



**İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**BİR PETROL SAHASINDA FARKLI
REZERVUARLARDAKİ PETROLLERİN
JEOİSTATİSTİKSEL DEĞERLENDİRİLMESİ -
KUZEY IRAK**

Mohammed A.İSMEEL

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman

Prof. Dr. M. Namık YALÇIN

Dr. Torhan M. AL-Mufti

Temmuz 2011

İSTANBUL

Bu çalışma 18/07/2011 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi



Danışman

Prof. Dr. M. Namık Yalçın

İstanbul Üniversitesi

Mühendislik Fakültesi



Prof. Dr. Kurultay Öztürk

İstanbul Üniversitesi

Deniz Bilimleri ve İşletmeciliği

Enstitüsü



Prof. Dr. Ali Malik Gözübol

İstanbul Üniversitesi

Mühendislik Fakültesi



Doç. Dr. Hakan Hoşgörmez

İstanbul Üniversitesi

Mühendislik Fakültesi



Yrd. Doç. Dr. Hasan Emre

İstanbul Üniversitesi

Mühendislik Fakültesi

ÖNSÖZ

Bu çalışma İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı, Uygulamalı Jeoloji Programında yüksek lisans tezi olarak hazırlanmıştır.

Tez danışmanım olmayı kabul eden, bu çalışmayı öneren ve çalışma süresince sürekli teşvik edici, yönlendirici tutumundan ve eğitici eleştirilerden dolayı İstanbul Üniversitesi öğretim üyesi hocam Prof. Dr. M. Namık YALÇIN' a,

Irak'taki bir kısım çalışmam için II. Danışman olarak beni kabul eden, yoğun çalışmalarına rağmen bu çalışmada bana gerektiği zamanını ayıran, her türlü kolaylığı sağlayan ve manevi destek olan Irak Cumhuriyeti'nin Devlet Bakanı hocam Dr. Torhan M. AL-Mufti' ya,

Irak'taki çalışmam süresince bana verilen kuyu verileri ve bölgedeki rezervuarların jeolojisi hakkında bilgilerden dolayı, Irak Cumhuriyeti'nin Petrol Bakanlığı, Kuzey Petrol Şirketi, Jeoloji Bölümü çalışanlarına,

Her zaman olduğu gibi bu çalışma döneminde de beni destekleyen, teşvik eden, bir çok konuda özveride bulunan ve sonsuz sabır ve anlayış gösteren sevgili aileme, bu çalışma sırasında da beni yalnız bırakmayan dostlarıma,

SONSUZ ŞÜKRANLARIMI SUNARIM.

Temmuz, 2011

Mohammed A. İSMEEL

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	i
İÇİNDEKİLER	ii
ŞEKİL LİSTESİ	iv
TABLO LİSTESİ	v
ÖZET	vi
SUMMARY	vii
1. GİRİŞ	1
1.1. ÇALIŞMANIN AMACI.....	3
1.2. TEZİN KAPSAMI	3
1.3. ÇALIŞMA ALANI	4
1.4. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....	5
2. GENEL KISIMLAR	6
2.1. BÖLGESEL JEOLJİ.....	6
2.2. STRATİGRAFİ	10
2.3. YAPISAL JEOLJİSİ	30
2.4. PETROL JEOLJİSİ.....	36

3. MALZEME VE YÖNTEMLER.....	43
3.1. İNCELENEN KUYULAR	43
3.2. İNCELENEN KUYULARDA YAPILAN ANALİZLER	44
3.3. ANALİTİK YÖNTEMLER.....	45
3.4. İSTATİSTİKSEL YÖNTEMLER.....	49
4. BULGULAR	50
4.1. Khabaz Petrol Sahası	50
4.1.1. Khabaz Petrol Sahasının Jeolojik Konumu	50
4.1.2. Khabaz Petrol Sahasının Stratigrafisi	51
4.1.3. Khabaz Petrol Sahasının Yapısal Jeolojisi	52
4.1.4. Khabaz Petrol Sahasının Petrol Sistemi	54
4.2. Khabaz Sahası Petrollerinin Kökensel Değerlendirilmesi.....	55
4.2.1. Petrollerin Özellikleri ve Sınıflaması	56
4.2.2. Formasyon Suyu Özellikleri.....	60
4.2.3. İstatistiksel Değerlendirme	65
4.2.4. Regresyonlar.....	75
5. TARTIŞMA VE SONUÇ	82
KAYNAKLAR	86
ÖZGEÇMİŞ.....	90

