



T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**AKIŞ PERFORMANS EĞRİLERİNİN OLUŞTURULMASINDA
KULLANILACAK BİLGİSAYAR PROGRAMININ GELİŞTİRİLMESİ VE
PETROL SAHA VERİLERİ İLE TEST EDİLMESİ**

Abdulkareem Ali Mohammed AL-ABBADI

YÜKSEK LİSANS TEZİ
PETROL VE DOĞAL GAZ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

ARALIK-2023
BATMAN
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Abdulkareem Ali Mohammed AL-ABBADI tarafından hazırlanan “Akış Performans Eğrilerinin Oluşturulmasında Kullanılacak Bilgisayar Programının Geliştirilmesi Ve Petrol Saha Verileri İle Test Edilmesi” adlı tez çalışması 12/12/2023 tarihinde aşağıdaki jüri üyeleri tarafından oy birliği ile Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

Başkan

Doç. Dr. Şükrü MEREY

Danışman

Prof. Dr. Hasan TOĞRUL

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Elif ALYAMAÇ SEYDİBEYOĞLU

İmza

.....

.....

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürü
Prof. Dr. Osman PAKMA

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

Abdulkareem Ali Mohammed AL-ABBADI

12/12/2023

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

AKIŞ PERFORMANS EĞRİLERİNİN OLUŞTURULMASINDA KULLANILACAK BİLGİSAYAR PROGRAMININ GELİŞTİRİLMESİ VE PETROL SAHA VERİLERİ İLE TEST EDİLMESİ

Abdulkareem Ali Mohammed AL-ABBADI

**BATMAN ÜNİVERSİTESİ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
PETROL VE DOĞAL GAZ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

Danışman: Prof.Dr. Hasan TOĞRUL

2023, 169 Sayfa

Jüri

Prof.Dr. Hasan TOĞRUL

Doç. Dr. Şükrü MEREY

Dr. Öğr. Üyesi Elif ALYAMAÇ SEYDİBEYOĞLU

Petrol üretiminde rezervuar basınç dağılımının, kuyu dibi basıncının ve üretim hızı ile kuyu dip basıncı arasındaki ilişkinin belirlenmesi çok önemlidir. Kuyu dibinden rezervuar sınır yarıçapına kadar olan mesafedeki herhangi bir noktada basınç değerinin hesaplanmasında kullanılacak denklemlerin seçimine, log yaklaşımının belirlenmesinde kullanılan X değeri hesaplanarak karar verilir. $X < 0.01$ durumunda log yaklaşımı geçerli olurken, diğer X değerlerinde log yaklaşımı gerçekleşmemektedir. Bu hesaplamaların bilgisayar destekli yapılabilmesi için eksponansiyel integral verilerinin modellenmesi ve model denklemlerinin türetilmesi gerekmektedir. Bu çalışmada petrol mühendisliği ile ilgili çeşitli bilimsel kaynaklarda verilen eksponansiyel integral verileri Curve Expert Basic 2.2.3 programının deneme sürümü kullanılarak modellenmiş ve farklı veri aralıkları için yüksek korelasyon katsayılarına sahip model denklemleri geliştirilmiştir. $-Ei(X)$ için geliştirilen bu model denklemleri kullanarak rezervuardaki basınç dağılımı, tek fazlı akış performansı ve kısmi iki fazlı akış performans ilişkisini hesaplamak için C++ programlama dilinde 3 program kodlanmış ve Türkiye saha verileri kullanılarak test edilmiştir. Rezervuar basınç profilini elde etmek için kullanılan denklemler gözeneklilik, geçirgenlik, sınır basıncı, rezervuar alanı ve yüksekliği, oluşum hacim faktörü, viskozite ve zar faktörü gibi birçok parametreyi içerir. Her parametrenin sonucu azaltma veya artırmadaki etkisi, parametreler cinsinden yazılan denklemlerde görülse de, diğer parametrelerin sabit değerlerinde, herhangi bir hesaplama yapmadan bir parametrenin değişen değerlerinin basınç profil eğrisi trendi üzerindeki etkisine doğrudan karar vermek mümkün değildir. Rezervuar basıncı değişiminin belirlendiği bölümde denklemde geçen her bir parametrenin etkisi, belirli bir adım büyüklüğü kullanılarak Türkiye saha parametrelerinin alt sınır ve üst sınır değeri aralığında araştırılmıştır. Petrol üretim hızı ile dip delik akış basıncı arasındaki ilişkiyi hesaplamak için C++ programlama dilinde bir bilgisayar programı daha geliştirilmiştir. Hazırlanan program yardımıyla iç akış performans ilişkisi (IPR) denklemlerindeki her bir parametrenin etkisi araştırılmıştır. Çalışmada yapılan hesaplamalar hem mevcut üretim kuyuları hem de benzer parametre değerlerinde daha sonra üretime alınacak kuyular için üretim planlaması konusunda fikir verecek şekilde düzenlenerek sunulmuştur.

Bu çalışmada yapılan örnek hesaplamalar, özellikle yeni keşfedilen petrol sahalarında kapsamlı jeolojik model geliştirilinceye kadar üretimle birlikte kuyu ve çevresindeki basınç değişimlerinin tahmininde faydalı olabilir. Geliştirilen bilgisayar programı aynı zamanda programlardaki kuyu parametrelerini değiştirerek yeni rezervuar ve kuyular için kolaylıkla hesaplama yapma olanağı da sağlamaktadır.

Anahtar Kelimeler: Giriş Performans İlişkisi (IPR), Kuyu Dibi Akış Basıncı, Rezervuar Özellikleri, Rezervuar Basınç Dağılımı

ABSTRACT

MS THESIS

DEVELOPMENT OF THE COMPUTER PROGRAM TO BE USED IN CREATING FLOW PERFORMANCE CURVES AND TESTING IT WITH OIL FIELD DATA

Abdulkareem Ali Mohammed AL-ABBADI

**THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCE OF
BATMAN UNIVERSITY
THE DEGREE OF MASTER OF SCIENCE IN PETROLEUM ENGINEERING**

Advisor: Prof.Dr. Hasan TOĞRUL

2023, 169 Pages

Jury

Prof.Dr. Hasan TOĞRUL

Assoc.Prof. Dr. Şükrü MEREY

Asst. Prof. Dr. Elif ALYAMAÇ SEYDİBEYOĞLU

Determination of reservoir pressure profile, bottom-hole pressure, and the relationship between production rate and bottom-hole pressure are very important in petroleum production. The choice of equations used in calculating pressure value at any location from the bottom hole of the well to the reservoir boundary radius, is decided by calculating X value that is used to determine of log approximation. Log approximation holds in case of $X < 0.01$, otherwise, log approximation does not hold. To perform these calculations with computer aid, the exponential integral data must be modeled and the model equations must be derived. In this study, the exponential integral data given in various scientific sources related to petroleum engineering were modeled by using trial version of the Curve Expert Basic 2.2.3 program, and the model equations with high correlation coefficients were developed for different data intervals. Using these developed model equations for $-Ei(X)$, 3 programs were coded in C++ programming language for calculating pressure distribution in the reservoir, single-phase flow performance, and partial two-phase flow performance relationship and tested using Turkey field data. The equations used to derive the reservoir pressure profile include many parameters such as porosity, permeability, boundary pressure, reservoir area and height, formation volume factor, viscosity, and skin factor. Although the effect of each parameter in decreasing or increasing the result is seen in the equations written in terms of parameters, it is not possible directly to decide the effect of variable parameter on the trend of the curve without making any calculation in case of the other parameters are constant. In the section where the reservoir pressure change is determined, the effect of each parameter passing through the equation was investigated in the range of the lower limit value and the upper limit value of Turkey field parameters by using a certain step size. Another computer program was developed in C++ programming language for calculating the relationship between petroleum production rate and bottom hole flow pressure. The effect of each parameter in the inflow performance relationship (IPR) equations was investigated with the help of the prepared program. The calculations made in the study are arranged and presented in a way to gives an idea about production planning for both existing production wells and wells that will be put into production later with similar parameter values.

The sample calculations made in this study may be useful in estimating pressure changes in the well and its surroundings with production until a comprehensive geological model is developed, especially in newly discovered oil fields. The developed computer program also provides the opportunity to easily make calculations for new reservoirs and wells by changing the well parameters in the programs.

Keywords: Bottom-Hole Flow Pressure, Inflow Performance Relationship (IPR), Reservoir Properties, Pressure Distribution Of Reservoir.

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının başlangıcından sonuna kadar her aşamasında bilimsel katkısını ve tecrübesini esirgemeyen, desteğini her daim hissettiğim çok değerli danışman hocam Sayın Prof.Dr. Hasan TOĞRUL'a teşekkürlerimi sunarım. Tezin hazırlanması aşamasında her türlü desteğini esirgemeyen Petrol ve Doğalgaz Bölüm Başkanı Sayın Prof. Dr. İnci TÜRK TOĞRUL, Doç. Dr. Şükrü MEREY, Arş. Gör. Şafak ÖZSARAÇ ve lisans öğrencisi Muhammed EL ABD'ye teşekkür ediyorum. Çalışmanın gelişmesinde katkı sunan jüri üyeleri Doç. Dr. Şükrü MEREY ve Dr. Öğr. Üyesi Elif ALYAMAÇ SEYDİBEYOĞLU'na saygı ve teşekkürlerimi sunarım. Bu tezin, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği alanındaki araştırmalara ve uygulamalara katkıda bulunmasını umuyorum.

Tezimin hazırlanmasında maddi ve manevi desteğini esirgemeyen aileme ve arkadaşlarıma da teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Abdulkareem Ali Mohammed AL-ABBADI
BATMAN-2023

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT	v
SİMGELER VE KISALTMALAR	x
ÖNSÖZ.....	vi
1.GİRİŞ.....	1
BÖLÜM 2.....	4
2. GENEL BİLGİLER.....	4
2.1. Akış Rejimi ve Rezervuar Geometrisi.....	4
2.2. Petrol Rezervuarlarında Akış.....	4
2.3 Rezervuarda Akış Rejimleri.....	6
2.3.1 Geçici durum (transient flow) akış rejimi.....	6
2.3.2. Kararlı durum (steady-state flow) akış rejimi.....	7
2.3.3. Yarı kararlı durum (Pseudo steady-state flow) akış rejimi.....	7
2.4 Rezervuar Faz Diyagramları.....	9
2.5 Rezervuar İçi Basınç Değişim Denklemleri.....	10
2.6. Rezervuar Üretkenliği.....	11
2.7. İç akış Performans İlişkisi (IPR).....	12
2.8. Kuyu İçi Akış Basıncına Etki Eden Parametreler.....	15
2.8.1. Gözeneklilik.....	15
2.8.2. Geçirgenlik.....	15
2.8.3. Petrol formasyon hacim faktörü.....	16
2.8.4. Viskozite.....	17
BÖLÜM 3.....	18
3. LİTERATÜR TARAMASI.....	18
4. MATERYAL VE METOT.....	22
4.1. Eksponansiyel İntegral –E(X) Değerlerinin Modellenmesi.....	26
BÖLÜM 5.....	27
5. BULGULAR VE TARTIŞMA.....	27
5.1. Eksponansiyel İntegral Verilerinin Modellenmesi.....	27
5.1.1. 0,01<X≤0,209 aralığında eksponansiyel integral verilerinin modellenmesi.....	27

5.1.2. $0,209 < X \leq 2,09$ aralığında ekponansiyel integral verilerinin modellenmesi.....	32
5.1.3. $2,09 < X \leq 10,9$ Aralığında ekponansiyel integral verilerinin modellenmesi.....	34
5.1.4. $10,9 < X \leq \infty$ Aralığında ekponansiyel integral verilerinin hasaplanması.....	38
5.2. Geçici (Transient) Akış Koşullarında Rezervuar Sınır Yarıçapı ve Kuyu Merkezinde Mesafeye Basınç Değişimi.....	38
5.2.1. Geçiş (transient) bölgesi rezervuar sınır yarıçapı ve kuyu merkezi arasındaki mesafeye basınç değişiminin hesaplanmasında kullanılacak bilgisayar programının geliştirilmesi.....	38
5.3. Rezervuar Parametreleri, Üretim Zamanı ve Üretim Debisinin Etkisi.....	39
5.3.1. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafeye X değerlerinin değişimi.....	39
5.3.2. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafeye $-E_i(X)$ değerlerinin değişimi.....	41
5.3.3. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafeye rezervuar basıncının değişimi.....	42
5.3.4. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim hızlarında kuyu merkezine olan mesafeye rezervuar basıncının değişimi.....	46
5.3.5. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerine en yakın değerlere sahip olan üç kuyu için rezervuar basınç dağılımına üretim zamanı ve üretim debisinin etkisi.....	47
5.3.6. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük ve ortalama değerlerinde farklı porozite değerlerinin rezervuar basınç değişimine etkisi.....	52
5.3.7. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük ve ortalama değerlerinde farklı geçirgenlik değerlerinin rezervuar basınç değişimine etkisi.....	55
5.3.8. TS_1 ve TS_2 saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezi ile mesafeye göre değişimine etkisi.....	61
5.3.9. TS_1 saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde rezervuar kalınlığının kuyu merkezi ile mesafeye göre rezervuar basınç değişimine etkisi.....	67
5.3.10. TS_1 saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde rezervuar başlangıç basıncının kuyu merkezi ile mesafeye göre rezervuar basınç değişimine etkisi.....	68
5.3.11. Türkiye sahalarında seçilen kuyular için kuyu merkezi ile mesafeye göre rezervuar basınç değişimi.....	69
5.4. İç Akış Performans İlişkisi (IPR) ve Zar Faktörü Etkisinin Hesaba Katıldığı Pseudo-Kararlı Akış Koşullarında Kuyu Merkezine Olan Uzaklık İle Basınç Değişiminin Hasaplanmasında Kullanılacak Bilgisayar Programının Geliştirilmesi.....	76
5.5. İç Akış Performans İlişkisi (IPR) Ve Zar Faktörü Etkisinin Hesaba Katıldığı Geçici Akış, Kararlı Durum Akışı Ve Pseudo Kararlı Akış Koşullarında Kuyu Merkezine Olan Uzaklık İle Basınç Değişimi.....	76
5.5.1. TS_1 sahası için kuyu verileri.....	77
5.5.2. TS_2 sahası için kuyu verileri.....	84

5.6. Tek Fazlı Akış İçin İç Akış Performans İlişkisi İle Belirlenen Üretim Debisi Kuyu Dibi Basıncına Çeşitli Kuyu Parametrelerinin Etkisi.....	87
5.6.1. Geçirgenlik etkisi	87
5.6.2. Üretim süresinin etkisi	88
5.6.3. Viskozitenin etkisi	89
5.6.4. Formasyon hacim faktörü (FFVF) etkisi	90
5.7. Vogel ve Genelleştirilmiş Vogel Amprik Modellerinden İç Akış Performans İlişkisi İçin Bilgisayar Destekli Hesaplama	93
5.7.1. TS ₂ -TK ₃ kuyu parametreleri kullanılarak vogel ve genelleştirilmiş vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar	93
5.7.2. Kabarcıkkanma basıncı ve rezervuar basıncı yakın olan kuyu parametreleri kullanılarak vogel ve genelleştirilmiş vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar	95
.....	97
5.7.3. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine geçirgenliğin etkisi için genelleştirilmiş Vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar	99
Şekil 5.46 Geçirgenlik değerleri ile q_b, q_v ve q_{max} değerlerinin değişimi	101
5.7.4. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine viskozitenin etkisi için genelleştirilmiş Vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar	102
5.7.5. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine formasyon hacim faktörünün etkisi için vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar	104
5.7.6. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine zar faktörü etkisi için genelleştirilmiş Vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar	107
BÖLÜM 6	110
6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	110
BÖLÜM 7	115
KAYNAKLAR	115
BÖLÜM 8	118
EKLER.....	118
Ek 1.....	118
Ek.2.....	122
Ek.3.....	128

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

B_o	: Petrol formasyon hacim faktörü
E	: Eksponansiyel integral $-E(X)$ değerleri
q	: Akış hızı
h	: Rezervuar kalınlığı
k	: Rezervuarın etkin yatay geçirgenliği
k_{ro}	: Petrolün göreceli geçirgenliği
μ_o	: Petrolün viskozitesi
r veya r_e	: Rezervuar sınır yarıçapı
r_w	: Kuyu yarıçapı
P	: Rezervuar ortalama basıncı
P_i	: Başlangıç rezervuar basıncı
$\emptyset$	: Gözeneklilik
P_{wf}	: Kuyunun akış basıncı
ΔP	: Basınç değişimi
q_b	: Kabarcıklanma noktasındaki akış debisi
q_v	: İki fazlı bölgede üretimin yapılabileceği debi aralığı
X	: Log yaklaşım büyüklük kriteri

C++ Bilgisayar Programında Kullanılmış Simgeler:

POR	: Porozite (%)
EHP	: Geçirgenlik (mD)
PZT	: Üretim zonu kalınlığı
RP	: Rezervuar basıncı
FFVF	: Akışkan formasyon hacim faktörü
FV	: Akışkan viskozitesi
TC	: Toplam sıkıştırılabilirlik
RM	: Kuyu merkezine uzaklık
RE	: Rezervuar sınır yarıçapı

WBR	: Kuyu apı
t	: Zaman
SF	: Zar faktörü
P	: Kuyu merkezine L uzaklığındaki basınç
JTF	: Transient akış üretkenlik indeksi
JSS	: Kararlı akış üretkenlik indeksi
JPSS	: Pseudo kararlı akış üretkenlik indeksi
PRM	: RM (kuyu merkezine uzaklık) uzaklıktaki basınç
BPPGV	: Kabarcıkıanma noktası basıncı, psia
BPPV	: Rezervuar ortalama basıncı ,psia
DA	: Drenaj alanı
JVogel	: Vogel denklemi
JGenvogel	: Genelleştirilmiş Vogel denklemi
PRM	: Kuyu merkezinden uzaklıktaki basınç
PWF-IPR	: İ akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncı

Kısaltmalar

AOF	: Maksimum akış debisi q_{max}
IPR	: İ akış performans ilişkisi
Pb	: Kabarcıkıanma noktası basıncı
PVT	: Basınç hacim sıcaklık

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1. Petrol rezervuarlarında akış	4
Şekil 2.2. Doğrusal Akış	5
Şekil 2.3. Radyal Akış	5
Şekil 2.4. Geçici bölge akışı basınç değişimi	6
Şekil 2.5. Kararlı durum Akış Rejimi Basınç Dağılımı	7
Şekil 2.6. Zamanın fonksiyonu olarak basınç değişimi	8
Şekil 2.7 Akış rejimi eğrileri	8
Şekil 2.8. Bir rezervuar sıvısının basınç-sıcaklık faz diyagramı.	9
Şekil 2.9. İç akış performans ilişkisi	13
Şekil 2.10. Gözeneklilik ve geçirgenlik	16
Şekil 2.11. Farklı petrol viskozitesi için IPR.....	17
Şekil 5.1. $0,01 < X \leq 0,209$ Exponansiyel integral veri setinin curve expert basic programına girişi ve veri seti için bazı istatistiksel değerler.....	28
Şekil 5.2. $0,01 < X \leq 0,209$ Exponansiyel integral veri seti modelleme ekranı ve en uygun modelin seçilmesi (a) Curve Expert Basic modelleme ekranı (b) Curve Expert Basic programında belirlenen modeller ve regresyon katsayıları	29
Şekil 5.3. DR-HILL modelinden hesaplanan değerlerin $-E_i(X)$ tablo değerleri uyumu ve model katsayıları	30
Şekil 5.4. $0,01 < X \leq 0,209$ aralığında Dr-Hill denkleminde hesaplanan değerlerin tablo değerleri ile uyumu.....	31
Şekil 5.5. $0,209 < X \leq 2,09$ Veri seti için Curve Expert Basic programında belirlenen modeller ve regresyon katsayıları.....	32
Şekil 5.6. Rational modelinden hesaplanan değerlerin $-E_i(X)$ tablo değerleri uyumu ve model katsayıları	33
Şekil 5.7. Rational medelden hesaplanan $-E_i(X)$ değerlerinin tablo değerleri ile uyumu	34
Şekil 5.8. $2,09 < X \leq 10,9$ Veri seti için Curve Expert Basic programında belirlenen modeller ve regresyon katsayıları.....	35
Şekil 5.9. Hyperbolic decline modelinden hesaplanan değerlerin $-E_i(X)$ tablo değerleri uyumu ve model katsayıları.....	36
Şekil 5.10. Hyperbolic decline modelinden hesaplanan $-E_i(X)$ değerlerinin tablo değerleri ile uyumu	37
Şekil 5.11. (a) Hesaplanan X değerlerinin kuyu merkezine olan uzaklık ve zamanla değişimi (b) Log yaklaşımı gerçekleştiği durumda hesaplanan X değerlerinin kuyu merkezine olan uzaklık ve zamanla değişimi.....	40
Şekil 5.12. Hesaplanan E değerlerinin kuyu merkezine olan uzaklık ve zamanla değişimi.....	42
Şekil 5.13. Denklem parametrelerinin sabit değerinde üretim zamanının rezervuar basınç dağılımına etkisi.....	43
Şekil 5.14. Denklem parametrelerinin en düşük değerlerinde üretim zamanının rezervuar basınç dağılımına etkisi (- değerler simetrik radyal akışı göstermektedir)	44
Şekil 5.15. Denklem parametrelerinin sabit değerinde üretim debisinin rezervuar basınç dağılımına etkisi.....	46

Şekil 5.16. TPAO kaynağından belirlenen en düşük rezervuar parametre değerlerine en yakın olan X,Y,Z kuyuları için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine üretim zamanının etkisi	49
Şekil 5.17. TPAO kaynağından belirlenen en düşük rezervuar parametre değerlerine en yakın olan X,Y,Z kuyuları için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine üretim debisinin etkisi.....	50
Şekil 5.18. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin ortalama değerlerinde rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine gözenekliliğin etkisi	52
Şekil 5.19. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine gözenekliliğin etkisi.....	53
Şekil 5.20. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin ortalama değerlerinde farklı geçirgenlik değerleri için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine	55
Şekil 5.21. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı geçirgenlik değerleri için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine	56
Şekil 5.22. TS2 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde farklı üretim zamanlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimi.....	59
Şekil 5.23. TS1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde farklı üretim zamanlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimi.....	60
Şekil 5.24. TS2 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi.....	61
Şekil 5.25. TS1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi.....	61
Şekil 5.26. TS1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde rezervuar kalınlığının kuyu merkezine olan mesafeyle rezervuar basıncı değişimine etkisi.....	67
Şekil 5.27. TS1 Saha Parametreleri Aritmetik Ortalama Değerlerinde Rezervuar Başlangıç Basıncının Kuyu Merkezi ile Mesafeye Göre Rezervuar Basınç Değişimine Etkisi.....	68
Şekil 5.28. Geçiş akışı için TK1 kuyusunda üretim debisi Q ve kuyu merkezinden uzaklık ile rezervuar basıncı ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının değişimi.....	78
Şekil 5.29. (a) $P_{wfRM}=0.4$ değerlerinin zar faktörü ile değişimi (b) $P_{wfRM}=0.4$ değerlerin zar faktörü ile değişimi	80
Şekil 5.30. Kararlı akış durumu için TK1 kuyusunda iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının üretim debisi ile değişimi.....	81
Şekil 5.31. Pseudo kararlı akış durumu için TK1 kuyusunda iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının üretim debisi ile değişimi.....	82
Şekil 5.32. Geçiş akışı için TK2 kuyusunda üretim debisi Q ve kuyu merkezinden uzaklık ile rezervuar basıncı ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının değişimi.....	83
Şekil 5.33. Geçici akışı rejimi TS2 kuyularının aritmetik ortalama değerleri için üretim debisi Q ve kuyu merkezinden uzaklık ile rezervuar basıncı ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının değişimi.....	85
Şekil 5.34. Kararlı durum ve pseudo kararlı durum akışı için üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimi.....	86
Şekil 5.35. Transient akış durumunda üretim debisi ile kuyu dibi basınç değişimine geçirgenlik etkisi.....	87
Şekil 5.36. Üretim zamanının üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimine etkisi.....	88
Şekil 5.37. Viskozitenin üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimine etkisi.....	89
Şekil 5.38. Formasyon hacim faktörünün üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimine etkisi..	90
Şekil 5.39. Vogel denkleminden belirlenen üretim debisi- kuyu dibi basıncı ilişkisi.....	94
Şekil 5.40. kabarcıklenme noktası basıncının altında kısmi iki fazlı rezervuar için belirlenen genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi.....	94

Şekil 5.41. KB1 kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi.....	95
Şekil 5.42. KB2 kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi.....	96
Şekil 5.43. KB3 kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi.....	96
Şekil 5.44. KB4 kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi.....	97
Şekil 5.45. (a)Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine geçirgenliğin etkisi (EHP=1.5,165,40 mD döngüsü) (b)Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine geçirgenliğin etkisi (EHP=1702,8502,1700 mD döngüsü)	100
Şekil 5.46 Geçirgenlik değerleri ile q_b, q_v ve q_{max} değerlerinin değişimi	101
Şekil 5.47. Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine viskozite etkisi.....	102
Şekil 5.48 Viskozite q_v verileri modelleme Curve Expert Basic ekran alıntısı.....	104
Şekil 5.49. Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine formasyon hacim faktörünün etkisi.....	105
Şekil 5.50 FFVF- q_v verileri modelleme Curve Expert Basic ekran alıntısı	106
Şekil 5.51. Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine zar faktörünün etkisi.....	107
Şekil 5.52 SF- q_v verileri modelleme Curve Expert Basic ekran alıntısı	109

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1. Rezervuar içi konuma bağlı basınç değişim denklemleri ve kullanım koşulları	10
Tablo 2.2. iç akış performans ilişkisi hesaplamalarında kullanılan denklemler	13
Tablo 4.1. Türkiye’de Bulunan Petrol Sahalarına Ait Parametrelerin Minimum ve Maksimum Değerleri.....	22
Tablo 4.2. Bilgisayar destekli hesaplamalarda test edilen parametreler ve yapılan hesaplamalar.....	23
Tablo 5.1 Geliştirilen denklem için ortalama mutlak hata	31
Tablo 5.2. $0,209 < X \leq 2,09$ Veri seti istatistiksel değerler	32
Tablo 5.3 Geliştirilen denklem için ortalama mutlak hata.....	34
Tablo 5.4. $0,209 < X \leq 2,09$ Veri seti istatistiksel değerler.....	35
Tablo 5.5 Geliştirilen denklem için ortalama mutlak hata	37
Tablo 5.6. Bilgisayar programında kullanılan parametreler	39
Tablo 5.7. $\Delta P = P_i - P_{RM}$ Değerlerinin üretim süresi ve kuyu merkezine olan uzaklık ile değişimi	45
Tablo 5.8. TPAO saha verileri kaynağında rezervuar parametrelerinin seçilen en düşük değerlere yakın olan kuyular için rezervuar parametreleri	47
Tablo 5.9. Farklı üretim zamanlarında 100 stb/gün üretim debisinde gözenekliliğin kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncına etkisi.....	54
Tablo 5.10. Farklı üretim zamanlarında 200 saatlik üretimde gözenekliliğin kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncına etkisi	54
Tablo 5.11. Farklı üretim zamanlarında 100 stb/gün üretim debisinde farklı geçirgenlik değerlerinde kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncı.....	57
Tablo 5.12. Farklı üretim debilerinde 200 saatlik üretim süresinde farklı geçirgenlik değerlerinde kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncı	57
Tablo 5.13. Ts2 (8 kuyu) ve Ts1 (24 kuyu) sahalarında bulunan kuyuların rezervuar basıncı hesaplamasında kullanılan parametrelerin aritmetik ortalamaları	58
Tablo 5.14. TS2 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde farklı üretim zamanlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimini.....	59
Tablo 5.15. TS1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi (a)	63
Tablo 5.15. Ts1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi (b)	64
Tablo 5.15. TS1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi (c)	65
Tablo 5.15. TS1 saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi (d)	66
Tablo 5.16. Türkiye sahalarından seçilen kuyular.....	69
Tablo 5.17.(a) X1 Kuyusu basınç değişimi.....	70
Tablo 5.17.(b) X2 Kuyusu basınç değişimi	71
Tablo 5.17.(c) X3 Kuyusu basınç değişimi	72
Tablo 5.17.(d) X4 Kuyusu basınç değişimi.....	73
Tablo 5.17.(e) X5 Kuyusu basınç değişimi	74
Tablo 5.17. (f) X6 Kuyusu basınç değişimi	75
Tablo 5.18. Bilgisayar programında kullanılan parametreler.....	76

Tablo 5.19. TS1 sahasında seçilen kuyulara ait veriler	77
Tablo 5.20. $X < 0,01$ bölgesinde zar faktörünün etkisi	79
Tablo 5.21. TS2 Sahasında seçilen kuyulara ait parametrelerin aritmetik ortalama değerleri ...	84
Tablo 5.22 Tek Fazlı Akış İçin İç Akış Performans İlişkisi İle Belirlenen Üretim Debisi Kuyu Dibi Basıncına Kuyu Parametrelerinin Etkisinin değerlendirilmesi	91
Tablo 5.23. TS2-TK3 Rezervuar parametreleri	93
Tablo 5.24. Farklı Kabarcıklanma Basıncına Sahip Kuyular İçin Belirlenen Genelleştirilmiş Vogel Hesaplamaları	98
Tablo 5.25. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin geçirgenlik ile değişimi	101
Tablo 5.26. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin viskozite ile değişimi.....	103
Tablo 5.27. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin formasyon hacim faktörünün ile değişimi.....	105
Tablo 5.28. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin zar faktörü ile değişimi	108
Tablo 8.1. Kuyu merkezi ve rezervuar sınır yarıçapı arasında herhangi bir noktada rezervuar basıncının hesaplanmasında kullanılacak bilgisayar programı	118
Tablo 8.2. İç akış performans eğrisi ve rezervuar basınç değişimini hesaplamak amacıyla geliştirilen bilgisayar programı	122
Tablo 8.3. Kabarcıklanma basıncı üzerinde doymuş ve kabarcıklanma basıncı altında kısmi iki fazlı akış vogel ve genelleştirilmiş vogel denkleminde hesaplama yapmak amacı ile geliştirilen bilgisayar programı	128
Tablo 8.4 -E(-X) Ekspansiyel integral bölgesi tabloları	
(a) $0,01 < X \leq 0,209$ aralığında 0.001 aralıklarla.....	132
(b) $0,209 < X \leq 2,09$ aralığında 0,01 aralıklarla.....	133
(c) $2,09 < X \leq 10,9$ aralığında 0,1 aralıklarla.....	133
Tablo 8.5 TS1 Saha parametreleri aritmetik ortalama değerleri.....	134
Tablo 8.6 TS2 Saha parametreleri aritmetik ortalama değerleri.....	135

BÖLÜM 1

1.GİRİŞ

Petrol kuyularında kuyu dibi basıncı ya rezervuar basınç dağılım hesaplamaları ya da iç akış performans ilişkisi ile belirlenebilmektedir. Rezervuar basınç dağılımı hesaplamalarında log yaklaşımının gerçekleştiği durumda kullanılan denklemle, yaklaşımın gerçekleşmediği durumlardaki denklemler içerdikleri ekponansiyel integral terimi yönüyle farklılık göstermektedir. Ekponansiyel integral değerleri çeşitli kaynaklarda belli aralıklar için tablolar şeklinde verilmektedir. Yapılan hesaplamalarla belirlenen log yaklaşım parametresi X değeri bazen bu tablolarda doğrudan bulunamadığı için doğrusal interpolasyon yapılarak $-Ei(X)$ değeri hesaplanmaktadır.

Bir kuyunun iç akış performans ilişkisi (IPR), üretim debisi ile kuyu dibi basıncı arasındaki ilişkiyi belirlemede kullanılmaktadır. Petrol kuyularında üretim debisi, kuyu dibi basıncı ve rezervuar basıncı arasındaki ilişkinin orantılı olduğu kabul edilmektedir. Bu varsayım, Darcy yasasından türetilebilecek lineer bir eşitlik ile ifade edilebilir. Ancak, bu varsayım yalnızca kabarcık noktası basıncı üzerinde, yani tek fazlı kararlı durum akışının olduğu basınç değerleri için geçerlidir. Kuyu içi akış performans eğrileri (IPR), petrol endüstrisindeki kuyu içi ekipmanların tasarımı ve performansı hakkında önemli bilgiler sağlayan grafiklerdir. Bu eğriler, bir kuyu içi ekipmanının (örneğin pompa, valf veya boru) performansını analiz etmek ve optimize etmek için de kullanılabilir.

Evinger ve Muskat (1942), rezervuarda iki fazlı bir akış meydana geldiğinde akış hızı ile basınç arasında eğrisel bir ilişki olduğunu göstermiştir. 1988'de Vogel, bilgisayar simülasyonu sonuçlarına ve çok çeşitli kayaç ve akışkan özelliklerine dayalı olarak çözelti-gaz gaz itimli petrol rezervuarlar için ampirik bir iç akış performans ilişkisi geliştirmiştir. Vogel'in IPR'si, çözelti-gaz gaz itimli petrol rezervuarında zar etkisi hesaba katılmaksızın kuyu iç akışı için geliştirilmiştir.

Vogel IPR modelinden sonra, çok fazlı rezervuarlarda petrol kuyularının performansını tahmin etmede kullanılan iç akış performans ilişkisi modelleri geliştirilmiştir. Bu ampirik IPR'ler çözelti-gaz gaz itimli petrol için geliştirilmiştir. Geliştirilen bu IPR eğrileri deneysel verilerle karşılaştırılmıştır (Jahanbani ve Shadizadeh 2013) ve bazı durumlarda deneysel veriler ile uyum içerisinde olmadığı belirlenmiştir.

Rezervuardaki akış hızı ile basınç düşüşü arasındaki ilişkinin tahmin edilmesi, sahada üretim optimizasyonu için çok önemlidir. İç akış performansı ilişkisi (IPR), kuyu başı üretim debisi (q) ile kuyu dibi akış basıncı (P_{wf}) arasındaki ilişkiyi ifade etmektedir. Bugün petrol endüstrisinde farklı iç akış performans korelasyonları mevcuttur ve en yaygın kullanılanlar Vogel, Fetkovich korelasyon denklemleridir. İç akış performans ilişkisi (IPR), üretim debisi ile kuyu dibi basıncı arasındaki ilişkiye yönelik bilgi sağlamak ve bu bilgi sayesinde kuyu tasarımı ve pompa tasarımlarında ihtiyaç duyulan işletim koşulları belirlenmektedir. İç akış performans ilişkisi (IPR) üretim mühendisliğinde üretim planlamada temel bir araçtır. IPR korelasyonu, rezervuar oluşum özelliklerine, kuyu konfigürasyonuna ve rezervuar geri kazanım araçlarına bağlıdır (Yuan vd., 2016).

Geçici (kararsız) akış, rezervuarın basınç transiyentlerinin rezervuar sınırına ulaşmadığı ve rezervuarın sonsuz büyüklükteymiş gibi davrandığı zaman periyodu olarak tanımlanır (Ahmed, 2018). Bu periyot, kuyu ilk açıldıktan sonra başlar ve kuyu etrafındaki basınç dalgalanmaları rezervuarın tüm sınırlarıyla etkileşime girinceye kadar devam eder. Bu etkileşim gerçekleştiğinde, rezervuar kararlı durum (steady-state) akış davranışı gösterir.

Geçici akışı döneminde, kuyu başı basıncı (p_{wf}) zamanla azalır ve rezervuardaki basınç dağılımı homojen hale gelmez. Bu dönem, kuyunun üretim potansiyelini belirlemek için önemlidir, çünkü kuyunun üretebileceği maksimum debi ve rezervuarın toplam rezervi bu dönemde belirlenir. Geçici akışı analizi, kuyuların açılması ve kapatılması, pompa testleri ve çeşitli rezervuar optimizasyon çalışmaları için kullanılmaktadır.

Bu çalışmada rezervuar içerisinde konumla basınç değişimini hesaplayabilmek amacı ile çeşitli kaynaklarda verilen eksponansiyel integral tablolarındaki X' e karşılık $-E_i(X)$ değerleri modellenmiş ve her bir aralık için bir model denklem türetilmiştir. Türetilen model denklemler log yaklaşımının gerçekleşmediği durumlarda $-E_i(X)$ teriminin hesaplanmasında kullanılacak şekilde hazırlanan bilgisayar kodlamalarında kullanılmış ve rezervuar boyunca basıncın konumla değişimi bu yolla belirlenmiştir. Rezervuar basıncının konumla değişimine etki eden kuyu parametrelerinin her birinin etkisi diğer parametreler sabit tutularak hesaplanmış ve yorumlanmıştır. Çalışmanın ikinci bölümünde hem tek fazlı hem de kısmi iki fazlı rezervuarlar için kuyu başı

hacimsel akış hızı ile kuyu dibi basıncı arasındaki ilişkiyi ifade etmek amacıyla bilgisayar programları geliştirilmiştir. Geliştirilen bilgisayar programları içerdikleri döngüler ile Türkiye Saha verilerinin minimum ve maksimum değerleri arasında çalıştırılarak her bir parametrenin değişen değerlerinin bireysel ve kümülatif etkilerini ortaya konulmuş ve analiz edilmiştir. Türkiye saha verilerinin analiz edilmesinden belirlenen değerler aslında dünyadaki sahalarında temsil edebilecek niteliktedir. Parametrelerin etkisini ortaya koymak birincil üretim optimizasyonu, uygulanması ve fayda/maliyet analizinin yapılması bakımından da fikir verebilecek niteliktedir.

Son yıllarda Türkiye’de petrol aramacılığı hız kazanmıştır. Özellikle Güney Doğu Anadolu bölgesinde (Batman, Siirt, Adıyaman, Şırnak, Diyarbakır gibi) yeni petrol saha keşifleri yapılmaktadır. Yeni kazılan kuyularda keşfedilen petrol rezervuarın detaylı jeolojik modeli tam oluşturulmadan üretime alınmaktadır. Bu çalışmada kullanılan hesaplamalar yeni üretime alınan kuyuların etrafındaki basınç değişimlerini ve kuyu dibi akış basıncına göre akış debisi değişimlerini tahmin etmek için faydalı olabilir. Ayrıca tez konusunda Türkçe literatüre katkı sunulması amaçlanmıştır.

BÖLÜM 2

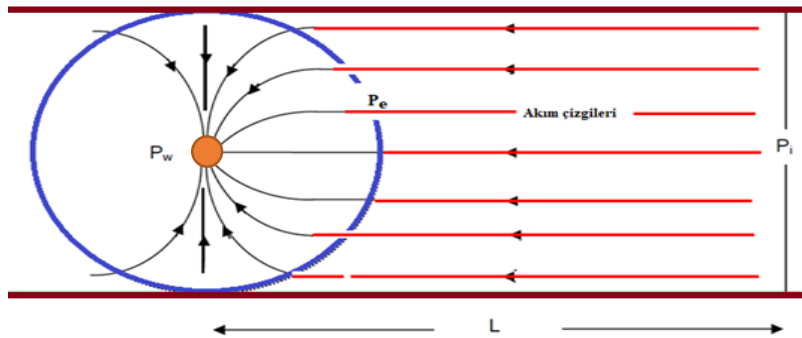
2. GENEL BİLGİLER

2.1. Akış Rejimi ve Rezervuar Geometrisi

Rezervuar geometrisi rezervuarın yeryüzü referans noktasına veya deniz dibi referans noktasına göre derinlik ve rezervuar kalınlığına göre ifade edilmektedir. Referans sistemin yapı haritasında derinlik, kalınlık ve sınır koşulları gibi parametrelere bağlı olarak kartezyen koordinat sisteminde hazırlanan kontur haritalar ile tanımlanmaktadır (Hirasaki, O'Dell,1970). Günümüzde gelişen sismik, kuyu log ve karot teknolojileri ile birlikte rezervuarların 3 boyutlu jeolojik haritalarını bilgisayar ortamında oluşturmak ve kullanmak yaygın hale gelmiştir.

2.2. Petrol Rezervuarlarında Akış

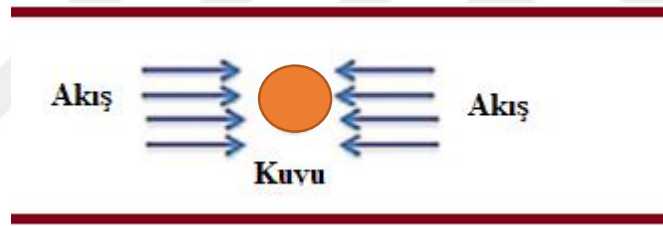
Petrol sektöründe rezervuarlar, rezervuar koşullarına bağlı olarak sınıflandırılabilir gibi akış rejimi ve rezervuar geometrisi yönünden de sınıflandırılabilir. Rezervuar koşullarına bağlı olarak rezervuarlar sıvı petrol, çözünmüş gaz-petrol ve gaz rezervuarı şeklinde sınıflandırılabilir. Rezervuarda meydana gelen basınç değişimine ve rezervuar sıcaklığına bağlı olarak rezervuar akışkanı sıkıştırılmaz, hafif sıkıştırılabilir veya sıkıştırılabilir olarak adlandırılmaktadır. Sistem içerisindeki basınç değişimine göre akışkan hacminin değişmediği bir sistem gerçekte mümkün olmasa da bu varsayım yapılarak petrol rezervuarları için matematiksel ifadeler türetilmektedir. Rezervuar akışkanının kuyu deliğine (perforelere) doğru hareketi, akış yönüne bağlı olarak ya radyal ya da doğrusal olarak karakterize edilmektedir. Rezervuar çapı göz önüne alındığında kuyu dip deliğine belli bir mesafeye kadar doğrusal akışın, belli bir mesafeden sonra ise radyal akışın gerçekleştiği (Şekil 2.1) kabul edilebilir.



Şekil 2.1. Petrol rezervuarlarında akış (Lee,1982)

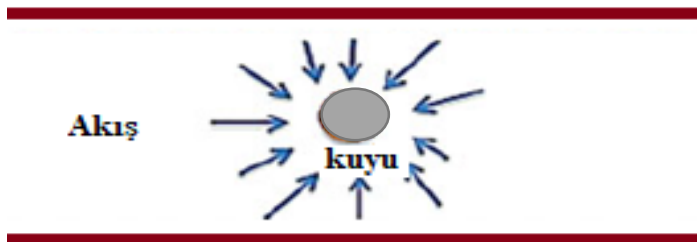
Şekil 2.1' de görüleceği gibi kuyu dip deliğinden belli bir mesafedeki akışkan kuyudan etkilenmeyeceği için doğrusal akış yaptığı varsayılmaktadır. Kuyu dibinde üretimden dolayı basınç sürekli düşmektedir. Akışkan, basıncın yüksek olduğu yerden basıncın düşük olduğu yöne doğru akmaktadır. Akışkan arkadan gelen yüksek basınçlı akışkanın etkisi ile kuyu deliğine doğru akmaya zorlanmaktadır. Bu itici güç altında akışkan belli bir mesafede kuyu deliğine doğru rezervuar yüksekliği ve çapı boyunca tüm yönlerden akarak doğrusal akıştan radyal akışa geçmektedir. Petrol sektöründe modelleme amaçlı türetilen denklemler bu sebeple radyal koordinat sistemindeki sınır ve başlangıç koşullarına göre türetilmektedir.

Doğrusal akış, akışkan karışımının akışında, hareketin tek bir yönde olacak şekilde birbirine paralel olduğunda meydana gelmektedir. Bu tip akışta, kesit alanının sabit olduğu varsayılır ve böylece laminer bir akış gerçekleşir. Bu akış türü Şekil 2.2'de verildiği gibi temsil edilmektedir.



Şekil 2.2. Doğrusal Akış (Okotie,vd.,2018).

Radyal Akış Petrol rezervuarlarında önemli bir akış olan radyal akış rezervuar içine dikey yatay ya da yönlü olarak açılan kuyu dibi deliğine doğru her yönden akışkanın akışını ifade etmektedir. Kuyu deliğine belli bir mesafeye kadar lineer olarak akan akışkanlar kuyu dibi deliğine belli bir mesafede radyal akışa zorlanmaktadır.



Şekil 2.3. Radyal Akış (Okotie,vd.,2018).

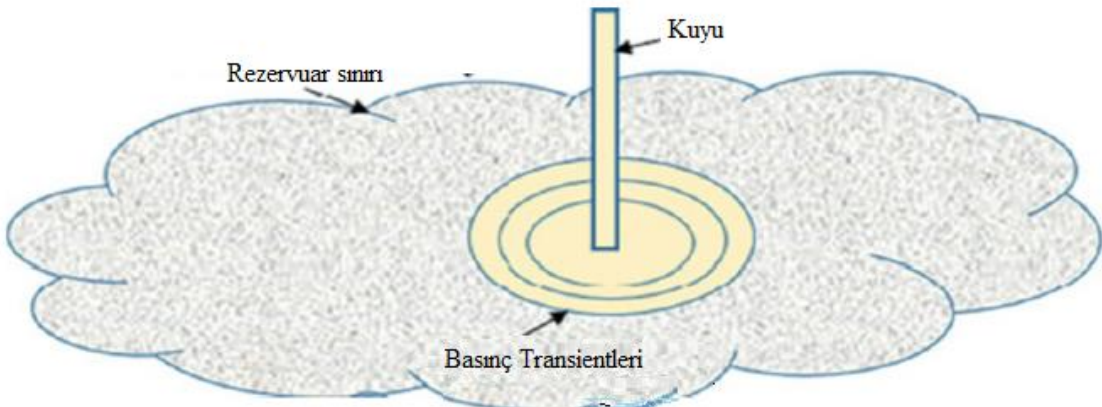
2.3 Rezervuarda Akış Rejimleri

Akışkan akış davranışını ve rezervuar basınç dağılımını zamanın bir fonksiyonu olarak tanımlamak için temel olarak üç tip akış rejimi verilmektedir. Bu üç akış rejimi;

- Geçici (kararsız) durum akışı (Transient flow)
- Kararlı durum akışı (Steady-state flow)
- Yarı kararlı durum akışı (Pseudosteady-state flow)

2.3.1 Geçici durum (transient flow) akış rejimi

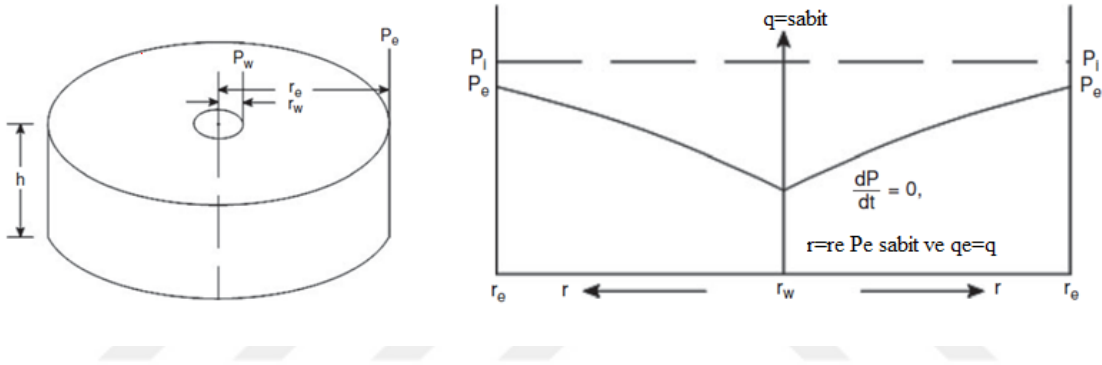
Rezervuarda akışkan akışı geçici bölge (transient) akış rejimi basitçe, aşağıdaki Şekil 2.4’de gösterildiği gibi, kuyu deliğinden basınç dalgası yayılma mesafesinin/yarıçapının rezervuar sınırlarının hiçbirine ulaşmadığı akış rejimi olarak tanımlanabilir. Geçici bölge akış rejimi basınç analizi yönünden rezervuarın sonsuz büyüklükte bir rezervuar gibi davrandığı, tek fazlı sadece sıvı petrol akışının olduğu rezervuar içi akış rejimini ifade etmektedir. Geçici bölge akış rejiminin olduğu üretim süresi üretim kuyusunun devreye alındıktan sonra kısa bir süreyi tanımlamaktadır. Bu üretim zamanı boyunca rezervuar içi akışın rezervuar sınırlarından etkilenmediği kabul edilmektedir. Geçici bölge akış rejimini tanımlamak için çeşitli analitik denklemler geliştirilmiştir. Bu denklemler petrol mühendisliği ders kitaplarında (Okotie,vd.,2018; Lee,1982) verilmektedir.



Şekil 2.4. Geçici bölge akışı basınç değişimi (Okotie,vd.,2018).

2.3.2. Kararlı durum (steady-state flow) akış rejimi

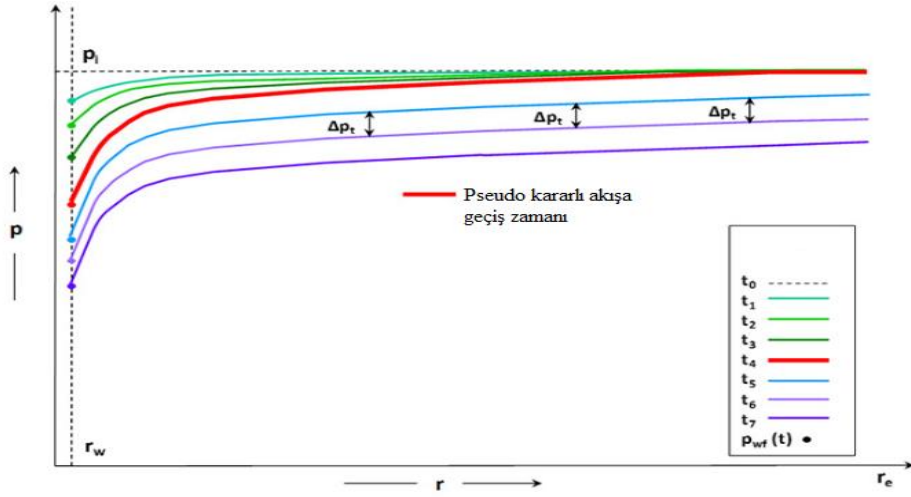
Kararlı durum akış rejiminin geçerli olduğu rezervuar içi akışta rezervuarın herhangi bir noktasında basınç değişiminin sıfır olduğu kabul edilmektedir. Sıfır basınç değişimi akifer ve/veya serbest gaz kapaınının genişleme desteği sayesinde gerçekleşmektedir. Bu akış rejimi aşağıda Şekil 2.5’de ifade edilmektedir. Şekil 2.5’den görüldüğü gibi sabit q hacimsel debisi ile üretim yapılırken rezervuar sınırında $r=r_e$ $P=P_e$ ve rezervuar boyunca basıncın zamanla değişimi sıfırdır.



Şekil 2.5. Kararlı durum Akış Rejimi Basınç Dağılımı (Lee,1982).

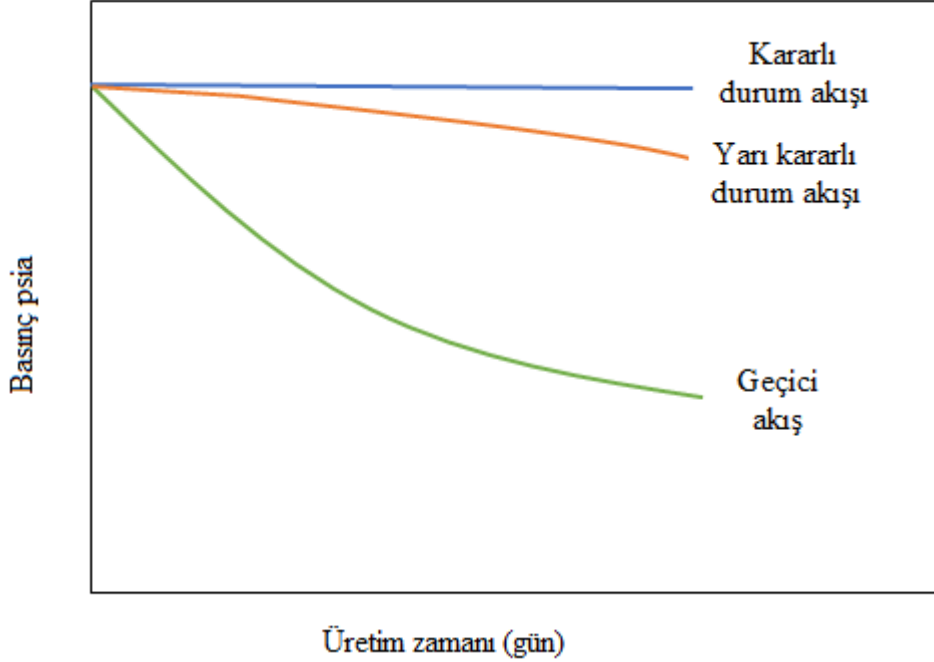
2.3.3. Yarı kararlı durum (Pseudo steady-state flow) akış rejimi

Rezervuarda zamanla basınç düşüşü değişimi sabit bir hızla gerçekleştiği akış rejimi Pseudo kararlı akış rejimi olarak ifade edilmektedir. Rezervuar boyunca basınç sabit oranda azalmaktadır. Bu akış durumunda, belirli bir sınır vardır ve sınırdaki statik basınç rezervuar boyunca eşit olarak düşmektedir. Matematiksel olarak, bu tanım, rezervuardaki her konumda zamana göre basınç değişim hızının sabit olduğunu veya kütle üretim hızının kütle tüketim hızına eşit olduğu bir durumu belirtir. Bu durum aynı zamanda semi kararlı durum olarak da adlandırılabilir. Pseudo kararlı akış rejiminde rezervuar tıpkı bir tank gibi davranmakta zamanla basınç değişimi sabit bir hızla azalmaktadır. Pseudo kararlı akış rejiminde zamanın fonksiyonu olarak basınç değişimi Şekil 2.6’da verildiği gibi gerçekleşmektedir.



