabır, nitelikli insan gücü ve milyar dolar mertebesinde büyük yatırımlar gerektirmektedir.

Petrol arama ve üretim projelerinin yatırım planları oluşturulurken dikkat edilmesi gereken çok önemli bir nokta daha var. Yatırım maliyetlerinde çeşitli faktörlere bağlı olarak yaşanan dalgalanma ve bunun getirdiği riskler yatırım planlamasında göz önünde bulundurulması gereken önemli kriterlerdendir. Üzerinde çalıştığımız ve sektörün ilgilendiği tüm projeler uzun dönemli projelerdir. Bu projelerin ekonomisi oluşturulurken bugünkü (reel) veri ile veya reele indirgeyerek yapılan hesaplamaların yanıltıcı olabileceği gerçeği gözönünde bulundurulmalıdır. Zira maliyetler de zaman içerisinde çeşitli faktörlerin etkisi ile normal iskonto oranlarından farklı biçimde değişkenlik gösterebilmektedir. Petrol sektöründe maliyetleri etkileyen faktörler global ekonomi ile ilişkili olan parametrelerdir. Petrol fiyatları, çelik fiyatları, döviz pariteleri bunlar arasında sayılabilir. Dolayısıyla mantıklı bir model kurarak sapmalı dahi olsa gelecekte bu parametrelerin gidişatını öngörebilmek milyarlarca dolar zararların önüne geçebilecek hatta şirketimize milyar dolar mertebesinde katkı sağlayabilecektir.

Projenin modellenmesi aşamasında bu yatırım maliyetleri indeksleri de modele dahil edilerek oluşturulan reel planlar beklenen oranlarda düzeltmeye tabii tutulacaktır.

3.2.3. Arama ve üretim anlaşmaları

Bir petrol projesi çalışmasına başlanabilmesi için öncelikle şirketin iş yapmak istediği ülkede tüm arama / üretim ruhsatlarının sahibi konumunda bulunan petrol sektör otoritesi ile anlaşma imzalanmalıdır. Bu imza bir proje adı altında değil

çalışmak istenen bölgedeki arama / üretim ruhsatları için gerçekleştirilir. Ruhsatlar için teklif belirli bir anlaşma türü altında, belirli yükümlükler taahhüt edilerek alınır.

Dünyada her geçen gün önemini artıran petrolün, aranması ve üretilmesi ile ilgili anlaşmalar da günün değişen koşulları çerçevesinde değişimlere uğramakta, özellikle petrol fiyatının yükselmesi bazı ülkelerde bu anlaşmaların ve/veya petrol kanunlarının ya revize edilmesine ya da yenilenmesine neden olmaktadır.

Günümüzde uygulanmakta olan anlaşmalarda genel olarak üç ana model kullanılmaktadır [30]. Bunlar:

- a. İmtiyaz (Devlet Hissesi-Vergi) Anlaşması,
- b. Üretim Paylaşım Anlaşması,
- c. Servis Anlaşması'dır.

Bu anlaşmalar ev sahibi ülkenin milli petrol şirketi veya yetkili düzenleyici kuruluşu ile petrol şirketleri arasında imzalanmaktadır. Bu anlaşma türlerinin yapıları şöyledir:

Petrol ve doğalgaz projeleri paylaşım anlaşması türleri

- i. *İmtiyaz (Devlet hissesi ve vergi) anlaşması*: Bu anlaşma modelinde imtiyaz sahibi diğer bir deyişle ruhsat sahibi ruhsatta bulacağı petrol ve doğal gazın sahibidir. Tüm yatırımlar ruhsat sahibi tarafından yapılır, dolayısıyla tüm arama ve saha geliştirme ile ilgili riskler ruhsat sahibine aittir. Ruhsatta yapılacak tüm operasyonel kararlar ruhsat sahibi tarafından alınır. Petrol keşfi olması durumunda üretimden elde edilecek gelirin tümü ruhsat sahibi tarafından alınır. İmtiyaz sahibi devlete; imza ikramiyesi, devlet hissesi (royalty), ve elde ettiği kar üzerinden gelir vergisi öder. Anlaşmanın süre sınırlaması ülkeden ülkeye değişmekle birlikte genelde 20-30 yıl arasındadır. Bu anlaşma modelini kullanan ülkelerden bazıları ABD, İngiltere, Kanada, Norveç, Rusya ve Türkiye olarak sıralanabilir .
- ii. *Üretim paylaşım anlaşması (PSA)*: Bu anlaşma modelinde devlet petrol ve doğalgazın sahibidir. Şirketler doğrudan görüşme veya uluslararası ihalelerde teklif vermek suretiyle aldıkları ruhsatlarda arama döneminde taahhüt ettikleri

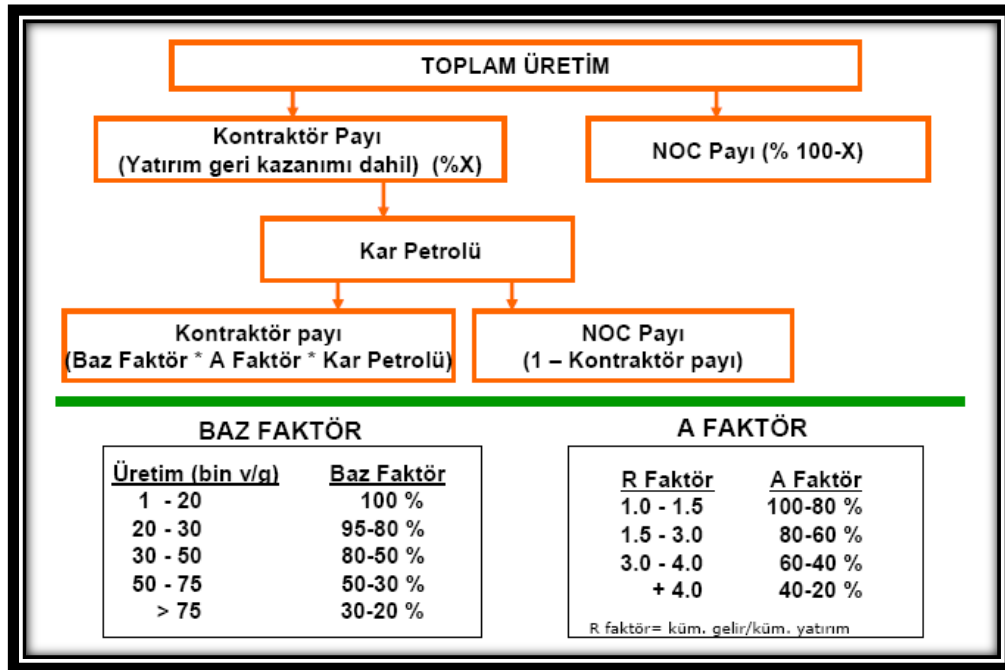
yatırımı gerçekleştirmek zorundadırlar. Aksi halde taahhüt edilen yatırımın mali karşılığını ödemek durumundadırlar. Arama dönemi riskleri şirketler tarafından alınır. Ruhsatta keşif olması durumunda geliştirme ve üretim dönemi yatırımlarının tamamı ya ruhsat sahibi şirket tarafından ya da devleti temsil eden milli petrol şirketinin belirli oranlarda katılımı ile yapılır. Ruhsatlarda yapılan yatırımlarla ilgili kararlar devletin (ilgili ulusal kuruluş) onayı ile alınır. Şirketler devlete; imza ve üretim ikramiyesi, devlet hissesi (değişkendir), ve kar petrolünden pay öder. Anlaşma süresi genelde 20-30 yıl arasında değişir. İki tarafın anlaşması ile bu süre uzatılabilir. Bu anlaşma modelinin uygulandığı ülkelerden bazıları, Libya, Mısır, Cezayir, Suriye, Azerbaycan ve Sudan'dır.

- iii. *Hizmet anlaşması:* Müteahhit firmalar milli petrol şirketleri ile teknik destek sağlamaya yönelik olarak servis anlaşmaları imzalarlar. Yapılması istenen iş detaylı olarak tariflenmiştir. Müteahhit firmaya yaptığı iş karşılığında petrol veya nakit para ödenir. Müteahhit firma yaptığı yatırımın geri kazanımı için belli bir oranda kar talep eder ve bu kar oranı devlet tarafından garanti edilir. Anlaşmanın belirli bir süresi vardır. Servis anlaşmalarının bir türü de Geri Alım (buy-back) servis anlaşmasıdır. Bu anlaşmada müteahhit firma tüm operasyonları ve yatırımları yapmakla sorumludur. Bu tür anlaşmalar genelde üretim projeleri için yapılır. Bu anlaşma türü genellikle petrol rezerv potansiyeli büyük oranda ispatlanmış olan, kendi teknik ve işgücü gibi kaynak kısıtlarından dolayı teknik hizmet alımına başvuran ülkelere kullanılan bir modeldir. Suudi Arabistan ve İran bu tür anlaşma modelinin uygulandığı ülkelere örnek olarak verilebilir [30].

Tez çalışmamız örnek bir petrol projesinin yönetim süreci ile desteklenecektir. Projemizde örnek anlaşma modeli olarak üretim paylaşım anlaşması türü ele alınacaktır. Zira dünyada en sık kullanılan ve petrol şirketlerinin ürettiği petrolden pay alarak en fazla avantaj elde edebildikleri ve en çok tercih ettikleri anlaşma modeli üretim paylaşım anlaşmalarıdır. Anlaşma modelinin yapısı ve model parametrelerinin, proje ekonomisinin yapısı üzerinde doğrudan etkisi vardır. Yapılacak yatırım, yatırım geri dönüşü, vergilendirme, pazarlama unsurunun bulunup bulunmayışı, kârlılık gibi pek çok parametreye etki ederek tüm yapıyı etkilemektedir. Proje modelinde de üzerinde durulacak olan üretim paylaşım modelinin işleyiş

tarzını daha net anlayabilmek için bir örnek üzerinde anlatalım. Bu örnek dünyadaki üretim paylaşım anlaşmalarının işleyiş tarzını temsil etmek açısından iyi bir örnek olduğu için, tüm paylaşım anlaşmaları temel olarak bu yapıdan yola çıkılarak algılanmaya çalışılabilir.

Modelimizde kurgulanacak olan projenin Libya’da yer alması öngörülmüştür. Modelde uygulaması ayrıntılarıyla anlatılacak olan Libya paylaşım modelinin sürecini anlatan bir grafik verilerek ilerlenecektir. Libya paylaşım modeli diğer pekçok PSA gibi “R faktör” ve “A faktör” parametreleri üzerine yürütülmektedir [32].



Şekil 3.11. Libya’da uygulanan petrol paylaşım modeli [32]

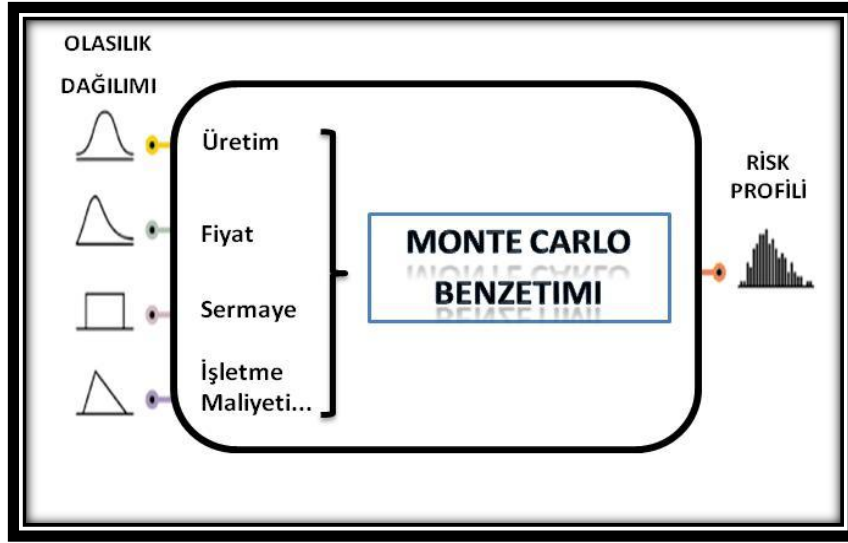
Arama ve üretim paylaşım anlaşmalarının genel yapısı Şekil 3.11 ile verilmektedir. Şekilde verilen sayısal değerler örnek veriler olup gerçek petrol anlaşmalarındaki rakamlar farklılık gösterebilir. AÜPA’larının dünyadaki uygulamaları genellikle beş yıllık arama ve 20-25 yıllık üretim dönemini kapsar. Arama dönemi sonunda sondaj ve test operasyonu devam ediyorsa en fazla 6-12 aylık bir uzatma NOC veya ilgili

ülkenin petrol bakanlığı onayı ile alınabilir. Üretim dönemi sonunda ise üretim hala devam ediyorsa yine uzatma aynı otorite onayına tabidir [31].

3.2.4. Risklerin entegrasyonu ve benzetim

Petrol projeleri tüm bu belirsizlik içeren parametreleri, yatırım, üretim, gelir profillerinin oluşturulması ve buna bağlı ekonomik yapıyı temsil eden modelin kurgulanması amacıyla üç boyutuyla ele alınmaktadır. Projedeki bu üç boyut içerisindeki parametreler ve bu üç faktör hem bağımsız olarak değerlendirilmeli hem de aralarında korelasyon içeren parametreler arasındaki ilişki oranları hesaba katılmalıdır [34].

Proje yönetim ekibi sistemi etkileyen ve belirsizlik ihtiva eden parametreler içerisinde şirket için önemli bulduklarını belirler. Belirsizlik ihtiva eden her bir parametre öncelikle bireysel olarak modellenir. Tecrübeler dayanan ve veya çoğunlukla kısıtlı veri ile yapılan değerlendirmelerde benzetimden faydalanılır. Benzetim modellenecek sisteme dair çok az veri bulunduğu, sistemi modellemenin çok uzun zaman alacağı, çok pahalıya mâl olacağı veya mümkün olmadığı durumlarda az miktarda bilgi ve veri ile sistemin gerçeğe en yakın biçimde modellenmesi sürecinde kullanılır [34]. Genel işleyişi Şekil 3.12 ile verilen sistemde tüm parametrelere kendi içerisinde benzetim uygulandıktan sonra tüm bileşenleri aralarındaki korelasyonlar da hesaba katılıp entegre edilir. Bu süreçte de benzetimden istifade edilecektir. Modelin oluşumu ve benzetim sonucunda proje çıktıları içeren temel veriler dağılımlar şeklinde elde edilebilir [32].



Şekil 3.12. Petrol projelerinde MCB kullanımı [34]

Yapılan modelleme ve analiz çalışması sonucunda elde edilen çıktılar (Rezerv, Yatırım, Gelir, Net Bugünkü Değer, İçsel Getiri Oranı vb.) artık proje değerlendirilmesinde kullanılacak olan yorumlanabilir verilerdir. Bu verilerin eldesi yanında bir de bu proje ekonomisi üzerinde en etkin olan verilerin de analiz edilmesi yorumlama çalışmasının temel adımlarından olmalıdır. Bu amaçla duyarlılık analizinden de istifade edilebilir. Eğer projenin ekonomik göstergelerinin en duyarlı olduğu parametreler sağlıklı şekilde değerlendirilebilirse projeyi daha fizible veya daha kârlı hale getirmek amacıyla bu parametreler üzerinde yoğunlaşılabilir [34].

Risk analizi için program kullanımı

Tez çalışmasında, bir petrol projesinin entegre modelini oluşturmak için yazılım sektöründe dünya liderlerinden olan ORACLE firmasının bir ürünü olan Crystal Ball programı kullanılacaktır.

Crystal Ball programı risk analizi için üretilmiş bir yazılımdır. Program, benzetimden yararlanmak suretiyle hangi alanda olursa olsun karar verici pozisyonundaki yöneticilere üzerinde yoğunlaştıkları problemlerin çözümü konusunda yardımcı olacak teknik bir araç olarak üretilmiştir. Programda en yaygın biçimde kullanılan benzetim yöntemi MCB'dir. MCB'inin kullanımıyla üzerinde çalışılan ve belirsizlik

içeren girdi ve / veya çıktı değerleri tek bir değer yerine mümkün olan tüm sonuçları içeren aralıklar (dağılımlar) şeklinde elde edilebilir. Bu kullanım tarzı belirsizlik içeren faktörlerin barındırdığı risklerin modele dahil edilmesine imkan sağlamaktadır. Zaten bu çalışma tarzı risk analizinin temel felsefesidir [8]. Program vasıtasıyla model faktörleri için elde edilen dağılımlara ait güven düzeyleri ile ilgili de bilgi edinilebilmektedir. Bu bilgi ilgili faktörün, varsa hedeflenen değerinin altında veya üstünde kalma olasılığı, hedeflenen belirli bir değer aralığında kalma olasılığı gibi karar verici için çok değerli veriler sunmaktadır. “Projenin hedeflenen bütçenin altında kalma olasılığı nedir?”, “Projenin zamanında tamamlanma olasılığı nedir?”, “Petrol rezervinin hedeflenen belirli bir miktarın üzerinde olma olasılığı nedir?”, “Arama kuyusunda keşif başarı olasılığı nedir?” gibi, projeler için pek çok kritik sorunun cevabını verebilmesi yönüyle kullanılan program çıktıları karar vericiler için çok değerli bilgiler sunmaktadır [36].

Petrol endüstrisinde risk analizi konusunda Crystal Ball ile birlikte Schlumberger şirketi ürünü olan “Merak” ve Palisade şirketi ürünü olan “@Risk” programları da kullanılmaktadır. Bu yazılımlar da yine benzetim kullanılarak risk analizi uygulaması için üretilmişlerdir. Crystal Ball daha fazla fonksiyon içermesi, süratli analiz kabiliyeti ve üstün görselliği sayesinde diğer alternatif programlara nispeten petrol sektöründe daha fazla tercih edilmektedir [5].

Crystal Ball programı pratik iş yaşamında risk analizi ile ilgilenen, çok çeşitli sektörlerden kullanıcılara hitap etmektedir. Güvenilirliğini kanıtlamış olan program, alanında dünya çapında en fazla tercih edilen programlardan biridir. Finans, kalite kontrol, üretim, petrol, diğer enerji ve inşaat sektörleri gibi yapısında risk barındıran ve problemlerin kantitatif veriler ile bir excel modeline aktarılabildiği pek çok alanda dünya çapında kullanılan bir yazılımdır. Program petrol arama ve üretim sektöründe, risk analizi konusunda dünyada en fazla tercih edilen programlardandır. Kullanıcıları arasında BP, Petrobras, Shell, Statoil gibi dünyaca ünlü şirketler bulunmaktadır [36].

Crystal Ball programı başlıca şu fonksiyonları yerine getirebilmektedir.

- Risk analizi
- Tahminleme
- Regresyon analizi
- Senaryo analizi
- Duyarlılık analizi
- Optimizasyon

Kullanılan bilgisayar özellikleri

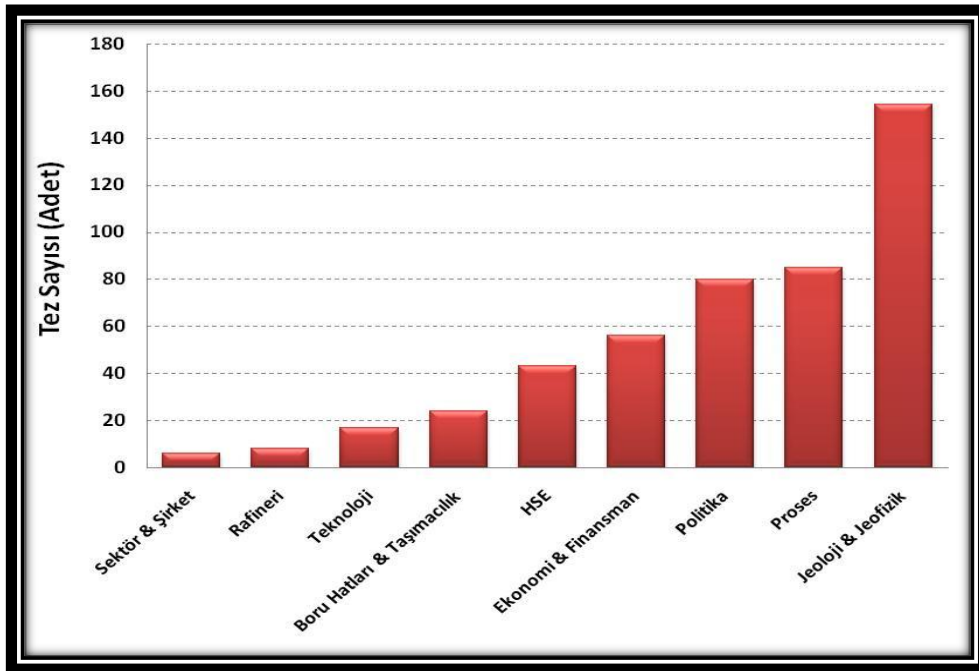
Tez çalışması kapsamında örnek bir petrol projesi modellenmiştir. Proje modeli Crystal Ball paket programı kullanılarak oluşturulmuştur. Yapılan bu çalışmaların yürütüldüğü bilgisayar özellikleri şunlardır.

- Sistem; MS Windows XP Professional, Version 2002, Service Pack 2
- Bilgisayar; Intel (R) Core (TM)2 CPU, T5600 @ 1,83 GHz, 1.00 GB Ram
- Ekran Kartı; ATI, Kapasite – 256 MB

4. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Petrol projelerinin risk ve karar tabanlı analizi petrol sektöründe yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir. Riski karar süreçlerine dahil ederek doğru kararlar verebilmek amacıyla özellikle global petrol şirketleri proje yönetim süreçlerine bu felsefeyi entegre etmişlerdir. Bu felsefe petrol şirketlerinde özellikle Strateji Departmanları tarafından Proje Portföy Yönetimi süreci ile entegre bir şekilde yürütülmektedir. Ancak bu süreçler şirketler bünyesinde şirkete özel bir tarzda yürütüldüğü için bazı makaleler dışında erişilebilirliği kısıtlıdır.

Türkiye’de konu ile ilgili çalışmaları inceleyecek olursak akademik alanda bu tarzda bir çalışmanın en azından YÖK Ulusal Tez Merkezi kayıtlarında yer almadığını görüyoruz. Türkiye’de petrol sektörü ile yaklaşık 490 adet çalışmanın konuları itibariyle dağılımı Şekil 4.1 ile verilmektedir.



Şekil 4.1. Ulusal tez merkezi petrol konusundaki çalışmaların dağılımı

Sektörde bu tür çalışmalar konusunda uzman ve dünyaca ünlü danışmanlık firmaları ve bazı uzmanlar tarafından yürütülmektedir. Bu şirketler dünya çapında genel ve kurumiçi eğitimler ile sektörel çalışmalara katkıda bulunmaktadır. Ayrıca şirket

bünyelerindeki proje yönetim uzmanları tarafından gerekli çalışmaları yürütmektedirler.

Akademik alanda da sektörde yapılan çalışmalar oldukça fazladır. Özellikle Statoil (Norveç), PetroBras (Brezilya) gibi milli petrol şirketleri kendi ülkelerindeki üniversiteler ile hem sektör hem de kendi yetkinliklerini artırmak amacıyla proje bazlı çalışmalar yürütmektedirler. Ancak çalışmaların paylaşımı verilerin gizliliği nedeniyle oldukça sınırlı düzeyde kalmaktadır.

Dünyada akademik alanda petrol arama ve üretim projelerinin risk analizi üzerine yapılan çalışmalar genel yaklaşımları itibariyle dört ana başlık altında toplanabilmektedir.

- i. Proje Portföy Analizi yaklaşımı içerisinde proje risk analizi
- ii. Rezervuar risk analizi
- iii. Proje risk analizine yaklaşım metodları
- iv. Örnek proje çalışmaları

Yukarıda belirtilen dört ana kategoriye içermek üzere dünya literatüründe yayımlanmış olan bazı çalışmalar aşağıda verilmiştir.

Rose (1987), rezervuar modellemesi sırasında kısıtlı veri ile belirsizliğin modellenmesi üzerinde durmuştur. Rezervuarın davranışlarının ancak girdi faktörlerinin öncelikle bireysel olarak dağılım halinde tanımlanması sonra da bu dağılımların rezervuar yöntemi formülünde yine bir dağılım halinde entegre edilmesi gerektiğini gözlemlemiştir. Dağılım olarak tümünde normal dağılım kullanmıştır [36].

Ormann ve Duggan (1999), petrol projelerinin portföy optimizasyonunun reele yakın olabilmesi için projelerin karar modellerinde risk faktörünün kullanımı üzerine yoğunlaşmışlardır. Optimizasyon modeli girdisi olan proje yatırım, net bugünkü değer faktörlerinin hesabında nokta tahmini yerine risk dağılımlarının kullanımının optimal portföy değerinde %8 sapma oluşturduğunu saptamışlardır [37].

Wood (2000), bir petrol-doğalgaz projesinin risk yönetiminde 3 adımlı bir yaklaşım önermiştir. Risk faktörlerinin tanımlanması, bu risklerin proje alt çıktılarına etkisini gerçeğe uygun biçimde modellenmesi ile alt çıktıların nihai çıktıyı oluşturacak şekilde modellenmesi ve sonuçların yorumlanması (senaryo analizi, duyarlılık analizi vb.) kısmıdır. Tanımlama aşamasında huni yaklaşımı ile pareto yaklaşımı ile en etkin risk parametrelerinin belirlenmesinin modellemede ve karar sürecinde etkinliği artıracağı sonucuna varmıştır [38].

Simpson ve arkadaşları (2000), petrol varlıklarının (proje) değerlendirilmesinde olasılıklı metodlarının kullanımını incelemişlerdir. Varlık değerli olarak kullanılan net bugünkü değerin, karada ortalama büyüklükteki bir proje için olasılıklı yaklaşımın kullanılmadığı duruma nispeten %6 civarında bir sapma oluşturduğunu ortaya koymuştur. İncelemelerde dağılım olarak lognormal ve üçgensel dağılımdan yararlanılmışlardır [39].

Wood (2002), petrol proje risk türleri ve bunların model içinde entegrasyonunu değerlendirmiştir. Proje risk yönetiminin şirket stratejik hedefleri ile paralellik arzettiği sonucuna ulaşmıştır [40].

April ve arkadaşları (2003), petrol endüstrisinde arama-üretim projelerinin karar sürecini incelemişlerdir. Süreci tanımlarken jeolojik faktörlerden başlayarak mineralin pazarlanmasına değin süreç adımlarını çizelgelemiştir. Süreç adımlarında karşılaşılabilecek muhtemel risk faktörleri tanımlanmışlardır. Sağlıklı kararların tüm risk parametrelerinin niceliksel dağılımlar olarak tanımlanması gerektiği sonucuna varmışlardır [41].

Wood (2003), bir petrol projesinin risklerini temel kalemler altında kategorize etmiş ve etkilerini ayrı ayrı incelemiştir. Sonuç olarak projenin yer altı, operasyonel ve ekonomik risk faktörleri kadar projeye özel ülke risklerinin de proje varlık değeri üzerinde oldukça etkili olabileceği sonucuna varmıştır [42].

Asrilhant ve arkadaşları (2004), stratejik proje yönetiminin stratejik şirket hedefleri ile bağlantılı olması gerektiğini belirtmişlerdir. Risk analizi tabanlı kurulan bir proje

üzerinde proje modellenmiş ve proje karar parametreleri (teknik risk, alınabilir rezerv, yatırım getiri oranı (ROI)) hesaplanmıştır. Benzer şekilde çalışılan proje ekonomik modelleri çıktılarının çeşitli karar tablolarında kıyaslanarak içlerinden en avantajlı olanlara odaklanılmasının şirket hedeflerini yakalamada en etkin stratejilerden olduğu sonucuna varmışlardır [43].

Marcelo ve Rodriguez (2005), petrol sektöründe projelerin kalıtsal olarak taşıdığı belirsizliklerin karar modeline dahil edilmesinin şirket portföy değerine etkisini analiz etmişlerdir. Şirket portföy değerinin vergi öncesi karlılığı üzerinde büyük oranda değişkenliğe neden olduğu görmüşlerdir [44].

Wood (2005), bir petrol projesinin farklı anlaşma türleri altında modellenmesini anlatmıştır. Üretim Paylaşım Anlaşmaları (PSA) sabit petrol fiyatı yerine belirsizliği içerecek dağılım kullanmanın proje ekonomisi üzerinde en büyük etkiye sahip olan faktör olduğunu belirlemiştir [45].

Aven ve arkadaşları (2007), Norveç'te açık denizde yürütülen bir petrol projesi üzerinde karar süreci çerçevesinde risk yönetimini tanımlamaya çalışmışlardır. Projede risklerin tanımlanması, sınıflandırılması ve modelleme sonucu elde edilen proje çıktılarına etkilerini analiz etmişlerdir. Proje risklerinin adım adım tanımlanması açısından proje risk faktörlerinin büyük bölümünü tek bir örnek üzerinde tanımlamak açısından bütünsel bir bakış getirmişlerdir [46].

Orlando (2008), İtalyan petrol şirketi Eni'nin Nijerya'da bir offshore projesini örnek alarak proje yönetim yaklaşımını incelemiştir. Proje modelleme süreci 5 aşamadan oluşturulmuştur. Çalışmanın özü tüm modelde risk faktörleri için olasılıksal yaklaşımın kullanılması ve hesaplanan proje net bugünkü değeri üzerinde duyarlılık analizi ile her bir faktörün etki düzeyinin incelenmesidir [47].

Zand (2009), Ortadoğu bölgesinde bir petrol projesini incelemiştir. Proje arama projesi olup, yatırım, üretim ve paylaşım modeli kurgulamıştır. Tüm riskleri entegre ettikten sonra benzetim vasıtasıyla proje risk analizi gerçekleştirmiştir. Proje karlılığı üzerinde en etkin iki parametrenin petrol fiyatları ve maliyet geri dönüşüm

mekanizması olduğu ve şirketlerin bu iki noktaya eğilmesi gerektiği sonucuna varmıştır [48].

Ramos ve Veiga (2010), Petrol ve doğalgaz aramacılık endüstrisinde şirket gelirlerini etkileyen risk faktörlerini incelemişlerdir. Risklerin duyarlılık analizi ile gelire etkisini analiz etmiş, rezervuar riskinin proje çevrimi içinde karşılaşılabilecek en büyük risk unsuru olduğu sonucuna varmışlardır [49].

Belhaj ve arkadaşları (2010), Bir petrol geliştirme projesinin üretim planı ve paylaşım modelini risk tabanlı analiz etmişlerdir. Paylaşım modelinde kuyubaşı üretim parametresinin şirket karlılığını etkileyen en krtitik faktör olduğu sonucuna varmışlardır [50].

5. PROJE MODELLEME ÇALIŞMASI

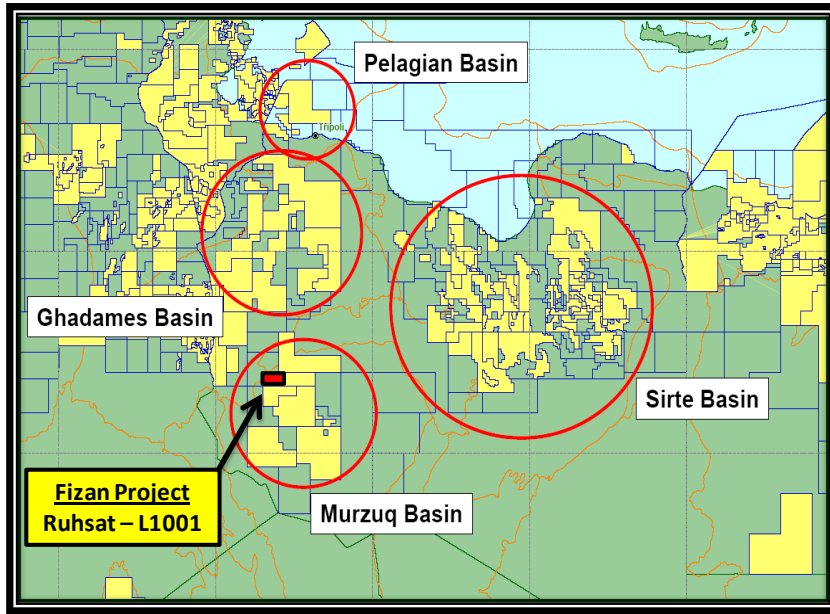
Bu bölümde risk analizinin petrol arama ve üretim sektöründe uygulaması örnek bir projenin modellenmesi yoluyla konu pekiştirilmeye çalışılacaktır. Örnek projeye dair rezervuar ve üretim verileri Azerbaycan’da, karada yürütülmüş eski bir projenin verileridir. Proje ismi verilerin gizliliği nedeniyle zikredilmeyecektir. Projeye ait yapısal veriler kullanılarak, proje petrol sektörünün en hareketli ülkelerinden Libya’da bulunduğu varsayımı ile Libya koşullarında modelleneyecektir. Paylaşım modeli için gerekli olan “A” ve “R” faktör parametreleri Libya hükümeti tarafından petrol şirketlerine sunulan genel hükümler olup Libya milli petrol şirketi internet sitesinden ve Libya üzerine yapılmış detaylı bir çalışmadan derlenmiştir. Kaynaklar çalışma sırasında yeri geldikçe ayrıca paylaşılacaktır.

Projenin risk tabanlı olarak modellenmesinde benzetimden yararlanılacaktır. Çalışmanın bütününde benzetim yöntemi olarak MCB kullanılacaktır. Bu bölüm boyunca işlenecek olan proje modelleme çalışmasının her aşamasında petrol sektöründe de entegre benzetim modellemesinde sıkça kullanılan Crystal Ball paket programından yararlanılacaktır. Programa dair detaylar çalışmanın Risklerin Entegrasyonu ve Benzetim bölümünde verilmiştir.

Proje ekonomik modeli içerisinde yer alan yatırım planının oluşturulması amacıyla sektörde yaygın biçimde kullanılan Questor paket programından yararlanılmıştır. Questor dünyada enerji istihbarat ve bilgi sistemleri üzerine uzmanlaşmış olan IHS şirketinin bir ürünüdür. Ürün excel tabanlı çalışan bir programdır. Programın veri tabanında dünyanın tüm bölgelerinde ülke, lokasyon (kara, deniz), petrol baseni bazında hem yapısal veriler (rezervuar, üretim vb.) hem de birim yatırım ve üretim maliyet bilgileri yer almaktadır. Ayrıca program kullanıcının rezervuar ve üretim planına bağlı olarak bu üretimi gerçekleştirmek için gerekli olan yüzey tesisi planını önerebilmektedir. Program veritabanı altı aylık periyotlar ile güncellenerek sürekli güncel veriler ile planlama yapılması sağlanmaktadır. Program, petrol arama ve üretim sektöründe 48 ülkede faaliyet gösteren 500’den fazla şirket tarafından kullanılan ve sektörde yatırım planlamasında en fazla tercih edilen programlardandır [51].

5.1. Proje Tanımı ve Anlaşma Modeli

Türkiye menşeli ANADOLU Oil A.Ş. petrol arama üretim (upstream) sektöründe faaliyet göstermektedir. Şirket yurtiçi faaliyetlerine ek olarak son dönemlerde uluslararası piyasada da faaliyet yürütmektedir. Bu yöndeki çalışmalarının sonucunda 2009 yılının Aralık ayında Libya’da açılan bir ruhsat ihalesini kazanmış ve Libya hükümeti ile Murzuq Baseni’nde 2010 yılı Ocak ayında bir Arama&Üretim anlaşması imzalamıştır. Anlaşma modeli üretim paylaşım anlaşmasıdır (PSA). Libya ruhsat haritası ve Anadolu Oil Co. faaliyet alanı Resim 5.1 ile verilmiştir. Libya’da petrol ve doğalgaz arama-üretim ruhsatları 4 büyük petrol havzası yer almaktadır. Anadolu Oil Murzuq Baseni’nde faaliyet göstermektedir.