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1	: Irak petrol sahaları haritası	2
Şekil 2.1	: Irak'ın jeoloji haritası	7
Şekil 2.2	: Irak'ın yapısal kuşakları	9
Şekil 2.3	: Kenar Kıvrımları ile Aşırı Kıvrımlanmış Bölgedeki Üst Jura-Alt Kretase yaşlı formasyonların stratigrafik korelasyonu	11
Şekil 2.4	: Turoniyen-Daniyen formasyonlarının stratigrafik korelasyonu	16
Şekil 2.5	: Paleosen-Eosen formasyonların stratigrafik korelasyonu	19
Şekil 2.6	: Oligosen-Miyosen-Pliyosen formasyonların stratigrafik korelasyonu	26
Şekil 2.7	: Irak'ın fay sistemi ve fay bölgelerinin dağılımları	30
Şekil 2.8	: Irak'ın orta kesimi boyunca taslak kesit; Duraylı Tabakalar, Kenar Kıvrımları Bölgesi ve Aşırı Kıvrımlanmış Bölge. Irak'ın en derin temeli Kenar Kıvrımları Bölge'sindedir	33
Şekil 2.9	: Duraysız Şelf Zonu'nun tektonik ve yapısal unsurları	34
Şekil 2.10	: Irak'ta ana kayanın (Chia Gara Formasyonu) çökme ortamları	38
Şekil 2.11	: Ana kaya (Chia Gara Formasyonu) olgunluk haritası	39
Şekil 3.1	: Çalışma alanı ve incelenen kuyuların dağılımlarını gösteren taslak harita	43
Şekil 4.1	: Khabaz petrol alanının yerini ve alt bölümlerini gösteren haritası	50
Şekil 4.2	: Khabaz petrol sahasının konumu	51
Şekil 4.3	: Khabaz sahasının boyunca KB-GD yönlü yapısal kesit. Bu beş birimi göstermektedir. Tersiyer, Üst Kretase, Orta Kretase (Üst Qamchuqa, Üst Sarmord, Alt Qamchuqa) Formasyonları	52
Şekil 4.4	: Khabaz ve çevresindeki petrol sahaların yapıları	54
Şekil 4.5	: Ham petrolerin üçgen diyagram yardımıyla Qamchuqa rezervuar kuyularının sınıflandırılması	60
Şekil 4.6	: Khabaz sahasının farklı rezervuarlardan üretim yapan 10 kuyu diyagramı	70
Şekil 4.7	: Khabaz sahasının Tersiyer rezervuarlardaki diyagramı	71
Şekil 4.8	: Khabaz sahasının Kretase rezervuarların diyagramı	72
Şekil 4.9	: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların API ile derinlik arasındaki ilişkisi	76
Şekil 4.10	: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların asfalten ile derinlik arasındaki ilişkisi	77
Şekil 4.11	: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların özgül ağırlık ile derinlik arasındaki ilişkisi	78
Şekil 4.12	: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların balmumu ile derinlik arasındaki ilişkisi	79
Şekil 4.13	: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların Asfalten ile Ni arasındaki ilişkisi	80
Şekil 4.14	: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların Asfalten ile V arasındaki ilişkisi	81
Şekil 5.1	: Khabaz petrol sahasının petrol türü	84