Şekil 2.6. Zamanın fonksiyonu olarak basınç değişimi (Gregory R. King)

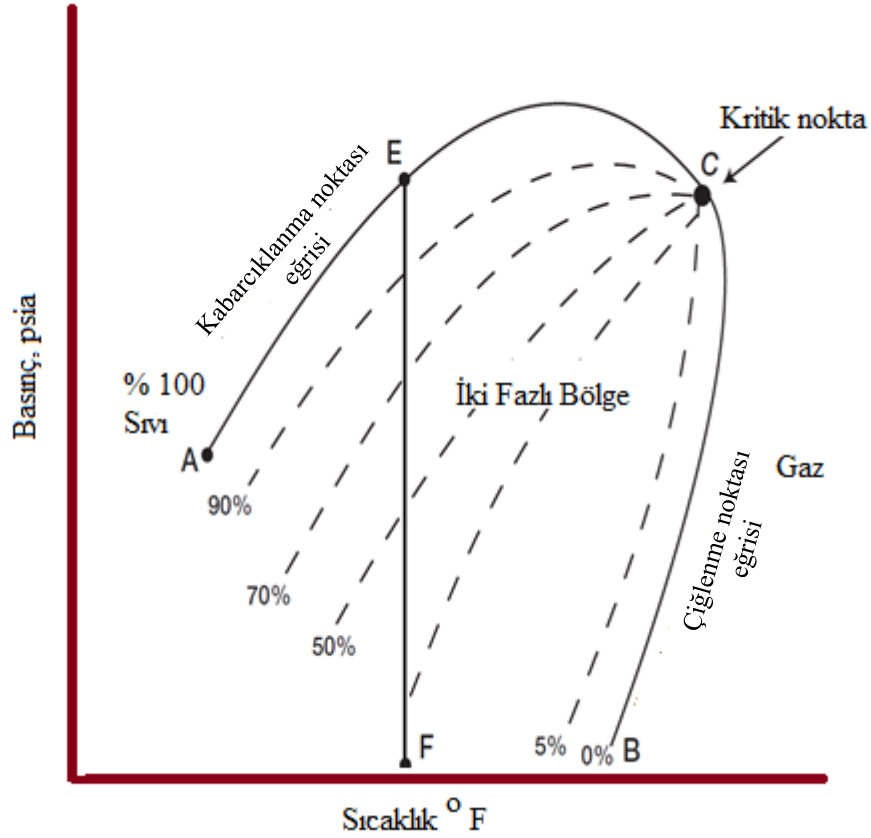
Akış rejiminin zamana bağlı basınç düşüşlerinin şematik bir karşılaştırılması şekil 2.7’de gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, kararlı durum akış rejiminde basınç zamanla değişmez. Geçici durum akış rejiminde basınç zamanla hızlı bir şekilde azalmaktadır. Pseudo kararlı akış rejiminde ise basınç zamanla yavaş bir şekilde düşmektedir.



Şekil 2.7 Akış rejimi eğrileri (Gregory R. King)

2.4 Rezervuar Faz Diyagramları

Belli bir rezervuar sıvısı için P-T faz diyagramı Şekil 2.8’de verilmektedir. Kabarcıklaşma noktası ve çığırnme noktası eğrileri tarafından çevrelenen alan, hem gaz hem de sıvı fazların mevcut olduğu basınç ve sıcaklık kombinasyonlarını temsil etmektedir. İki fazlı bölgedeki eğriler, herhangi bir sıcaklık ve basınç için sıvı-gaz olarak toplam hidrokarbon hacminin ifade ederken, bu eğriler dışında akışkan ya sıvı ya da gaz formundadır. Kabarcıklaşma noktası eğrisinin üzerinde yer alan basınç ve sıcaklık değerlerinde hidrokarbon karışımı yüzde yüz sıvı olacaktır. Çığırnme noktası eğrisinin üzerinde veya sağında yer alan basınç ve sıcaklık noktalarında, hidrokarbon karışımı gaz fazındadır. Kabarcıklaşma noktası, çığırnme noktası eğrilerinin buluştuğu nokta kritik noktayı ifade etmektedir. Matematiksel bir süreksizliğı temsil eden bu noktanın yakınında faz davranışını tanımlamak oldukça zordur (Ronald ve Rogers, 2014).



Şekil 2.8. Bir rezervuar sıvısının basınç-sıcaklık faz diyagramı. (Ronald ve Rogers, 2014)

2.5 Rezervuar İçi Basınç Değişim Denklemleri

Petrol sektöründe kullanılan akış denklemleri hem SI birim sistemi hem de Amerikan petrol birimleri cinsinden rezervuar ve üretim mühendisliği kitaplarında, çeşitli bilimsel makalelerde verilmektedir. Bu çalışmada kullanılan denklemler özet halinde kaynaklarla birlikte aşağıda Tablo 2.1’de verilmiştir.

Tablo 2.1. Rezervuar içi konuma bağlı basınç değişim denklemleri ve kullanım koşulları

Akış türü	Denklem	Denklem no	Kaynak
	$x = \frac{\theta\mu C_i r^2}{4(0.000264) kt} = \frac{\theta\mu C_i r^2}{0.001056 kt}$	(2.1)	
Geçici durum (transient flow) akış rejimi	$Ei(-x) = - \int_x^\infty \left(\frac{e^{-u}}{u} \right) du$	(2.2)	
	X < 0.01 Log yaklaşımının gerçekleştiği durum	(2.3)	(Okotie ve Ikporo,2018)
	$Ei(-x) = \ln 1.781x$		
	$P_i - P = \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \left[\log t + \log \left\{ \frac{k}{\theta\mu C_i r^2} \right\} - 3.23 \right]$	(2.4)	
Tablo			
Semi kararlı durum akışı (Pseudosteady- state flow)	EK-4 (a) 0,01<X≤0,209 aralığında	0,001 aralıklarla	
	EK-4 (b) 0,209<X≤2,09 aralığında	0,01 aralıklarla	
	EK-4 (c) 2,09<X≤10,9 aralığında	0,1 aralıklarla	
			(Okotie ve Ikporo,2018)
	$\Delta P_s = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} s$	(2.5)	
	X > 0,01 Log yaklaşımının gerçekleşmediği durum	(2.6)	
	$P(r, t) = P_i + 70.6 \frac{q\beta\mu}{kh} Ei \left\{ - \frac{\theta\mu C_i r^2}{0.001056 kt} \right\}$		

Tablo 2.1'den görüleceği gibi denklem 2.1' den hesaplanan x değerinin büyüklüğüne göre kuyu merkezinden belli bir mesafe uzaklıktaki basınç değerini hesaplamada kullanılan denklem değişiklik göstermektedir.

Log yaklaşımının gerçekleştiği $X < 0.01$ durumunda denklem 2.4 kullanılırken $X > 0.01$ olduğu yani log yaklaşımının gerçekleşmediği durumda eksponansiyel integral terimi $-E_i(X)$ içeren denklem 2.6 kullanılmaktadır. X değerlerine karşılık $-E_i(X)$ değerleri tablolar halinde çeşitli kaynaklarda verilmektedir. Bu çalışmada da X değerleri ile $-E_i(X)$ değerleri ekler bölümünde verilmiştir. Tablolar maksimum $X=10.9$ değerini içermektedir. $X > 10.9$ durumunda $-E_i(10.9) = 1.56 \cdot 10^{-6}$ olarak hesaplamalarda kullanılmaktadır.

2.6. Rezervuar Üretkenliği

Gözenekli ortamda sadece sıvı veya gaz bulunması durumunda rezervuar tek fazlı rezervuar olarak ifade edilebilir. Tek fazdan oluşan rezervuarlardaki akış tek fazlı akış olarak tanımlanmaktadır. Çok fazlı akış ise eş zamanlı olarak sıvı petrol, gaz, su ve kum gibi bileşenlerin birlikte aktığı akışı tanımlamaktadır.

Bir petrol kuyusunda tek fazlı sıvı akışı, kuyu başı basıncının kabarcıklanma basıncının altına düşmediği üretim koşullarında mümkün olmaktadır. Gerçekte bu durum çokta mümkün değildir. Petrol sahalarında genellikle çok fazlı akış gerçekleşmektedir (Liu vd., 2017).

Rezervuar üretkenliği, üretilen petrolü karşılamak üzere rezervuarın kuyu dibine sağladığı petrol miktarını ifade etmektedir. Bu bir sistem olarak düşünüldüğünde rezervuarın kuyu dibine sağladığı petrol giriş akımı, kuyu başında alınan petrol ise çıkış akımı ifade etmektedir. Bir sisteme giriş akımı çıkış akımdan büyükse sistemde birikim meydana gelecektir. Birikimi tasarıma uygun tutmak için üretkenliğe karşı üretim debisini artırmak gerekir. Rezervuar üretkenliği bilgisi üretim mühendisliğinde oldukça önemli bir konudur. Rezervuar üretkenliği üzerine etkisi olan parametreler;

- Rezervuar basıncı
- Üretim zonu kalınlığı ve alanı
- Rezervuar sınır koşulları

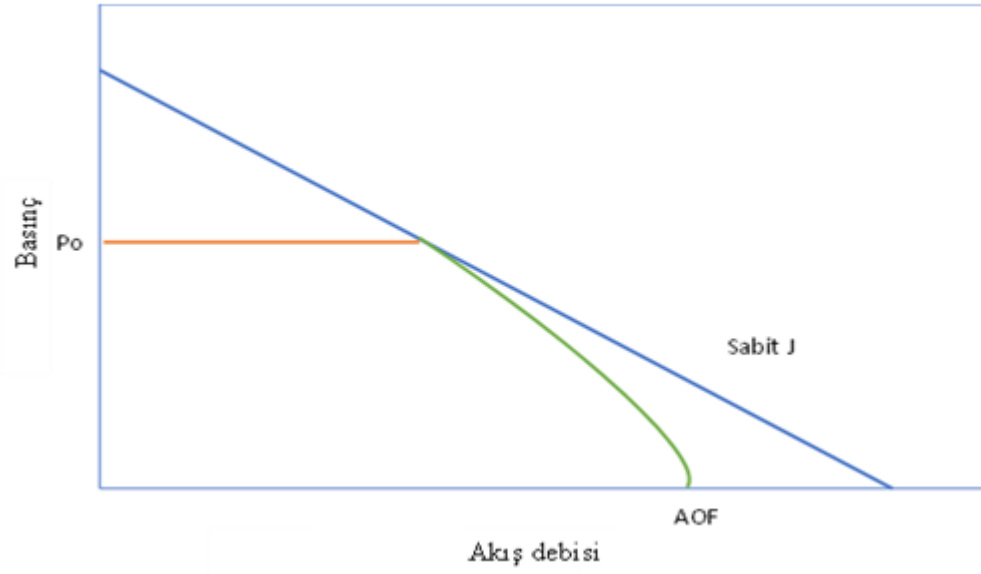
- Kuyu yarıçapı
- Rezervuar akışkan özellikleri
- Rezervuar kayaç özellikleri
- Kuyu tamamlama yöntemi (kuyu açısı, açık kuyu tamamlama, kuyu muhafaza borusu ile tamamlama gibi).

Rezervuar üretkenliği geçici akışı (transient), kararlı durum akışı (steady state) ve pseudo kararlı durum akışı (pseudo steady state) gibi akış rejimleri temelinde tüm rezervuarın kutu gibi düşünüldüğü ve çeşitli varsayımlara göre rezervuar parametrelerinin ortalama değerleri kullanılarak matematiksel modeller ile ifade edilmesini içerir.

2.7. İç akış Performans İlişkisi (IPR)

İç akış performans ilişkisi kuyu dibi basıncı ve üretim debisi arasından matematiksel bir ilişki sunmaktadır. Bu sayede üretim planlaması, kuyu tasarımı, kuyu testleri, pompa seçimi gibi pek çok konuda IPR eğrilerine ihtiyaç duyulmaktadır. Kuyu dibi basıncı rezervuar basıncına eşitse, rezervuar boyunca bir akış olmayacaktır. Kuyu dibi akış basıncı (P_{wf}) sıfır değerine karşılık gelen üretim debisi AOF- q_{max} olarak ifade edilmektedir. Kabarcıklanma noktasındaki akış debisi q_b ve iki fazlı bölgede üretimin yapılabileceği debi aralığı ise q_v olarak ifade edilmektedir. Her rezervuar için, iç akış debisi ile kuyu dibi akış basıncı arasında ilişkiyi ifade eden IPR eğrileri farklılık göstermektedir. Sıvı bölgesi kararlı durum akış koşullarından IPR doğrusal iken, çok fazlı akış bölgesinde IPR eğrisel bir düşüş trendi göstermektedir.

Kabarcıklanma noktası basıncının ilk rezervuar basıncına eşit olduğu, çözünmüş gaz itimli petrol rezervuarlarında performans eğrileri Şekil 2.9’de verildiği gibidir.



Şekil 2.9. İç akış performans ilişkisi (Lee,1982).

Akış rejimleri ve iç akış performans ilişkisi Tablo 2.2’de özetlenmiştir.

Tablo 2.2. İç Akış Performans İlişkisi Hesaplamalarında Kullanılan Denklemler

Hesaplanacak Büyüklik	Denklem	Denklem No	Kullanım koşulları
Üretkenlik indeksi (PI veya J)	$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})}$	(2.7)	IPR eğrisinin eğiminin tersini ifade etmektedir.
Tek fazlı Rezervuarlar IPR eşitliği	$J^* = \frac{q}{(p_i - p_{wf})} = \frac{kh}{162.6B_o\mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)}$	(2.8)	Tek fazlı akışın gerçekleştiği kuyular
Radyal transient akış IPR eşitliği	$J = \frac{q}{(p_i - p_{wf})} = \frac{kh}{162.6B_o\mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)}$	(2.9)	Radyal transient akışın gerçekleştiği dikey bir kuyu için

Tablo 2.2. (Devamı)

Radyal			Radyal kararlı durum
kararlı durum akış	$J^* = \frac{q}{(\bar{p} - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2B_o\mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S \right)}$	(2.10)	akışının gerçekleştiği
IPR eşitliği			dikey bir kuyu için
Pseudo			Pseudo kararlı durum
kararlı durum	$J^* = \frac{kh}{141.2B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}$	(2.11)	akışının gerçekleştiği
akış			dikey ve yatay bir kuyu için
	$q = q_{\max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right]$	(2.12)	
	$q_{\max} = \frac{J^* \bar{p}}{1.8}$	(2.13)	
	$J^* = \frac{kh}{141.2B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}$	(2.14)	
İki fazlı akış			Kısmi iki fazlı akış
Vogel eşitliği	$q_b = J^* (\bar{p} - p_b)$	(2.15)	
	$q_v = \frac{J^* p_b}{1.8}$	(2.16)	
	$\Delta q = q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$	(2.17)	
	$p_{wf} = 0.125 \bar{p} \left[\sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{\max}} \right)} - 1 \right]$	(2.18)	

2.8. Kuyu İçi Akış Basıncına Etki Eden Parametreler

2.8.1. Gözeneklilik

Kayaçlarda önemli bir parametre olan gözeneklilik kayaçların akışkan depolama kapasitesini ifade etmektedir. Gözeneklilik, gözenek hacminin toplam hacme oranı şeklinde basitçe tanımlanabilir. Bu önemli kayaç özelliği, aşağıdaki genelleştirilmiş ilişki ile matematiksel olarak ifade edilmektedir (Ganat, 2020).

$$\emptyset = (\text{gözenek hacmi})/(\text{bulk hacim}) \quad (2.19)$$

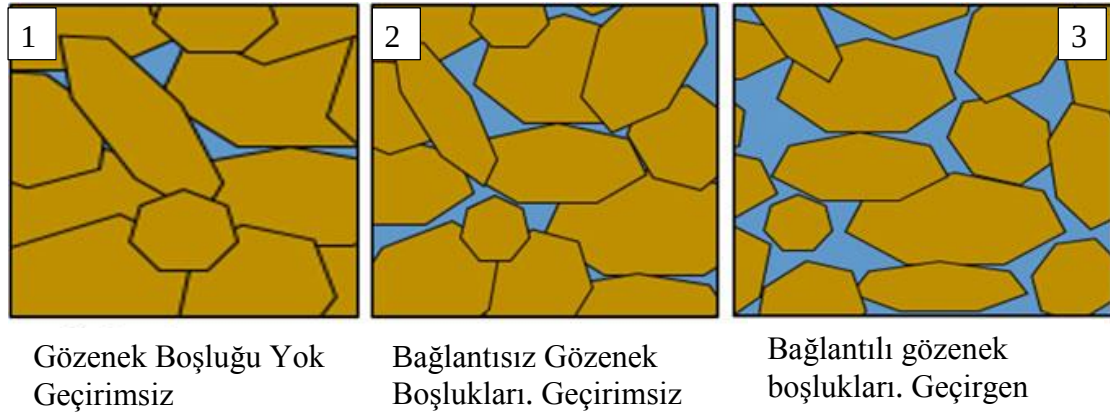
Burada ;

$\emptyset$ = gözeneklilik

Gözenekler tek boğazlı, iki boğazlı ve kapalı olarak sınıflandırılabilir. Tek boğazlı gözenekler akış yollarına tek yönden açık olan gözenekleri, çift boğazlı gözenekler farklı akış yönleri ile bağlantılı gözenekleri, kapalı gözenekler ise akış yolları ile bağlantısı olmayan gözenekleri ifade etmektedir. Akış yolları ile bağlantılı gözenekler etkin/ efektif gözeneklilik olarak ifade edilmektedir. Birincil petrol üretiminde sadece akış yolları ile bağlantılı olan etkin gözenekler önem taşımaktadır.

2.8.2. Geçirgenlik

Geçirgenlik, akışkanların bulundukları ortamda akmasına olanak sağlayan kanallar veya kılcal birleşme yollarının bir ölçüsüdür. Gözeneklerde bulunan bir akışkanın yüksek basınçtan düşük basınca akabilmesi için gözeneklerin bağlı olduğu akış yollarının olması gerekir. Akışkan düşük basınç bölgesine ne kadar hızlı akabilirse geçirgenlik o düzeyde yüksektir. Türkiye sahalarında geçirgenlik değeri 1.5-8500 mD (TPAO,2019) arasında değişmektedir. 6000, 8500 değerleri bazı kuyular için verilmiş olsada, Türkiye sahalarında çoğu kuyuda bu değer 1.5-250 mD (TPAO,2019) arasında değişmektedir. Geçirgenlik rezervuar ve üretim mühendisliği hesaplamalarında ihtiyaç duyulan önemli bir parametredir. Gözeneklilik ve geçirgenlik arasındaki ilişki Şekil 2.10'da gösterilmiştir.



Şekil 2.10. Gözeneklilik ve geçirgenlik (Ganat, 2020)

Şekil 2.10’da 1. bölümde gözenekliliğin yok denilecek kadar az olması gözenekli olmayan geçirimsiz bir kayaç örneğini, 2. bölüm kapalı gözeneklerin olduğu ancak gözeneklerin birbiri ile bağlantılı olduğu akış yolunun olmadığı kayaç örneklerini, 3. bölüm ise gözeneklerin akış yolu ile bağlantılı olduğu yüksek geçirgenliğe sahip kayaç örneklerini temsil etmektedir.

2.8.3. Petrol formasyon hacim faktörü

Petrol formasyon hacim faktörü B_o , rezervuar sıcaklığı ve basıncında petrol hacmi $(V_o)_{RK}$ stok tank koşullardaki petrol hacmine $(V_o)_{ST}$ oranı olarak tanımlanır. Rezervuar koşullarından yüzey koşullarına ve stok tank koşullarına geçişte izlenen yol boyunca basınç değeri düşmekte ve gazlaşma olmaktadır. Bu sebeple B_o her zaman birden büyüktür veya eşittir. Petrol formasyon hacim faktörü matematiksel olarak denklem(2.20) ile ifade edilebilir:

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (2.20)$$

Burada;

B_o = Petrol formasyon hacim faktörü

$(V_o)_{p,T}$ = Rezervuar koşullarında petrol hacmi (artı çözünmüş gaz)

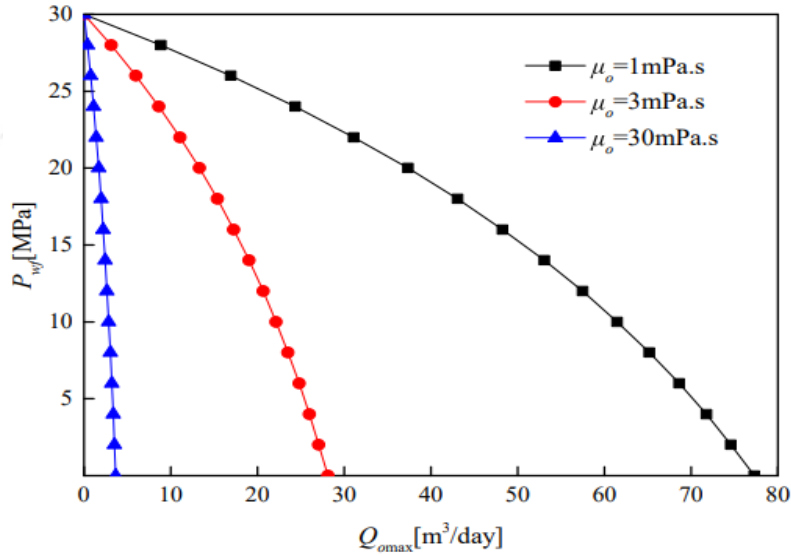
$(V_o)_{sc}$ = Stok tank koşullardaki petrol hacmi STB

2.8.4. Viskozite

Reolojik bir parametre olan viskozite akışkanın akmaya karşı gösterdiği direnci ifade etmektedir. Yüksek viskoziteli akışkanların akışı düşük viskoziteli akışkanlara göre daha zordur. Ham petrol viskozitesi, petrolün gözenekli ortam ve borulardan akışını kontrol eden ve etkileyen önemli bir fiziksel özelliktir.

Sabit sıcaklıkta gazla doymuş petrolün viskozitesi, basınç başlangıç basıncından kabarcıklanma noktası basıncına (P_b) düşürüldüğünde azalacaktır (Ahmed, 2018). Kabarcıklanma noktası basıncının altında, gaz çözeltiden hidrokarbonun daha ağır bileşenlerini bırakarak çıktıkça viskozite artmaktadır.

Petrol viskozitesi rezervuar içi basınç dağılımı ve iç akış performans eğrileri üzerindeki oldukça etkilidir. Bu etki Şekil 2.11 gösterilmektedir. Şekil 2.11’da gösterildiği gibi, yüksek petrol viskozitesi rezervuardaki akış direncinde hızlı bir artışa neden olduğundan, petrol viskozitesindeki artışla birlikte üretim hızı azalmaktadır. (Wang vd., 2021).



Şekil 2.11. Farklı petrol viskozitesi için IPR (Wang vd., 2021)

BÖLÜM 3

3. LİTERATÜR TARAMASI

Fattah vd, (2014) geliştirdikleri IPR modelini literatürde çok yaygın olarak kullanılan IPR modellerini ile karşılaştırmışlardır. Mevcut ve yeni geliştirilen IPR modeli 12 saha verisi kullanılarak test edilmiş ve yapılan araştırmada özetle şu sonuçlar bulunmuştur. Geliştirdikleri modelin mevcut modellere kıyasla saha verileri ve üretim verileri ile daha uyumlu olduğunu, geliştirdikleri model dışında Fetkovich, Sukarno, Vogel ve Wiggins modellerinde kullanıma uygun olduğunu belirlemişlerdir. Bu sebeple bu tezde kullanılan klasik model olarak görülen Vogel ve Fetkovitch yaklaşımları hala günümüzde geçerliliğini korumaktadır.

Alarifi vd. (2015), tarafından yapılan bir çalışmada; petrol mühendisliğinin üretim boyutunda, üretkenlik indeksi (PI), iç akış performans ilişkisini (IPR) geliştirmek için kilit bir parametre olarak kabul edildiği ifade edilmektedir. Kuyu üretkenliğini ve üretim verimliliğini tahmin etmek için kullanılmaktadır. Kuyu üretim sistemini etkin bir şekilde inşa ve tahmin etmek amacıyla petrol kuyularında üretkenlik indeksi PI değerini belirlemek amacı ile birçok korelasyon geliştirilmiştir. Petrol endüstrisinde yapay zeka uygulamaları bazı parametrelerin ön kestiriminde kullanılmaya başlanmıştır. Yapay zekâ (AI) yöntemlerinin petrol ve gaz şirketleri tarafından tahmin/ön kestirim amaçlı kullanıldığına vurgu yapılmaktadır. Üç yapay zekâ yönteminin (Sinir Ağları, Bulanık Mantık ve İşlevsel Ağlar) yatay petrol kuyularının üretkenlik indeksini tahmin etmede sektördeki iyi bilinen korelasyonlara kıyasla çok iyi doğrulukla sonuç verdiği ifade edilmektedir. Petrol endüstrisinde ilk kez, yatay petrol kuyularının üretim indeksi tahmininde Fonksiyonel Ağlar incelenmiştir. Orta Doğu'daki bir sahadan 100'den fazla farklı yatay petrol kuyusundan toplanan birkaç gerçek saha testi verisi kullanılarak modeller oluşturulmuştur.

Al-Rbeawi (2019), çok fazlı akış olan rezervuarların iç akış performans ilişkilerini (IPR'ler) oluşturmak için yeni metodoloji geliştirmiştir. Tek fazlı akış IPR'lerini kullanmanın belirsizliklerini ortadan kaldırmak ve üretim boyunca rezervuar basınç-akış hızı ilişkisinin gerçek temsili ve simülasyonu amaçlanmıştır. Bu çalışmada, iki kuyu koşullarının, sabit akış hızı ve sabit kuyu basıncının, basınç düşüşü, düşüş oranı ve kuyu üretkenlik indeksi için çeşitli analitik modeller sunulmaktadır. Bu çalışmada ayrıca, PVT verilerinin çoklu regresyon analizi ve farklı rezervuar sıvılarının bağıl geçirgenlik

eğrileri kullanılarak çok fazlı rezervuarda toplam hareketliliği ve sıkıştırılabilirlik için çeşitli modeller önerilmiştir. Önerilen modeller, üretim periyodu boyunca basınç-akış hızı ilişkilerini oluşturulmada analitik basınç düşüşü, düşüş hızı ve üretkenlik indeksi modelleri ile birleştirilmiştir.

Jahanbani ve Shadizadeh (2009), iç akış performans ilişkisi bilgisi, iyi performans değerlendirmesi ve optimizasyonu için önemli bir bilgi olduğunu ifade etmektedir. Tek fazlı akış için iç akış performans ilişkisi doğrusal bir ifade ile verilirken, çok fazlı akış durumunda bu ilişki eğrisel bir trend göstermektedir. Bu çalışmada, kabarcıklenme noktası basıncının altındaki petrol kuyularının IPR eğrilerinin belirlenmesi için genel bir yaklaşım sunulmuştur. Bu yaklaşım, IPR eğrilerinin oluşturulması için uygun sıvı akış denklemlerinde göreceli geçirgenlik ve PVT verileriyle birlikte kuyu testi analizi sonuçları kullanılmıştır. Geliştirilen yöntem doğal çatlaklı rezervuarlara uygulanmış ve sonuçlar diğer ampirik denklemlerden elde edilen sonuçlar ile mukayese edilmiştir.

Youssef ve Alnuaim (2017), karbonat rezervuarlarında doğal çatlakların izole boşlukların (vuggy) varlığının yaygın olarak görüldüğünü ifade edilmektedir. Çok fazlı akış matrisler, çatlaklar ve boşluklar gibi akış yollarında gerçekleşmektedir. Youssef ve Alnuaim (2017) çalışmasında, Darcy yasasının bu tür rezervuarlarda gerçekleşen birden çok fazın birlikte aktığı akış olaylarını tanımlamak için yeterli olmayacağı ifade edilmektedir. Yeni sürekli kavramsal model, birkaç araştırmacı tarafından, büyük çatlaklı karbonat rezervuarları boyunca çok fazlı akış davranışını anlamaya yardımcı olmak için geliştirilmiştir. En iyi bilinen kavramsal model, tek geçirgenlik, üçlü gözeneklilik modeli olarak ifade edilmektedir. Bu kavramsal modelde, boşluklu kırık kaya, (1) yüksek geçirgenlikli çatlaklar, (2) düşük geçirgenlikli kaya matrisi ve (3) çeşitli büyüklükteki boşluklardan oluşan üçlü sürekli bir ortam olarak üç farklı şekilde ele alınmıştır.. Bu tür bir sistem için kum yüzeyi akış basıncı ile standart akış hızı arasındaki ilişkiyi tanımlayan iç akış performans ilişkisi (IPR), sayısal veya analitik olarak oluşturulabilir. Yarı-sürekli akış rejimi altında üçlü sürekli rezervuardaki akışı yöneten akışkan akış denklemlerini türetilmesinin amaçlandığı bu çalışmada ,üretkenlik indeksi hesaplanmış ve farklı rezervuar parametrelerinin etkileri araştırılmıştır.

Jahanbani ve Shadizadeh (2013) tarafından kuyu testi analizi kullanılarak IPR eğrisinin belirlenmesi için genel bir yaklaşım önerilmektedir. Bu yöntem, gelecekteki kuyu performansını tahmin etme yeteneğine sahip olduğu ifade edilmektedir. Önerilen

yöntemde öncelikli olarak rezervuarda mevcut olan akış rejimine göre uygun bir akış denklemi seçilmesi ve rezervuar parametrelerinin tahmini için kuyu testi analiz sonuçlarının kullanılması amaçlanmıştır. Çalışmada gerçek akışkan özelliklerinin basınç hacim sıcaklık verilerine dayalı deneylerin yapıldığı laboratuvar verilerinin ve göreceli geçirgenlik verilerinin (varsa) kullanılması önerilmektedir. Basıncın bir fonksiyonu olarak hesaplanan hareketlilik fonksiyonu ($k_{ro} / \mu_o B_o$) için matematiksel bir ifade elde edilmeye çalışılmıştır.

Wiggins (1993) çalışmasında iç akış performansını tahmin etmek için genelleştirilmiş denklemleri iyileştirmek, dört temel göreceli geçirgenlik ve akışkan özelliği verileri için simülatör sonuçlarından IPR eğrilerinin oluşturulması araştırmıştır. Her bir veri seti, indirgenemez su doygunluğundan petrol doygunluğuna kadar simülatör sonuçları üretmek için kullanılmıştır. 16 rezervuar için kuyu dibi akış basıncı ve üretim debisi arasındaki ilişki incelenmiştir. Bu çalışmada, incelenen rezervuarların başlangıçta kabarcıklanma noktasında olduğu, serbest gazın olmadığı, su fazının mevcut olduğu, akışın Darcy yasasına uyduğu, sıcaklığın sabit olduğu, rezervuar akışkan ve kayaç arasında reaksiyon olmadığı, suda gaz çözünürlüğünün olmadığı gibi kabuller yapılmıştır.

Schilthuis (1936) çalışmasında rezervuar basıncının teorik azalma eğrileri ve petrol gaz üretimi arasında bir ilişki geliştirilmiştir. Çalışmanın en önemli bölümü akışkan kayaç özellikleri, gaz petrol içerikli bir rezervuardan üretilen gazın miktarı ve rezervuar basıncı arasındaki ilişkiyi ortaya koyan bir denklem geliştirmiştir. Ancak çalışmanın yapıldığı yıllarda geliştirilen denklemin test edilmesine olanak sağlayacak saha verileri mevcut olmadığından, geliştirilen denklem test edilememiştir.

Kuchuk (1999) rezervuar basıncının belirlenmesinde yeni bir model önerilen bu çalışmada, basit ve pratik bir teknik ile basınç testlerinden hareketle rezervuar basıncının belirlenmesi amaçlanmıştır. Geliştirilen teknik iyi bilinen Horner metodu ile mukayese edilmiştir. Kararlı kuyularda ve yeterince uzun üretim sürelerinde geliştirilen tekniğin Horner metodu ile benzer sonuçlar verdiği ifade edilmektedir.

Geertsma (1957) bu çalışmada rezervuar kayaçlarında gözeneklilik ve toplam kayaç hacmi arasındaki ilişkiden daha iyi bir basınç hacim ilişkisi sunulması amaçlanmıştır. Bu teoriden elde edilen ana sonuç eğer gözeneklilik bir iyileştirmeye tabi

tutulursa, kayacın toplam hacmi ve gözeneklilik ilişkisini ifade etmede sadece üç adet elastik ve üç adet viskoz sabite ihtiyaç duyulacağı ifade edilmektedir.

Samanieg vd. (1989) çalışmasında geçici basınç analizinden basınca bağlı olarak değişen rezervuarın karakteristiklerini belirleneceği pratik bir yöntem sunulmaktadır. Rezervuarda basınca bağlı karakteristikleri ifade etmede geniş bir basınç aralığı ve yüksek üretim hızlarında meydana gelen basınç düşüşünün belirlenmesi gerekmektedir. Ayrıca bu özelliklerin belirlenmesinde yüksek debilerde üretim öncesinde meydana gelen birikim testi analizi yapılması gerektiği belirtilmektedir.

Al Qahtani (2003) kuyu üretkenlik indeksi değerinin kuyu performansının ölçülmesi veya diğer kuyular ile mukayese edilmesinde önemli bir faktör olduğuna vurgu yapılan bu çalışmada, rezervuar ve kuyu üretkenlik indeksinin belirlenmesinde kullanılan yüzey performans verileri kullanılan matematiksel modeller için yeni bir yaklaşım sunulmaktadır. Bu yaklaşım yüzeyde üretim hızına bağlı olarak rezervuar cevabına dayanmaktadır. Bu cevaba etki edebilecek parametreler regresyon analizi ile belirlenmiştir. Sunulan yaklaşım hızlı ve pratik olarak kuyu ve rezervuar performansının değerlendirilmesinde maliyet yönünden düşük ve daha sık test yapılmasına olanak sağlayan bir yöntem şeklinde ifade edilmektedir.

Crafton (2000), geleneksel rezervuar basıncı belirlemedeki kısıtlamalar ve olası hatalar ifade edilmektedir. Rezervuar ortalama basıncının hesaplanmasında zar faktörünün de hataya sebep olabileceği ifade edilmiştir. Çalışmada zar etkisi ve basınç değişimden bağımsız bir değerlendirme yapmaya olanak sağlayan yeni bir prosedür önerilmiştir. Önerilen bu prosedür sayesinde basınç ve zar etkileri bir birinden bağımsız olarak değerlendirilmektedir. Bu çalışmada iki adet gerçek saha verisine yer verilmiştir.

Camacho (1991), sabit basınç düşüşü verilerinden hareketle çözelti gaz itimli rezervuarlarda rezervuar parametrelerini tahmin etmede kullanılacak prosedürlerin önerildiği bu çalışmada, önerilen prosedürler ile zar etkisinin olduğu geçirgenlik verilerinin belirlenmesi, geçici akış verilerinden hareketle hasarlı kuyular için zar etkisinin olduğu bölgede parametrelerin kaba tahminlere belirlenmesine izin vermektedir. Çözelti gaz tahrikli rezervuarlarda fiziksel özellikler açısından uygun olan boyutsuz bir ifade verilmiştir. Ek olarak geçici akış periyodu boyunca kum yüzeyi doygunluğunda meydana gelen bir değişim prosedürü de çalışmada verilmektedir.

BÖLÜM 4

4. MATERYAL VE METOT

Bu çalışmada Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) farklı saha verilerinin işlendiği Türkiye Petrolleri Petrol Sahaları Üretim ve Rezervuar Bilgileri, 2019 isimli kaynaktan kuyu verileri seçilerek alınmıştır. Tablo 4.1’de verilen bu verilerin analizi yapılarak Türkiye’de bulunan petrol kuyularına ait parametrelerin minimum ve maksimum değerleri ve bu değerler arasındaki farkın adım büyüklüğüne bölünmesi ile elde edilen değer bilgisayar programlarında döngü adım büyüklüğü olarak kullanılmıştır. Türkiye’de bulunan petrol sahalarına ait parametrelerin minimum ve maksimum değerleri Tablo 4.1’de verilmiştir. Kaynakta en büyük geçirgenlik değeri 8500 mD olarak verildiği için tabloya işlenmiştir. Ancak petrol sektörüne yönelik diğer kaynaklara göre bu değer rezervuar parametresi olarak uygun bir değer değildir.

Tablo 4.1. Türkiye’de Bulunan Petrol Sahalarına Ait Parametrelerin Minimum ve Maksimum Değerleri

Parametre	TPAO sahalarındaki en küçük değer (EK)	TPAO sahalarındaki en büyük değer (EB)	Fark (EB-EK)	Bilgisayar Programı Adım Büyüklüğü (EB-EK)/5Bknz (*)
Gözeneklilik (ϕ)	0,02	0,25	0,23	0,046
Geçirgenlik (mD)	1,5	8500	8498,5	1699,7
Rezervuar Kalınlığı (ft)	13,1233	475,7204	462,5971	92,51942
Rezervuar ortalama basıncı (psia)	1234	5220	3986	797,2
Petrol formasyon hacim faktörü Bo (bbl/stb)	1,0205	3,4	2,3795	0,4759
Viskozite (cp)	0,1	592	592	118,38
Toplam sıkıştırılabilirliği (1/psi)	0,00000768	0,0000220	0,0000143	0,0000028
Rezervuar yarıçapı Re (ft)	1126	14014	12888	2577,6
Kuyu yarıçapı Rw	0,425	0,425	-	-

* (Bilgisayar Programı Adım Büyüklüğü (EB-EK)/5 (Burada kullanılan 5 bölümleri örnek olarak seçilmiştir. Parametre değerlendirilmelerinde adım büyüklüğü her bir parametre için hesaplama aşamasında belirlenecektir.)

Her bir parametrenin TPAO saha verilerine göre minimum ve maksimum değerleri arasındaki fark adım büyüklüğüne bölünerek döngüsel hesaplama yapacak 3 ayrı bilgisayarın programı C++ dilinde yazılmıştır. Alt ve üst limit değerleri geniş bir aralığa sahip olduğundan elde edilecek sonuçlar dünyadaki petrol sahalarının tamamı için fikir verebilecek niteliktedir. Test amaçlı örnek hesaplamaların yapıldığı parametrelerde kullanılan döngü aralığı, üretim hızları ve üretim zamanı gibi bazı

parametreler Tablo 4.2’de verilmektedir. Bu bilgiler okuma kolaylığı sağlamak amacı ile ayrıca her bölümde de verilecektir.

Tablo 4.2. Bilgisayar Destekli Hesaplamalarda Test Edilen Parametreler Ve Yapılan Hesaplamalar

Parametre	Hesaplamada Kullanılan Döngü	Üretim debisi (stebe/gün)	Üretim Zamanı (Saat)	Saha Verisi
Farklı Zamanlarda konuma bağlı olarak X değerinin hesaplanması	t=20,380,60 saat	Q=100	Değişken	Türkiye Saha Verileri En küçük Değerler
Farklı Zamanlarda konuma bağlı olarak E değerinin hesaplanması	t=20,380,60 saat	Q=100	Değişken	Türkiye Saha Verileri En küçük Değerler
Kuyu dibi basıncına üretim zamanının etkisi	t=20,380,60 saat	Q=100	Değişken	Türkiye Saha Verileri En küçük Değerler
Kuyu dibi basıncına üretim debisinin etkisi	Q=50,250,50 stebe/gün	Değişken	200	Türkiye Saha Verileri En küçük Değerler
Türkiye saha verilerinin en düşük değerine en yakın 3 örnek kuyu için üretim zamanının etkisi	t=20,140,60 saat	Q=60	Değişken	X,Y,Z Kuyularına Ait Veriler
Türkiye saha verilerinin en düşük değerine en yakın 3 örnek kuyu için üretim zamanının etkisi	X kuyusu Q=20,80,20 stebe/gün Y kuyusu Q=60,300,60 stebe/gün Z kuyusu Q=200,800,200 stebe/gün	Değişken	X kuyusu 80 Y kuyusu 800 Z kuyusu 800	X,Y,Z Kuyularına Ait Veriler
Gözeneklilik Etkisi	POR=0.02,0.25,0.046	200	800	Türkiye Saha Verileri En Küçük Ve Ortalama Değerler
Geçirgenlik Etkisi	EHP=100,8500,1000	Q=200	20	Türkiye Saha Verileri En Küçük Değerler
Geçirgenlik Etkisi	EHP=4249,8500,551	Q=400	600	Türkiye Saha Verileri Ortalama Değerler
Üretim zamanı etkisi	t=20,1000,100	Q=400	Değişken	TS ₂ Sahasında Seçilen 8 Kuyunun Ortalama Değerleri
Üretim zamanı etkisi	t=300,2400,300	Q=400	Değişken	TS ₁ Sahasında Seçilen 23 Kuyunun Ortalama Değerleri

Tablo 4.2. Bilgisayar Destekli Hesaplamalarda Test Edilen Parametreler Ve Yapılan Hesaplamalar (Devamı)

Parametre	Hesaplamada Kullanılan Döngü	Üretim debisi (stb/gün)	Üretim Zamanı (Saat)	Saha Verisi
Viskozite Etkisi	FV=3.33,109.98,13.33	Q=50	650	TS ₂ Sahasında Seçilen 8 Kuyunun Ortalama Değerleri
Viskozite Etkisi	FV=3.33,109.98,13.33	Q=50	650	TS ₁ Sahasında Seçilen 23 Kuyunun Ortalama Değerleri
Viskozite Etkisi	İç İçe 3 döngü FV=3.33,109.98,13.33 Q=20,620,200 t=20,620,200	Değişken	Değişken	TS ₁ Sahasında Seçilen 23 Kuyunun Ortalama Değerleri
Rezervuar Kalınlığının Etkisi	PZT=13,270,40	Q=200	600	TS ₁ Sahasında Seçilen 23 Kuyunun Ortalama Değerleri
Rezervuar Başlangıç (Sınır) Basıncı	RP=1940,3550,230	Q=400	800	TS ₁ Sahasında Seçilen 23 Kuyunun Ortalama Değerleri
Rezervuar Sınır Yarıçapı	RP=1300,4500,533	Q=400	800	TS ₁ Sahasında Seçilen 23 Kuyunun Ortalama Değerleri
X1-X6 Kuyuları İçin Örnek Kuyu Hesaplamaları	t=200,400,50 saat Q=50,400,50 stb/gün	Değişken	Değişken	Türkiye Sahalarından Seçilen 6 Farklı Özellikli Kuyu
TS ₁ -TK ₁ İçin Değerlendirme	Q=100,2850,250	Değişken	800	Türkiye Sahalarında seçilen TK1 kuyusu
TS ₁ -TK ₁ İçin Zar Etkisi Hesaba Katılarak Değerlendirme	Q=100,2850,250 RM=0.4,7.9,0.5	Değişken	800	Türkiye Sahalarında seçilen TK1 kuyusu

Tablo 4.2. Bilgisayar Destekli Hesaplamalarda Test Edilen Parametreler Ve Yapılan Hesaplamalar
(Devamı)

Parametre	Hesaplamada Kullanılan Döngü	Üretim debisi (stb/gün)	Üretim Zamanı (Saat)	Saha Verisi
TS ₁ -TK ₂ İçin Değerlendirme	Q=50,400,50	Değişken	800	Türkiye Sahalarında seçilen TK ₂ kuyusu
TS ₁ -TK ₂ İçin Zar Etkisi Hesaba Katılarak Değerlendirme	Q=50,400,50 RM=0.4,70.4,,10	Değişken	800	Türkiye Sahalarında seçilen TK ₂ kuyusu
TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler	Q=40,120,10	Değişken	800	TS ₂ aritmetik ortalama
TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler Zar Etkisi	Q=40,120,10 RM=10.4,60.4,10	Değişken	800	TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler
TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler Üretim Debisi-Kuyu Dibi Basınç İlişkisine Geçirgenlik Etkisi	EHP=EHP+EHP*0.25	Hesaplanan	800	TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler
TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler Üretim Debisi-Kuyu Dibi Basınç İlişkisine Üretim Süresi Etkisi	t=t+t*0.20	Hesaplanan	Değişken	TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler
TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler Üretim Debisi-Kuyu Dibi Basınç İlişkisine Viskozite Etkisi	FV=FV+FV*0.20	Hesaplanan	800	TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler
TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler Üretim Debisi-Kuyu Dibi Basınç İlişkisine Formasyon Hacim Faktörü	FFVF= FFVF+ FFVF*0.20	Hasaplanan	800	TS ₂ Aritmetik Ortalama Değerler
TS ₂ -TK ₃ Kuyu Verileri Vogel Denklemi ile IPR Eğrisi	Q=Q+1	Değişken	30	TS ₂ -TK ₃ Kuyu Verileri
TS ₂ -TK ₃ Kuyu Verileri Genelleştirilmiş Vogel Denklemi ile IPR Eğrisi	Q=Q+1	Değişken	30	TS ₂ -TK ₃ Kuyu Verileri
KB ₁ ,KB ₂ ,KB ₃ ,KB ₄ Kuyu Verileri ile Genelleştirilmiş Vogel IPR Eğrileri-4 adet	Pwf=Pwf+1	Değişken	30	KB ₁ ,KB ₂ ,KB ₃ ,KB ₄ Kuyu Verileri

4.1. Eksponansiyel İntegral –E(X) Değerlerinin Modellenmesi

Eksponansiyel integral tabloları çeşitli kaynaklarda (Lee,1982 ve Ahmed,2018). verilmektedir. Bu tablolar çalışmanın EK.4’de verilmiştir. Eksponansiyel integral tabloları sırasıyla $0,01 < X \leq 0,209$ aralığında 0,001 aralıklarla, $0,209 < X \leq 2,09$ aralığında 0,01 aralıklarla ve $2,09 < X \leq 10,9$ aralığında 0,1 aralıklarla X’e karşı $-E_i(X)$ değerlerini içermektedir. Bu üç değer aralığında eksponansiyel integral verilerine en uygun modeli belirlemek amacı ile Curve Expert Basic 2.2.3 versiyonunun deneme sürümünden faydalanılmıştır. Bu program girişi yapılan veri seti için birden çok model, model parametreleri ve istatistiksel bilgiler vermektedir. Her bir aralık için en uygun model Curve Expert Basic program kütüphanesinde yer alan modeller arasında en yüksek regresyon katsayısına sahip olan model seçilmiştir.

4.2 Çalışmada Yapılan Varsayımlar

Bu çalışmada yapılacak hesaplamalarda aşağıdaki varsayımlar yapılmıştır.

- Rezervuar sabit kalınlık ve genişliğe sahip dairesel bir kutu gibi varsayılmış ve tüm noktalarda rezervuar parametrelerinin değişmediği kabul edilmiştir.
- Rezervuar sıcaklığının rezervuar boyunca ve üretim süresince sabit bir değere sahip olduğu varsayılmıştır.
- Radyal akışın gerçekleştiği ve radyal akış denklemlerinin geçerli olduğu varsayılmıştır.
- Petrolün hafif sıkıştırılabilir bir akışkan olduğu varsayılmıştır.
- Basınç değişim ile birlikte formasyon hacim faktörü ve viskozite gibi değerlerin değişmediği kabul edilmiştir.
- Bu hesaplamaların sadece konvansiyonel petrol rezervuarları için kullanılabileceği varsayılmıştır.
- Darcy akış yasasının temel kurallarına uyduğu varsayılmıştır.

BÖLÜM 5

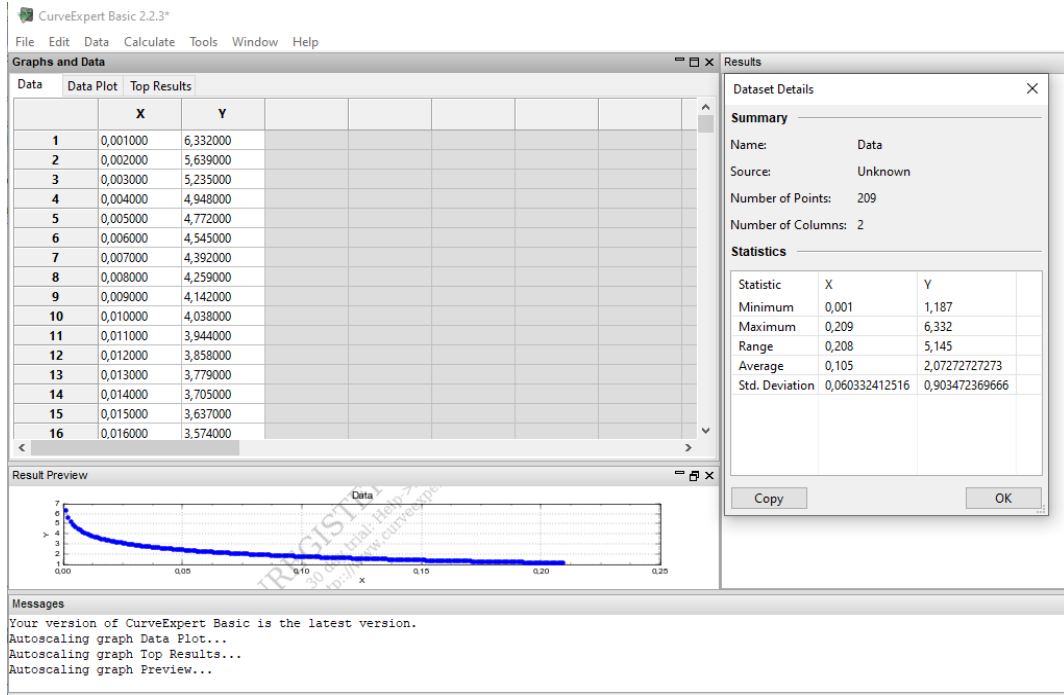
5. BULGULAR VE TARTIŞMA

5.1. Eksponansiyel İntegral Verilerinin Modellenmesi

Rezervuar sınır yarıçapı ve kuyu merkezi arasındaki mesafede meydana gelen basınç dağılımına her bir parametrenin etkisini belirlemek amacı ile kullanılan denklemlerde geçen eksponansiyel integral değerleri çeşitli kaynaklarda verilen tablolardan EK-4(a),(b),(c)'de belirlenmektedir (Okotie & Ikporo, 2018). Eksponansiyel integral tabloları sırasıyla $0,01 < X \leq 0,209$ aralığında 0,001 aralıklarla, $0,209 < X \leq 2,09$ aralığında 0,01 aralıklarla ve $2,09 < X \leq 10,9$ aralığında 0,1 aralıklarla denklem 2.1 de verilen (viskozite, gözeneklilik, toplam sıkıştırılabilirlik, kuyu merkezine uzaklık, geçirgenlik ve üretim zamanına bağlı olarak) hesaplanan X değerine karşı $-Ei(X)$ değerlerini içermektedir. Normal hesaplamalarda hesaplanan her X değeri için uygun değerler bu tablolardan okunmaktadır. Bu da tek parametre ve tek nokta için bile hesaplamaları güçleştirmekte ve zaman almaktadır. Rezervuar içerisinde mesafeye bağlı basınç değişimini bilgisayar destekli hesaplayabilmek amacı ile bu tablolarla yaklaşık değerler verecek model denklemler geliştirilmiştir. Kuyu testleri kitaplarında $X < 0,01$ değerlerinde % 0,25 hata ile $0,01 < X < 3$ aralığında ise %0,5 hata ile $-Ei(X)$ değerlerinin hesaplanabileceği denklemler önerilmiştir (Lee,1982, Ahmed,2018). Bu çalışmada 3 farklı aralıkta daha doğru sonuç verecek model denklemleri türetilmiştir.

5.1.1. $0,01 < X \leq 0,209$ aralığında eksponansiyel integral verilerinin modellenmesi

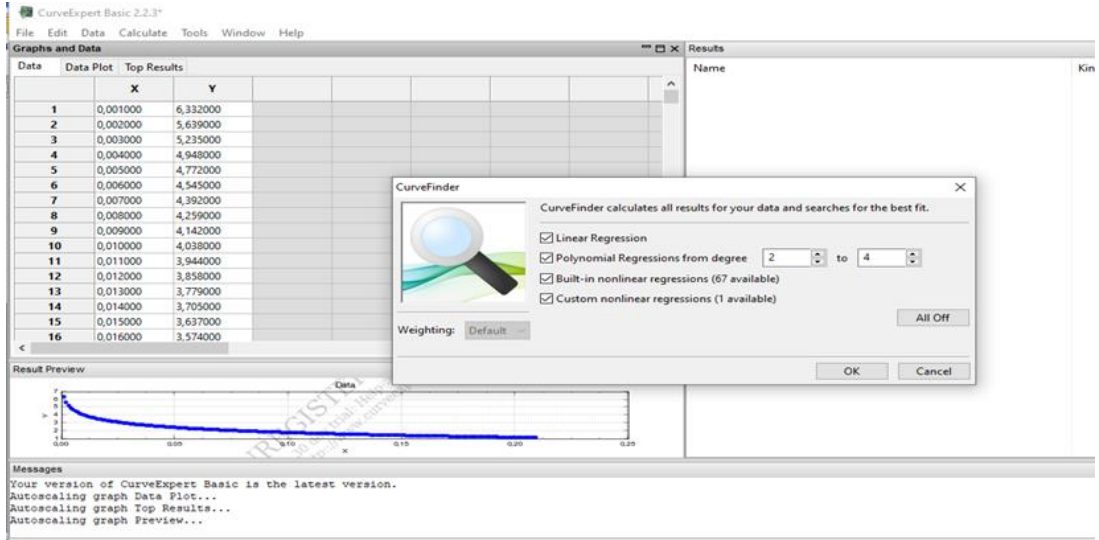
$0,01 < X \leq 0,209$ aralığında yapılan modelleme çalışmasının işlem aşamaları aşağıda verilmiştir. İlk aşama veri setinin programa girişi ve istatistiksel değerlendirme aşamasıdır. Veri girişini ve istatistiksel değerlendirmeyi içeren ekran alıntısı şekil 5.1'de verilmiştir.