Resim 5.1. Libya petrol havzaları ve ruhsat haritası [33]

Arama ve üretim paylaşım anlaşması

Şirketin Libya Petrol Bakanlığı ile yaptığı anlaşma şartları aşağıdaki şekilde verilmektedir .

1. Murzuq Baseni üzerinde yer alan L1001 ruhsatı üzerinde Arama ve Üretim faaliyetlerini yürütmek üzere Anadolu Oil Co. 01.01.2010 itibariyle yetkili kılınmıştır
2. Anlaşma Modeli PSA'dır
3. Hükümet adına proje ortağı Libya Milli Petrol Şirketi (NOC)'dir [33].
4. Proje'de hisse oranları şöyledir,
 - a. NOC: %92
 - b. Anadolu Oil Co: %8
5. Proje'de Arama süresi 3 yıl'dır. Bu süre içerisinde 2. parti şirket şunları taahhüt eder,
 - a. 1000 km 2D sismik
 - b. 100 km² 3D sismik
 - c. 2 arama kuyusu
6. Anadolu Oil Co. Libya Petrol Bakanlığına projenin aşağıda anılan fazlarında belirtilen miktarda İkramiye (Bonus) ödemeyi taahhüt eder,
 - a. Anlaşma onayı: 5 milyon\$
 - b. Ticari keşif: 3 milyon\$
 - c. Kümülatif üretimin 100 milyon varil'e ulaşması: 4 milyon\$
 - d. "c" maddesindeki üretim miktarı sonrası kümülatif üretimdeki her 100 milyon varil üretim artışı: 4 milyon\$
7. Projede keşif olması ve ticari üretimin başlaması durumunda ruhsatın üretim sahası sınırları belirlenerek geriye kalan alan Libya Petrol Bakanlığı'na devredilecektir [32].
8. İşletme ruhsatına dönüştürülen kısım için proje ömrü 20 yıldır. Bu süre sonunda ruhsat işletme hakları NOC'ye devredilecektir.
9. Ticari keşif ilanı için kuyu üretim miktarı keşif kuyusu için ≥ 1000 varil/gün olmalıdır [33].
10. Ticari Keşif durumunda saha üretim planı NOC onayına müteakiben üretim faaliyetlerine başlanacaktır [33].
11. Arama döneminde yapılacak tüm yatırımlar 2.parti tarafından yapılacaktır.
12. Gelir Paylaşım Mekanizması [32].
 - a. Gelir paylaşımı kar petrolünün paylaşımı esasına dayanacaktır

- b. Paylaşım için R-Faktör hesaplaması kullanılacaktır. Bu hesaplamada kullanılacak olan “Base Factor” ve “R Factor” oranları Çizelge 5.1 ile verildiği gibidir.

Çizelge 5.1. Paylaşım anlaşması faktör oranları

TEMEL (BASE) FACTOR		R-FACTOR (onshore & offshore)		
Üretim (v/gün)	Oran	Aralık	Katsayı	A Factor
1 - 20000	100%	<1,5	1.5	80%
20001 - 30000	80%	1,5 - 3,0	3	60%
30001 - 60000	50%	3,0 - 4,0	4	40%
60001 - 80000	30%	>4	4	20%
>80000	20%			

- c. Arama döneminde yapılan Arama yatırımlarının tümü 2. parti ortak tarafından karşılanacaktır.
- d. Geliştirme döneminde yapılacak yatırımlara NOC %30, 2.parti şirket %70 oranında katılacaktır.
- e. Sahanın üretime geçmesi durumunda işletme yatırımları ortakların hisseleri oranında paylaşılacaktır.
- f. 2.parti ortak yapılan yatırımın kendi payına düşen kısmını %50 oranında geri dönüş mekanizması ile geri alabilecektir.
13. Üretim aşamasında NOC denetiminde olmak kaydıyla piyasa şartlarına uygun olarak üretilen petrolün tümü 2.parti tarafından satılabilecektir [33].
14. Yukarıda anılan yükümlülükler günün şartlarına bağlı olarak karşılıklı müzakere yoluyla tekrar değerlendirilebilecektir. Ancak aksi durumda yükümlülüklerin aksatılması durumunda NOC 2.parti şirkete projeden el çekme yetkisine sahiptir [33].

5.2. Arama Çalışmaları

Yukarıdaki anlaşma şartları kabul edilerek imzalanan anlaşma sonrası sahada daha önce farklı dönemlerde yapılan çalışmalar değerlendirilmeye başlanmıştır. Daha önce aynı ruhsatta 2 farklı şirket faaliyette bulunmuştur. Toplam olarak yapılan çalışmalar şöyledir;

- 2D Sismik: 1240 km
- 3D Sismik: 126 km²
- Arama Kuyusu: 3 adet (2 - kuru kuyu, 1 - petrol emareli)

Anadolu Oil ilk olarak kendisi yatırım yapmadan önce eski sismik veriyi tekrar proses etme ve açılmış olan kuyu verilerini sismik verilerle değerlendirmeyi kısa dönemli strateji olarak belirlemiştir. Yapılan değerlendirme sonucunda mevcut veriler ışığında 2010 yılı Nisan ayında bir arama kuyusu kazmayı uygun bulmuştur. 4 ay süren kuyu sondayı Ağustos ayında tamamlanmış ve şirket büyük bir başarı göstererek petrol keşfi gerçekleştirmiştir.

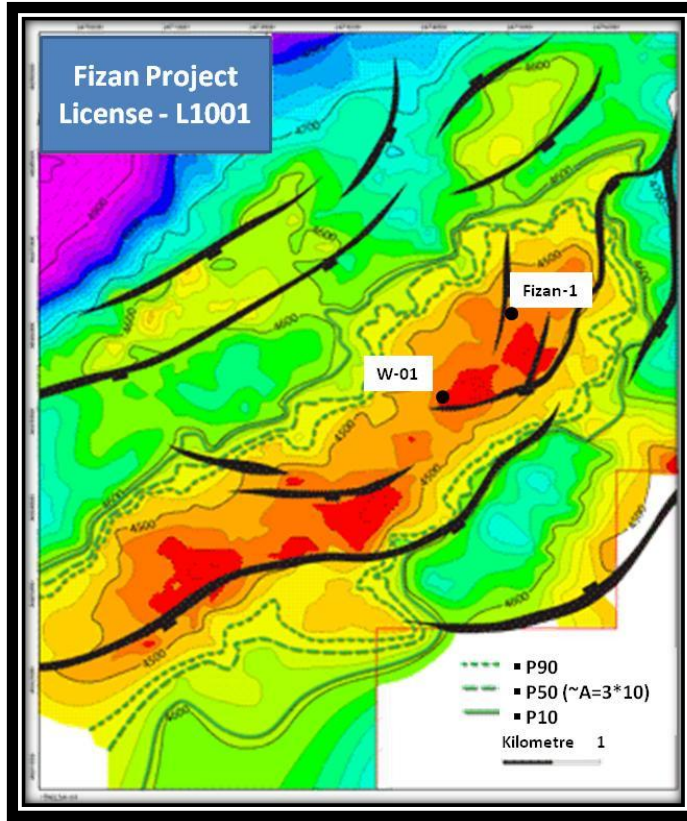
Bu ilk kuyudan alınan veriler doğrultusunda şirket yönetimi petrol bakanlığı ile yapılan anlaşma doğrultusunda bu projenin ekonomik modelinin hazırlanmasını şirketin ekonomik analiz departmanından talep etmiştir. Bu amaçla oluşturulacak model aşağıdaki belirsizlik içeren faktörleri de içerecek şekilde oluşturulmalıdır;

- i. Üretilebilir rezerv miktarı
- ii. Sahanın geliştirme planı
- iii. Petrol fiyatları projeksiyonu
- iv. Yatırım Maliyetleri projeksiyonu

Oluşturulacak model petrol sektöründe uygulandığı şekliyle, üç olasılık değerine ait (P10 – P50 – P90) üç senaryo için hazırlanması istenmektedir. Böylece projenin en iyi ve en kötü durumda ekonomik değerlendirmesi yapılabilecektir.

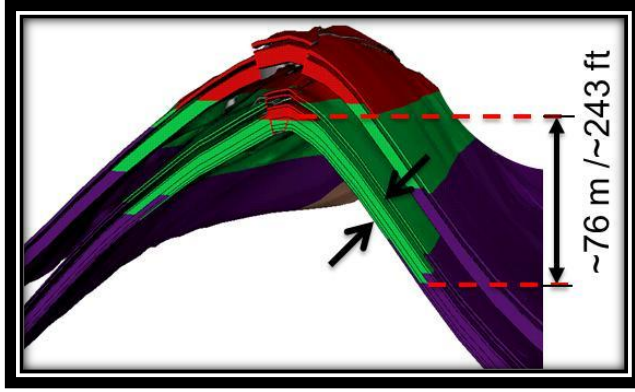
Daha önce sahada yapılmış kuyu verileri ve şirketin 2010 yılında gerçekleştirdiği keşif kuyusu verilerinin laboratuvarında yapılan analiz sonucunda rezerv hesabı için çeşitli veriler elde edilmiştir. Rezervuar çalışmasından sorumlu olan petrol mühendislerine iletilen veriler bir ortalama ve standart sapmadan oluşmaktadır. Yapılacak modellemede girdi olarak kullanılacak verinin çok sınırlı olması bir kısıt olarak karşımızda durmaktadır. Ayrıca elde edilen bu veriler iki kuyudan, büyük oranda ise keşif kuyusunun sağım alanı hakkında bilgi sağlamaktadır. Prospekte ait rezervuarın tümünde bu kuyudan elde edilen verilerin geçerli olacağı hususu ise

büyük oranda belirsizlik ihtiva etmektedir. Rezervuar basıncı, porosite, net pay vb. parametrelerin standart bir geometri ve oluşuma sahip olmayan rezervuarın bütününde homojen olmayacağı kolaylıkla tahminlenebilmektedir. Bu nedenle biz yapı haritası üzerinde yapılan jeofizik değerlendirme ve kuyu verilerinin kimyasal analizi sonucu derlenen verileri gerçek rezervuar davranışını temsil edecek şekilde ortalama ve sapmaları ile modelimize dahil edeceğiz. Şirket Arama departmanının geçmiş sismik verilerin yeniden işlenmesi (re-process) sonucu prospekte ait yapı kontur haritası Resim 5.2 ile verilmektedir.



Resim 5.2. Fizan prospekti kontur haritası

Yapının rezervuar özelliği gösteren kesitinin görünümü ve kesit bilgisi ise Resim 5.3 ile verilmektedir.



Resim 5.3. Fizan prospekti kesit haritası

Çalışma boyunca modelleme çalışması öncelikle ve detaylarıyla P50 senaryosu üzerinden yürütülecektir. Daha sonra P10 ve P90 senaryoları için hazırlanan model verileri ve sonuçları verilerek ilerlenecektir.

Rezerv hesaplama yöntemi seçimi

Tez çalışmamızda projenin modellenmesi süreci rezervuar modeli ve sonrasındaki ekonomik çalışmaları kapsayacak şekilde tasarlanmıştır. Bu amaçla rezervuar ve sonrasındaki proje yönetim süreci çalışmamızın çerçevesini oluşturacaktır.

Rezervuar hesabı temel olarak beş yöntem kullanılarak yapılabilmektedir [52].

- Hacimsel Analiz (Volumetrik Analysis)
- Malzeme Denge Analizi (Material Balance)
- Rezervuar Sınır Kuyu Testi (Reservoir Limit Well Testing)
- Azalış Eğri Analizi (Decline Curve Analysis)
- Sayısal Rezerv Benzetimi (Numerical Reservoir Simulation)

Bu yöntemlerin herbirinin kullanımı için belirli şartların sağlanması ve bazı verilerin elde edilmiş olması gerekmektedir. Bu gereklilikler şunlardır [52].

- Material Balance*; Kuyu üretim verisi kullanır. Kuyudan belirli bir dönem üretim yapılmış olması gerekir.

- b. *Reservoir Limit Well Testing*; Kuyunun zamana bağılı basınç değişim verilerinin elde edilmiş olması gerekir.
- c. *Decline Curve Analysis*; Üretim oranındaki zamana bağılı değişim verisine ihtiyaç vardır.
- d. *Numerical Reservoir Simulation*; Rezerv geometrisi, jeofizik, jeostatik, üretim vb tüm rezerv ve üretim verilerinin bulunması gerekir. Hem rezervuar yapısı hem de üretim sürecinin bütününe işler ve tanımlı olması gereklidir.

Yukarıda diğer dört rezerv hesap yönteminin gereksinimleri belirtilmiştir. Bu veriler Anadolu Oil Co. proje ekibinin henüz sahip olmadığı verilerdir. Bu verilere sahip olmak için sahanın bir miktar daha geliştirilmiş ve belirli bir dönem tek kuyu dahi olsa üretim gerçekleştirilmiş olması gerekmektedir. Anadolu Oil Co. proje ekibi olarak projemizin bu erken döneminde biz Volumetric Analysis yönteminin kullanılması uygun bulunmuştur. Çünkü bu yöntem en az düzeydeki veri ile yürütülebilecek niteliktedir. Bu yöntemin kullanımı için rezervuarın hacim hesabı, bu hacim içerisindeki yerinde ve Üretilebilir petrol-doğalgaz hesabı için gerekli parametrelerin bulunması ile bazı keşif test ve ilk üretim verisinin bulunması yeterli olabilmektedir.

Hacimsel (Volumetric) Analiz hesabında gerekli olan parametreler şunlardır [52].

- N_r : Üretilebilir rezerv miktarı
- A : Rezervuar alanı (acre)
- h : Rezervuar kayanın yüksekliği (feet)
- Φ : Porosite
- Swi : Su doygunluğu
- Boi : Başlangıç petrol formasyonu hacim faktörü
- Rf : Kurtarım faktörü (Rezervuardaki petrolün üretilebilecek oranı (%))

Hacimsel Analiz yöntemine göre rezervuardaki üretilebilir petrol miktarı hesabı için gerekli işlem (5.1) formülü ile verilmektedir.

$$Nr = \frac{7758.A.h.\Phi(1-Swi).Rf}{Boi} \quad (5.1)$$

5.3. Rezervuar Modeli

Şirket arama ekibi tarafından şuana kadar yürütülen sismik analizler ve açılan kuyulardan elde edilen labaratuvar analizleri sonucunda rezervuar hakkında Çizelge 5.2 ile verilen bilgiler elde edilmiştir.

Çizelge 5.2. Fizan prospekti rezervuar parametreleri ve mevcut veriler

	Ortalama	Std. Sapma	Minimum	Most likely	Maksimum
A - Alan (acre)	7.413	650			
h - Net Pay (feet)	242	14			
Φ - Porozite (%)	22,0%	2,2%			
Swi - Su Doygunluğu (%)			19,2%	20,2%	21,1%
Rf - Kurtarım Faktörü (%)	33,4%	2,4%			
Boi - Hacim Faktörü	1,32	0,03			
Petrol Gravitesi (API)	33	-			
Formasyon derinliği(mt.)			2.100	2.620	3.250

Rezervuar yapısının alanı “3 km * 10 km”, rezervuar kayanın mineral barındıran kalınlığı ortalama değeri ise 76 metre kadardır. Ancak formülasyonda alan için acre, yükseklik için feet dönüşümleri sağlanmıştır.

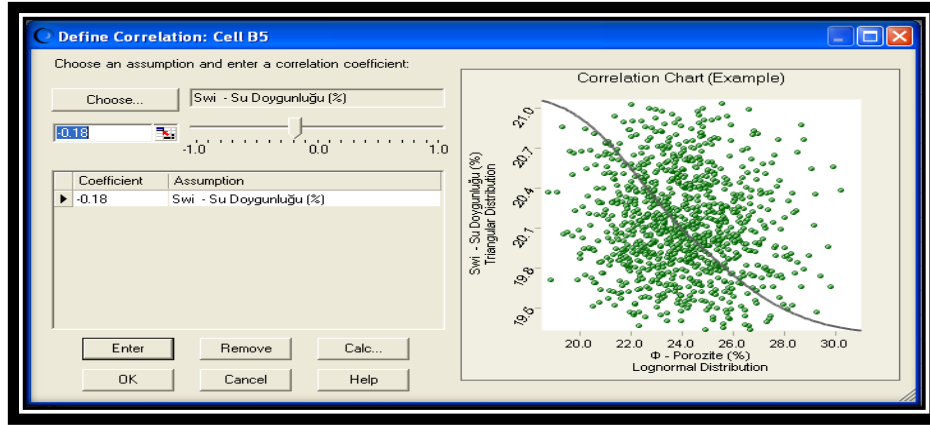
Rezervuardaki petrol miktarını hesaplayabilmemiz için elimizde kısıtlı miktarda veri bulunmaktadır. Üzerinde çalışılan rezervuarın gerçek hayattaki davranışını tanımlayabilmek amacıyla rezervuarı oluşturan tüm parametreler kendi içerisinde birer dağılım olarak tanımlanarak modele dahil edilecektir. Bu aşamada her bir parametre için hangi dağılımın kullanılması gerektiğine karar verilmelidir. Petrol sektöründe, özellikle volumetrik yöntemle rezerv hesabının yapıldığı türde az veri ile yapılan modellemelerde her bir parametrenin, proje yöneticileri aksi yönde fikir sunmadığı sürece lognormal dağılım gösterdiği kabul edilir. Lognormal dağılım

kullanımı belirsizlik içeren bir parametre değerinin, pozitif yönde sınır olmaksızın artış gösterebileceği ancak alt limit olarak belirli bir değerle sınırlandırıldığı durumlar için uygundur. Petrol projelerinde rezervuar, üretim vb. değerlerin olabildiğince büyük olması arzu edilir. Bu değerlerdeki artış projenin kârlılığını artırıcı yönde etki sağlayacaktır. Ancak proje yöneticileri proje parametre değerlerinin hedeflenen değerlerin altında kalmasını arzu etmezler, zira bu durum projenin zarara girmesine neden olacaktır. Dolayısıyla parametrelerin bir alt limit ile sınırlandırılmasını tercih ederler. Lognormal dağılım sektör uzmanlarının petrol proje parametreleri için arzu ettikleri şartları yerine getiren bir nitelik sunmaktadır [6]. Sektörel uzmanlar için bir kısıtlı veri ile analiz yapılması durumunda diğer alternatif ise üçgensel (triangular) dağılımın kullanımıdır [32].

Mevcut analiz verilerine bağlı olarak Su Doygunluğu ve Formasyon Derinliği parametreleri üçgensel, diğer parametreler lognormal dağılım olarak tanımlanmıştır. Parametrelerin Crystal Ball risk analiz programı vasıtasıyla birer dağılım olarak tanımlanmaktadır. Programda dağılımların tanımlanması sırasında kullanılan program ara yüzleri Ek-1 ile verilmiştir. Yapılan analizler sonucunda bazı parametreler arasında korelasyon bulunduğu da belirtilmiştir. Bu parametreler arasındaki ilişkinin de verilen katsayılar ile modele ilave edilmesi modelin gerçeğe yakın biçimde kurulabilmesi için gereklilik arz etmektedir. Analiz sonucunda parametreler arasında saptanan ilişkiler şunlardır.

- Alan / Net Pay (yükseklik) ~ %26
- Porosite / Su Doygunluğu ~ -%18

Bu ilişkileri de gözönünde bulundurarak herbir parametre bir kabul (assumption) olarak tanımlanacak ve ileride modelimiz için bir girdi olarak kullanılacaktır. Tanımlama amacıyla Crystal Ball benzetim programında girdi tanımlama (Define Assumption) menüsü kullanılmaktadır [32]. İlgili arayüz ekranı Ek-1 ile verilmiştir. Herbir parametre bir dağılım olarak tanımlanırken bu parametrenin ilişki içerisinde bulunduğu diğer parametreler ile de ilişkisi yine bu menüde Şekil 5.1 ile veildiği şekilde tanımlanmaktadır [32].



Şekil 5.1. Rezervuar parametreleri arasında korelasyon

Çizelge 5.3. Fizan projesi rezervuar model

Rezervuar Parametre Verileri									
	Dağılım	Korelasyon (%)	Ortalama	Std. Sapma	Minimum	Most likely	Maksimum		
1									
2									
3	A - Alan (acre)	-	7.413	650					
4	h - Net Pay (feet)	-	243	14					
5	Φ - Porozite (%)	26	22,0%	2,2%					
6	Swi - Su Doygunluğu (%)	(18)			19,2%	20,2%	21,1%		
7	Rf - Kurtarım Faktörü (%)	-	33,4%	2,4%					
8	Boi - Hacim Faktörü	-	1,32	0,03					
9	Petrol Gravitesi (API)	-	33	-					
10	Formasyon derinliği(mt.)	-			2.100	2.620	3.250		
11									
12	Rezerv Miktarı (milyon v)								
13	Yerinde	#DIV/0!							
14	Üretilabilir	#DIV/0!							

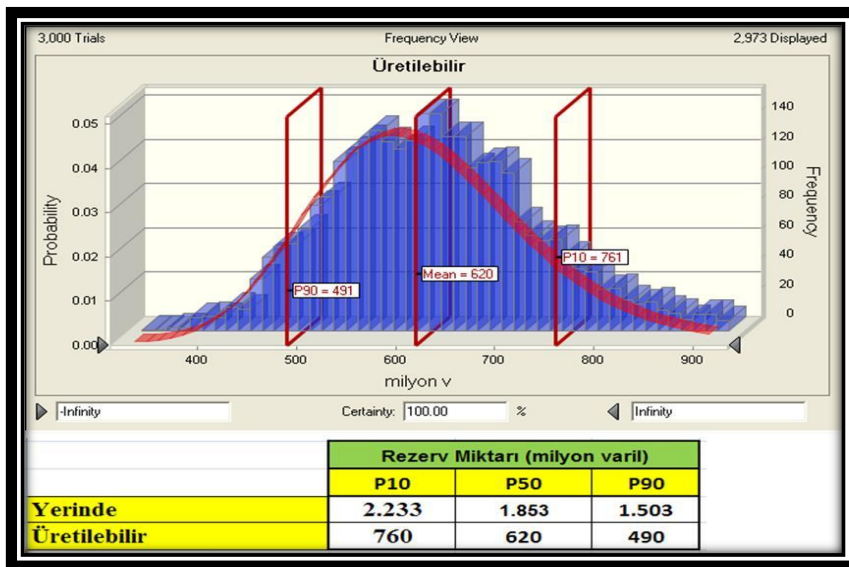
Model rezervuarın gerçek davranışını yansıtabilmek amacıyla sistem için girdi olan her bir parametre Çizelge 5.3'te verildiği şekilde bir dağılım olarak tanımlanmıştır. İlgili parametreleri kullanarak model çıktısı olan rezerv formülü Eş. 5.1 ile verildiği şekilde Yerinde ve Üretilabilir petrol miktarı için yazılmıştır. Bu iki hücre modelimiz için birer çıktı (forecast) olarak programda tanımlanmıştır [32]. Programda çıktı tanımlamak için kullanılan program arayüzleri ve örnek bir çıktı analiz ekranı Ek-3 ile verilmiştir. Tüm parametreler örneklem değeri olan mevcut veriler kullanılarak

birer dağılım olarak tanımlanmıştır. Örneklem değerleri kullanılarak ve dağılım türü seçilerek genel çerçevesi belirlenen dağılımların, temsil ettikleri popülasyonların nasıl bir davranış sergilediğini belirleyebilmek için benzetime ihtiyaç duyulmuştur. Benzetimin dolayısıyla programın çalıştırılması için gereken ayarların yapıldığı program arayüzleri Ek-4 ile verilmiştir. MCB tekniği kullanarak uygulanacak olan benzetimin temel özellikleri aşağıdadır [32].

Benzetimte kullanılacak özellikler şunlardır;

- Benzetim 3000 örneklem (iterasyon) kullanılarak gerçekleştirilecek.
- Rassal sayılar farklı dizilimlerde kullanılacak.
- Güven düzeyi %98 olacak.
- İstatistik sonuçları temelde P10, P50, P90 olmak üzere üç olasılık değeri için oluşturulan üç senaryo için belirlenecek. Bu ayarları tamamladıktan sonra oluşturduğumuz model için benzetimi çalıştıralım.

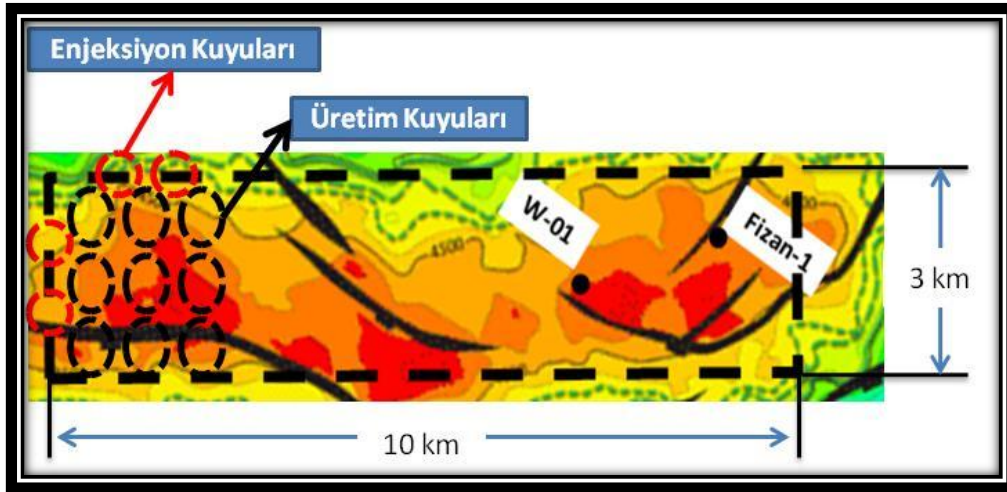
Bizim için yerinde rezerv de önemli olmakla birlikte yatırım, üretim, gelir planlaması ve proje ekonomisinin oluşturulabilmesi için üretilebilir rezerv esas olmaktadır. Yapılan benzetim çalışması sonucunda Şekil 5.2 ile verilen rezerv değerlerine ulaşılmıştır.



Şekil 5.2. Fizan projesi rezervuar değerleri

Bu aşamadan sonra sahanın üretim planı ve kuyu yatırımlarının dağılımı probleminin çözülmesi gerekecektir.

Prospektin rezervuar özelliği gösteren bölümü yaklaşık olarak bir dikdörtgen biçimindedir. Boyutları yaklaşık olarak “3 km * 10 km”dir. Bu alanda yer alan petrolün sağımı için Şekil 5.3 ile verildiği gibi eşit mesafeleri içerecek tarzda bir planın oluşturulması ilk anda yapılacak plan için uygun görülmektedir. Her ne kadar kuyular için üretim debilerinin farklılık arzemesi bir sorun olarak ileride karşımıza çıkabilecek olsa dahi ilave kazılacak enjeksiyon kuyuları ile bu farklılığın büyük oranda giderilmesi mümkün görünmektedir. Sahada üretilecek olan tüm petrolün tek bir tesise boru hatları ile aktarılacak burada işlenecek olması tesis tasarımında herhangi bir sorun oluşmasını engellemektedir.



Şekil 5.3. Fizan prospekti üretilecek rezervuar alanı ve kuyu tasarımı

Kuyuların yıl içerisinde yaklaşık olarak 350 gün üretim yapacağı varsayılmaktadır. Bir kuyunun kazılması için sondaj kulesinin lokasyona taşınması, kurulumu, sondaj süresi ve kuyu tamamlama için toplanması işlemleri yaklaşık olarak 4 ay kadar sürmektedir. Anadolu Oil Co. proje ekibinde yer alan üretim uzmanları 2 sondaj kulesi kiralarak faaliyetlerini yürütmeyi uygun görmektedirler. Bunun üç nedeni vardır. Birincisi petrol fiyatlarının yüksek oluşu nedeniyle Libya’da faaliyet gösteren ve sondaj yapmak isteyen şirket sayısının çok oluşu nedeniyle kule temininde yaşanan sıkıntı. İkincisi çok sayıda kule ile yapılacak sondajı yönetecek yeterli

uzmanın Anadolu Oil bünyesinde yer almaması. Sonuncu neden ise orta ve uzun dönemli sözleşmeler imzalayarak sondaj yapılması durumunda rezervuar vb. yapısal özelliklerin beklenen şekilde olmaması sonucu planda yapılması gereken muhtemel revizyonları gözönüne alarak sondaj faaliyetlerinin temkinli şekilde yürütülmesi gerekliliğidir. Sahanın üretim planını oluşturabilmek için öncelikle sahadaki bir kuyunun davranışının incelenmesi gereklidir. Bu amaçla kuyu sağım alanı (üretim), kuyu üretim profili, anlaşıma dönemince toplam üretim miktarı, yıllık üretim gerileme oranı gibi parametrelerin tanımlanması gerekmektedir.

Petrol sektöründe proje değerlendirme çalışması 3 olasılık değerine ait üç farklı senaryo (P10 - P50 - P90) için gerçekleştirilip daha sonra bu 3 farklı değer gözönünde bulundurularak projeye girip girmeme, yatırım tesis kapasitesi, boru hattı kapasitesi vb kararlar verilir. Bu çalışmada en olası değer olarak tanımlanan ve karar sürecinde de çekirdeği oluşturan P50 senaryosu için plan oluşturularak ilerlenecektir. Daha sonra aynı süreç P10 ve P90 senaryoları için işletilerek karar aşamasına ulaşılacaktır.

5.4. Üretim Modeli

5.4.1. P50 senaryosu üretim planı

Üretim modelini oluşturmak amacıyla proje ekibi tarafından P50 senaryosu için verilen kuyu üretim parametrelerin herbiri birer dağılım olarak tanımlanacaktır. Buna bağlı olarak öncelikle kuyu üretim profilini belirlenecek, daha sonra bu sahanın kaç kuyu ile sağılması gerektiğine karar verilecektir. Petrol proje modellemesinde az veri ile analiz yapılması gerektiği hallerde, eğer proje uzmanları tarafından özel bir dağılım türü önerilmiyorsa genel eğilim lognormal dağılımın kullanımıdır [6]. Burada kullanılacak dağılım türü yine lognormal dağılım olacaktır. Keşif kuyusu için geçerli olan verilerin rezervuarın genelinde yaklaşık olarak benzer davranış gösterdiği, sapmalar olması durumunda enjeksiyon ilave kuyuları açılarak ve veya asitleme gibi operasyonlar ile düşük olan yerlerde üretimin artırılacağı öngörülmektedir.

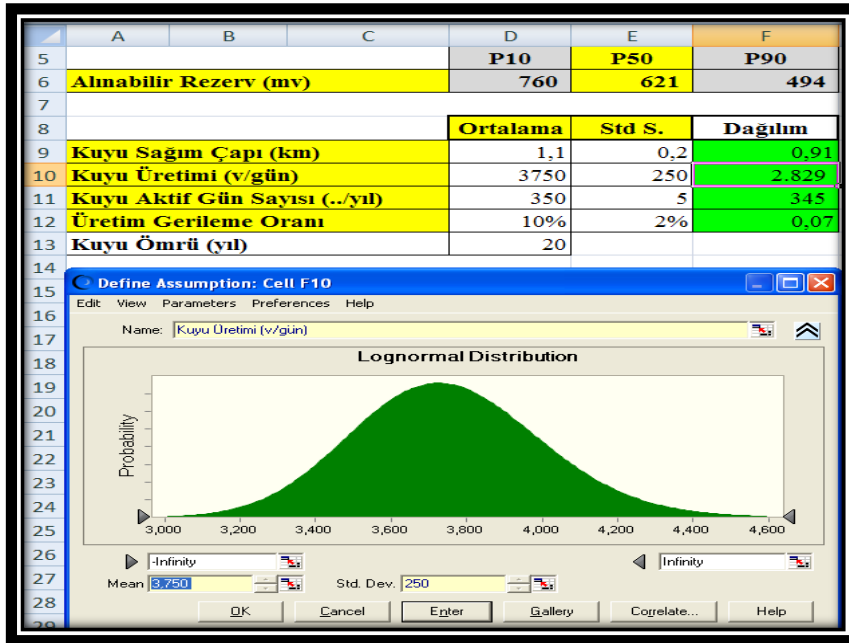
Keşif kuyusundan elde edilen, hem kuyu hem de saha üretim planlarının hazırlanmasında kullanılacak olan kuyu test verileri Çizelge 5.4 ile verilmektedir.

Çizelge 5.4. Kuyu test verileri

	Ortalama	Std S.	Dağılım
Kuyu Sağım Çapı (km)	1,1	0,2	0,91
Kuyu Üretimi (v/gün)	3750	250	2.829
Kuyu Aktif Gün Sayısı (../yıl)	350	5	345
Üretim Gerileme Oranı	10%	2%	0,07
Kuyu Ömrü (yıl)	20		

Kuyu ile ilgili elde edilmiş labaratuvar verileri tek kuyudan elde edilmiş olması nedeniyle oldukça sınırlı miktardadır. Hem verinin az miktarda oluşu hem de sektörel verilerde genel eğilim doğrultusunda her bir parametre için modelde lognormal dağılım kullanılacaktır. Modellemenin bu aşamasında, veri sahibi olunan 4 parametre birer dağılım olarak tanımlanacak, burada elde edilen dağılımlar kuyu üretim planının oluşturulmasında kullanılacaktır.

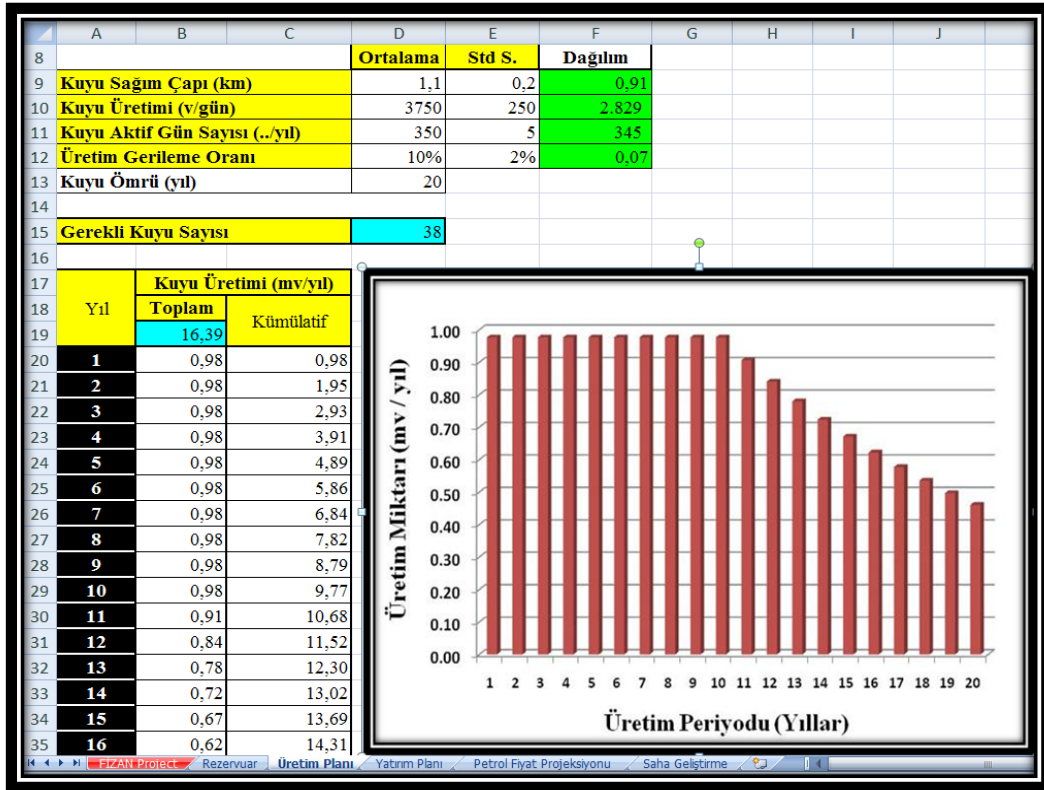
Çizelge 5.5. Üretim parametreleri ve dağılım verileri



Çizelge 5.5 ile verildiği şekilde modellenen verilere göre rezervuar mühendislerinin kuyu üretim profili ile ilgili beklentisi, kuyunun enjeksiyon kuyuları ile üretime alındığı ilk dönemden itibaren yaklaşık 10 yıl kadar plato üretim düzeyini koruyacağı, daha sonrasında kuyunun gerileme dönemine gireceğidir. Bu dönemin de anlaşma ömrü olan 20 yıllık periyot süresince logaritmik bir azalış ile devam edeceğini öngörmektedirler. Kuyunun yıllık üretimi için gerekli işlem Eş. 5.2 ile verilmektedir.

$$\text{Kuyu Üretimi (m.v./yıl)} = \text{K.Üretimi (v/g)} * \text{K.Aktif Gün Sayısı} * (1 - \text{Ü. Gerileme Oranı}) \quad (5.2)$$

Bir kuyu için üretim hesabı ilk on yıl için kuyunun günlük üretim değeri (dağılım değeri) ile kuyunun yıl içinde üretimde yaptığı gün sayısı ile çarpılarak hesaplanmaktadır. İlk on yıl sonunda üretim miktarı her yıl bir önceki yıla oranla üretim gerileme oranı (dağılım değeri) nispetinde azaltılmaktadır.