TABLO LİSTESİ

Tablo 3.1	: Khzbaz petrol kuyularında üretilen petrollerin saptanmış fizikokimyasal ve jeokimyasal özellikleri.....	44
Tablo 3.2	: Khabaz petrol kuyuların formasyon suyun anyon ve katyon özellikleri.....	45
Tablo 3.3	: Khabaz Petrol Kuyuların bileşim özellikleri.....	45
Tablo 4.1	: Khabaz petrol kuyularında üretilen petrollerin fizikokimyasal ve jeokimyasal özellikleri.....	55
Tablo 4.2	: Khabaz petrol kuyularındaki formasyon suyu özellikleri.....	56
Tablo 4.3	: Khabaz petrol kuyuların bileşim özellikleri.....	56
Tablo 4.4	: Genetik su tiplerinin belirlenmesinde kullanılan eşik değerler.....	61
Tablo 4.5	: Khabaz petrol sahasının formasyon suyu değerleri (ppm).....	63
Tablo 4.6	: Khabaz petrol sahasının formasyon suyu değerleri (epm).....	64
Tablo 4.7	: Khabaz petrol sahasının formasyon suyu değerlendirmesi.....	64
Tablo 4.8	: Korelasyon katsayıların (R) adlandırılmaları.....	65
Tablo 4.9	: Khabaz sahası tüm kuyuları arasındaki korelasyon katsayıları.....	66
Tablo 4.10	: Khabaz sahasının Tersiyer yaşlı rezervuarda üretim yapan kuyuları arasındaki korelasyon katsayıları.....	67
Tablo 4.11	: Khabaz sahasındaki Kretase Üst Qamchuqa yaşlı rezervuarda üretim yapan kuyuları arasındaki korelasyon katsayıları.....	68
Tablo 4.12	: Khabaz sahasındaki Alt Qamchuqa yaşlı rezervuarda üretim yapan kuyular arasındaki korelasyon katsayıları.....	69
Tablo 4.13	: Khabaz sahasının farklı rezervuarlardan üretim yapan 10 kuyunun özellikleri arasındaki faktör analizi.....	73
Tablo 4.14	: Tersiyer rezervuarın petrol özellikleri arasındaki faktör analizi.....	74
Tablo 4.15	: Kretase rezervuarın petrol özellikleri arasındaki faktör analizi.....	75
Tablo 5.1	: Khabaz petrol sahasındaki özelliklerinin gözetilen farklılıkları.....	85

ÖZET

BİR PETROL SAHASINDA FARKLI REZERVUARLARDAKİ PETROLLERİN JEOİSTATİSTİKSEL DEĞERLENDİRİLMESİ - KUZEY IRAK

Kuzey Irak'taki petrol sahalarında petrol üretimi çoğunlukla birden çok rezervuardan yapılmaktadır. Bu rezervuarlar sırasıyla Tersiyer (bir rezervuar) ve Kretase (iki rezervuar) yaşlı birimlerden oluşmaktadır. Farklı rezervuarlardaki bu petrolerin tek bir veya farklı ana kayalardan mı türediği ve tek veya çok evreli bir göç sonucunda mı gerçekleşmiş olduğu sorularının cevabına bu tezde ulaşılmaya çalışılmıştır.

Bu çalışmada ele alınan Khabaz petrol sahası ve bu sahada açılmış olan petrol kuyularından hem Tersiyer yaşlı, hem de Kretase yaşlı rezervuarlara ulaşılmış olanlar seçildi. Bu rezervuarlardaki petrolerin özgül ağırlık, API-gravitesi, asfalt miktarı, kükürt miktarı, balmumu miktarı, kül miktarı, Ni-V miktarları gibi fiziko-kimyasal özellikleri kullanılarak ve rezervuar suyu içeren kuyularda bu suların kimyasal bileşimide gözetilerek çalışmanın amacına yaklaşım sağlanmıştır.