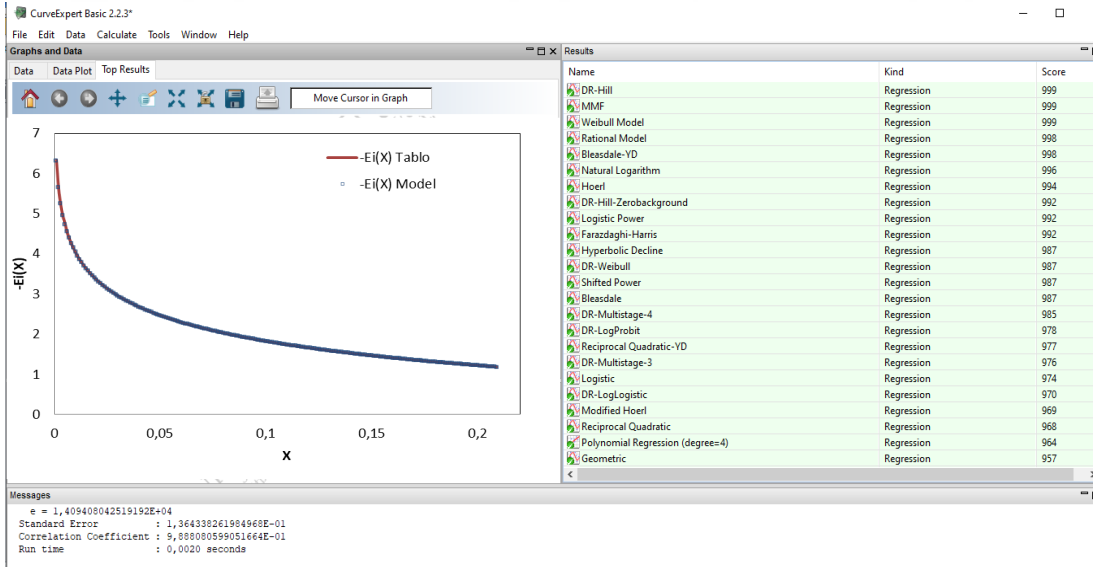
Şekil 5.1. $0.01 < X \leq 0.209$ Ekspansiyel integral veri setinin curve expert basic programına girişi ve veri seti için bazı istatistiksel değerler

Şekil 5.1'den de görüleceği gibi X ve $-Ei(X)$ değerleri veri seti olarak sisteme giriş yapılmaktadır. X değerlerinin ortalaması 0,105 standart sapması ise 0,06033, $-Ei(X)$ değerlerinin ortalaması 2,072 standart sapması ise 0,903 karşılık gelmektedir.

Giriş yapılan veri seti için Curve Expert Basic 2.2.3 programı çok sayıda model denklemini sunmakla birlikte kullanıcı tanımlı model parametrelerinin belirlenmesine de olanak sağlamaktadır. Bu çalışmada program kütüphanesinde mevcut olan hazır model denklemlerinin uygunluğu araştırılmıştır. Yapılan modelleme çalışması ve modellerin regresyon katsayıları Şekil 5.2 (a) ve Şekil 5.2 (b)'de verilmiştir.



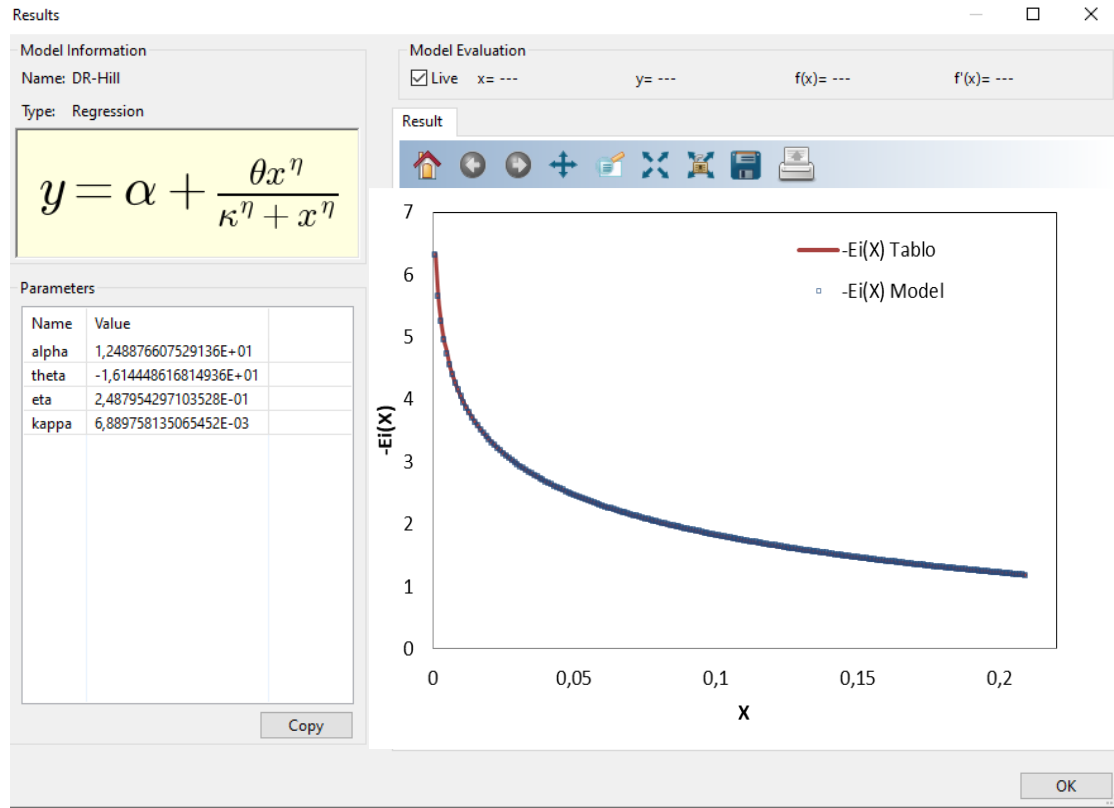
(a)



(b)

Şekil 5.2. $0.01 < X \leq 0.209$ Ekspansiyel integral veri seti modelleme ekranı ve en uygun modelin seçilmesi **(a)** Curve Expert Basic modelleme ekranı **(b)** Curve Expert Basic programında belirlenen modeller ve regresyon katsayıları

Yapılan modelleme çalışmasında veri setine en uygun modelin DR-HILL modeli olduğu ve bu modelin regresyon katsayısının $r^2=0.999$ olduğu yukarıdaki şekilde görülmektedir. Bu model denklemi, denklem parametreleri ve veri setine uygunluğunu gösteren ekran alıntısı Şekil 5.3'te verilmiştir.



Şekil 5.3. DR-HILL modelinden hesaplanan değerlerin $-Ei(X)$ tablo değerleri uyumu ve model katsayıları

Elde edilen model parametreleri hazırlanan C++ bilgisayar programında kullanılarak kuyu merkezinden rezervuar sınır yarıçapına kadar olan mesafelerde belli adım büyüklüğü için rezervuar basınç dağılımında kullanılacaktır. En uygun model olan Dr-Hill modelinin ($r^2=0.999$) bilgisayar programında kullanmak üzere elde edilen model parametreleri ile yazılmış hali aşağıda verilmiştir. Geliştirilen denklem $0.01 < X \leq 0.209$ aralığındaki X değerleri için geçerlidir.

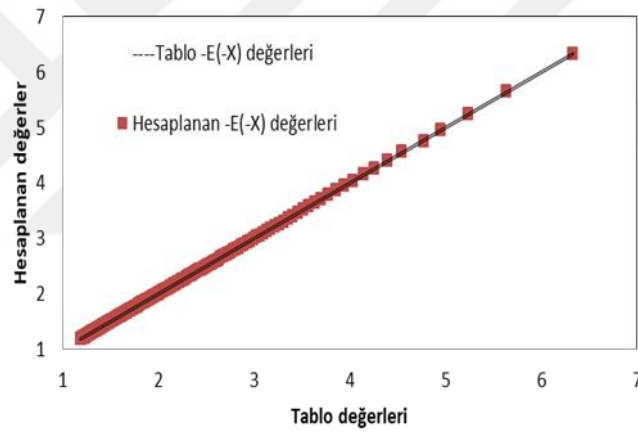
$$E = 12.489 + (-16.144 * \text{pow}(X, 0.248)) / (\text{pow}(0.00689, 0.248) + \text{pow}(X, 0.248)) \quad (5.1)$$

Hesaplanan değerler ile $-Ei(X)$ tablo değerleri arasındaki uyum Tablo 5.1 ve Şekil 5.4'te verilmiştir.

Tablo 5.1 Geliştirilen denklem için ortalama mutlak hata

X	-Ei(X) Tablo	-Ei(X) Model	Mutlak Fark
0,001	6,3320	6,3182	0,0138
0,002	5,6390	5,6489	0,0099
0,003	5,2350	5,2484	0,0134
0,004	4,9480	4,9617	0,0137
0,005	4,7720	4,7383	0,0337
0,006	4,5450	4,5554	0,0104
0,007	4,3920	4,4006	0,0086
0,008	4,2590	4,2665	0,0075
0,009	4,1420	4,1483	0,0063
0,010	4,0380	4,0427	0,0047
0,011	3,9440	3,9472	0,0032

Ortalama Mutlak Hata = 0,000898



Şekil 5.4. $0.01 < X \leq 0.209$ aralığında Dr-Hill denkleminde hesaplanan değerlerin tablo değerleri ile uyumu

Tablo 5.1 ve Şekil 5.4’ den görüleceği gibi geliştirilen model denklemi ile hesaplanan değerler $-E_i(X)$ tablo değerlerine oldukça yakın değerlerdir. Ortalama mutlak hata değeri geliştirilen denklemin $0.01 < X \leq 0.209$ aralığındaki X değerleri için belli bir yaklaşım ile $-E_i(X)$ değerlerin hesaplanabileceğini göstermektedir.

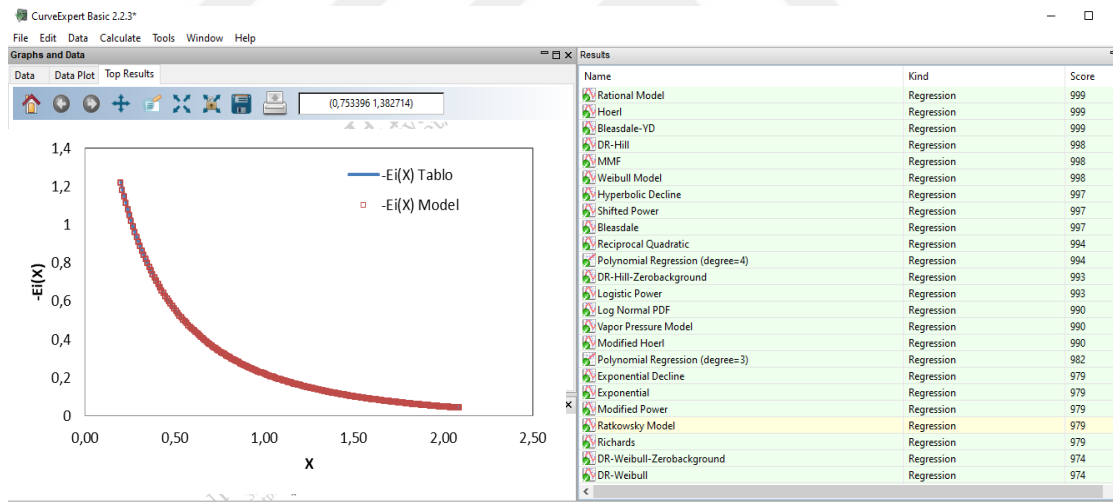
5.1.2. $0,209 < X \leq 2,09$ aralığında eksponansiyel integral verilerinin modellenmesi

$0,01 < X \leq 0,209$ aralığı için yapılan işlemler $0,209 < X \leq 2,09$ aralığı için de yapılmıştır. Bu aralıktaki veri setinin modellenmesi sonucunda bu veri seti için elde edilen istatistiksel değerler tablo 5.2’ de verilmektedir.

Tablo 5.2. $0,209 < X \leq 2,09$ Veri seti istatistiksel değerler

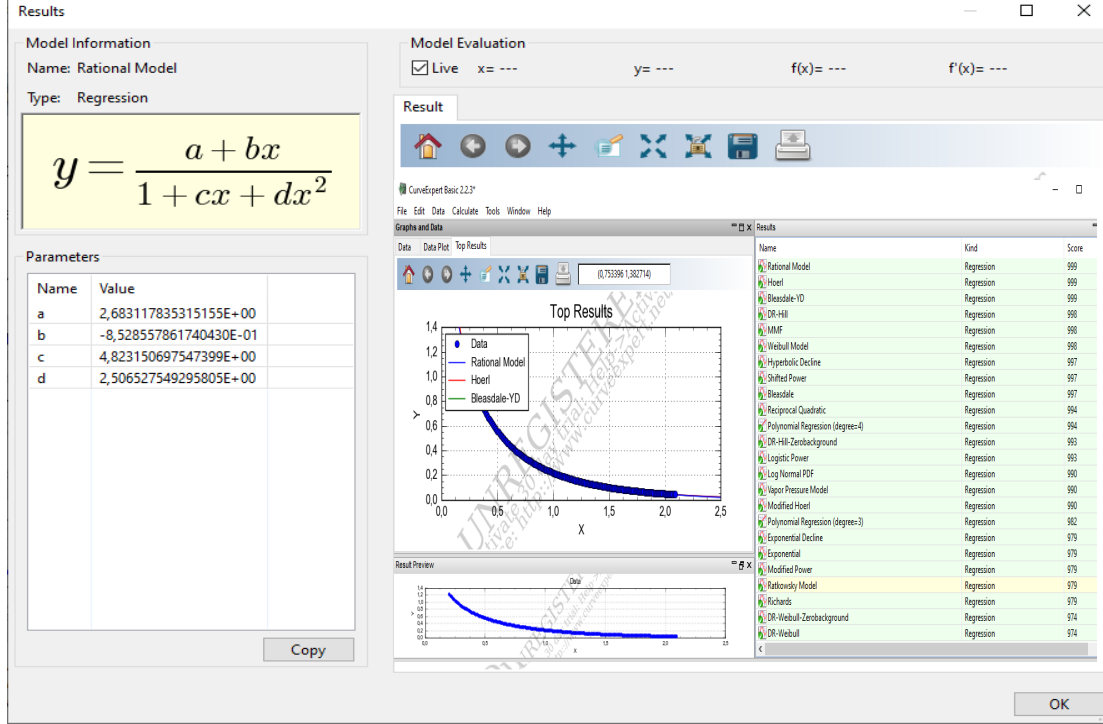
İstatistik	X	-Ei(X)
Minimum	0,2	0,043
Maksimum	2,09	1,223
Aralık	1,89	1,18
Ortalama değer	1,145	0,288
Standart sapma	0,548	0,278

Yapılan modelleme çalışmasında elde edilen ekran alıntısı Şekil 5.5’te verilmiştir.



Şekil 5.5. $0,209 < X \leq 2,09$ Veri seti için Curve Expert Basic programında belirlenen modeller ve regresyon katsayıları

Şekil 5.5’den de görüleceği gibi veri setine en uygun olan model eşitliği Rational Modeldir. Bu modelin veri setine uygunluğu ve model parametrelerini gösteren ekran alıntısı Şekil 5.6’da verilmiştir.



Şekil 5.6. Rational modelinden hesaplanan değerlerin –Ei(X) tablo değerleri uyumu ve model katsayıları

En uygun model olan Rational modelinin bilgisayar programında kullanılacak şekilde, elde edilen model parametreleri ile yazılmış hali aşağıda verilmiştir.

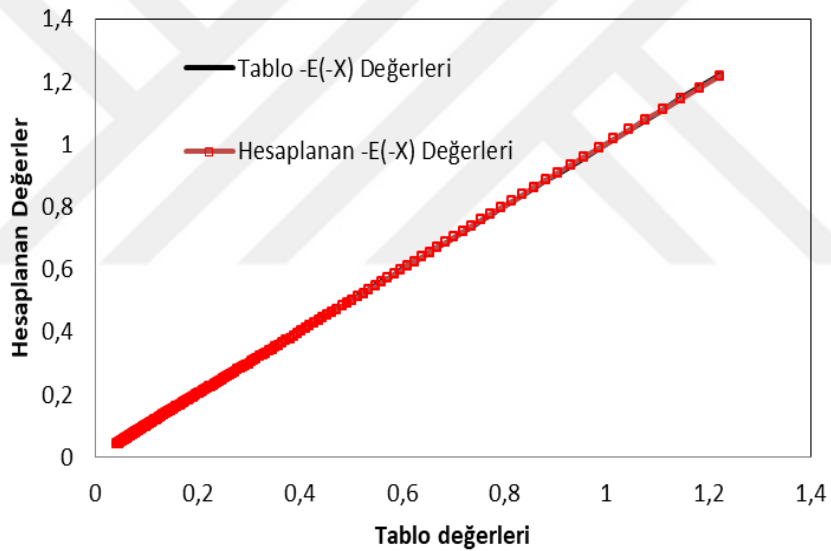
$$E = (2.68311 - 0.85285 * X) / (1 + 4.82315 * X + 2.50652 * \text{pow}(X, 2)) \quad (5.2)$$

Yapılan inceleme sonucunda Rational model denkleminde hesaplanan –Ei(X) değerlerinin –Ei(X) tablolarında verilen değerlere oldukça yakın olduğu ve küçük bir hata payı ile hesaplamalarda kullanılabileceği belirlenmiştir. –Ei(X) tablo değerleri ve modelden hesaplanan değerlerin uyumunu gösteren değerler tablo 5.3 ve şekil 5.7’de verilmiştir.

Şekil 5.7’ de verilen diyagonal hat çizgisi tablo -Ei(X) değerlerine karşı tablo -Ei(X) değerlerinin çizilmesi ile elde edilmiştir. Kırmızı noktaların diyagonal etrafında dağılımı Rational Modelden hesaplanan değerlerin tablo değerleri ile uyum içerisinde olduğunu göstermektedir. 0,209 < X ≤ 2,09 aralığında belli bir yaklaşım ile –Ei(X) değerleri hesaplanabileceğini göstermektedir.

Tablo 5.3 Geliştirilen denklem için ortalama mutlak hata

X	-Ei(X) Tablo	-Ei(X) Model	Mutlak Fark
0,20	1,2230	1,2168	0,0062
0,21	1,1830	1,1792	0,0038
0,22	1,1450	1,1435	0,0015
0,23	1,1100	1,1093	0,0007
0,24	1,0760	1,0767	0,0007
0,25	1,0440	1,0455	0,0015
0,26	1,0140	1,0156	0,0016
0,27	0,9850	0,9871	0,0021
0,28	0,9570	0,9597	0,0027
0,29	0,9310	0,9334	0,0024
0,30	0,9060	0,9082	0,0022
Ortalama Mutlak Hata =			0,000522

**Şekil 5.7.** Rational modelden hesaplanan $-Ei(X)$ değerlerinin tablo değerleri ile uyumu

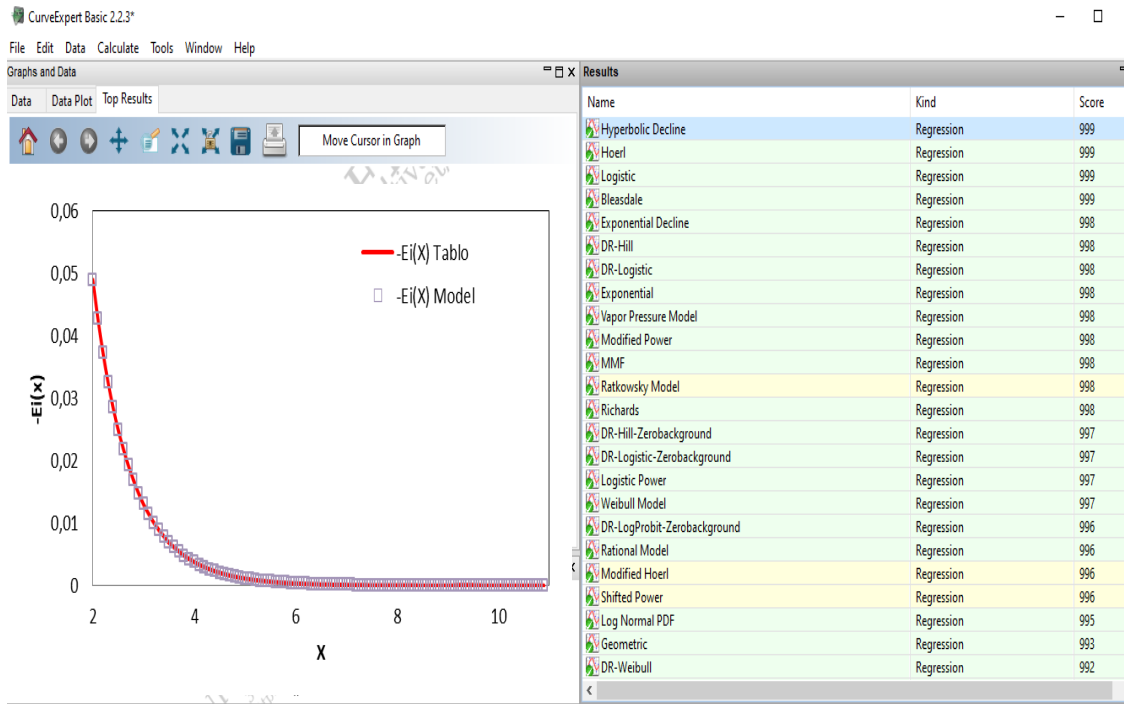
5.1.3. $2,09 < X \leq 10,9$ Aralığında eksponansiyel integral verilerinin modellenmesi

$0,01 < X \leq 0,209$ aralığı için yapılan işlemler $2,09 < X \leq 10,9$ aralığı içinde yapılmıştır. Bu aralıktaki veri setinin modellenmesi sonucunda bu veri seti için elde edilen istatistiksel değerler aşağıdaki gibi belirlenmiştir.

Tablo 5.4. $0.209 < X \leq 2.09$ Veri seti istatistiksel değerler

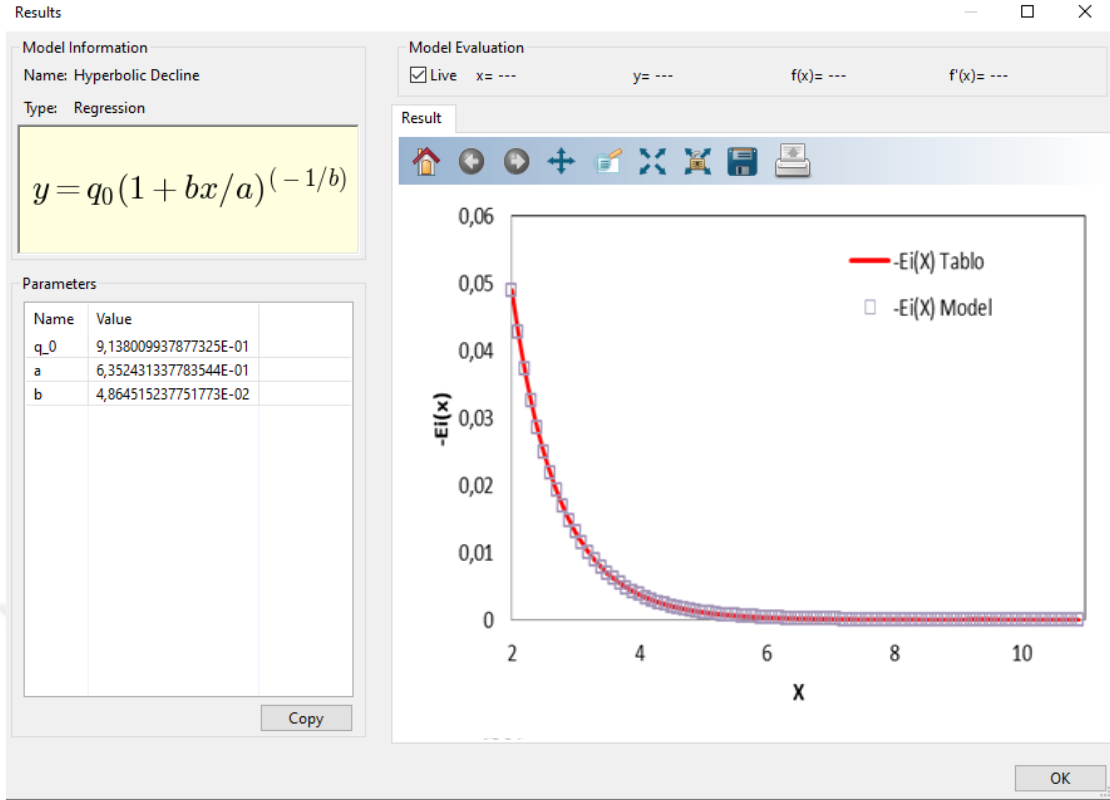
İstatistik	X	-E(X)
Minimum	2	0,00000156
Maksimum	10,9	0,0489
Aralık	8,9	0,0488
Ortalama değer	6,45	0,004451
Standart sapma	2,5979	0,00967

Yapılan modelleme çalışmasında elde edilen ekran alıntısı şekil 5.8’de verilmiştir.



şekil 5.8. $2.09 < X \leq 10.9$ Veri seti için Curve Expert Basic programında belirlenen modeller ve regresyon katsayıları

Modelleme ekran alıntısından da görüleceği gibi $2.09 < X \leq 10.9$ aralığında veri setine en uygun modelin Hyperbolic Decline modeli olduğu görülmektedir. Bu modelin veri setine uygunluğu ve model parametreleri ekran alıntısı şekil 5.9’da verilmiştir.



Şekil 5.9. Hyperbolic decline modelinden hesaplanan değerlerin $-Ei(X)$ tablo değerleri uyumu ve model katsayıları

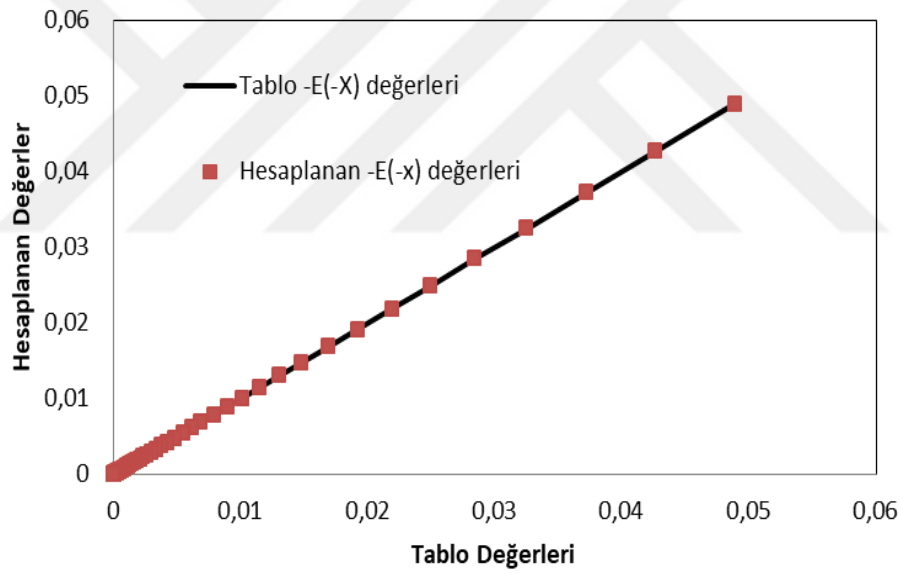
En uygun model olan Hyperbolic Decline modelinin bilgisayar programında kullanılmak için elde edilen model parametreleri ile yazılmış hali aşağıda verilmiştir.

$$E = 0.9138 * \text{pow}((1 + 0.048645 * X / 0.63524), (-1 / 0.048645)) \quad (5.3)$$

Yapılan inceleme sonucunda Hyperbolic Decline model denkleminde hesaplanan $-Ei(X)$ değerlerinin Tablo olarak verilen $-Ei(X)$ değerlerine çok yakın değerler olduğu tespit edilmiştir. Tablo değerleri ve modelden hesaplanan değerlerin uyumu tablo 5.5 ve Şekil 5.10'da verilmiştir.

Tablo 5.5 Geliştirilen denklem için ortalama mutlak hata

X	-Ei(X) Tablo	-Ei(X) Model	Mutlak Fark
2	0,0489	0,0488	0,000077
2,1	0,0426	0,0426	0,000012
2,2	0,0372	0,0372	0,000024
2,3	0,0325	0,0325	0,000047
2,4	0,0284	0,0285	0,000082
2,5	0,0249	0,0249	0,000046
2,6	0,0219	0,0219	0,000032
2,7	0,0192	0,0192	0,000015
2,8	0,0169	0,0168	0,000054
2,9	0,0148	0,0148	0,000004
3	0,0130	0,0130	0,000020
Ortalama Mutlak Hata =			0.0000215

**Şekil 5.10.** Hyperbolic decline modelinden hesaplanan – Ei(X) değerlerinin tablo değerleri ile uyumu

Şekil 5.10’da verilen diyagonal hat çizgisi tablo değerlerine karşı tablo değerlerinin çizilmesi ile elde edilmiştir. Kahverengi hat Hyperbolic Decline Modelden hesaplanan değerlerin tablo değerleri ile uyum içerisinde olduğunu göstermektedir. $2,09 < X \leq 10,9$ aralığında geliştirilen model belli bir yaklaşımla $-Ei(X)$ değerlerinin hesaplanmasında kullanılabilir.

5.1.4. $10,9 < X \leq \infty$ Aralığında eksponansiyel integral verilerinin hesaplanması

$X \leq 10,9$ aralığına kadar çeşitli kaynaklarda verilen $(X, -Ei(X))$ verileri modellenerek $-Ei(X)$ denklemleri türetilmişti, $10,9 < X$ değerlerinde ise rezervuar hesaplamalarında $-Ei(X) = 0,56 \cdot 10^{-9}$ yaklaşık 0 değeri alınabileceği ifade edilmektedir (Ahmed, 2018).

Gomaa, (2016), yaptığı çalışmada $0,01 < x \leq 3,0$ aralığında $-Ei(X)$ değerlerini %0,026 hata ve korelasyon katsayısı 0,999 olan $3,0 < x \leq 9,8$ aralığında ise % 6,4 hata oranı ve korelasyon katsayısı 0,99988 olan denklemler geliştirmiştir. Bu çalışmada geliştirilen denklemler 3 ayrı aralıkta 3 ayrı denklem olarak geliştirildiğinden istatistiksel olarak tablo değerlerine daha yakın değerler elde edilmiştir.

5.2. Geçici (Transient) Akış Koşullarında Rezervuar Sınır Yarıçapı ve Kuyu Merkezi Arasında Mesafeyle Basınç Değişimi

Geçici (Transient) akış bölgesinde kuyu merkezine olan uzaklıkla rezervuar basıncının hesaplanmasında kullanım koşullarına bağlı olarak hesaplama da kullanılacak denklem ve bu denklem parametreleri çeşitli kaynaklarda verilmektedir (Okotie & Ikporo, 2018). Yapılacak hesaplamalarda kuyu parametrelerine bağlı olarak X hesaplanmakta ve hesaplanan değerinin büyüklüğüne göre denklem ve eksponansiyel integral değerleri tablosu seçilmektedir.

Çeşitli kaynaklarda verilen eksponansiyel integral tablolarında denklem 2.1'den hesaplanan X değeri doğrudan bulunmamaktadır. Bu sebeple $-Ei(X)$ değerleri belirlenirken interpolasyon yapma zorunluluğu ortaya çıkmaktadır. Bu çalışmada tablolar bölüm 5.1'de modellenerek bilgisayar destekli hesaplama olanağı sağlanmıştır. Model denklemleri ile yapılan hesaplamalardaki hata, analitik çözüm esnasındaki olası hataların toplamına göre daha düşük bir risk oluşturmaktadır.

5.2.1. Geçiş (transient) bölgesi rezervuar sınır yarıçapı ve kuyu merkezi arasındaki mesafeyle basınç değişiminin hesaplanmasında kullanılacak bilgisayar programının geliştirilmesi

Rezervuar sınır yarıçapı ve kuyu merkezi arasındaki mesafe boyunca basınç değişimini incelemek amacı ile geliştirilecek bilgisayar programında geçen parametreler için kullanılan kısaltma ifadeleri ve birimleri tablo 5.6'da verilmiştir.

Tablo 5.6. Bilgisayar programında kullanılan parametreler

Parametre	Kısaltma	Birimi
Porozite	POR	%
Geçirgenlik	EHP	mD
Üretim zonu kalınlığı	PZT	ft
Rezervuar basıncı	RP	psi
Petrol formasyon hacim faktörü	FFVF	bbl/stb
Petrol viskozitesi	FV	cp
Toplam sıkıştırılabilirlik	TC	1/psi
Kuyu merkezine uzaklık	RM	ft
Rezervuar sınır yarıçapı	RE	ft
Kuyu çapı	WBR	ft
Zaman	t	saat
Zar faktörü	SF	%
$X = \text{POR} * \text{FV} * \text{TC} * \text{RM}^2 / (0.001056 * \text{EHP} * t)$	X	-
Kuyu merkezine L uzaklığındaki basınç	P	Psi

Yukarıda geliştirilen $-E_i(X)$ denklemleri ve tablo 2.1’de verilen 2.3, 2.4 ve 2.6 denklemleri kullanılarak her bir parametrenin etkisini dögüsel olarak belirleyecek bilgisayar programı kodlanmış ve Ek1. Tablo 8.1’ de verilmiştir.

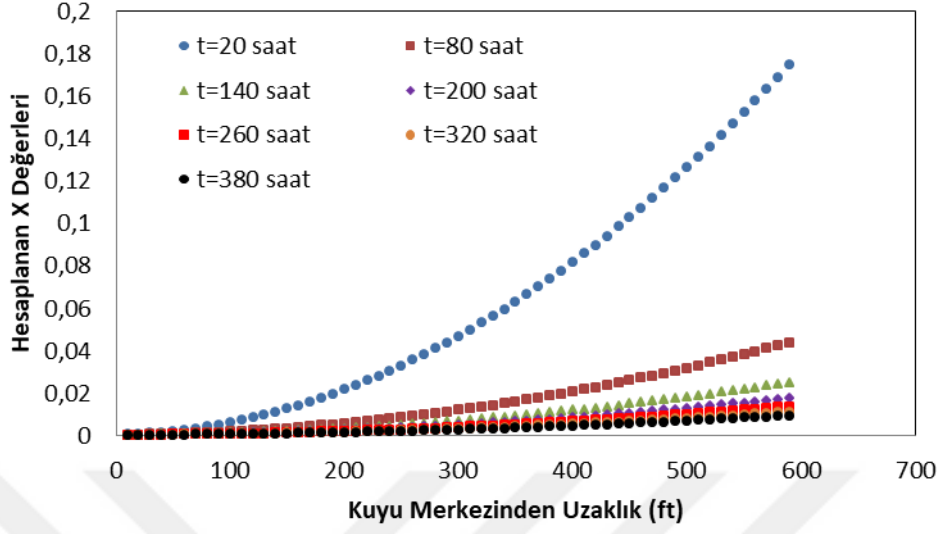
Tablo 8.1’ de verilen bilgisayar programından da görüleceği gibi hesaplanan X değerinin büyüklüğüne bağlı olarak kullanılan denklemler değişmektedir. Bilgisayar programında $X < 0,01$ değerleri için log yaklaşımının gerçekleştiği kabul edilerek hesaplama yapılırken, $X > 0,01$ durumunda ise log yaklaşımının gerçekleşmediği durum için hesaplama yapılmaktadır. İç içe iki adet do while dögüsü içeren programda ilk dögü kuyu merkezinden rezervuar sınır yarıçapına kadar olan mesafede belli bir adım büyüklüğü ile kuyu merkezinden uzaklığı değiştirmekte, ikinci dögüde ise etkisi araştırılacak her bir parametre için alt ve üst limit değerleri arasında belli bir adım büyüklüğü ile hesaplama yapılmaktadır.

5.3. Rezervuar Parametreleri, Üretim Zamanı ve Üretim Debisinin Etkisi

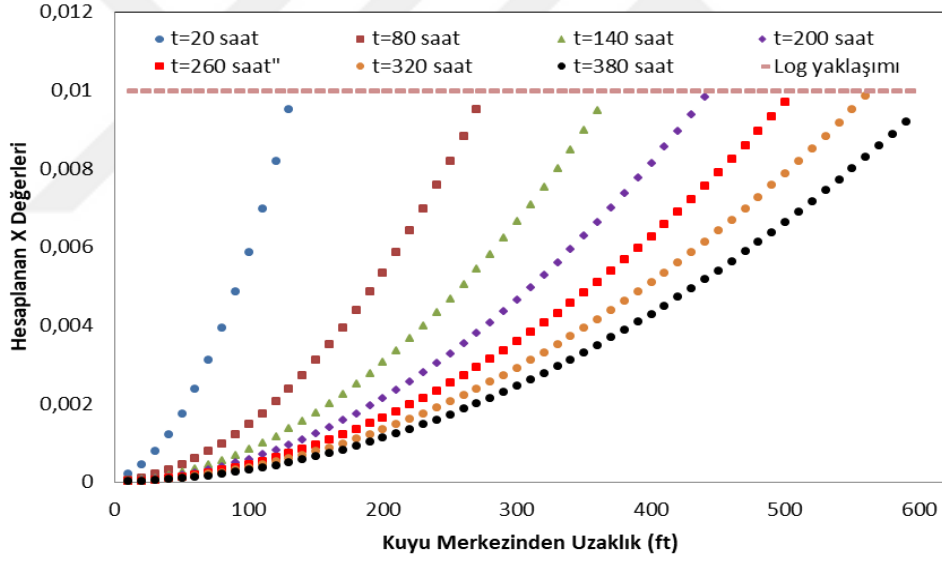
5.3.1. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafeyle X değerlerinin değişimi

Hesaplanan X değerlerinin farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafe ile değişimi Şekil 5.11’de verilmiştir. X değerlerinin Hesaplaması $t=20,380,60$ dögüsünde $Q=100$; $t=20$; $\text{POR}=0,02$; $\text{EHP}=1,5$; $\text{PZT}=13,1233$; $\text{RP}=1234$; $\text{FFVF}=1,0205$; $\text{FV}=0,1$; $\text{TC}=0,00000768$; $\text{RE}=1126$; $\text{WBR}=0,425$; $\text{SF}=0$; $\text{RM}=600$, parametre değerleri $\text{RM}=\text{RM}-10$ dögüsü kullanılarak hesaplanmıştır. Rezervuar

boyunca X değerlerinin değişimi Şekil 5.11 (a)'da, log yaklaşımının gerçekleştiği bölgedeki X değerlerinin değişimi ise Şekil 5.11 (b)'de verilmiştir.



(a)



(b)

Şekil 5.11. (a) Hesaplanan X değerlerinin kuyu merkezine olan uzaklık ve zamanla değişimi
(b) Log yaklaşımı gerçekleştiği durumda hesaplanan X değerlerinin kuyu merkezine olan uzaklık ve zamanla değişimi

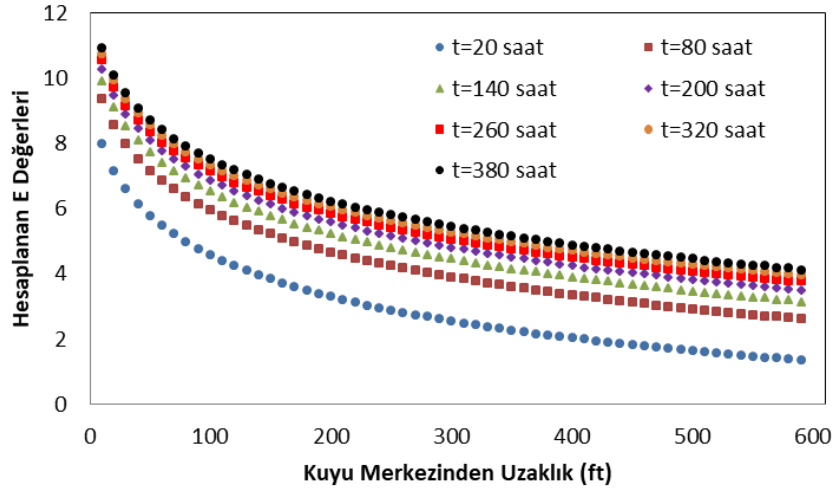
Şekil 5.11 (a) ve (b)' den görüleceği gibi X değerleri kuyu merkezinden uzaklaştıkça artmakta üretim zamanındaki artışla X değerleri azalmaktadır. X değerlerinin hesaplandığı matematiksel ifade bu yönde fikir verse de, hesaplama yapmadan genel azalma artma tahmini dışında detaylı değişim trendini denklemden doğrudan öngörmek mümkün olmamaktadır. Birden çok parametrenin etkisini incelemek amacıyla yazılan bilgisayar programı hesaplamalarda ve hesaplanan verilerin

değerlendirilmesinde büyük kolaylık sağlamaktadır. Yukarıda verilen grafikte X değerlerinin bir kısmı Log yaklaşımını sağlayacak şekilde ($X < 0.01$), bir kısmı ise farklı eksponansiyel integral tablosu kullanmayı zorunlu kılacak büyüklüktedir. Seçilen parametreler ile log yaklaşımının geçerli olduğu durum farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan uzaklık bakımından farklılık göstermektedir. 20 saatlik üretimde kuyu merkezinden 130 ft, 80 saatlik üretimde 270 ft, 140 saatlik üretimde 360 ft, 200 saatlik üretimde 440 ft, 260 saatlik üretimde 500 ft, 320 saatlik üretimde 560ft ve 380 saatlik üretimde 590 ft mesafeye kadar log yaklaşımı ($X < 0.01$) gerçekleşmektedir. X değerinin 0.01 den büyük olduğu değerlerde ise log yaklaşımı gerçekleşmediğinden eksponansiyel integral değeri geliştirilen denklemler kullanılarak belirlenmiştir. Analitik hesaplamalarda hesaplanan X değerleri tabloda doğrudan bulunmayabilir. Bu durumda ilgili aralığın tespit edilmesi ve interpolasyon yapılmasını zorunlu hale getirmektedir. İnterpolasyonda veri aralığı lineer kabul edilerek işlem yapıldığından dolayı, analitik hesaplamalarda da belli bir yaklaşımla hata söz konusu olacaktır. Geliştirilen denklemler hesaplanan her bir X değeri için doğrudan $-Ei(X)$ değeri hesaplamaya olanak sağladığından dolayı bilgisayar destekli hesaplama küçük adım büyüklüklerinde çok sayıda nokta için kısa sürede hesaplama ve analiz yapmaya olanak ve avantaj sağlamaktadır.

5.3.2. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafeyle $-Ei(X)$ değerlerinin değişimi

$-Ei(X)$ değerlerinin hesaplaması $t=20,380,60$ döngüsünde $Q=100$; $t=20$; $POR=0,02$; $EHP=1,5$; $PZT=13,1233$; $RP=1234$; $FFVF=1,0205$; $FV=0,1$; $TC=0,00000768$; $RE=1126$; $WBR=0,425$; $SF=0$; $RM=600$ parametre değerleri ve $RM=RM-10$ döngüsü kullanılarak hesaplanmıştır. $-Ei(X)$ değerlerinin değişimi Şekil 5.12’de verilmiştir.

Kuyu merkezine olan mesafe ile tüm üretim zamanlarında $-Ei(X)$ değerleri azalmaktadır. $-Ei(X)$ değerlerinde meydana gelen azalma mesafedeki artışla birlikte rezervuar basıncının başlangıç basıncı veya sınır basıncı olarak ifade edilen değerdeki $-Ei(X)$ değerine yaklaşmaktadır.

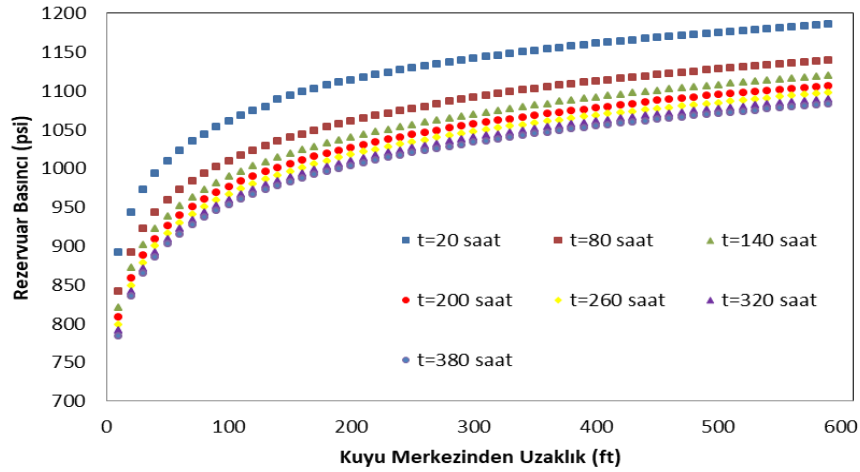


Şekil 5.12. Hesaplanan E değerlerinin kuyu merkezine olan uzaklık ve zamanla değişimi

Çok uzun üretim zamanlarında rezervuar sınır basıncı değerinde de azalma olacağından dolayı $E_i(X)$ değerleri sıfıra yaklaşacaktır. E değerlerindeki azalmanın tüm üretim zamanlarında kuyu deliğine yakın noktalarda hızlı düşmesi mesafe artıkça düşüşün azalması seçilen üretim zamanlarında kuyu üretkenliğinin devam ettiğini basıncın belli bir mesafede üretimden çok fazla etkilenmediğini göstermektedir.

5.3.3. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim zamanlarında kuyu merkezine olan mesafeyle rezervuar basıncının değişimi

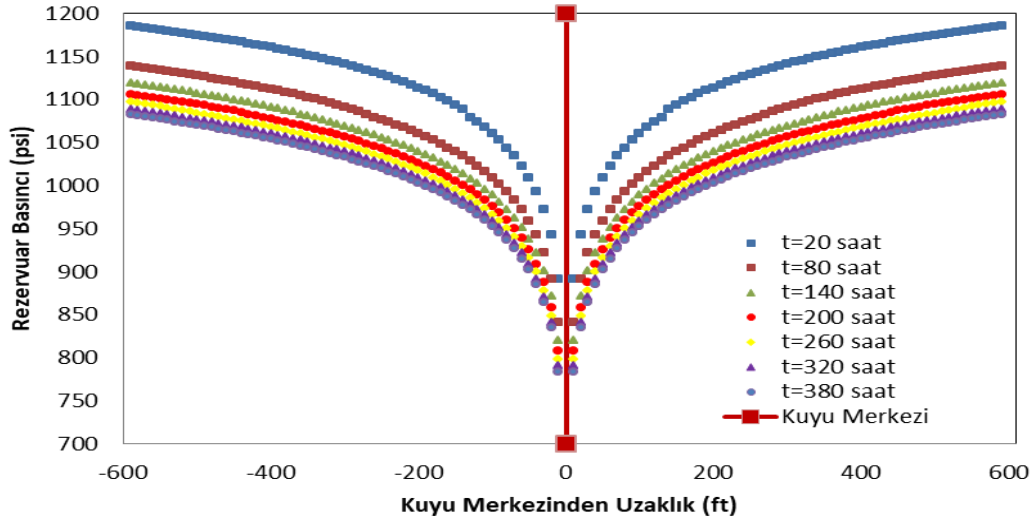
Üretim zamanı etkisi $t=20,380,60$ döngüsünde $Q=100$; $t=20$; $POR=0,02$; $EHP=1,5$; $PZT=13,1233$; $RP=1234$; $FFVF=1,0205$; $FV=0,1$; $TC=0,00000768$; $RE=1126$; $WBR=0,425$; $SF=0$; $RM=600$ parametre değerleri ve $RM=RM-10$ döngüsü kullanılarak hesaplanmıştır. Zamanla rezervuar basınç değişimi Şekil 5.13'de verilmiştir.



Şekil 5.13. Denklemler parametrelerinin sabit değerinde üretim zamanının rezervuar basınç dağılımına etkisi

Hesaplamalarda kullanılan Türkiye saha verilerinin en düşük değerlerinde denklemler parametreleri sabit olarak alınmış zaman $t=20$ den 380 kadar 60 adım büyüklüğü ile artırılarak hesaplama yapılmıştır. Grafikte X eksenini 0 değeri kuyu merkezini ifade etmektedir. Şekil 5.13’den görüleceği gibi tüm zamanlarda rezervuar sınır basıncı değeri olarak alınan 1234 psi değerinden kuyu dibi basınç değerine bir azalma söz konusudur. Başlangıç basıncı kuyudan 1126 ft uzaklıktaki basınç değeridir. Geçiş bölgesi akımında belli bir mesafeden sonra basınç mesafe ile çok küçük oranlarda değişmektedir. Bu bölümdeki hesaplamalarda kuyu merkezine maksimum uzaklık 600 ft olarak alınmış hesaplamalarda mesafe değişimi adım büyüklüğü 10 ft olarak seçilmiş her bir üretim zamanı için 59 basınç değeri hesaplanmıştır. Hesaplanan basınç değerleri $RM=600,0,-10$ aralığında yapıldığı için ilk değer 590 ft değerine son değer ise 10 ft uzunluğa karşılık gelecek şekilde veriler kullanılarak grafik çizilmiştir. Buradaki değerler 1126 ft değerine kadar hesaplanmış olsaydı grafikte tüm eğriler başlangıç basınç değeri olan 1234 psi değerine yaklaşması beklenirdi. Eğrilerde y ekseninde son noktanın farklı basınç değerine karşılık gelmesi en uzak mesafe olarak 600 ft seçilmesinden kaynaklanmaktadır.

Bu grafik tek yönlü akışı göstermektedir. Simetrik olarak karşı yönde olan akışı göstermek üzere x eksen verileri -1 ile çarpılarak çizilecek grafikte radyal akış profiline benzer bir basınç profili elde edilebilir. Bu amaçla çizilen grafik Şekil 5.14’te verilmiştir.



Şekil 5.14. Denklem parametrelerinin en düşük değerlerinde üretim zamanının rezervuar basınç dağılımına etkisi (- değerler simetrik radyal akışı göstermektedir)

Şekil 5.14'den görüldüğü gibi kuyu merkezine yakın mesafelerde radyal akış gerçekleşmektedir. Elde edilen basınç profilleri çeşitli kaynaklarda verilen radyal akış profili ile uyum içerisindedir (Liu et al., 2017).

Yukarıda verilen E değerlerinin mesafe ile değişimi grafiğinde tüm üretim zamanlarında kuyu merkezinden uzaklaştıkça E değerlerinin düştüğü ifade edilmişti. E değerleri herhangi bir mesafede basınç değerini belirlemede kullanılan denklemde nihai sonucu azaltan parametre olarak denklemde yer almaktadır. Bu azaltıcı parametrenin kuyu merkezinden uzaklık ile azalan bir eğri şeklinde oluşması, kuyu merkezinden uzaklaştıkça rezervuar basıncının artan bir eğri şeklinde gelişmesini işaret etmektedir. Bu anlamda hesaplanan E değerlerinin değişimi ve basınç değişim eğrileri teoriye uygun olarak belirlenmiştir. Değişimlerin 59 farklı uzaklık ve 7 farklı üretim zamanı için görselleştirilmesi analitik çözümde 413 farklı nokta için hesaplama yapmayı gerektirmektedir. X değerlerine karşılık E değerlerinin modellenmiş olması bilgisayar destekli hesaplama için olanak sağlamıştır. 413 nokta için X değerlerinin hesaplanması, log yaklaşımının gerçekleşip gerçekleşmediğinin kontrol edilmesi, $X > 0.01$ durumunda uygun tablonun seçilmesi, X değeri için interpolasyon yapılması, E değerinin belirlenmesi ve seçilen noktada basınç değerinin hesaplanması aşamalarının herhangi birinde hata yapma olasılığı çok yüksektir. Herhangi bir aşamada yapılacak hesaplama hataları diğer aşamalarında hatalı olmasına sebep olacaktır. Bu anlamda hata analizi

analitik çözüm ile kıyaslanarak yapılan bilgisayar destekli çözümde çok daha düşük olarak gerçekleşmektedir.

Başlangıç basıncı $P_i = 1234$ psi basıncına göre 600-10 ft bölgesinde meydana gelen basınç değişimi $\Delta P = P_i - P_{RM}$ değerleri tablo 5.7’de verilmiştir.