Şekil 5.4. Kuyu üretim profili

Sahada rezervuardaki petrolün üretilmesi için gerekli olan kuyu sayısı ise toplam rezervin bir kuyunun ömrü boyunca toplam üretim miktarına bölünmek suretiyle hesaplanmaktadır. Birer çıktı olarak (forecast) tanımlanan toplam kuyu üretimi ve gerekli kuyu sayıları yine tüm model için yapılan 3000 iterasyonluk benzetim sonucunda Şekil 5.4'te verildiği şekilde elde edilmiştir.

Bir kuyunun 20 yıllık üretim ömrü içerisinde toplamda yaklaşık ortalama 20,1 milyon varil petrol üreteceği hesaplanmıştır. Sahanın tümünde açılacak olan kuyuların benzer davranış göstereceği varsayımı altında sahanın yaklaşık 31 kuyu ile sağılması gerekecektir. Rezervuar analizleri sonucunda aşağıdaki veriler elde edilmiştir.

Verilen kuyu sağım çapı grafiği de yaklaşık olarak kuyuların 1 – 1,1 km aralıkla açılmasının sahanın sağımı için yeterli olduğunu göstermektedir. Sahanın rezervuar özelliği gösteren alanı “3 * 10 km” boyutlarında, yaklaşık olarak bir dikdörtgen biçiminde olduğu göz önüne alınarak 30 kuyunun yeterli olacağı öngörülmektedir. Kuyu lokasyonlarının projenin ilerleyen adımlarında açılacak kuyu verilerine bağlı olarak 0,9 – 1,3 km aralıklarla belirlenmesi uygun bir çözüm olarak belirlenmiştir.

Kuyu sondaj planının oluşturulması aşamasında ise sondaj kule sayısı ve sondaj süresi bir kısıt olarak karşımızda durmaktadır. Daha önce bir kulenin gerekli tüm operasyonları ile birlikte bir sondaj için gerekli sürenin yaklaşık 4 ay olduğundan bahsedilmişti. Bu kısıtlar gözönünde bulundurulduğu zaman kuyu planı aşağıdaki şekilde oluşturulacaktır. Sondaj faaliyetinde bir kuyuda biraz hızlı ilerlenmesi diğerini hızlandırabilecektir. Ancak yıllık toplamda ve toplam sondaj sürecinde yaklaşık olarak bu sürelerin geçerli olduğu kabulü yapılmaktadır.

Proje ekibi yüzey tesisleri ve boru hatlarının inşası için hizmet (servis) şirketleri ile sahada keşif yapılmasına takiben Eylül ayında başlamıştır. Konusunda uzman olarak değerlendirilen çeşitli servis şirketleri ile yapılan görüşmeler neticesinde üretim tesislerinin 2014 yılı Ocak ayından önce teslim alınamayacağı anlaşılmıştır. Yine burada da birkaç faktör etkilidir. Yüzey tesisinin büyük oluşu, sektörde petrol fiyatlarının yüksek oluşu nedeniyle projelerde yoğunluk yaşanması sıralanabilir.

2010 yılı yazında Fizan-1 kuyusunu kazın sondaj kulesine ilave olarak, 2010 yılı Kasım ayında ilave bir kule ile 5 yıllık hizmet anlaşması imzalanmıştır. Ancak bu kule mevcut işleri nedeniyle ancak Mayıs 2011 itibariyle Fizan Proje'sinde sondaja başlayacaktır. Ayrıca yine Kasım 2010'da üretim kuyuları etrafına üretimi artırmak amacıyla su enjeksiyon kuyusu kazacak bir kule ile yine 5 yıllık hizmet anlaşması imzalanmıştır. Bu hizmet sağlayıcı kule şirketi ile yıllık belirtilen sayılarda enjeksiyon kuyusu kazmak üzere anlaşmaya varılmıştır.

Bu durumda projenin kuyu sondaj planının beş yılda tamamlanması öngörülmektedir. Beş yıllık kuyu planı Çizelge 5.6 ile ve bir kuyunun 20 yıllık üretim planı Çizelge 5.7 ile verilmiştir.

Çizelge 5.6. P50 senaryosu kuyu sondaj planı

	Toplam	Faz-1				Faz-2	Faz-3
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Üretim Kuyusu (adet)	30	1	5	6	6	6	6
Enjeksiyon Kuyusu (adet)	12		3	3	2	2	2

P50 senaryosu için 3000 iterasyonluk benzetim modeli çalıştırılarak bir kuyu için yirmi yıllık anlaşma dönemini kapsayan üretim modeli oluşturulmuştur. Rastgele bir iterasyon için üretim planı Çizelge 5.7 ile verilmiştir.

Çizelge 5.7. P50 senaryosu kuyu üretim planı

	Kuyu Üretim Planı (mv/yıl)													
	1	2	...	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Yıllık	0,98	0,98	...	0,98	0,91	0,84	0,78	0,72	0,67	0,62	0,58	0,54	0,50	0,46
Kümülatif	0,98	1,95	...	9,77	10,68	11,52	12,30	13,02	13,69	14,31	14,89	15,43	15,92	16,39

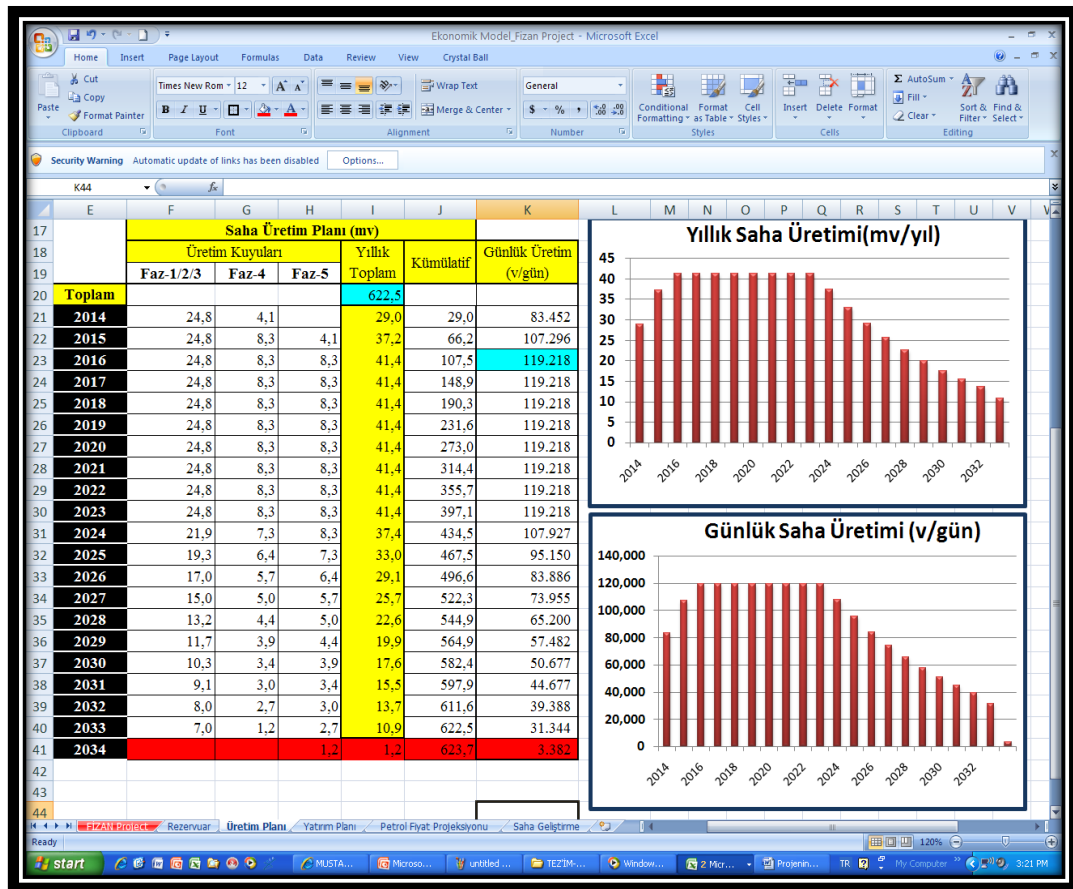
Çizelge 5.6 ile verilen plana göre üretim tesisinin devreye alınacağı 2014 yılı itibariyle ilk 3 yılda kazılacak olan 18 üretim kuyusu tamamlanmış olacaktır. 2014'te kazılacak üretim kuyularının 2014 yılında %50 oranında üretmesi planlanmaktadır.

Aynı şekilde 2015 yılında kazılacak kuyuların da 2015 içinde %50 üretmesi planlanmaktadır. Buna göre ticari üretimin başlangıç dönemi gözönünde bulundurulduğunda kuyuların üç aşamada devreye girmesi öngörülmektedir.

- Faz-1 : 2010-2013 arasında açılan ve üretim tesisi inşaatı ile üretime alınan kuyular (18 adet)
- Faz-2 : 2014 yılında kazılıp, ilk yıl %50 verimle (%50 üretim) çalışan kuyular (6 adet)
- Faz-3 : 2015 yılında kazılıp, ilk yıl %50 verimle çalışan kuyular (6 adet)

Sahanın yıllık üretim hesabı için kullanılan formül Eş. 5.3 ile verilemektedir.

$$\text{Yıllık Üretimi} = \text{Faz1 Kuyu Sayısı} * \text{Kuyu Üretimii} + \text{Faz2 Kuyu Sayısı} * \text{Kuyu Üretimii} + \text{Faz3 Kuyu Sayısı} * \text{Kuyu Üretimii} \quad (5.3)$$



Şekil 5.5. Fizan projesi saha üretim planı

Üç fazda gerçekleştirilecek kuyu planı ve 2014'te yüzey tesislerinin faaliyete geçeceği öngörüsünden yola çıkarak oluşturulan günlük ve yıllık üretim planları Şekil 5.5 ile verilmiştir. Grafikler incelendiğinde sahanın 3 üretim dönemi geçirdiği görülmektedir [8].

- i. İnşa dönemi
- ii. Plato dönemi
- iii. Gerileme Dönemi

Sahanın resmi olarak üretim ve petrol pazarlamaya başlaması planlanan 2014 yılı, anlaşmaya göre ticari üretim dönemi olarak kabul edilecek ve sahanın 20 yıl süreyle, 2033 yılına kadar (2033 yılı dahil) petrol üretmesine müsaade edilecektir. Bu duruma göre benzetim modelini çalıştırdığımız zaman üretim verileri aşağıdaki şekilde toplamda 614 milyon varil düzeyinde oluşmaktadır. Üretim planları oluşturulduktan sonra, üretim paylaşım modeli oluşturulması aşamasında üretim profilleri girdi olarak kullanılacaktır.

5.4.2. P10 senaryosu üretim planı

Rezervuar modeli sonucu P10 olasılık değeri için alınabilir rezerv miktarı yaklaşık 760 milyon varil olarak hesaplanmıştır. Bu rezervin sağımı için P50 senaryosu için detaylı anlatıldığı şekilde P10 senaryosu için de model kurulmuştur. Kuyu sondaj planı Çizelge 5.8 ile verilmektedir.

Çizelge 5.8. P10 senaryosu kuyu sondaj planı

	Toplam	FAZ-1				FAZ-2	FAZ-3
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Üretim Kuyusu (adet)	28	1	5	6	6	6	4
Enjeksiyon Kuyusu (adet)	9			3	3	3	

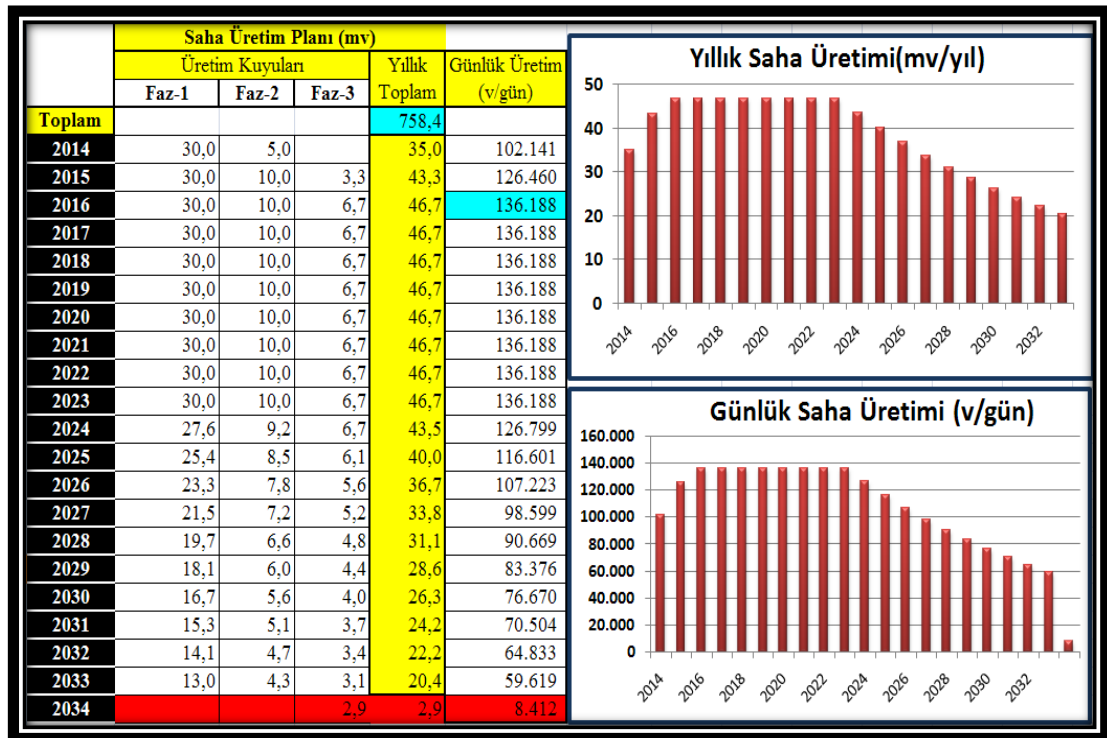
Bu modelin 3000 iterasyonluk benzetim modeli çalıştırılması sonucu gerekli kuyu sayısı 28 adet olarak belirlenmiştir. Ayrıca üretim mühendisleri tarafından 28 üretim

kuyusunda akışı desteklemek için 9 enjeksiyon kuyusu kazılması gerektiği belirlenmiştir.

Çizelge 5.9. P10 senaryosu kuyu üretim planı

	Kuyu Üretim Planı (mv/yıl)													
	1	2	...	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Yıllık	1,66	1,66	...	1,66	1,48	1,32	1,18	1,05	0,94	0,83	0,74	0,66	0,59	0,53
Kümülatif	1,66	3,32	...	16,58	18,06	19,38	20,55	21,60	22,54	23,37	24,12	24,78	25,37	25,90

Yine P10 senaryosuna ait, bir kuyu için elde edilen ve anlaşma dönemini kapsayacak olan 20 yıllık üretim planına ait rastgele bir iterasyon için üretim planı Çizelge 5.9 ile verilmiştir. P50 senaryo üretim modelinde detaylı anlatıldığı şekliyle burada P10 senaryosu için saha üretim planı bir kuyunun üretim profili kullanılarak üç faz için modellenmiştir. P10 senaryosu için oluşturulan üretim planı Şekil 5.6’da verilmiştir.



Şekil 5.6. Fizan projesi P10 senaryosu üretim planı

5.4.3. P90 senaryosu üretim planı

Rezervuar modeli sonucu P90 olasılık değeri için alınabilir rezerv miktarı yaklaşık 490 milyon varil olarak hesaplanmıştır. Bu rezervin sağımı için P50 senaryosu için detaylı anlatıldığı şekilde P90 senaryosu için de model kurulmuştur. Bu modelin 3000 iterasyonluk benzetim modeli çalıştırılması sonucu gerekli kuyu sayısı 47 adet olarak belirlenmiştir. Ayrıca proje üretim mühendisleri tarafından 47 üretim kuyusunda akışı desteklemek için 22 enjeksiyon kuyusu kazılması gerektiği belirlenmiştir. Burada kuyuların iki fazda tamamlanması planlanmaktadır. Kiralanacak sondaj kulesi sayısına bağlı olarak 2014 yılı sonunda 47 kuyunun tamamlanması öngörülmektedir. Bu senaryo için sondaj planı Çizelge 5.10 ile verilmiştir.

Çizelge 5.10. P90 senaryosu kuyu sondaj planı

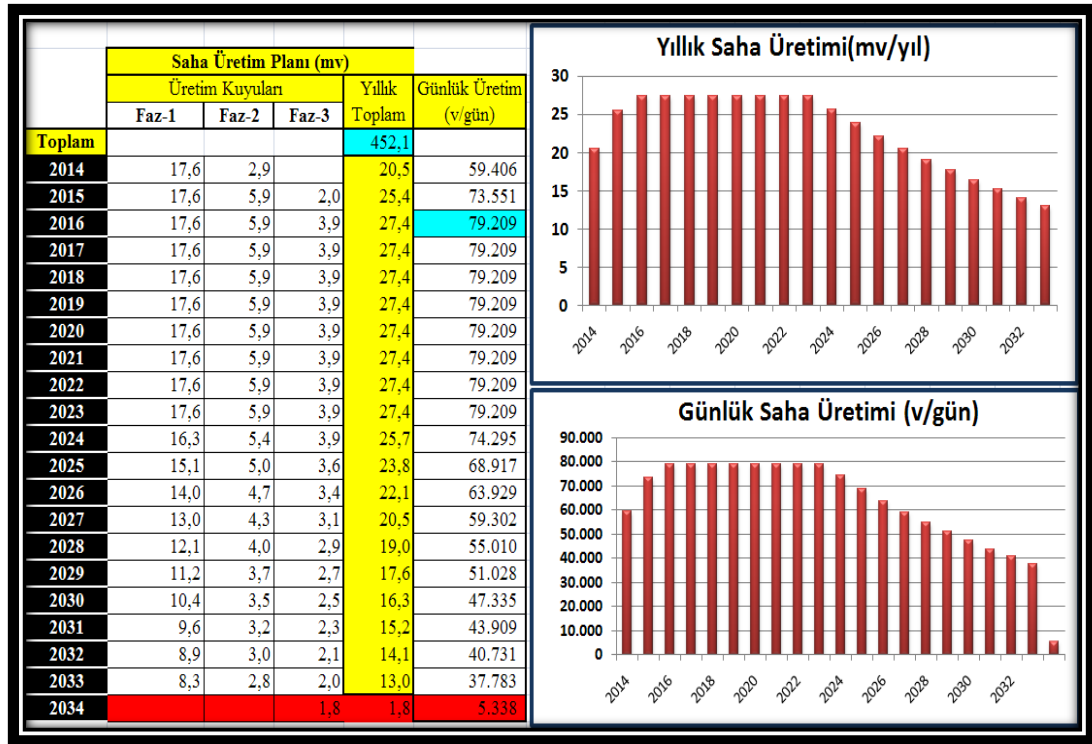
	Toplam	Faz-1				Faz-2	Faz-3
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Üretim Kuyusu (adet)	47	1	8	12	12	8	6
Enjeksiyon Kuyusu (adet)	22		4	6	6	6	

Çizelge 5.11. P90 senaryosu kuyu üretim planı

	Kuyu Üretim Planı (mv/yıl)													
	1	2	...	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Yıllık	0,69	0,69	...	0,69	0,61	0,54	0,48	0,43	0,38	0,34	0,30	0,26	0,23	0,21
Kümülatif	0,69	1,39	...	6,94	7,55	8,10	8,58	9,01	9,38	9,72	10,02	10,28	10,51	10,72

Bir kuyu için P90 senaryosu üretim modeli içerisinde, rastgele bir iterasyona ait yirmi yıllık üretim planı Çizelge 5.11 ile verilmiştir. Bu plan kullanılarak 47 üretim kuyusunun üç fazda üretime gireceği gözönünde bulundurularak saha üretim planı hazırlanmıştır.

P90 senaryosu için oluşturulan üretim planı Şekil 5.7’de verildiği gibidir.



Şekil 5.7. Fizan projesi P90 senaryosu üretim planı

5.5. Yatırım Modeli

5.5.1. P50 senaryosu yatırım planı

Proje yatırım planı birkaç temel başlık altında toplanmaya çalışılacaktır. Bunlar sahanın üretimi için petrol ve enjeksiyon kuyuları, yüzey tesisleri ve boru hatlarıdır. Tüm bu çalışmalarda reel veriler kullanılacaktır. Petrol sektöründe de genel eğilim proje ekonomisini reel değerler üzerinden oluşturarak projenin bugünkü büyüklükleri üzerinden karar vermek yönünde olduğu için genel sektörel uygulama ile paralel yönde hareket edilmiş olunacaktır.

Kuyu yatırımları

Proje kapsamında 2 tür sondaj gerçekleştirilmesi planlanmaktadır. Bunlar üretim ve enjeksiyon kuyularıdır. Sondaj kulesi için her iki tür kuyunun da aldığı süre ve kuyu maliyetleri yaklaşık olarak aynıdır. Sondaj kulesi kiralari her iki kule için de günlük \$40.000 olarak belirlenmiş ve anlaşmalar reel olarak bu değer üzerinden

belirlenmiştir. Yine kuyu hizmet anlaşmalarına göre piyasa şartlarındaki değişikliklere bağlı olarak yıllık piyasa ortalama fiyatını yakalayacak düzeyde günlük sondaj ücretinde yıldan yıla artırım yapılacaktır. Sahada P50 senaryosuna göre kazılacak olan kuyu adetleri Çizelge.. ile verilmektedir.

Sektörde sondaj kuleleri günlük çalışma ücreti için anlaşma yaptıklarından, proje sondaj maliyetinin belirlenmesi için kuyuların sürelerine ve günlük kule maliyetlerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Çizelge 5.12. Sondaj süresi ve maliyet verileri

	Ortalama	Std. Sapma
<i>Sondaj Süresi (gün)</i>	120	10
<i>Kule Maliyeti (\$/gün)</i>	40,000	

Libya Murzuq Baseni'nde geçmiş sondaj çalışmalarına ait veriler incelenmiş, Çizelge 5.12 ile verildiği şekilde ilgili hidrokarbon baseninde sondaj süresi ortalamasının 120 gün, standart sapmanın ise 10 gün olduğu görülmüştür. Çizelge 5.13 ile verilen sondaj süresi lognormal dağılım olarak tanımlanmıştır. 2010 için kuyu maliyeti ortalaması \$40.000 olarak belirlenmiştir [69]. Kuyular ilgili yıllara dağıtıldıktan sonra kulenin çalışacağı gün sayısı ve günlük kule maliyet dağılım verileri kullanılarak yıllara bağlı kuyu yatırımları hesaplanmıştır. Yıllık sondaj maliyet hesabı için kullanılan işlem Eş. 5.4 ile verilmektedir.

$$\text{Sondaj Maliyeti} = S. \text{ Süresi (gün)} * \text{Kuyu Maliyeti (\$/g)} * \text{Kuyu Sayısı} \quad (5.4)$$

Kuyuların adet ve maliyet itibariyle yıllara bağlı dağılımı Çizelge 5.13 ile verilmektedir.

Çizelge 5.13. Kuyu yatırım maliyet modeli

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1					Sondaj Parametreleri					
2					Ortalama	Std S.	Dağılım			
3				<i>Sondaj Süresi (gün)</i>	120	10	120,8			
4				<i>Kule Maliyeti (\$/gün)</i>	40.000					
5										
6					Fızan Projesi Yatırım Planı					
7				Toplam (\$)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
9	SONDAJ	Kuyu	Üretim	30	1	5	6	6	6	6
10		Sondaj	Enjeksiyon	12		3	3	2	2	2
11			Üretim	144.993.297	4.833.110	24.165.549	28.998.659	28.998.659	28.998.659	28.998.659
12		Kuyu (\$)	Enjeksiyon	57.997.319	-	14.499.330	14.499.330	9.666.220	9.666.220	9.666.220
13			Toplam	202.990.616	4.833.110	38.664.879	43.497.989	38.664.879	38.664.879	38.664.879

Tesis yatırımları

Tesis yatırımlarının hesabı ise oldukça kapsamlı bir süreçtir. Sahanın 2014 yılı Ocak ayında üretime alınabilmesi için hem yüzey tesisi hem de boru hattı gibi yatırımların ve bunların altında yer alan yatırım süreçlerinin ne zaman başlaması ve ne zaman bitirilmesi gerektiği bilinmelidir. Ayrıca yapılacak çalışmaların sırası, en küçük yatırım kaleminin birim maliyetinden bütün tesisin toplam yatırım bedeline kadar yıllara bağlı olarak harcama dağılımı oldukça yoğun bir proje yönetim çalışması gerektirmektedir. Tüm bu çalışmaları yürütmek üzere petrol endüstrisinde arama-üretim projelerinin yatırım planlamasında kullanılan Questor isminde ticari bir programdan yararlanılmıştır [52]. Bu veritabanı dünyanın herhangi bir yerinde, proje geliştirilen bölgede kurulması planlanan tesis için gerekli olan tüm ekipmanların bu bölgede temini için gerekli birim maliyetleri, bu bölgede işçilik ve hizmet birim maliyetleri gibi verileri içermektedir. Ayrıca rezervuardan üretilecek hidrokarbon cinsine bağlı olarak tesisin niteliklerini önermektedir.

Çizelge 5.14. P50 senaryosu için proje yüzey tesisi ve işletme yatırımları

	Toplam (\$)	2010	2011	2012	2013	2014	...	2033	2034
SİSMİK & Reproses		1.200.000							
TESİS									
Üretim Tesisi	261.200.000	61.360.000	148.880.000	32.490.000	18.470.000				
Wellpad groups	50.170.000	-	4.250.000	23.810.000	22.110.000				
Aktarma İstasyonları	48.020.000	-	10.810.000	29.430.000	7.780.000				
Boru Hattı	147.470.000	-	-	35.550.000	111.920.000				
Altyapı	24.640.000	24.640.000							
Tesis Söküm & Çevre	26.575.000						...		26.575.000
Toplam	558.075.000	86.000.000	163.940.000	121.280.000	160.280.000	-	...	-	26.575.000
İŞLETME									
Sabit	637.005.000	-	-	-	-	25.163.000	...	29.267.000	
Değişken	211.423.000					9.902.000	...	10.313.000	
Toplam	848.428.000	-	-	-	-	35.065.000	...	39.580.000	

Projenin yüzey tesisi kurulumunda yüzlerce çeşit yatırım ekipmanı kullanılsa da Çizelge 5.14 yüzey tesisleri bölümünde verildiği şekilde çalışmanın kapsamı gereği bu kadar detaya inilmeyerek yalnızca yatırımları belirli ana kalemler altında toplanılmıştır. Burada tesis yatırımlarını 5 ana başlık altında toplamak uygun bir alternatif olarak görünmektedir. Ayrıca üretim dönemi sonunda sahada kurulmuş olan tesisin sökülmesi ve bu bölgenin tekrar doğaya kazandırılması amacıyla çeşitli çevresel yatırımların yapılması gerekecektir. Tüm bu anlatılanlar ışığında excel modelimizde kurduğumuz yatırım planı Çizelge 5.15 ile verilmiştir.

Çizelge 5.15. Fizan projesi yatırım modeli

			Sondaj Parametreleri							
			Std S.	Dağılım						
Sondaj Süresi (gün)			10	114,1						
Kule Maliyeti (\$/gün)										
			Yatırım Planı							
			Toplam (\$)	2011	2012	2013	2014	...	2033	2034
			1.386.771.259	200.452.621	162.356.698	196.792.621	61.675.621	...	29.267.000	26.575.000
			1.632.056.294	206.459.569	171.086.190	204.680.565	73.653.873	...	39.624.996	27.518.593
SONDAJ	Kuyu Sondaj (adet)	Üretim	30	5	6	6	6	...		
		Enjeksiyon	12	3	3	2	2	...		
	Kuyu (\$)	Üretim	136.922.328	22.820.388	27.384.466	27.384.466	27.384.466	...		
		Enjeksiyon	54.768.931	13.692.233	13.692.233	9.128.155	9.128.155	...		
	Toplam		191.691.259	36.512.621	41.076.698	36.512.621	36.512.621	...		
SİSMİK & Reproses										
TESİS	Üretim Tesisi		261.200.000	148.880.000	32.490.000	18.470.000				
	Wellpad groups		50.170.000	4.250.000	23.810.000	22.110.000				
	Aktarma İstasyonları		48.020.000	10.810.000	29.430.000	7.780.000				
	Boru Hattı		147.470.000	-	35.550.000	111.920.000				
	Altyapı		24.640.000							
	Tesis Söküm & Çevre		26.575.000					...		26.575.000
Toplam		558.075.000	163.940.000	121.280.000	160.280.000	-	...	-	26.575.000	
İŞLETME	Sabit		637.005.000	-	-	-	25.163.000	...	29.267.000	
	Değişken		211.423.000				9.902.000	...	10.313.000	
	Toplam		848.428.000	-	-	-	35.065.000	...	39.580.000	

Maliyet indeks analizi

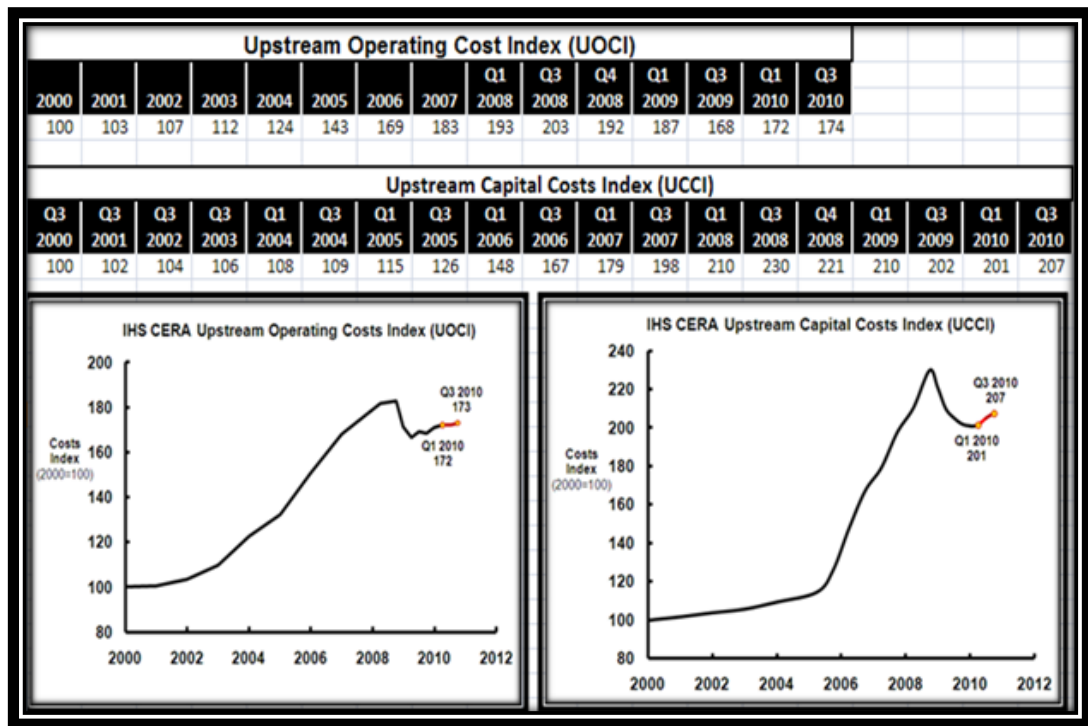
Üzerinde çalışılan ve sektörün ilgilendiği tüm projeler uzun dönemli projelerdir. Bu projelerin ekonomisi oluşturulurken bugünkü (reel) veri ile veya reele indirgeyerek yapılan hesaplamaların yanıltıcı olabileceği gerçeği gözönünde bulundurulmalıdır. Zira maliyetler de zaman içerisinde çeşitli faktörlerin etkisi ile normal iskonto oranlarından farklı biçimde değişkenlik gösterebilmektedir. Petrol sektöründe maliyetleri etkileyen faktörler global ekonomi ile ilişkili olan parametrelerdir. Petrol fiyatları, çelik fiyatları, döviz pariteleri bunlar arasında sayılabilir. Dolayısıyla mantıklı bir model kurarak sapmalı dahi olsa gelecekte bu parametrelerin gidişatını öngörebilmek milyarlarca dolar zararların önüne geçebilecek hatta şirketimize milyar dolar mertebesinde katkı sağlayabilecektir [40].

Sektörümüzde CERA kuruluşu olan IHS enerji hizmet şirketinin yürüttüğü son 10 yıla ait yatırım maliyet indeksleri yatırım maliyet eğilimlerinin takibi için iyi bir veri olarak kullanılmaktadır. Yatırım maliyetlerinin en büyük oranda ilişki içinde olduğu parametrenin petrol fiyatları olduğu aşikârdır. Yine son on yıllık döneme ait

indeksimizin bulunduğu dönemde petrol fiyatları ve maliyet indekslerinin davranışlarını aynı grafik üzerinde incelemek ilişkinin nasıl bir davranış gösterdiğini anlamamız açısından faydalı olacaktır.

CERA/IHS kuruluşunun yapmış olduğu maliyet indeks verileri Çizelge 5.16 ile verilmiştir [28].

Çizelge 5.16. CERA yatırım indeks verileri [28]



İndeks verileri belirli yıl, 6 ay veya çeyrek dönemler için tanımlanmıştır. Bu nedenle oldukça düzgün (smoothed) bir grafik sunmaktadır. Ancak bu verilerin petrol fiyatları ile ilişkisini grafikleyebilmek için verilen dönem değerleri arasındaki aylık değerleri interpolasyon vasıtasıyla elde etmek gerekecektir.

Düzeltilmiş yatırım planı

Önceki bölümde anlatılan yatırım ve işletme maliyetlerinin, sektörel maliyetler için temel değişken olan petrol fiyatları ile ilişkisini analiz edebilmek için indeks tablosu oluşturulacaktır.