Her bir kuyu ve her bir rezervuar için ayrı ayrı belirlenen bu parametreler, önce bir veri tabanı olarak düzenlenmiştir. Daha sonrada bilgisayar destekli değerlendirmeler ve karşılaştırmalar kullanılarak bu veriler, korelasyon katsayısı (R), faktör analizi, ve klaster analizi gibi istatistiksel yöntemler yardımıyla birbirleriyle karşılaştırılmış ve rezervuarlar arasındaki benzerlik, yakınlık ve farklılıklar belirlenmeye çalışılmıştır.

Bu çalışmanın sonuçlarının ışığında bölgedeki petrol arama ve üretim çalışmalarında kullanılan arama-üretim senaryo ve stratejilerinin çok daha etkili olacak şekilde yeniden tanımlanması mümkün olacaktır. Bu anlamda çalışmanın sonuçlarının uygulamaya doğrudan aktarılması ve katkıda bulunması söz konusudur.

Khabaz petrol sahasında üç ayrı rezervuar bulunmaktadır. Bunlar: Tersiyer (bir rezervuar), Kretase (Üst Qamchuqa) ve Kretase (Alt Qamchuqa). Değerlendirme sonuçlarına göre, Khabaz petrol sahasındaki tüm kuyular tek bir yapıdan üretim yapmaktadır. Yalnız Khabaz-2b bu yapının dışında kalmaktadır. Buradaki petrolün özgül ağırlığı yüksektir ve çok miktarda asfalt kapsamaktadır. Üretilen petroler aynı ana kayadan (Chia Gara Formasyonu) türemişlerdir. Ancak istatistiksel değerlendirme sonucunda Khabaz petrol sahasında üretilen petroler iki tip (a,b) olarak belirlenmiştir.

SUMMARY

GEOSTATISTICAL EVALUATION OF OILS IN DIFFERENT REZERVOIRS OF AN OILFEILD-NORTH IRAQ

In the oil fields of northern Iraq, oil is generally produced from more than one reservoir. These reservoirs consist of Tertiary (one reservoir) and Cretaceous (two reservoirs) aged units respectively. In this thesis we tried to find out whether oil in different reservoirs is formed from a single rock or from different source rocks and is formed as a result of single or multi-phase migration.

In this study, Khabaz Oilfield is considered and the oil wells selected in this field are from both Tertiary and Cretaceous aged reservoirs. We used physico-chemical properties of the oils in these reservoirs such as specific gravity, API-gravity, the amount of asphaltene, the amount of sulfur, the amount of wax, the amount of ash, amounts of Ni-V and also chemical composition of reservoir water in order to achieve the research purpose.

Firstly, these parameters which were separately defined for each well and reservoir, were arranged as a data base. Then with the support of by using computer-based assessments and comparisons the data were compared with each other by the statistical methods such as correlation coefficient (R), factor analysis, and analysis of cluster similarity and we tried to determine similarities, proximities and differences between the reservoirs.

Considering the results of this study it will be possible to redefine the strategies and scenario to become much more effectively for petroleum exploration and production activities in the region. In this sense, results of the study can be contributed and applied in practice, directly.