Tablo 5.7. $\Delta P = P_i - P_{RM}$ Değerlerinin üretim süresi ve kuyu merkezine olan uzaklık ile değişimi

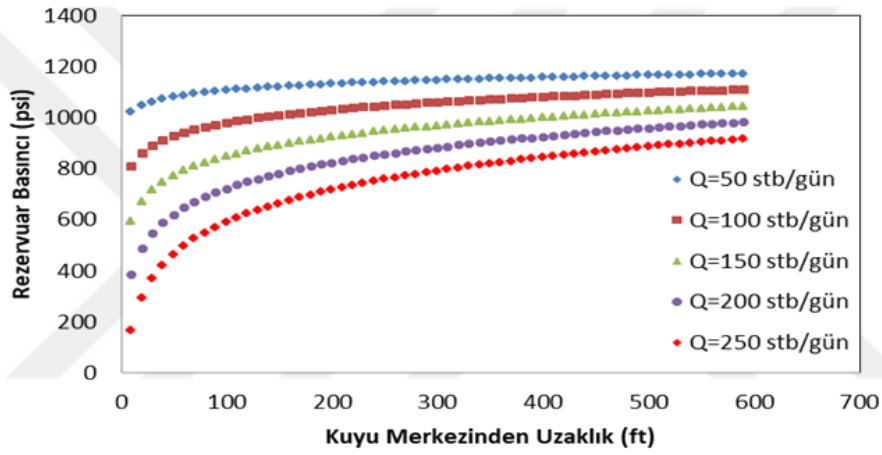
RM	$\Delta P = P_i - P_{RM}$						
	t=20 saat	t=80 saat	t=140 saat	t=200 saat	t=260 saat	t=320 saat	t=380 saat
590	48,83	94,93	114,73	127,59	137,14	144,73	151,54
580	49,89	96,11	115,94	128,81	138,37	145,97	152,79
570	50,96	97,30	117,16	130,05	139,62	147,22	154,07
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
30	261,86	312,61	333,10	346,15	355,76	363,36	369,65
20	291,55	342,30	362,78	375,84	385,45	393,05	399,34
10	342,30	393,05	413,53	426,59	436,20	443,80	450,09

Tablo 5.7’den görüleceği gibi tüm RM değerlerinde üretim zamanına bağlı olarak basınç farkı ($\Delta P = P_i - P_{RM}$) değerlerinde artış olmaktadır. Kuyu merkezinden uzaklaştıkça basınç düşüşü azalmakta ve başlangıç basıncına yaklaşacak şekilde azalan düzenli bir eğri şeklinde değişmektedir. Zaman arttıkça basınç düşüşünün yükselmesi rezervuarda yerinde petrol miktarının üretim ile azaldığını, kuyu dip deliğine akış hızının düştüğünü göstermektedir. Zamanla kuyu üretkenliği azalacağından günlük üretim miktarı debisi düşürülerek kararlı dip delik basıncının kontrol altına alınabilir. Zamana bağlı basınç düşüşü verileri kuyunun seçilen günlük üretim debisinde kesikli yada sürekli üretim yapmaya elverişli olması bakımından fikir vermektedir. Sürekli üretim sonsuz üretim anlamına gelmemektedir. Yerinde petrol miktarı ve kuyu özelliklerinin elverdiği süreçteki kararlı ve emniyetli kuyu dibi basıncını ifade etmektedir. Tablo 5.7’de kuyu merkezine 10 ft uzaklıkta t=20,380,60 döngüsünde başlangıç basıncına göre sırasıyla %27.7,31.85,33.51,34.57,35.96,36.47’lik azalma gerçekleşmiştir. Geçici bölgede beklenen basıncın bu oranlarda düşmemesidir.

5.3.4. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı üretim hızlarında kuyu merkezine olan mesafeyle rezervuar basıncının değişimi

Tablo 8.1’de verilen bilgisayar programında üretim debisi $Q=50,250,50$ stb/gün döngüsünü sağlayacak şekilde düzenlenmiştir. Bu düzenleme Tablo 8.1’de 15,16,100 ve 102 satırları sırasıyla $Q=50$, $t=200$, $Q=Q+50$; ve while ($Q \leq 250$); şeklinde değiştirilerek yapılmıştır.

Farklı üretim hızlarında kuyu merkezine olan mesafe ile rezervuar basınç değişimi $POR=0,02$; $EHP=1,5$; $PZT=13,1233$; $RP=1234$; $FFVF=1,0205$; $FV=0,1$; $TC=0,00000768$; $RE=1126$; $WBR=0,425$; $SF=0$; $RM=600$ parametre değerleri ve $RM=RM-10$ döngüsü kullanılarak hesaplanmış ve Şekil 5.15’de verilmiştir.



Şekil 5.15. Denklemler parametrelerinin sabit değerinde üretim debisinin rezervuar basınç dağılımına etkisi

Şekil 5.15’den görüldüğü gibi tüm üretim debilerinde 200 saatlik üretim sonunda kuyu merkezinden uzaklaştıkça başlangıç basıncı P_i değerine yakın p değerleri hesaplanmaktadır. Kuyu merkezine 10 ft uzaklıkta basınç değerleri $Q=50,200,50$ döngüsünde sırasıyla 1020,7, 807,41, 594,11, 380,82 ve 167,52 psi olarak hesaplanmıştır. 250 stb/gün üretim debisinde kuyu deliğine yakın bölgede 200 saat üretim sonunda basıncın 167.52 psi olması kuyu üretkenliğinin bu üretim debisi için yeterli olmadığını göstermektedir. 50 ve 100 stb/gün üretim hızlarında belli bir Δt aralığında sürekli üretim yapmak mümkün olsada, ilerleyen süreçlerde bu kuyularda üretimin kesikli gerçekleşeceğini göstermektedir. Bu tür kuyularda yerinde petrol miktarından hareketle gözeneklilik, geçirgenlik, viskozite gibi parametrelere etki edecek işlemler ile kuyu deliğine yakın bölgeye petrol akışını sağlamak amacı ile iyileştirici operasyonlar yapılabilir. Bu operasyonların maliyetleri göz önüne alındığında

operasyon öncesi geliştirilecek parametrelerinin maksimum gelişme oranı için teorik hesaplama yapılarak üretim verimliliği yönüyle değerlendirme yapılabilir. Bu anlamda her bir parametrenin bireysel etkisini farklı döngü aralıklarında değerlendirmek iyileştirici faaliyetlerin seçimi ve uygulama maliyetleri yönünden değerlendirilmesi için faydalı olabilir. Bu bölümde en düşük saha parametre değerleri için hesaplama yapıldıktan sonra iyileştirmeye yönelik operasyonların katkısını ortaya koyabilmek amacı ile parametrenin en düşük ve en yüksek değeri arasında belli adım büyüklüğü için hesaplama yapılacaktır. Mevcut en düşük parametre değerleri ile düşük üretim hızlarında petrol fiyatlarına bağlı olarak fizibil üretim yapılabilir. Üretim debisi 300 stb/gün değerine çıkarıldığında kuyu deliğine yakın bölgede basınç değeri sıfıra düşmektedir. Buda üretimin bu parametre değerleri ile 300 stb/gün ve daha büyük debilerde yapılamayacağını açıkça ortaya koymaktadır.

5.3.5. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerine en yakın değerlere sahip olan üç kuyu için rezervuar basınç dağılımına üretim zamanı ve üretim debisinin etkisi

Bu en düşük parametre değerlerine yakın olan kuyular Türkiye saha verilerinin verildiği Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) kaynağından tespit edilmiştir. Bu çalışmada doğrudan saha ve kuyu isimleri TPAO veri gizlilik prensipleri göz önüne alınarak verilmemiştir. En düşük parametre değerlerine en yakın 3 kuyu isimi X,Y,Z olarak adlandırılarak, bu kuyulara ait parametre değerleri Tablo 5.8’de verilmiştir.

Tablo 5.8. TPAO saha verileri kaynağında rezervuar parametrelerinin seçilen en düşük değerlere yakın olan kuyular için rezervuar parametreleri

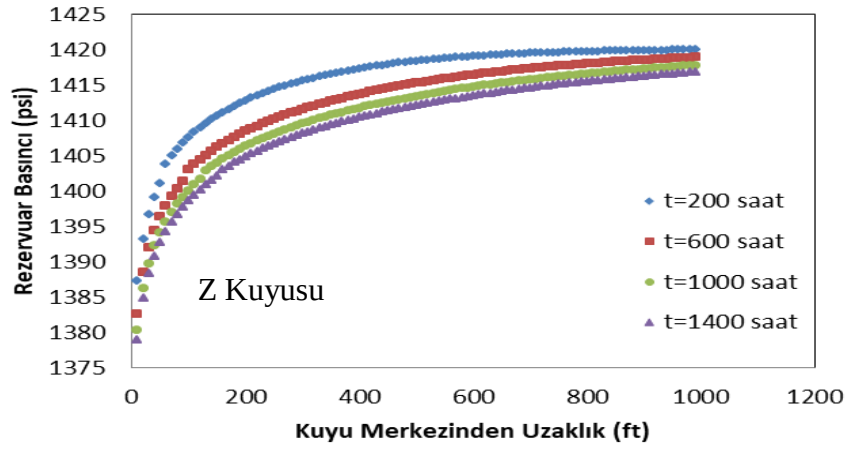
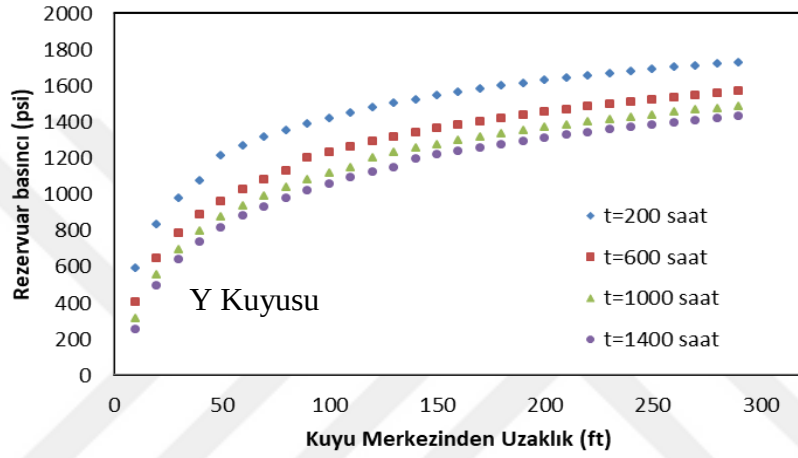
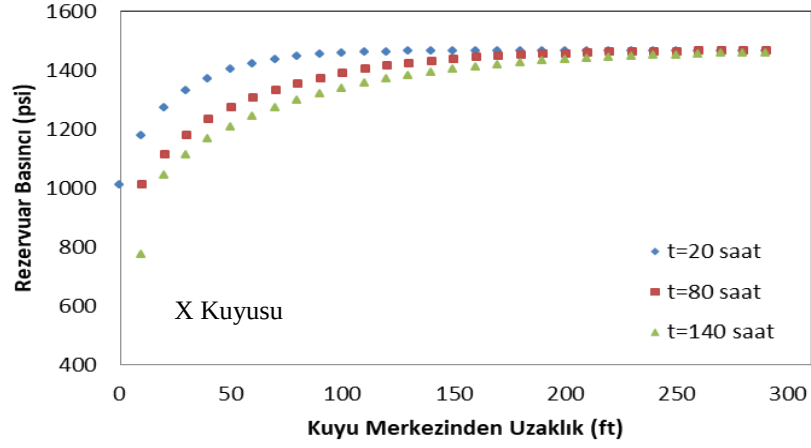
Parametre	TPAO Sahaları En düşük Değerler	X kuyusu TS ₂ Bölgesi	Y Kuyusu TS ₃ Bölgesi	Z Kuyusu TS ₄ Bölgesi
Gözeneklilik (ϕ)	0,02	0,11	0,09	0,13
Geçirgenlik (mD)	1,5	15,0	10	16
Kalınlık (ft)	13,1233	32,8083	49,21245	213,25400
Rezervuar ortalama basıncı (psia)	1234	1465	1890	1420
Petrol formasyon hacim faktörü Bo (bbl/stb)	1,0205	1,05	1,03	1,053
Viskozite (cp)	0,1	33	5,9	7,0
Toplam sıkıştırılabilirliği (1/psi)	0,00000768	0,000013	—*	0,00000966
Rezervuar yarıçapı Re (ft)	1126	1434	1833	4246

*Değer verilmediği için X kuyusunun toplam sıkıştırılabilirlik değeri 0.000013 olarak kullanılmıştır.

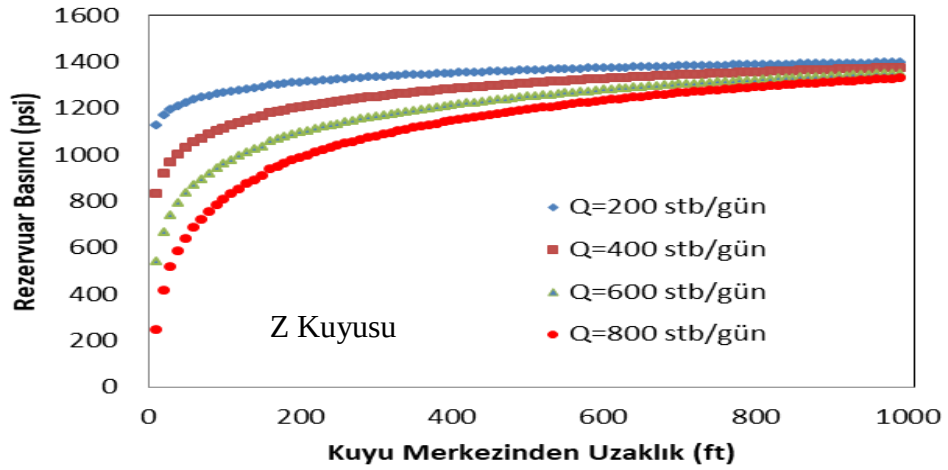
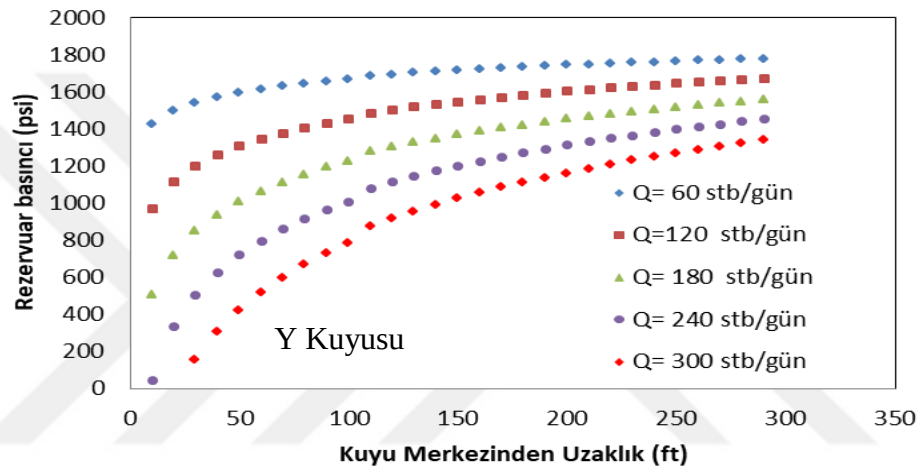
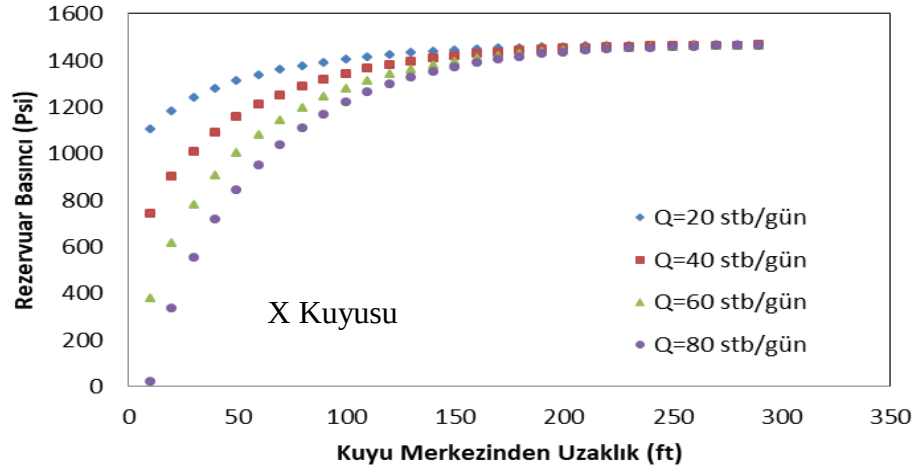
X,Y,Z kuyularında sırasıyla $t=20,140,60$, $t=200,1400,400$ döngüsünde zamanın etkisi, $Q=20,80,20$, $Q=60,300,60$ ve $Q=200,800,200$ döngüsünde üretim hızının etkisi belirlenmiş, hesaplanan rezervuar basıncının kuyu merkezinden uzaklıkla değişimi sırasıyla Şekil 5.16 ve Şekil 5.17’de verilmiştir.

Tablo 5.8 incelendiğinde seçilen kuyu parametrelerinin büyük bir çoğunluğu TPAO kaynağından seçilen en düşük değere yakın değerlerdir. X kuyusunda Rezervuar kalınlığı, viskozite ve rezervuar yarıçapı, Y kuyusunda rezervuar kalınlığı ve yarıçapı değerlerinin daha fazla olduğu, Z kuyusunda ise hem rezervuar kalınlığı hem de rezervuar çapının çok büyük olduğu görülmektedir. Bu sapmalara rağmen tüm saha verileri içerisinde en düşük saha verilerine benzer olarak bu 3 kuyu belirlenmiştir.





Şekil 5.16. TPAO kaynağından belirlenen en düşük rezervuar parametre değerlerine en yakın olan X,Y,Z kuyuları için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye değişimine üretim zamanının etkisi



Şekil 5.17. TPAO kaynağından belirlenen en düşük rezervuar parametre değerlerine en yakın olan X,Y,Z kuyuları için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye değişimine üretim debisinin etkisi

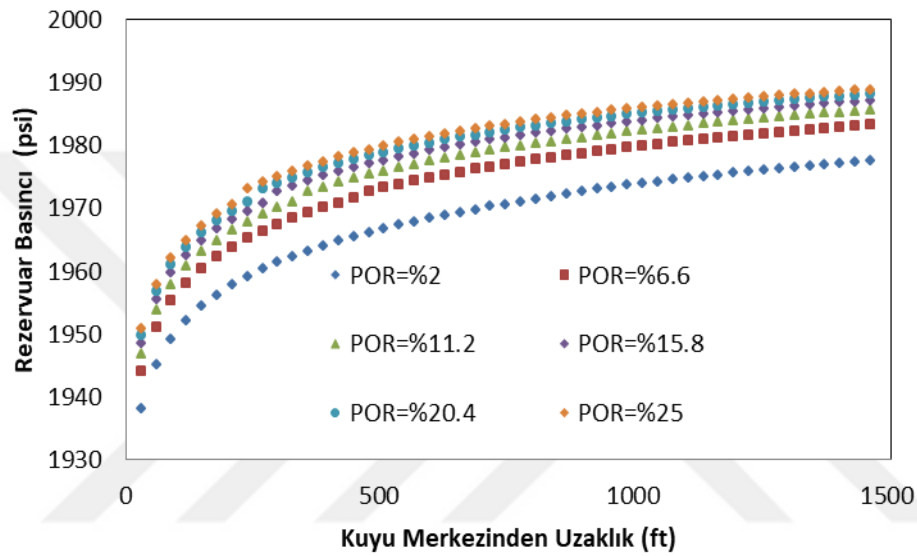
Şekil 5.16 ve 5.17’den görüleceği gibi zaman ve üretim hızı etkisi için seçilecek farklı değerlerde sürekli üretim yapılıp yapılamayacağı belirlenebilir. X kuyusunda 60 stb/gün üretim debisinde üretim zamanının etkisini incelemek amacı ile diğer parametreler sabit tutulurken $t=20,140,60$ döngüsü uygulanarak kuyu merkezinden uzaklıkla rezervuar basınç değişimi hesaplanmış, yapılan hesaplamalar sonucunda 140 saatlik kısa bir üretim periyodunda bile kuyu dibi basıncının 772.83 psi değerine düştüğü belirlenmiştir. 60 stb/gün üretim debisinden daha büyük üretim hızlarında bu basınç değeri çok daha kısa bir sürede sıfıra yaklaşacak ve sürekli bir üretimin yapılmasına olanak sağlamayacaktır.

X kuyusu için 80 saatlik üretim zamanında günlük üretim debisinin rezervuar basınç değişim grafiğinden de görüleceği gibi 20 ve 40 stb/gün üretim hızları belli bir zamana kadar sürekli üretimin devam edeceğini, 60 ve 80 stb/gün üretim debisinde kuyu üretkenliğinin üretilen petrol miktarını karşılamayacağı ve kuyu bir sistem olarak düşünüldüğünde kesikli üretim yapan bir sistemin oluşacağı açıkça görülmektedir.

Y kuyusunda üretim zamanının etkisini gözlemlemek amacı ile günlük üretim debisi 200 stb/gün olarak alınmış ve kuyu parametreleri sabit tutulmuştur. Grafikten görüleceği gibi $t=200,1400, 400$ döngüsünde kuyu merkezine 10 ft uzaklıkta basınç değerleri sırası ile 592,1184, 400,5192, 311,4307 ve 252,7496 psi olarak belirlenmiştir. Bu basınç değerleri 200 stb/gün üretiminin 1400 saatte kadar devam ettiğini gösterse de özellikle 1400 saatlik üretim sonucunda kuyu merkezine yakın basınç değerinin 252,7496 psi değerine kadar düşmesi kısa bir süre sonra sürekli üretimin yapılamayacağını göstermektedir. Y kuyusu için çizilen üretim debisinin etkisini gösteren grafikten de görüleceği gibi 120 stb/gün üretim debisinin üzerindeki üretim hızlarında sürekli üretim yönüyle risk söz konusudur. Bu grafikte 800 saatlik üretim için yapılan hesaplamalar göz önüne alınırsa 800 saat gibi kısa bir sürede bile Y kuyusu üretkenliğinin 180,240 ve 300 stb/gün değerinde bile kuyu merkezine yakın noktalarda basıncın hızlı azalan bir eğri ile sıfıra yaklaşması, bu üretim hızlarında sürekli üretimin yapılamayacağını, yapılsa bile on/of şeklinde bir üretim planlaması ile üretime devam edilebileceğini göstermektedir.

5.3.6. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük ve ortalama değerlerinde farklı porozite değerlerinin rezervuar basınç değişimine etkisi

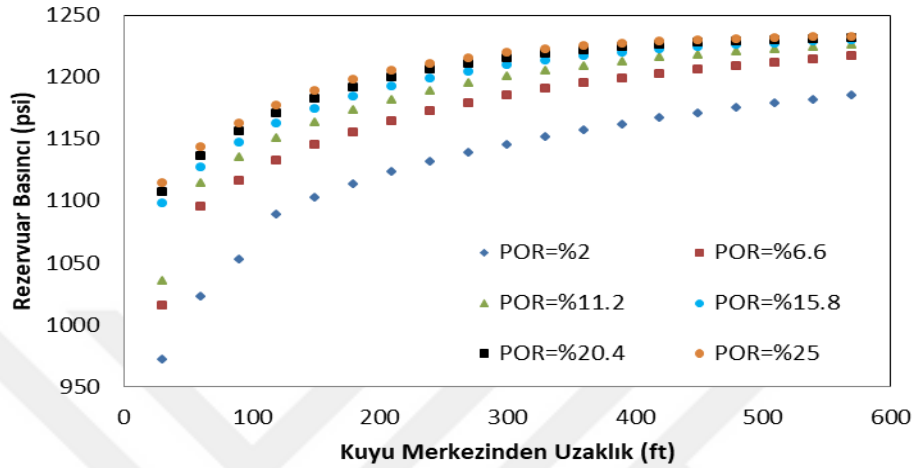
Gözeneklilik etkisi $POR=0.02, 0.25, 0.046$ döngüsünde $Q=200$; $t=800$; $POR=0.02$; $EHP=4249,25$; $PZT=231,2986$; $RP=1993$; $FFVF=1,18975$; $FV=295,95$; $TC=0,00000716$; $RE=6444$; $WBR=0,425$; $SF=0$; $RM=1500$ parametre değerleri için kuyu merkezinden 1500 ft uzaklığa kadar 10 ft adım büyüklüğü için hesaplanmıştır. Hesaplanan değerler Şekil 5.18’de verilmiştir.



Şekil 5.18. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin ortalama değerlerinde rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine gözenekliliğin etkisi

Şekil 5.18’den görüldüğü gibi gözeneklilik %2,%6.6,%11.2,%15.8, %20.4,%25 değerlerinde kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta basınç değeri sırasıyla 1938.01, 1944.05, 1946.727, 1948.46, 1949.761 ve 1950.79 psi olarak hesaplanmıştır. Kuyu merkezinden uzaklaştıkça tüm gözeneklilik değerlerinde basınç değerinde artan bir eğriye uygun değerler çıkmaktadır. Seçilen parametre değerleri, üretim zamanı, üretim debisi için tüm gözeneklilik değerlerinde belli bir zaman periyodunda sürekli üretimin yapılabilceğini göstermektedir. 30 ft uzaklıktaki basınç değerleri üretimin ilk zamanlarında gözenekliliğin % 2 den % 25’ artırılmasının kuyu dibine yakın mesafelerde oluşan basınç değeri üzerinde büyük etki oluşturmadığı göstermektedir.

Gözeneklilik etkisi $POR=0.02, 0.25, 0.046$ döngüsünde en düşük saha parametreleri değerleri için $Q=100$; $t=20$; $POR=0.02$; $EHP=1.5$; $PZT=13,1233$; $RP=1234$; $FFVF=1,0205$; $FV=0.1$; $TC=0,00000768$; $RE=1126$; $WBR=0,425$; $SF=0$; parametre değerleri için kuyu merkezinden 600 ft uzaklığa kadar 10 ft adım büyüklüğü ile hesaplanmıştır. Hesaplanan değerler Şekil 5.19’da verilmiştir



Şekil 5.19. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine gözenekliliğin etkisi

Seçilen rezervuar parametre değerlerine göre kuyu merkezinden 30 ft mesafede hesaplanan değerler 972,14, 1015,84, 1035,21, 1097,83, 1107,13, 1114,47 psi olarak 20 saatlik üretim debisi için belirlenmiştir. Gözenekliliğin etkisini tam olarak açıklayabilmek için en düşük saha verileri için program $t=20, 50, 100, 150, 200$ saat için çalıştırılarak kuyu merkezinden 30 ft uzaklıktaki basınç değerleri belirlenmiştir. Zaman ve gözenekliliğin etkisi tablo 5.9, üretim hızı ve gözenekliliğin etkisi tablo 5.10’ da verilmiştir. Zaman, üretim debisi ve gözeneklilik etkisini birlikte değerlendirmek amacıyla hazırlanan, kuyu merkezinden 30 ft uzaklıktaki basınç değerlerinin işlendiği tablo 5.9 ve 5.10’dan görüleceği gibi düşük üretim hızlarında üretim yönüyle risk görülmemektedir. Zaman ve gözenekliliğin etkisini veren tablo 5.9’da seçilen tüm üretim zamanlarında 100 stb/gün için kuyu dibi basıncı sürekli üretim için yeterliyken, 250 stb/gün ve daha büyük üretim debisi değerlerinde kuyu dibi basıncı sürekli üretim için yeterli olmayabilir. Seçilen parametre değerlerinde yüksek üretim debilerinde petrol üretiminin pratikte tercih edilmeyen kesikli üretim (üretimin belli bir süre ile durdurulması ve yeniden üretim yapılması) yapılması gerekebilir. Fakat pratikte kuyunun durdurulup tekrar üretime alınması istenmeyen bir durum olduğundan optimum üretim debisinde üretim yapılması tercih edilmektedir. 300 ve 350 stb/gün

üretim debisi ve 200 saatlik üretim zamanı sonunda düşük gözenekli rezervuarlarda kuyu dibine yakın bölgede basıncın 200 psi değerinin altına düşmesi, bu saha verilerinde yerinde petrol olsa bile kuyu üretkenliği, kuyu dibine akış debisi, üretilen petrol debisini karşılamayacağını göstermektedir. Saha verilerinin en düşük değerlerine benzer kuyularda tüm gözeneklilik değerlerinde üretim hızının maksimum 200 stb/gün değerinde tutulması, ilk üretim periyodunda düzenli üretim için yeterli kuyu dibi basıncının oluşmasına olanak sağlayacaktır. 200 stb/gün üzerindeki üretim hızlarında üretim zamanı ilerledikçe kuyu dibi basıncı sürekli üretimi karşılamayacaktır.

Tablo 5.9. Farklı üretim zamanlarında 100 stb/gün üretim debisinde gözenekliliğin kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncına etkisi

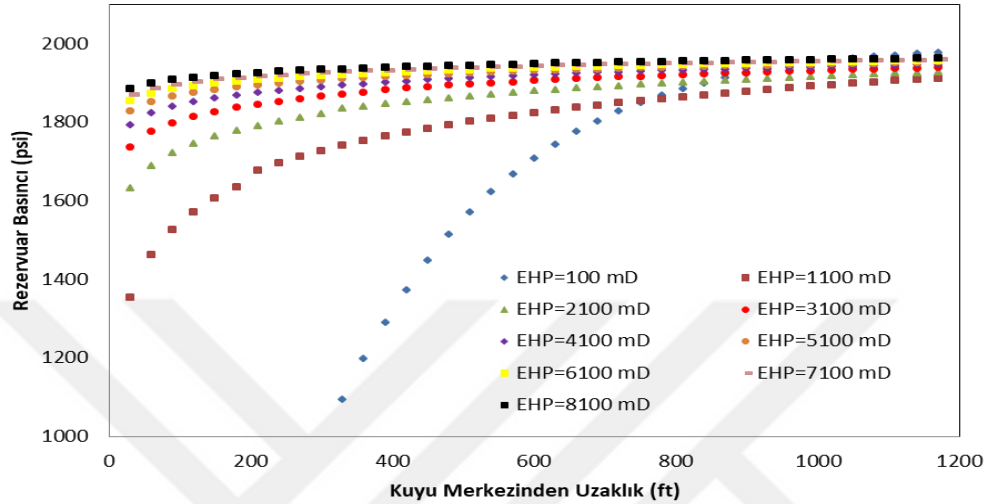
Seçilen Rezervuar Parametreleri						
Q=100; t=20; POR=0,02; EHP=1,5; PZT=13,1233; RP=1234; FFVF=1,0205; FV=0,1; TC=0,00000768; RE=1126; WBR=0,425; SF=0;						
Üretim Hızı stb/gün	Gözeneklilik %					
	2	6.6	11.2	15.8	20.4	25
50	1060,92	1082,77	1092,45	1098,75	1103,41	1107,15
100	887,84	931,55	950,91	963,51	972,86	980,30
150	714,76	780,33	809,37	828,26	842,29	853,46
200	541,69	629,10	667,82	693,02	711,73	726,61
250	368,61	477,88	526,28	557,77	581,16	599,77
300	195,43	326,66	384,74	422,53	450,59	472,92
350	22,45	175,43	243,19	287,28	320,02	346,08

Tablo 5.10. Farklı üretim zamanlarında 200 saatlik üretimde gözenekliliğin kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncına etkisi

Seçilen Rezervuar Parametreleri						
Q=100; t=20; POR=0,02; EHP=1,5; PZT=13,1233; RP=1234; FFVF=1,0205; TC=0,00000768; RE=1126; WBR=0,425; SF=0;						
Zaman (saat)	Gözeneklilik %					
	2	6.6	11.2	15.8	20.4	25
20	972,14	1015,84	1035,21	1097,83	1107,13	1114,47
50	938,59	982,30	1001,66	1014,26	1023,61	1031,05
100	913,22	956,92	976,78	988,86	998,24	1005,68
150	898,37	942,08	961,44	974,04	983,36	990,84
200	887,84	931,55	950,90	963,51	972,32	980,30

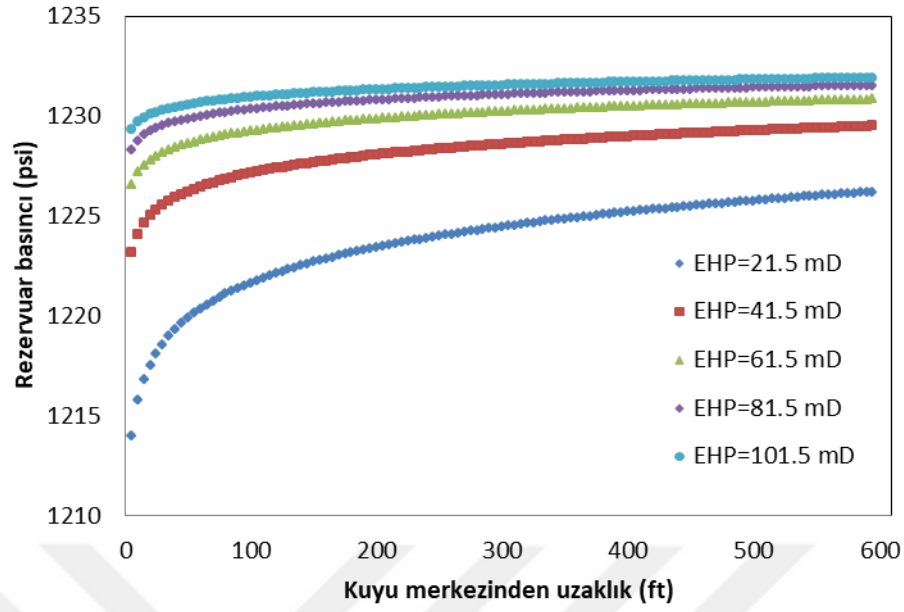
5.3.7. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük ve ortalama değerlerinde farklı geçirgenlik değerlerinin rezervuar basınç değişimine etkisi

TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin ortalama değerleri ve en düşük değerleri için EHP=100,8500,1000 döngüsü kullanılarak kuyu merkezine olan uzaklık Rm ile rezervuar basıncının değişimi Şekil 5.20 ve Şekil 5.21’de verilmiştir.



Şekil 5.20. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin ortalama değerlerinde farklı geçirgenlik değerleri için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine

Şekil 5.20 den görüldüğü gibi 100-8100 mD geçirgenlik değerlerinde geçirgenlik değeri yükseldikçe rezervuarda konuma bağlı basınç düşüşü azalmaktadır. Yerde petrol bulunması koşulu ile yüksek geçirgenlikli rezervuarlarda kuyu üretkenliği yüksek olacağından dolayı mesafeye bağlı olarak basınç düşüşü çok küçük değerler olarak gerçekleşir.



Şekil 5.21. TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde farklı geçirgenlik değerleri için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye değişimine

TPAO kaynağına göre tüm parametrelerin en düşük değerlerinde EHP=21.5,101.5,20 döngüsünde elde edilen Şekil 5.21'den de görüleceği gibi geçirgenlik değerleri arttıkça konuma bağlı basınç düşüşü azalmaktadır. En düşük saha verileri ile yüksek geçirgenlik ($k > 4100$ mD) değerlerinde veri uyumsuzluğundan dolayı tüm geçirgenliklerde basınç başlangıç basıncına yakın hesaplandığı için değerlendirmeye alınmamıştır. Çünkü 5100-8100 mD aralığındaki geçirgenlik değerleri ya doğal çatlaklar olarak bulunabilir ya da hidrolik çatlatma ile elde edilebilir. Seçilen kuyularda hidrolik çatlatma söz konusu olmadığından TPAO kaynağına işlenen bu geçirgenlik değerleri ancak doğal çatlak (vuggy) ile açıklanabilir. Düşük kuyu parametreleri yüksek geçirgenlikte ve düşük viskozite değerlerinde sanki sonsuz bir kaynaktan açık bir kanala akış gerçekleşmiş gibi parametre etkisi ortadan kalkmakta ve bu değerlerde yorumlanabilir veri elde etmek mümkün olmamaktadır. Bu sebeple geçirgenlik etkisi en düşük değerler yerine ortalama değerler ile en yüksek değerler arasında belli geçirgenlik adım büyüklüğü, farklı üretim zamanları ve günlük üretim hızları için hesaplanarak yorumlanmıştır. Hesaplanan değerlerden kuyu merkezine 30 ft mesafede kuyu dibi basınç değerleri Tablo 5.11 ve Tablo 5.12'de verilmiştir.

Tablo 5.11. Farklı üretim zamanlarında 100 stb/gün üretim debisinde farklı geçirgenlik değerlerinde kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncı

Zaman	Geçirgenlik (mD)							
	4249	4800	5351	5902	6453	7004	7555	8106
Rezervuar basıncı (psi) (RM=30 ft)								
300	1910,64	1919,00	1925,75	1931,31	1935,98	1939,96	1943,40	1946,40
600	1903,62	1912,79	1920,18	1926,26	1931,36	1935,71	1939,46	1942,72
900	1899,52	1909,16	1916,92	1923,31	1928,66	1933,22	1937,15	1940,57
1200	1896,61	1906,58	1914,16	1921,21	1926,74	1931,45	1935,51	1939,04
1500	1894,35	1904,58	1912,81	1919,58	1925,26	1930,08	1934,24	1937,86

Tablo 5.12. Farklı üretim debilerinde 200 saatlik üretim süresinde farklı geçirgenlik değerlerinde kuyu merkezinden 30 ft uzaklıkta rezervuar basıncı

Üretim Debisi (stb/gün)	Türkiye Saha Verileri En Düşük Değer							
	Geçirgenlik (mD)							
	4249	4800	5351	5902	6453	7004	7555	8106
Rezervuar basıncı (psi) (RM=30 ft)								
400	1903,62	1912,79	1920,18	1926,26	1931,36	1935,71	1939,46	1942,72
600	1858,94	1872,69	1883,77	1892,89	1900,55	1907,07	1912,69	1917,58
800	1814,25	1832,58	1847,36	1859,52	1869,73	1878,42	1885,92	1892,45
1000	1769,56	1792,48	1810,95	1826,16	1838,92	1849,78	1859,15	1867,31
1200	1724,88	1752,38	1774,54	1792,79	1808,10	1821,14	1832,38	1842,17

Tablo 5.11 ve 5.12’de POR=0.115; PZT=231.2986; RP=1993; FFVF=1.18975; FV=295.95; TC=0.00000716; RE=6444; WBR=0.425; SF=0; RM=1200; değerlerinde üretim debisi Q=400 stb/gün değerinde t=300,1500,300 döngüsünde zaman ve geçirgenliğin, üretim zamanı t=600 saat Q=400,1200,200 döngüsünde üretim debisi ve geçirgenliğin etkisi araştırılmıştır. Tablo 5.11’de görüleceği gibi seçilen tüm üretim zamanı ve debilerinde yerinde petrol olması koşulu ile kuyu dibi basıncı sürekli üretim yapmak için uygun değerlerdir. Daha uzun üretim sürelerinde basınç değerlerinin yeniden hesaplanması ve değerlendirilmesi ile üretim planlaması yapılabilir. Parametre değerlerinden rezervuar sınır basıncının 1993 psi, rezervuar sınır yarıçapının 6444 ft ve rezervuar kalınlığının 231.30 ft olması, geçirgenlik değerlerinin de EHP=429,8500,551 mD arasında değişmesi kuyu dibi basıncına zaman ve üretim debisinin büyük etki

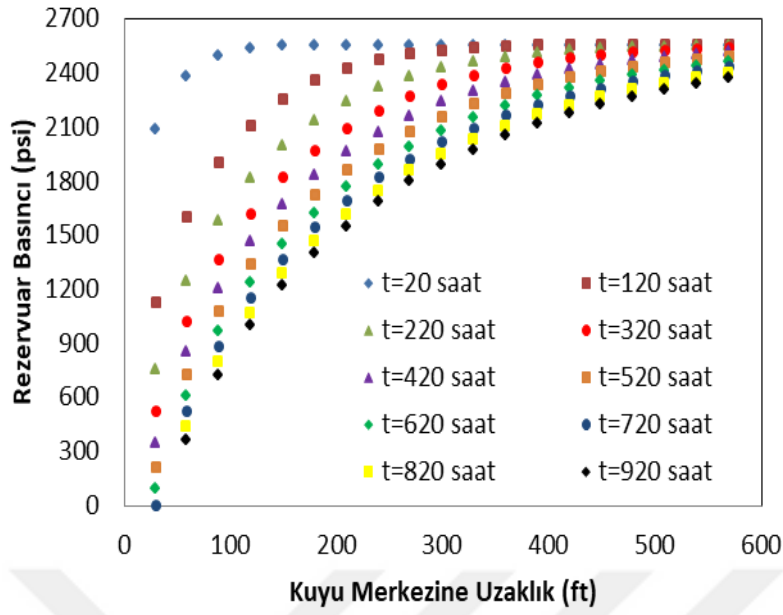
yapmamasına sebep olmuştur. Seçilen saha verilerine göre kısıtlı sayıda kuyunun bu parametre değerlerine sahip olduğu belirlenmiştir. Çoğunlukta geçirgenlik değerleri ortalama değerlerden oldukça küçüktür. Bu parametreyi daha iyi değerlendirebilmek amacı ile tüm kuyuların parametre değerlerinin aritmetik ortalamaları hesaplanmış ve ortalama parametre değerlerine göre yeniden hesaplama yapılmıştır. Kuyu sayısının en fazla olduğu TS₂ ili ve TS₁ ilinden seçilen kuyu parametrelerinin aritmetik ortalaması alınmıştır.

Tablo 5.13. TS₂ (8 kuyu) ve TS₁ (24 kuyu) sahalarında bulunan kuyuların rezervuar basıncı hesaplamasında kullanılan parametrelerin aritmetik ortalamaları

Parametre	TS ₂ İli seçilen Kuyuların Kuyu Parametreleri Aritmetik Ortalaması	TS ₁ İli seçilen Kuyuların Kuyu Parametreleri Aritmetik Ortalaması
POR	0,122	0,0625
EHP	76,87	737,22
PZT	67,25	102,79
RP	2556,87	2804,83
FFVF	1,072	1,083
FV	109,98	27,3
TC	0,000013	0,0000149
RE	3378,62	3060,5

TS₂ sahasında seçilen bu 8 kuyu sahayı temsil edecek şekilde en düşük, ortalama ve yüksek değerlere sahip kuyular bu sahadaki toplam 19 kuyu verisi arasından seçilmiştir. TS₁ ilinde ise toplam 34 kuyudan 24 kuyuya ait olan veri kullanılmıştır. Saha verilerinin aritmetik ortalama değerleri bu şekilde belirlenmiştir.

TS₂ sahasında seçilen kuyuların aritmetik ortalama değerleri için rezervuar basıncının kuyu merkezine olan uzaklık ile değişimi Şekil 5.22’de verilmiştir.



Şekil 5.22. TS₂ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde farklı üretim zamanlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimi

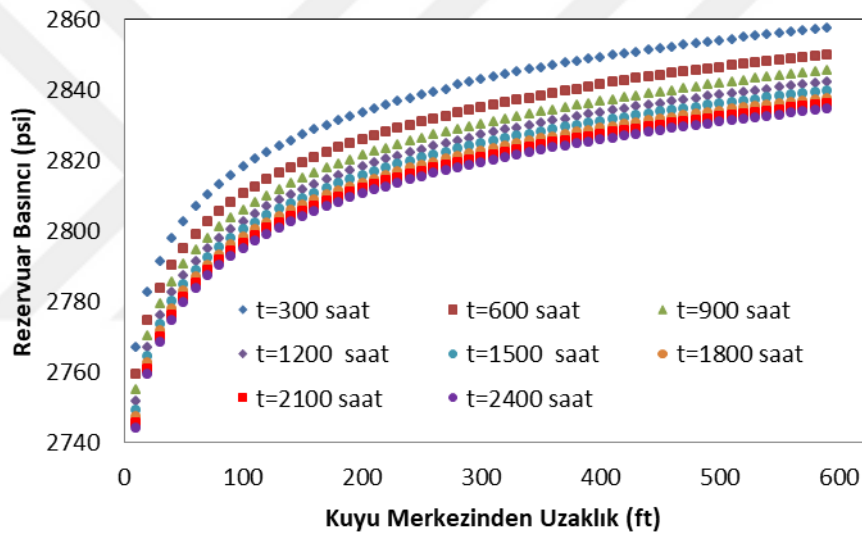
Tablo 5.14. TS₂ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde farklı üretim zamanlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimini

K.M mesafe	Üretim Zamanı (Saat)									
	20	120	220	320	420	520	620	720	820	920
120.0	2538,9	2107,5	1820,3	1617,4	1463,2	1339,7	1236,4	1147,5	1069,4	999,8
90.0	2496,5	1899,1	1577,1	1362,5	1202,7	1075,0	968,4	877,0	796,8	725,4
60.0	2381,2	1594,4	1244,9	1020,7	854,6	722,4	612,5	518,4	436,1	362,9
30.0	2089,6	1123,1	753,0	518,4	345,9	209,4	96,4	0,1		

TS₂ sahasında seçilen parametre değerleri belli bir yaklaşım ile birbirinden farklı olan 8 adet kuyu verisi kullanılarak hesaplanan ortalama parametre değerleri ile gözeneklilik değeri 76.87 mD olarak hesaplanmıştır. Diğer parametrelerin ortalama değerleri için üretim debisi $Q=400$ stb/gün ve üretim zamanı $t=20,1000,100$ döngüsünde hesaplanarak hazırlanan Şekil 5.21 ve tablo 5.12’de görüleceği gibi 400 stb/gün üretim debisi bu ortalama değerlerde sadece ilk 320 saat için sürekli üretime olanak sağlasa da daha büyük üretim zamanlarında kuyu dibi basıncının sıfıra yaklaşmasından dolayı sürekli üretime olanak sağlamayacaktır. Bu sebeple bu saha parametrelerinde çok daha

düşük üretim debilerinde çalışılarak yerinde petrol olmak koşulu ile uzun süreli üretim yapılabilir.

Tablo 5.12’de verilen TS₂ saha ortalamaları incelendiğinde 8500 ve 6000 mD olan kuyular ortalamaya katıldığında ortalama geçirgenlik değeri 737.22 mD olsada bu kalan 23 kuyuyu temsil edecek bir değer değildir. Bu sebeple geçirgenlik değeri 8500 ve 6000 mD olan 2 kuyu istisna olarak çıkarılıp sahayı daha doğru temsil edecek değerler aşağıdaki gibi hesaplanmıştır (POR=0,063; EHP=85,9; PZT=107,37; RP=2885,95; FFVF=1,0873; FV=3,33; TC=0,0000158; RE=3057,13). Bu şekilde hesaplanan geçirgenlik (EHP) değeri hesaplamada kullanılan 23 kuyuyu daha iyi temsil etmektedir. Bu veriler kullanılarak hesaplanan rezervuar basıncının mesafeyle değişimi Şekil 5.23’de verilmiştir.

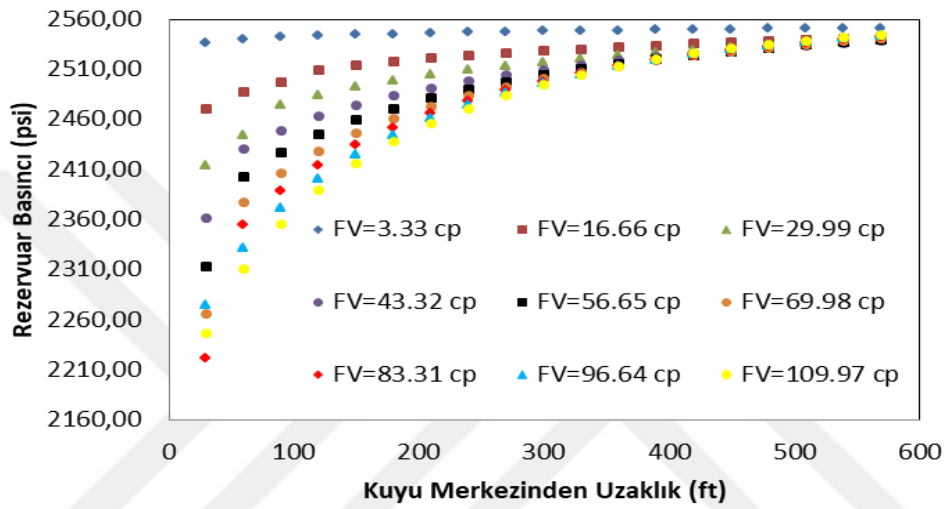


Şekil 5.23. TS₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde farklı üretim zamanlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimi

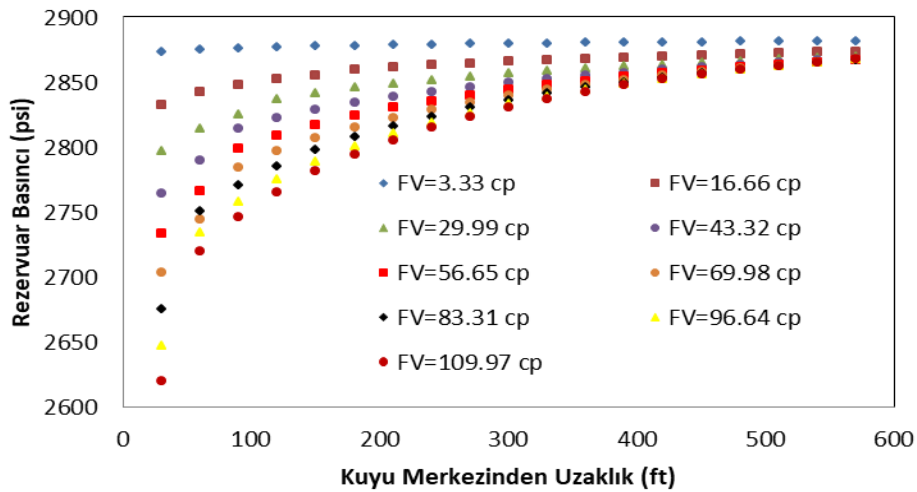
Şekil 5.23’den görüleceği gibi ortalama TS₁ saha parametrelerine göre sınır basıncı ve yerinde petrol miktarının yeterli olduğu, kuyu parametreleri yukarıda verilen aritmetik ortalama değerlere yakın olan kuyularda yüksek üretim debilerinde belli bir zaman aralığında üretim sürekli olarak gerçekleştirilebilir.

5.3.8. TS₁ ve TS₂ saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezi ile mesafeye göre değişimine etkisi

TS₂ sahasında seçilen kuyuların viskozitesinin aritmetik ortalaması 109.98 cp, TS₁ sahalarında ise viskozite değeri istisna iki kuyu çıkarıldıktan sonra 3.33 cp olarak belirlenmiştir. Viskozite etkisi TS₂ ve TS₁ saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde FV=3,33, 109,98, 13,33 cp döngüsünde Q=50 stb/gün ve t=650 saat için hesaplanarak sırasıyla Şekil 5.24 ve Şekil 5.25’de verilmiştir



Şekil 5.24. TS₂ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye göre değişimine etkisi



Şekil 5.25. TS₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye göre değişimine etkisi

Şekil 5.24 ve 5.25 incelendiğinde viskozite değerlerinde artışa karşılık konuma bağlı basınç değerlerinde azalma meydana gelmektedir. Artan viskozite değerleri akmaya karşı direnci artırmakta kuyu üretkenliği bu dirençten olumsuz etkilenmektedir.

Gözenekli ortamlarda akma bağlantılı gözeneklerdeki akışkanın akış yolları boyunca kuyu dibine doğru akışı şeklinde gerçekleşmektedir. Yüksek viskoziteli petrol bu akış yolunda rezervuar kayaçları ile temas etmekte ve kuyu ağzına doğru akış yavaşlamaktadır. Akmaya karşı direncin düşük olduğu düşük viskoziteli petrol üretilen petrolün yerini almak üzere daha yüksek bir hızla kuyu dibine doğru akmaktadır. Düşük viskoziteden dolayı akışkan akımı öndeki akışkana basınç uygulayarak akma enerjisini yükseltmektedir. Bu durum rezervuar boyunca düşük viskoziteli petrolde düşük basınç azalmalarına sebep olmaktadır.

Viskozite etkisini tam olarak ortaya koyabilmek için hem farklı üretim hızlarında hem de farklı üretim zamanlarında kuyu dibine yakın noktadaki basınç değerlerini hesaplayabilmek için bilgisayar programı $Q=20,600,200$ stb/gün, $t=20,600,200$ saat ve $FV=3,33,109,98,13,33$ cp, kuyu merkezinden uzaklık $RM=50,0,10$ ft döngüsünde hesaplama yapacak şekilde yeniden düzenlenmiştir.

Düzenlenen Bilgisayar programı ile yapılan hesaplamalar $t=20,220,420,620$ saat için sırasıyla Tablo 5.13 (a),(b),(c),(d)'de verilmiştir. Tablo 5.13 (a)'da görüleceği gibi tüm üretim hızları ve viskozite değerlerinde hesaplanan kuyu merkezine yakın konumlardaki basınç değerleri ilgili zaman ve üretim hızlarında sürekli üretim için uygun değerlerdir. Tablo 5.13 (b) incelendiğinde 20 ve 220 stb/gün üretim hızlarında 220 saatlik üretimde sürekli üretim yönü ile problem yokken, 420 stb/gün üretim debisinde 83.31 cp ve daha yüksek viskozite değerlerinde üretim yönünden risk olabileceği, 620 stb/gün üretim debisinde ise 83.31 cp ve daha yüksek viskozite değerlerinde yaklaşık 9-10 günden sonra sürekli üretim yapılmayacağı görülmektedir. Tablo 5.13 (c) incelendiğinde 20 ve 220 stb/gün üretim hızlarında 220 saatlik üretimde sürekli üretim yönü ile problem yokken, 420 stb/gün üretim debisinde 109.97 cp viskozite değerinde kuyu dibi basıncı sıfır olarak hesaplandığı için, bu viskozite değerine sahip kuyunun üretkenliğinin bu üretim debisini karşılayacak büyüklükte olmadığını göstermektedir. 620 stb/gün üretim hızında ise 56.65 cp değerinden daha büyük viskozite değerlerinde kuyu üretkenliği üretim debisini karşılamadığı için kuyu dibi basıncı sıfıra düşmektedir. Yaklaşık 18 günlük üretimden sonra sürekli üretim yapılamayacağı görülmektedir. Sadece hesaplama ile değil jeolojik incelemede göz önüne alınarak optimum üretim debisi planlaması yapılmalıdır. Zaten kuyu tamamlama sırasında 1 günlük swap testleri yapılmakta ve pompa indirilmesine bu testten sonra karar verilmektedir. Düşük üretkenlik indeksine sahip kuyular üretime alınmadan terk edilmektedir. Testler sonucu

üretime alınan kuyular içinde optimum üretim debisinin belirlenmesi gerekir. Türkiye’de son zamanlarda petrol arama, sondaj ve üretim faaliyetleri ivme kazanmıştır. Bazı yeni sahalarda rezervuar simülasyonu için yeterli veri olmaksızın kuyular üretime alınmaktadır. Optimum değerler konusunda yeterli verinin olmadığı başlangıç aşamasında bu çalışmadaki bulgular fikir verebilecek niteliktedir.