Çizelge 5.8’de önce aylık Dated Brent petrol fiyatları 2000 Ocak – 2010 Eylül dönemi için listelenmiştir [54]. Daha sonra 2000 yılı Ocak ayı verisi 100 baz alınarak (yatırım indeksleri de bu dönemi indeksini 100 kabul etmişlerdir) indeks değerine dönüştürmüşlerdir. İndeks oluşturmada kullanılan formülasyon Eş. 5.5 ile verilmiştir.

$$\text{İndeks}(i+1) = \text{İndeksi} + [\text{Petrol Fiyatı}(i+1) - \text{P. Fiyatı}(i)] / \text{P. Fiyatı}(i) \quad (5.5)$$

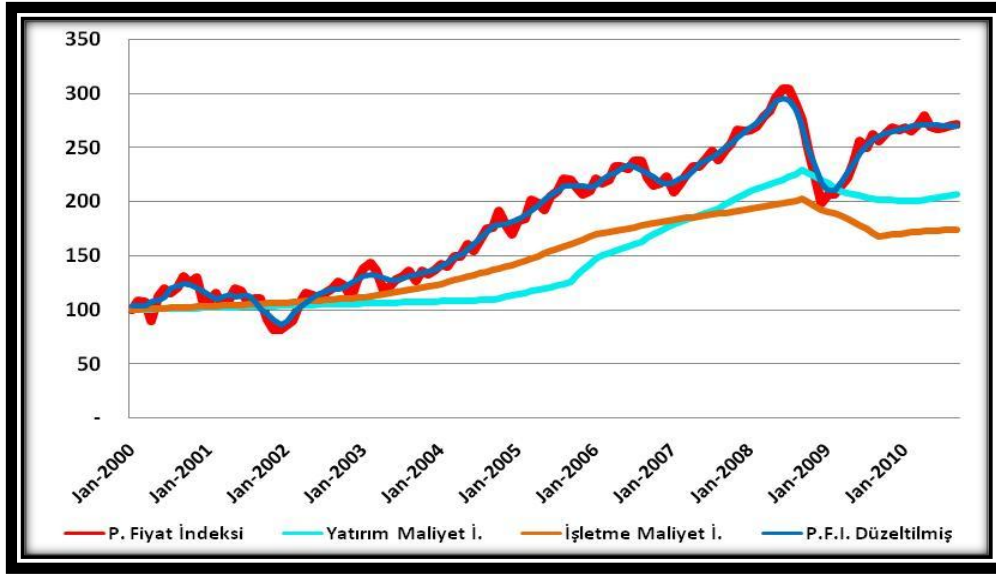
Petrol fiyatlarındaki dalgalanmaları (volatility) azaltmak amacıyla veriler beş aylık hareketli ortalama ile düzeltilmiştir. İndeks değerlerini düzeltmek için kullanılan formül Eş. 5.6 ile verilmektedir.

$$\text{Değer}(i) = [\text{Değer}(i-2) + \text{Değer}(i-1) + \text{Değer}(i) + \text{Değer}(i+1) + \text{Değer}(i+2)] / 5 \quad (5.6)$$

Çizelge 5.17. Petrol fiyatları ve maliyet indeksleri [53]

	Petrol Fiyatları (Dated Brent)			Maliyet İndeksleri	
	Geçmiş Fiyatlar (\$ / varil)	İndeks (Ocak 2000 = 100)	P. Fiyat İndeksi (5 Aylık Düzeltmiş)	Yatırım	İşletme
Jan-2000	26	100	100	100	100
Feb-2000	28	109	104	100	100
Mar-2000	27	108	104	100	101
...	...	...	...	...	...
Jul-2000	29	116	120	101	102
Aug-2000	30	121	123	101	102
Sep-2000	33	131	125	101	102
Oct-2000	31	125	123	101	102
Nov-2000	33	130	121	102	103
Dec-2000	26	109	117	102	103
Jan-2001	26	108	114	102	103
Jan-2002	19	86	90	104	107
Jan-2003	31	138	131	106	112
Jan-2004	31	142	141	108	124
Jan-2005	45	183	184	115	143
Sep-2005	63	220	215	126	161
Jan-2006	63	221	215	148	169
Sep-2006	62	222	226	167	179
Jan-2007	54	210	218	179	183
Sep-2007	77	248	251	198	190
Jan-2008	92	267	269	210	193
Sep-2008	97	276	269	230	203
Dec-2008	40	199	217	221	192
Mar-2009	47	215	218	210	187
Sep-2009	68	256	261	202	168
Mar-2010	79	272	271	201	172
...	...	...	...	...	...
Sep-2010	78	272	270	207	174

Yatırım ve işletme maliyetlerinde ise renkli hücrelerde yer alan veriler CERA indeks verileridir. Aralardaki değerler interpolasyon ile elde edilmiştir. Eğer yukarıda verilen yatırım indeksleri incelenecek olursa eğilimde kayda değer değişimlerin olduğu dönemlere ait indeks değerleri verilmiştir. Böylece indekslerdeki pozitif ve negatif yöndeki hareketleri takip edilebilmektedir. Bu çalışma sonucu ortaya çıkan petrol fiyatları ve maliyet indeksleri grafiği eş standartlarda Şekil 5.8'deki gibi elde edilmiştir.

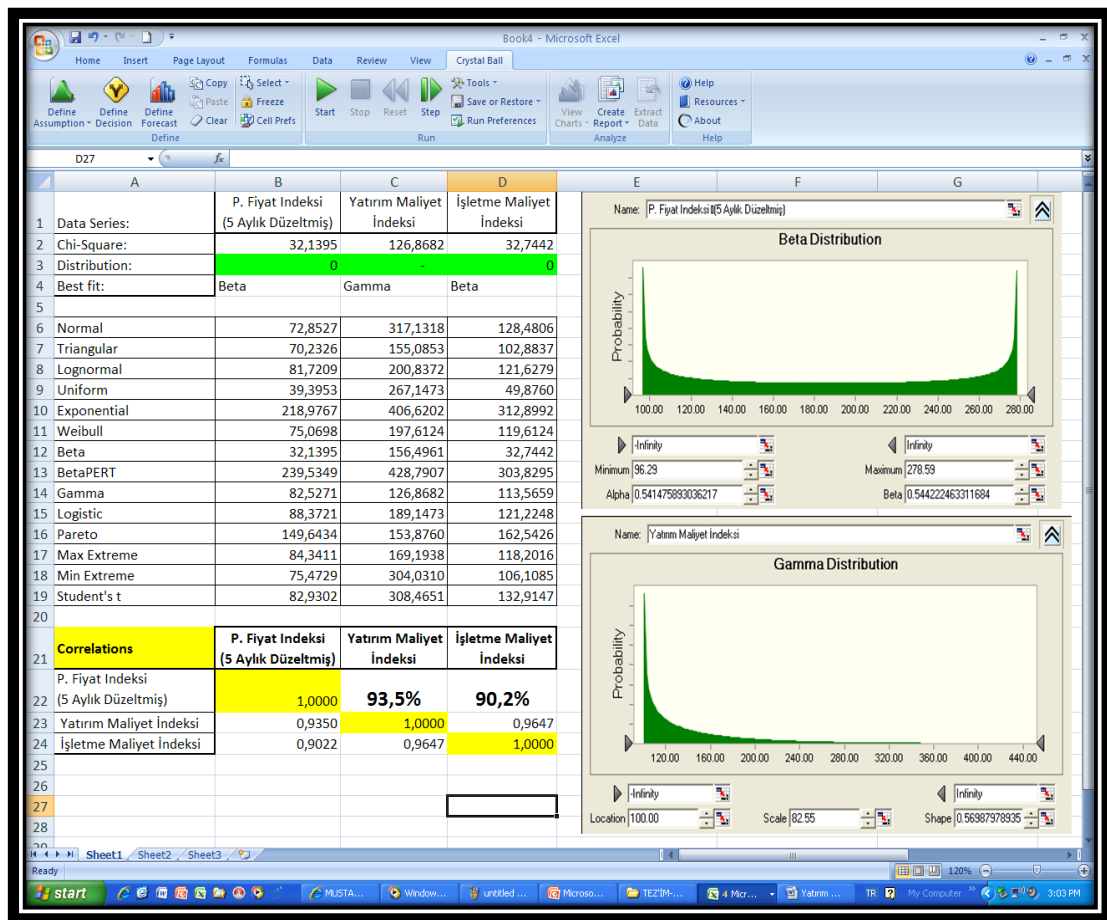


Şekil 5.8. Petrol fiyatları ve maliyet indeksleri grafiği

Tablodan da anlaşılabacağı üzere özellikle Yatırım maliyet indeksi ile petrol fiyatları arasında güçlü bir ilişki vardır. Bu ilişkinin analizi için Crystal Ball programını kullanarak korelasyon analizi yapılabilir. Bu analizi gerçekleştirebilmek için Crystal Ball programı içerisindeki bir fonksiyon olan CB Batch Fit menüsünü kullanılacaktır. Bu amaçla petrol fiyatı düzeltilmiş indeksi, yatırım ve işletme maliyet indeksleri olmak üzere üç indeks türünün aynı döneme karşılık gelen geçmiş verileri aynı seviyede olacak şekilde yerleştirilmiş olmalıdır.

Korelasyon analizi Crystal Ball programında girdi (assumption) olarak yani dağılım olarak tanımlanan parametreler arasında kurulabilmektedir. Batch Fit fonksiyonu hem veri setlerine dağılım tanımlama hem de aralarındaki korelasyonu hesaplama kabiliyetine sahiptir. Ancak burada dağılım cinsi için logaritmik türü seçmek zorunda değiliz. Çünkü halihazırda 10 yıllık yaklaşık 120 veri mevcut. Program herbir veri setini veritabanında tanımlı olan 22 dağılımın herbiri için test edip en uygun olanını önerebilmektedir. Bunu yaparken aynı zamanda aynı seviyede veri içeren bu veri grupları arasındaki korelasyon katsayısını da hesaplamaktadır. Crystal Ball programı ilgili fonksiyon arayüz ekranları Ek-5 ile verilmiştir.

Veri setini dağılıma uydurma sırasında Chi-Kare yöntemini kullanılmaktadır. Anderson-Darling ve Konglomorov-Smirnov yöntemleri de mevcut olmakla birlikte bunlardan biri dağılımın kuyruk (tale) diğeri ise merkezdeki dağılıma yoğunlaşmaktadır. Chi-Kare dağılımı ise 3000 itersyon sonucu elde edilen gözlem verilerini analiz ederken gözlemlerin dağılımını eş aralıklara bölerek her bir aralık içerisinde düşen gözlem sayıları üzerinden ilerlemektedir. Bu nedenle bu yöntem dağılımın bütünsel analizinde daha tutarlı olmaktadır [54].



Şekil 5.9. Korelasyon Analizi Sonuçları

Şekil 5.9 ile verilen analiz sonucuna göre petrol fiyatları arama ve üretim sektöründeki yatırım maliyetlerini aynı yönde %93,5, işletme maliyetlerinin %90,2 oranında etkilemektedir. Petrol fiyat projeksiyonundaki yıllık ortalama değişim miktarı Şekil 5.9 ile verilen ilişki oranlarında yatırım planlarına uygulanacaktır. Böylece gelecekte petrol fiyatlarına bağlı olarak yatırım maliyetlerinde

yaşanabilecek değişim modele dahil edilerek daha gerçekçi bir yatırım profili oluşturulacaktır. Tez çalışmasının “Petrol ve Doğalgaz Fiyat Modeli” bölümünde Anadolu Oil şirketi için 2010-2034 dönemine dair petrol fiyat projeksiyonu yapılmıştır. İlgili petrol fiyat projeksiyonu ve yıllık fiyat değişim oranları Çizelge 5.18 ile verilmektedir.

Çizelge 5.18. Anadolu Oil şirketi petrol fiyat projeksiyonu

	2010	2011	2012	2013	...	2031	2032	2033	2034
Ortalama (\$)	70,64	72,91	77,10	80,40	...	99,28	100,41	101,54	102,71
Std Sapma	3,00%	3,29%	3,58%	3,88%	...	9,13%	9,42%	9,71%	10%

Çizelge ... ile verilen petrol fiyatlarındaki değişim oranı, yatırım ve işletme maliyet planlarında ilgili yıla ait değerlere yine ilgili korelasyon katsayısı oranında yansıtılacaktır. Elde edilen yeni değerler düzeltilmiş değerler olarak elde edilecektir. İlgili düzeltme işlemi için kullanılacak olan işlem formülleri Eş. 5.6 ve Eş. 5.7 ile verilmektedir.

$$\text{Yatırım Maliyeti Değişim } O.(i) = \text{Fiyat D.O.}(i) * \text{Y.M. İndeksi Korelasyon K.} \quad (5.6)$$

$$\text{İşletme Maliyeti Değişim } O.(i) = \text{Fiyat D.O.}(i) * \text{İ.M. İndeksi Korelasyon K.} \quad (5.7)$$

Anlatılan düzeltme işlemi yatırım planlarına yansıtılması sonucu elde edilen plan Çizelge 5.19 ile verilmektedir. Burada P50 senaryosu yatırım planı için uygulanan yaklaşım aynı şekilde P10 ve P90 senaryoları yatırım planlarına da uygulanacaktır.

Çizelge 5.19. Fizan projesi yatırım modeli

			Sondaj Parametreleri									
			Std S.	Dağılım								
Sondaj Süresi (gün)			10	114,3								
Kule Maliyeti (\$/gün)												
			Yatırım Planı									
			Toplam (\$)	2011	2012	2013	2014	...	2033	2034		
			1.386.771.259	200.452.621	162.356.698	196.792.621	61.675.621	...	29.267.000	26.575.000		
			1.632.056.294	206.459.569	171.086.190	204.680.565	73.653.873	...	39.624.996	27.518.593		
SONDAJ	Kuyu Sondaj (adet)	Üretim	30	5	6	6	6	...				
		Enjeksiyon	12	3	3	2	2	...				
	Kuyu (\$)	Üretim	136.922.328	22.820.388	27.384.466	27.384.466	27.384.466	...				
		Enjeksiyon	54.768.931	13.692.233	13.692.233	9.128.155	9.128.155	...				
	Toplam		191.691.259	36.512.621	41.076.698	36.512.621	36.512.621	...				
Toplam (\$) Düzeltilmiş		198.477.401	37.606.792	43.285.284	37.976.139	37.590.211	...					
SİSMİK & Reproses												
TESİS	Üretim Tesisi		261.200.000	148.880.000	32.490.000	18.470.000						
	Wellpad groups		50.170.000	4.250.000	23.810.000	22.110.000						
	Aktarma İstasyonları		48.020.000	10.810.000	29.430.000	7.780.000						
	Boru Hattı		147.470.000	-	35.550.000	111.920.000						
	Altyapı		24.640.000									
	Tesis Söküm & Çevre		26.575.000					...			26.575.000	
	Toplam		558.075.000	163.940.000	121.280.000	160.280.000	-	...	-	-	26.575.000	
Toplam (\$) Düzeltilmiş		576.876.701	168.852.777	127.800.906	166.704.426	-	...	-	-	27.518.593		
İŞLETME	Sabit		637.005.000	-	-	-	25.163.000	...	29.267.000			
	Değişken		211.423.000				9.902.000	...	10.313.000			
	Toplam		848.428.000	-	-	-	35.065.000	...	39.580.000			
	Toplam(S) Düzeltilmiş		856.702.192	-	-	-	36.063.662	...	39.624.996			
Anadolu Oil Petrol Fiyat Projeksiyonu			\$ / varil	72,91	77,10	80,40	82,94	...	101,07	104,91		
			Değişim Oranı	3,2%	5,8%	4,3%	3,2%	...	0,1%	3,8%		
Korelasyon Katsayıları (Petrol Fiyatları & ...)			Yatırım Maliyeti									
			İşletme Maliyeti									
Düzeltilme Sonrası Fark (\$)	Toplam		245.285.034									
	Sondaj Yatırımı		6.786.141									
	Tesis Yatırımı		18.801.701									
	İşletme		219.697.192									

Bu bölümde anlatılan yatırım planı reel veriler ile yapılmaktadır; yani yatırımın tümünün bugün yapıldığı varsayımı altında oluşturulmaktadır. Benzetim modeli 3000 iterasyon için çalıştırıldıktan sonra normal şartlar altında yatırım miktarı 1,61 milyar dolar, düzeltilmiş olarak ise 1.642 milyar dolar olarak elde edilmiştir. Düzeltme sonrası oluşan yatırım miktarındaki artış 32,6 milyon dolar olmuştur. Yatırım maliyetlerinde yaşanan bu farkın %54'ü tesis, %24'ü işletme, %22'si sondaj yatırımından kaynaklanmıştır.

Çalışmanın bu bölümünde Fizan Projesi yatırım planını tamamlanmış oldu. Bu model üretim paylaşım anlaşmasının temel girdilerinden birisi olarak tez çalışmasının ilgili bölümünde kullanılacaktır.

5.5.2. P10 senaryosu yatırım planı

P50 senaryosu için yatırım planı ilgili bölümde ayrıntıları ile anlatılmıştır. P10 senaryosunun P50 senaryosunda farklı olan değerleri açılacak olan kuyu sayıları ve yatırım değerleridir.

Çizelge 5.20. P10 senaryosu sondaj planı

	Toplam	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Üretim Kuyusu (adet)	28	1	5	6	6	6	4
Enjeksiyon Kuyusu (adet)	9			3	3	3	

Çizelge 5.21. P10 senaryosu tesis ve işletme yatırım planı

		2010	2011	2012	2013	2014	2015
SİSMİK & Reproses	Üretim Tesisi	73.632.000	178.656.000	38.988.000	22.164.000		
	Wellpad groups	-	4.675.000	26.191.000	24.321.000		
	Aktarma İstasyonları	-	12.972.000	35.316.000	9.336.000		
	Boru Hattı	-	-	38.394.000	120.873.600		
	Altyapı	10.800.000	18.768.000	-	-		
	Tesis Söküm & Çevre						
	Toplam	84.432.000	215.071.000	138.889.000	176.694.600	-	-
İŞLETME	Sabit	-	-	-	-	30.447.230	32.276.750
	Değişken					11.981.420	12.165.340
	Toplam	-	-	-	-	42.428.650	44.442.090

Kuyu maliyetleri burada da P50 senaryosu ile aynıdır. P10 senaryosu için kuyu sayıları Çizelge 5.20, tesis ve işletme yatırımları Çizelge 5.21 ile verilmiştir. Bu modelde de yaklaşım tarzı P50 senaryo modelinde olduğu gibidir. P10 senaryosu için yatırım planı sonuçları Çizelge 5.22’de verilmiştir.

Çizelge 5.22. Fizan projesi P10 senaryosu yatırım planı

Fizan Project_P10 Yatırım Planı			Sondaj Parametreleri						
			Ortalama	Std S.	Dağılım				
Sondaj Süresi (gün)			120	10	0,0				
Kule Maliyeti (\$/gün)			40.000						
Fizan Projesi Yatırım Planı									
			Toplam (\$)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
			1.416.616.980	84.432.000	215.071.000	138.889.000	176.694.600	30.447.230	32.276.750
			1.703.986.027	84.432.000	221.516.016	146.356.695	183.776.965	43.637.031	45.548.877
SONDAJ	Kuyu Sondaj (adet)	Üretim	28	1	5	6	6	6	4
		Enjeksiyon	9			3	3	3	
	Kuyu (\$)	Üretim	-	-	-	-	-	-	-
		Enjeksiyon	-	-	-	-	-	-	-
	Toplam		-	-	-	-	-	-	-
	Toplam (\$) Düzeltilmiş		-	-	-	-	-	-	-
SİSMİK & Reproses			1.200.000						
TESİS	Üretim Tesisi		313.440.000	73.632.000	178.656.000	38.988.000	22.164.000		
	Wellpad groups		55.187.000	-	4.675.000	26.191.000	24.321.000		
	Aktarma İstasyonları		57.624.000	-	12.972.000	35.316.000	9.336.000		
	Boru Hattı		159.267.600	-	-	38.394.000	120.873.600		
	Altyapı		29.568.000	10.800.000	18.768.000	-	-		
	Tesis Söküm & Çevre		30.754.330						
	Toplam		645.840.930	84.432.000	215.071.000	138.889.000	176.694.600	-	-
Toplam (\$) Düzeltilmiş		667.168.718	84.432.000	221.516.016	146.356.695	183.776.965	-	-	
İSLETME	Sabit		770.776.050	-	-	-	-	30.447.230	32.276.750
	Değişken		255.821.830					11.981.420	12.165.340
	Toplam		1.026.597.880	-	-	-	-	42.428.650	44.442.090
	Toplam(\$) Düzeltilmiş		1.036.817.309	-	-	-	-	43.637.031	45.548.877

5.5.3. P90 senaryosu yatırım planı

P50 senaryosu için yatırım planı ilgili bölümde ayrıntıları ile anlatılmıştır. P90 senaryosunun P50 senaryosunda farklı olan değerleri açılacak olan kuyu sayıları ve yatırım değerleridir.

Çizelge 5.23. P90 senaryosu sondaj planı

	Toplam	Faz-1				Faz-2	Faz-3
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Üretim Kuyusu (adet)	47	1	8	12	12	8	6
Enjeksiyon Kuyusu (adet)	22		4	6	6	6	

Çizelge 5.24. P90 senaryosu tesis ve işletme yatırım planı

		2010	2011	2012	2013	2014	2015
TESİS	SİSMİK & Reproses	1.200.000					
	Üretim Tesisi	56.451.200	136.969.600	29.890.800	16.992.400		
	Wellpad groups	-	6.375.000	35.715.000	33.165.000		
	Aktarma İstasyonları	-	16.215.000	44.145.000	11.670.000		
	Boru Hattı	-	-	32.706.000	102.966.400		
	Altyapı	8.280.000	14.388.800	-	-		
	Tesis Söküm & Çevre						
	<i>Toplam</i>	64.731.200	173.948.400	142.456.800	164.793.800	-	-
İŞLETME	Sabit	-	-	-	-	23.401.590	24.807.750
	Değişken					9.208.860	9.350.220
	<i>Toplam</i>	-	-	-	-	32.610.450	34.157.970

Kuyu birim maliyetleri burada da P50 senaryosu ile aynıdır. P90 senaryosu için kuyu sayıları Çizelge 5.23, tesis ve işletme yatırımları Çizelge 5.24 ile verilmiştir. Bu modelde de yaklaşım tarzı P50 senaryo modelinde olduğu gibidir. P90 senaryosu için yatırım planı sonuçları Çizelge 5.25’da verilmiştir.

Çizelge 5.25. Fizan projesi P90 senaryosu yatırım planı

			Sondaj Parametreleri									
			Ortalama	Std S.	Dağılım							
Sondaj Süresi (gün)			120	10	114,1							
Kule Maliyeti (\$/gün)			40.000									
Fizan Projesi Yatırım Planı												
Toplam (\$)			2010	2011	2012	2013	2014	2015	...	2033	2034	
1.386.771.259			90.564.078	200.452.621	162.356.698	196.792.621	61.675.621	63.187.621	...	29.267.000	26.575.000	
1.632.056.294			90.564.078	206.459.569	171.086.190	204.680.565	73.653.873	75.098.598	...	39.624.996	27.518.593	
SONDAJ	Kuyu Sondaj (adet)	Üretim	30	1	5	6	6	6	...			
		Enjeksiyon	12		3	3	2	2	...			
	Kuyu (\$)	Üretim	136.922.328	4.564.078	22.820.388	27.384.466	27.384.466	27.384.466	...			
		Enjeksiyon	54.768.931	-	13.692.233	13.692.233	9.128.155	9.128.155	...			
		Toplam	191.691.259	4.564.078	36.512.621	41.076.698	36.512.621	36.512.621	...			
	Toplam (\$)_Düzeltilmiş	198.477.401	4.564.078	37.606.792	43.285.284	37.976.139	37.590.211	37.454.898	...			
SİSMİK & Reposes			1.200.000									
TESİS	Üretim Tesisi	261.200.000	61.360.000	148.880.000	32.490.000	18.470.000						
	Wellpad groups	50.170.000	-	4.250.000	23.810.000	22.110.000						
	Aktarma İstasyonları	48.020.000	-	10.810.000	29.430.000	7.780.000						
	Boru Hattı	147.470.000	-	-	35.550.000	111.920.000						
	Altyapı	24.640.000	24.640.000									
	Tesis Söküm & Çevre	26.575.000						...			26.575.000	
	Toplam	558.075.000	86.000.000	163.940.000	121.280.000	160.280.000	-	-	...	-	26.575.000	
Toplam (\$)_Düzeltilmiş			576.876.701	86.000.000	168.852.777	127.800.906	166.704.426	-	-	-	27.518.593	
İSLETME	Sabit	637.005.000	-	-	-	-	25.163.000	26.675.000	...	29.267.000		
	Değişken	211.423.000					9.902.000	10.054.000	...	10.313.000		
	Toplam	848.428.000	-	-	-	-	35.065.000	36.729.000	...	39.580.000		
	Toplam(\$)_Düzeltilmiş	856.702.192	-	-	-	-	36.063.662	37.643.700	...	39.624.996		

5.6. Petrol Fiyatı Projeksiyonu

Geçmişte yapılmış olan projeksiyonlar genellikle geleceği doğru tahmin edememekle birlikte mantıklı açıklamalar ile yürütülecek bir fiyat projeksiyon çalışması elbette ki belirsizlik altında kararsız kalmaktan veya hiçbir fikre sahip olamamaktan çok daha üstün bir alternatif olacaktır.

Yapılacak olan bir çalışmamız için orta ve uzun vadeli yapılmış olan projeksiyon çalışmaları araştırılmıştır. Ancak özellikle son yıllardaki petrol fiyatlarındaki dalgalanmalar ve belirsizlikten ötürü bu tür bir çalışma yapan ve bunu yayınlayan kuruluş sayısı çok sınırlı sayıdadır. Yapılan uzun araştırma neticesinde ancak 3 adet kuruluşun yayınladığı çalışmalarına ulaşılabilmektedir. Bu kurumlar şunlardır;

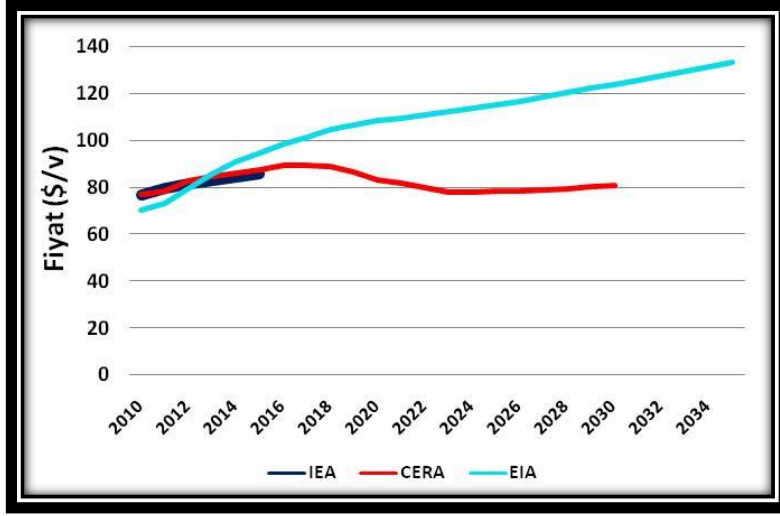
- a. IEA & OECD : Uluslararası Enerji Ajansı ve OECD enerji masası ortak çalışması [27]
- b. EIA : Amerika Ulusal Enerji Ajansı [5[6]
- c. CERA/IHS : Cambridge Enerji Research Association

Bahsedilen üç kuruluşun fiyat projeksiyonları Çizelge 5.26 ile verilmektedir.

Çizelge 5.26. Çeşitli kurum ve kuruluşların petrol fiyat projeksiyonları

	Referans Petrol Fiyat Projeksiyonları (\$/v)				
	IEA	CERA	EIA		
	Referans	Referans	Referans	Yüksek	Düşük
2010	76,56	77,04	70,3	70,3	70,3
2011	79,41	78,23	73,06	83,89	57,84
2012	81,20	82,66	79,41	100,4	54,88
2013	82,89	84,56	85,74	115,55	53,86
2014	84,15	85,74	90,91	132,86	52,79
2015	85,63	87,52	94,52	144,78	51,59
2016	-	89,17	98,23	156,35	51,73
2017	-	89,16	101,23	166,97	51,78
2018	-	88,65	104,41	175,39	51,82
2019	-	86,25	106,47	181,21	51,91
2020	-	83,23	108,28	185,63	51,86
2021	-	81,66	109,52	188,38	51,83
2022	-	79,78	110,92	190,68	51,82
2023	-	78,07	112,32	192,76	51,8
2024	-	78,12	113,63	194,06	51,76
2025	-	78,38	115,09	196,01	51,73
2026	-	78,54	116,61	197,59	51,71
2027	-	78,77	118,32	198,81	51,71
2028	-	79,50	120,13	200,45	51,66
2029	-	80,24	122,04	202,29	51,62
2030	-	80,61	123,5	203,91	51,63
2031	-	-	125,56	205,32	51,59
2032	-	-	127,43	206,73	51,53
2033	-	-	129,29	207,78	51,5
2034	-	-	131,25	208,7	51,49
2035	-	-	133,22	209,6	51,44

Elde edilen veriler Şekil 5.10 ile verilmiştir. İleride ilgili verilerin çizelge halinde kullanımı da verilecektir. Grafikte biri orta (5 yıl), ikisi uzun dönemli (30 ve 35 yıl) 3 farklı beklenti eğrisi görülmektedir.

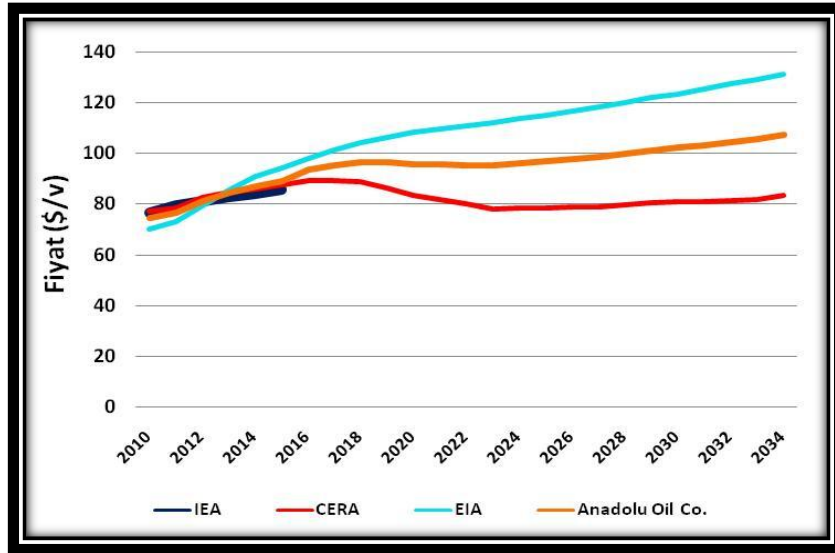


Şekil 5.10. Çeşitli kuruluşların dated brent petrol fiyatı tahminleri

Tabloda verilen grafikler incelendiğinde IEA'nın kısa-orta vadeli bir projeksiyon yaptığı ve bu projeksiyonun 2015 sonrasında uzun dönemde nasıl bir eğilim izleyeceği kestirilememektedir. Diğer iki kuruluş ise yeteri kadar uzun dönemli tahminde bulunmuşlardır. Fizan Projemizin üretimi 2033 sonuna kadar devam edeceği için CERA tahminini 2014 yılına kadar tahminlemek yararlı olacaktır. Elimizde yeterli veri bulunduğu ve trendi kısa dönem için yaklaşık olarak takip edilebildiği için Crystal Ball programının Predictor fonksiyonu kullanılarak CERA fiyat projeksiyonu için 3 dönemlik tahminleme yaparak fiyat tahmini bu kurum verileri için de 2034'e kadar uzatılmıştır. Tahminleme için kullanılan programın ilgili arayüz ekranları Ek-6 ile verilmiştir.

Sonuçta elde edilecek 3 fiyat projeksiyon kullanılarak bir referans petrol fiyatları senaryosu oluşturulacaktır. Her ne kadar EIA projeksiyonu 3 farklı senaryo için oluşturulmuş olsa da diğer verilerdeki kısıt dolayısıyla sadece referans senaryo için petrol fiyat tahmini üzerinde durulacaktır. 2010-2015 dönemi için 3 projeksiyon türüne %33,34 oranında 2015-2033 döneminde ise EIA ve CERA projeksiyonlarına %50 oranında ağırlık vererek referans senaryo Şekil 5.11'deki gibi oluşturulmuştur. Bununla beraber Libya Murzuq Baseninde çıkarılan petrol gravitesinin Dated Brent'ten yaklaşık 4 API düşük olması nedeniyle fiyatının Dated Brent fiyatından yaklaşık \$3/varil daha düşük olduğu bilinmektedir. Fizan Projesinde keşif kuyusunda

alınan petrol gravitesi de Murzuq Baseni ortalaması içerisinde. Fizan Projesi için oluşturulan petrol fiyat projeksiyonu Çizelge 5.27’de verilmiştir.



Şekil 5.11. Diğer kuruluşlar ve Anadolu Oil fiyat projeksiyonu grafiği

Çizelge 5.27. Anadolu Oil şirketi petrol fiyat projeksiyonu

	Petrol Fiyat Projeksiyonları (\$/v)				
	IEA	CERA	EIA	Anadolu	Anadolu
	Referans	Referans	Referans	Oil Co.	Oil Co.
2010	76,56	77,04	70,3	74,64	70,64
2011	79,41	78,23	73,06	76,91	72,91
2012	81,20	82,66	79,41	81,10	77,10
2013	82,89	84,56	85,74	84,40	80,40
2014	84,15	85,74	90,91	86,94	82,94
2015	85,63	87,52	94,52	89,23	85,23
2016		89,17	98,23	93,70	89,70
2017		89,16	101,23	95,20	91,20
2018		88,65	104,41	96,53	92,53
2019		86,25	106,47	96,36	92,36
2020		83,23	108,28	95,76	91,76
2021		81,66	109,52	95,59	91,59
2022		79,78	110,92	95,35	91,35
2023		78,07	112,32	95,19	91,19
2024		78,12	113,63	95,88	91,88
2025		78,38	115,09	96,74	92,74
2026		78,54	116,61	97,58	93,58
2027		78,77	118,32	98,54	94,54
2028		79,50	120,13	99,82	95,82
2029		80,24	122,04	101,14	97,14
2030		80,61	123,5	102,06	98,06
2031		81,00	125,56	103,28	99,28
2032		81,39	127,43	104,41	100,41
2033		81,78	129,29	105,54	101,54
2034		82,17	131,25	106,71	102,71

Elde edilen fiyat projeksiyonumuz proje ekonomik modelinde, yatırım planlamasında ve doğalgaz fiyat projeksiyonunda kullanılacaktır.

5.7. Petrol Paylaşım Anlaşması Modeli

Buraya kadar yürütülen uzun bir süreç ile Anadolu Oil şirketinin farklı birimleri kendileri ile ilgili çalışmaları yerine getirmişlerdir. Bu süreçlerin çıktıları rezervuar, üretim planı, yatırım planı ve mineral fiyat projeksiyonları olarak tamamlanmıştır. Petrol şirketinde karar aşamasına geline bu noktada üretim paylaşım modelinin kurulması gereklidir. Petrol sektöründe başlıbaşına bir süreç olan bu model kendisinden önceki süreçleri entegre ederek ortaya koyacağı ekonomik sonuçlar ile şirket yöneticilerine yol gösterecektir. Bu model çıktılarına bağlı olarak proje kabul veya red edilecektir.

Modelleme çalışması bütünüyle reel veriler kullanılarak oluşturulacaktır. Bu amaçla gerekli olduğu yerlerde veri dönüşümü gerçekleştirilecektir. Paylaşım modeli oluşturulurken öncelikle ev sahibi hükümet veya ülkenin ilgili hidrokarbon otoritesi ile yapılan anlaşma şartlarını modele sayısal olarak dahil edilmelidir. Modelin ilgili aşamalarında bu parametreler yeri geldikçe kullanılacaktır.