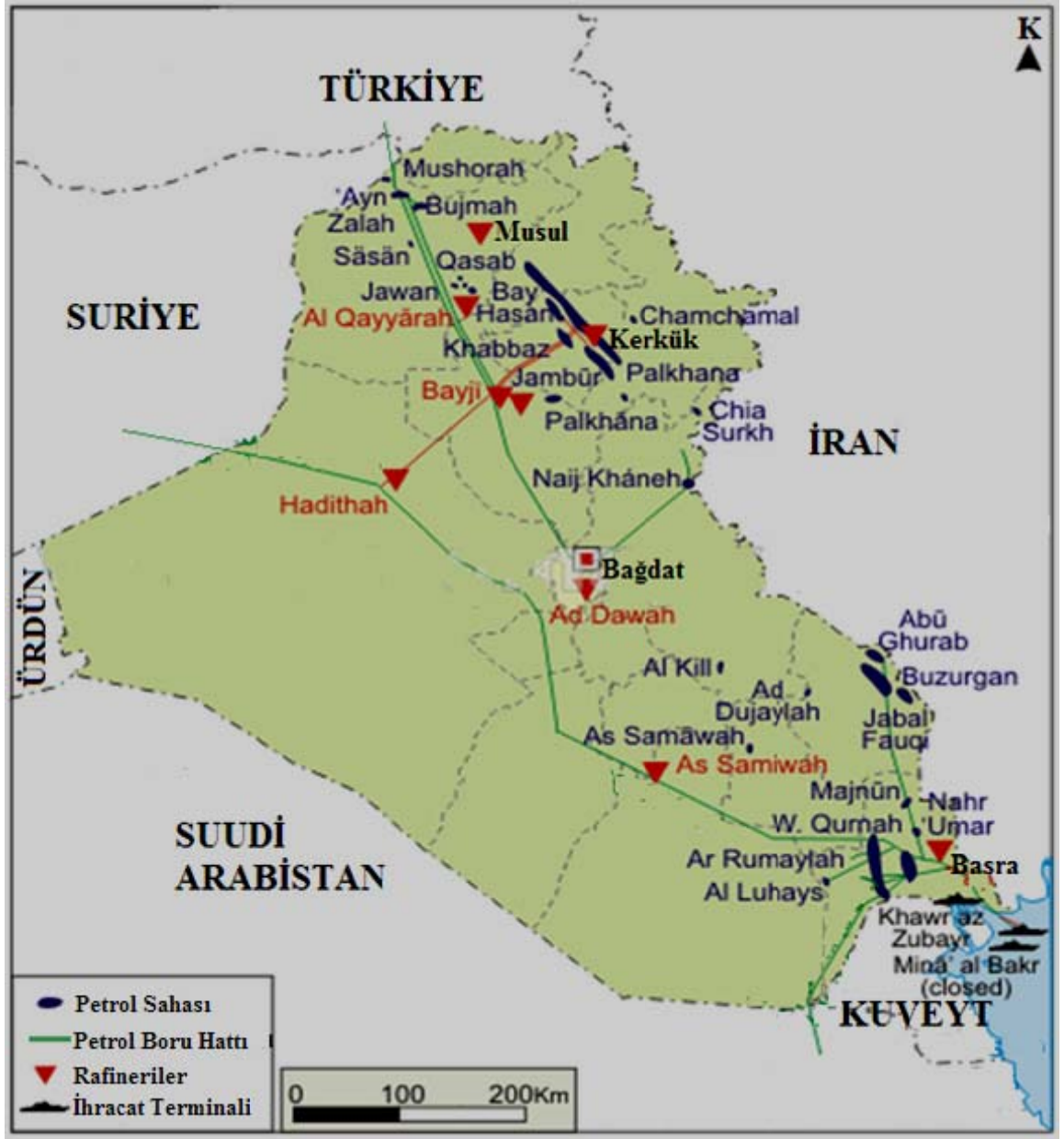
Khabaz oil field is located in three separate reservoirs. These include: Tertiary (one reservoir), Cretaceous (Upper Qamchuqa) and Cretaceous (Lower Qamchuqa). According to the results of evaluation, all of the wells produce oil from a single structure in Khabaz oil field. Only Khabaz-2b is out of this structure. In this field the specific gravity of oil is high and contains a lot of asphalt. Produced oil is extracted from the same source rock (Chia Gara Formation). However, according to the result of statistical evaluation it is shown that there are two types (a,b) of produced oil in the Khabaz oil field.