Tablo 5.15. TS₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeyle değişimine etkisi (a)

Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Viskozite cp	Basınç (psi)			
			Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)			
			40	30	20	10
20	20	3,33	2883,0	2882,7	2882,3	2881,5
		16,66	2877,0	2875,8	2872,0	2868,2
		29,99	2872,7	2870,6	2867,7	2856,9
		43,32	2869,4	2866,3	2862,3	2846,6
		56,65	2866,6	2862,7	2857,5	2849,9
		69,98	2864,3	2859,5	2853,1	2843,9
		83,31	2862,3	2856,7	2849,2	2838,3
		96,64	2860,6	2854,2	2845,6	2833,0
		109,97	2859,2	2852,0	2842,3	2828,0
	220	3,33	2853,9	2850,4	2845,5	2837,0
		16,66	2787,7	2774,3	2732,6	2690,3
		29,99	2740,5	2716,8	2685,6	2566,1
		43,32	2703,4	2669,8	2625,4	2453,1
		56,65	2673,0	2629,8	2572,5	2489,5
		69,98	2647,5	2595,0	2525,0	2423,1
		83,31	2626,0	2564,3	2481,8	2361,3
		96,64	2607,6	2536,9	2442,2	2303,3
		109,97	2592,0	2512,3	2405,5	2248,5
	420	3,33	2824,8	2818,1	2808,7	2792,6
		16,66	2698,5	2672,8	2593,2	2512,5
		29,99	2608,2	2563,0	2503,5	2275,3
		43,32	2537,4	2473,4	2388,6	2059,6
		56,65	2479,4	2397,0	2287,6	2129,0
		69,98	2430,8	2330,5	2196,9	2002,4
		83,31	2389,6	2271,8	2114,4	1884,4
		96,64	2354,6	2219,5	2038,7	1773,7
		109,97	2324,7	2172,7	1968,7	1669,0
	620	3,33	2795,7	2785,8	2771,9	2748,1
		16,66	2609,2	2571,3	2453,8	2334,7
		29,99	2476,0	2409,2	2321,4	1984,5
		43,32	2371,5	2276,9	2151,8	1666,1
		56,65	2285,8	2164,2	2002,7	1768,6
		69,98	2214,1	2066,1	1868,8	1581,6
		83,31	2153,3	1979,4	1747,0	1407,5
		96,64	2101,6	1902,2	1635,2	1244,0
		109,97	2057,5	1833,0	1532,0	1089,5

Tablo 5.15. Ts₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye değişimine etkisi (b)

Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Viskozite, cp	Basınç (psi)			
			Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)			
			40	30	20	10
220	20	3,33	2881,7	2881,4	2880,9	2880,2
		16,66	2869,2	2867,6	2865,4	2861,5
		29,99	2858,7	2855,9	2851,8	2844,9
		43,32	2849,3	2845,2	2839,3	2829,3
		56,65	2840,6	2835,1	2827,5	2814,4
		69,98	2832,3	2825,6	2816,2	2800,0
		83,31	2830,5	2816,6	2805,3	2786,1
		96,64	2824,0	2807,8	2794,8	2772,5
		109,97	2817,8	2799,4	2784,6	2759,2
		3,33	2839,3	2835,8	2830,9	2822,4
	220	16,66	2701,8	2684,2	2659,5	2617,2
		29,99	2586,7	2555,1	2510,6	2434,4
		43,32	2482,8	2437,2	2372,9	2262,9
		56,65	2386,6	2326,9	2242,8	2099,0
		69,98	2296,1	2222,4	2118,5	1940,9
		83,31	2275,5	2122,6	1999,0	1787,5
		96,64	2204,0	2026,8	1883,3	1638,0
		109,97	2135,9	1934,3	1771,0	1491,9
		3,33	2796,9	2790,2	2780,8	2764,7
		16,66	2534,3	2500,8	2453,6	2372,9
	420	29,99	2314,6	2254,3	2169,3	2024,0
		43,32	2116,3	2029,2	1906,4	1696,5
		56,65	1932,6	1818,7	1658,1	1383,7
		69,98	1759,9	1619,2	1420,9	1081,9
		83,31	1720,5	1428,7	1192,6	789,0
		96,64	1584,1	1245,7	971,8	503,6
		109,97	1454,1	1069,1	757,4	224,6
		3,33	2754,5	2744,7	2730,7	2706,9
		16,66	2366,9	2317,4	2247,7	2128,6
		29,99	2042,5	1953,5	1828,0	1613,5
220	620	43,32	1749,8	1621,2	1440,0	1130,2
		56,65	1478,6	1310,5	1073,5	668,3
		69,98	1223,7	1016,0	723,3	222,8
		83,31	1165,5	734,8	386,2	
		96,64	964,2	464,6	60,3	
		109,97	772,3	203,9		

Tablo 5.15. TS₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye değişimine etkisi (c)

Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Viskozite, cp	Basınç (psi)			
			Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)			
			40	30	20	10
420	20	3,33	2881,4	2881,0	2880,6	2879,8
		16,66	2867,4	2865,8	2863,6	2859,7
		29,99	2855,5	2852,6	2848,6	2841,7
		43,32	2844,6	2840,5	2834,6	2824,6
		56,65	2834,5	2829,0	2821,4	2808,3
		69,98	2824,8	2818,1	2808,7	2792,5
		83,31	2815,6	2807,6	2796,3	2777,1
		96,64	2806,7	2797,4	2784,4	2762,1
		109,97	2798,1	2787,6	2772,8	2747,4
		3,33	2835,4	2831,9	2826,9	2818,5
	220	16,66	2682,0	2664,5	2639,8	2597,5
		29,99	2551,2	2519,6	2475,1	2398,9
		43,32	2431,5	2385,9	2321,6	2211,6
		56,65	2319,5	2259,8	2175,7	2032,0
		69,98	2213,3	2139,6	2035,7	1858,1
		83,31	2111,8	2024,0	1900,3	1688,9
		96,64	2014,1	1912,4	1768,9	1523,6
		109,97	1919,9	1804,1	1640,8	1361,7
		3,33	2789,4	2782,7	2773,3	2757,1
		16,66	2496,7	2463,2	2416,0	2335,2
	420	29,99	2246,8	2186,5	2101,5	1956,2
		43,32	2018,4	1931,3	1808,5	1598,6
		56,65	1804,6	1690,7	1530,1	1255,6
		69,98	1601,8	1461,1	1262,8	923,7
		83,31	1408,0	1240,4	1004,3	600,7
		96,64	1221,6	1027,3	753,4	285,2
		109,97	1041,7	820,6	508,9	
		3,33	2743,4	2733,5	2719,6	2695,8
		16,66	2311,3	2261,8	2192,1	2073,0
		29,99	1942,5	1853,4	1728,0	1513,5
620	43,32	1605,3	1476,7	1295,5	985,6	
	56,65	1289,6	1121,5	884,5	479,3	
	69,98	990,3	782,6	489,8		
	83,31	704,1	456,9	108,3		
	96,64	429,0	142,2			
	109,97	163,5				

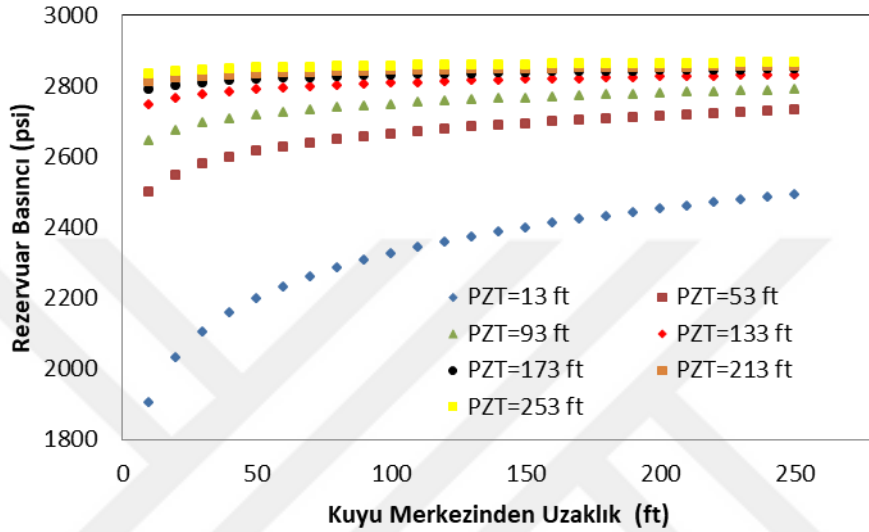
Tablo 5.15. TS₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde viskozitenin rezervuar basıncının kuyu merkezine olan mesafeye değişimine etkisi (d)

Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Viskozite, cp	Basınç (psi)			
			Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)			
			40	30	20	10
620	20	3,33	2881,1	2880,8	2880,4	2879,6
		16,66	2866,3	2864,7	2862,5	2858,6
		29,99	2853,6	2850,7	2846,7	2839,7
		43,32	2841,8	2837,7	2831,8	2821,8
		56,65	2830,8	2825,4	2817,7	2804,6
		69,98	2820,3	2813,6	2804,1	2788,0
		83,31	2810,2	2802,2	2790,9	2771,7
		96,64	2800,4	2791,2	2778,1	2755,8
		109,97	2791,0	2780,5	2765,6	2740,3
		3,33	2833,0	2829,5	2824,6	2816,1
	220	16,66	2670,2	2652,6	2627,9	2585,6
		29,99	2529,8	2498,2	2453,7	2377,6
		43,32	2400,6	2355,0	2290,7	2180,8
		56,65	2279,1	2219,5	2135,4	1991,6
		69,98	2163,4	2089,7	1985,8	1808,2
		83,31	2052,4	1964,6	1840,9	1629,5
		96,64	1945,2	1843,5	1700,0	1454,7
		109,97	1841,5	1725,7	1562,4	1283,3
		3,33	2784,9	2778,2	2768,7	2752,6
		16,66	2474,0	2440,5	2393,3	2312,6
	420	29,99	2206,0	2145,7	2060,7	1915,4
		43,32	1959,4	1872,3	1749,6	1539,7
		56,65	1727,5	1613,6	1453,0	1178,5
		69,98	1506,5	1365,8	1167,5	828,5
		83,31	1294,6	1127,0	890,9	487,3
		96,64	1090,1	895,7	621,8	153,6
		109,97	892,0	670,9	359,2	
		3,33	2736,7	2726,9	2712,9	2689,1
		16,66	2277,8	2228,4	2158,7	2039,5
		29,99	1882,2	1793,2	1667,7	1453,2
	620	43,32	1518,2	1389,7	1208,4	898,6
		56,65	1175,8	1007,6	770,6	365,5
		69,98	849,7	642,0	349,2	
		83,31	536,8	289,5		
		96,64	234,9			
		109,97				

Tablo 5.15 (a),(b),(c) ve (d) birlikte değerlendirildiğinde TS₁ sahasında seçilen 23 kuyunun parametrelerinin aritmetik ortalama değerine sahip yeni üretime alınacak kuyularda 220 stb/gün ve daha düşük üretim hızlarında üretim planlaması yapılması uygun olabilir. Üretim zamanı büyüdükçe üretim kararlılığı yönüyle uygun akış denklemleri seçilerek hesaplamalar yenilenmelidir.

5.3.9. TS₁ saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde rezervuar kalınlığının kuyu merkezi ile mesafeye göre rezervuar basınç değişimine etkisi

TS₁ sahalarında seçilen kuyularda rezervuar kalınlığı bir kuyu dışında 13-240 ft arasında değişmektedir. Rezervuar kalınlığının etkisini belirlemek amacı ile PZT=13,270,40 ft döngüsü oluşturularak 200 stb/gün üretim debisi ve 600 saat üretim süresi için yapılan hesaplamalar Şekil 5.26'da verilmiştir.

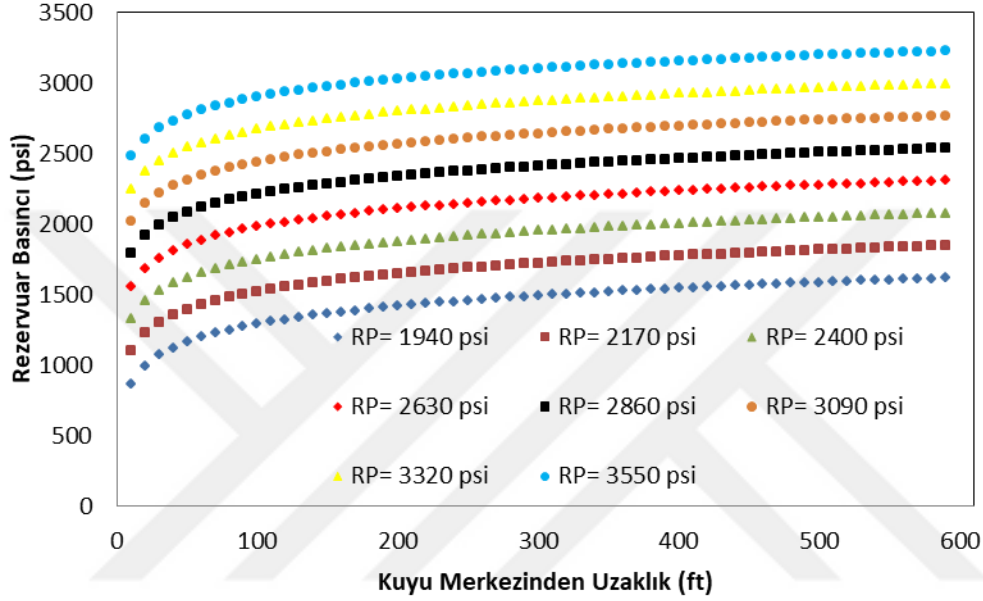


Şekil 5.26. TS₁ saha kuyu verileri ortalama parametre değerlerinde rezervuar kalınlığının kuyu merkezine olan mesafeye göre rezervuar basıncı değişimine etkisi

Şekilden görüldüğü gibi rezervuar kalınlığı arttıkça kuyu dibi basıncında gerçekleşen düşme azalmaktadır. Toplam hacimde artışa sebep olan rezervuar kalınlığı artışına bağlı olarak ortamdaki gözenek hacminin artması dolaylı olarak yerinde petrol miktarının daha büyük olma olasılığını ifade etmektedir. Kuyu dip deliğine doğru akışın rezervuar kalınlığına bağlı olarak artması daha kararlı üretimin yapılabileceğini göstermektedir. Ancak optimum kalınlık ve kalınlığın etkisini tam olarak ortaya koyabilmek için gözenek dağılımı, efektif gözeneklilik, yönlü akış profilleri gibi bilgilerle ve rezervuar yarıçapı göz önüne alınarak ileri seviyede modelleme yapılmalıdır. Bu seviyede elde edilen bilgi rezervuar kalınlığı yönüyle üretimin ilk dönemlerinde TS₁ saha verileri ortalama değerlerine yakın kuyu parametrelerine sahip yeni üretime alınacak kuyularda sürekli üretim yönüyle problem olmayacağını ortaya koymaktadır. Parametrelerin bireysel etkilerinin bilinmesi tüm parametrelerin bütünsel etkisini değerlendirmek ve yeni kuyuların üretime alınması aşamasında fikir verecektir.

5.3.10. TS₁ saha parametreleri aritmetik ortalama değerlerinde rezervuar başlangıç basıncının kuyu merkezi ile mesafeye göre rezervuar basınç değişimine etkisi

TS₁ sahalarında seçilen kuyularda rezervuar başlangıç basıncı 1945-3550 psi arasında değişmektedir. Rezervuar başlangıç basıncının etkisini belirlemek amacı ile RP=1940,3550,230 psi döngüsü oluşturularak 400 stb/gün üretim debisi ve 800 saat üretim süresi için yapılan hesaplamalar Şekil 5.27’da verilmiştir.



Şekil 5.27. TS₁ Saha Parametreleri Aritmetik Ortalama Değerlerinde Rezervuar Başlangıç Basıncının Kuyu Merkezi ile Mesafeye Göre Rezervuar Basınç Değişimine Etkisi

Rezervuar başlangıç basınçlarının tamamında benzer basınç profili değerleri elde edilmiştir. Rezervuar başlangıç basıncı değerinin yüksek olması başlangıçta kuyu dibi ile yüksek basınç farkından dolayı itici gücün yüksek olmasına ve yerinde petrolün kuyu dibi yakınlarına akmasında en etkili parametrelerden biridir. TS₁ saha verilerine göre ilk üretim zamanlarında rezervuar başlangıç sınır basıncı değerinin sürekli üretim için yeterli olduğunu göstermektedir. Bu basınçlar ile üretimin ilk dönemlerinde 400 stb/gün üretim konusunda problem görülmemektedir. Ancak farklı zamanlar diğer akış rejimlerimde göz önüne alınarak hesaplama yapılması sürekli üretim planlaması yapılması faydalı olacaktır. Üretim zamanı bu hesaplamalarda 800 saat olarak alındığından dolayı bu bölüm TS₁ saha parametrelerinin aritmetik ortalama değerlerine

benzer kuyu parametresi değerlerine sahip olan kuyular için başlangıç aşamasında yapılacak üretim planlaması konusunda fikir verebilecek niteliktedir.

5.3.11. Türkiye sahalarında seçilen kuyular için kuyu merkezi ile mesafeye göre rezervuar basınç değişimi

Türkiye Petrolleri kaynağından seçilen gizlilik ilkesinden dolayı saha ve kuyu isimlerinin sırası ile Y1-6 ve X1-6 olarak değiştirilen kuyu parametrelerinin değeri Tablo 5.16'da verilmiştir.

Tablo 5.16. Türkiye sahalarından seçilen kuyular

Parametre	Saha İsmi					
	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y2
	X1	X2	X3	X4	X5	X6
POR	0,13	0,07	0,10	0,15	0,08	0,05
EHP	44	150	300	557	68	8500
PZT	39,36	65,61	65,61	68,89	72,17	39,36
RP	2985	2645	3240	1820	3835	1960
FFVF	1,064	1,093	1,07	1,0796	1,251	1,0529
FV	8	2,8	7,7	61	0,5	467
TC	0,0000127	0,000012	0,0000163	0,000069	0,0000197	0,000072
RE	1625	3374	2552	1296	3694	3153

X1-X6 kuyuları için sırası ile $t=200,400$, 50 saat üretim zamanı ve $Q=50,400,50$ üretim hızlarından hesaplanmış, kuyu merkezine 817,5 ve 10 ft uzaklıktaki basınç değerleri X1, X2, X3, X4, X5 ve X6 kuyuları için sırasıyla Tablo 5.17 (a), Tablo 5.17 (b), Tablo 5.17 (c), Tablo 5.17 (d), Tablo 5.17 (e) , Tablo 5.17 (f)'de verilmiştir.

Tablo 5.17.(a) X1 Kuyusu basınç değişimi

Kuyu Özellikleri	Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)	Rezervuar Basıncı (psi)
POR=0,13; EHP=44,0; PZT=39,36; RP=2985; FFVF=1,064; FV=8,0; TC=0,0000127; RE=1625;	200	50	817,5	2984,912
			10,0	2980,869
		100	817,5	2984,824
			10,0	2976,737
		150	817,5	2984,736
			10,0	2972,606
		200	817,5	2984,648
			10,0	2968,474
		250	817,5	2984,56
			10,0	2964,343
		300	817,5	2984,472
			10,0	2960,211
		350	817,5	2984,384
			10,0	2956,08
		400	817,5	2984,296
			10,0	2951,948
	400	450	817,5	2984,208
			10,0	2947,817
		50	817,5	2984,015
			10,0	2974,762
		100	817,5	2983,03
			10,0	2964,525
		150	817,5	2982,044
			10,0	2954,287
		200	817,5	2981,059
			10,0	2944,049
		250	817,5	2980,074
			10,0	2933,812
		300	817,5	2979,089
			10,0	2923,574
		350	817,5	2978,104
			10,0	2913,336
		400	817,5	2977,118
			10,0	2903,098
		450	817,5	2976,133
			10,0	2892,861

Tablo 5.17.(b) X2 Kuyusu basınç değişimi

Kuyu Özellikleri	Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)	Rezervuar Basıncı (psi)
POR=0,07; EHP=150; PZT=65,61; RP=2645; FFVF=1,093; FV=2,8; TC=0,000012; RE=3374;	200	50	817,5	2643,644
			10,0	2642,287
		100	817,5	2642,289
			10,0	2639,573
		150	817,5	2640,933
			10,0	2636,86
		200	817,5	2639,577
			10,0	2634,146
		250	817,5	2638,221
			10,0	2631,433
		300	817,5	2636,866
			10,0	2628,72
	400	350	817,5	2635,51
			10,0	2626,006
		400	817,5	2634,155
			10,0	2623,293
		450	817,5	2632,799
			10,0	2620,58
		50	817,5	2642,978
			10,0	2641,553
		100	817,5	2640,956
			10,0	2638,107
		150	817,5	2638,934
			10,0	2634,66
		200	817,5	2636,912
			10,0	2631,214
		250	817,5	2634,889
			10,0	2627,767
		300	817,5	2632,867
			10,0	2624,321
		350	817,5	2630,845
			10,0	2620,874
		400	817,5	2628,823
			10,0	2617,427
		450	817,5	2626,801
			10,0	2613,981

Tablo 5.17.(c) X3 Kuyusu basınç değişimi

Kuyu Özellikleri	Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)	Rezervuar Basıncı (psi)
POR=0,10; EHP=300; PZT=65,61; RP=3240; FFVF=1,07; FV=7,7; TC=0,0000163; RE=2552;	200	50	817,5	3239,216
			10,0	3237,674
		100	817,5	3238,431
			10,0	3235,347
		150	817,5	3237,647
			10,0	3233,021
		200	817,5	3236,863
			10,0	3230,695
		250	817,5	3236,078
			10,0	3228,369
		300	817,5	3235,294
			10,0	3226,042
		350	817,5	3234,51
			10,0	3223,716
		400	817,5	3233,725
			10,0	3221,39
	400	450	817,5	3232,941
			10,0	3219,064
		50	817,5	3238,507
			10,0	3236,747
		100	817,5	3237,014
			10,0	3233,494
		150	817,5	3235,521
			10,0	3230,24
		200	817,5	3234,027
			10,0	3226,988
		250	817,5	3232,534
			10,0	3223,734
		300	817,5	3231,041
			10,0	3220,481
		350	817,5	3229,548
			10,0	3217,228
		400	817,5	3228,054
			10,0	3213,975
		450	817,5	3226,561
			10,0	3210,722

Tablo 5.17.(d) X4 Kuyusu basınç değişimi

Kuyu Özellikleri	Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)	Rezervuar Basıncı (psi)
POR=0,15; EHP=557; PZT=68,89; RP=1820; FFVF=1,0796; FV=61; TC=0,000069; RE=1296;	200	50	817,5	1820
			10,0	1819,962
		100	817,5	1820
			10,0	1819,925
		150	817,5	1820
			10,0	1819,887
		200	817,5	1820
			10,0	1819,849
		250	817,5	1820
			10,0	1819,811
		300	817,5	1820
			10,0	1819,774
	400	350	817,5	1820
			10,0	1819,736
		400	817,5	1820
			10,0	1819,698
		450	817,5	1820
			10,0	1819,661
		50	817,5	1819,999
			10,0	1819,609
		100	817,5	1819,999
			10,0	1819,218
		150	817,5	1819,998
			10,0	1818,827
		200	817,5	1819,997
			10,0	1818,436
		250	817,5	1819,996
			10,0	1818,044
		300	817,5	1819,995
			10,0	1817,653
		350	817,5	1819,995
			10,0	1817,262
		400	817,5	1819,994
			10,0	1816,871
		450	817,5	1819,993
			10,0	1816,48

Tablo 5.17.(e) X5 Kuyusu basınç değişimi

Kuyu Özellikleri	Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)	Rezervuar Basıncı (psi)
POR=0,08; EHP=68; PZT=72,17; RP=3835; FFVF=1,251; FV=0,5; TC=0,0000197; RE=3694;	200	50	817,5	3834,327
			10,0	3833,758
		100	817,5	3833,655
			10,0	3832,516
		150	817,5	3832,982
			10,0	3831,274
		200	817,5	3832,309
			10,0	3830,032
		250	817,5	3831,636
			10,0	3828,79
		300	817,5	3830,964
			10,0	3827,548
		350	817,5	3830,291
			10,0	3826,306
		400	817,5	3829,618
			10,0	3825,064
	400	450	817,5	3828,945
			10,0	3823,823
		50	817,5	3834,047
			10,0	3833,453
		100	817,5	3833,094
			10,0	3831,907
		150	817,5	3832,141
			10,0	3830,36
		200	817,5	3831,188
			10,0	3828,814
		250	817,5	3830,235
			10,0	3827,267
		300	817,5	3829,282
			10,0	3825,72
		350	817,5	3828,329
			10,0	3824,174
		400	817,5	3827,376
			10,0	3822,627
		450	817,5	3826,423
			10,0	3821,081

Tablo 5.17. (f) X6 Kuyusu basınç değişimi

Kuyu Özellikleri	Zaman (Saat)	Üretim Hızı stb/gün	Kuyu Merkezinden Uzaklık (ft)	Rezervuar Basıncı (psi)
POR=0.05; EHP=8500; PZT=39.36; RP=1960; FFVF=1.0529; FV=467; TC=0.000072; RE=3153;	200	50	817,5	1959,866
			10,0	1957,774
		100	817,5	1959,732
			10,0	1955,547
		150	817,5	1959,598
			10,0	1953,321
		200	817,5	1959,464
			10,0	1951,095
		250	817,5	1959,329
			10,0	1948,869
		300	817,5	1959,195
			10,0	1946,642
	400	350	817,5	1959,061
			10,0	1944,416
		400	817,5	1958,927
			10,0	1942,19
		450	817,5	1958,793
			10,0	1939,964
		50	817,5	1959,221
			10,0	1955,453
		100	817,5	1958,442
			10,0	1950,906
		150	817,5	1957,662
			10,0	1946,359
		200	817,5	1956,883
			10,0	1941,812
		250	817,5	1956,104
			10,0	1937,265
		300	817,5	1955,324
			10,0	1932,717
		350	817,5	1954,545
			10,0	1928,17
		400	817,5	1953,766
			10,0	1923,623
		450	817,5	1952,987
			10,0	1919,076

Tablo 5.17 (a), Tablo 5.17 (b), Tablo 5.17 (c), Tablo 5.17 (d), Tablo 5.17 (e) , Tablo 5.17 (f)'de görüleceği gibi seçilen 6 kuyuda t=200,400,200 saat ve Q=50,450,50 stb/gün debilerinde kuyu merkezine 10 ft uzaklıkta hesaplanan basınç değerleri seçilen üretim koşullarında sürekli üretim yapılabileceğini göstermektedir. Bu tablolar yeni üretime alınacak üretim kuyularının planlamasında fikir oluşturmak amacı ile hazırlanmıştır. Daha yüksek üretim hızları ve üretim zamanında kuyu dibi basıncı diğer akış denklemleri ile değerlendirilerek zamana bağlı üretim planlaması yapılabilir.

5.4. İç Akış Performans İlişkisi (IPR) ve Zar Faktörü Etkisinin Hesaba Katıldığı Pseudo-Kararlı Akış Koşullarında Kuyu Merkezine Olan Uzaklık İle Basınç Değişiminin Hesaplanmasında Kullanılacak Bilgisayar Programının Geliştirilmesi

Petrol Üretiminde İç Akış Performans ilişkisi (IPR) eğrisi kuyu dibi basıncı ile kuyu üretim debisi arasındaki ilişkiyi değerlendirmek için önemli bir araçtır. IPR eğrilerine yönelik hesaplamalar oldukça zaman almaktadır. Veri değerlendirmede sonuçlara daha hızlı ulaşmak ve olası hatayı minimize etmek amacı ile bilgisayar destekli hesaplama yapılmaktadır. Bu çalışmada IPR eğrisi hesaplamalarında kullanılan ve rezervuar basınç dağılımı hesaplamaları yapan programla birleştirilmiştir. Programdaki değişken ve simgeleri Tablo 5.18 bilgisayar programı ise Ek.2. Tablo 8.2’de verilmiştir.

Tablo 5.18. Bilgisayar programında kullanılan parametreler

Parametre	Kısaltama	Birimi
Porozite	POR	%
Geçirgenlik	EHP	mD
Üretim zonu kalınlığı	PZT	ft
Rezervuar basıncı	RP	psi
Akışkan formasyon hacim faktörü	FFVF	bbl/stb
Akışkan viskozitesi	FV	cp
Toplam sıkıştırılabilirlik	TC	1/psi
Kuyu merkezine uzaklık	RM	ft
Rezervuar sınır yarıçapı	RE	ft
Kuyu Çapı	WBR	ft
Zaman	t	saat
Zar Faktörü	SF	%
$X = \text{POR} * \text{FV} * \text{TC} * \text{RM}^2 / (0.001056 * \text{EHP} * t)$	X	-
Kuyu merkezine L uzaklığındaki basınç	P	Psi
Transient akış üretkenlik indeksi	JTF	Stb/(gün.psi)
Kararlı akış üretkenlik indeksi	JSS	Stb/(gün.psi)
Pseudo Kararlı akış üretkenlik indeksi	JPSS	Stb/(gün.psi)
RM uzaklıktaki basınç	PRM	psi

5.5. İç Akış Performans İlişkisi (IPR) Ve Zar Faktörü Etkisinin Hesaba Katıldığı Geçici Akış, Kararlı Durum Akışı Ve Pseudo Kararlı Akış Koşullarında Kuyu Merkezine Olan Uzaklık İle Basınç Değişimi

İç akış performans ilişkisi eğrisi ve kuyu merkezine olan mesafe ile basınç dağılımı hesaplamalarında kullanılacak programı için kuyu verileri mevcut üretim kuyularını en iyi temsil edecek şekilde Türkiye Petrolleri A.O kaynağından seçilmiştir

Veri gizliliği ilkesi göz önüne alınarak saha isimleri TS_i, kuyu isimleri TK_i şeklinde kullanılmıştır.

5.5.1. TS₁ sahası için kuyu verileri

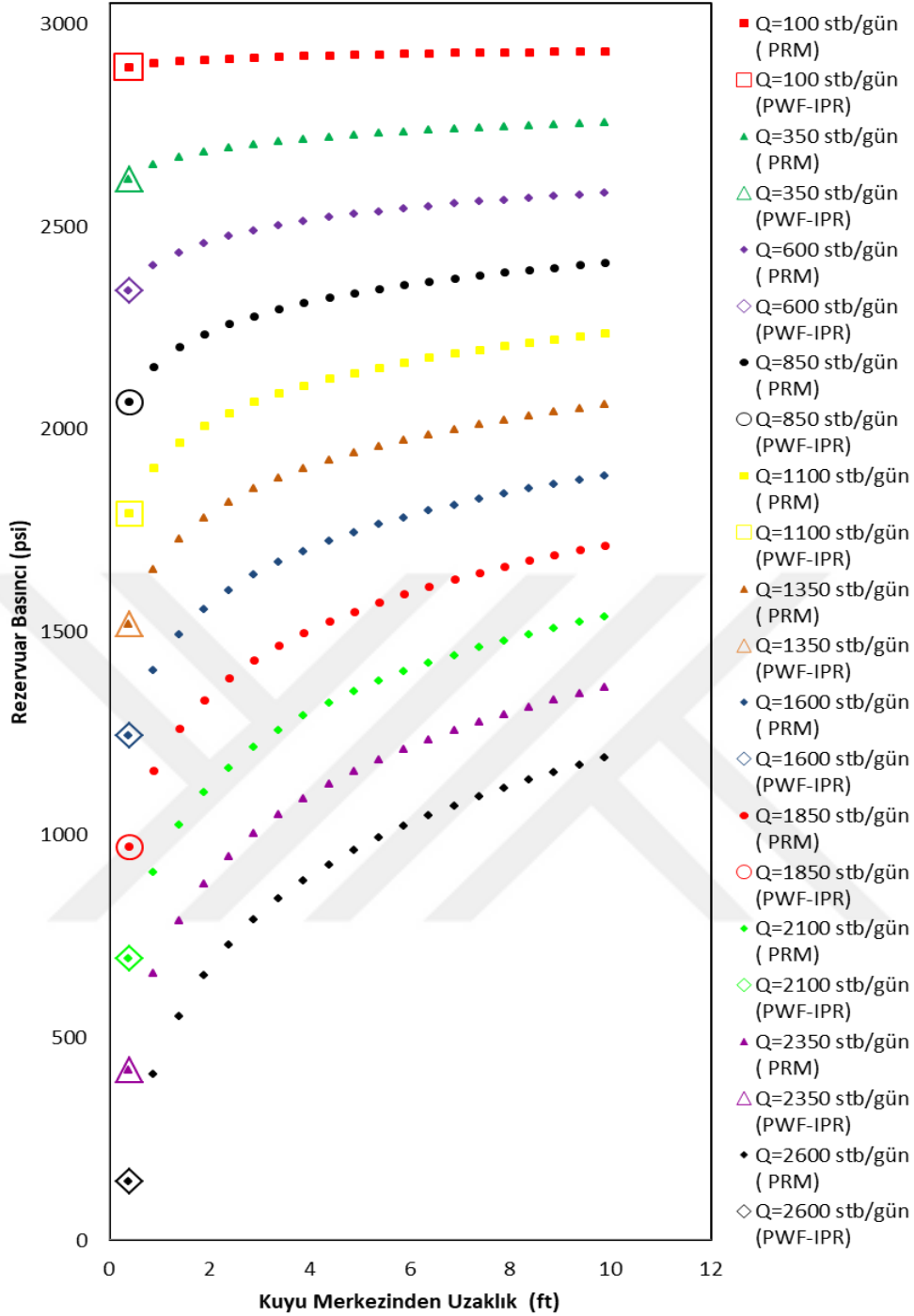
TS₁ sahasında seçilen kuyuların kuyu parametreleri Tablo 5.17’de verilmiştir.

Tablo 5.19. TS₁ sahasında seçilen kuyulara ait veriler

Parametre	TK ₁	TK ₂
Gözeneklilik ($\emptyset$)	0,05	0,09
Geçirgenlik (mD)	15	10
Kalınlık (ft)	164,04	29,52
Rezervuar ortalama basıncı (psia)	3000	3244
Petrol formasyon hacim faktörü Bo (bbl/stb)	1,09	1,0861
Viskozite (cp)	2	2,4
Toplam sıkıştırabilirliği (1/psi)	0,0000105	0,0000077
Rezervuar yarıçapı Re (ft)	2874	4493

5.5.1.1. TS₁-TK₁ kuyusu için değerlendirme

800 saatlik üretim süreci sonunda $Q=100$ stb/gün değerinden başlayarak yapılan hesaplamalarda günlük üretim debisi $Q=Q+250$ olacak şekilde artırılmış geçici akış için elde edilen verilerle çizilen grafik Şekil 5.28’de verilmiştir.



Şekil 5.28. Geçiş akışı için TK₁ kuyusunda üretim debisi Q ve kuyu merkezinden uzaklık ile rezervuar basıncı ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının değişimi

Şekil 5.28’de dolgulu işaretçiler farklı üretim hızlarında rezervuar basıncının kuyu merkezine olan uzaklık ile değişimini, dolgunsuz işaretçiler ise üretkenlik indeksi ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basınçlarını göstermektedir. TS₁-TK₁ kuyusu için 800 saatlik üretim sürecinde üretim debisi Q=100 stb/gün değerinden başlayarak Q=Q+250 artacak şekilde değerlendirildiğinde 2600-2850 stb/gün üretim debisi bölgesinde kuyu dibi basıncı sıfır değerini almaktadır. 250 stb/gün tam sıfır

noktasını belirlemek için uygun olmadığından program 2600-2850 stb/gün aralığında 5 stb/günlük artışla tekrar çalıştırılmıştır. Bu işlem sonucunda (2730 stb/gün, 1.70557 psi) ve (2735 stb/gün, -3.78589 psi) olarak belirlenmiştir. Bu bilgi doğrultusunda program tekrar 2730-2735 stb/gün üretim debisi aralığında 0.1'lik artışlar ile tekrar çalıştırılmış ve kuyu dibi basıncının 0 psi olduğu üretim debisi 2731.6 olarak belirlenmiştir.

5.5.1.2. Zar faktörü (SF) etkisi

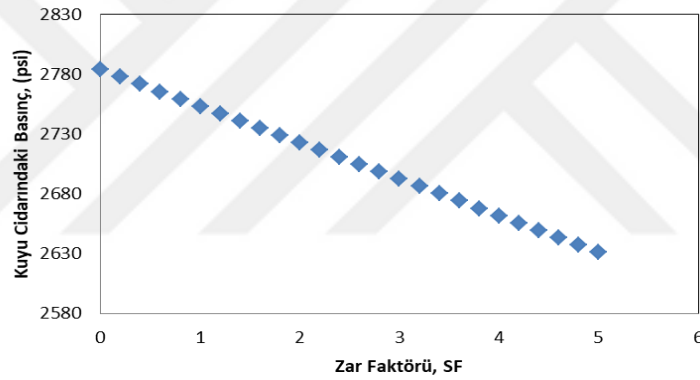
Zar etkisinin hesaba katıldığı ve $X < 0.01$ bölgesinde hesaplanan zar faktörü değerlerinin değişimi Tablo 5.20' de verilmiştir.

Tablo 5.20. $X < 0.01$ bölgesinde zar faktörünün etkisi

Zar Faktörü (SF)	Üretim Zamanı (saat)				
	200	600	1000	1400	1800
	RM=0.4 ft'de (Kuyu Cıdarı) Rezervuar Basıncı				
0	2783,777	2767,023	2759,233	2754,102	2750,27
0,2	2777,677	2760,924	2753,134	2748,003	2744,17
0,4	2771,578	2754,824	2747,034	2741,903	2738,071
0,6	2765,479	2748,725	2740,935	2735,804	2731,971
0,8	2759,379	2742,626	2734,836	2729,705	2725,872
1	2753,28	2736,527	2728,737	2723,605	2719,773
1,2	2747,181	2730,427	2722,637	2717,506	2713,674
1,4	2741,082	2724,328	2716,538	2711,407	2707,574
1,6	2734,982	2718,229	2710,439	2705,307	2701,475
1,8	2728,883	2712,129	2704,339	2699,208	2695,376
2	2722,784	2706,03	2698,24	2693,109	2689,276
2,2	2716,684	2699,931	2692,141	2687,01	2683,177
2,4	2710,585	2693,831	2686,041	2680,91	2677,078
2,6	2704,486	2687,732	2679,942	2674,811	2670,979
2,8	2698,386	2681,633	2673,843	2668,712	2664,879
3	2692,287	2675,533	2667,743	2662,612	2658,78
3,2	2686,188	2669,434	2661,644	2656,513	2652,68
3,4	2680,088	2663,335	2655,545	2650,414	2646,581
3,6	2673,989	2657,236	2649,446	2644,314	2640,482
3,8	2667,89	2651,136	2643,346	2638,215	2634,383
4	2661,791	2645,037	2637,247	2632,116	2628,283
4,2	2655,691	2638,938	2631,148	2626,016	2622,184
4,4	2649,592	2632,838	2625,048	2619,917	2616,085
4,6	2643,493	2626,739	2618,949	2613,818	2609,985
4,8	2637,393	2620,64	2612,85	2607,719	2603,886
5	2631,294	2614,541	2606,75	2601,619	2597,787

Zar faktörünün 0,5,0.2 ve $t=200,1800,400$ saat döngüsünde hesaplanan basınç değerleri üretim zamanına bağlı olarak $RM=0.4$ ft' deki basınç değerlerinde küçükte olsa değişim söz konusudur. Zar etkisinin olmadığı ($SF=0$) duruma kıyasla zar faktörünün $SF=5$ olduğu üretim kuyusunda ($Q=100$; $POR=0,15$; $EHP=40$; $PZT=164,04$; $RP=3000$; $FFVF=1,09$; $FV=13$; $TC=0,0000105$; $RE=2874$; $WBR=0,4$; $RM=0,4$;) basınç 1800 saatlik üretim süresinde 2750,27 psi değerinden 2597,787 psi değerine düşmektedir. 152,483 psi basınç düşüşü gerçekleşmektedir. Yüksek zar faktörü kayaç yüzeylerinde meydana gelen hasarları ve petrol ile akan katı partikül, yüksek viskoziteli petrolün kayaç yüzeyinde giderek kalınlaşan bir tabaka oluşturması ile akış yollarında geçirgenlik düşmesi, sürtünmenin artması gibi etkileri ifade etmektedir.

Şekil 5.29 (a) ve Şekil 5.29 (b)'de sırası ile zar faktörü değerindeki değişim ile kuyu merkezinden 0.4 ft uzaklıktaki rezervuar basınç değerinin değişimi ve zar faktörü değerine bağlı olarak basınç düşüşü değerlerinin değişimi verilmiştir.



(a)



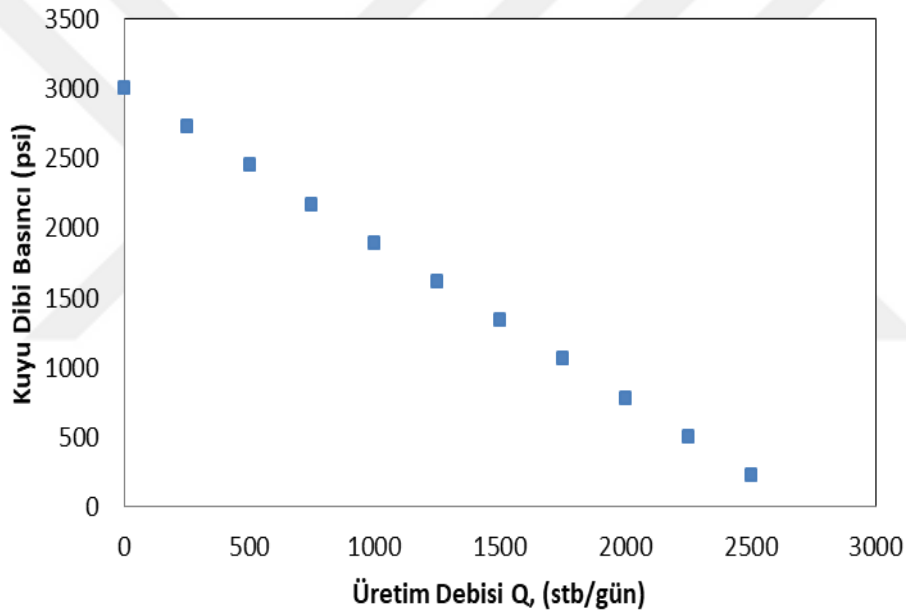
(b)

Şekil 5.29. (a) $P_{wfRM=0.4}$ değerlerinin zar faktörü ile değişimi (b) $\Delta P_{wfRM=0.4}$ değerlerin zar faktörü ile değişimi

Artan zar faktörü ile $RM=0.4$ ft uzaklıktaki kuyu dibi akış basıncı değeri doğrusal olarak azalırken basınç düşüşü değeri doğrusal olarak artmaktadır. Farklı üretim zamanlarında zar faktörü etkisi incelendiğinde aynı eğim ile benzer doğruların elde edileceği Tablo 5.20 den görülebilir. Bu petrolce zengin ve kuyu jeolojik özelliklerinin uygun olduğu durumlarda zamanla basınç düşüşü değerinin yaklaşık sabit kalacağını göstermektedir.

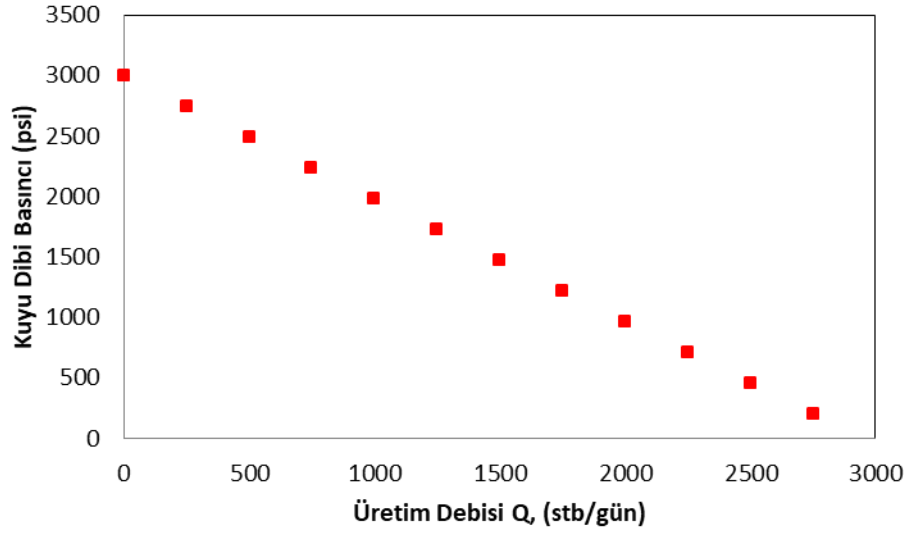
5.5.1.3. Kararlı durum ve Pseudo Kararlı durum akışı için iç akış performans ilişkisi

Kararlı durum ve Pseudo Kararlı durum akışı için üretim debisi ve kuyu dibi basınç ilişkisi tek fazlı akış için sırasıyla Şekil 5.30 ve Şekil 5.31’de verilmiştir.



Şekil 5.30. Kararlı akış durumu için TK₁ kuyusunda iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının üretim debisi ile değişimi

Şekilden görüleceği gibi TS₁-TK₁ kuyusunda ilk 800 saat üretim için 250 stb/gün için yapılan hesaplamalarda basıncın sıfır olduğu nokta doğrudan belirlenememiştir. 0.1’lik artışlar ile program tekrar çalıştırıldığında 2700.6 stb/gün üretim debisinde kuyu dibi basıncı yaklaşık olarak 0 psi olmaktadır.

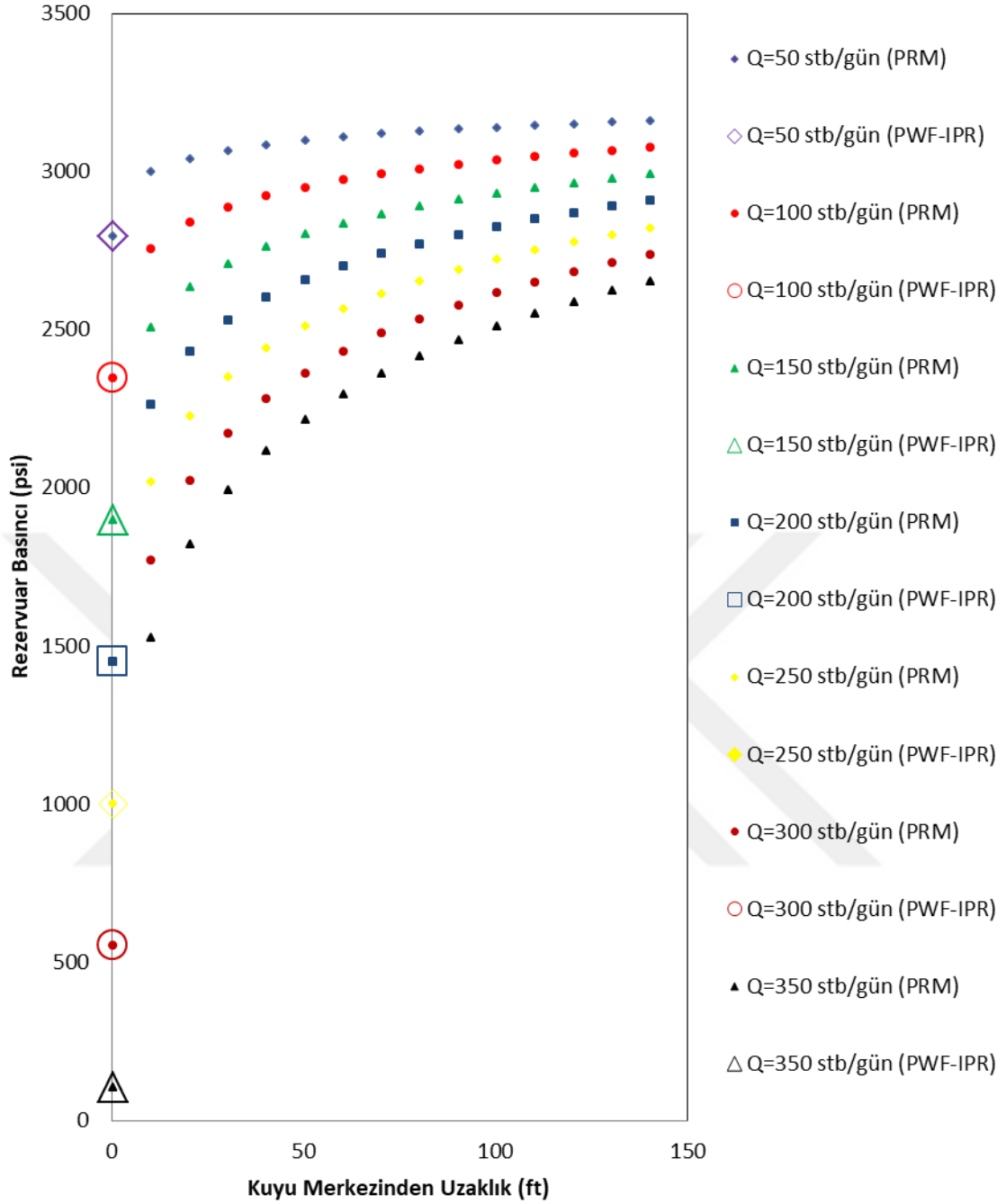


Şekil 5.31. Pseudo kararlı akış durumu için TK₁ kuyusunda iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının üretim debisi ile değişimi

Pseudo Kararlı akış durumunda kuyu dibi basıncının 0 psi olduğu üretim debisi ise 0.1'lik artışlarla yapılan çalışmada 2949.8 stb/gün olarak belirlenmiştir. Bu debi ve kuyu dibi basınç değerleri sürekli üretim için uygun değildir. Grafiklerden geçiş (transient) akış için ilk üretim periyodunda maksimum 1100-1350 stb/gün, kararlı akış durumunda 1350-1380 stb/gün ve pseudo kararlı akış durumunda ise 1400-1650 stb/gün üretim debisinde kuyu dibi basıncı rezervuar sınır basıncının yarısına yaklaştığı görülmektedir. Uzun süreli üretimlerde belli bir kuyu dibi basıncının altına düşmeyecek şekilde günlük üretim debisi seçilmelidir. Kuyu dibi basıncının başlangıç sınır basıncı ile ilişkisi araştırılmalı ve bu anlamda kuyu parametrelerine bağlı olarak sürekli üretim için emniyetli kuyu dibi basıncı belirlenmelidir.

5.5.1.4. TS1-TK2 Kuyusu için değerlendirme

800 saatlik üretim sürecinde $Q=50$ stb/gün değerinden başlayarak günlük üretim debisi $Q=Q+50$ olacak şekilde artırılarak yapılan hesaplamalarda geçiş akışı için elde edilen sonuçlar Şekil 5.32'de verilmiştir.



Şekil 5.32. Geçiş akışı için TK₂ kuyusunda üretim debisi Q ve kuyu merkezinden uzaklık ile rezervuar basıncı ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının değişimi

Şekil 5.32’de dolgulu işaretçiler ile verilen eğriler kuyu merkezinden 140 ft mesafeye kadar basınç dağılımı eğrilerini, büyük dolgusuz işaretçiler ise iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının farklı üretim hızlarından hesaplanan değerini ifade etmektedir. Her iki yöntemle hesaplanan kuyu dibi basıncı aynı değere sahip olduğu dolgusuz işaretçinin içinde olan dolgulu işaretleyiciden anlaşılabilir. Rezervuar basınç dağılımı ve iç akış performans ilişkisinin birlikte

sunulduğu ek.2. Tablo 8.2’de verilen bilgisayar programının doğru sonuç verdiğini göstermektedir. Şekil 5.32’de görüleceği gibi TK₂ kuyusu ilk 800 saat yaklaşık 1 aylık transient akış koşullarında bile maksimum 350-400 stb/gün üretim debisinde üretim yapmak için uygundur. Kuyu dibi basıncı değerleri göz önüne alınırsa IPR hesaplamalarından elde edilen verilere göre kuyu sınır basıncı 3244 psi değerinden 50,100,150,200,250,300,350,400 stb/gün üretim debilerinde sırası 2795.4, 2346.9, 1898.3, 1449.8, 1001.3, 552.7, 104.2 psi değerine düşmektedir. Sürekli üretim yönüyle değerlendirildiğinde kuyu sınır basıncının yarısı emniyetli kuyu dibi basıncı olarak baz alındığında 150-200 stb/gün üretim debisinin ilk üretim periyodunda uygun olacağı, ilerleyen üretim süreçlerinde hesaplamaların yenilenerek üretim planlaması yapılmalı, 150-200 stb/günden daha düşük debilerde üretim yapılarak, sürekli üretimin devam ettirilebileceğini göstermektedir.