Çizelge 5.28. Fizan petrol projesi anlaşma terimleri

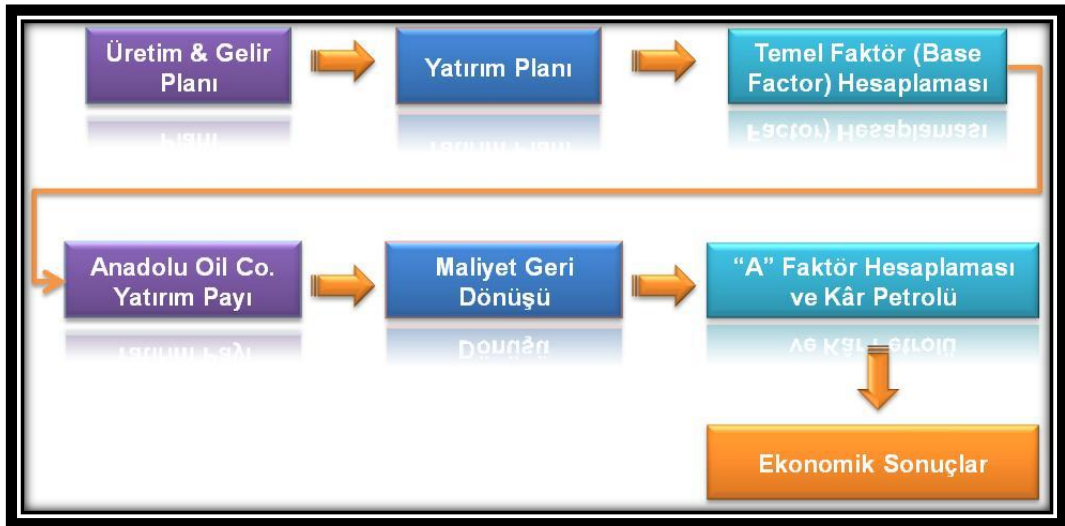
Anlaşma Terimleri			
		NOC	Anadolu Oil Co.
Kar Petrolü Paylaşım Oranı		92,0%	8,0%
Arama Yatırımı		0%	100%
Geliştirme Yatırımı		30%	70%
İşletme Gideri		92,0%	8,0%
Maliyet Geri Dönüş Oranı (Cost R.)		50%	
İKRAMIYE'LER (BONUS)			
İmza İkramesi	milyon \$	5	Anlaşma İmza Tarihi
Üretim İkramesi (1)	milyon \$	3	Ticari Üretim Başlangıcı
Üretim İkramesi (2)	milyon \$	4	Toplam Üretim 100 milyon varile ulaştığı dönem
Üretim İkramesi (3)	milyon \$	4	Her ilave 100 milyon varil üretim dönemi
TEMEL (BASE) FAKTÖR		R - FAKTÖR	
Üretim (v/gün)	Oran	Aralık	Katsayı
1 - 20000	100%	<1,5	1,5
20001 - 30000	80%	1,5 - 3,0	3
30001 - 60000	50%	3,0 - 4,0	4
60001 - 80000	30%	>4	4
>80000	20%		
		A Factor	
			80%
			60%
			40%
			20%

Çizelge 5.28 ile verilen Anlaşma Terimleri bölümü şirketin proje üzerindeki payı, projeye katılımcı olan her iki tarafın yatırımlara katılım oranları ve Anadolu Oil Co. şirketinin bu proje için yapacağı yatırımları ticari üretim başladıktan sonra hangi oranda geri alabileceğini belirtmektedir.

İkramiyeler bölümünde Anadolu Oil şirketinin hangi şartların gerçekleşmesi durumunda ve ne miktarda ikramiye ödeyeceğini belirtmektedir.

Temel (Base) faktör ve R-faktörün belirli aralıklar için alacağı değerler tanımlanmıştır. Bu değerler ikinci parti katılımcı olan Anadolu Oil şirketinin projenin üretim ve gelir düzeylerine bağlı olarak projeden alacağı payı kontrol altında tutmak için kullanılacaklardır.

Petrol projesinin Üretim Paylaşım Modeli altı aşamada kurulacak ve bu aşamaların tamamlanması sonucu projenin net nakit akışı oluşturulacaktır. Net nakit akışına bağlı olarak hesaplanacak olan proje net bugünkü değeri ve içsel getiri oranı karar noktasında gösterge parametrelerinden olacaklardır. Modelin aşamalarını içeren akış şeması Şekil 5.12 ile verilmiştir.



Şekil 5.12. Fizan Projesi Paylaşım Modeli Süreci

5.7.1. Üretim ve gelir planı

Paylaşım modelinin ilk adımı üretim ve gelir planı oluşturulmaktadır.

Üretim planı P50 senaryosu için Fizan Projesi'nin toplam üretimini temsil etmektedir. Burada kullanılan plan çalışmanın “Üretim Planı” bölümünde oluşturulan modelin çıktısıdır. Sahanın toplam üretim miktarı ve Anadolu Oil şirketinin toplam üretim miktarından aldığı pay hesaplanmaktadır. Şirketin payı projedeki hisse oranıdır. Projenin tabii olduğu paylaşım anlaşmasına göre, yatırım geri kazanımı (cost recovery), Kâr petrol miktarı, “R” ve “A” faktörlerine bağlı olarak Anadolu Oil şirketinin nihai olarak kâr petrolünden alacağı pay bu aşamada belirlenen kontraktör hissesi üzerinden ayrılacaktır.

Modelin bu bölümünde çalışmanın petrol fiyat projeksiyonu bölümünde oluşturulan 2010-2034 dönemine ait petrol tahmini kullanılmıştır. Ancak bu bölümde daha önce yapılmış olan petrol fiyat projeksiyonuna bir ilave yapılmıştır. Petrol fiyatları da petrol piyasalarının yapısı gereği oldukça yüksek oranda belirsizlik içermekte, belki de sektörün en belirsiz parametrelerinin başında gelmektedir. Başlangıçta yapılan fiyat projeksiyonu tekil değerlerden oluşmaktadır, yani nokta tahmini olarak verilmiştir. Ancak bu parametrenin yapısındaki belirsizliği modele yansıtmak için burada yıllık petrol fiyatları dağılımı olarak tanımlanmıştır. Bilindiği üzere belirsizlik, tahmin dönemi uzadıkça daha da artmaktadır [54]. Fiyatlardaki değişim oranlarının pozitif ve negatif her iki yönde de olması muhtemel ve eş oranda olasılık içerdiği için normal dağılımdan istifade edilmiştir [5]. 2010 – 2034 yılları arasında petrol fiyatları için normal dağılım tanımlamasında kullanılacak standart sapmaları belirlerken subjektif bir yaklaşım izlenmiştir. 2010 için standart sapmanın o yılki petrol fiyatının %3'ü oranında olacağı ve 2034 yılında bizim o yılki tahminimizin %10'u dolaylarına erişeceği öngörülmüştür. Aradaki yıllık artış oranı ise interpolasyon vasıtasıyla %0.29 olarak belirlenmiştir.

Çizelge 5.29. Fiyat projeksiyonu dağılım parametreleri

	2010	2011	2012	2013	...	2031	2032	2033	2034
Ortalama (\$)	70,64	72,91	77,10	80,40	...	99,28	100,41	101,54	102,71
Std Sapma	3,00%	3,29%	3,58%	3,88%	...	9,13%	9,42%	9,71%	10%
Yıllık Artış Oranı	0,29%								

Sonuç olarak petrol fiyatları için Çizelge 5.29 ile verilmiş olan yıllık ortalama ve standart sapma değerleri kullanılarak petrol fiyatları dağılım olarak kullanılmıştır.

Oluşturulan üretim ve gelir planı Çizelge 5.30 ile verilmiştir.

Çizelge 5.30. Paylaşım modeli üretim ve gelir planı

Üretim & Gelir Planı			2010	2011	2012	2013	2014	2015	...	2032	2033	2034
Üretim Planı	TOPLAM											
Petrol Üretimi	v / gün			-	-	-	76.686	98.596	...	49.657	40.929	4.454
Petrol Üretimi	m.v. / yıl	605	0,00	0,00	0,00	0,00	26,43	33,98	...	17,11	14,10	1,53
Kümülatif Üretim	m.v. / yıl		0,00	0,00	0,00	0,00	26,43	60,40	...	589,15	603,25	604,79
Anadolu Oil Co. Üretim Payı	m.v. / yıl	48	0,00	0,00	0,00	0,00	2,11	2,72	...	1,37	1,13	0,12
Gelir (m. \$)												
Petrol Fiyat Projeksiyonu			70,69	72,95	77,11	80,43	82,88	85,21		100,85	101,13	104,86
Toplam Gelir		55.901	0,0	0,0	0,0	0,0	2190,2	2895,2		1725,7	1426,4	161,0
Anadolu Oil Co. Payı		4.472	0,0	0,0	0,0	0,0	175,2	231,6		138,1	114,1	12,9

Yukarıda anlatıldığı şekilde dağılım olarak tanımlanan fiyatlar kullanılarak yıllar için gelir proje ve Anadolu oil hissesi olarak hesaplanmıştır.

5.7.2. Yatırım planı

Petrol paylaşım modellerinde yatırım planı oluşturulurken yatırım kalemlerini sınıflandırmak gerekmektedir. Zira her yatırım türü için proje ortaklarının katılım oranları ve yatırımın ikinci parti ortak tarafından geri dönüşüm oranları değişebilmektedir. Fizan Projesi yatırım planı “İkramiye ödemeleri”, “Arama”, “Geliştirme” ve “İşletme” olmak üzere dört ana bölümde oluşturulmuştur.

İkramiye Ödemeleri: İkramiye ödemelerine ait anlaşma koşulları Çizelge 5.31 ile verilmektedir.

Çizelge 5.31. Fizan Projesi ikramiye ödeme planı

İmza İkramiyesi	milyon \$	5	Anlaşma İmza Tarihi
Üretim İkramiyesi (1)	milyon \$	3	Ticari Üretim Başlangıcı
Üretim İkramiyesi (2)	milyon \$	4	Toplam Üretim 100 milyon varile ulaştığı dönem
Üretim İkramiyesi (3)	milyon \$	4	Her ilave 100 milyon varil üretim dönemi

Anlaşma terimleri bölümünde açıklaması verildiği şekilde gerekli olan ödemeler ilgili şartların gerçekleşmesinin öngörüldüğü yıllara dağıtılacaktır. Bu noktada genel yatırım planlarından farklı olan ve dikkat edilmesi gereken bir nokta vardır. İkramiye ödemelerinin anlaşmada nominal olarak, yani şartın gerçekleştiği gün anlaşma gününde belirtilen değer üzerinden ödenmesi öngörülmüştür. Bu bölümün başında belirtildiği gibi model verileri ve sonuçta yapılacak olan hesaplamalar reel değerler üzerinden kurgulandığı için ikramiye ödemeleri modele yerleştirilirken reel değerlere dönüştürülmüştür. Nominal veriyi reel değere dönüştürmek için kullanılacak iskonto katsayıları Eş. 5.8 ile verilmiştir.

$$\text{İskonto Katsayısı} = (1 + \text{İskonto Oranı})^{(\text{Hesap Yılı} - \text{Bu yıl})} \quad (5.8)$$

Çizelge 5.32. Yıllık iskonto katsayıları

	2010	2011	2012	2013	2014		2031	2032	2033	2034
İskonto Katsayıları	1,00	1,03	1,06	1,09	1,13	...	1,86	1,92	1,97	2,03

Veri dönüşümü için kullanılmak üzere hesaplanan iskonto katsayıları Çizelge 5.32 ile verilmiştir. Veri dönüşümü için kullanılan formül Eş. 5.9 ile verilmiştir.

$$\text{Reel İkramiye Ödemesi} = \text{Nominal İ. Ö.i (milyon$)} / \text{İskonto Katsayısı} \quad (5.9)$$

Projenin planlanan ikramiye ödemeleri üretim planına bağlı olarak Çizelge 5.33 ile verilmiştir.

Çizelge 5.33. Fizan Projesi ikramiye ödemeleri planı

		2010	2014	2016	2019	2021	2024	2027	2032
Üretim Planı									
Petrol Üretimi	v / gün		59.406	84.866	84.866	84.866	79.952	63.818	43.833
Kümülatif Üretim	m.v. / yıl	0,00	20,52	76,21	164,14	222,76	309,00	380,42	468,88
İkramiye Ödemeleri (m. \$)									
İmza İkramiyesi		5	9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Üretim İkramiyesi (1)		2,7	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Üretim İkramiyesi (2)		3,3	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Üretim İkramiyesi (3)		13,1	0,0	0,0	0,0	3,1	2,9	2,6	2,4
	Toplam	28,1	9,0	2,7	3,3	3,1	2,9	2,6	2,4

Arama Yatırımları: Proje kapsamında Libya Petrol Bakanlığı veri bankasından alınan veriler, bir kısım eski sismik verinin tekrar işlenmesi (re-proses) ve proje kapsamında kazılan “Fizan-1” kuyusunun maliyeti proje arama dönemi harcamalarını oluşturmaktadır. Planlanan arama yatırımları Çizelge 5.34 ile verilmiştir.

Çizelge 5.34. Fizan Projesi P50 senaryosu arama yatırımları planı

Arama Harcamaları		2010	2011	...	2034
Sismik (Re-process)	1,2	1,2	0,0	...	0,0
SONDAJ	4,4	4,4	0,0	...	0,0

Geliştirme Yatırımları: Sahanın üretime alınabilmesi için gerekli olan kuyu ve tesis yatırımları sahanın geliştirme dönemi yatırımlarını oluşturmaktadır. Kuleler ile yapılan anlaşma kapsamında kulelere yaklaşık olarak piyasa şartlarındaki değişime paralel artış yapılması öngörülmüştür. Ancak yüzey tesisi için durum farklı olacaktır. Tek bir hizmet tedarikçisi ile anlaşma imzalanarak, anlaşma sırasında karar verilen sabit bir fiyat üzerinden ilgili yıllarda ödemeler gerçekleştirilecektir. Dolayısıyla anlaşma tarihinde veri olan değerler ilgili yılların nominal değerlerini temsil edecektir. Bu verileri paylaşım modeline dahil edilirken ilgili yılın iskonto oranı ile indirgenecektir. Planlanan geliştirme yatırımları Çizelge 5.35 ile verilmiştir.

Çizelge 5.35. Fizan Projesi P50 senaryosu geliştirme yatırımları planı

Geliştirme Yatırımları (milyon \$)									
Sondaj	4	36	42	37	36	36	-	...	-
Üretim Tesisi	61	145	31	17	-	-	-	...	-
Wellpad groups	-	4	22	20	-	-	-	...	-
Aktarma İstasyonları	-	10	28	7	-	-	-	...	-
Boru Hattı	-	-	34	102	-	-	-	...	-
Altyapı	25	-	-	-	-	-	-	...	-
Tesis Söküm & Çevre	-	-	-	-	-	-	-	...	27

İşletme Yatırımları; Bu yatırım bedeli sahanın işletildiği ilgili yıllarda harcanacağı için petrol piyasasında oluşacak fiyat elastikiyetine maruz kalınacaktır. Yatırım planı aşamasında yapılan düzeltmeler burada modele dahil edilerek gerçek hayattaki eğilimler de kapsanmış olacaktır. Planlanan işletme yatırımları Çizelge 5.36 ile verilmiştir.

Çizelge 5.36. Fizan Projesi P50 senaryosu işletme gideri planı

İşletme Gideri (m\$)	2014	2015	2016	...	2031	2032	2033	2034
Sabit	25,88	27,34	29,52	...	29,54	28,59	29,56	0,00
Değişken	10,18	10,30	10,69	...	10,42	10,32	10,42	0,00
	36,1	37,6	40,2	...	40,0	38,9	40,0	0,0

Dört aşamadan oluşan P50 senaryosu proje yatırım planı Çizelge 5.37 ile verilmiştir.

Çizelge 5.37. Paylaşım modeli yatırım planı

Yatırım Planı			2010	2011	2012	2013	2014	...	2032	2033	2034
İkramiye Ödemeleri (m. \$)											
		İmza İkramiyesi	9	0,0	0,0	0,0	0,0	...	0,0	0,0	0,0
		Üretim İkramiyesi (1)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	...	0,0	0,0	0,0
		Üretim İkramiyesi (2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	...	0,0	0,0	0,0
		Üretim İkramiyesi (3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	...	2,1	0,0	0,0
		Toplam	9,0	0,0	0,0	0,0	2,7	...	2,1	0,0	0,0
Yatırım Gideri (m\$)											
ARAMA HARCAMALARI		Sismik (Re-process)	1,2					...			
		SONDAJ	4,6					...			
		Toplam	5,8					...			
GELİŞTİRME HARCAMALARI	TESİS	SONDAJ	5	38	43	38	38	...	-	-	-
		Üretim Tesisi	61	145	31	17	-	...	-	-	-
		Wellpad groups	-	4	22	20	-	...	-	-	-
		Aktarma İstasyonları	-	10	28	7	-	...	-	-	-
		Boru Hattı	-	-	34	102	-	...	-	-	-
		Altyapı	25	-	-	-	-	...	-	-	-
		Tesis Söküm & Çevre	-	-	-	-	-	...	-	-	27
		TOPLAM	86	159	114	147	-	...	-	-	27
			Toplam Yatırım Gideri (Capex)	92	197	158	185	38	...	-	-
		Kümülatif Toplam Yatırım Gideri	92	289	446	631	668	...	706	706	732
İşletme Gideri (m\$)											
		Sabit	0,00	0,00	0,00	0,00	25,88	...	28,85	29,30	0,00
		Değişken	0,00	0,00	0,00	0,00	10,18	...	10,41	10,32	0,00
		Toplam	0,0	0,0	0,0	0,0	36,1	...	39,3	39,6	0,0

5.7.3. Temel Faktör (Base Factor) hesaplaması

Temel faktör hesabı ikinci parti ortak olan Anadolu Oil şirketinin kâr petrolünden alacağı miktarı belirlerken kullanılan kısıtlayıcı bir faktördür. Sahanın toplam üretim miktarına bağlı olarak toplam günlük üretimin belirli bir oranda paylaşımına dahil edilmesine mücadele eder. İkinci parti ortağın kâr petrolünden alacağı miktara kısıtlama getirerek şirketin aşırı kâr sağlamasının önüne geçmekte kullanılır. Yani üretim miktarına bağlı olan bir kısıtlama temin eder.

Günlük Üretim (v)	
20000	20.000
30000	10.000
60000	30.000
80000	20.000
+80000	20.000
	100.000



Oran (%)	
100%	20.000
80%	8.000
50%	15.000
30%	6.000
20%	4.000
Toplam	53000,0
Base Factor	0,53

Şekil 5.13. Örnek Temel Faktör hesabı

Konunun anlaşılması amacıyla Şekil 5.13 ile örnek olarak verilen 100.000 varil günlük üretimin paylaşımı incelenmiştir. Toplam günlük üretimin öncelikle Libya petrol otoritesi tarafından verilen oranlara bağlı olarak aralıklara düşen miktarları tayin edilmiştir. Daha sonra bu oranlara düşen miktarların ne kadarının kâr paylaşımına dahil edileceği belirlenmiş ve kâr hesabına dahil edilecek oran hesaplanmıştır. Bu durumda saha günlük üretiminin 100.000 varil olması halinde bunun ancak %53'lük kısmı kâr petrolü olarak paylaşılacaktır. Geriye kalan %47'lik kısım doğrudan Libya milli petrol şirketi payı olarak ayrılmaktadır. Şirket sahadan ne kadar fazla üretirse toplam üretim içerisinde milli petrol şirketinin alacağı pay o nispette artacaktır.

Fizan Projesi üretim planına bağlı olarak elde edilecek olan Temel Faktör planı rasgele bir benzetim iterasyonu için Çizelge 5.38 ile verilmiştir.

Çizelge 5.38. Paylaşım modeli temel faktör hesabı

Temel Faktör (Base Factor) Hesaplaması		2014	2015	2016	...	2032	2033	2034
Base Factor	Günlük Üretim (v)							
	20000	20.000	20.000	20.000	...	20.000	20.000	4.454
	30000	10.000	10.000	10.000	...	10.000	10.000	-
	60000	30.000	30.000	30.000	...	19.657	10.929	-
	80000	16.686	20.000	20.000	...	-	-	-
	+80000	-	18.596	29.552	...	-	-	-
		76.686	98.596	109.552	...	49.657	40.929	4.454
	Oran (%)							
	100%	20.000	20.000	20.000	...	20.000	20.000	4.454
	80%	8.000	8.000	8.000	...	8.000	8.000	-
	50%	15.000	15.000	15.000	...	9.828	5.464	-
	30%	5.006	6.000	6.000	...	-	-	-
	20%	-	3.719	5.910	...	-	-	-
	Toplam	48005,8	52719,3	54910,3	...	37828,4	33464,5	4454,4
	Base Factor	0,63	0,53	0,50		0,76	0,82	1,00

Temel faktör hesabının getirdiği kısıtlama gözönünde bulundurulduğu zaman sahayı çok hızlı bir şekilde sağmanın aslında ikinci parti ortak açısından çok da avantajlı olmadığı görülmektedir.

5.7.4. İkinci parti şirket yatırım payı

Önceki bölümlerde projenin yatırım planı oluşturulmuştur. Anadolu Oil şirketi başlangıçta tüm yatırımı tek başına yapmakla birlikte, aslında anlaşma kapsamında her bir yatırım kalemine belirli oranlarda katılmış sayılacaktır. Bu amaçla yatırım planı kısmında proje yatırımları belirli kalemler altında toplanmıştır. Paylaşım anlaşması kapsamında tarafların yatırımlara katılım oranları Çizelge 5.39 ile verilmiştir.

Çizelge 5.39. Proje paylaşım oranları

	NOC	Anadolu Oil Co.
Kar Petrolü Paylaşım Oranı	92,0%	8,0%
Arama Yatırımı	0%	100%
Geliştirme Yatırımı	30%	70%
İşletme Gideri	92,0%	8,0%
Maliyet Geri Dönüş Oranı (Cost R.)	50%	

Şirket toplam arama, geliştirme ve işletme yatırımlarından anlaşma terimleri kısmında verilen oranlarda pay almaktadır. Arama yatırımlarında %100, geliştirme yatırımlarına %70, işletme yatırımlarına %8 yani projedeki hissesi oranında katılmaktadır. Sonuç olarak elde edilen toplam yatırım ve işletme yatırımları yine anlaşma modelinde belirtilen oranda ticari üretim başladıktan sonra üretim içerisinde geri alınabilecektir. Ancak ikramiye ödemeleri bu kapsamın dışındadır. Çünkü ikramiye ödemeleri petrol paylaşım anlaşmalarında maliyet kurtarımına dahil edilmez [30]. Anadolu Oil şirketinin proje yatırım payı hesabı ile ilgili formülasyon Eş. 5.10, Eş. 5.11 ve Eş. 5.12 ile verilmektedir.

$$\text{Arama Yatırım Payı (m\$)} = \text{Proje Arama Yatırımı} * \text{A.Oil Arama Y. Payı (\%)} \quad (5.10)$$

$$\text{Geliştirme Yatırım Payı (m\$)} = \text{Proje Geliştirme Yatırımı} * \text{A.Oil G. Y.P. (\%)} \quad (5.11)$$

$$\text{İşletme Yatırım Payı (m\$)} = \text{Proje İşletme Yatırımı} * \text{A.Oil İşletme Y.P. (\%)} \quad (5.12)$$

Anadolu Oil şirketinin yatırımlardan aldığı paylar Çizelge 5.40 ile verilmiştir.

Çizelge 5.40. Anadolu Oil yatırım payı

Anadolu Oil Co. - Yatırım Payı (milyon \$)			2010	2011	2012	2013	...	2032	2033	2034
Arama Yatırımı		5,8	5,8	0,0	0,0	0,0	...	0,0	0,0	0,0
Geliştirme Yatırımı		372,9	60,2	111,4	80,0	102,7	...	0,0	0,0	18,6
Toplam Yatırım Harcaması(Capex)		378,7	66,0	111,4	80,0	102,7	...	0,0	0,0	18,6
Toplam İşletme Harcaması (Opex)		68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	...	3,1	3,2	0,0
	Toplam Capex & Opex		131,9	222,8	160,0	205,4	...	3,1	3,2	37,2
Toplam İkramiye (Bonuses)		28,1	9,0	0,0	0,0	0,0	...	2,1	0,0	0,0
	Toplam Nakit Çıkışı	854,0	140,9	222,8	160,0	205,4	...	5,2	3,2	37,2

5.7.5. Maliyet geri dönüşüm hesabı (Cost Recovery)

Anadolu Oil şirketi başlangıçta yatırımın tümünü tek başına yapacaktır. Ancak projenin ticari üretim yapması durumunda, şirket yaptığı yatırımları anlaşmada belirtilen şartlara bağlı olarak paylaşımına konu olan petrol içerisinde alabilmektedir. Daha sonra kalan petrol Temel ve “A” Faktörleri de gözönünde bulundurularak

hesaplanmaktadır. Fizan Projesi anlaşmasına göre Anadolu Oil şirketi maliyet geri dönüş oranı Çizelge 5.41 ile verilmiştir.

Çizelge 5.41. Anadolu Oil maliyet geri dönüş oranı

	Anadolu Oil Co.
Maliyet Geri Dönüş Oranı	50%

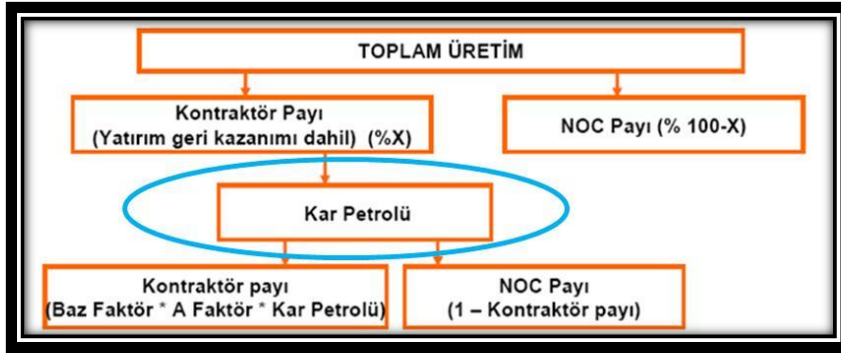
Anadolu Oil şirketi için paylaşım anlaşması kapsamında şirketin projeden aşırı rant elde etmesini kısıtlayacak ikinci bir parametre “A Faktör”dür. Bu faktör oranlarının belirlenebilmesi için projenin şirket için net nakit akışı hesaplanmalıdır. Net nakit akışı hesabı için ise şirketin üretim ve gelir planına bağlı olarak, yaptığı yatırımları hangi yıllarda ve ne miktarda geri alabileceği de hesaplanmalıdır. Bu bölümdeki hesaplamalarda önceki aşamalarda hesaplanan aşağıdaki veriler kullanılmaktadır.

- Anadolu Oil Petrol Geliri, üretim ve gelir bölümündeki hesaplamalardan alınacaktır.
- Anadolu Oil yatırım ve işletme payları, yatırım payı hesaplama bölümünden alınacaktır.
- Maliyet geri dönüş limiti, Anadolu Oil petrol geliri ile sınırlandırılmaktadır. Yani Anadolu Oil şirketi kendi payına düşen gelirin yarısını maliyet kurtarımı olarak alabilecektir.

Çizelge 5.42. Paylaşım modeli maliyet geri dönüşü

Maliyet Geri Dönüşü (Cost Recovery)	2010	2011	2012	2013	...	2032	2033	2034	
Toplam Petrol Geliri _Anadolu Oil Hissesi	4.472	0,0	0,0	0,0	0,0	...	138,1	114,1	12,9
Capex & Opex _Anadolu Oil Hissesi	826	131,9	222,8	160,0	205,4	...	3,1	3,2	37,2
Cost Recovery Limit	4.472	0,0	0,0	0,0	0,0	...	138,1	114,1	12,9
Kümülatif Cost Recovery Limit		0,0	0,0	0,0	0,0	...	4345,1	4459,2	4472,1
Toplam Geri Alınabilir (Recoverable) Capex & Opex	413	66,0	111,4	80,0	102,7	...	1,6	1,6	18,6
Kümülatif Geri Alınabilir Capex & Opex		66,0	177	257	360	...	393	394	413
Anadolu Oil - Capex & Opex Recovery	413	0,0	0,0	0,0	0,0	...	1,6	1,6	18,6
Kümülatif - Capex & Opex Recovery		0,0	0,0	0,0	0,0	...	392,8	394,3	412,9

Paylaşım sonuçları Çizelge 5.42 ile verilmiştir. Şirket için maliyet kurtarım miktarı toplam gelirden milli petrol şirketi hissesi düşüldükten sonra kalan kısımdır. Şekil 5.14 ile süreçte gelinen nokta verilmiştir.



Şekil 5.14. Paylaşım modeli akış süreci

Toplam geri alınabilecek yatırım miktarı anlaşma terimleri ile kısıtlanmış ve %50 olarak belirtilmiştir. Dolayısıyla şirket toplam 612 milyon dolar harcadığı halde ancak 306 milyon dolarlık kısmını geri alabilecektir.

5.7.6. “A” Faktör ve kâr petrolü paylaşımı

Anadolu Oil şirketi için paylaşım mekanizmasının ikinci kısıtlayıcı unsuru “A” faktörüdür. Daha önce anlatılan temel faktör üretim miktarına bağlı bir kısıt getirirken, “A” faktörü ise kümülatif geliri kümülatif yatırıma oranlayarak finansal açıdan ikinci parti ortağın aşırı rant temin etmesini önlemek için kullanılacaktır. Nihaî olarak Anadolu Oil şirketinin kâr petrolünden alacağı pay ise bu iki oranın kâr petrolü ile çarpılması sonucu ortaya çıkacaktır. A Faktör hesabı ve şirketin kâr petrolü gelir hesapları için gerekli olan formüller Eş. 5.13, Eş. 5.14, Eş. 5.15, Eş. 5.16 ve Eş. 5.17 ile verilmektedir.

$$\text{Kâr Petrolü(milyon\$)}_i = \text{Anadolu Oil Gelir Payı(\$)}_i - \text{Maliyet Geri Dönüşü} \quad (5.13)$$

$$\text{Kâr Petrolü(milyon v.)}_i = \text{Anadolu Oil Gelir Payı(\$)}_i - \text{Petrol Fiyatı} \quad (5.14)$$

$$\text{Anadolu Oil Petrol Hissesi(milyon v.)}_i = \text{Temel Faktörü} / \text{“A” Faktörü} \quad (5.15)$$

$$A.O.Petrol Hissesi(milyon \$)_i = A.O. P. Hissesi(milyon v.)_i / Petrol Fiyatı_i \quad (5.16)$$

$$Kâr Petrolü NOC Hissesi(milyon\$)_i = Kâr Petrolü(milyon\$)_i - A.O.Petrol Hissesi(milyon \$)_i \quad (5.17)$$

A Faktör hesaplaması için oluşturulan model Çizelge 5.43 ile verilmektedir.

Çizelge 5.43. Paylaşım modeli “A” Faktör hesaplaması

A Faktör ve Kâr Petrolü Hesaplaması		2010	2011	2012	2013	2014	2015	...	2032	2033	2034
"A Faktör" Hesaplaması											
Anadolu Oil Geliri (\$)	1.652,0	-	-	-	-	175,2	206,6	...	43,2	20,0	17,5
Kümülatif - Anadolu Oil Geliri		-	-	-	-	175,2	381,8	...	1.614,5	1.634,5	1.652,0
Kümülatif - Anadolu Oil Capex & Opex		66,0	177,4	257,4	360,1	361,5	363,0	...	392,8	394,3	412,9
	Oran	-	-	-	-	-	0,5	...	4,0	4,1	4,1
	"A" Factor	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	...	0,4	0,2	0,2
Kâr Petrolü Dağılımı											
Kâr Petrolü (Excess Petrol)	milyon \$	4.059,1	-	-	-	-	43,8	...	136,5	112,5	(5,7)
Kâr Petrolü	milyon varil	43,6	-	-	-	-	0,5	...	1,4	1,1	(0,1)
Anadolu Oil - Petrol Hissesi	milyon varil	13,3	-	-	-	-	0,2	...	0,4	0,2	(0,0)
Anadolu Oil - Petrol Hissesi	milyon \$	1.239,0	-	-	-	-	18,7	...	41,6	18,4	(1,1)
Kâr Petrolü - NOC Hissesi	milyon \$	2.820,1	-	-	-	-	25,1	...	94,9	94,1	(4,6)

Anadolu Oil geliri o yılki maliyet geri dönüşü ve şirketin kâr petrolünden alacağı payın parasal değeridir. Maliyet kurtarımına tabii olan yatırım ve işletme harcamaları toplamı ise şirketin yatırım payı hesap bölümünden alınmaktadır. Kâr petrolü ilk üretim gelirinden milli petrol şirketi düşüldükten sonra Anadolu Oil şirketinin payına düşen gelirden maliyet geri dönüşümü çıkarılarak hesaplanmaktadır. Buradaki hesap parasal iken varil cinsinden miktar da hesaplanmaktadır. Çünkü burada esas itibarıyla kâr olarak paylaşılan para değil kâr petrolüdür [30]. “A” faktör ise kümülatif gelirin kümülatif yatırıma oranıdır. Anlaşma terimleri bölümünde verilen oranlar kullanılmak suretiyle şirketin parasal olarak da aşırı karlılığı önlenmeye çalışılmaktadır. Tavan olarak belirlenen limit bu anlaşma için %80’dir. Kümülatif

gelir arttıkça bu oran gerilemekte ve beş, dokuz ve ondördüncü yıllarda sırasıyla %60, %40 ve %20 düzeyine ulaşmaktadır.

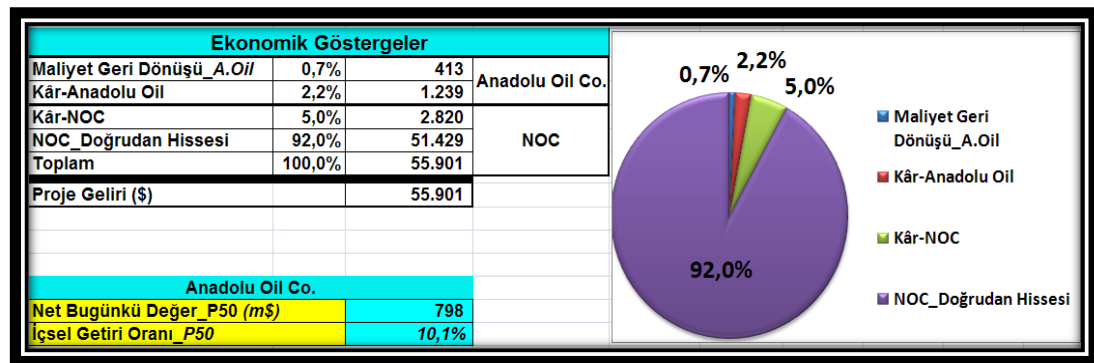
Anadolu Oil'in kâr petrolü hissesi, toplam kâr petrolünün temel faktör ve "A" faktörü için yıl bazında belirlenen oranlarının çarpımı ile hesaplanmaktadır. Hem üretim hem de "kümülatif gelir / kümülatif yatırım" ile kısıtlanan şirket kârlılığı şirketin projedeki hissesinin çok daha altında pay sahibi olmasına neden olmaktadır. Modelin son bölümünde toplam gelir içinde Anadolu Oil payından bahsedilecektir.