1.GİRİŞ

Irak dünyadaki petrolce çok zengin ülkelerden biridir. Yakın gelecekte de en önemli petrol üreticilerden biri olabilecektir, çünkü ülkede birden fazla petrol sistemine sahip bölgeler bulunmaktadır. Irak petrol sahalarının çoğunluğu Zagros-Mezopotamya kuşağında olup, Kretase-Tersiyer yaşlı bir petrol sistemi ile ilişkilidirler (Şekil 1.1). Kuzey Irak'taki petrol sistemin birimleri Üst-Jura yaşlı Chia Gara Formasyonunun ana kaya; Kretase yaşlı Üst, Alt Qamchuqa Formasyonları ve Tersiyer yaşlı Jeribe Formasyonunun hazne kaya ve Tersiyer yaşlı Alt Fars Formasyonunun örtü kaya olarak temsil edildiği bir sistemdir. Bu sistemin içinde yer alan ve farklı rezervuarlardan üretim yapılan Khabaz petrol sahası bu özellikleri nedeniyle çalışma alanı olarak seçilmiştir. Çalışmada bu sahada açılmış olan kuyulardan alınmış örneklerin analizler sonucu saptanmış jeokimyasal veriler kullanılmıştır.

Organik jeokimyasal araştırmalar petrol arama ve saha geliştirme çalışmaları sırasında karşılaşılan sorunların çözümünü aramak için yapıla gelmektedir. Örneğin, bunların hidrokarbon üretimi, ana kaya fasiyesi, termal olgunluk, petrol atılması ve göç konularında uygulamaları bulunmaktadır. Daha ayrıntılı, jeokimya uygulamaları ise işletme ve üretim sahalarında kullanılmaktadır. Bu yeni yaklaşım, jeokimyasal değerlendirme çalışmaları, üretim ve rezervuar sorunlarının belirlenmesinde önemli bir araç haline gelmiştir. Aynı zamanda bu yaklaşımın ışığında üretim ve geliştirme stratejilerinin belirlenmesi söz konusudur (Larter ve Aplin, 1995).

Rezervuarlardaki jeokimyasal çalışmalar sonucunda elde edilen bilgiler, rezervuarların dolma senaryosu, göç yönü, geçmişi ve üretim yollarını değerlendirmek için kullanılmaktadır (Hwang ve diğ. , 1994). Petrol sahası geliştirme ve işletme programının başarısında, bu kritik bilgiler kuyular arasındaki mesafeleri belirlemede kullandıkları için de önemlidir (Hwang, ve diğ. , 1994) .



Şekil 1.1: Irak petrol sahaları haritası

Jeokimyasal çalışmalar sonucunda elde edilmiş verilerin istatistiksel yöntemlerle değerlendirilmesi yaklaşımı bu tezde de kullanılmıştır. İstatistiksel yöntemler, günümüz uygulamalı araştırmalarının ayrılmaz bir parçasıdır. Çünkü bu tür çalışmalar ve elde edilen bilgiler, sayısal değerler bize anomaliler ve sıra dışı oluşumların yorumlarını kısa bir süre içerisinde kolaylıkla sağlar. Bu nedenle, bu çalışmada da bazı istatistiksel yöntemlerin kullanılmasına yönelinmiştir. Bunlar; Korelasyon Katsayısı (R), Faktör Analizi, Klaster Analizi yöntemlerdir.

1.1. ÇALIŞMANIN AMACI

Kuzey Irak'taki petrol sahalarında petrol üretimi çoğunlukla birden çok rezervuardan yapılmaktadır. Bu bölgedeki petrol sisteminde çoğunlukla, Tersiyer yaşlı bir rezervuar ile Kretase yaşlı iki rezervuar bulunmaktadır. Bu tez çalışmasının amacı, Kuzey Irak'taki bu koşullara sahip olan Khabaz petrol sahası örneğinden yola çıkarak, farklı rezervuarlardaki petrolerin fizikokimyasal ve organik jeokimyasal çeşitli özelliklerinin saptanması yoluyla karakterizasyonu ve birbirleriyle jeostatistiksel yöntemler yardımıyla denştirilmesidir. Bunların denştirilmesi sonucunda, petrolerin benzerlik ve benzemezlikleri değerlendirilerek, bunların tek bir veya farklı ana kayalardan mı türediği ve ayrıca sahanın tek veya çok evreli bir göç sonucunda mı oluşmuş olduğu, sorularına cevap getirilmesine çalışılacaktır.