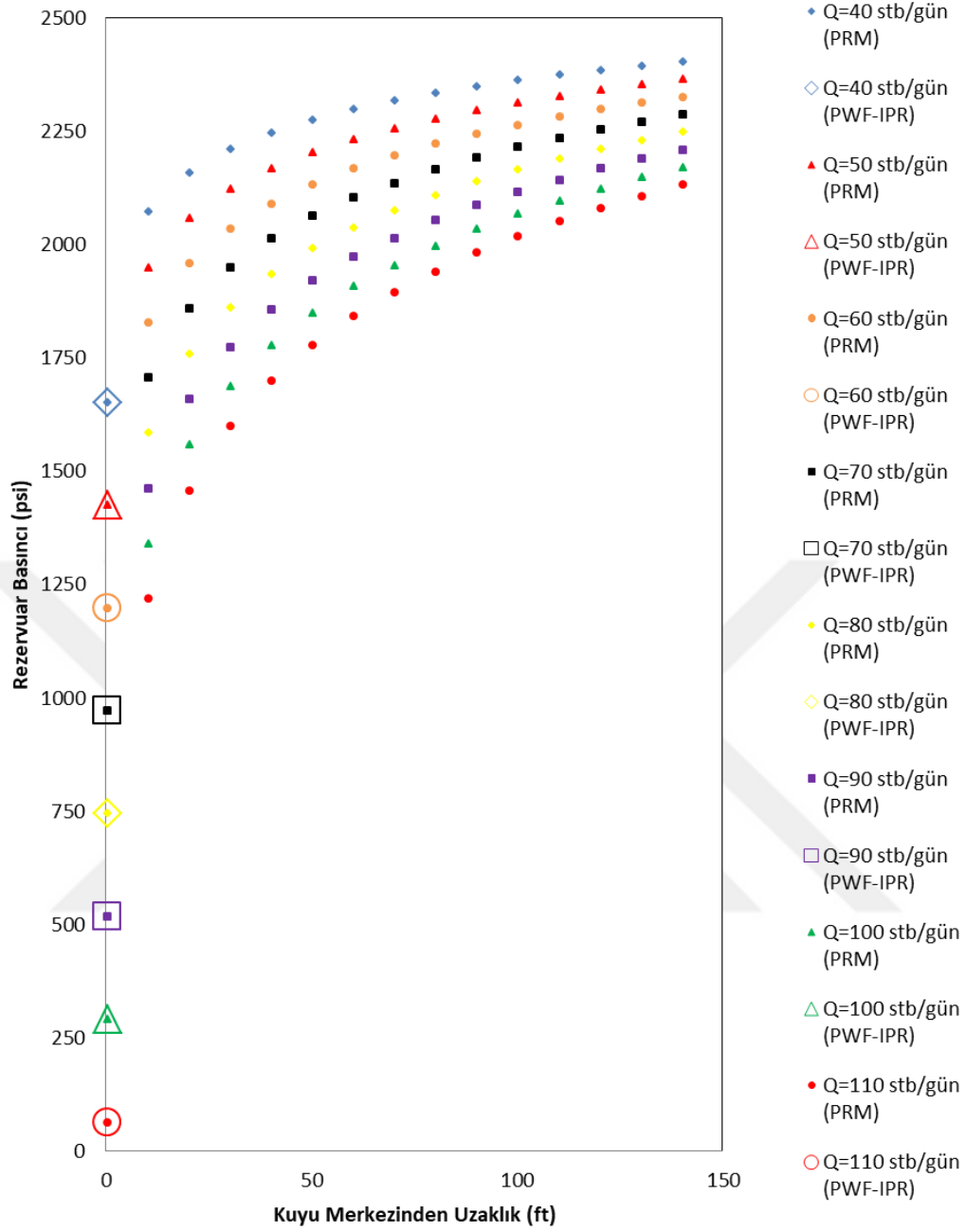
5.5.2. TS₂ sahası için kuyu verileri

TS₂ sahasında seçilen kuyuların kuyu parametre değerleri Tablo 5.21’de verilmiştir.

Tablo 5.21. TS₂ Sahasında seçilen kuyulara ait parametrelerin aritmetik ortalama değerleri

Parametre	TS ₂
Gözeneklilik (Ø)	0,122
Geçirgenlik (mD)	76,87
Kalınlık (ft)	67,25
Rezervuar ortalama basıncı (psia)	2556,87
Petrol formasyon hacim faktörü Bo (bbl/stb)	1,072
Viskozite (cp)	109,98
Toplam sıkıştırabilirliği (1/psi)	0,000013
Rezervuar yarıçapı Re (ft)	3378,62

TS₂ Sahası kuyu parametreleri ortalama değerlerinde yapılan hesaplamaların sonuçları Şekil 5.33’de verilmiştir.



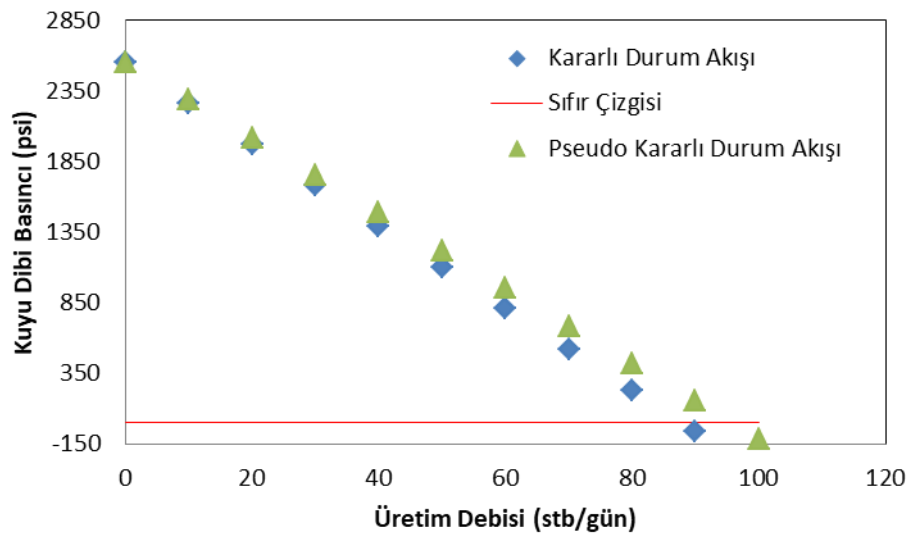
Şekil 5.33. Geçici akışı rejimi TS₂ kuyularının aritmetik ortalama değerleri için üretim debisi Q ve kuyu merkezinden uzaklık ile rezervuar basıncı ve iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının değişimi

Şekil 5.33’de dolgulu işaretçiler ile verilen eğriler kuyu merkezinden 140 ft mesafeye kadar basınç dağılımı eğrilerini, büyük dolgusuz işaretçiler ise iç akış performans ilişkisinden hesaplanan kuyu dibi basıncının farklı üretim hızlarından hesaplanan değerini ifade etmektedir. TS₂ sahasında bulunan kuyu parametrelerinin aritmetik ortalama değerleri ile yapılan hesaplamada geçici (transient) akış için ulaşılabilecek maksimum üretim debisi 110-120 stb/gün aralığı olarak belirlenmiştir. 120 stb/gün değerinde kuyu dibi basıncının negatif değer alması kuyu dibi basıncının

800 saatlik üretim periyodunun sonunda 110-120 stb/gün üretim debisi aralığında sıfır değerini alacağını göstermektedir. Tam sıfır değerini belirlemek amacı ile üretim debisi 110-120 stb/gün aralığında 1 stb/gün artırılarak program yeniden işletilmiş ve bu aralığın 112-113 stb/güne düşürülmüştür. Program 112-113 aralığında 0.01 artışlarla program yeniden çalıştırılarak 112.8 değerinde sıfıra karşılık geldiği belirlenmiştir. Bu değer maksimum üretim debisinin 112.8 den büyük seçilemeyeceğini, seçildiği takdirde kesikli üretimin yapılabileceğini ifade etmektedir.

Şekil 5.33 incelendiğinde 2256.87 psi olan sınır basıncının kuyu dibinde yarı basınca düştüğü debi yaklaşık olarak 50-60 stb/gün değerine karşılık gelmektedir. İlk üretim periyodunda kararlı kuyu dibi basıncı ve sürekli üretim için uygun debiler 50-60 stb/gün olarak alınabilir. Çünkü başlangıçta petrol akışı kuyu deliğine yakın konumlardan gerçekleşmektedir. Sonraki akış uzak mesafedeki petrolün kuyu ağzına akışının oluşturduğu itici güç sayesinde devam etmektedir. İlerleyen üretim süreçlerinde hesaplamaların yenilenerek üretim planlaması yapılmalı ve sürekli çalışabilecek üretim debisi seçilmelidir.

Kararlı akış ve pseudo kararlı akış için üretim debisine bağlı olarak iç akış performans ilişkisinden belirlenen kuyu dibi basıncı değerlerinin değişimi Şekil 5.34'ta verilmiştir.



Şekil 5.34. Kararlı durum ve pseudo kararlı durum akışı için üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimi

Şekil 5.34'te görüldüğü gibi kararlı durum akışında 80-90 stb/gün bölgesinde, pseudo kararlı akış durumunda ise 90-100 stb/gün aralığında kuyu dibi basıncı sıfırın

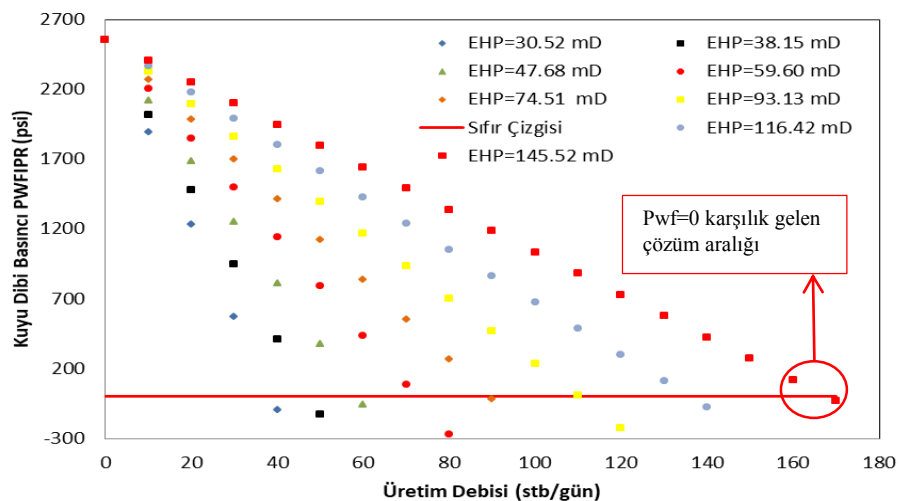
altına düşmektedir. Pratikte negatif basınç mümkün değildir. Sıfır çizgisi olarak çizilen kırmızı hattın üst bölgesindeki üretim debileri üretim için uygunken, kırmızı çizginin altındaki değerlerin teorik olarak bir önemi sadece kuyu dibi basıncının hangi aralıkta sıfıra yaklaştığını belirlemeye yardımcı olmasından kaynaklanmaktadır. Kararlı durum akış koşullarında program 80-90 stb/gün aralığında 0.1 artışlarla çalıştırılarak kuyu dibi basıncının sıfır olduğu debi 87.9 stb/gün, pseudo kararlı akış durumunda ise bu değer 95.8 stb/gün olarak belirlenmiştir. Bu değerler kritik üretim debilerine karşılık gelmektedir çünkü gerçekte emniyetli çalışma amacıyla ulaşılacak maksimum debiye göre kuyu kararlılığı için kısıtlama yapılmaktadır.

5.6. Tek Fazlı Akış İçin İç Akış Performans İlişkisi İle Belirlenen Üretim Debisi Kuyu Dibi Basıncına Çeşitli Kuyu Parametrelerinin Etkisi

IPR' ye etki edebilecek parametreler üretkenlik indeksi matematiksel ifadesinde bulunan her bir parametrenin bireysel etkisini belirlemek amacı ile TS₂ saha verilerinin aritmetik ortalama değerleri baz alınarak seçilen parametrenin etkisi belli bir aralıkta belli bir yüzde ile artırılarak belirlenmiştir.

5.6.1. Geçirgenlik etkisi

Geçirgenlik etkisi geçici akış koşullarında TS₂ saha verilerinin aritmetik ortalama değerleri kullanılarak, geçirgenlik değeri 30.52 mD değerinden geçirgenlik %25 ($EHP=EHP+EHP*0.25$) artırılarak 145.52 mD değerine kadar $t=800$ saat üretim süresi için belirlenmiştir. Yapılan hesaplama sonuçları Şekil 5.35'te verilmiştir.



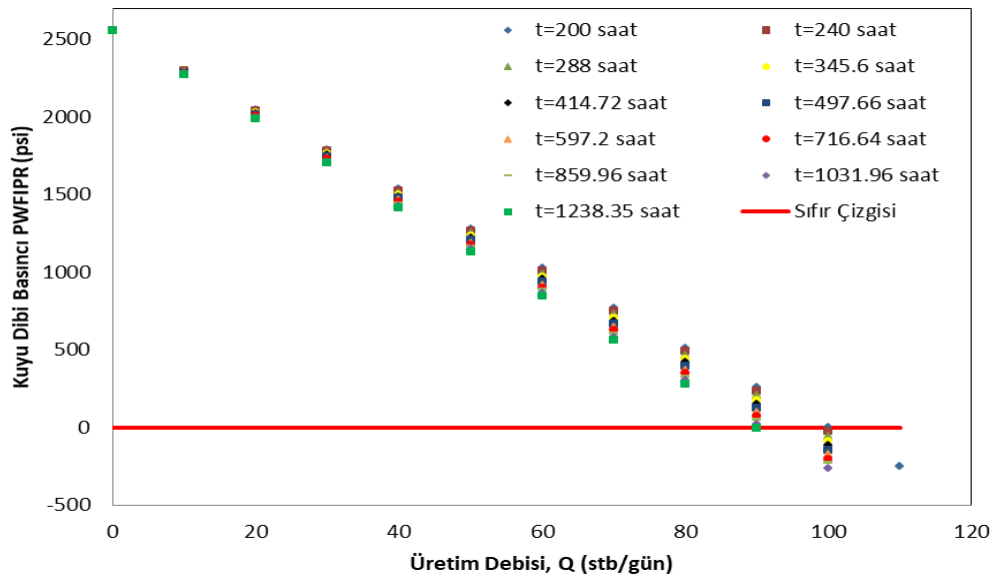
Şekil 5.35. Transient akış durumunda üretim debisi ile kuyu dibi basınç değişimine geçirgenlik etkisi

Şekil 5.35’de görüleceği gibi yapılan hesaplamalarda doğrudan kuyu dibi basıncının sıfır olduğu değere karşılık gelen üretim debisini tahmin etmek mümkün değildir. Teorik olarak negatif basınç anlamsız olsada kuyu dibi basıncı belli bir üretim debisinde negatif değer almaktadır. Pwf değerinin sıfır olduğu debi son iki üretim debisi (son pozitif değer ve ilk negatif değer) arasında olduğundan dolayı grafiklerde y eksenini ilk negatif değeri kapsayacak şekilde ölçeklendirilmiştir.

30.52-145.52 mD geçirgenlik aralığında % 25’lik artışlarla yapılan hesaplamalardan görüleceği gibi geçirgenlik kuyu dibi basınç değerinde oldukça büyük etkiye sahiptir. 30.52 mD değerinde kuyu dibi basıncı 30-40 stb/gün aralığında kırmızı hat ile verilen sıfır değerinin altına düşerken, 145.52 mD değerinde geçirgenlik dışında aynı parametrelere sahip olan kuyuda kuyu dibi basıncı 160-170 stb/gün aralığında sıfıra yaklaşmaktadır. Üretim debisi ve petrol ekonomisi göz önüne alındığında artan geçirgenlik yerinde petrol olması koşulu ile üretim verimini artırmaktadır. Düşük geçirgenlik değerine sahip olan kuyularda benzer teorik hesaplamalar yapılarak hidrolik çatlatma gibi işlemlerin uygulanmasının fizibil olup olmayacağı öngörülebilir.

5.6.2. Üretim süresinin etkisi

Üretim zamanının kuyu dibi basıncına etkisi $t=200$ saat den $t=t+t*0.20$ şeklinde artırılarak TS₂ saha parametrelerinin aritmetik ortalama değerleri için yapılan hesaplamalar Şekil 5.36’da verilmiştir.

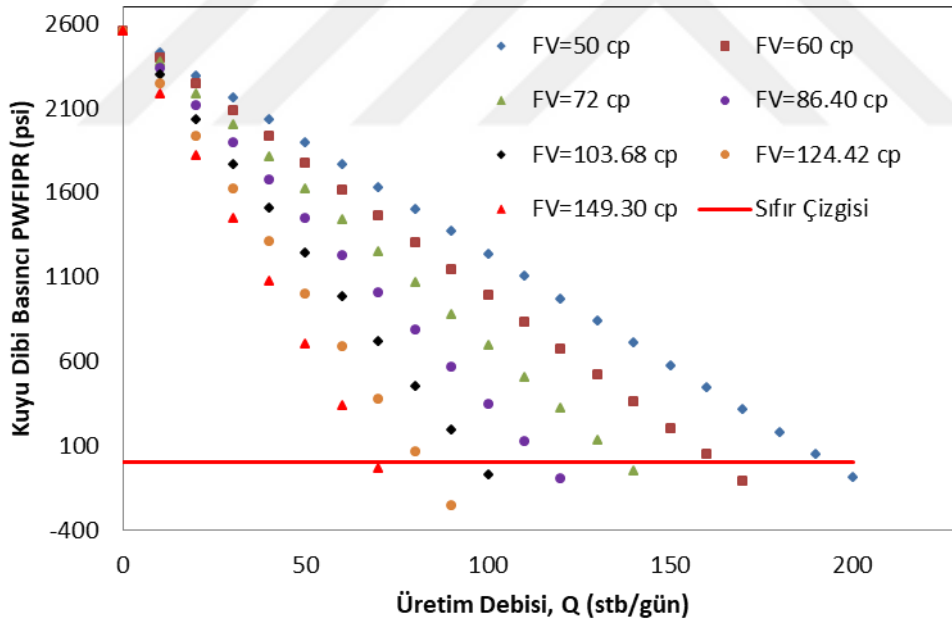


Şekil 5.36. Üretim zamanının üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimine etkisi

200 saatlik üretimde 100-110 stb/gün üretim debisi aralığında kuyu dibi basıncı sıfıra yaklaşırken, 1238.35 saatlik üretimden sonra kuyu dibi basıncı 80-90 stb/gün aralığında sıfıra yaklaşmaktadır. Bu değerler arasındaki diğer üretim zamanları içinde benzer bir trendle azalma görülmektedir. Üretim zamanı arttıkça kuyu merkezinden daha uzaktaki petrolün kuyu ağzına doğru akmasında kayaç yüzeyleri ile etkileşim ve sürtünmeden dolayı daha fazla enerji kaybetmektedir. Buda zaman ilerledikçe petrolün kuyu dibine akış hızını düşürmektedir. Ayrıca petrol ile taşınan katılar mesafedeki artış ve hızdaki düşme ile katı birikimine ve geçirgenliğin azalmasına sebep olmaktadır. Bu sebepler zaman ilerledikçe kuyu dibi basıncını azaltmakta, azalan kuyu dibi basıncı da daha düşük üretim debilerinde çalışmaya sebep olmaktadır.

5.6.3. Viskozitenin etkisi

Viskozitenin kuyu dibi basıncına etkisi $FV=50$ cp dan $FV=FV+FV*0.20$ şeklinde artırılarak TS₂ saha parametrelerinin aritmetik ortalama değerleri için 800 saatlik üretim süresinde belirlenmiş ve Şekil 5.37’de verilmiştir.



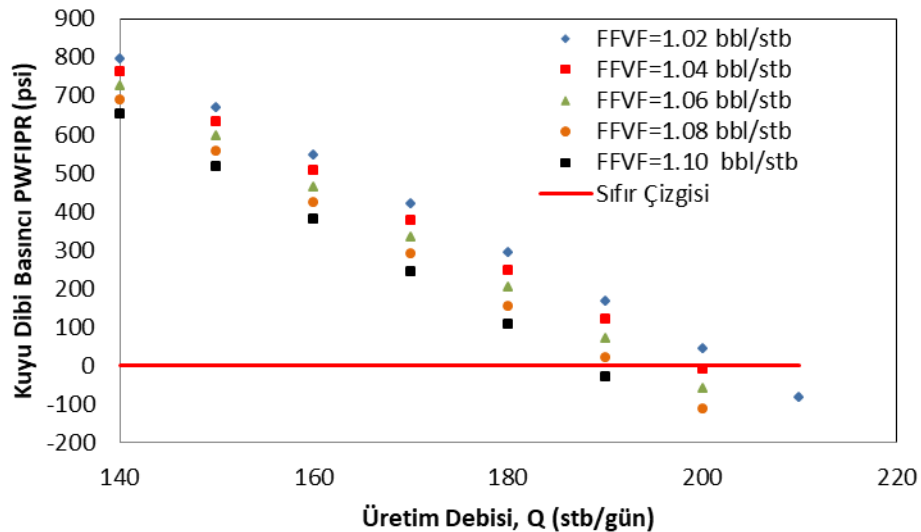
Şekil 5.37. Viskozitenin üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimine etkisi

Geçirgenlik değerlerinde olduğu gibi viskozite değerinde üretim debisi ile kuyu dibi basıncına etki eden önemli parametrelerden biridir. Viskozite değerleri 50,60,72,86.4,103.68,124.42,149.30 cp değerlerinde kuyu dibi basıncının sıfıra

yaklaştığı üretim debisi aralığı şeklindeki kırmızı sıfır çizgisinden de görüleceği gibi sırasıyla 190-200, 160-170, 130-140, 110-120, 90-110, 80-90, 60-70 stb/gün olarak belirlenmiştir. Viskozitedeki artışla birlikte akmaya karşı oluşan direnç artmakta ve yüksek viskozite değerlerinde kuyu dibine doğru akış yavaşlamaktadır. Buda daha düşük üretim debilerinde üretim yapmaya sebep olmaktadır. Çeşitli viskozite düşürücü sıvılar enjekte edilerek, yada viskozite direncini yenecek şekilde gaz enjeksiyonu yüksek viskoziteli ham petrol içeren kuyularda faydalı olabilir. Yerinde ham petrol bulunması koşulu ile, debi artışı, kuyu dibi basıncı ve ekonomik değerlendirilmede viskoziteyi düşürmek için yapılacak işlemin fizibil olup olmadığını öngörmek benzer hesaplamalar ile mümkün olmaktadır. Birincil üretimi takiben yerinde kalan petrolün ekonomiye kazandırılması amacı ile yapılacak operasyonlarda fayda/maliyet analizinin öncelikli olarak teorik olarak yapılması gerekmektedir.

5.6.4. Formasyon hacim faktörü (FFVF) etkisi

Formasyon Hacim Faktörünün kuyu dibi basıncına etkisi $FFVF=1.0205$ den $FFVF= FFVF + FFVF *0.02$ şeklinde artırılarak TS₂ saha parametrelerinin aritmetik ortalama değerleri ve viskozite değeri 50 cp alınarak 800 saatlik üretim süresinde belirlenmiş ve Şekil 5.38’te verilmiştir.



Şekil 5.38. Formasyon hacim faktörünün üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimine etkisi

Formasyon hacim faktörü rezervuar basınç ve sıcaklığında petrolün hacminin stok tank koşullardaki petrolün hacmine oranı olarak ifade edilmektedir. TS₂ sahasında

formasyon hacim faktörü alt ve üst değerleri sırası ile 1.0205 ile 1.107 aralığında kuyudan kuyuya farklılık göstermektedir. Bu değerler birbirine çok yakındır. Bu aralıklarda % 2'lik artışla yapılan hesaplamada 1.02,1.04,1.06,1.08,1.10 rbbl/stb değerleri için kullanılabilir en yüksek üretim debisi değerleri sırası ile 200,190,190,190,180 stb/gün olarak belirlenmiştir. Daha yüksek debi değerlerinde basınç kırmızı hat ile verilen sıfır basınca yaklaşmaktadır. Rezervuar basıncına bağlı olarak zamanla hidrokarbon hacminde genleşme olabilir. Buda formasyon hacim faktörünün değişmesine sebep olmaktadır. Formasyon hacim faktörü değerlerinde çok büyük değişiklik olmasa bile belli bir debide kuyu dibi basıncına etkisi büyük olabilmektedir. 1.02, 1.04,1.06,1.08,1.10 rbbl/stb değerleri için 180 stb/gün üretim debisinde kuyu dibi basınçları sırası ile 293.25,247.98,201.8,154.7,106.66 psi olarak belirlenmiştir 1.02'den 1.1 değerine yükselen formasyon hacim faktörü kuyu dibi basıncında $293.25-106.66=186.59$ psi düşüşe sebep olmaktadır. Bu değerde formasyon hacim faktörünün kuyu dibi basıncını etkileyen önemli bir parametre olduğunu ortaya koymaktadır.

Tüm parametreler etkilerini birlikte değerlendirmek amacı ile hazırlanan değerlendirme Tablo 5.22' de verilmektedir.

Tablo 5.22 Tek Fazlı Akış İçin İç Akış Performans İlişkisi İle Belirlenen Üretim Debisi Kuyu Dibi Basıncına Kuyu Parametrelerinin Etkisinin değerlendirilmesi

Parametre	Hesaplama aralığı	Üretim debisi	Basınç Değişimi
Geçirgenlik	30,52-145,52 mD	30 stb/gün	2100,22-569,48=1530,74 psi
Üretim zamanı	200-1238,35 saat	30 stb/gün	1702,13-1790,22=-80,09 psi
Petrol viskozitesi	50-149,30 cp	30 stb/gün	1445,25-2160,56=-715.31 psi
Formasyon Hacim Faktörü	1,02-1,10 bbl/stb	30 stb/gün	2148,50-2179,60=-31,10 psi

Tablo 5.22 de geçirgenlik artarken kuyu dibi basıncının arttığı, üretim zamanı, petrol viskozitesi ve formasyon hacim faktöründeki artışla kuyu dibi basıncının azaldığı görülmektedir. Üretim zamanına etki etmek mümkün değildir. Petrol viskozitesi, geçirgenlik ve formasyon hacim faktörü değerleri kuyu dibi basıncını yüksek tutmak için çeşitli yöntemler ile iyileştirilebilir. Geçirgenlik değerindeki yaklaşık 115 mD artış kuyu üretkenliğini diğer parametrelere göre daha yüksek oranda etkilemektedir. Bu değer ilerleyen üretim zamanlarında yerinde petrol bulunması koşulu ile hidrolik çatlatma

operasyonu ile geçirgenliğin artırılmasının faydalı olabileceği konusunda fikir vermektedir. Petrol viskozitesinde 100 cp değişim 715 birimlik bir azalmaya sebep olmuştur. Rafineri anlamında sorun olmayacak, yine kimyasal olarak formasyon zararları ve sistem korozyonu gibi sorunlara sebep olmayacak viskoziteyi düşürecek viskozite ajanları enjekte edilebilir. Sıcaklık viskozite ilişkisinden hareketle maliyetler hesaplanarak faydalı olması teorik olarak mümkünse, buhar enjeksiyonu yapılarak artan sıcaklık ile viskozite düşürülebilir. Kuyu derinliği ve mevcut rezervuar sıcaklığı buhar enjeksiyonu yönünden uygunsa yüksek sıcaklıkta buhar yüksek viskoziteli petrol teması viskoziteyi düşürüp kuyu üretkenliğini artırabilir. Ancak buhar enjeksiyonunda kullanılan buhar hacmine bağlı olarak zamanla kuyu ağzına petrolle birlikte su akışı gerçekleşebilir. Formasyon hacim faktörü yönünde değerlendirildiğinde yaklaşık 0.10 bbl/stb değişim basıncın yaklaşık 30 psi azalmasına sebep olmaktadır. Sistem boyunca basınç düşüşüne sebep olan parametreler iyileştirilerek, örneğin kuyu merkezine yakın noktalarda asit ile iyileştirme, boru hatlarındaki sürtünme faktörlerinin düşük tutulması, üretim debisinin kabarcıklanma noktası basıncına karşılık gelen üretim debisinin altında tutulması tek fazlı sıvı petrol rezervuarlarında daha düşük petrol formasyon hacim faktörlerinde çalışmaya olanak sağlayabilir. Ancak bu parametreleri sadece bireysel etki yönünden değerlendirmek yeterli olmayabilir. Örneğin formasyon hacim faktörü değeri büyüdükçe kuyu dibi basıncı düşse de, bu parametreye etki eden oluşan gaz viskozite yönünden değerlendirildiğinde petrol viskozitesi düşecek ve kuyu üretkenliği artacaktır. İncelenen parametrelerin salt etkisinden çok birleşik etkişinin çok yönlü değerlendirilmesi üretim planlaması bakımından daha faydalıdır.

5.7. Vogel ve Genelleştirilmiş Vogel Ampirik Modellerinden İç Akış Performans İlişkisi İçin Bilgisayar Destekli Hesaplama

Literatürde çok sayıda ampirik denklem yardımı ile kuyu dibi basıncı ve üretim debisi hesaplamaları yapılmaktadır. Vogel (Ahmed, 2018) ve Genelleştirilmiş Vogel denklemleri kabarcıklenme noktası basıncının üzerindeki basınçlar ve kısmi iki fazlı akış için kullanılmaktadır. Bu denklemleri kullanarak hesaplama yapacak bilgisayar programı geliştirilmiş ve ek.3 Tablo 8.3’de verilmiştir.

5.7.1. TS₂-TK₃ kuyu parametreleri kullanılarak vogel ve genelleştirilmiş vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar

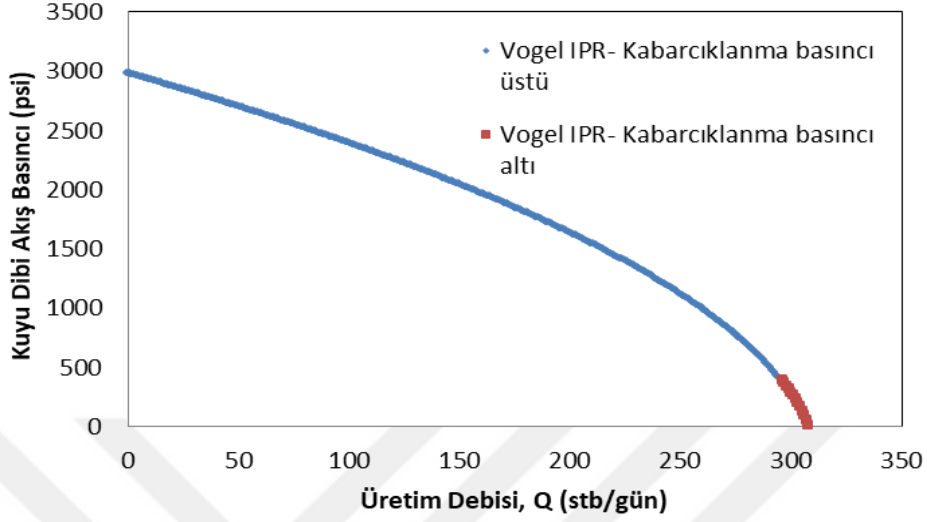
TK₃ nolu kuyunun özellikleri aşağıda Tablo 5.23’de verilmiştir.

Tablo 5.23. TS₂-TK₃ Rezervuar parametreleri

Parametre	Değer
POR:Gözeneklilik	%13
EHP:Geçirgenlik	44 mD
PZT:Rezervuar kalınlığı	39,3699 ft
BPPV:Rezervuar Ortalama Basıncı	2985 psia
BPPGV:Kabarcıklenme Noktası Basıncı	400 psia
FFVF:Formasyon Hacim Faktörü	1,064 bbl/stb
FV:Viskozite	8 cp
TC:Toplam sıkıştırılabilirlik	0,0000127 1/psi
RE:Rezervuar sınır yarıçapı	1625 ft
WBR:Kuyu yarıçapı	0,328 ft
SF:Zar Faktörü	0

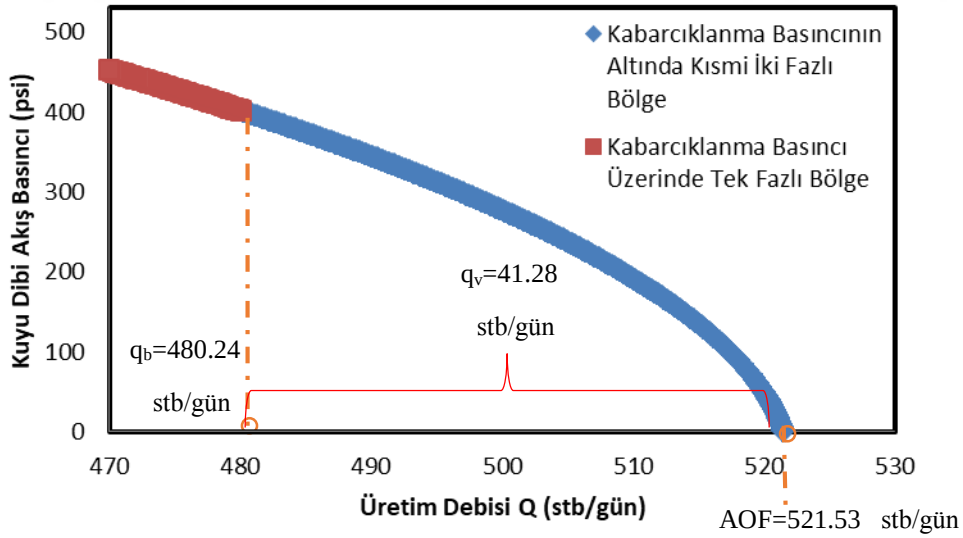
Tablo 5.23’den görüleceği gibi rezervuar basıncı kabarcıklenme basıncından oldukça yüksektir.

Kabarcıklanma noktası basıncının üzerinde doygun rezervuar için Vogel denkleminde belirlenen üretim debisi-kuyu dibi basıncı ilişkisi Şekil 5.39'da verilmiştir



Şekil 5.39. Vogel denkleminde belirlenen üretim debisi- kuyu dibi basıncı ilişkisi

Aynı kuyu için kabarcıklanma noktası basıncının altında kısmi iki fazlı rezervuar için belirlenen genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi Şekil 5.40'ta verilmiştir.



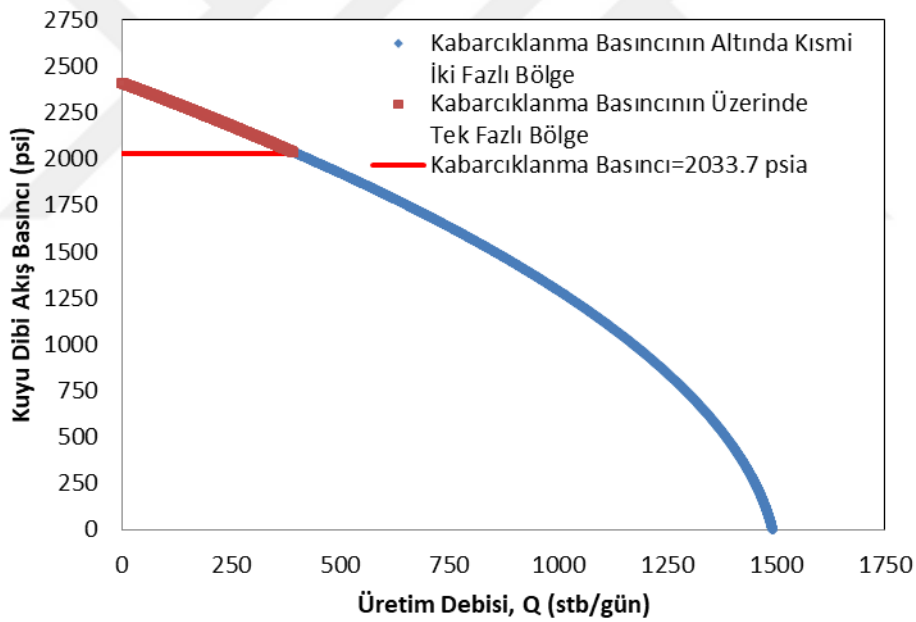
Şekil 5.40. kabarcıklanma noktası basıncının altında kısmi iki fazlı rezervuar için belirlenen genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi

Şekil 40'dan görüleceği gibi maksimum akış basıncı q_{max} , q_v ve q_b değerleri sırası ile $q_{max} = 521.53$ stb/gün, $q_v = 41.28$ stb/gün ve $q_b = 480.24$ stb/gün olarak belirlenmiştir. $P_b = 400$ psia olarak Tablo 5.23'de verilmiştir. Bilgisayar programı üretim mühendisliği ve rezervuar mühendisliği örnekleri ile test edilmiş ve doğru sonuç verdiği

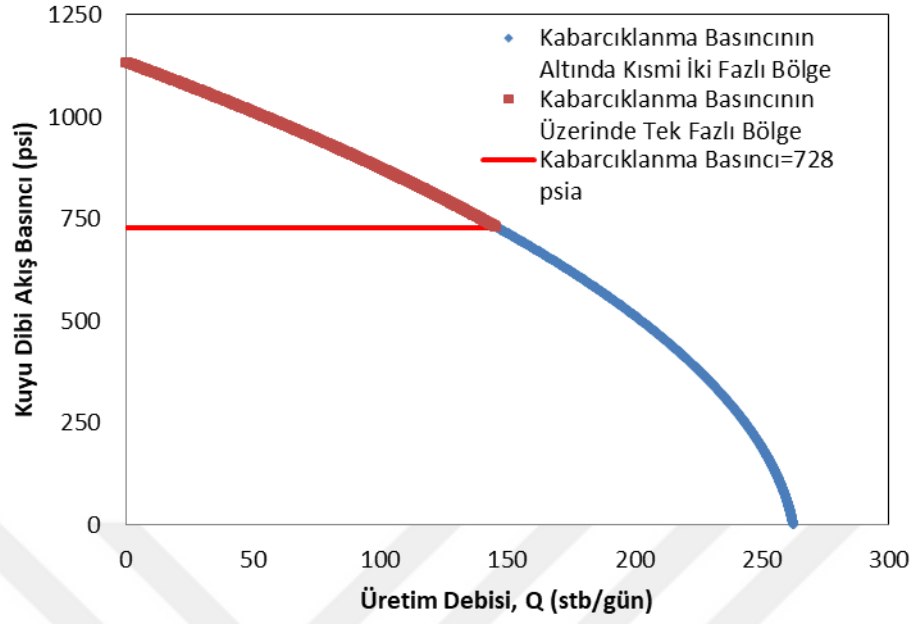
gözlemlenmiştir. Şekil 5.40'da ki eğrinin bordo renkli bölge kabarcıklanma noktası basıncı üzerinde tek fazlı akışı, mavi bölge ise kısmi iki fazlı akışı göstermektedir. q_v kısmi iki fazlı bölgede üretim yapılabilecek debi aralığını ifade ederken, q_b kabarcıklanma noktası basıncına karşılık gelen üretim debisini, AOF değeri ise üretim yapılabilecek maksimum üretim debisi değerini göstermektedir.

5.7.2. Kabarcıklanma basıncı ve rezervuar basıncı yakın olan kuyu parametreleri kullanılarak vogel ve genelleştirilmiş vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar

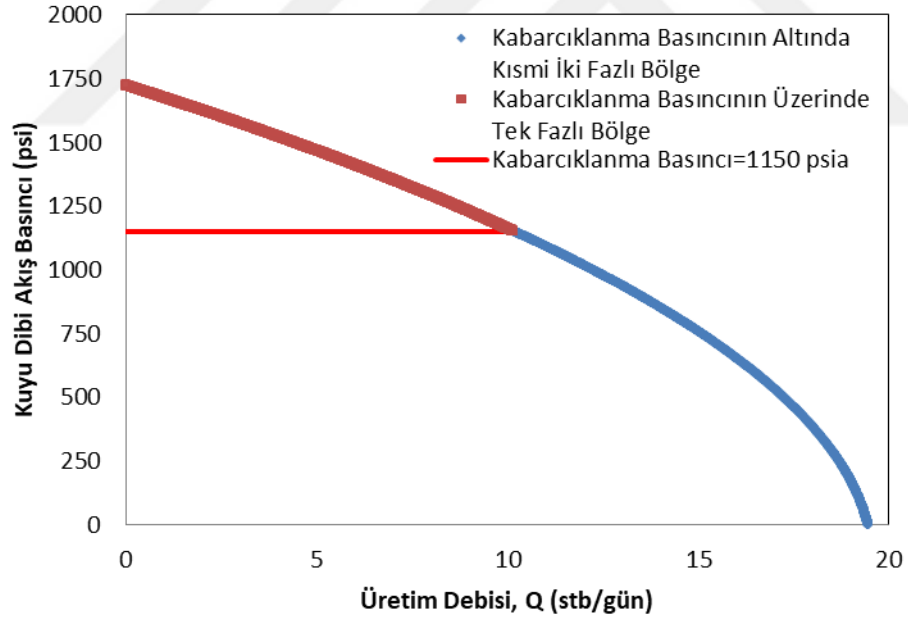
Kabarcıklanma basıncı rezervuar basıncı değerine yakın olan 4 adet kuyu seçilmiştir. Bu kuyular TPAO kaynağından seçilen sahalar ve KB₁, KB₂, KB₃ ve KB₄ olarak isimlendirilen kuyularda kabarcıklanma basıncı baz alınarak tek fazlı ve kısmi iki fazlı bölgede kuyu dibi basıncı ile üretim hızı ilişkisi sırasıyla Şekil 5.41-44' de verilmiştir.



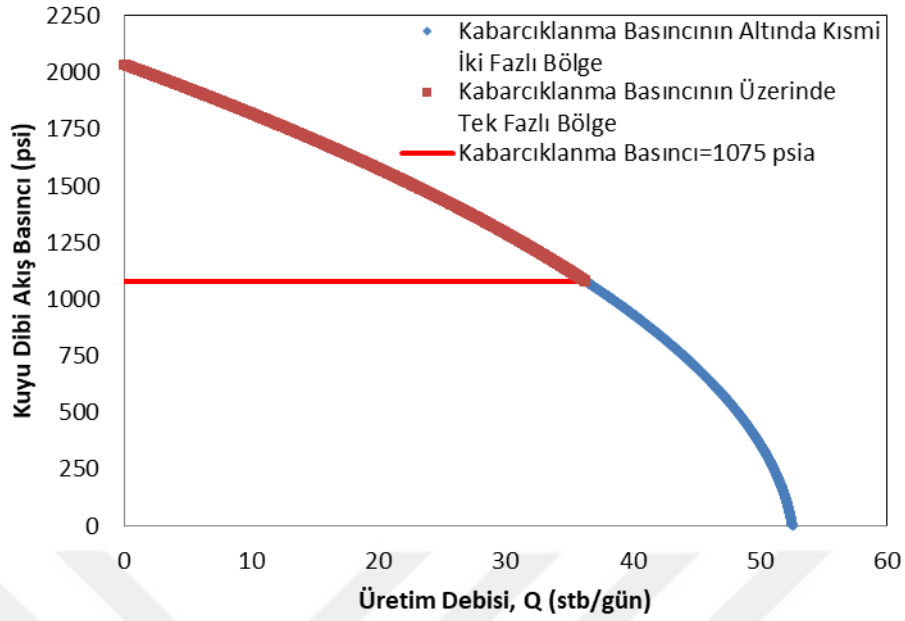
Şekil 5.41. KB₁ kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi



Şekil 5.42. KB₂ kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi



Şekil 5.43. KB₃ kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi



Şekil 5.44. KB₄ kuyusu için genelleştirilmiş Vogel IPR eğrisi

Farklı kabarcıkıkanma basıncına sahip olan kuyu parametreleri ile hesaplanan q_{max} , q_v ve q_b değerleri Tablo 5.24’de verilmiştir

Kabarcıkıkanma noktası basıncı üzerindeki tek fazlı akış ve kabarcıkıkanma noktası basıncı altındaki kısmi iki fazlı bölge için genelleştirilmiş Vogel eşitliği ile hesaplanan kabarcıkıkanma basıncına karşılık gelen üretim debisi (q_b) değerinin altındaki üretim hızlarında kuyu dibi basıncı kabarcıkıkanma basıncından daha yüksek olacağı için rezervuarda kısmi gazlaşma söz konusu olmayacaktır. Uygun üretim hızlarında kuyu başı basınç değeride kabarcıkıkanma basıncından yüksek tutulabilirse tubing boyunca da gazlaşma olmayacaktır. Yüksek üretim debileri gerek rezervuar boyunca gerekse üretim hattı boyunca basınç değerinin kabarcıkıkanma basıncının altına düşmesi ile kısmi gazlaşma olmakta ve daha yüksek basınç düşüşlerinde gaz petrol oranı GOR değerinde büyüme olmaktadır. Amacın gaz üretimi olmadığı sıvı petrol kuyularında olası gazlaşma çeşitli sorunlara sebep olacağından dolayı istenmeyen bir durumdur. Sıvı petrol üretiminde üretim debisi değeri q_b debisinden küçük tutularak tek fazlı üretim gerçekleştirilebilir.

Tablo 5.24. Farklı Kabarcıklanma Basıncına Sahip Kuyular İçin Belirlenen Genelleştirilmiş Vogel Hesaplamaları

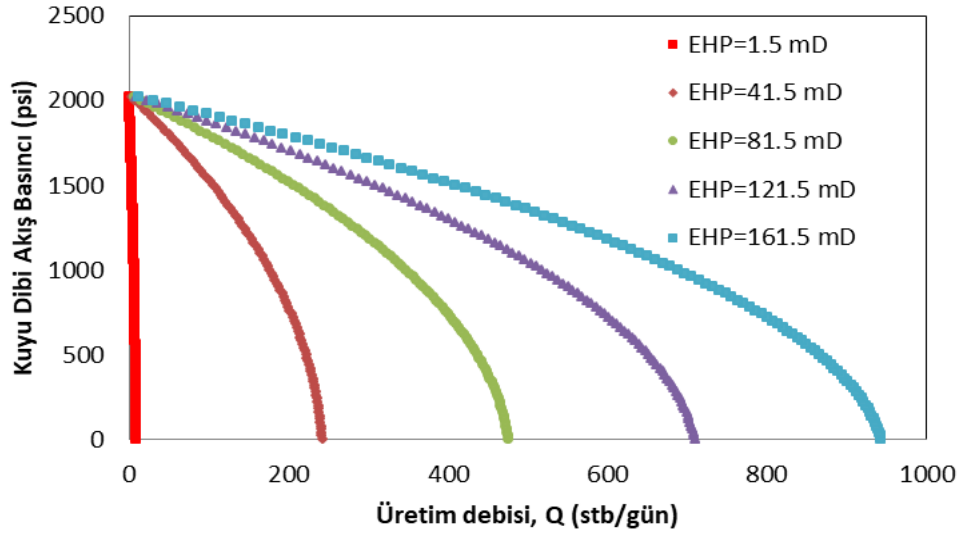
Kuyu	Kabarcıklanma Basıncı	Parametreler	AOF ($q_{\max}$)	q_b	q_v
KB₁	2033,7	POR=0,15; EHP=9; PZT=98,42; RP=2415; BPPV=2415; BPPGV=1075; FFVF=1,092; FV=26; TC=0,00000768; RE=2378;	1493,29	394,97	1098,32
KB₂	728,0	POR=0,10; EHP=19; PZT=131,23; RP=1234; BPPV=1234; BPPGV=728; FFVF=1,053; FV=7; TC=0,00000907; RE=2820;	262,5	145,89	116,61
KB₃	1150,0	POR=0,20; EHP=30; PZT=193,56; RP=1850; BPPV=1850; BPPGV=1150; FFVF=1,056; FV=300; TC=0,0000069; RE=5279;	19,45	10,17	9,28
KB₄	1075,0	POR=0,06; EHP=19; PZT=16,4; RP=2440; BPPV=2440; BPPGV=2033,7 FFVF=1,4; FV=0,2; TC=0,000022; RE=2305;	52,59	36,38	16,21

İki fazlı akış bölgesinin üretim debisi olarak büyüklüğü q_v değerine karşılık gelmektedir. Kabarcıklandırma noktası basıncına karşılık gelen q_b değerine ek olarak q_v kadar debi artışı olması durumunda ($q_{max}=q_b+q_v$) kuyu artık sürekli üretim yapılan bir kuyudan, kesikli bir üretim yapmaya olanak sağlayacaktır. Debi artıkcı daha büyük basınç düşüşünden dolayı gaz miktarında artış olmaktadır. Sıvı petrol üretiminin hedeflendiği kuyularda q_b değerinin altında günlük üretim debileri tercih edilmelidir. Belli bir emniyet faktörü ile olası gazlaşmanın önlenmesi üretim q_b debisinden daha küçük üretim debilerinde yapılması ile mümkün olabilir. % 10 emniyetli üretim yaklaşımı ($q=q_b-q_b*10/100$) ile KB₁,KB₂,KB₃,KB₄ kuyularında üretim debileri yaklaşık olarak 355,130,9, 32 stb/gün olarak seçilebilir.

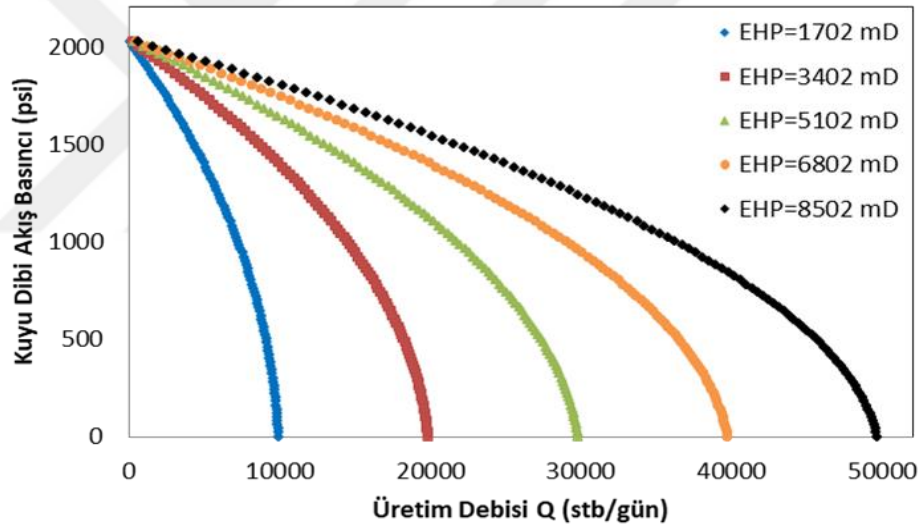
5.7.3. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine geçirgenliğin etkisi için genelleştirilmiş Vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar

Genelleştirilmiş Vogel denklemi kullanılarak geçirgenliğin etkisini belirlemede geçirgenlik değerleri Türkiye sahalarını temsil edecek şekilde seçilerek hesaplama yapılmış, sonuçlar şekil 5.45 (a) ve 5.45 (b)'de , q_{max} , q_v , ve q_b değerleri ise Tablo 5.25 da verilmiştir.

Geçirgenlik değerindeki artışla birlikte kuyu dibi basıncında artış meydana gelmekte, rezervuar üretkenliği uygun olan kuyularda yüksek debilerde üretim yapma olanağı bulunmaktadır. Tablodaki değerlerin artan geçirgenlik değeri ile artışı belirlenmiştir. Bu değerler geçirgenliği düşük petrolce zengin kuyularda etkin gözenekliliği artırmaya yönelik çalışmalar ile geçirgenliğin artacağını, günlük üretim debisinin de buna bağlı olarak artacağını göstermektedir.