5.8. Proje ekonomik sonuçları

P50 senaryosu ekonomik sonuçları

Bu noktaya kadar anlatıldığı şekilde üretim paylaşım modeli kurulmuş ve 3000 iterasyon için benzetim programı çalıştırılmıştır. Sonuç olarak elde edilen istatistikî veriler şirket yöneticilerinin karar vermesi noktasında yol gösterici olacaklardır. Benzetim modelinin çalıştırılması sonucu proje sonuçları (NPV, IRR) birer dağılım olarak elde edilmiştir. Bu dağılımlar proje modelinde tanımlanan ve belirsizlik içeren tüm parametrelerden kaynaklanan riskleri barındırmaktadır. Proje ekonomik sonuçları 3000 iterasyondan oluşan birer veri seti olarak ortaya çıkmaktadır. Crystal Ball yazılımı bu veri setini yirmi iki dağılım çeşidi için test ederek en uygun dağılım türünü önermektedir. Ekonomik sonuç analiz dağılımlarının elde edilmesinde kullanılan program arayüz ekranları Ek-7 ile verilmiştir.

Çizelge 5.44. P50 senaryosu paylaşım modeli ekonomik sonuçlar



Sonuçları Çizelge 5.44 ile verilen proje ekonomik modeline göre Anadolu Oil şirketinin toplam gelirden reel olarak aldığı pay toplam içerisinde ancak %2,5 olabilmektedir. Aslında projeye %8 oranında pay sahibi olmasına rağmen payının bu orandan kalmasının nedeni “Temel” ve “A” faktör kısıtları olmuştur. Çalışmanın temellerinden birini oluşturan belirsizliği model dışına atmak ve parametrelerden kaynaklanan riskleri sisteme dahil etmek amacıyla tüm ilgili girdiler birer dağılım olarak kullanılmıştır. Benzetim modelinin bir sonucu olarak model ekonomik sonuçları da nokta tahmini yerine dağılımlar şeklinde elde edilmiştir. Üç senaryo için kurulan modellerin ekonomik sonuçları Çizelge 5.45 ile verilmiştir.

Çizelge 5.45. Üç senaryo modelinin ekonomik sonuçları

		Dağılım Türü	10%	Ortalama Değer	90%
Net Bugünkü Değer	P10 Olasılık Modeli	Beta	834	903	956
	P50 Olasılık Modeli	Gamma	698	732	766
	P90 Olasılık Modeli	Weibull	760	810	850
İçsel Getiri Oranı	P10 Olasılık Modeli	Weibull	9,4%	10,1%	10,7%
	P50 Olasılık Modeli	Logistic	13%	13,5%	14,1%
	P90 Olasılık Modeli	Student's t	9,8%	10,3%	10,9%

5.8.1. Proje ekonomik sonuçlarının entegrasyonu

Çalışmanın buraya kadar anlatılan bölümlerinde üç senaryo için üç proje modeli kurulmuştur. Üç senaryo için karar aşamasında kullanılmak üzere NPV ve IRR için üç farklı değer elde edilmiştir. Ancak proje yöneticileri “Bu projenin ekonomik olarak getirisi nedir?” sorusuna cevap aramaktadırlar. Üst düzey yöneticiler için projenin ilgili karar kriterleri için tek bir veriye sahip olmak ve bu veri üzerinden karar vermek büyük kolaylık sağlamaktadır. Bu amaçla yine benzetimden yararlanılacaktır. Kullanılan benzetim programıyla P10, P50 ve P90 senaryoları için elde edilmiş olan ekonomik sonuçlar Çizelge 5.45 ile verildiği şekilde birer dağılım olarak elde edilmiş ve programda kaydedilmiştir. P10 ve P90 senaryoları için elde edilmiş olan ekonomik sonuçlar P50 senaryo modeli üzerinde Fizan Projesi için entegre ekonomik sonuçlar elde etmek üzere birer girdi (assumption) olarak

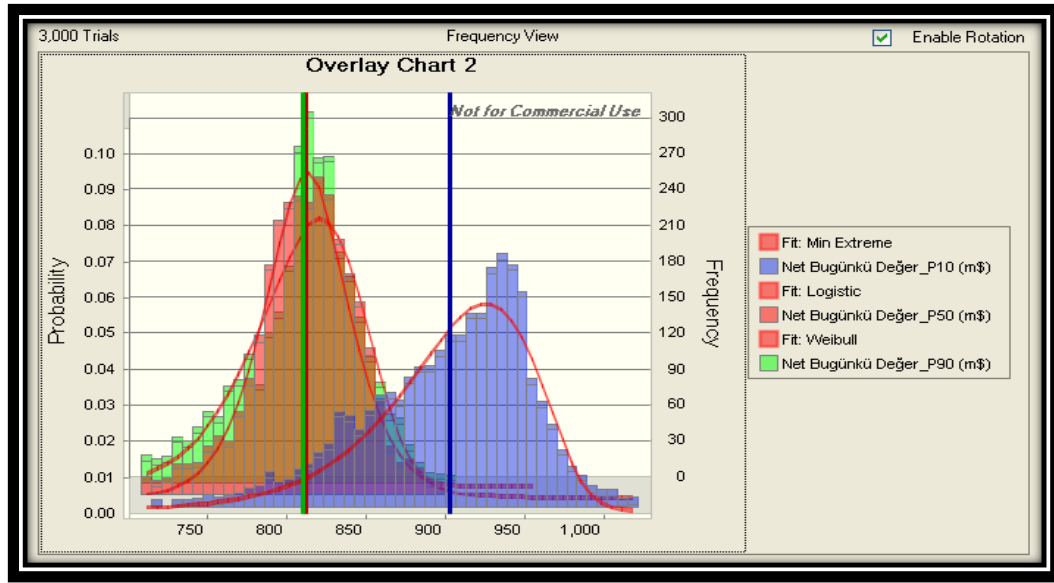
tanımlanmıştır. Bu tanımlama Crystal Ball programının bir özelliği olup programa ait ilgili arayüzler ekranları Ek-8 ile verilmiştir.

Yukarıda anlatıldığı üzere daha önce elde edilen çıktıları birer girdi olarak kullanmak suretiyle proje için entegre olarak tabir edilebilecek, net ekonomik sonuçlar elde edilmiştir. Bu aşamada girdi olarak kullanılan dağılımların üç senaryo için kurulmuş olan modellerin tüm davranışını sergilemelerinden dolayı, proje entegre sonuçlarının süreç boyunca kullanılan tüm riskleri de içerdikleri söylenebilir.

Çizelge 5.46. Fizan projesi tüm olasılık değerleri ekonomik sonuçları

Fizan Projesi_Entegre Ekonomik Sonuçlar		
Net Bugünkü Değer_Fizan	P10	966
	P50	829
	P90	800
	Entegre	865
İçsel Getiri Oranı_Fizan	P10	9,9%
	P50	10,0%
	P90	10,4%
	Entegre	10,1%

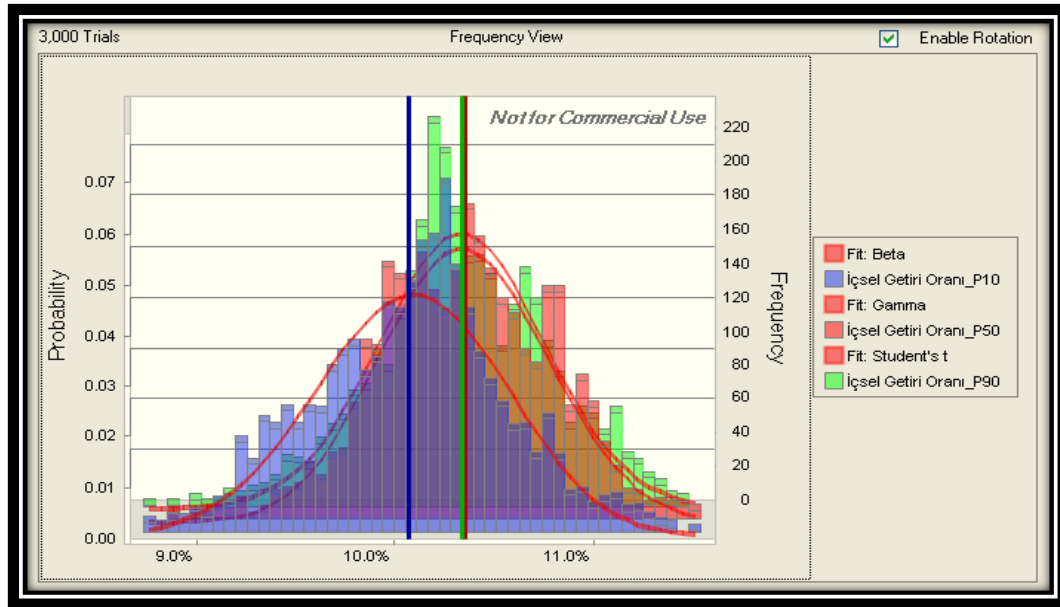
Entegrasyon işleminde kullanılacak olan üç senaryo modelinin çıktıları Çizelge 5.46 ile verildiği şekilde birer girdi dağılımı olarak tanımlanmıştır. Entegre değer üç senaryo değerinin aritmetik ortalaması olarak tanımlanmıştır. Hangi beklentinin gerçekleşmesi durumunda Anadolu Oil şirketinin nasıl bir tablo ile karşılaşacağını incelenmesi son adımda yapılacak modelleme açısından da daha açıklayıcı olabilecektir. İncelenen şirket için temel parametrelerden birinin NPV olduğu belirtilmiştir. Net bugünkü değer tanımı projenin reel veriye indirgenmiş olan net nakit akışının toplamıdır [30]. Yani tüm harcama ve gelirlerin bugün elde edilmesi durumunda şirket açısından proje değerinin ne olacağının ifadesidir.



Şekil 5.15. Fizan projesi üç senaryo için NPV dağılımı

Yapılan analiz sonucuna göre P50 ve P90 senaryoları için şirkete projenin NPV değeri yaklaşık olarak aynı düzeyde ve 810 milyon dolar değerindedir. Üç model için elde edilen dağılımlar Şekil 5.15 ile aynı grafik üzerinde gösterilmiştir.

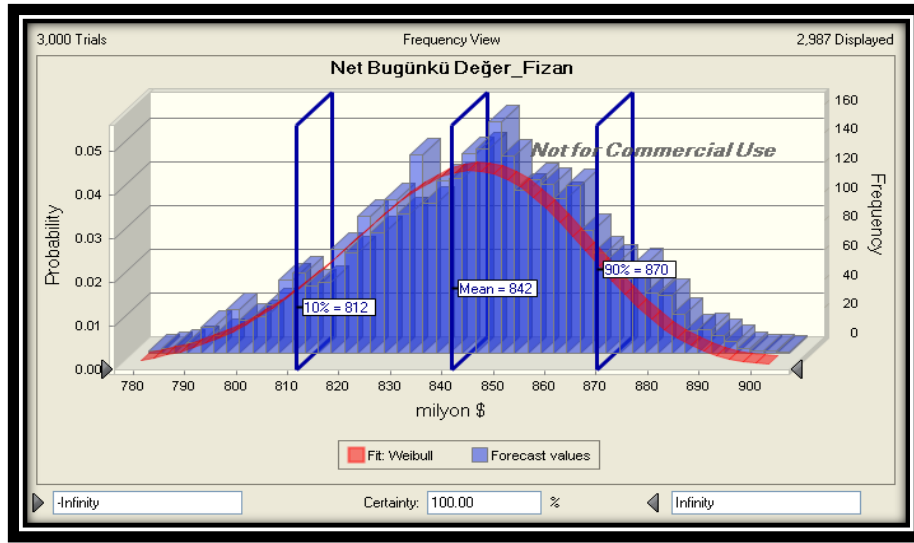
IRR ise NPV ile birlikte proje kararında en sık başvuru parametrelerin başında gelmektedir. IRR şirketin bu proje için net nakit akışını sıfır yapan iskonto oranı olarak belirtilmektedir [5]. Bir başka deyişle şirket bu projeye yatıracığı parasal değeri yüzde kaç ile başka bir alanda değerlendirse bu projenin getirisini elde edebilirdi şeklinde de ifade edilebilmektedir. Yine üç senaryo için kurulan üç farklı modelden elde edilen içsel getiri oranlarını Şekil 5.16 ile verilmektedir.



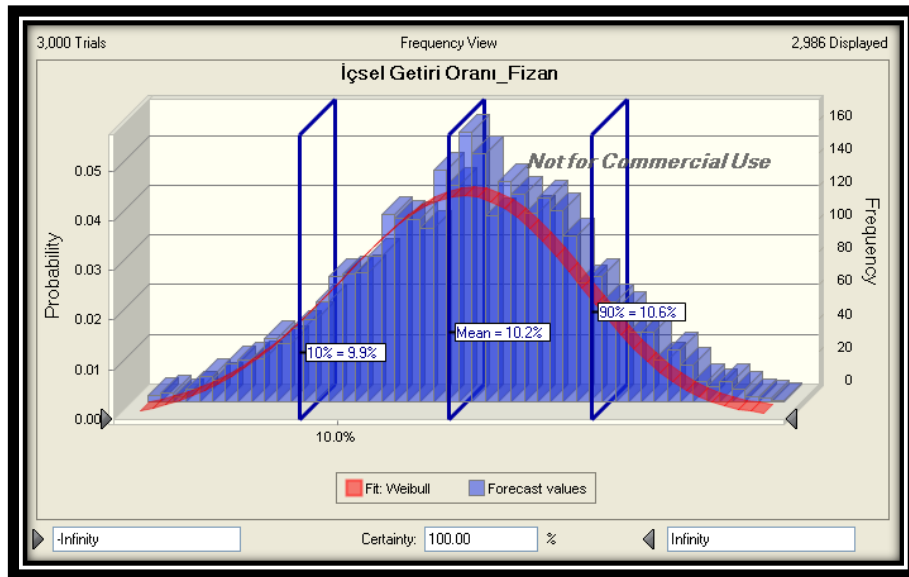
Şekil 5.16. Fizan projesi 3 olasılık için içsel getiri oranı dağılımı

P50 ve P90 senaryoları için getiri oranlarının yaklaşık olarak aynı ve %10,4 düzeyinde, P10 senaryosu için ise daha düşük olmak üzere yaklaşık %10,1 olduğu görülmektedir. Aslında normal bir analizde hem NPV hem de IRR değerlerinin P10'dan P90'a doğru azalması ve arada kayda değer farklılıklar bulunması beklenir. Ancak bu projede de uygulanan proje paylaşım mekanizmalarının ikinci parti ortakları üretim ve gelir yönüyle ne denli iyi bir şekilde kontrol ettiği görülmüştür.

Sonuç olarak farklı dağılımlar şeklinde elde edilmiş olan senaryo model çıktıları excelin aritmetik ortalama fonksiyonundan istifade edilerek tek değere indirgenmek üzere modellenmiştir. Üç senaryo için elde edilmiş olan çıktıların proje sonuçları üzerinde eşit derecede etki sahibi olduğu öngörülmüştür. Benzetim sonucu proje için elde edilen ekonomik verilerin dağılımı Şekil 5.17 ve Şekil 5.18 ile verilen şekilde elde edilmiştir.

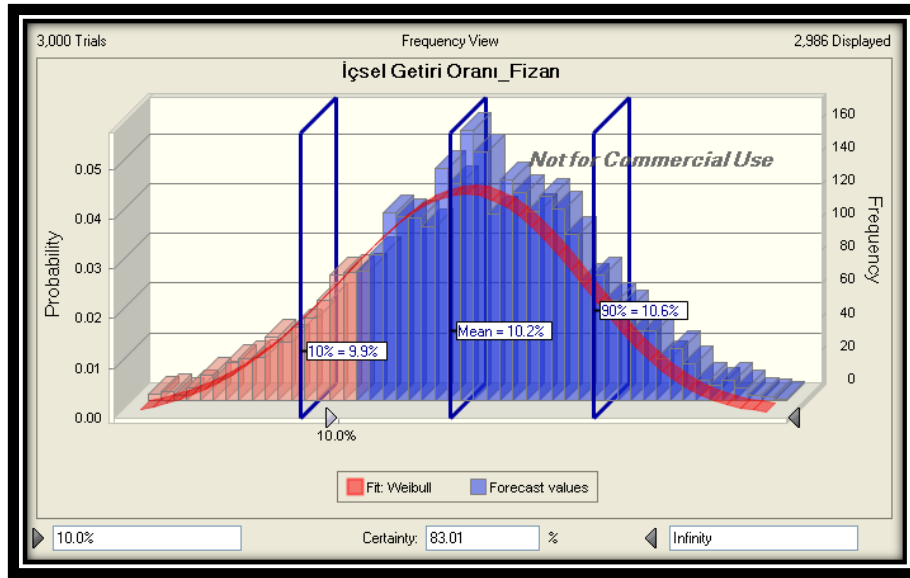


Şekil 5.17. Fizan projesi net bugünkü değer dağılımı



Şekil 5.18. Fizan projesi içsel getiri oranı dağılımı

Petrol arama ve üretim sektöründe IRR değeri için genel eğilim proje değerinin %10'un altına düşmemesi yönündedir [8]. Bu değer içerisinde projenin uluslararası finans kurumlarından sağlanacak kredi ile fonlanması, yatırımın fırsat maliyeti, proje ve ülke risk primi gibi temel faktörler göz önünde bulundurulmaktadır.



Şekil 5.19. Fizan projesi içsel getiri oranı'nın %10'u aşması olasılığı

Petrol şirketleri için karar için bir eşik olan %10 düzeyi açısından Fizan Projesi'nin riski nedir sorusu ilk akla gelen sorulardan biridir. Nokta tahmini üzerine kurulacak bir modelde bu soru için ikna edici bir cevap bulmak oldukça zor iken benzetimden istifade ederek kurulan modeller sonucunda daha mâkul bir cevap bulunabilecektir. Şekil 5.19 ile elde edilen model çıktısı bu konuda yol gösterici bir araçtır. Fizan Projesi'nin Anadolu Oil için içsel getiri oranı açısından eşik kabul edilen %10 değerini aşması olasılığı %83'tür. Bu şartlar altında bu projenin şirket için net bugünkü değerinin %90 olasılıkla 812 milyon dolar üzerinde olması beklenmektedir. Ayrıca bu değerler sahada belirsiz birer faktör olarak duran tüm değişkenlerin sisteme katması belenen riskleri de gerçek hayattaki davranışları ile içermektedir.

5.8.2. Duyarlılık Analizi

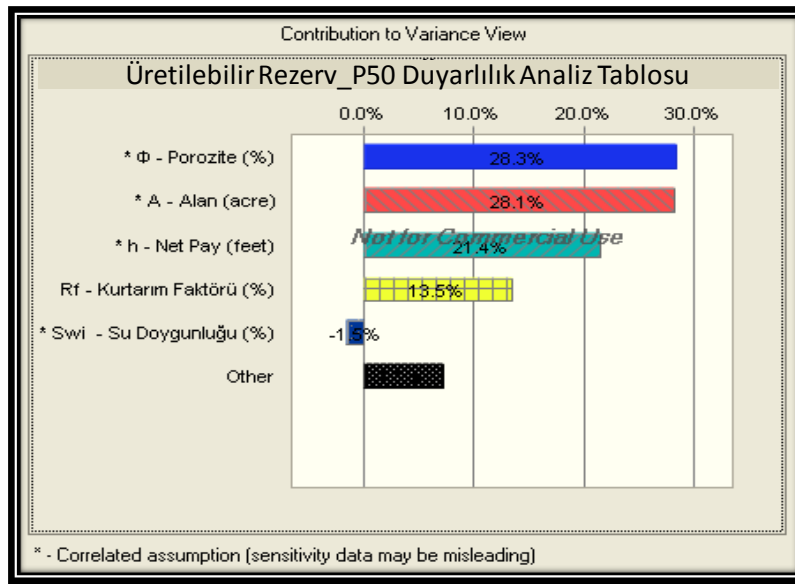
Duyarlılık analizi, her bir girdinin (assumption) hedef bir çıktı değer (forecast) üzerindeki etkisinin analizinde kullanılan bir tekniktir. Etkinin yönü ve / veya büyüklüğü analiz edilebilir. Bu analiz yöntemi ile çalışmalarda üç temel fayda elde edilmeye çalışılır [8].

- i. Hangi parametrelerin incelenen çıktı değerinin değişkenliği üzerinde en fazla etkiye sahip olduğu analiz edilir. Daha sonra en fazla etki sahibi olan faktörler mercek altına alınarak bunların etkisini azaltmak yönündeki çalışmalarla hedef değer riski azaltılmaya çalışılır.
- ii. Analiz edilen model çıktısı üzerinde etkisi en az olan parametreler belirlenir. Etki düzeyi için belirli bir alt limit belirlenmek suretiyle bu değer altında kalan faktörler ihmal edilebilir.
- iii. Model girdilerinin çıktı üzerinde ne yönde ve hangi büyüklükte etki ettiğini göz önünde bulundurarak kurulan modeller gerçeği daha iyi yansıtan sistemlerin tasarlanmasına yardımcı olacaktır.

Çalışmada üç farklı senaryo (P10, P50, P90) için üç model oluşturulmuştur. Herbir modelde bir petrol projesinin belirsizlik içeren tüm girdileri birer dağılım olarak tanımlanmıştır. Bu parametreler kullanılarak çalışmanın çeşitli aşamalarında formüller vasıtasıyla çeşitli sonuçlar (forecast) hesaplanmıştır. Nihai sonuç olarak ise her bir senaryo için projeyi ekonomik açıdan değerlendirmekte kullanılacak iki değer (Net Bugünkü Değer, İçsel Getiri Oranı) hesaplanmıştır. Proje için hedef değer olarak hesaplanan bu iki değer değişkenliği üzerinde modellemenin tüm aşamalarındaki parametrelerin etkisi vardır. İlgili değişkenliklerin duyarlılık analizi yöntemiyle incelenmesi amacıyla yine modellemenin gerçekleştirildiği Crystal Ball programından yararlanılmıştır. İlgili analizin gerçekleştirilmesi için kullanılan program arayüz ekranları Ek-9 ile verilmiştir.

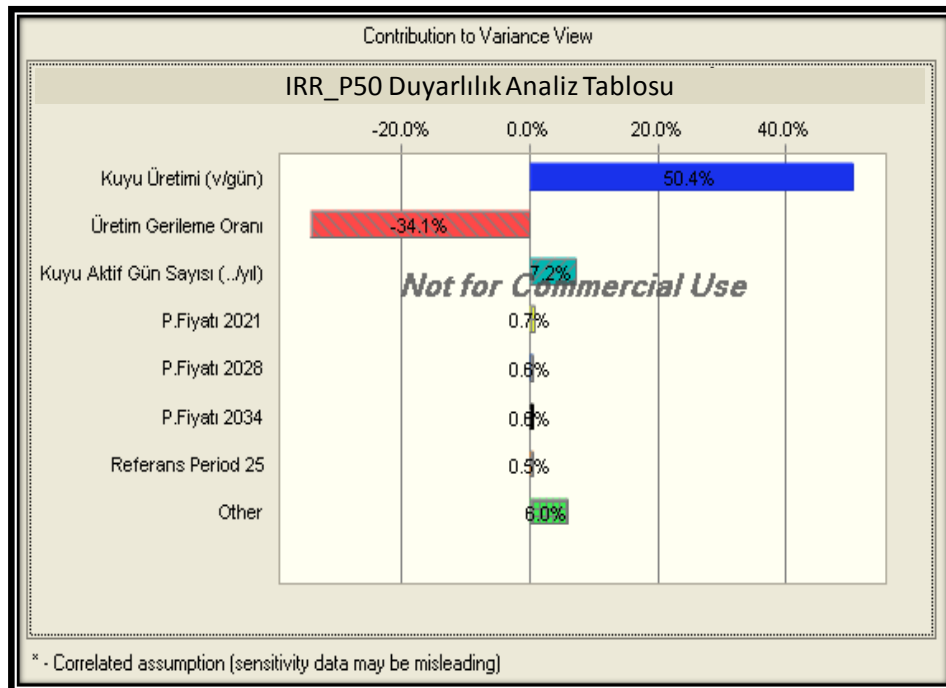
Duyarlılık analizi örnek bir çalışma olarak P50 senaryosu için incelenmiştir. Analiz Fizan Projesi üretilebilir rezervi ve proje net bugünkü değeri için gerçekleştirilmiştir.

Proje üretilebilir rezervine ait analiz tablosu Şekil 5.20 ile verilmiştir. Buna göre üretilebilir rezerv miktarının %100 ile tanımlanan toplam değişkenliği altı temel faktörden kaynaklanmaktadır. Beş faktör rezerv miktarındaki değişkenliği pozitif yönde biri negatif yönde etkilemektedir. Bir başka deyişle beş faktör ile rezerv miktarı arasında doğru orantılı bir ilişki vardır. Faktörlerin rezerv miktarındaki değişime etkileri % cinsinden verilmektedir. Örneğin rezerv miktarında pozitif yönde bir birimlik değişimin %28,3'ü poroziteden kaynaklanmaktadır.



Şekil 5.20. Üretilebilir rezerv duyarlılık tablosu

Proje ekonomik sonucundaki değişkenlik üzerinde en büyük etkiye sahip girdileri belirlemek amacıyla proje IRR değeri için yapılan analiz sonucu Şekil 5.21 ile verilmiştir.



Şekil 5.21. Fizan Projesi IRR duyarlılık tablosu

Analiz sonuçlarına göre proje ekonomisini en büyük oranda etkileyen faktör kuyu üretimidir. Fizan Projesi net bugünkü değerinde bir dolarlık artışın %50,4'lük kısmı kuyu üretim miktarından kaynaklanmaktadır. Üretim gerileme oranı ile net bugünkü değer arasında ise negatif bir ilişkinin mevcut olduğu anlaşılmaktadır. Üretim gerileme oranı arttıkça sahanın üretebileceği miktar azalacak dolayısıyla Anadolu Oil şirketinin üretimden alacağı pay ve kârlılığı da azalacaktır. P10 ve P90 senaryoları için gerçekleştirilen duyarlılık analizi sonuçları da P50 senaryosu ile aynı yönde sonuçlar vermektedir. P10 ve P90 senaryolarına ait veriler sırasıyla kuyu üretimi için %47,3 ve %49,7, üretim gerileme oranı için -%32,8 ve -%33,6, kuyu aktif gün sayısı için %7,9 ve %7,7 olarak elde edilmiştir.

6. SONUÇ

Tez çalışmasında iki hedef üzerine ilerlenmiştir.

İlk olarak petrol sektörü üzerine derinlik kazanmak ve projelerin yapısal analizinin gerçekleştirilmesi hedeflenmiştir. Bu çalışma ile aynı zamanda sektöre stratejik bir bakış açısı kazandırmak amaçlanmıştır. Bu doğrultuda sektörün yapısı ve işleyişi hakkında araştırmalara yer verilmiştir. Sektörün içinde bulunduğu eğilimler incelenmiş olup petrol ve doğalgaz sektörünün insanlık için önemini önümüzdeki onlarca yıl daha koruyacağı sonucuna varılmıştır. Sonraki aşamada sektörün merkezinde yer alan petrol projelerinin incelenmesine çalışılmıştır. Bu çalışmada bir endüstri mühendisi gözüyle petrol ve doğalgaz projelerinin yönetim süreci üzerine odaklanılmıştır. Çalışma kapsamında bir endüstri mühendisi için gerekli boyutun aşılması amacıyla bir petrol arama projesinin rezervuar ve sonrasındaki proje aşamaları analiz edilmiştir. Tez çalışması ile sektörde 4 temel disiplinin (Rezervuar – Petrol Mühendisliği, Yüzey Tesisi – Makina Mühendisliği, Üretim – Petrol Mühendisliği, Paylaşım Anlaşması ve Modellenmesi - İşletme) katılımıyla oluşturulan süreç incelenmeye çalışılmıştır. Yapılan bu çalışmalar ile proje yöneticisi için ayrıntılara girilmeden bir petrol arama projesinin yönetimi hakkında temel bilgi birikimine ulaşması sağlanmaya çalışılmıştır.

Tez çalışmasında ikinci hedef ise belirsizlik ve risk analizi üzerine yetkinlik kazandırmaktır. Bu amaçla sürecinin her aşamasında çok yoğun biçimde risk içeren petrol projeleri üzerinde örnek bir çalışma yürütülmüştür. Arama projelerinin yapısı gereği petrol projeleri sınırlı miktarda veri ile yönetilmeye çalışılmaktadır. Bu da risklerin gerçek yaşamdaki davranışları ile modelde temsil edilmesinin önünde bir kısıt olarak durmaktadır. Bu kısıtı bertaraf edebilmek amacıyla tez çalışmasında benzetimden yararlanılmıştır. Bu doğrultuda çalışma boyunca belirsizlik içeren her bir değişken benzetim vasıtasıyla bir dağılım olarak tanımlanmış ve bu şekilde modele dahil edilmiştir. Böylece sistem girdilerinden kaynaklanan tüm risklerin modele dahil edilmesine çalışılmıştır. Örnek çalışma ile bir petrol projesinin dört yönetsel aşamasını (rezervuar, üretim, yatırım, paylaşım modeli) içeren entegre bir model kurulmaya çalışılmıştır. Petrol sisteminde birbiri ile ilişki içerisinde olan

faktörler model üzerinde ilgili formüller ile entegre edilmiştir. Bu yaklaşım, sistemin gerçek hayattaki davranışının yansıtılabilmesi bakımından anlamlı görülmektedir. Çünkü gerçek petrol sistemlerinde parametrelerin büyük bölümü birbiri ile ilişki içerisindedir. Oluşturulan entegre model ile çalışma sonucunda elde edilen ve proje ile ilgili kabul veya red kararını vermekte kullanılan NPV, IRR gibi parametrelerin modelin ilk adımında üzerinde durulan rezervuar parametrelerinden kaynaklanan riski de içermesi sağlanmıştır. Ayrıca çalışma sırasında belirsizliği modele dahil etmek amacıyla birer dağılım olarak tanımlanan girdiler arasında mevcut olan korelasyonun da parametrelerin tasarımı sırasında modele dahil edilmiş olması gerçek sistem davranışlarının elde edilmesine yardımcı olmuştur.

Yapılan bu çalışma ile Türkiye’de akademik alanda petrol sektörü ile ilgili yapılan çalışmalara birkaç yönde katkı sağlanıldığı düşünülmektedir.

Petrol arama ve üretim sektöründe ülkemizde geleneksel proje yönetim yaklaşımı, rezervuar hesaplamalarında benzetimin kullanımı, projenin diğer aşamalarında ise parametreler için nokta tahmini kullanılarak ilgili hesaplamaların gerçekleştirilmesi şeklindedir. Çalışmamızda ise belirsizlik içeren tüm parametreler gerçek hayattaki davranışlarını yansıtacak şekilde birer dağılım olarak kullanılmıştır. Geleneksel yaklaşımda şirketlerin ilgili birimleri projenin kendilerini ilgilendiren aşamasında devreye girmekte, önceki birimin çıktıları olarak kendi çalışmasına girdi olarak kullanmaktadırlar. Süreç ardışık ilişkiler ile yönetilmektedir. Çalışmamızda ise tüm süreç bir model üzerinde entegre edilmeye çalışılmıştır. Dolayısıyla modelde kullanılan ilk parametrenin dahi prone ekonomik çıktıları üzerindeki etkisi sisteme dahil edilmeye çalışılmıştır.

Sektörde geleneksel yönetim yaklaşımı nokta tahminleri kullanarak üç senaryo için (P10, P50, P90) proje modeli kurmak ve bu senaryolara ait ekonomik sonuçlar elde etmek yönündedir. Yöneticiler üç senaryo için oluşturulan modellerin sonuçlarına bakarak proje ile ilgili karar vermeye çalışmaktadırlar. Yalnızca birkaç değere bakarak karar vermeye çalışmak yöneticiler için karar vermeyi oldukça zorlaştırmaktadır. Yöneticiler tarafından cevabı aranan ise, projenin başarı ve zarar olasılığı, hedeflenen bir eşik değere oranla çalışılan proje sonuçlarının durumu gibi

sorulardır. Çalışma kapsamında örnek Fizan Proje'si geleneksel tarzda çalışılmış, üç senaryo için modelleme gerçekleştirilmiştir. Bu durumda P10, P50 ve P90 senaryoları için elde edilen IRR değerleri sırasıyla %9,7, % 10,3, %9,1 şeklinde elde edilmiştir. Şirket yöneticileri belirtilen bu üç değere bakarak karar vermek durumundadır. Sektörde üst düzey yöneticiler proje IRR değerinin %10 altında kalmasını arzu etmemektedirler. Ancak eldeki üç değere bakarak, mevcut durumun hedeflenen değere nispeten hangi pozisyonu hakkında fikir yürütmek güçtür. Yürütülen tez çalışmasında ise öncelikle örnek proje üç senaryo için modellenmiş ve ekonomik sonuçlar birer dağılım olarak elde edilmiştir. Daha sonra senaryo modellerinin çıktıları benzetim ile entegre edilerek Fizan Proje'sine ait IRR bir dağılım olarak elde edilmiştir. Bu dağılıma göre proje IRR'nın hedeflenen %10 değeri üzerinde kalma olasılığı %83'tür. Başarı ve zarar olasılıkları gibi sayısal sonuç veren bu tarzdaki yaklaşımın karar vericiler için çok daha anlamlı olduğu değerlendirilmektedir. Geleneksel model ve benzetim modelleri arasında kuyu sayıları açısından da farklılıklar olduğu görülmüştür. Geleneksel yaklaşımda açılması gereken üretim kuyu sayıları P10, P50 ve P90 senaryoları için sırasıyla 30, 27, 39 iken benzetim modellerine göre sırasıyla 28, 30, 47 olarak elde edilmektedir.

Benzetim yoluyla kurulan entegre modelin geleneksel yaklaşıma nazaran üstün bir yönü de sistem bütününde duyarlılık analizi yapılabilmesidir. Böylece model içerisinde herhangi bir noktada kullanılan bir parametrenin sistem çıktıları üzerinde hangi yönde ve ne oranda etkili olduğu analiz edilebilmektedir. Duyarlılık analizi verilerine bağlı olarak, eğer mümkün ise sistem çıktıları üzerinde etkin olan parametrelerin etkisini değiştirmek yönünde aksiyonlar alınarak, nihaî sistem çıktılarına belirli oranlarda da olsa müdahale edilebilmesi mümkün kılınabilecektir.

Sonuç olarak, bu çalışma ile oluşturulan proje yönetim yaklaşımı ve elde edilen çıktıların geleneksel tarzda, nokta tahmini üzerine kurulan modellere nispeten, üzerinde çalışılan sistemlerin gerçek hayattaki davranışlarını izleyebilmek ve daha sağlıklı kararlar verebilmek açısından üstünlük taşıdığı düşünülmektedir.

Yürütülen tez çalışmasından hareketle Türkiye'de akademik alanda risk analizi üzerine pekçok çalışmanın yapılabileceği düşünülmektedir.

Ülkemizde gelişim sürecinde olan petrol arama ve üretim sektörü risk analizi konusunda da gelişime ihtiyaç duymaktadır. Bu tez çalışması kapsamında oluşturulan rezervuar ve yatırım modelleri, ilgili alandaki temel risk parametreleri kullanılarak hazırlanmıştır. Bir ileri adım olarak risk türleri daha detaylı şekilde analiz edilebilir.

Bu çalışma kapsamında tek bir proje için entegre risk modeli kurulmuştur. Bu çalışmanın bir sonraki aşaması proje portföy yönetimidir. Bu kapsamda bir petrol şirketinin tüm projeleri risk analizi yaklaşımı ile modellendikten sonra, proje yönetiminin bir üst adımı olarak risk analizi tabanlı proje portföy yönetimi çalışması yapılabilir.

Yapılabilecek bir çalışma da, petrol projelerini olduğu gibi makro ölçekte ülke ekonomisini etkileyen ve yapısında pekçok riski barındıran petrol fiyatları analizidir. Bu analiz vasıtasıyla gelecek için petrol fiyatı tahminleme çalışması yürütülebilir.