1.2. TEZİN KAPSAMI

Bu çalışmada önce Kuzey Irak bölgesinde petrol üretimi farklı rezervuarlardan yapılmakta olan bir alan seçilmiştir (Khabaz Petrol Sahası). Khabaz petrol sahasında açılmış farklı rezervuarlardan petrol üretilmekte olan petrol kuyuları ele alınmıştır. Söz konusu rezervuarlar; Tersiyer yaşlı (Jeribe Formasyonu), Kretase yaşlı (Üst Qamchuqa Formasyonu), Kretase yaşlı (Alt Qamchuqa Formasyonu) dur. Daha sonra bu kuyularda üretilen petrolerin fizikokimyasal ve jeokimyasal özellikleri belirlenmiştir (Özgül Ağırlık, API, S% si, Asfalt% si, Balmumu% si, Kül% si, Doymuş HC, Aromatik HC, Polar Bileşenleri). Ayrıca formasyon suyu örneği bulunan kuyularda Na, Mg, Cl, SO₄ gibi katyon ve anyon analizleri değerlendirilmiştir.

Tüm bu verilere istatistiksel yöntemler uygulamak amacıyla önce kuyular için bir veri tabanı oluşturulmuştur. Daha sonra Korelasyon Katsayısı, Faktör Analizi ve klaster Analizi gibi bilgisayar destekli jeostatistiksel değerlendirmeler yardımıyla kuyular arasındaki ilişkiler, farklılık ve benzerlik saptanmıştır. Bir sonraki aşamada doymuş, aromatik ve polar bileşenlerin yüzdelerini kullanarak ham petrolerin sınıflanmasına çalışılmıştır. Formasyon suyu içeren kuyularda ise Sulin (1946) sınıflandırılmaları yapılmıştır.

Bu tez toplam beş bölümden oluşmaktadır. Tezin 1.bölümünde giriş, amaç, çalışma alanı, önceki çalışmalar ve tezin kapsamı sunulmuştur.

Tezin 2. bölümünde, çalışma alanını kapsayan Kuzey Irak ve Khabaz petrol sahasına ilişkin mevcut tüm jeolojik bilgiler ele alınmıştır.

Tezin 3. Bölümünde kullanılan örnekler ve özellikleri bilgisayar destekli istatistiksel yöntemler ve diğer yöntemler özet olarak sunulmuştur.

Tezin 4. bölümünde Khabaz petrol sahasının jeolojisi, stratigrafisi, yapısal jeolojisi ve petrol jeolojisi ele alınmıştır. Ayrıca Khabaz petrol sahasındaki kuyulardan petrol ve formasyon suyunun fizikokimyasal ve jeokimyasal özellikleri ile bunların istatistiksel yöntemler kullanarak saptanmış ilişkileri tanıtılmıştır.

Son bölüm olan 5. bölümde ise tezde elde edilen veriler tartışılmış ve ulaşılan sonuçlar sıralanmıştır.

1.3. ÇALIŞMA ALANI

Khabaz petrol sahası Kuzey Irak'ın birden fazla rezervuardan petrol üretilen büyük sahalarından biridir. Bu rezervuar kayaları Kuzey Irak'ın diğer petrol sahalarında olduğu gibi, Tersiyer yaşlı (Jeribe Formasyonu) ve Kretase yaşlı (Qamchuqa Formasyonu) dır.

Khabaz sahası Irak'ın kuzey kesiminde, Kerkük ilinin sınırları içinde şehrin yaklaşık 23km batı-kuzeybatısında yer almaktadır. Bu saha, yer altında uzunluğu yaklaşık 12 km ve genişliği 4 km olan bir yükselim şeklinde uzanır.

Khabaz sahası, Kerkük sahasının Baba yükseliminin batısında ve buna paralel olarak yer almaktadır. Yapı eksenini kuzeybatı – güneydoğu yönünde uzanır ve kuzeydoğu kanadı güneybatı kanadından daha diktir. Khabaz petrol sahası göreceli olarak küçük asimetrik bir antiklin yapısıdır; Bay Hasan ve Jambur petrol sahaları arasında yer almaktadır.