(a)



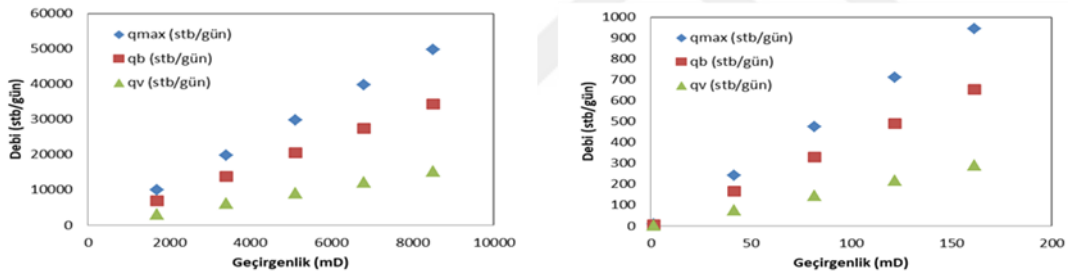
(b)

Şekil 5.45. (a) Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine geçirgenliğin etkisi (EHP=1.5,165,40 mD döngüsü)

(b) Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine geçirgenliğin etkisi (EHP=1702,8502,1700 mD döngüsü)

Tablo 5.25. $q_{\max}$, q_v ve q_b değerlerinin geçirgenlik ile değişimi

Kuyu Parametreleri	Geçirgenlik (mD)	$q_{\max}$	q_b	q_v
Q=0;	1,5	8,77	6,06	2,7
t=30;	41,5	242,51	167,74	74,76
POR=0,05;	81,5	476,25	329,43	146,82
EHP=1,5;	121,5	709,99	491,11	218,88
PZT=98,42;	161,5	943,73	652,79	290,94
BPPV=2415;	1702	9942,74	6877,51	3065,23
BPPGV=1075;	3402	19876,71	13748,96	6127,75
FFVF=1,092;	5102	29810,68	20620,41	9190,27
FV=26;	6802	39744,66	27491,86	12252,8
TC=0,00000768;	8502	49678,63	34363,31	15315,32
DA=640;				
RE=2378;				
WBR=0,328;				



Şekil 5.46 Geçirgenlik değerleri ile q_b , q_v ve $q_{\max}$ değerlerinin değişimi

Geçirgenlik 1.5-8502 aralığında hesaplanan q_b , q_v ve $q_{\max}$ değerleri Curve Expert Basic 2.2.3 deneme sürümü kullanılarak modellenmiş ve aşağıdaki denklemler elde edilmiştir.

$$q_{\max} = 0.2105 * (1 + (-0.9999 * EHP / (-0.0361)))^{(-1 / (-0.9999))} \quad (r^2 = 0.9999)$$

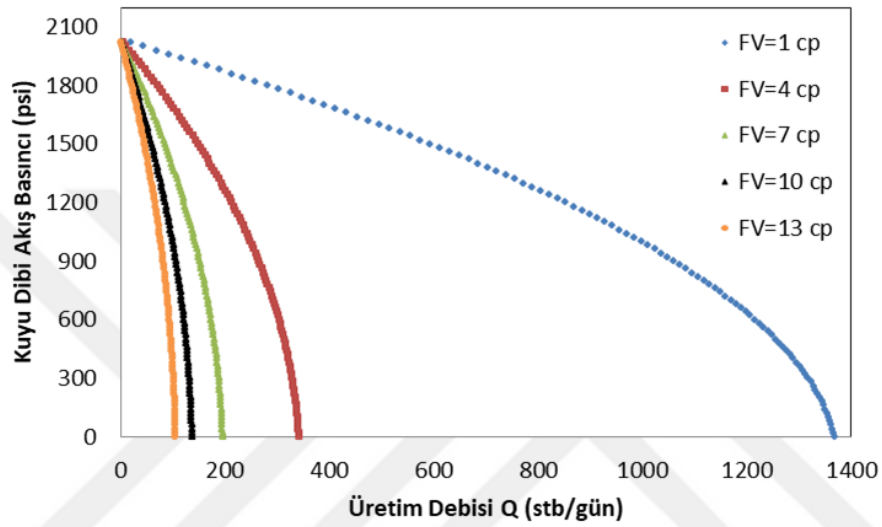
$$q_b = 0.1433 * (1 + (-0.9998 * EHP / (-0.0355)))^{(-1 / (-0.9998))} \quad (r^2 = 0.9999)$$

$$q_v = 0.06255 * (1 + (-0.9999 * EHP / (-0.03477)))^{(-1 / (-0.9999))} \quad (r^2 = 0.9999)$$

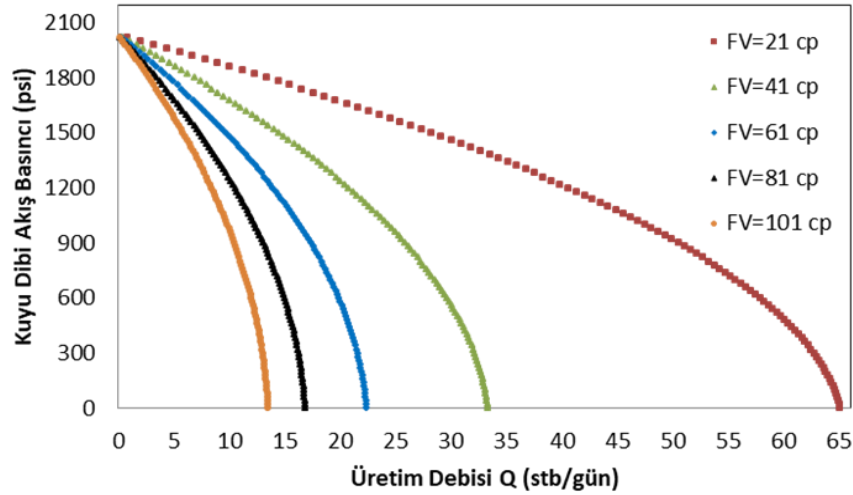
q_b , q_v ve $q_{\max}$ için geliştirilen denklemler EHP=1.5-8502 mD aralığındaki geçirgenlik değerleri için belli bir yaklaşım ile doğru sonuç vermektedir.

5.7.4. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine viskozitenin etkisi için genelleştirilmiş Vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar

Üretim debisi kuyu dibi basıncı değişimine viskozitenin etkisini tam açıklayabilmek amacı ile 1-13 cp ve 21-101 cp viskozite aralığında genelleştirilmiş Vogel eşitliği kullanılarak yapılan hesaplama sonuçları sırası ile Şekil 5.46 (a) ve Şekil 5.46 (b)'de verilmiştir. q_{max} , q_v ve q_b değerleri ise Tablo 5.26'da verilmiştir.



(a)



(b)

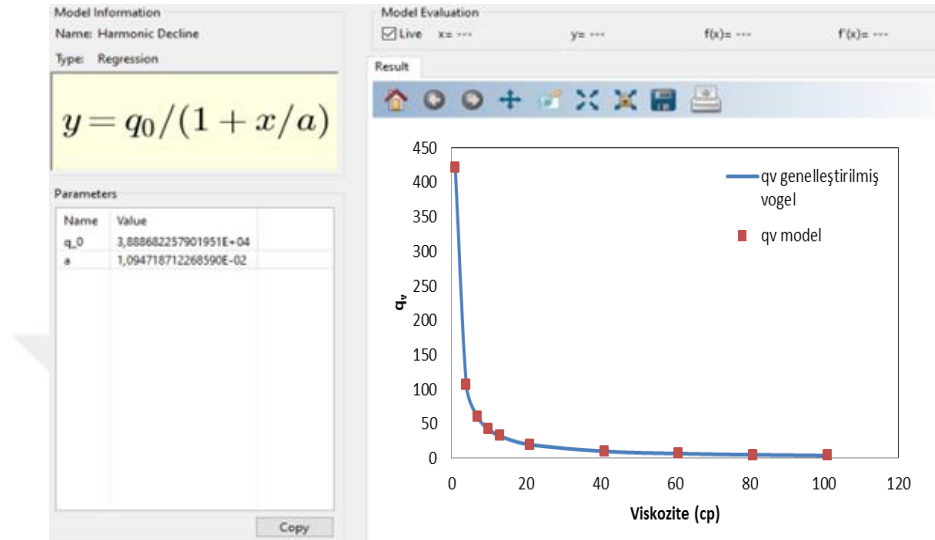
Şekil 5.47. Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine viskozite etkisi

Tablo 5.26. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin viskozite ile değişimi

Kuyu Parametreleri	Viskozite (cp)	q_{max}	q_b	q_v
t=30;	1	1367,38	945,83	421,55
POR=0,15;	4	341,85	236,46	105,39
EHP=9;	7	195,34	135,12	60,22
PZT=98,42;	10	136,73	94,58	42,15
RP=2415;	13	105,19	72,76	32,43
BPPV=2415;	21	65,11	45,04	20,07
BPPGV=1075;	41	33,35	23,07	10,28
FFVF=1,092;	61	22,42	15,51	6,91
TC=0,00000768;	81	16,88	11,68	5,2
DA=640;	101	13,53	9,36	4,17
RE=2378;				
WBR=0,328;				
SF=1;				

Genelleştirilmiş Vogel eşitliğinden yapılan hesaplama sonucu çizilen IPR eğrilerinden de görüleceği gibi viskozite değerlerindeki küçük artışlar bile büyük bir etki yapmakta ve maksimum üretim debisi düşmektedir. Viskozite arttıkça rezervuardan akışkan akışına karşı direnç artmakta buna bağlı olarak kuyu üretkenliği düşmektedir. Kabarcıklanma noktasındaki üretim debisi q_b değerleri viskozitedeki artışla birlikte düşmektedir. Yine iki fazlı bölgede üretim yapılabilir debi aralığını ifade eden q_v değerleri viskozite arttıkça düşmektedir. Denklemden viskozite parametresi üretim debisinin viskozite artışı ile düşeceği hesaplama yapılmadan görülebilse de, hesaplama yapmadan viskozitedeki değişimin tam etkisini yorumlamak mümkün değildir. 3 cp gibi bir artışın etkisi ile maksimum üretim debisinin 947.01 stb/gün değerinden 236.75 stb/gün değerine düşeceği parametreler cinsinden yazılan denklemden doğrudan tahmin edilemez. Bu tür hesaplamalar yerinde petrol miktarı elverdikçe rezervuar üretkenliğini artırmak için planlanacak geliştirilmiş petrol üretim yöntemleri ve operasyonları

bakımından faydalıdır. Geçirgenlik etkisi ile mukayese edildiğinde bu kuyu parametrelerine sahip bir kuyu için geçirgenlik ve etkin gözenekliliği artıracak maliyetli operasyonlardansa, viskoziteyi düşürmeye yönelik operasyonların daha faydalı düşük maliyetli olduğu söylenebilir.



Şekil 5.48 Viskozite qv verileri modelleme Curve Expert Basic ekran alıntısı

Viskozite 1-101 cp aralığında hesaplanan q_b , q_v ve q_{max} değerleri Curve Expert Basic 2.2.3 deneme sürümü kullanılarak modellenmiş ve aşağıdaki denklemler elde edilmiştir.

$$q_{max} = 128449.2588 / (1 + FV / 0.0107478) \quad (r^2 = 0.9999)$$

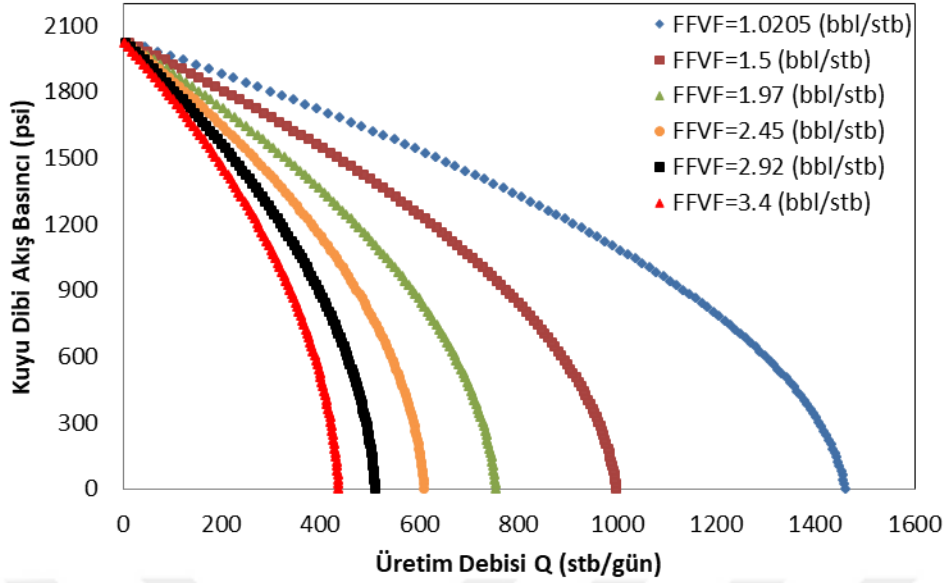
$$q_b = 88844.52066 / (1 + FV / 0.010748872) \quad (r^2 = 0.9999)$$

$$q_v = 38886.82257 / (1 + FV / 0.01094718) \quad (r^2 = 0.9999)$$

q_b , q_v ve q_{max} için geliştirilen denklemler $FV=1-101$ cp aralığındaki viskozite değerleri için belli bir yaklaşım ile doğru sonuç vermektedir.

5.7.5. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine formasyon hacim faktörünün etkisi için vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar

Formasyon hacim faktörünün etkisi Şekil 5.46'da kabarcıklaşma noktasındaki üretim debisi q_b , maksimum üretim debisi q_{max} ve iki fazlı akış bölgesi debi aralığı q_v değerlerinin değişimi ise Tablo 5.27 da verilmiştir.



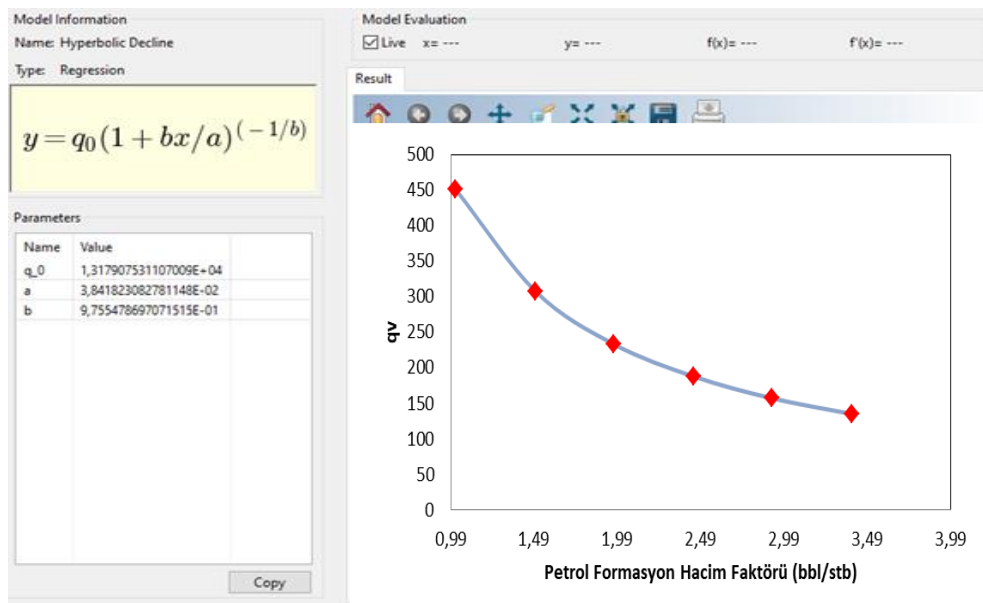
Şekil 5.49. Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine formasyon hacim faktörünün etkisi

Tablo 5.27. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin formasyon hacim faktörünün ile değişimi

Kuyu Parametreleri	Formasyon Hacim Faktörü	q_{max}	q_b	q_v
$t=30;$				
$POR=0,15;$	1,0205	1463,18	1012,1	451,08
$EHP=9;$				
$PZT=98,42;$	1,5	997,84	690,22	307,62
$RP=2415;$				
$BPPV=2415;$	1,97	757,08	523,68	233,4
$BPPGV=1075;$				
$FV=1;$	2,45	609,91	421,88	188,03
$TC=0,00000768;$				
$DA=640;$	2,92	510,65	353,22	157,43
$RE=2378;$				
$WBR=0,328;$	3,4	439,17	303,78	135,39
$SF=0;$				

Formasyon hacim faktörü değerindeki artışla birlikte q_{max} , q_b ve q_v değerlerinde bir azalma görülmektedir. Parametreler cinsinden yazılan denklemin paydasında yer

alan formasyon hacim faktörü sonucu azaltıcı yönde etki yapacağı teorik olarak bilinsede formasyon hacim faktörünün diğer parametrelerin sabit değerinde bireysel etkisi için farklı formasyon hacim faktörleri için hesap yapılmasını gerektirmektedir. Bu hesaplamalar çok zaman almaktadır. Rezervuar koşullarındaki akışkan hacminin stok tank koşullarındaki akışkan hacmine oranını ifade eden formasyon hacim faktörünün etkisinin bilgisayar destekli hesaplanması, çok küçük değişimlerin bile etkisini belirlemede kolaylık sağlamaktadır. Formasyon hacim faktörü değeri 1.0205 değerinde sırası ile 1013.36, 1012.1 ve 451.08 olan q_{max} , q_b ve q_v değerleri formasyon hacim faktörünün 3.4 olduğu durumda 304.16, 303.78, 135.39 değerlerine düşmektedir. Tüm değerlerde yaklaşık %25-30 civarında bir azalma olmaktadır. Bu oran denklem parametrelerinin bireysel etkilerinin hesaplanarak rezervuar üretkenliğini artırmaya yönelik yapılacak operasyonların planlanmasının fayda/maliyet yönüyle avantaj sağlayacağını göstermektedir. Formasyon hacim faktörü ile bu büyüklükte değişim ancak rezervuar sınır basıncı ile stok tank basıncı arasında büyük basınç farkının olması, yani gaz hacminin artması sıvı hacminin azalması ile mümkün olmaktadır. Separatörde ayrılan gazdan sonra, stok tank koşullarındaki petrolün hacminin rezervuardan çekilen sıvı hacmine göre düşük olması ile formasyon hacim faktörü artmaktadır. Bu denli basınç düşüşü akışkan ve kayaç özelliklerinden kaynaklanabileceği gibi kuyu tasarımından da kaynaklanabilir.



Şekil 5.50 FFVF- q_v verileri modelleme Curve Expert Basic ekran alıntısı

Formasyon hacim faktörü 1.0205-3.4 bbl/stb aralığında hesaplanan q_b , q_v ve q_{max} değerleri Curve Expert Basic 2.2.3 deneme sürümü kullanılarak modellenmiş ve aşağıdaki denklemler elde edilmiştir.

$$q_{max}=42730.236283*(1+(0.975526*FFVF/(0.0384377)))^{(-1/(0.975526))} \quad (r^2=0.9999)$$

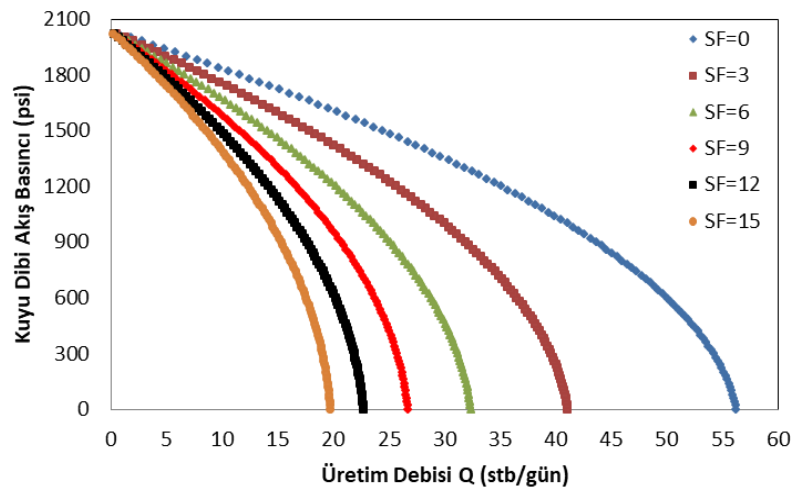
$$q_b=29551.10227*(1+(0.975517*FFVF/(0.03844648)))^{(-1/(0.975517))} \quad (r^2=0.9999)$$

$$q_v=13179.0753*(1+(0.975547*FFVF/(0.0384182)))^{(-1/(0.975547))} \quad (r^2=0.9999)$$

q_b , q_v ve q_{max} için geliştirilen denklemler 1.0205-3.4 bbl/stb aralığındaki formasyon hacim faktörü değerleri için belli bir yaklaşım ile doğru sonuç vermektedir.

5.7.6. Üretim debisi kuyu dibi basıncı IPR eğrisi üzerine zar faktörü etkisi için geliştirilmiş Vogel denklemi ile yapılan hesaplamalar

Üretim zamanına bağlı olarak meydana gelen hasarlar sonucunda zar faktörü değeri değişmektedir. Parametreler cinsinden yazılan denklemde zar faktörü büyüdükçe üretim indeksi değerinin küçüleceğini teorik olarak görmek mümkündür. Zar faktöründeki değişim ile IPR eğrilerinde meydana gelen değişim ancak her bir zar faktörü değeri için çok sayıda Q , P_{wf} ilişkisinin hesaplanması ile ortaya çıkmaktadır. Seçilen kuyu parametrelerinde yüzey faktörü değeri 0,15,3 aralığında 3 adım büyüklüğü ile taranarak yapılan hesaplama sonuçları Şekil 5.47 ve Tablo 5.28 de verilmiştir.



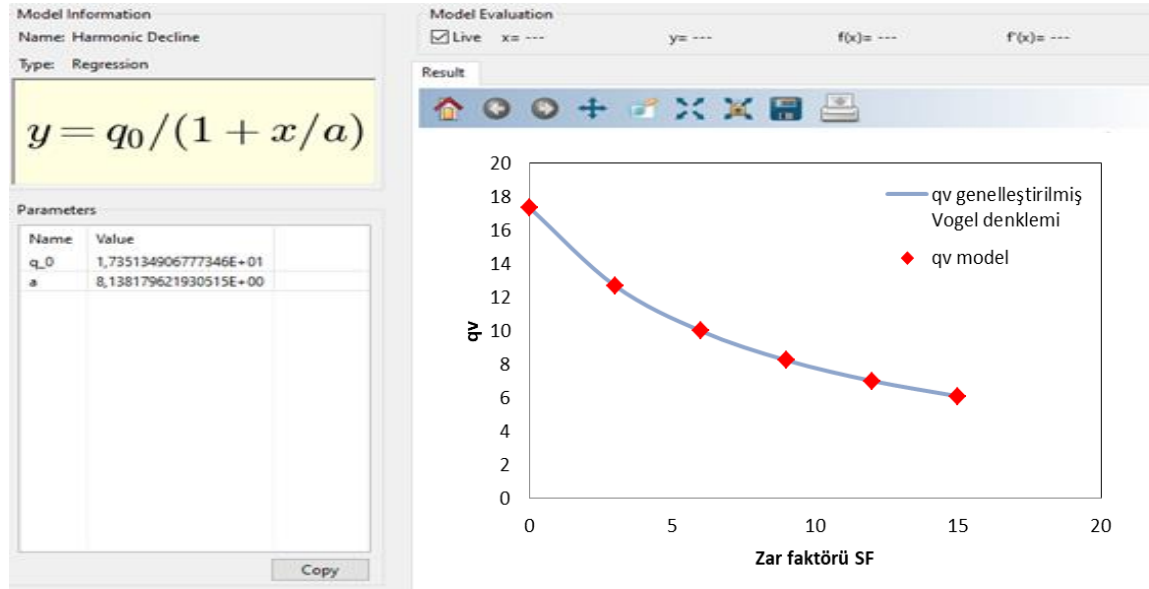
Şekil 5.51. Üretim debisi basınç ilişkisi IPR eğrilerine zar faktörünün etkisi

Tablo 5.28. q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin zar faktörü ile değişimi

Kuyu Parametreleri	Zar Faktörü (SF)	q_{max}	q_b	q_v
t=30;				
POR=0,15;	0	56,28	38,93	17,35
EHP=9;				
PZT=98,42;	3	41,12	28,44	12,68
RP=2415;				
BPPV=2415;	6	32,4	22,41	9,99
BPPGV=1075;				
FFVF=1,0205;	9	26,73	18,49	8,24
FV=26;				
TC=0,00000768;	12	22,74	15,73	7,01
DA=640;				
RE=2378;	15	19,79	13,69	6,1
WBR=0,328;				

Oluşan yüzey hasarlarından dolayı zar etkisi petrol üretiminde büyük problemlere sebep olabilmektedir, çünkü kuyu dibine yakın bölgede ek basınç düşüşü gerçekleşmektedir. Yüzey hasarlarından dolayı meydana gelen basınç düşüşü petrol üretiminde azalmaya sebep olmaktadır. Yüzey hasarları formasyon hasarı, kötü üretim uygulamaları ve kuyunun kötü tamamlanması gibi sebeplerle oluşabilmektedir. Zar etkisi boyutsuz bir parametre olan zar faktörü ile ifade edilmektedir. Yüksek zar faktörü değerleri yüzeyde meydana gelen hasarın fazla olması ve sebep olacağı basınç düşüşünün yüksek olması ile açıklanmaktadır. Şekil 5.47 ve Tablo 5.28’den görüleceği gibi zar faktörü SF değerlerindeki artışla aynı şartlarda maksimum üretim debisinde düşme olmaktadır. Kararlı durumda üretim hızı seçiminde önemli bir parametre olan q_{max} değerleri ideal yüzeyden uzaklaştıkça günlük üretim debisinde düşüş olacağını ortaya koymaktadır. Şekilde SF=0 için verilen üretim hızı kuyu dibi basıncı ilişkisi ile diğer SF değerlerindeki eğriler kıyaslandığında SF değerinde 3 birim artışla birlikte

belirgin bir üretim kaybının olduğu görülmektedir. Kuyu dip deliğine yakın bölgelerde yüzey hasarlarının oluşması durumunda yüzey hasarlarını gidermede faydalı olabilecek asit ile muamele, etkin geçirgenliğin artırılması, sıvı viskozitesinin azaltılması gibi uygulamalar ile üretim kayıpları önlenebilir.



Şekil 5.52 SF- qv verileri modelleme Curve Expert Basic ekran alıntısı

Zar faktörü SF=0-15 aralığında hesaplanan q_b , q_v ve q_{max} değerleri Curve Expert Basic 2.2.3 deneme sürümü kullanılarak modellenmiş ve aşağıdaki denklemler elde edilmiştir.

$$q_{max} = 56.280519 / (1 + SF/8.138043) \quad (r^2=0.999)$$

$$q_b = 38.92917 / (1 + SF/8.13798232) \quad (r^2=0.999)$$

$$q_v = 17.351349 / (1 + SF/8.138179) \quad (r^2=0.999)$$

q_b , q_v ve q_{max} için geliştirilen denklemler 0-15 zar faktörü aralığında değerler için belli bir yaklaşım ile doğru sonuç vermektedir.

BÖLÜM 6

6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmanın amacı doğrultusunda üretim mühendisliği ve rezervuar mühendisliği alanında yapılacak çalışmalarda bilgisayar destekli hesaplama olanağı sağlayacak modelleme çalışmaları ve bilgisayar programları geliştirilmiştir.

- Rezervuar basıncı hesaplamalarında eksponansiyel integral tabloları kullanılmaktadır. Bu tabloların X değerlerine karşılık $-E_i(X)$ değerlerini içermektedir. X değerinin büyüklüğüne bağlı olarak rezervuar basınç dağılımını veren denklemler farklılık göstermektedir. $0.01 < X \leq 0.209$, $0.209 < X \leq 2.09$ ve $2.09 < X \leq 10.9$ aralıklarında 3 tablo bulunmaktadır. Bu tablolardan X değerleri doğrudan bulunmadığı için bazen interpolasyon yapılmaktadır. Bu çalışmada geliştirilen model denklemleri ($R^2=0.999$) yüksek korelasyon değerlerine sahip olduklarından dolayı doğrudan hesaplama olanağı sağlamaktadır.
- Üç Farklı Bilgisayar programı geliştirilmiştir. İlk Bilgisayar programı geliştirilen $-E_i(X)$ modelleri kullanılarak tablo kullanmaya ihtiyaç duyulmadan kuyu merkezine olan uzaklıkla basınç değişimini hesaplama, ikinci program zar faktörü etkisi hesaba katılarak transiyent bölgede $X < 0.01$ değerleri, zar etkisi değerleri hesaba katılmadan diğer $-E_i(X)$ değerleri için hesaplama yapmaya, doğrusal iç akış performans ilişkisini belirlemeye, üçüncü program ise kabarcıklenme noktası basıncı üzerinde tek fazlı akış için Vogel IPR ve kabarcıklenme basıncı altında kısmi iki fazlı akışta genelleştirilmiş Vogel IPR eğrileri için hesaplama yapmaya olanağı sağlamaktadır. Bu bilgisayar programları analitik çözümde günlerce sürecektir hesaplamaları birkaç saniyede yapmaya olanağı sağlamaktadır. Hesaplama sonuçları doğrudan Microsoft Excel (*.xls) dosyası olarak kaydedilip, sonuçların işlenmesine ve değerlendirilmesine olanağı sağlayacak şekilde kodlanmıştır. Bu konuda ticari paket programlar bulunmaktadır, ancak maliyetleri oldukça yüksektir. Birden çok bileşen içeren bu paket programların geliştirilme sürecinde benzer çalışma adımları ile mümkün olmaktadır. Bu anlamda rezervuar mühendisliği ve üretim mühendisliği alanında geliştirilecek bilgisayar programları konu bazlı

geliştirilerek yüksek maliyetli paket programların satın alma zorunluluğu ortadan kaldırılabilir. Konu bazlı bu tür programların geliştirilmesi geliştiricilerin kendi meslek alanlarını bilişim ve teknoloji ile birleştirme kabiliyetini artıracak ve istihdam olanaklarına yeni bir alan kazandıracaktır.

- Geliştirilen tüm bilgisayar programları kullanılmadan önce çeşitli kaynaklardaki örnek çözüm verileri kullanılarak test edilmiş ve sonuçların doğruluğu tespit edilmiştir. Doğru sonuç verdiği kesinleşen bilgisayar programları kullanılarak TPAO kaynağında verilen petrol saha ve kuyularından seçilen örnek kuyular için hesaplamalar yapılmıştır. Rezervuar basınç dağılımında etkili olabilecek parametreler saha verilerinin en düşük, ortalama ve en yüksek değerleri için değerlendirilmiştir. Bazı parametrelerin etkisi ise doğrudan seçilen kuyulara ait rezervuar parametrelerine göre belirlenmiştir. Çalışmada mümkün olduğunca farklı rezervuar özelliklerine sahip kuyular seçilerek hem mevcut kuyuların değerlendirilmesi hem de benzer değerlere sahip yeni üretime alınacak kuyular için üretim planlaması, gaz sıvı enjeksiyonu ve hidrolik çatlatma gibi operasyonların üretim verimliliğine etkisini öngörmek için bir veri seti oluşturulmuştur.
- Farklı üretim zamanlarında hesaplanan X değerlerinin kuyu merkezine olan mesafe ile değişimi incelenmiş X değerlerinin üretim zamanındaki artışla azaldığı, kuyu merkezine olan uzaklıkla arttığı belirlenmiştir. Yaklaşık olarak kuyu merkezinden 70-80 ft uzaklığa kadar $X < 0.01$ log yaklaşımının gerçekleştiği tespit edilmiştir.
- $-E_i(X)$ değerleri kuyu merkezine yakın noktalarda tüm üretim zamanlarında yüksek değer çıkarken kuyu merkezinden uzaklaştıkça $-E_i(X)$ değerlerinin benzer bir trendle tüm üretim zamanlarında azaldığı belirlenmiştir. X değerlerinin tersine $-E_i(X)$ değerleri üretim zamanındaki artışla artış göstermektedir. Buda üretim süresi uzadıkça daha düşük kuyu dibi basınçlarının oluşması yönündeki teori ile uyum göstermektedir.

- Türkiye saha verilerinin en küçük değerlerinde üretim zamanının kuyu dibi basıncına etkisi 20,380,60 saat döngüsü ile hesaplanmıştır. Zaman ilerledikçe aynı konumdaki basınç düşüşü değerleri birbirine yaklaşmaktadır. 380,320,260 saatlik üretim sonunda elde edilen rezervuar basıncının aynı konumda başlangıç basıncına göre değişim büyüklükleri birbirine çok yaklaşmaktadır. 20,60,140 saatlik üretimlerde aynı konumdaki rezervuar basıncı ile rezervuar sınır basıncı arasındaki değişim büyüklükleri ilerleyen üretim sürelerine kıyasla daha büyük değerler almaktadır. Bu durum süre ilerledikçe kararlı akış veya yarı pseudo kararlı akış koşullarının gerçekleştiği teorisi ile uyum içerisinde.
- Türkiye saha verilerinin en küçük değerlerinde üretim debisinin kuyu dibi basıncına etkisi 50,250,50 stb/gün döngüsü ile $t=200$ saat için hesaplanmıştır. Üretim debisindeki artışla birlikte 0-600 ft mesafe aralığında tüm konumlarda rezervuar basıncında düşüş belirlenmiştir. Kuyu merkezinden uzaklaştıkça doğrusal bir düşüş söz konusu iken kuyu merkezine yakın noktalarda eğrisel bir düşüş söz konusudur. Kuyu merkezinden uzaklaştıkça doğrusal bir akışın olduğu kuyu merkezi yakınlarında radyal simetrik akışın olduğu görülmektedir. 50 stb/gün üretim debisi artışında basınç düşüşü değerleri kıyaslandığında konuma göre basınç düşüşünün yüksek üretim debilerinde daha yüksek gerçekleşmiştir. Bu durum kuyu ağzına akan petrolün kayaç yüzeyleri ile etkileşim yolundaki artışla birlikte sürtünmeden dolayı akış enerjisindeki düşme ile açıklanabilir.
- Türkiye saha verilerine en yakın parametre değerlerine sahip TS₂,X kuyusu, TS₃,Y kuyusu, TS₄,Z kuyusu olarak kuyuları ait rezervuar verileri ile yapılan hesaplamalar sonucunda üretim debisi ve zamanın etkisinin Türkiye saha verilerinin en düşük değerlerine benzer bir trend gösterdiği belirlenmiştir.
- Gözeneklilik dışında diğer parametrelerinin değerleri Türkiye saha verilerinin en küçük değerleri olacak şekilde alınarak gözenekliliğin etkisi araştırılmıştır. Gözeneklilik değeri %2,6, 6, 11,2, 15,8, 20,4, 25 alınarak hesaplamalar yapılmıştır. Gözeneklilik değerinde artış gerçekleştikçe basınç düşüşü (ΔP) değerlerinin azaldığı belirlenmiştir. Gözeneklilik değerinin artması ham petrol bulundurma, efektif gözeneklilik ve etkin geçirgenlik değerlerinin daha yüksek olmasına sebep olabilir. Bu petrolün kuyu dibine ulaşma mesafesi ve akarken

sürtünmeden dolayı meydana gelen enerji kaybını azaltmasından kaynaklanabilir.

- Geçirgenliğin etkisi 100,8500,100 döngüsü ile hesaplanmış ve geçirgenlik arttıkça kuyu dibi basınçları aynı üretim süresinde artan geçirgenlik ile daha yüksek değer almıştır. Kuyu merkezine olan uzaklık ile basınç düşüşü göz önüne alındığında eğri boyunca en düşük ΔP değerlerinin en yüksek geçirgenlik değerinde olduğu belirlenmiştir. Bu sonuç konunun teorisine uygundur. Bu tür bir grafiğin hazırlanması birincil üretim sonunda seçilecek iyileştirme yöntemleri bakımından fikir verebilir. Öncelikli yerinde petrol olmak koşulu ile hidrolik çatlatma işleminin ön fizibilitesi bu tür hesaplamalar ile yapılarak uygulanacak işlemin yatırım maliyeti yönü ile fizibil olup olmayacağına karar verilebilir.
- Viskozite, üretim debisi ve üretim süresinin eş zamanlı etkisini açıklamak amacı ile bilgisayar programı $t=20,620,200$ saat , $Q=20,620,200$ stb/gün ve $FV=3.33,109.97,13.33$ cp aralık ve adım büyüklüklerinde incelenerek viskozitenin etkisi detaylı olarak verilmiştir. 18 günlük üretim süresinde tüm üretim zamanlarında viskozitedeki artışla birlikte düşük kuyu dibi basınçları elde edilmiştir. Akamaya karşı direnç arttıkça kuyu dibi basıncı teorik olarak azalacaktır. Burada önemli olan farklı viskozite değerinde seçilen noktalar arası basınç düşüşü DP değerlerini bilmektir. Basınç düşüşü değerleri bilindiği takdirde iyileştirmede seçilecek kimyasalın belirlenmesi ve uygulanması yönünde fikir verebilir. Maliyet yönüyle değerlendirildiğinde viskoziteyi düşürmenin üretim verimliliği bakımında fizibil olup olmadığı mevcut ve bu özelliklere benzer değerlere sahip yeni üretime alınacak kuyular için belirlenebilir.
- Üretim mühendisliği için önemli bir konu olan iç akış performans ilişkisi transient (geçiş), kararlı durum ve pseudo kararlı durum akışı için belirlenecek şekilde yazılan bilgisayar programına konumla rezervuar basıncının değişiminde log yaklaşımının gerçekleştiği $X<0,01$ durum için yüzey faktörü etkisini de hesaplayacak, $x>0,01$ olası durumunda ise konumla rezervuar basıncını da verecek şekilde doğrusal IPR için düzenlenmiştir. Bu program kullanılarak tüm rezervuar parametrelerinin kuyu dibi basıncına etkisi incelenmiştir. Farklı kuyu parametrelerine sahip kuyular için yapılan örnek

hesaplamalar hem petrol mühendisliği eğitimi alan öğrencilere, hem de sektör çalışanlarına fikir verebilecek şekilde detaylıca incelenmiştir.

- Kabarcıklanma basıncı üzerinde doygun rezervuarlarda Vogel, kabarcıklanma basıncına yakın ve daha düşük bölgelerde kısmi çok fazlı sistemler için genelleştirilmiş Vogel denklemlerinden hesap yapacak bilgisayar programı geliştirilmiş ve örnek kuyu hesaplamaları yapılmıştır. Bu sayede oluşturulan bilgi araştırmacılara fikir verebilecek niteliktedir.
- q_{max} , q_v ve q_b değerlerinin geçirgenlik, viskozite, formasyon hacim faktörü ve zar faktörü etkisi için hesaplandığı tablo verileri Curve Expert Basic 2.2.3 versiyonunun deneme sürümünden faydalanarak modellenmiş ve model denklemleri ilgili tabloda verilmiştir. Bu denklemler ilgili parametrenin alt ve üst değerleri aralığındaki diğer değerler içinde hesaplama yapmaya olanak sağlayacak regresyon katsayısı ($r^2=0,999$) değerine sahiptir.
- Türkiye sahalarına yönelik kuyu bazlı üretim verilerine ulaşma izni alınamamaktadır. Sektör çalışanları bu bilgisayar programlarını kullanarak periyodik üretim planlaması yapabilir.
- Kuyu iyileştirme işlemlerinde seçilen işlemle (örneğin hidrolik çatlatma, hedef daha yüksek geçirgenlik) iyileştirilmesi hedeflenen rezervuar parametresinin etkisi diğer parametrelerin sabit değerlerinde değerlendirilerek işlem maliyeti ve iyileştirme sonrası üretim verimliliği, karlılığı yönüyle değerlendirmeler sektör çalışanları tarafından benzer veya gelişmiş bilgisayar programları aracılığı ile yapılabilir.
- Bu çalışmada elde edilen veri havuzları birleştirilmiş veri setine dönüştürülerek veri madenciliği yöntemi ile belli rezervuar ve kuyu parametreleri için en uygun debi tahmini yapılabilir.
- Türkiye sahalarında mevcut olan her bir kuyu için rezervuar konumuna bağlı basınç değişikliği, kuyu dibi basıncı ve üretim debisi ile kuyu dibi basıncının değişimi, rezervuar üretkenliği gibi değerler hesaplanarak sonradan üretime alınacak saha ve kuyular için tahmin/kestirim ile üretim planlaması önerisi yapan bir yöntem geliştirilebilir.

BÖLÜM 7

KAYNAKLAR

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing, Fourth Edition. Page 93-336
- Alarifi, S., AlNuaim, S., & Abdulraheem, A. (2015, March). Productivity index prediction for oil horizontal wells using different artificial intelligence techniques. In *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. OnePetro.
- Al-Rbeawi, S. (2019). Transient and pseudo-steady-state inflow performance relationships for multiphase flow in fractured unconventional reservoirs. *Transport in porous media*, 126(3), 743-777
- Al Qahtani, A. M. (2003, June). A new approach for estimating well productivity and reservoir pressure using surface performance data. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference* (pp. SPE-81520). SPE
- Camacho-V, R. G. (1991). Constant-pressure production in solution-gas-drive reservoirs: transient flow. *SPE Formation Evaluation*, 6(02), 199-208
- Crafton, J. W. (2000, April). Reservoir Pressure and Skin from Production Data Using the Reciprocal Productivity Index Method (The Intercept Method). In *PROCEEDINGS OF THE ANNUAL SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE* (pp. 346-357). Southwestern Petroleum Short Course Association; 1999
- Evinger, H. H., & Muskat, M. (1942). Calculation of theoretical productivity factor. *Transactions of the AIME*, 146(01), 126-139
- Fattah, K. A., Elias, M., El-Banbi, H. A., & El-Tayeb, E. S. A. (2014). New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 280-289. Splitting and lumping schemes of the. (n.d.)
- Fetkovich, M. (1973, September). The isochronal testing of oil wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-4529) SPE.
- Ganat, T. A. A. O. (2020). *Fundamentals of reservoir rock properties* (pp. 978-3). Cham, Switzerland: Springer. Departıwnt of Petroleum Engineering, Universiti Teknologi Petronas, Seri Iskender, Malaysia. Page 9-10
- Gomaa, S. (2016) "A new relationship for calculating the exponential integral used for constant-terminal-rate solution of diffusivity equation". *Petroleum Engineering and Gas*. 3. https://buescholar.bue.edu.eg/pet_eng_gas/3.
- Greg King PNG 301 Introduction to Petroleum and Natural Gas Engineering, <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/854>
- Geertsma, J. (1957). The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks. *Transactions of the AIME*, 210(01), 331-340

- Hirasaki, G. J., & O'Dell, P. M. (1970). Representation of reservoir geometry for numerical simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 10(04), 393-404
- Jahanbani, A., & Shadizadeh, S. R. (2013). Determination of the inflow performance relationship in naturally fractured oil reservoirs: analytical considerations. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 35(8), 762-777. Page 762
- Jahanbani, A., & Shadizadeh, S. R. (2009, June). Determination of inflow performance relationship (ipr) by well testing. In *PETSOC Canadian International Petroleum Conference* (pp. PETSOC-2009). PETSOC.
- Kuchuk, F. J. (1999, October). A new method for determination of reservoir pressure. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-56418). SPE
- Liu, X., Guo, B., & Tan, X. (2017). *Petroleum production engineering*, Second Edition. Gulf Professional Publishing. Page (37-39 & 83)
- Okotie, S., & Ikporo, B. (2018). Reservoir Engineering: Fundamentals and Applications. In *Reservoir Engineering: Fundamentals and Applications*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-02393-5>. Pages 41-44
- Ronald E. Terry, J. Brandon Rogers, (2014). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 3rd Edition. Published Aug 1, 2014 by Pearson
- Samaniego, F., & Cinco-Ley, H. (1989, October). On the determination of the pressure-dependent characteristics of a reservoir through transient pressure testing. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-19774). SPE
- Schilthuis, R. J. (1936). Active oil and reservoir energy. *Transactions of the AIME*, 118(01), 33-52
- Türkiye Petrolleri A.O (2019) Türkiye Petrolleri Petrol Sahaları Üretim ve Rezervuar Bilgileri
- Vogel, T. (1988). SWMII-Numerical model of two-dimensional flow in a variably saturated porous medium (No. 87). Wageningen Agricultural University.
- Wang, F., Gong, R., Huang, Z., Meng, Q., Zhang, Q., & Zhan, S. (2021). Single-phase inflow performance relationship in stress-sensitive reservoirs. *Advances in Geo-Energy Research*, 5(2), 202-211
- Wiggins, M. L. (1993, March). Generalized inflow performance relationships for three-phase flow. In *SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/Production and Operations Symposium* (pp. SPE-25458). SPE
- W. John Lee, 1982 – Well Testing Analysis, Society of Petroleum Engineers of AIME, 159 sayfa
- Youssef, A. A., & Alnuaim, S. (2017, April). IPR of triple continuum reservoirs, analytical approach. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition* (p. D033S025R003). SPE

Yuan, B., Ghanbarnezhad Moghanloo, R., & Shariff, E. (2016). Integrated investigation of dynamic drainage volume and inflow performance relationship (transient IPR) to optimize multistage fractured horizontal wells in tight/shale formations. *Journal of Energy Resources Technology*, 138(5), 052901. page 8



BÖLÜM 8

EKLER

Ek 1.

Tablo 8.1. Kuyu merkezi ve rezervuar sınır yarıçapı arasında herhangi bir noktada rezervuar basıncının hesaplanmasında kullanılacak bilgisayar programı

Satır no	Bilgisayar Programı
1	#include<stdio.h>
2	#include<math.h>
3	#include<conio.h>
4	#include<stdlib.h>
5	#include<locale.h>
6	int main ()
7	{
8	FILE * pFile;
9	setlocale(LC_ALL, "Turkish");
10	float POR,EHP,PZT,RP,FFVF,FV,TC,RE,WBR,SF,t,P,Q,X,RM,E,Hasan,E3;
11	if((pFile=fopen("Z kuyu parametreleri zamanın etkisi.xls","w"))==NULL)
12	{printf("Dosya açılmadı\n");
13	exit(1);
14	}
15	Q=28;
16	t=200;
17	POR=0.13;
18	EHP=16;
19	PZT=213.254;
20	RP=1420;
21	FFVF=1.053;
22	FV=7;
23	TC=0.00000966;
24	RE=4246;
25	WBR=0.425;
26	SF=0;
27	
28	

```

29  RM=540;
30  {
31      fprintf(pFile,"-----\n");
32      fprintf(pFile," Veriler ve Hesaplananlar          Hesaplanan Değerler\n");
33      fprintf(pFile,"-----\n");
34      fprintf(pFile,"Porozite                          = %.4f\n",POR);
35      fprintf(pFile,"Etkin yatay geçirgenlik,mD          = %.4f\n",EHP);
36      fprintf(pFile,"Üretim zonu kalınlığı,ft          = %.2f\n",PZT);
37      fprintf(pFile,"Rezervuar basıncı,psia          = %.2f\n",RP);
38      fprintf(pFile,"Akışkan formasyon hacim faktörü          = %.2f\n",FFVF);
39      fprintf(pFile,"Akışkan viskozitesi,cp          = %.3f\n",FV);
40      fprintf(pFile,"Toplam sıkıştırılabilirlik          = %.8f\n",TC);
41      fprintf(pFile,"RE                          = %.2f\n",RE);
42      fprintf(pFile,"Kuyu Çapı                          = %.4f\n",WBR);
43      fprintf(pFile,"Yüzey Faktörü                      = %.4f\n",SF);
44
45  do {
46      fprintf(pFile,"üretim debisi                          = %.4f\n",Q);
47      do {
48          X=POR*FV*TC*pow(RM,2)/(4*0.000264*EHP*t);
49          if (X<0.01) {
50              RM=RM-10;
51              E=-log(1.781*X);
52              P=RP-
53              162.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(log10(t)+log10(EHP/(POR*FV*TC*pow(RM,2)))-
54              3.23);
55              if(P>=0){
56                  fprintf(pFile,"%8.8f      %5.2f      %6.1f      %5.5f\n",X,E,RM,P);
57              }else{
58              }
59          }
60          else if(0.01<X and X≤0.209){
61              RM=RM-10;
62              E=12.48766075+(16.144448614*pow(X,0.248795429))/(pow(0.0068897558135,0.24879
63              5429)+pow(X,0.248795429));
64              P=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);

```

```

65     if(P>=0){
66         fprintf(pFile,"%8.8f    %5.2f    %6.1f    %5.5f\n",X,E,RM,P);
67     }else{
68     }
69 }
70 else if(0.209<X and X≤2.09){
71     RM=RM-10;
72     E=(2.6831178353-0.8585578617*X)/(1+4.823150697*X+2.5065275492*pow(X,2));
73     P=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);
74     if(P>=0){
75         fprintf(pFile,"%8.8f    %5.2f    %6.1f    %5.5f\n",X,E,RM,P);
76     }else{
77     }
78 }
79 }
80 else if(2.09<X and X≤10.9){
81     RM=RM-10;
82     E=0.913800998*pow((1+0.0486451523*X/0.6352431778),(-1/0.0486451523));
83     P=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);
84     if(P>=0){
85         fprintf(pFile,"%8.8f    %1.11f    %6.1f    %5.5f\n",X,E,RM,P);
86     }else{
87     }
88 }
89 else if(X>10.9){
90     RM=RM-10;
91     E=1.56*pow(10,-9);
92     P=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);
93     if(P>=0){
94         fprintf(pFile,"%8.8f    %1.11f    %6.1f    %5.5f\n",X,E,RM,P);
95     }else{
96     }
97 }
98 }
99 else{
100 }

```

```
101     }
102     while(RM>0);
103     RM=1000;
104     t=t+400;
105     }
106     while(t≤1400);
107     }
108     }
```



Ek.2

Tablo 8.2. İç akış performans eğrisi ve rezervuar basınç değişimini hesaplamak amacıyla geliştirilen bilgisayar programı

```
#include<stdio.h>

#include<math.h>

#include<conio.h>

#include<stdlib.h>

#include<locale.h>

int main ()

{

FILE * pFile;

setlocale(LC_ALL, "Turkish");

float

X,POR,EHP,PZT,RP,RM,BPP,FFVF,FV,TC,DA,RE,WBR,SF,t,JTF,Q,PWFIPR,JSS,JPSS,DP,DP1,PR

M,E;

if(( pFile=fopen("IPR.xls","w"))==NULL)

{printf("Dosya açılmadı\n");

exit(1);

}

Q=50;

t=400;

POR=0.13;

EHP=44;

PZT=39.36;

RP=2985;

FFVF=1.064;

FV=8;

TC=0.0000127;
```

```

RE=1625;

WBR=0.425;

RM=0.425;

{

    fprintf(pFile,"-----\n");

    fprintf(pFile," Veriler ve Hesaplananlar          Hesaplanan Değerler\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

    JTF=(EHP*PZT)/(162.6*FFVF*FV*(log10(t)+log10(EHP/(POR*FV*TC*pow(WBR,2)))-3.23));

    JSS=(EHP*PZT)/(141.2*FFVF*FV*(log(RE/WBR)+SF));

    JPSS=(EHP*PZT)/(141.2*FFVF*FV*(log(RE/WBR)-0.75+SF));

    fprintf(pFile,"Porozite                                = %5.4f\n",POR);

    fprintf(pFile,"Etkin yatay geçirgenlik,md                        = %5.4f\n",EHP);

    fprintf(pFile,"Üretim zonu kalınlığı,ft                                = %5.2f\n",PZT);

    fprintf(pFile,"Rezervuar basıncı,psia                                  = %5.2f\n",RP);

    fprintf(pFile,"Kabarcıkkanma noktası basıncı,psia                      = %5.2f\n",BPP);

    fprintf(pFile,"Akışkan formasyon hacim faktörü                        = %5.2f\n",FFVF);

    fprintf(pFile,"Akışkan viskozitesi,cp                                  = %5.2f\n",FV);

    fprintf(pFile,"Toplam sıkıştırılabilirlik                             = %5.8f\n",TC);

    fprintf(pFile,"Drenaj alanı                                           = %5.2f\n",DA);

    fprintf(pFile,"RE                                                     = %5.2f\n",RE);

    fprintf(pFile,"Kuyu Çapı                                             = %5.4f\n",WBR);

    fprintf(pFile,"Yüzey Faktörü                                         = %5.4f\n",SF);

    fprintf(pFile,"Transient akış 30 gün JTF,STB/d-psi                  = %5.4f\n",JTF);

    fprintf(pFile,"Kararlı Durum akış JSS,STB/d-psi                     = %5.4f\n",JSS);

    fprintf(pFile,"Pseudo Kararlı Durum akış JPSS,STB/d-psi = %5.4f\n",JPSS);

}

    fprintf(pFile," Transient Akış\n");

```

```

        fprintf(pFile,"-----\n");

        fprintf(pFile," RM          X          RP          PWF          DP1          DP          SF\n");

        fprintf(pFile,"-----\n");

do
{
    fprintf(pFile,"Kuyu Merkezine Uzaklık  \n");

do{

PWFIPR=RP-(Q/JTF);

X=POR*FV*TC*pow(RM,2)/(4*0.000264*EHP*t);

if (X<0.01) {

PRM=RP-162.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(log10(t)+log10(EHP/(POR*FV*TC*pow(RM,2)))-3.23);

SF=((RP-PWFIPR)*EHP*PZT/(162.6*Q*FFVF*FV)-log10(t)-
log10(EHP/(POR*FV*TC*pow(RM,2)))+3.23)/0.8685;

DP=141.2*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*SF;

fprintf(pFile,"%4.1f %4.2f %3.8f    %5.5f %5.5f %4.5f %4.5f %4.5f
%4.5f\n",Q,RM,X,RP,PRM,PWFIPR,DP,SF,JTF);

RM=RM+0.1;

}

else if(0.01<X and X≤0.209)

{

E=12.48766075+(-16.144448614*pow(X,0.248795429))/(pow(0.0068897558135,0.248795429)
+pow(X,0.248795429));

PRM=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);

DP=RP-PRM;

if(PRM>=0){

fprintf(pFile,"%4.1f %4.2f %3.8f    %5.5f %5.5f %5.5f %4.5f %5.5f
\n",Q,RM,X,RP,PRM,PWFIPR,DP,JTF);

RM=RM+0.1;

```

```

}else{

}

}

else if(0.209<X and X≤2.09)

{

E=(2.6831178353-0.8585578617*X)/(1+4.823150697*X+2.5065275492*pow(X,2));

PRM=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);

DP=RP-PRM;

RM=RM+0.1;

if(PRM>=0){

fprintf(pFile,"%4.1f %4.2f %3.8f    %5.5f %5.5f %5.5f    %4.5f\n",Q,RM,X,RP,PRM,PWFIPR,DP,JTF);

}else{

}

}

else if(2.09<X and X≤10.9){

E=0.913800998*pow((1+0.0486451523*X/0.6352431778),(-1/0.0486451523));

PRM=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);

DP=RP-PRM;

if(PRM>=0){

fprintf(pFile,"%4.1f %4.2f %3.8f    %5.5f %5.5f %5.5f    %4.5f\n",Q,RM,X,RP,PRM,PWFIPR,DP,JTF);

RM=RM+0.1;

}else{

}

}

else if(X>10.9){

E=1.56*pow(10,-9);

```

```

PRM=RP+70.6*Q*FFVF*FV/(EHP*PZT)*(-E);

DP=RP-PRM;

if(PRM>=0){

fprintf(pFile,"%4.1f %4.2f %3.8f   %5.5f %5.5f %5.5f   %4.5f   %4.5f
\n",Q,RM,X,RP,PRM,PWFIPR,DP,JTF);

RM=RM+0.1;

}else{

}

}

}while(RM≤20);

RM=0.425;

    Q=Q+50;

}

while(PWFIPR>=0);

Q=0;

    fprintf(pFile," Kararlı Akış \n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

    fprintf(pFile," Q          PWFIPR\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

do

{

    PWFIPR=RP-(Q/JSS);

    fprintf(pFile," %8.2f      %8.2f\n",Q,PWFIPR);

    Q=Q+50;

}

while(PWFIPR>=0);

Q=0;

```

```

fprintf(pFile," Pseudo Kararlı Akış \n");

fprintf(pFile,"-----\n");

fprintf(pFile," Q      PWFIPR\n");

fprintf(pFile,"-----\n");

do

{

    PWFIPR=RP-(Q/JPSS);

    fprintf(pFile," %8.2f      %8.2f\n",Q,PWFIPR);

    Q=Q+50;

}

while(PWFIPR>=0);

    fclose(pFile);

}

```

Ek.3.