Çalışmamızda risk analizi modellemesi bir paket program kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Risk analizi için üretilmiş olan Crystal Ball ve benzeri paket programlar dünyada çok çeşitli sektörlerde kullanılmaktadır. Belirtilen türdeki programlar, pratik iş yaşamındaki uzmanların risk analizini üzerinde çalıştıkları projelere kolayca adapte edebilmelerine imkan sağlamaktadır. Program kullanımı hem risk modellerinin kurulumu hem de görsel çıktılar ile problemlerin anlaşılması ve yorumlanması noktasında büyük kolaylıklar sağlamaktadır. Belirtilen risk analizi programlarının ülkemizde üretim sektöründe planlama, proje ekonomisi, finansman modelleri ve kalite kontrol gibi alanlarda kullanımının fayda sağlayacağı değerlendirilmektedir. Gerçek sistemi daha iyi yansıtan, risk tabanlı analitik karar modelleri kullanılarak verilecek olan iş kararlarının ülke ekonomisine büyük katkılar sağlayacağı düşünülmektedir.

KAYNAKLAR

1. Arman, T.T., “Risk Analizine Giriş”, **Alfa Basım Yayım Dağıtım**, İstanbul, 4, 16-17, 43, 106 (1997).
2. Arıcı, H., “İstatistik Yöntemler ve Uygulamalar”, **Meteksan**, Ankara, 4, 39, 113-114 (2005).
3. Fıkırkoca, M., “Bütünsel Risk Yönetimi”, **Kalder Yayınları**, Ankara, 67- 69 (2003).
4. Hugh, C., Kirkland, K., “Belirsizlik Koşullarında Strateji”, Gündüz Bulut, **Harvard Business Review**, New York, 16-17 (1999).
5. Schuyler, J., “Risk and Decision Analysis in Projects”, **Project Management Institute**, Pennsylvania, 37, 53, 81-83, 121, 126-127 (2001).
6. Newendorp, P., Schuyler, J., “Decision Analaysis For Petroleum Exploration”, **Maxvalue Planning Press**, 87, 248-250 (2000).
7. Singleton, W.T., Hovden, J., “Risk and Decisions”, **John Wiley&Sons**, London, 24 (1994).
8. Seba, R., “Economics of Worldwide Petroleum Production”, **OGCI Inc. And PetroSkills**, Oklahoma, 47, 132, 243, 249-250, 259, 412 (2003).
9. İnternet: Wikipedia “Petroleum Reservoir”
<http://www.en.wikipedia.org/wiki/Petroleum> (2010).
10. Yergin, D., “The Prize, The Epic Quest For Oil, Money and Power”, **Simon & Schuster**, New York, 41, 91 (1991).
11. Brett, J.F., “Petroleum Project Management: Principles and Practices”, **PetroSkills**, Tulsa-Oklahoma, 19, 47, 102 (2006).
12. Wallin, T., Nathan, I., Anderson, J., “World The Top 100 Oil Companies: Rankings, Trends & Insights”, **Energy Intelligence Report**, New York, 88-90, 97 (2008).
13. Hayward, T., “BP Statistical Review of World Energy 2010”, **BP Yearly Report**, London, 43, 67, 112 (2010).
14. Qabazard, H.M., Griffin, J., ”World Oil Outlook 2010”, **OPEC Yearly Report**, Vienna, 57-59 (2010).

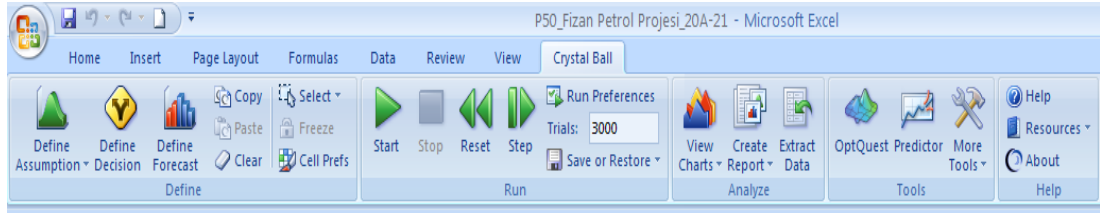
15. İnternet: T.C. Hazine Müsteşarlığı “Aylık Ekonomik Göstergeler İstatistikleri”
<http://www.hazine.gov.tr/irj/portal/anonymous?NavigationTarget=navurl://9112c820afa766dd72d871ec89aba011> (2010).
16. İnternet: CIA “The World Factbook”
<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2195.html> (2010).
17. İnternet: “World Strategic Energy Ellipse”
http://www.exploringgeopolitics.org/Publication_Boon_von_Ochssee_Timothy_Mackinder_and_Spykman_and_the_new_world_energy_order.html (2009).
18. Lahn, G., “Trends in Asian National Oil Company Investment At Abroad”, **Chatham House Report**, London, 13-14, 19 (2007).
19. İnternet: Organization of Petroleum Exporting Countries “OPEC History”
http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm (2010).
20. İnternet: Shell “Alternatif Enerji Kaynakları Gelişim”
http://www.shell.com.tr/home/content/tur/innovation/alternative_energy/ (2009).
21. Long, D., “Oil Trading Manual”, **Woodhead Publishing Limited**, London, 58, 89-90 (2002).
22. Tanaka, N., “Medium-Term Oil Market Report”, **International Energy Agency Report**, Madrid, 24, 49, 61 (2009).
23. Tanaka, N., “Medium-Term Oil and Gas Markets 2010”, **International Energy Agency Report**, Paris, 27-28 (2010).
24. Pyke, W., Wood, D., “Oil and Gas Portfolio Performance Management and Measurement”, **David Wood Associates and Hilbre Consulting Ltd.**, London, 33-34, 68 (2006).
25. Öktem, E., Demirkul, Z., “Petrol Fiyat Projeksiyonu”, **Türkiye Petrolleri A.O.** , Ankara, 17, 23 (2010).
26. İnternet: California Energy Commission “Fossil Fuels - Coal, Oil and Natural Gas”
<http://www.energyquest.ca.gov/story/chapter08.html> (2010).
27. Fyfe, D., Cronshaw, I., “Oil and Gas Markets”, **OECD & IEA Report**, Washington, 21, 27, 42 (2010).
28. İnternet: CERA/IHS “Upstream Cost Indexes”
<http://www.ihsindexes.com/> (2010).

29. İnternet: USA Geological Survey Center “Oil Formation”
<http://pubs.usgs.gov/fs/> (2010).
30. Johnston, D., “International Petroleum Fiscal System and Production Sharing Aggrements”, **Penwell Publishing Co.**, Oklahoma, 22, 42-45, 88-89, 147, 211 (1994).
31. Ercan, M.K., “Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi”, **Rekmay Yayıncılık Ltd.**, Ankara, 32-33 (1996).
32. Tandırcıoğlu, A., “Petrol Arama ve Üretim Anlaşmaları; Dünyadan Örnekler ve Türkiye’ye Yansımaları”, **17. Uluslararası Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kongre ve Sergisi**, Ankara, 1, 2, 4 (2009).
33. İnternet: Libya Milli Petrol Şirketi
[http:// http://en.noclibya.com.ly/](http://en.noclibya.com.ly/) (2010).
34. Ben, C., “A New Era in Petroleum Exploration and Production Management”, **Ball & Savage Associates**, 13, 47-48, 104 (1999).
35. Hammal, D., “Advanced Crystal Ball for Oil and Gas”, **ORACLE**, London, 17, 45, 49, 61-62, 69, 81, 113 (2008).
36. Rose, P. R.,” Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration”, **The American Association of Petroleum Geologist Bulletin**, V.71 No1 (1987).
37. Ormann, M.M., Duggan, T.E., “Applying Modern Portfolio Theory To Upstream Investment Decision Making”, **SPE Annual Technical Conference**, New Orleans, (1999).
38. Wood, D., October 15, “Three Stage Aproach Proposed for Managing Risk in E&P Projects”, **Oil and Gas Journal**, 41-44 (2000).
39. Simpson, G.S., Lamb, F.E., Finch, J. H. Finch, April 2000, “The Application of Probabilistic and Qualitative Methods to Asset Management Decision Making”, **Society of Petroleum Engineers Inc.**, (2000).
40. Wood, D., June 10, “Benefits of Integrating Risk and Strategic Goals To Project Models”, **Petroleum Economist**, 32-36 (2002).
41. April, J., Glover, F., Kelly, J., April 2003, “Decision Methodology in the Oil and Gas Industry”, **SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium**, Dallas, (2003).
42. Wood, D., October 6, “E&P Risk Analysis”, **Oil and Gas Journal**, 47-50 (2003).

43. Asrilhant, B., Meadows, M., Dyson, R.G., February 2004, "Exploring Decision Support and Strategic Project Management in the Oil and Gas Sector", **European Management Journal**, V.22 I.1, 67-73 (2004).
44. Marcelo, J., Rodriguez, A., "An Application Of Portfolio Optimization With Risk Assesment To E&P Projects", **Crystal Ball User Conference**, Denver, (2005).
45. Wood, D., February 2005, "Long-Term Fiscal, Contractual Stability Proves Elusive", **Petroleum Review**, 57-61 (2005).
46. Aven, T., Vinnem, J.E., Wiencke, H.S., April 2007, "A decision framework for risk management, with application to the offshore oil and gas industry", **Reliability Engineering & System Safety**, V. 92 I. 4 (2007).
47. Orlando, L., "Evaluation of projects in the oil sector: Analysis and results of a probabilistic approach", **PMI Global Congress 2008**, San Giljan – Malta (2008).
48. Zand, E. D., "Risk analysis in oil and gas projects : a case study in the Middle East", Yüksek Lisans Tezi, **Massachusetts Institute of Technology - System Design and Management Program**, 24-27, 65 (2009).
49. Ramos, S., Veiga, H., "Risk Factors in Oil and Gas Industry Returns", **Elsevier**, (2010).
50. Belhaj, H., Haroun, M., Lay, T., Mayıs 2005, "Integrated Risk Analysis Criteria for Managing Exploration and Development of Oil and Gas Assets", **SPE Western Regional Meeting**, California (2010).
51. İnternet: CERA/IHS "The QUE\$TOR™ Suite - Oil and Gas Cost Analysis Solutions"
<http://energy.ihs.com/Products/Questor-Suite/> (2010).
52. Onur, M., "İleri Düzey Teorik ve Uygulamalı Rezervuar Mühendisliği", **İ.T.Ü. Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Bölümü**, Ankara, 47, 51-52, 54 (2010).
53. İnternet: U.S. Energy Information Administration "Historical Oil Prices"
http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/cf_tables/steotables.cfm?tableNumber=8
(2010).
54. Charnes, J., "Financial Modeling with Crystal Ball and Excel", **John Wiley & Sons**, New Jersey, 29-32, 71 (2007).
55. İnternet: Energy Intelligence Administration "Price Forecast Statistics"
http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/cf_tables/steotables.cfm?tableNumber=16
(2010).

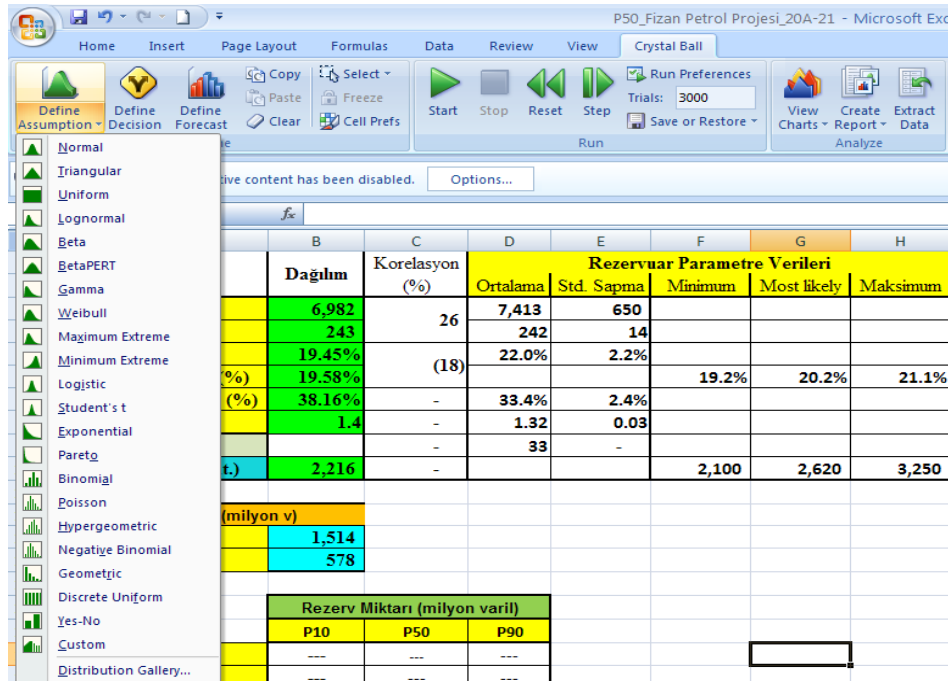
EKLER

EK-1. MS Excel Crystal Ball program menüsü

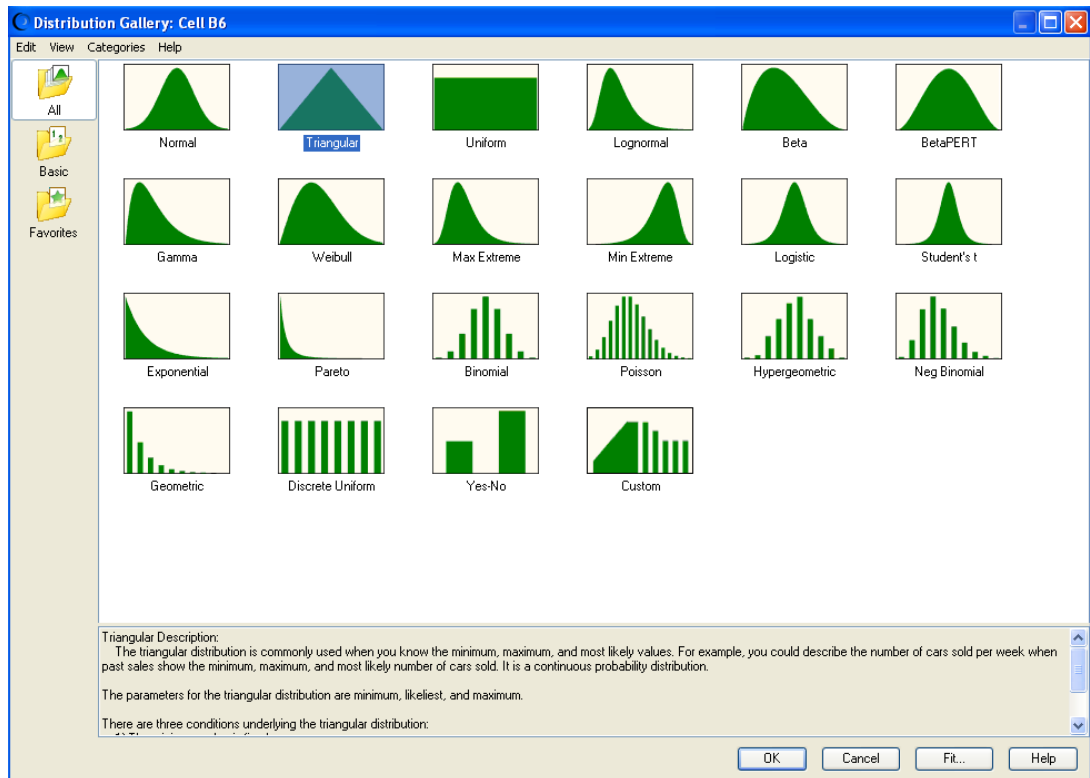


Şekil1.1. MS Excel Crystal Ball menüsü

EK-2. Crystal Ball programı dağılım tanımlama pencereleri

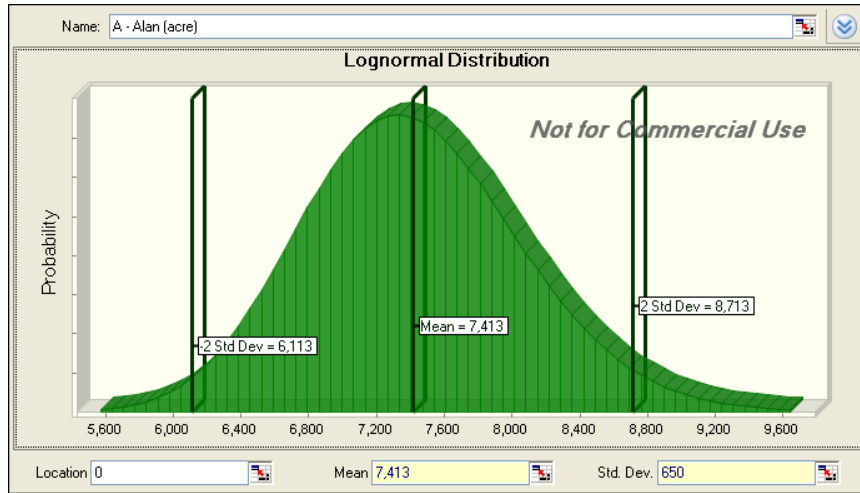


Şekil 2.1. Dağılım tanım menüsü

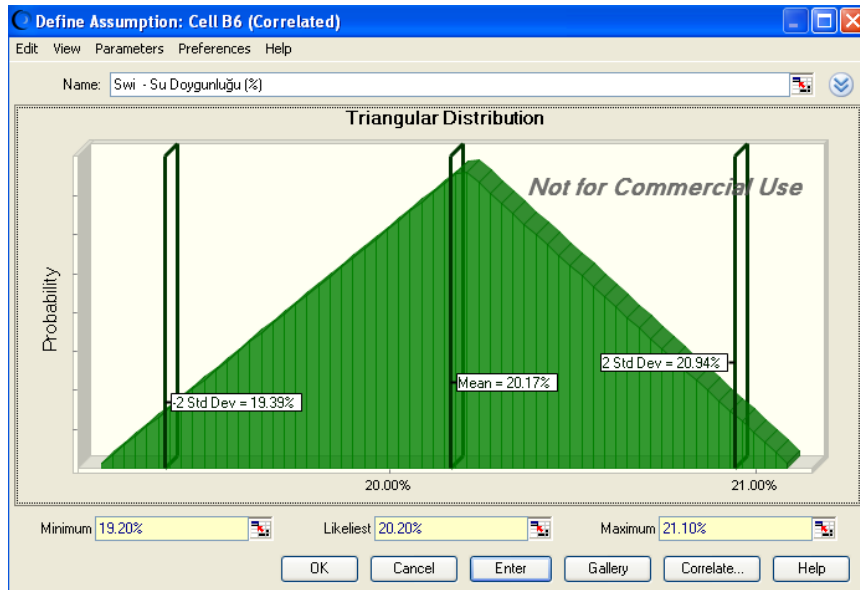


Şekil 2.2. Programda kullanılabilir mümkün dağılımlar

EK-2.(Devam) Crystal Ball programı dağılım tanımlama pencereleri

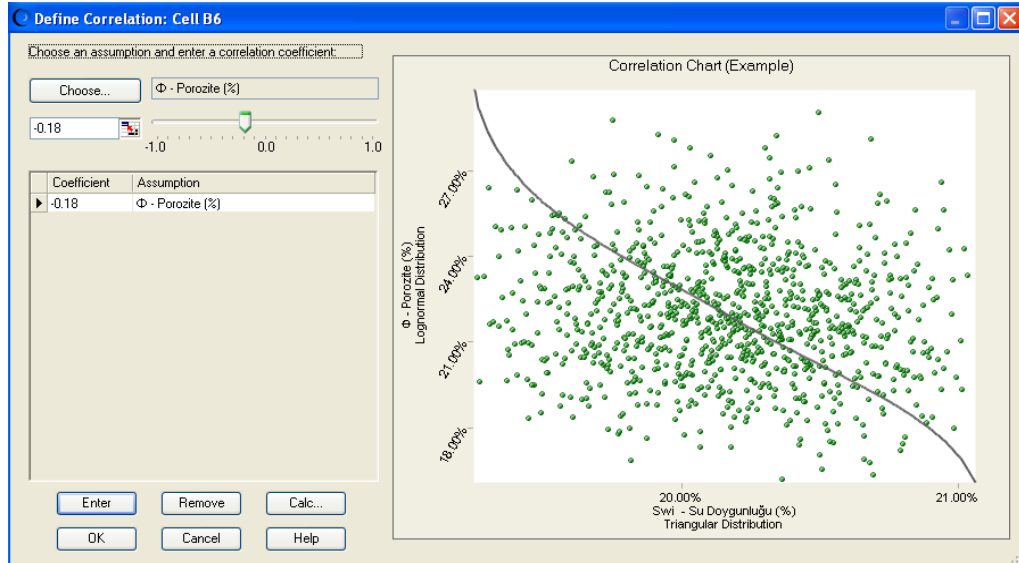


Şekil 2.3. Lognormal dağılım tanım ekranı

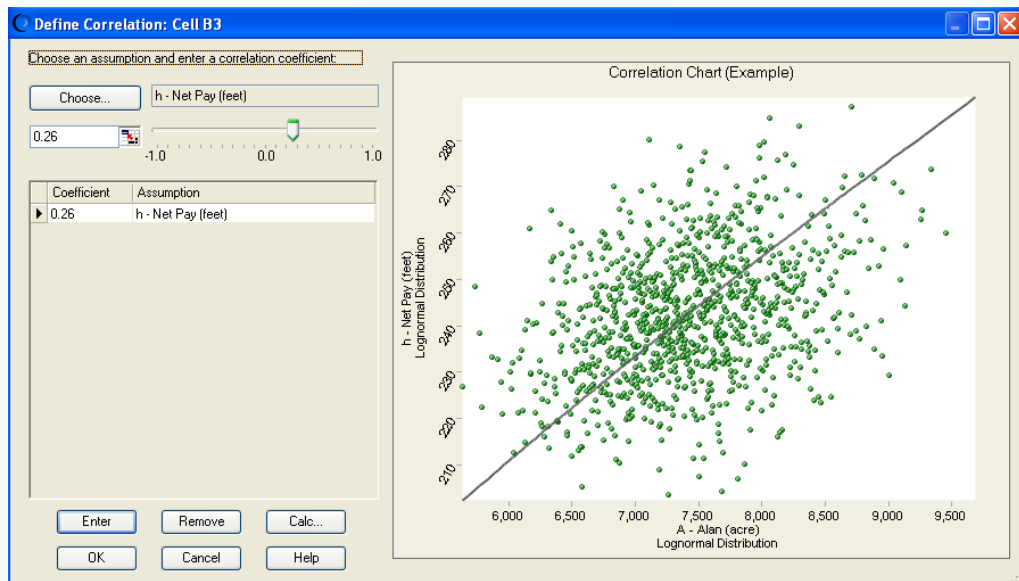


Şekil 2.4. Üçgensel dağılım tanım ekranı

EK-2.(Devam) Crystal Ball programı dağılım tanımlama pencereleri

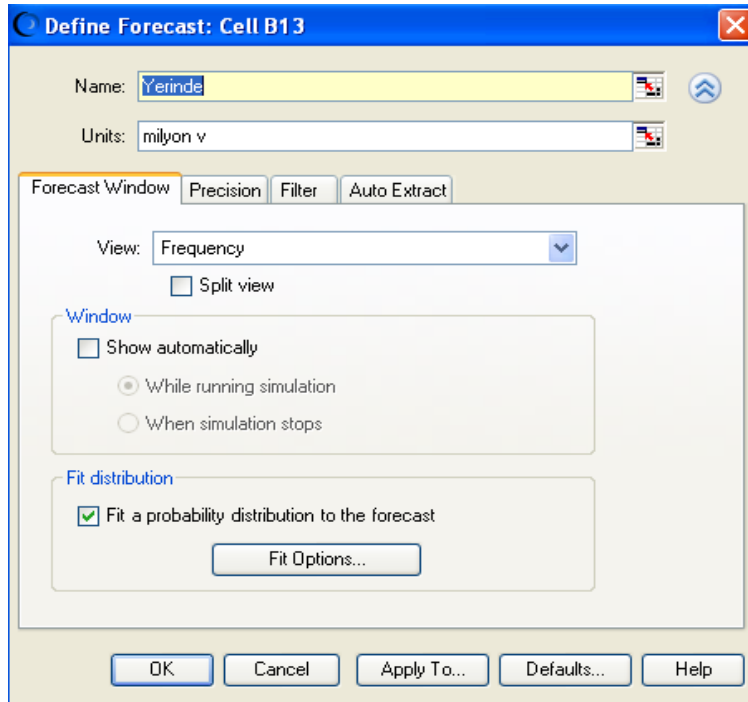


Şekil 2.5. Porozite-Su Doygunluğu dağılımları korelasyon tanım ekranı

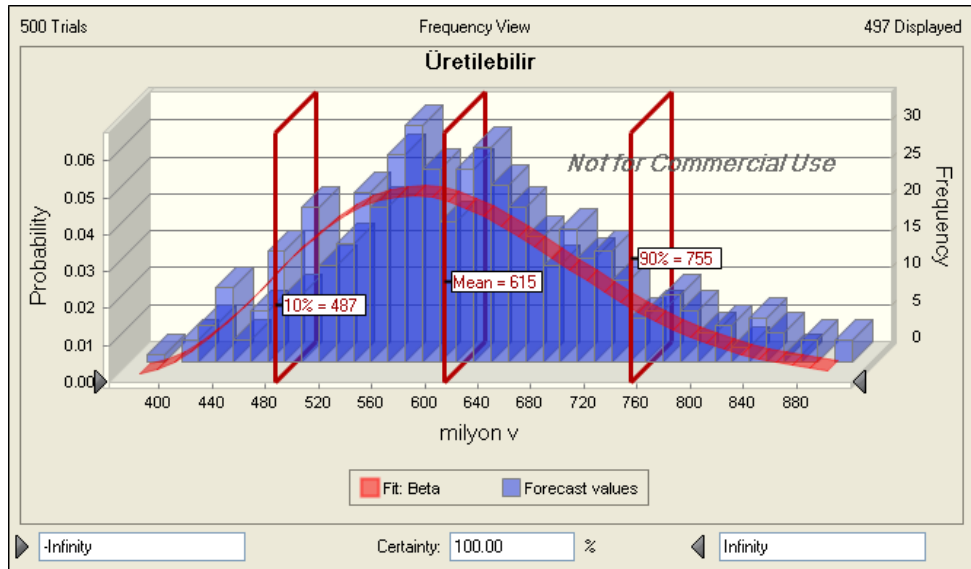


Şekil 2.6. Alan-Net Pay dağılımları korelasyon tanım ekranı

EK-3. Crystal Ball programı çıktı (forecast) tanımlama pencereleri

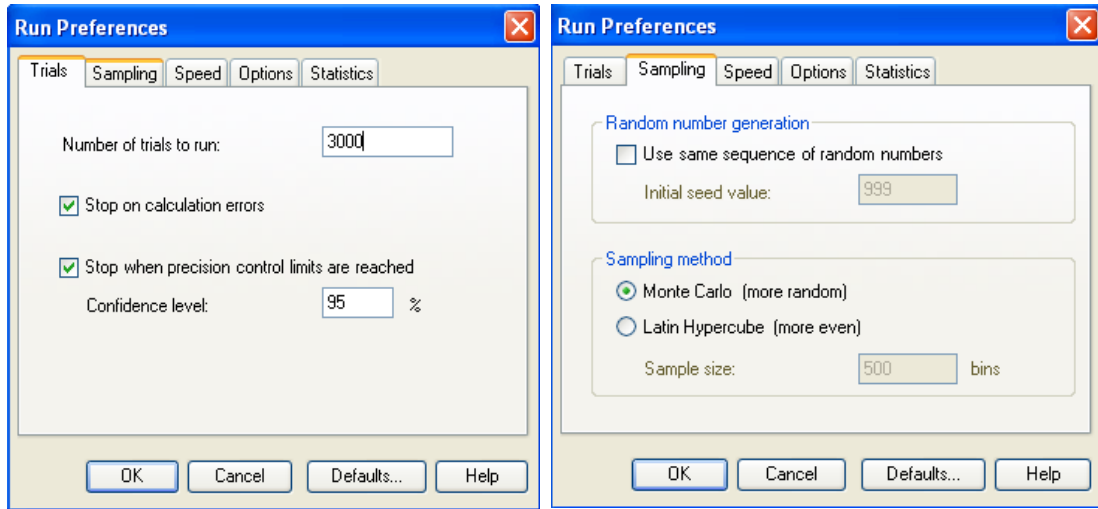


Şekil 3.1. Çıktı (forecast) tanım penceresi

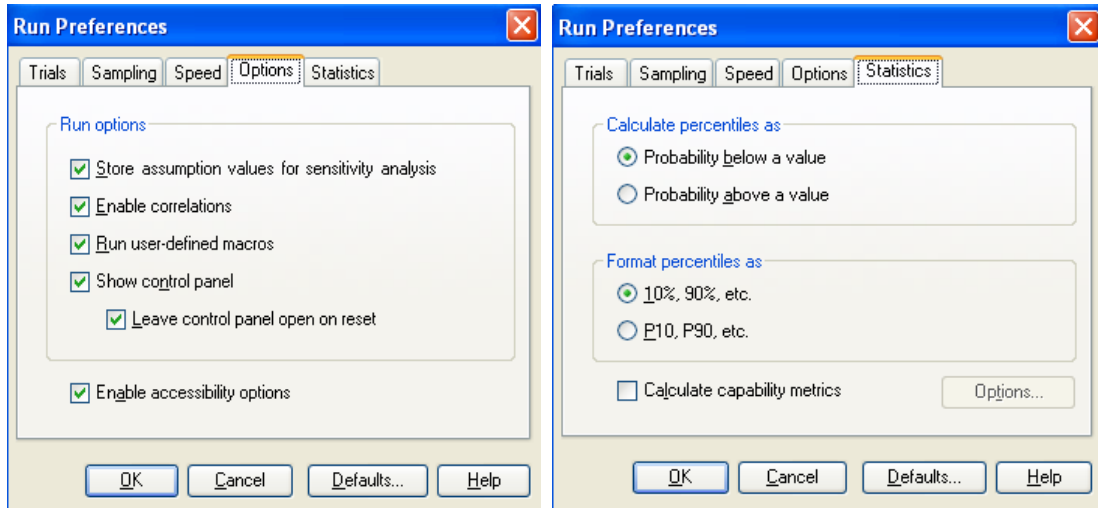


Şekil 3.2. Örnek çıktı analiz penceresi

EK-4. Crystal Ball program ayar (run set-up) tanımlama pencereleri

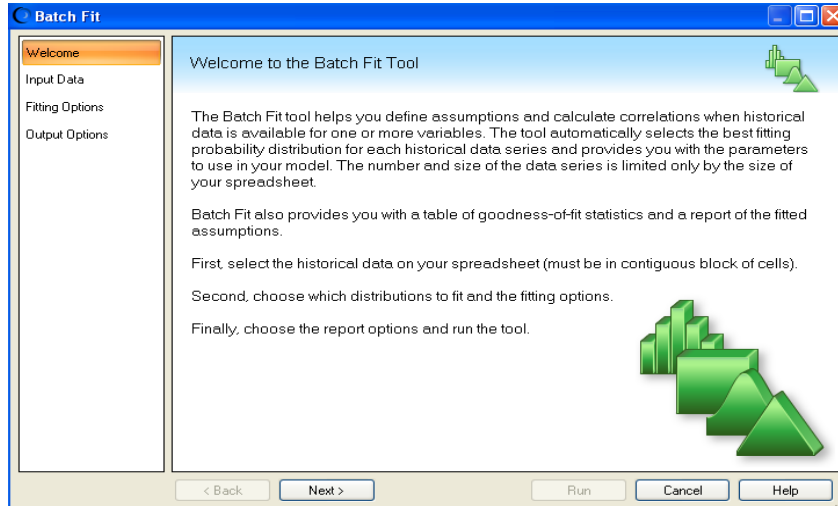


Şekil 4.1. Program örneklem türü ve benzetim yöntemi tanım pencereleri

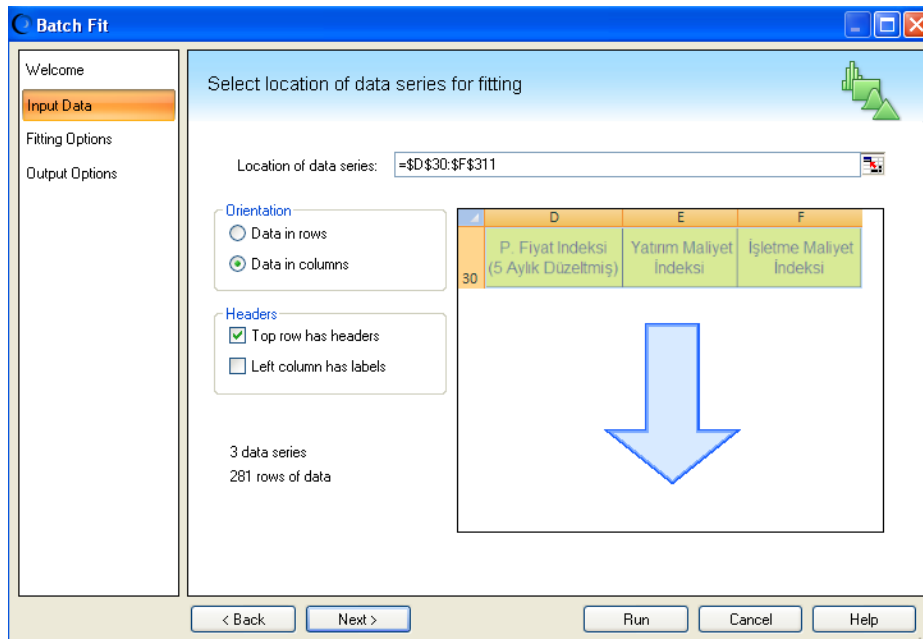


Şekil 4.2. Program istatistikî analiz tanım pencereleri

EK-5. Crystal Ball programı Batch Fit fonksiyonu (Korelasyon Analizi) tanım pencereleri