Tablo 8.3. Kabarcıklanma basıncı üzerinde doygun ve kabarcıklanma basıncı altında kısmi iki fazlı akış vogel ve genelleştirilmiş vogel denkleminde hesaplama yapmak amacı ile geliştirilen bilgisayar programı

```
#include<stdio.h>

#include<math.h>

#include<conio.h>

#include<stdlib.h>

#include<locale.h>

int main ()

{

FILE * pFile;

setlocale(LC_ALL, "Turkish");

float

POR,EHP,PZT,RP,BPPV,BPPGV,FFVF,FV,TC,DA,RE,WBR,SF,t,Q,PWF,JVogel,JGenvogel,qmax

qv,qb;

if(( pFile=fopen("dersnotuvogel batman .xls","w"))==NULL)

{printf("Dosya açılmadı\n");

exit(1);

}

Q=0;

t=30;

POR=0.13;

EHP=44;

PZT=39.3699;

RP=2985;

BPPV=2985;

BPPGV=400;

FFVF=1.064;
```

```

FV=8;

TC=0.0000127;

DA=640;

RE=1625;

WBR=0.328;

SF=0;

{

    fprintf(pFile,"-----\n");

    fprintf(pFile," Veriler ve Hesaplananlar          Hesaplanan Değerler\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

    JVGel=EHP*PZT/(141.2*FFVF*FV*(log(RE/WBR)-0.75));

    JGenvogel=(EHP*PZT)/(141.2*FFVF*FV*(log(RE/WBR)-0.75+SF));

    fprintf(pFile,"Porozite                      = %.4f\n",POR);

    fprintf(pFile,"Etkin yatay geçirgenlik,md                = %.4f\n",EHP);

    fprintf(pFile,"Üretim zonu kalınlığı,ft                  = %.2f\n",PZT);

    fprintf(pFile,"Rezervuar basıncı,psia                    = %.2f\n",RP);

    fprintf(pFile,"Rezervuar Ortalama Basıncı ,psia         = %.2f\n",BPPV);

    fprintf(pFile,"Kabarıkılanma noktası basıncı Gen,psia    = %.2f\n",BPPGV);

    fprintf(pFile,"Akışkan formasyon hacim faktörü           = %.2f\n",FFVF);

    fprintf(pFile,"Akışkan viskozitesi,cp                   = %.2f\n",FV);

    fprintf(pFile,"Toplam sıkıştırılabilirlik               = %.8f\n",TC);

    fprintf(pFile,"Drenaj alanı                             = %.2f\n",DA);

    fprintf(pFile,"RE                                         = %.2f\n",RE);

    fprintf(pFile,"Kuyu Çapı                                = %.4f\n",WBR);

    fprintf(pFile,"Yüzey Faktörü                            = %.4f\n",SF);

    fprintf(pFile,"Vogel Denklemi,STB/d-psi                 = %.4f\n",JVGel);

    fprintf(pFile,"Genelleştirilmiş Vogel Denklemi JSS,STB/d-psi = %.4f\n",JGenvogel);

```

```

}

    qmax=JVogel*RP/1.8;

    fprintf(pFile,"qmax=    %8.4f\n",qmax);

    fprintf(pFile,"  Vogel Denklemi\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

    fprintf(pFile,"  Q          PWF\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

do
{
    PWF=0.125*RP*(pow((81-80*Q/qmax),0.5)-1);

    fprintf(pFile,"  %8.2f      %8.2f\n",Q,PWF);

    Q=Q+1;

}

while(PWF>0);

PWF=0;

qv=JVogel*BPPGV/1.8;

qb=JVogel*(BPPV-BPPGV);

qmax=qv+qb;

    fprintf(pFile,"qv=    %8.4f\n",qv);

    fprintf(pFile,"qb=    %8.4f\n",qb);

    fprintf(pFile,"  Genelleştirilmiş Vogel Denklemi\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

    fprintf(pFile,"  PWF          Q\n");

    fprintf(pFile,"-----\n");

do
{
    Q=qb+qv*(1-0.2*(PWF/BPPGV)-0.8*pow((PWF/BPPGV),2));

```

```
        fprintf(pFile," %8.2f      %8.2f %8.2f %8.2f %8.2f\n",Q,PWF,qmax,qb,qv);

        PWF=PWF+1;

    }

    while(PWF≤2985);

        fclose(pFile);

}
```



EK.4.**Tablo 8.4** .E(-Y) Ekspansiyel integral bölgesi tabloları (Okotie, S., & Ikporo, B. (2018)) (a) $0.01 < X \leq 0.209$ aralığında 0.001 aralıklarla

$-Ei(-y), \quad 0.000 < 0.209, \quad interval = 0.001$										
y	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	$+\infty$	6.332	5.639	5.235	4.948	4.726	4.545	4.392	4.259	4.142
0.01	4.038	3.944	3.858	3.779	3.705	3.637	3.574	3.514	3.458	3.405
0.02	3.355	3.307	3.261	3.218	3.176	3.137	3.098	3.062	3.026	2.992
0.03	2.959	2.927	2.897	2.867	2.838	2.810	2.783	2.756	2.731	2.706
0.04	2.681	2.658	2.634	2.612	2.590	2.568	2.547	2.527	2.507	2.487
0.05	2.468	2.449	2.431	2.413	2.395	2.377	2.360	2.344	2.327	2.311
0.06	2.295	2.279	2.264	2.249	2.235	2.22	2.206	2.192	2.178	2.164
0.07	2.151	2.138	2.125	2.112	2.099	2.087	2.074	2.062	2.050	2.039
0.08	2.027	2.015	2.004	1.993	1.982	1.971	1.960	1.950	1.939	1.929
0.09	1.919	1.909	1.899	1.889	1.879	1.869	1.860	1.850	1.841	1.832
0.1	1.823	1.814	1.805	1.796	1.788	1.779	1.770	1.762	1.754	1.745
0.11	1.737	1.729	1.721	1.713	1.705	1.697	1.689	1.682	1.674	1.667
0.12	1.660	1.652	1.645	1.638	1.631	1.623	1.616	1.609	1.603	1.596
0.13	1.589	1.582	1.576	1.569	1.562	1.556	1.549	1.543	1.537	1.530
0.14	1.524	1.518	1.512	1.506	1.500	1.494	1.488	1.482	1.476	1.470
0.15	1.464	1.459	1.453	1.447	1.442	1.436	1.431	1.425	1.420	1.415
0.16	1.409	1.404	1.399	1.393	1.388	1.383	1.378	1.373	1.368	1.363
0.17	1.358	1.353	1.348	1.343	1.338	1.333	1.329	1.324	1.319	1.314
0.18	1.310	1.305	1.301	1.296	1.291	1.287	1.282	1.278	1.274	1.269
0.19	1.265	1.261	1.256	1.252	1.248	1.243	1.239	1.235	1.231	1.227
0.2	1.233	1.219	1.215	1.210	1.206	1.202	1.198	1.195	1.191	1.187

Tablo 8.4 . (b) $0.209 < X \leq 2.09$ aralığında 0.01 aralıklarla

$-Ei(-y), \quad 0.000 < 2.09, \quad interval = 0.01$										
y	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	$+\infty$	4.038	3.335	2.959	2.681	2.468	2.295	2.151	2.027	1.919
0.1	1.823	1.737	1.660	1.589	1.524	1.464	1.409	1.358	1.309	1.265
0.2	1.223	1.183	1.145	1.110	1.076	1.044	1.014	0.985	0.957	0.931
0.3	0.906	0.882	0.858	0.836	0.815	0.794	0.774	0.755	0.737	0.719
0.4	0.702	0.686	0.670	0.655	0.640	0.625	0.611	0.598	0.585	0.572
0.5	0.560	0.548	0.536	0.525	0.514	0.503	0.493	0.483	0.473	0.464
0.6	0.454	0.445	0.437	0.428	0.420	0.412	0.404	0.396	0.388	0.381
0.7	0.374	0.367	0.360	0.353	0.347	0.340	0.334	0.328	0.322	0.316
0.8	0.311	0.305	0.300	0.295	0.289	0.284	0.279	0.274	0.269	0.265
0.9	0.260	0.256	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.227	0.223
1	0.219	0.216	0.212	0.209	0.205	0.202	0.198	0.195	0.192	0.189
1.1	0.186	0.183	0.180	0.177	0.174	0.172	0.169	0.166	0.164	0.161
1.2	0.158	0.156	0.153	0.151	0.149	0.146	0.144	0.142	0.140	0.138
1.3	0.135	0.133	0.131	0.129	0.127	0.125	0.124	0.122	0.120	0.118
1.4	0.116	0.114	0.113	0.111	0.109	0.108	0.106	0.105	0.103	0.102
1.5	0.100	0.099	0.097	0.096	0.094	0.093	0.092	0.090	0.089	0.088
1.6	0.086	0.085	0.084	0.083	0.081	0.080	0.079	0.078	0.077	0.076
1.7	0.075	0.074	0.073	0.072	0.071	0.070	0.069	0.068	0.067	0.066
1.8	0.065	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.060	0.059	0.058	0.057
1.9	0.056	0.055	0.055	0.054	0.053	0.052	0.052	0.051	0.050	0.050
2	0.049	0.048	0.048	0.047	0.046	0.046	0.045	0.044	0.044	0.043

Tablo 8.4 . (c) $2.09 < X \leq 10.9$ aralığında 0.1 aralıklarla

$-Ei(-y), \quad 2.0 < 10.9, \quad interval = 0.1$										
y	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	4.89E-02	4.26E-02	3.72E-02	3.25E-02	2.84E-02	2.49E-02	2.19E-02	1.92E-02	1.69E-02	1.48E-02
3	1.30E-02	1.15E-02	1.01E-02	8.94E-03	7.89E-03	6.87E-03	6.16E-03	5.45E-03	4.82E-03	4.27E-02
4	3.78E-03	3.35E-03	2.97E-03	2.64E-03	2.34E-03	2.07E-03	1.84E-03	1.64E-03	1.45E-03	1.29E-03
5	1.15E-03	1.02E-03	9.08E-04	8.09E-04	7.19E-04	6.41E-04	5.71E-04	5.09E-04	4.53E-04	4.04E-04
6	3.60E-03	3.21E-04	2.86E-04	2.55E-04	2.28E-04	2.03E-04	1.82E-04	1.62E-04	1.45E-04	1.29E-04
7	1.15E-04	1.03E-04	9.22E-05	8.24E-05	7.36E-05	6.58E-05	5.89E-05	5.26E-05	4.71E-05	4.21E-05
8	3.77E-05	3.37E-05	3.02E-05	2.70E-05	2.42E-05	2.16E-05	1.94E-05	1.73E-05	1.55E-05	1.39E-05
9	1.24E-05	1.11E-05	9.99E-05	8.95E-05	8.02E-05	7.18E-05	6.44E-05	5.77E-06	5.17E-06	4.64E-06
10	4.15E-06	3.73E-06	3.34E-06	3.00E-06	2.68E-06	2.41E-06	2.16E-06	1.94E-06	1.74E-06	1.56E-06

EK-5**Tablo 8.5** TS₁ Saha parametreleri aritmetik ortalama değerleri

TS ₁	Ø	K (mD)	H (ft)	Pe (psia)	Bo (bbl/stb)	Viz (cp)	Ct (1/psi)	Re (ft)
TK ₁	0.07	92	203.412	2100	1.067	8.7	0.0000098	3384
TK ₂	0.05	10	22.9658	3550	1.09	1.5	0.000105	2759
TK ₃	0.05	800	65.6166	1945	1.1576	12	0.0000091	2985
TK ₄	0.08	2	104.987	2030	-	2	0.000013	1805
TK ₅	0.05	8500	39.37	1960	1.0529	467	0.0000072	3153
TK ₆	0.05	15	164.042	3000	1.09	2	0.000005	2874
TK ₇	0.09	10	29.5275	3244	1.0861	2.4	0.0000077	4493
TK ₈	0.05	15	164.042	3000	1.09	2	0.0000105	2874
TK ₉	0.09	10	29.5275	3244	1.0861	2.4	0.0000077	4493
TK ₁₀	0.06	3	22.9658	2823	1.074	-	0.000015	1756
TK ₁₁	0.05	3	13.1233	3080	1.064	1.2	-	1549
TK ₁₂	0.09	25	114.829	2420	1.06	6.8	0.0000084	3585
TK ₁₃	0.05	50	183.727	2850	1.0724	3.7	0.0000082	2449
TK ₁₄	0.04	92	95.1441	3700	-	3	0.00002	2342
TK ₁₅	0.06	100	154.199	3100	1.09	2.8	0.0000041	4132
TK ₁₆	0.05	250	475.72	3880	1.094	2	0.0000107	3048
TK ₁₇	0.08	-	29.5275	2604	-	-	-	2191
TK ₁₈	0.06	-	22.9658	3824	1.0712	1.8	-	2078
TK ₁₉	0.07	150	65.6166	2645	1.093	2.8	0.0000012	3374
TK ₂₀	0.05	6000	65.6166	1865	1.0448	43	0.0000077	3042
TK ₂₁	0.07	20	78.7399	2352	1.0632	0.9	0.0000196	3363
TK ₂₂	0.06	18	49.2125	2300	1.0822	-	-	1309
TK ₂₃	0.07	4	32.8083	2700	1.139	2	0.0000205	5536
TK ₂₄	0.06	50	239.501	3100	1.09	3.3	0.0000093	4878
	0.0625	737.2273	102.7993	2804.833	1.08369	27.3	0.000014985	3060.5

Tablo.8.6 TS₂ Saha parametreleri aritmetik ortalama değerleri

TS ₂	Ø	K (mD)	H (ft)	Pe (psia)	Bo (bbl/stb)	Viz (cp)	Ct (1/psi)	Re (ft)
TK ₁	0.1	25	36.0891	3590	1.107	3.7	-	1924
TK ₂	0.14	45	22.9658	2640	-	-	-	2414
TK ₃	0.13	44	39.37	2985	1.0640	8	1.27E-05	1625
TK ₄	0.08	26	39.37	2380	1.094	1	-	1493
TK ₅	0.18	58	160.761	1750	1.0205	592	0.000086	14014
TK ₆	0.1	400	164.042	2720	1.0793	5.9	-	2777
TK ₇	0.14	2	42.6508	2925	1.09	20	-	1348
TK ₈	0.11	15	32.8083	1465	1.05	33	0.000013	1434
	0.1206	424.8071	69.02046	2849.063	1.292029	3.923	1.281111111	3245.37

Ek.7

Örnek program çıktısı

Veriler ve Hesaplananlar			Hesaplanan Değerler
Porozite			= 0,0630
Etkin yatay geçirgenlik,mD			= 85,9400
Üretim zonu kalınlığı,ft			= 13,00
Rezervuar basıncı,psia			= 2885,95
Akışkan formasyon hacim faktörü			= 1,09
Akışkan viskozitesi,cp			= 3,33000
Toplam sıkıştırılabilirlik			= 0,00001580
RE			= 3057,13
Kuyu Çapı			= 0,4250
Yüzey Faktörü			= 0,0000
Rezervuar Kalınlığı			= 13,0000
0,04382923	2,59	590,0	2648,94849
0,04238043	2,62	580,0	2646,01465
0,04095598	2,65	570,0	2643,02490
0,03955588	2,69	560,0	2639,97754
0,03818013	2,72	550,0	2636,87036
0,03682873	2,76	540,0	2633,70142
0,03550167	2,79	530,0	2630,46826
0,03419897	2,83	520,0	2627,16846
0,03292062	2,86	510,0	2623,79980
0,03166662	2,90	500,0	2620,35938
0,03043696	2,94	490,0	2616,84424
0,02923166	2,98	480,0	2613,25146
0,02805071	3,02	470,0	2609,57813
0,02689410	3,06	460,0	2605,82080
0,02576185	3,10	450,0	2601,97583
0,02465394	3,15	440,0	2598,03931
0,02357038	3,19	430,0	2594,00732
0,02251118	3,24	420,0	2589,87573
0,02147632	3,28	410,0	2585,63965
0,02046581	3,33	400,0	2581,29419
0,01947966	3,38	390,0	2576,83423
0,01851785	3,43	380,0	2572,25391
0,01758039	3,48	370,0	2567,54736
0,01666728	3,53	360,0	2562,70801
0,01577852	3,59	350,0	2557,72876
0,01491411	3,64	340,0	2552,60181
0,01407405	3,70	330,0	2547,31909

0,01325834	3,76	320,0	2541,87158
0,01246698	3,82	310,0	2536,24951
0,01169997	3,88	300,0	2530,44238
0,01095731	3,95	290,0	2524,43848
0,01023899	4,02	280,0	2518,22510
0,00954503	4,07	270,0	2506,93115
0,00887542	4,15	260,0	2500,02148
0,00823016	4,22	250,0	2492,84082
0,00760924	4,30	240,0	2485,36694
0,00701268	4,38	230,0	2477,57520
0,00644046	4,47	220,0	2469,43677
0,00589260	4,56	210,0	2460,91968
0,00536908	4,65	200,0	2451,98706
0,00486991	4,75	190,0	2442,59595
0,00439510	4,85	180,0	2432,69727
0,00394463	4,96	170,0	2422,23242
0,00351851	5,07	160,0	2411,13306
0,00311675	5,19	150,0	2399,31714
0,00273933	5,32	140,0	2386,68555
0,00238626	5,46	130,0	2373,11768
0,00205754	5,61	120,0	2358,46313
0,00175317	5,77	110,0	2342,53271
0,00147315	5,94	100,0	2325,08301
0,00121748	6,13	90,0	2305,79321
0,00098616	6,34	80,0	2284,22900
0,00077919	6,58	70,0	2259,78149
0,00059656	6,85	60,0	2231,55908
0,00043829	7,16	50,0	2198,17896
0,00030437	7,52	40,0	2157,32495
0,00019480	7,97	30,0	2104,65527
0,00010957	8,54	20,0	2030,42114
0,00004870	9,35	10,0	1903,51709
Rezervuar Kalınlığı		= 33,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2792,58569
0,04238043	2,62	580,0	2791,42993
0,04095598	2,65	570,0	2790,25220
0,03955588	2,69	560,0	2789,05176
0,03818013	2,72	550,0	2787,82764
0,03682873	2,76	540,0	2786,57935
0,03550167	2,79	530,0	2785,30566
0,03419897	2,83	520,0	2784,00586
0,03292062	2,86	510,0	2782,67871
0,03166662	2,90	500,0	2781,32324
0,03043696	2,94	490,0	2779,93848
0,02923166	2,98	480,0	2778,52319
0,02805071	3,02	470,0	2777,07617

0,02689410	3,06	460,0	2775,59595
0,02576185	3,10	450,0	2774,08130
0,02465394	3,15	440,0	2772,53052
0,02357038	3,19	430,0	2770,94238
0,02251118	3,24	420,0	2769,31470
0,02147632	3,28	410,0	2767,64600
0,02046581	3,33	400,0	2765,93408
0,01947966	3,38	390,0	2764,17700
0,01851785	3,43	380,0	2762,37280
0,01758039	3,48	370,0	2760,51855
0,01666728	3,53	360,0	2758,61230
0,01577852	3,59	350,0	2756,65063
0,01491411	3,64	340,0	2754,63086
0,01407405	3,70	330,0	2752,54980
0,01325834	3,76	320,0	2750,40381
0,01246698	3,82	310,0	2748,18921
0,01169997	3,88	300,0	2745,90161
0,01095731	3,95	290,0	2743,53638
0,01023899	4,02	280,0	2741,08862
0,00954503	4,07	270,0	2736,63965
0,00887542	4,15	260,0	2733,91748
0,00823016	4,22	250,0	2731,08887
0,00760924	4,30	240,0	2728,14453
0,00701268	4,38	230,0	2725,07495
0,00644046	4,47	220,0	2721,86890
0,00589260	4,56	210,0	2718,51367
0,00536908	4,65	200,0	2714,99487
0,00486991	4,75	190,0	2711,29541
0,00439510	4,85	180,0	2707,39575
0,00394463	4,96	170,0	2703,27344
0,00351851	5,07	160,0	2698,90088
0,00311675	5,19	150,0	2694,24609
0,00273933	5,32	140,0	2689,27002
0,00238626	5,46	130,0	2683,92505
0,00205754	5,61	120,0	2678,15210
0,00175317	5,77	110,0	2671,87646
0,00147315	5,94	100,0	2665,00244
0,00121748	6,13	90,0	2657,40332
0,00098616	6,34	80,0	2648,90845
0,00077919	6,58	70,0	2639,27759
0,00059656	6,85	60,0	2628,15967
0,00043829	7,16	50,0	2615,01001
0,00030437	7,52	40,0	2598,91602
0,00019480	7,97	30,0	2578,16724
0,00010957	8,54	20,0	2548,92334
0,00004870	9,35	10,0	2498,93091

Rezervuar Kalınlığı	= 53,0000		
0,04382923	2,59	590,0	2827,81763
0,04238043	2,62	580,0	2827,09790
0,04095598	2,65	570,0	2826,36450
0,03955588	2,69	560,0	2825,61719
0,03818013	2,72	550,0	2824,85498
0,03682873	2,76	540,0	2824,07764
0,03550167	2,79	530,0	2823,28467
0,03419897	2,83	520,0	2822,47534
0,03292062	2,86	510,0	2821,64893
0,03166662	2,90	500,0	2820,80518
0,03043696	2,94	490,0	2819,94287
0,02923166	2,98	480,0	2819,06177
0,02805071	3,02	470,0	2818,16064
0,02689410	3,06	460,0	2817,23901
0,02576185	3,10	450,0	2816,29590
0,02465394	3,15	440,0	2815,33032
0,02357038	3,19	430,0	2814,34131
0,02251118	3,24	420,0	2813,32788
0,02147632	3,28	410,0	2812,28882
0,02046581	3,33	400,0	2811,22314
0,01947966	3,38	390,0	2810,12915
0,01851785	3,43	380,0	2809,00562
0,01758039	3,48	370,0	2807,85132
0,01666728	3,53	360,0	2806,66431
0,01577852	3,59	350,0	2805,44287
0,01491411	3,64	340,0	2804,18530
0,01407405	3,70	330,0	2802,88965
0,01325834	3,76	320,0	2801,55347
0,01246698	3,82	310,0	2800,17432
0,01169997	3,88	300,0	2798,75000
0,01095731	3,95	290,0	2797,27734
0,01023899	4,02	280,0	2795,75317
0,00954503	4,07	270,0	2792,98315
0,00887542	4,15	260,0	2791,28833
0,00823016	4,22	250,0	2789,52710
0,00760924	4,30	240,0	2787,69385
0,00701268	4,38	230,0	2785,78247
0,00644046	4,47	220,0	2783,78638
0,00589260	4,56	210,0	2781,69727
0,00536908	4,65	200,0	2779,50610
0,00486991	4,75	190,0	2777,20288
0,00439510	4,85	180,0	2774,77466
0,00394463	4,96	170,0	2772,20801
0,00351851	5,07	160,0	2769,48535
0,00311675	5,19	150,0	2766,58716

0,00273933	5,32	140,0	2763,48877
0,00238626	5,46	130,0	2760,16089
0,00205754	5,61	120,0	2756,56641
0,00175317	5,77	110,0	2752,65894
0,00147315	5,94	100,0	2748,37891
0,00121748	6,13	90,0	2743,64746
0,00098616	6,34	80,0	2738,35815
0,00077919	6,58	70,0	2732,36157
0,00059656	6,85	60,0	2725,43896
0,00043829	7,16	50,0	2717,25146
0,00030437	7,52	40,0	2707,23071
0,00019480	7,97	30,0	2694,31152
0,00010957	8,54	20,0	2676,10327
0,00004870	9,35	10,0	2644,97583
Rezervuar Kalınlığı		= 73,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2843,74414
0,04238043	2,62	580,0	2843,22168
0,04095598	2,65	570,0	2842,68921
0,03955588	2,69	560,0	2842,14673
0,03818013	2,72	550,0	2841,59326
0,03682873	2,76	540,0	2841,02905
0,03550167	2,79	530,0	2840,45313
0,03419897	2,83	520,0	2839,86548
0,03292062	2,86	510,0	2839,26563
0,03166662	2,90	500,0	2838,65308
0,03043696	2,94	490,0	2838,02710
0,02923166	2,98	480,0	2837,38721
0,02805071	3,02	470,0	2836,73315
0,02689410	3,06	460,0	2836,06396
0,02576185	3,10	450,0	2835,37915
0,02465394	3,15	440,0	2834,67822
0,02357038	3,19	430,0	2833,96021
0,02251118	3,24	420,0	2833,22437
0,02147632	3,28	410,0	2832,46997
0,02046581	3,33	400,0	2831,69629
0,01947966	3,38	390,0	2830,90186
0,01851785	3,43	380,0	2830,08618
0,01758039	3,48	370,0	2829,24805
0,01666728	3,53	360,0	2828,38623
0,01577852	3,59	350,0	2827,49951
0,01491411	3,64	340,0	2826,58667
0,01407405	3,70	330,0	2825,64575
0,01325834	3,76	320,0	2824,67578
0,01246698	3,82	310,0	2823,67456
0,01169997	3,88	300,0	2822,64038
0,01095731	3,95	290,0	2821,57129

0,01023899	4,02	280,0	2820,46460
0,00954503	4,07	270,0	2818,45337
0,00887542	4,15	260,0	2817,22290
0,00823016	4,22	250,0	2815,94434
0,00760924	4,30	240,0	2814,61328
0,00701268	4,38	230,0	2813,22559
0,00644046	4,47	220,0	2811,77637
0,00589260	4,56	210,0	2810,25952
0,00536908	4,65	200,0	2808,66895
0,00486991	4,75	190,0	2806,99658
0,00439510	4,85	180,0	2805,23364
0,00394463	4,96	170,0	2803,37012
0,00351851	5,07	160,0	2801,39355
0,00311675	5,19	150,0	2799,28931
0,00273933	5,32	140,0	2797,03979
0,00238626	5,46	130,0	2794,62354
0,00205754	5,61	120,0	2792,01392
0,00175317	5,77	110,0	2789,17700
0,00147315	5,94	100,0	2786,06958
0,00121748	6,13	90,0	2782,63428
0,00098616	6,34	80,0	2778,79419
0,00077919	6,58	70,0	2774,44043
0,00059656	6,85	60,0	2769,41455
0,00043829	7,16	50,0	2763,47021
0,00030437	7,52	40,0	2756,19482
0,00019480	7,97	30,0	2746,81519
0,00010957	8,54	20,0	2733,59546
0,00004870	9,35	10,0	2710,99609
Rezervuar Kalınlığı		= 93,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2852,82080
0,04238043	2,62	580,0	2852,41064
0,04095598	2,65	570,0	2851,99268
0,03955588	2,69	560,0	2851,56665
0,03818013	2,72	550,0	2851,13232
0,03682873	2,76	540,0	2850,68945
0,03550167	2,79	530,0	2850,23755
0,03419897	2,83	520,0	2849,77612
0,03292062	2,86	510,0	2849,30542
0,03166662	2,90	500,0	2848,82446
0,03043696	2,94	490,0	2848,33301
0,02923166	2,98	480,0	2847,83081
0,02805071	3,02	470,0	2847,31738
0,02689410	3,06	460,0	2846,79224
0,02576185	3,10	450,0	2846,25464
0,02465394	3,15	440,0	2845,70435
0,02357038	3,19	430,0	2845,14087

0,02251118	3,24	420,0	2844,56323
0,02147632	3,28	410,0	2843,97119
0,02046581	3,33	400,0	2843,36377
0,01947966	3,38	390,0	2842,74023
0,01851785	3,43	380,0	2842,10010
0,01758039	3,48	370,0	2841,44214
0,01666728	3,53	360,0	2840,76563
0,01577852	3,59	350,0	2840,06958
0,01491411	3,64	340,0	2839,35278
0,01407405	3,70	330,0	2838,61450
0,01325834	3,76	320,0	2837,85303
0,01246698	3,82	310,0	2837,06714
0,01169997	3,88	300,0	2836,25537
0,01095731	3,95	290,0	2835,41602
0,01023899	4,02	280,0	2834,54761
0,00954503	4,07	270,0	2832,96875
0,00887542	4,15	260,0	2832,00293
0,00823016	4,22	250,0	2830,99927
0,00760924	4,30	240,0	2829,95459
0,00701268	4,38	230,0	2828,86523
0,00644046	4,47	220,0	2827,72778
0,00589260	4,56	210,0	2826,53711
0,00536908	4,65	200,0	2825,28857
0,00486991	4,75	190,0	2823,97583
0,00439510	4,85	180,0	2822,59204
0,00394463	4,96	170,0	2821,12915
0,00351851	5,07	160,0	2819,57764
0,00311675	5,19	150,0	2817,92603
0,00273933	5,32	140,0	2816,16040
0,00238626	5,46	130,0	2814,26367
0,00205754	5,61	120,0	2812,21533
0,00175317	5,77	110,0	2809,98853
0,00147315	5,94	100,0	2807,54932
0,00121748	6,13	90,0	2804,85278
0,00098616	6,34	80,0	2801,83838
0,00077919	6,58	70,0	2798,42114
0,00059656	6,85	60,0	2794,47607
0,00043829	7,16	50,0	2789,80981
0,00030437	7,52	40,0	2784,09912
0,00019480	7,97	30,0	2776,73682
0,00010957	8,54	20,0	2766,35986
0,00004870	9,35	10,0	2748,62061
Rezervuar Kalınlığı			= 113,0000
0,04382923	2,59	590,0	2858,68433
0,04238043	2,62	580,0	2858,34668
0,04095598	2,65	570,0	2858,00293

0,03955588	2,69	560,0	2857,65234
0,03818013	2,72	550,0	2857,29468
0,03682873	2,76	540,0	2856,93018
0,03550167	2,79	530,0	2856,55835
0,03419897	2,83	520,0	2856,17871
0,03292062	2,86	510,0	2855,79102
0,03166662	2,90	500,0	2855,39526
0,03043696	2,94	490,0	2854,99097
0,02923166	2,98	480,0	2854,57764
0,02805071	3,02	470,0	2854,15503
0,02689410	3,06	460,0	2853,72266
0,02576185	3,10	450,0	2853,28027
0,02465394	3,15	440,0	2852,82739
0,02357038	3,19	430,0	2852,36353
0,02251118	3,24	420,0	2851,88843
0,02147632	3,28	410,0	2851,40088
0,02046581	3,33	400,0	2850,90112
0,01947966	3,38	390,0	2850,38794
0,01851785	3,43	380,0	2849,86108
0,01758039	3,48	370,0	2849,31958
0,01666728	3,53	360,0	2848,76294
0,01577852	3,59	350,0	2848,18994
0,01491411	3,64	340,0	2847,60010
0,01407405	3,70	330,0	2846,99243
0,01325834	3,76	320,0	2846,36572
0,01246698	3,82	310,0	2845,71899
0,01169997	3,88	300,0	2845,05078
0,01095731	3,95	290,0	2844,36011
0,01023899	4,02	280,0	2843,64526
0,00954503	4,07	270,0	2842,34595
0,00887542	4,15	260,0	2841,55103
0,00823016	4,22	250,0	2840,72510
0,00760924	4,30	240,0	2839,86523
0,00701268	4,38	230,0	2838,96875
0,00644046	4,47	220,0	2838,03247
0,00589260	4,56	210,0	2837,05273
0,00536908	4,65	200,0	2836,02490
0,00486991	4,75	190,0	2834,94458
0,00439510	4,85	180,0	2833,80591
0,00394463	4,96	170,0	2832,60181
0,00351851	5,07	160,0	2831,32495
0,00311675	5,19	150,0	2829,96558
0,00273933	5,32	140,0	2828,51245
0,00238626	5,46	130,0	2826,95166
0,00205754	5,61	120,0	2825,26563
0,00175317	5,77	110,0	2823,43286

0,00147315	5,94	100,0	2821,42554
0,00121748	6,13	90,0	2819,20630
0,00098616	6,34	80,0	2816,72534
0,00077919	6,58	70,0	2813,91284
0,00059656	6,85	60,0	2810,66602
0,00043829	7,16	50,0	2806,82593
0,00030437	7,52	40,0	2802,12598
0,00019480	7,97	30,0	2796,06641
0,00010957	8,54	20,0	2787,52637
0,00004870	9,35	10,0	2772,92676
Rezervuar Kalınlığı		= 133,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2862,78442
0,04238043	2,62	580,0	2862,49756
0,04095598	2,65	570,0	2862,20532
0,03955588	2,69	560,0	2861,90747
0,03818013	2,72	550,0	2861,60376
0,03682873	2,76	540,0	2861,29419
0,03550167	2,79	530,0	2860,97803
0,03419897	2,83	520,0	2860,65552
0,03292062	2,86	510,0	2860,32617
0,03166662	2,90	500,0	2859,98999
0,03043696	2,94	490,0	2859,64648
0,02923166	2,98	480,0	2859,29517
0,02805071	3,02	470,0	2858,93628
0,02689410	3,06	460,0	2858,56885
0,02576185	3,10	450,0	2858,19312
0,02465394	3,15	440,0	2857,80835
0,02357038	3,19	430,0	2857,41431
0,02251118	3,24	420,0	2857,01025
0,02147632	3,28	410,0	2856,59619
0,02046581	3,33	400,0	2856,17163
0,01947966	3,38	390,0	2855,73560
0,01851785	3,43	380,0	2855,28784
0,01758039	3,48	370,0	2854,82788
0,01666728	3,53	360,0	2854,35498
0,01577852	3,59	350,0	2853,86816
0,01491411	3,64	340,0	2853,36694
0,01407405	3,70	330,0	2852,85059
0,01325834	3,76	320,0	2852,31812
0,01246698	3,82	310,0	2851,76880
0,01169997	3,88	300,0	2851,20117
0,01095731	3,95	290,0	2850,61426
0,01023899	4,02	280,0	2850,00684
0,00954503	4,07	270,0	2848,90308
0,00887542	4,15	260,0	2848,22754
0,00823016	4,22	250,0	2847,52588

0,00760924	4,30	240,0	2846,79517
0,00701268	4,38	230,0	2846,03369
0,00644046	4,47	220,0	2845,23804
0,00589260	4,56	210,0	2844,40552
0,00536908	4,65	200,0	2843,53247
0,00486991	4,75	190,0	2842,61450
0,00439510	4,85	180,0	2841,64697
0,00394463	4,96	170,0	2840,62427
0,00351851	5,07	160,0	2839,53931
0,00311675	5,19	150,0	2838,38428
0,00273933	5,32	140,0	2837,14966
0,00238626	5,46	130,0	2835,82349
0,00205754	5,61	120,0	2834,39111
0,00175317	5,77	110,0	2832,83398
0,00147315	5,94	100,0	2831,12842
0,00121748	6,13	90,0	2829,24292
0,00098616	6,34	80,0	2827,13501
0,00077919	6,58	70,0	2824,74561
0,00059656	6,85	60,0	2821,98706
0,00043829	7,16	50,0	2818,72412
0,00030437	7,52	40,0	2814,73096
0,00019480	7,97	30,0	2809,58276
0,00010957	8,54	20,0	2802,32690
0,00004870	9,35	10,0	2789,92261
Rezervuar Kalınlığı		= 153,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2865,81250
0,04238043	2,62	580,0	2865,56323
0,04095598	2,65	570,0	2865,30933
0,03955588	2,69	560,0	2865,05029
0,03818013	2,72	550,0	2864,78638
0,03682873	2,76	540,0	2864,51709
0,03550167	2,79	530,0	2864,24243
0,03419897	2,83	520,0	2863,96191
0,03292062	2,86	510,0	2863,67578
0,03166662	2,90	500,0	2863,38330
0,03043696	2,94	490,0	2863,08472
0,02923166	2,98	480,0	2862,77954
0,02805071	3,02	470,0	2862,46729
0,02689410	3,06	460,0	2862,14819
0,02576185	3,10	450,0	2861,82153
0,02465394	3,15	440,0	2861,48706
0,02357038	3,19	430,0	2861,14429
0,02251118	3,24	420,0	2860,79321
0,02147632	3,28	410,0	2860,43335
0,02046581	3,33	400,0	2860,06421
0,01947966	3,38	390,0	2859,68530

0,01851785	3,43	380,0	2859,29614
0,01758039	3,48	370,0	2858,89624
0,01666728	3,53	360,0	2858,48486
0,01577852	3,59	350,0	2858,06177
0,01491411	3,64	340,0	2857,62622
0,01407405	3,70	330,0	2857,17749
0,01325834	3,76	320,0	2856,71460
0,01246698	3,82	310,0	2856,23682
0,01169997	3,88	300,0	2855,74341
0,01095731	3,95	290,0	2855,23340
0,01023899	4,02	280,0	2854,70532
0,00954503	4,07	270,0	2853,74585
0,00887542	4,15	260,0	2853,15869
0,00823016	4,22	250,0	2852,54858
0,00760924	4,30	240,0	2851,91357
0,00701268	4,38	230,0	2851,25146
0,00644046	4,47	220,0	2850,56006
0,00589260	4,56	210,0	2849,83618
0,00536908	4,65	200,0	2849,07739
0,00486991	4,75	190,0	2848,27930
0,00439510	4,85	180,0	2847,43823
0,00394463	4,96	170,0	2846,54907
0,00351851	5,07	160,0	2845,60596
0,00311675	5,19	150,0	2844,60205
0,00273933	5,32	140,0	2843,52881
0,00238626	5,46	130,0	2842,37598
0,00205754	5,61	120,0	2841,13086
0,00175317	5,77	110,0	2839,77734
0,00147315	5,94	100,0	2838,29468
0,00121748	6,13	90,0	2836,65552
0,00098616	6,34	80,0	2834,82324
0,00077919	6,58	70,0	2832,74609
0,00059656	6,85	60,0	2830,34814
0,00043829	7,16	50,0	2827,51196
0,00030437	7,52	40,0	2824,04077
0,00019480	7,97	30,0	2819,56543
0,00010957	8,54	20,0	2813,25806
0,00004870	9,35	10,0	2802,47534
Rezervuar Kalınlığı		= 173,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2868,14063
0,04238043	2,62	580,0	2867,92017
0,04095598	2,65	570,0	2867,69556
0,03955588	2,69	560,0	2867,46655
0,03818013	2,72	550,0	2867,23291
0,03682873	2,76	540,0	2866,99487
0,03550167	2,79	530,0	2866,75195

0,03419897	2,83	520,0	2866,50391
0,03292062	2,86	510,0	2866,25073
0,03166662	2,90	500,0	2865,99219
0,03043696	2,94	490,0	2865,72803
0,02923166	2,98	480,0	2865,45825
0,02805071	3,02	470,0	2865,18213
0,02689410	3,06	460,0	2864,89990
0,02576185	3,10	450,0	2864,61084
0,02465394	3,15	440,0	2864,31494
0,02357038	3,19	430,0	2864,01196
0,02251118	3,24	420,0	2863,70166
0,02147632	3,28	410,0	2863,38330
0,02046581	3,33	400,0	2863,05664
0,01947966	3,38	390,0	2862,72168
0,01851785	3,43	380,0	2862,37744
0,01758039	3,48	370,0	2862,02368
0,01666728	3,53	360,0	2861,66016
0,01577852	3,59	350,0	2861,28589
0,01491411	3,64	340,0	2860,90063
0,01407405	3,70	330,0	2860,50366
0,01325834	3,76	320,0	2860,09424
0,01246698	3,82	310,0	2859,67188
0,01169997	3,88	300,0	2859,23560
0,01095731	3,95	290,0	2858,78442
0,01023899	4,02	280,0	2858,31738
0,00954503	4,07	270,0	2857,46875
0,00887542	4,15	260,0	2856,94946
0,00823016	4,22	250,0	2856,40991
0,00760924	4,30	240,0	2855,84839
0,00701268	4,38	230,0	2855,26294
0,00644046	4,47	220,0	2854,65137
0,00589260	4,56	210,0	2854,01123
0,00536908	4,65	200,0	2853,34009
0,00486991	4,75	190,0	2852,63428
0,00439510	4,85	180,0	2851,89038
0,00394463	4,96	170,0	2851,10400
0,00351851	5,07	160,0	2850,27002
0,00311675	5,19	150,0	2849,38208
0,00273933	5,32	140,0	2848,43286
0,00238626	5,46	130,0	2847,41333
0,00205754	5,61	120,0	2846,31226
0,00175317	5,77	110,0	2845,11523
0,00147315	5,94	100,0	2843,80396
0,00121748	6,13	90,0	2842,35425
0,00098616	6,34	80,0	2840,73389
0,00077919	6,58	70,0	2838,89673

0,00059656	6,85	60,0	2836,77612
0,00043829	7,16	50,0	2834,26782
0,00030437	7,52	40,0	2831,19775
0,00019480	7,97	30,0	2827,23999
0,00010957	8,54	20,0	2821,66162
0,00004870	9,35	10,0	2812,12549
Rezervuar Kalınlığı		= 193,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2869,98608
0,04238043	2,62	580,0	2869,78857
0,04095598	2,65	570,0	2869,58716
0,03955588	2,69	560,0	2869,38184
0,03818013	2,72	550,0	2869,17261
0,03682873	2,76	540,0	2868,95923
0,03550167	2,79	530,0	2868,74146
0,03419897	2,83	520,0	2868,51904
0,03292062	2,86	510,0	2868,29224
0,03166662	2,90	500,0	2868,06030
0,03043696	2,94	490,0	2867,82373
0,02923166	2,98	480,0	2867,58179
0,02805071	3,02	470,0	2867,33423
0,02689410	3,06	460,0	2867,08105
0,02576185	3,10	450,0	2866,82227
0,02465394	3,15	440,0	2866,55713
0,02357038	3,19	430,0	2866,28540
0,02251118	3,24	420,0	2866,00708
0,02147632	3,28	410,0	2865,72168
0,02046581	3,33	400,0	2865,42920
0,01947966	3,38	390,0	2865,12866
0,01851785	3,43	380,0	2864,82007
0,01758039	3,48	370,0	2864,50317
0,01666728	3,53	360,0	2864,17725
0,01577852	3,59	350,0	2863,84180
0,01491411	3,64	340,0	2863,49634
0,01407405	3,70	330,0	2863,14063
0,01325834	3,76	320,0	2862,77368
0,01246698	3,82	310,0	2862,39502
0,01169997	3,88	300,0	2862,00391
0,01095731	3,95	290,0	2861,59937
0,01023899	4,02	280,0	2861,18091
0,00954503	4,07	270,0	2860,42017
0,00887542	4,15	260,0	2859,95483
0,00823016	4,22	250,0	2859,47119
0,00760924	4,30	240,0	2858,96777
0,00701268	4,38	230,0	2858,44287
0,00644046	4,47	220,0	2857,89478
0,00589260	4,56	210,0	2857,32104

0,00536908	4,65	200,0	2856,71924
0,00486991	4,75	190,0	2856,08667
0,00439510	4,85	180,0	2855,41992
0,00394463	4,96	170,0	2854,71509
0,00351851	5,07	160,0	2853,96753
0,00311675	5,19	150,0	2853,17163
0,00273933	5,32	140,0	2852,32080
0,00238626	5,46	130,0	2851,40674
0,00205754	5,61	120,0	2850,41968
0,00175317	5,77	110,0	2849,34668
0,00147315	5,94	100,0	2848,17139
0,00121748	6,13	90,0	2846,87207
0,00098616	6,34	80,0	2845,41943
0,00077919	6,58	70,0	2843,77271
0,00059656	6,85	60,0	2841,87183
0,00043829	7,16	50,0	2839,62329
0,00030437	7,52	40,0	2836,87158
0,00019480	7,97	30,0	2833,32397
0,00010957	8,54	20,0	2828,32373
0,00004870	9,35	10,0	2819,77563
Rezervuar Kalınlığı		= 213,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2871,48511
0,04238043	2,62	580,0	2871,30591
0,04095598	2,65	570,0	2871,12354
0,03955588	2,69	560,0	2870,93750
0,03818013	2,72	550,0	2870,74780
0,03682873	2,76	540,0	2870,55444
0,03550167	2,79	530,0	2870,35718
0,03419897	2,83	520,0	2870,15576
0,03292062	2,86	510,0	2869,95020
0,03166662	2,90	500,0	2869,74023
0,03043696	2,94	490,0	2869,52563
0,02923166	2,98	480,0	2869,30640
0,02805071	3,02	470,0	2869,08228
0,02689410	3,06	460,0	2868,85278
0,02576185	3,10	450,0	2868,61816
0,02465394	3,15	440,0	2868,37793
0,02357038	3,19	430,0	2868,13184
0,02251118	3,24	420,0	2867,87964
0,02147632	3,28	410,0	2867,62109
0,02046581	3,33	400,0	2867,35596
0,01947966	3,38	390,0	2867,08374
0,01851785	3,43	380,0	2866,80420
0,01758039	3,48	370,0	2866,51685
0,01666728	3,53	360,0	2866,22168
0,01577852	3,59	350,0	2865,91772

0,01491411	3,64	340,0	2865,60474
0,01407405	3,70	330,0	2865,28223
0,01325834	3,76	320,0	2864,94995
0,01246698	3,82	310,0	2864,60669
0,01169997	3,88	300,0	2864,25220
0,01095731	3,95	290,0	2863,88599
0,01023899	4,02	280,0	2863,50659
0,00954503	4,07	270,0	2862,81738
0,00887542	4,15	260,0	2862,39575
0,00823016	4,22	250,0	2861,95728
0,00760924	4,30	240,0	2861,50122
0,00701268	4,38	230,0	2861,02563
0,00644046	4,47	220,0	2860,52905
0,00589260	4,56	210,0	2860,00903
0,00536908	4,65	200,0	2859,46387
0,00486991	4,75	190,0	2858,89087
0,00439510	4,85	180,0	2858,28662
0,00394463	4,96	170,0	2857,64795
0,00351851	5,07	160,0	2856,97046
0,00311675	5,19	150,0	2856,24927
0,00273933	5,32	140,0	2855,47852
0,00238626	5,46	130,0	2854,65039
0,00205754	5,61	120,0	2853,75586
0,00175317	5,77	110,0	2852,78369
0,00147315	5,94	100,0	2851,71875
0,00121748	6,13	90,0	2850,54126
0,00098616	6,34	80,0	2849,22510
0,00077919	6,58	70,0	2847,73315
0,00059656	6,85	60,0	2846,01050
0,00043829	7,16	50,0	2843,97339
0,00030437	7,52	40,0	2841,47998
0,00019480	7,97	30,0	2838,26538
0,00010957	8,54	20,0	2833,73462
0,00004870	9,35	10,0	2825,98926
Rezervuar Kalınlığı		= 233,0000	
0,04382923	2,59	590,0	2872,72681
0,04238043	2,62	580,0	2872,56299
0,04095598	2,65	570,0	2872,39624
0,03955588	2,69	560,0	2872,22607
0,03818013	2,72	550,0	2872,05273
0,03682873	2,76	540,0	2871,87598
0,03550167	2,79	530,0	2871,69556
0,03419897	2,83	520,0	2871,51147
0,03292062	2,86	510,0	2871,32349
0,03166662	2,90	500,0	2871,13159
0,03043696	2,94	490,0	2870,93555

0,02923166	2,98	480,0	2870,73511
0,02805071	3,02	470,0	2870,53003
0,02689410	3,06	460,0	2870,32031
0,02576185	3,10	450,0	2870,10596
0,02465394	3,15	440,0	2869,88623
0,02357038	3,19	430,0	2869,66138
0,02251118	3,24	420,0	2869,43091
0,02147632	3,28	410,0	2869,19434
0,02046581	3,33	400,0	2868,95190
0,01947966	3,38	390,0	2868,70313
0,01851785	3,43	380,0	2868,44751
0,01758039	3,48	370,0	2868,18506
0,01666728	3,53	360,0	2867,91504
0,01577852	3,59	350,0	2867,63721
0,01491411	3,64	340,0	2867,35107
0,01407405	3,70	330,0	2867,05640
0,01325834	3,76	320,0	2866,75244
0,01246698	3,82	310,0	2866,43872
0,01169997	3,88	300,0	2866,11475
0,01095731	3,95	290,0	2865,77979
0,01023899	4,02	280,0	2865,43311
0,00954503	4,07	270,0	2864,80298
0,00887542	4,15	260,0	2864,41748
0,00823016	4,22	250,0	2864,01685
0,00760924	4,30	240,0	2863,59985
0,00701268	4,38	230,0	2863,16504
0,00644046	4,47	220,0	2862,71094
0,00589260	4,56	210,0	2862,23584
0,00536908	4,65	200,0	2861,73730
0,00486991	4,75	190,0	2861,21338
0,00439510	4,85	180,0	2860,66113
0,00394463	4,96	170,0	2860,07739
0,00351851	5,07	160,0	2859,45801
0,00311675	5,19	150,0	2858,79883
0,00273933	5,32	140,0	2858,09399
0,00238626	5,46	130,0	2857,33691
0,00205754	5,61	120,0	2856,51929
0,00175317	5,77	110,0	2855,63062
0,00147315	5,94	100,0	2854,65698
0,00121748	6,13	90,0	2853,58081
0,00098616	6,34	80,0	2852,37744
0,00077919	6,58	70,0	2851,01343
0,00059656	6,85	60,0	2849,43896
0,00043829	7,16	50,0	2847,57642
0,00030437	7,52	40,0	2845,29712
0,00019480	7,97	30,0	2842,35840

0,00010957	8,54	20,0	2838,21655
0,00004870	9,35	10,0	2831,13599
Rezervuar Kalınlığı			= 253,0000
0,04382923	2,59	590,0	2873,77197
0,04238043	2,62	580,0	2873,62134
0,04095598	2,65	570,0	2873,46753
0,03955588	2,69	560,0	2873,31104
0,03818013	2,72	550,0	2873,15137
0,03682873	2,76	540,0	2872,98853
0,03550167	2,79	530,0	2872,82251
0,03419897	2,83	520,0	2872,65283
0,03292062	2,86	510,0	2872,47974
0,03166662	2,90	500,0	2872,30298
0,03043696	2,94	490,0	2872,12231
0,02923166	2,98	480,0	2871,93774
0,02805071	3,02	470,0	2871,74902
0,02689410	3,06	460,0	2871,55591
0,02576185	3,10	450,0	2871,35840
0,02465394	3,15	440,0	2871,15601
0,02357038	3,19	430,0	2870,94897
0,02251118	3,24	420,0	2870,73657
0,02147632	3,28	410,0	2870,51904
0,02046581	3,33	400,0	2870,29565
0,01947966	3,38	390,0	2870,06665
0,01851785	3,43	380,0	2869,83130
0,01758039	3,48	370,0	2869,58936
0,01666728	3,53	360,0	2869,34058
0,01577852	3,59	350,0	2869,08472
0,01491411	3,64	340,0	2868,82129
0,01407405	3,70	330,0	2868,55005
0,01325834	3,76	320,0	2868,27002
0,01246698	3,82	310,0	2867,98120
0,01169997	3,88	300,0	2867,68286
0,01095731	3,95	290,0	2867,37427
0,01023899	4,02	280,0	2867,05493
0,00954503	4,07	270,0	2866,47461
0,00887542	4,15	260,0	2866,11963
0,00823016	4,22	250,0	2865,75073
0,00760924	4,30	240,0	2865,36670
0,00701268	4,38	230,0	2864,96631
0,00644046	4,47	220,0	2864,54810
0,00589260	4,56	210,0	2864,11035
0,00536908	4,65	200,0	2863,65137
0,00486991	4,75	190,0	2863,16895
0,00439510	4,85	180,0	2862,66040
0,00394463	4,96	170,0	2862,12256

0,00351851	5,07	160,0	2861,55225
0,00311675	5,19	150,0	2860,94507
0,00273933	5,32	140,0	2860,29614
0,00238626	5,46	130,0	2859,59888
0,00205754	5,61	120,0	2858,84595
0,00175317	5,77	110,0	2858,02734
0,00147315	5,94	100,0	2857,13062
0,00121748	6,13	90,0	2856,13940
0,00098616	6,34	80,0	2855,03149
0,00077919	6,58	70,0	2853,77539
0,00059656	6,85	60,0	2852,32520
0,00043829	7,16	50,0	2850,60986
0,00030437	7,52	40,0	2848,51074
0,00019480	7,97	30,0	2845,80444
0,00010957	8,54	20,0	2841,98999
0,00004870	9,35	10,0	2835,46924