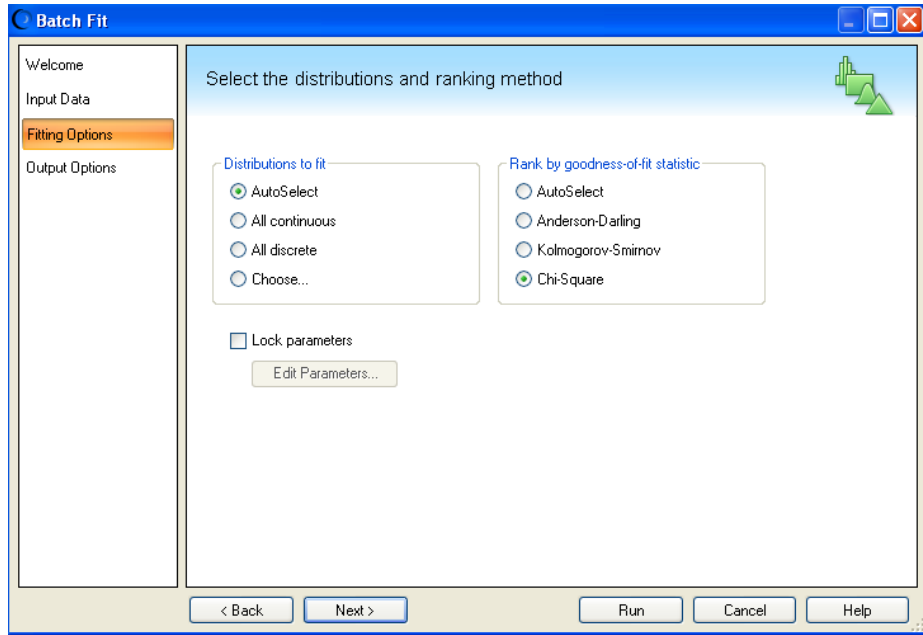


Şekil 5.1. Program batch fit fonksiyonu tanım penceresi

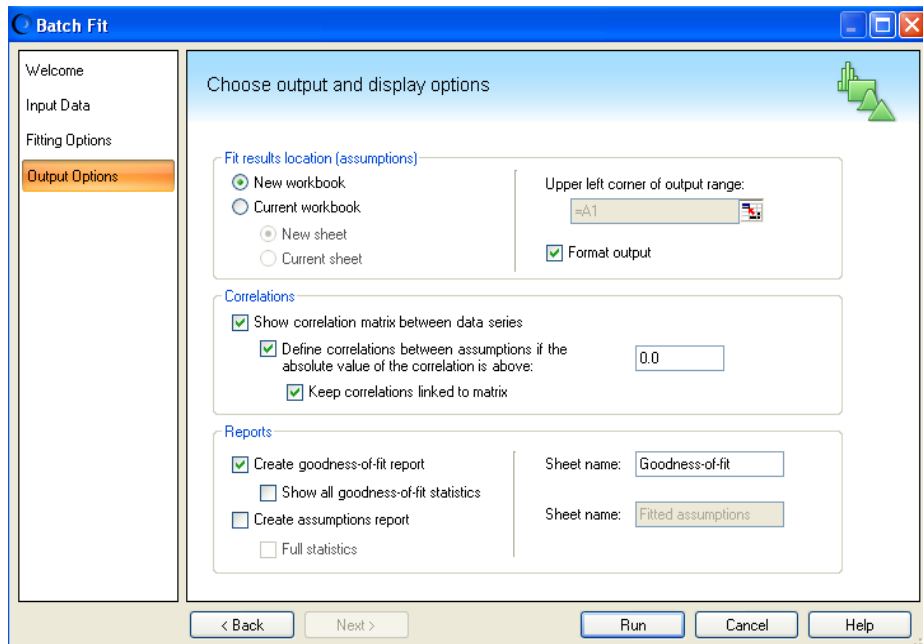


Şekil 5.2. Batch fit fonksiyonu veri tanım penceresi

EK-5.(Devam) Crystal Ball programı Batch Fit fonksiyonu tanım pencereleri

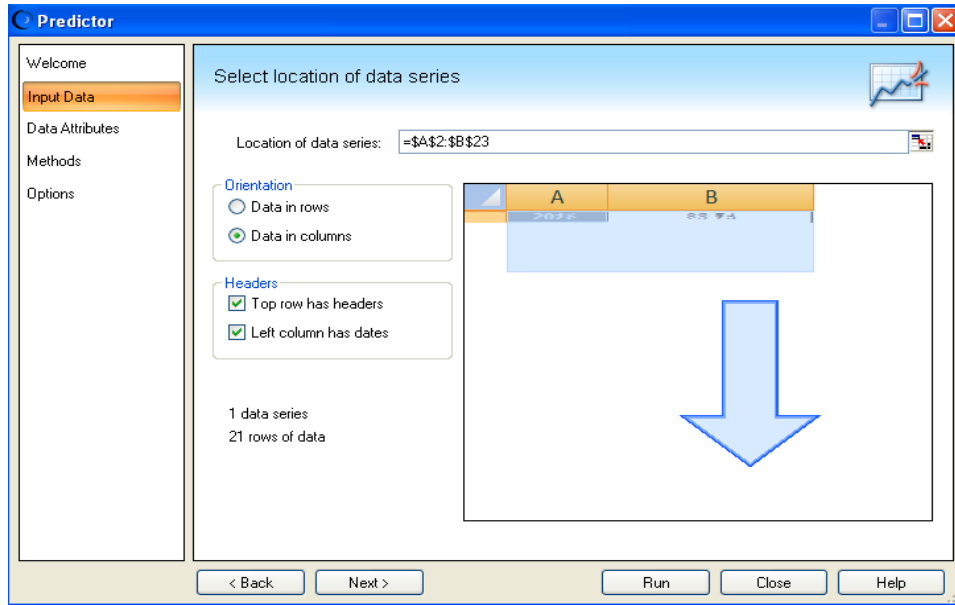


Şekil 5.3. Program örneklem türü tanım penceresi

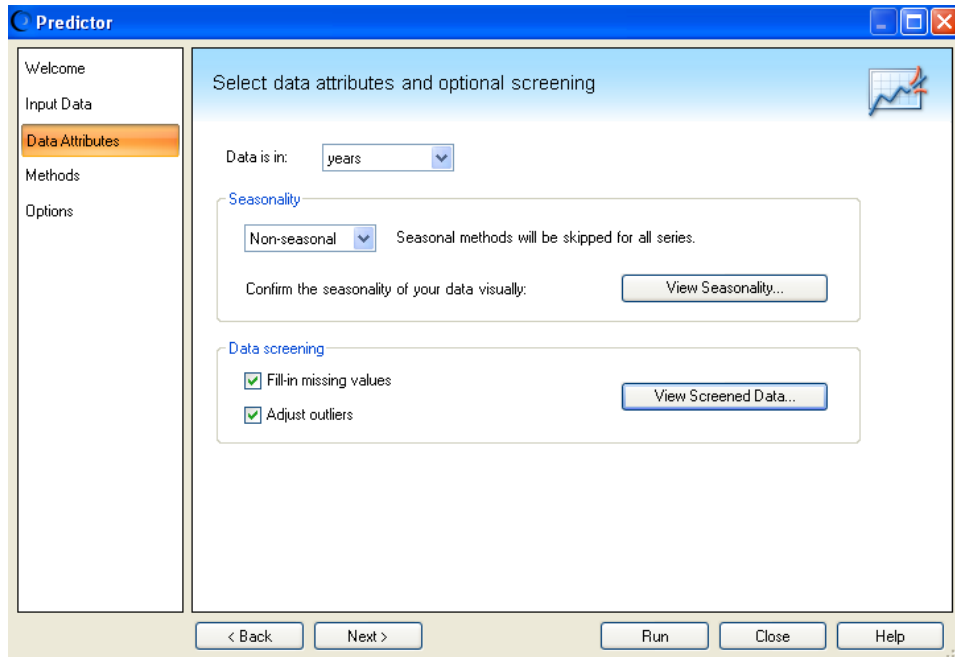


Şekil 5.4. Program çıktı istatistikleri tanım penceresi

EK-6. Crystal Ball programı Predictor fonksiyonu tanım pencereleri

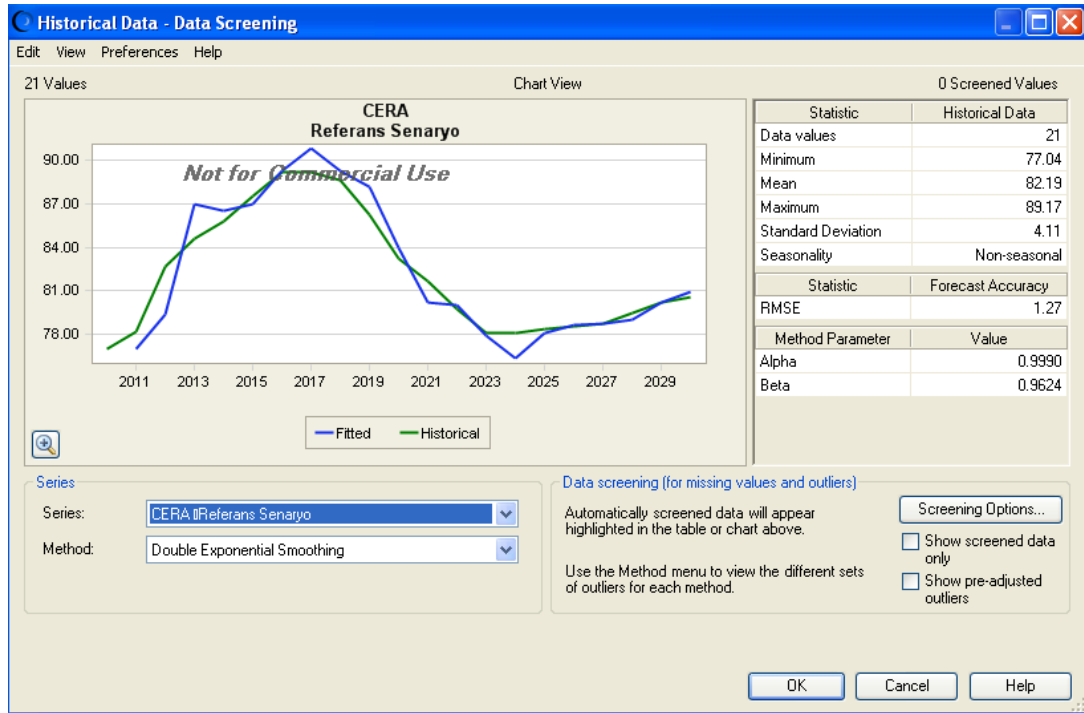


Şekil 6.1. Program Tahminleme fonksiyonu veri tanım penceresi

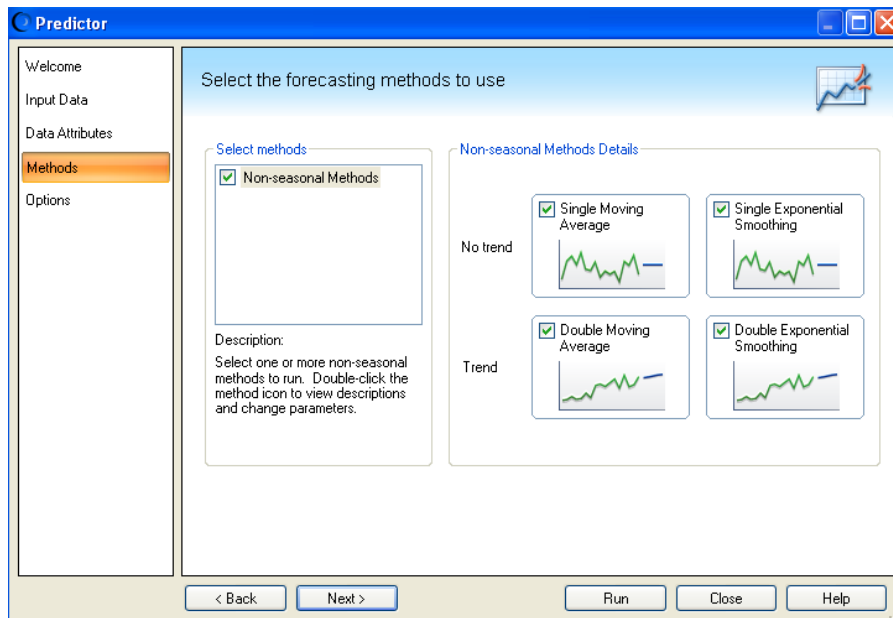


Şekil 6.2. Program veri türü tanım penceresi

EK-6.(Devam) Crystal Ball programı Predictor fonksiyonu tanım pencereleri

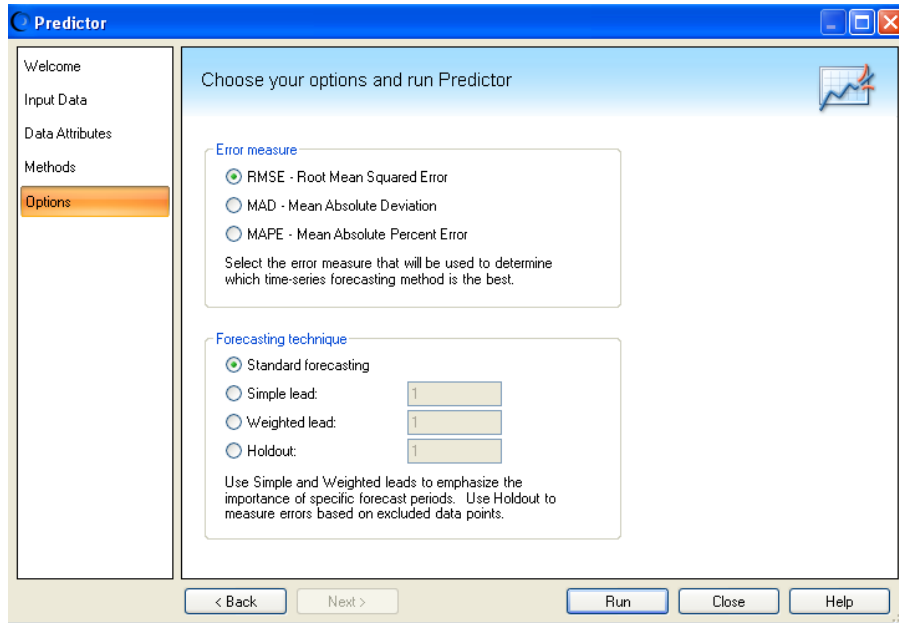


Şekil 6.3. Program veri işlem önizleme penceresi

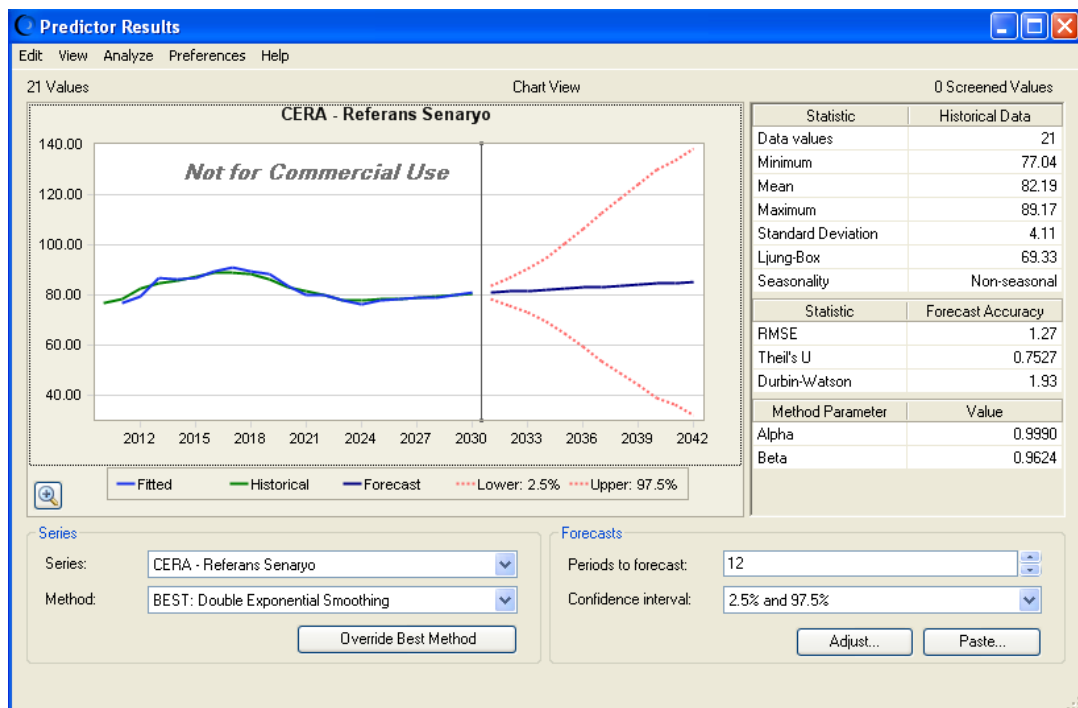


Şekil 6.4. Program tahminleme yöntemi seçim penceresi

EK-6.(Devam) Crystal Ball programı Predictor fonksiyonu tanım pencereleri

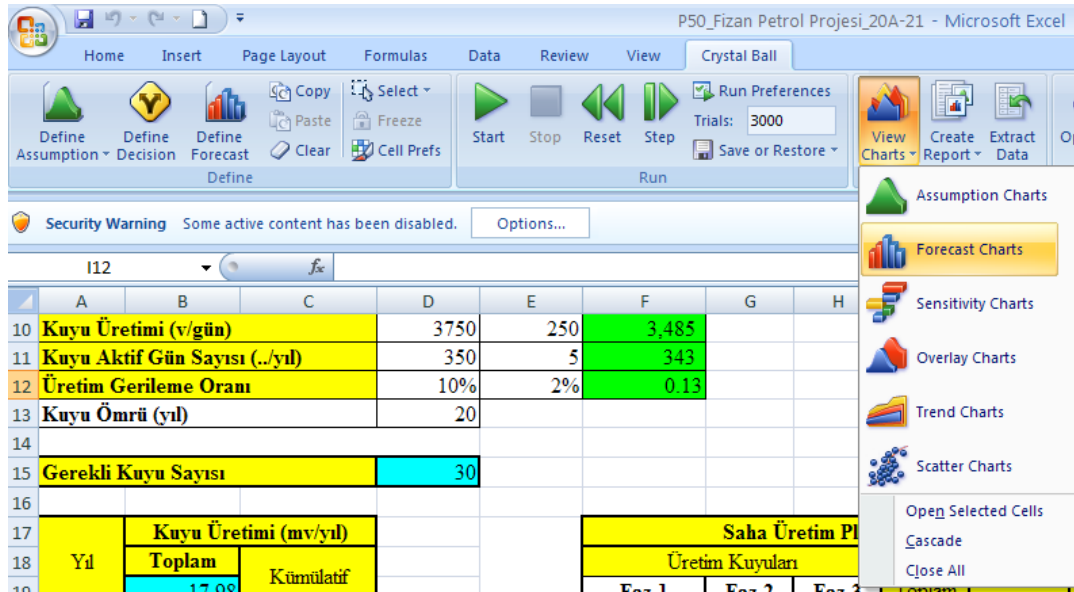


Şekil 6.5. Program hata yöntemi tanım penceresi

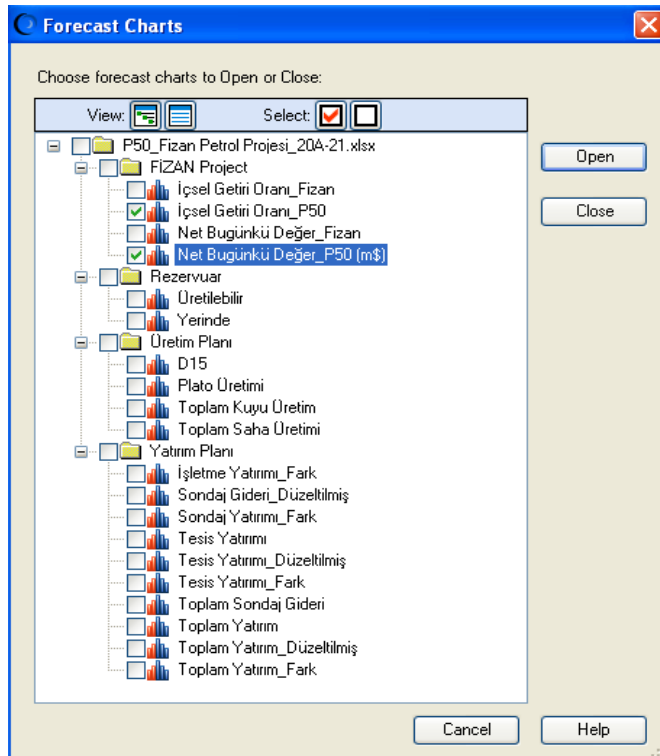


Şekil 6.6. Tahminleme sonuçları önizleme penceresi

EK-7. Crystal Ball programı analiz pencereleri

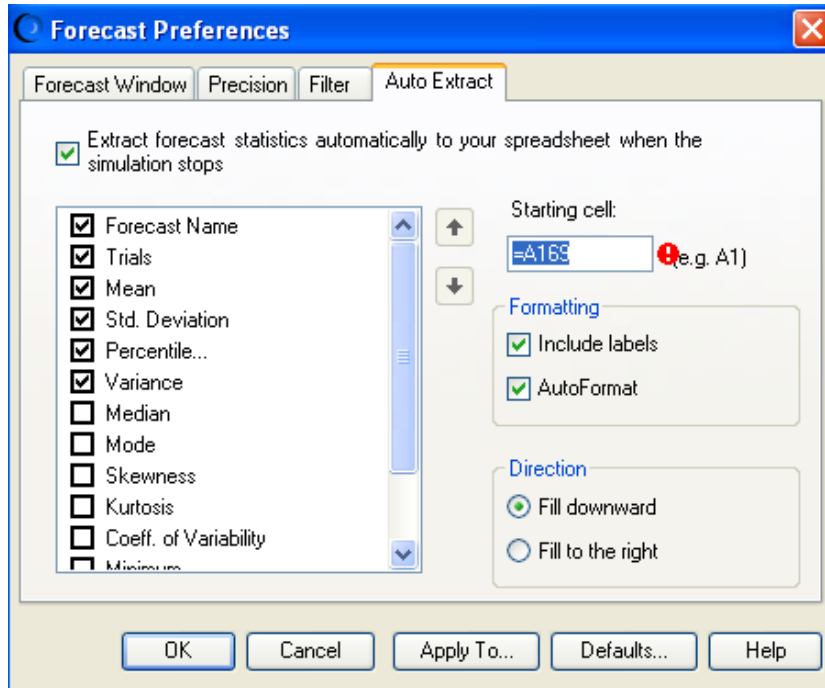


Şekil 7.1. Program analiz türü tanım penceresi

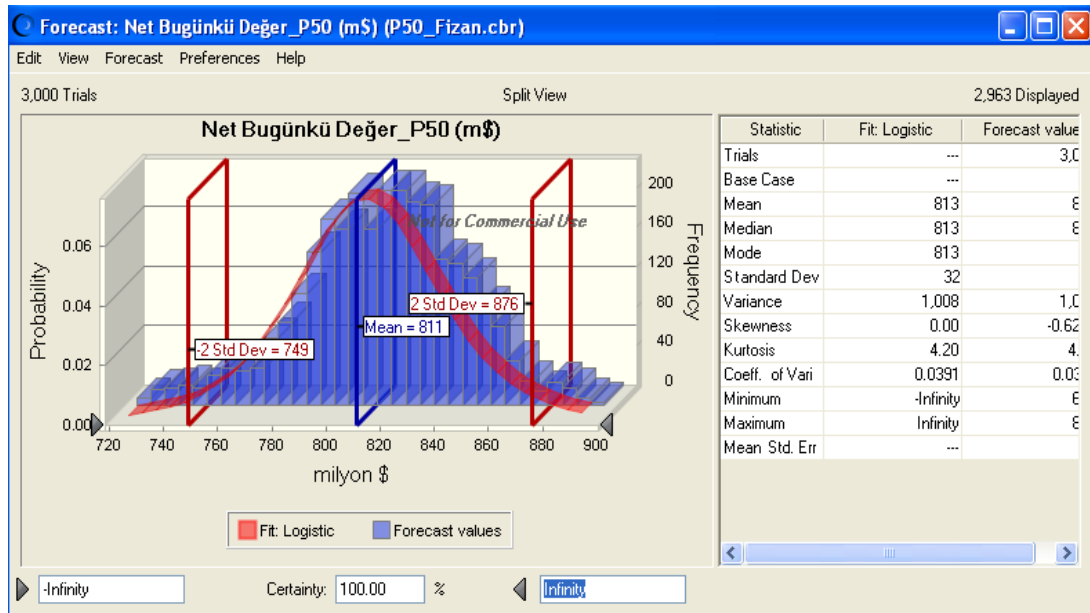


Şekil 7.2. Analiz edilecek çıktı (forecast) seçim penceresi

EK-7.(Devam) Crystal Ball programı analiz pencereleri

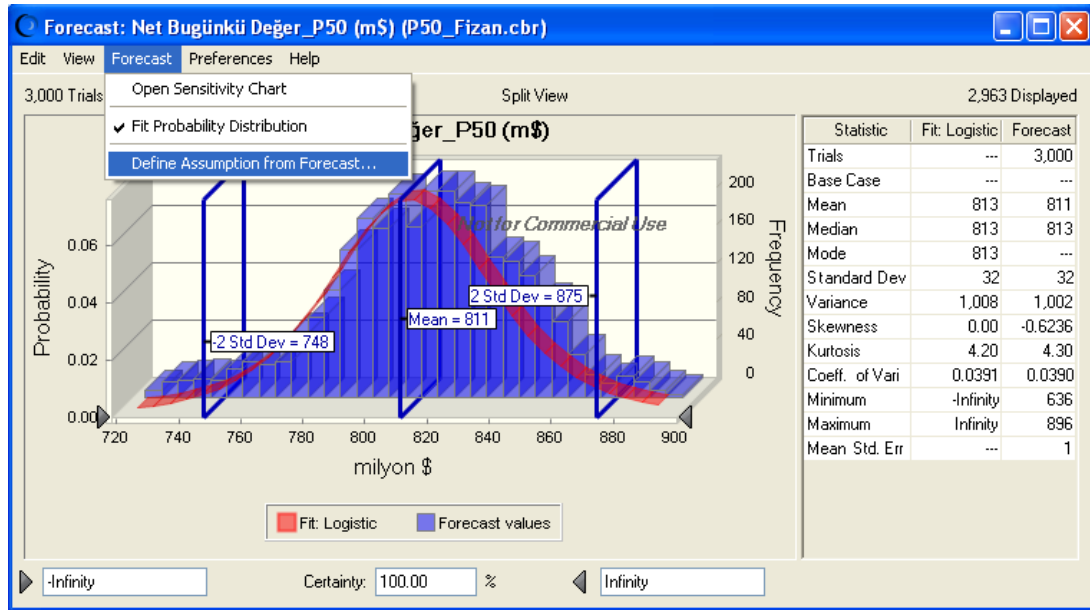


Şekil 7.3. Analiz kriterleri tanım pencereleri

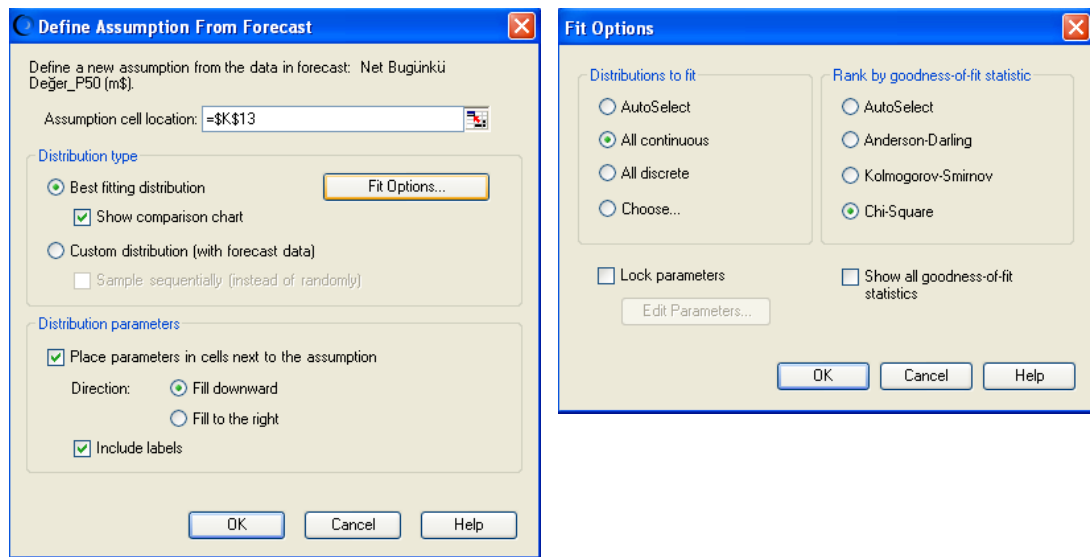


Şekil 7.4. Örnek çıktı (forecast) analiz raporu

EK-8. Bir analiz çıktısının girdi dağılımı olarak kullanımı

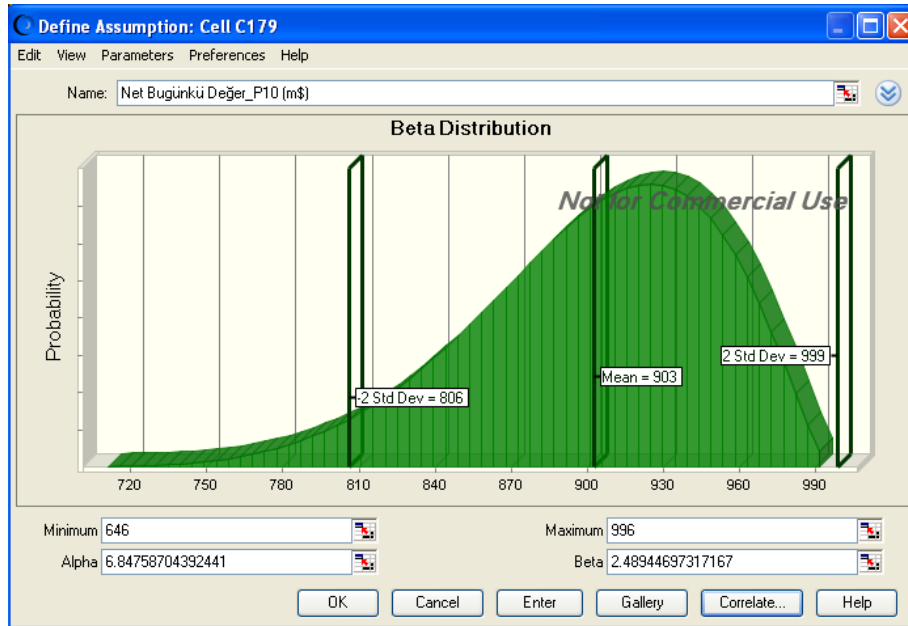


Şekil 8.1. Çıktı dağılımının girdi olarak tanım penceresi

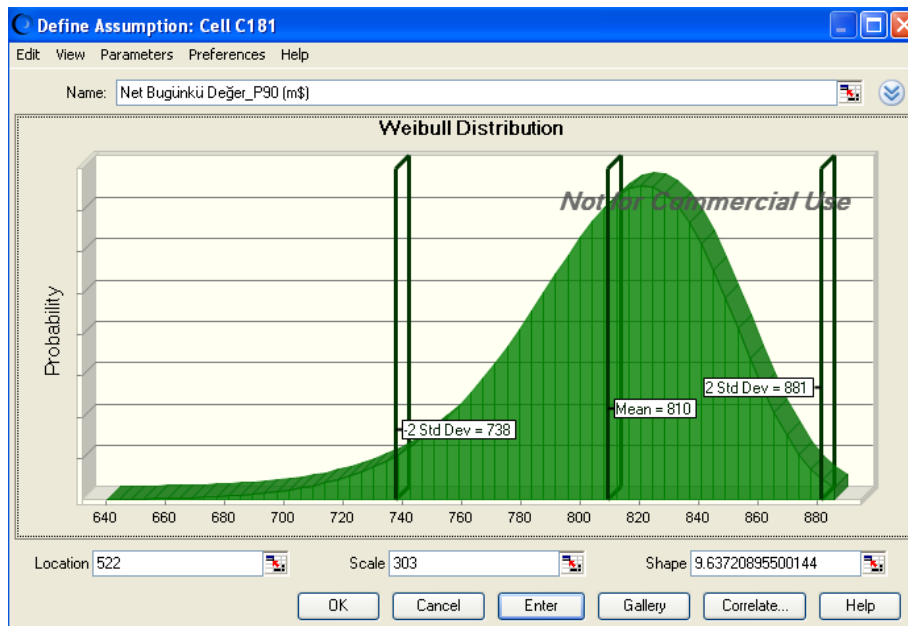


Şekil 8.2. Girdi özellikleri tanım penceresi

EK-8.(Devam) Crystal Ball programı analiz pencereleri

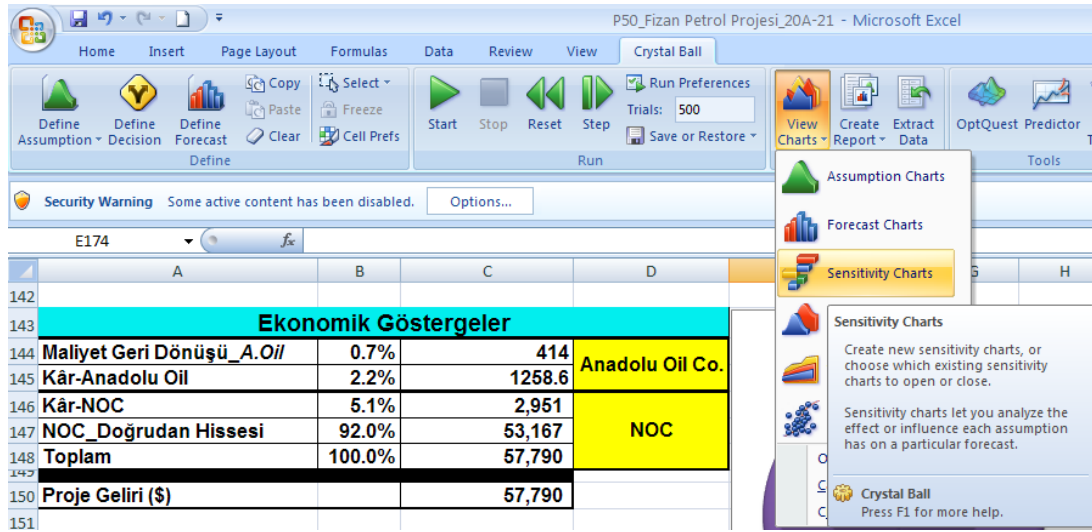


Şekil 8.3. Girdi olarak tanımlanan değişkenin P10 dağılım olarak gösterimi

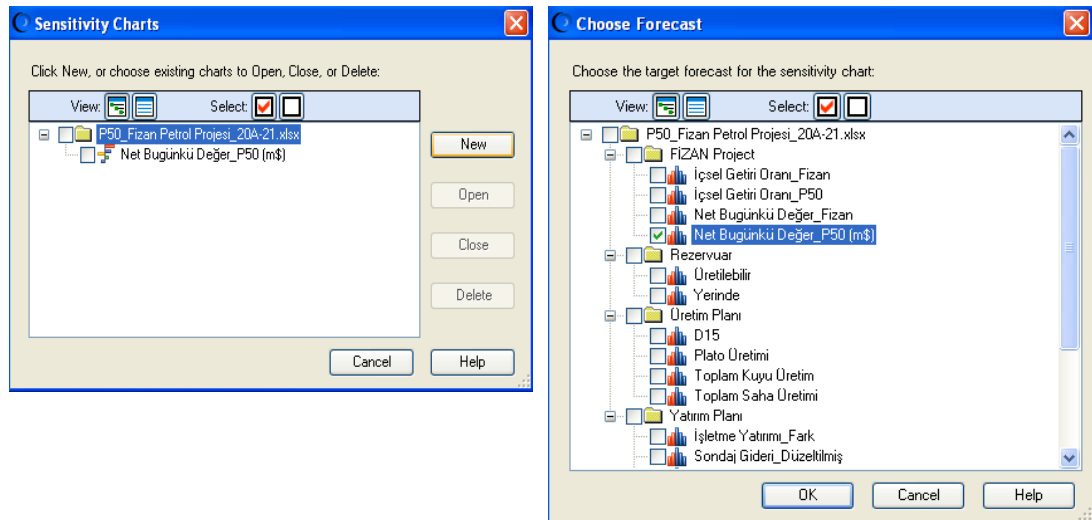


Şekil 8.4. Girdi olarak tanımlanan değişkenin P90 dağılım olarak gösterimi

EK-9. Crystal Ball Duyarlılık Analizi pencereleri



Şekil 9.1. Duyarlılık analizi tanım penceresi



Şekil 9.2. Analiz edilecek çıktı seçim penceresi

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : DUYGU, Mustafa
 Uyruğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 21.08.1980 Yozgat
 Medeni hali : Evli
 Telefon : 0 (312) 207 33 57 / 0 (554) 406 41 50
 e-mail : mustafaduygu@mynet.com

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Lisans	Dokuz Eylül Üniv. / Endüstri Mühendisliği	2003
Lise	Hayrettin Duran Lisesi - İzmir	1999

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2007+...	Türkiye Petrolleri A.O.	Portföy Yönetimi
2005-2006	Delphi Automotive Systems (İzmir)	Üretim Mühendisi
2005	FGV Motorlu Araçlar A.Ş. (İstanbul)	Yurtdışı Pazarlama

Yabancı Dil

İngilizce