Yörede ilk sismik inceleme, 1955 yılında Irak Petrol Şirketi tarafından Khabaz sahasında yapılmış ve kuzeybatıya doğru uzanan bir yeraltı yapısı saptanmıştır. İkinci sismik inceleme çalışmaları Temmuz 1971 başlamış ve 22 Ekim 1977 tamamlanmıştır. Bunun sonucunda Khabaz yapısının varlığı kanıtlanmıştır. İlk sondaj (Khabaz-1)

20.09.1976 başlamış ve son kuyu (Khabaz-30) 22.06.1991 de tamamlanmıştır, Khabaz sahasındaki sondaj kuyularının toplam sayısı 30 dur.

1.4. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Khabaz petrol sahasında daha önce petrol kuyuları ile ilgili farklı istatistiksel yöntemler açısından bir çalışma yapılmamıştır. Ancak sahaya ilişkin yapısal ve stratigrafik jeoloji çalışmaları bulunmaktadır.

Sahadaki ilk çalışmalar, Irak Petrol Şirketi tarafından 1961 de yapılan gravite incelemesi ile yerden ve Fransız şirketi (CGG,1974) tarafından manyetik çalışmalar için havadan yürütülmüştür. Ayrıca 1960 ta sismik çalışmalar yapılarak, Khabaz yapısının kuzeybatı-güneydoğu yönünde uzandığı saptanmıştır. Bunun yanı sıra, sismik incelemesi yapılan alanda Irak Milli Petrol Şirketi tarafından çalışmalar yapılmıştır. 1976 da yürütülen bir sismik araştırmada ise (Makhmur-Hawija) alanına Khabaz sahası da dahil edilmiştir.

Khabaz sahasında çeşitli jeolojik çalışmalar bulunmaktadır. 1979 da Sait ve Khajik Khabaz sahasını yapısal jeoloji yönünde çalışmış ve sahanın güneybatı kanadında ters bir fayın bulunduğunu göstermişlerdir. 1983 yılında Kuzey Petrol Şirketi Jeoloji Bölümü Çalışma Şubesi Khabaz'ın rezerv ve jeoloji çalışmalarının ışığında Khabaz yapısının yapısal gelişimini özet olarak sunmuşlardır. Ayrıca 1989 da Jasim ve Shahwan Khabaz'da normal bir fayın bulunduğunu göstermişler ve bu fayın yapının güneybatı kanadını etkilediğini öne sürmüşlerdir.

Kuzey Petrol Şirketi (1992 a,b) Khabaz sahasındaki Tersiyer ve Kretase dönemine ait rezervuarlarda iki ayrı jeolojik çalışma yaparak sahanın yapısal, stratigrafik ve kayaların çökel, petro-fiziksel özellikleri ile sınırların seviyelerinin çalışmaları sonucunda, Khabaz-2 kuyusunun çevresinde küçük bir kıvrımın bulunduğunu kanıtlamışlardır.

Son çalışmada 1995 te Qaisy ve Allawi Khabaz sahası hakkında sadece Khabaz-2 kuyusunun yapısal özellikleri ve rezervuar kesimi araştırmışlardır. Buna göre Khabaz-2 kuyusunun alanının büyük olasılıkla diğer kuyulardan ayrılmış olduğu ortaya konulmuştur.

2. GENEL KISIMLAR

2.1. BÖLGESEL JEOLJİ

Kuzey Irak Bölgesi Zagros Orojenik Kuşağının hemen GB'sında yer almaktadır (Şekil 2.1). Irak'ın tektonik yapısı Bindirme Zonu, Kıvrımlanmış Bölge ve Kıvrımlanmamış Bölge olarak adlanan kuşaklardan oluşur. Bu kuşaklar (Bolton, 1958) tarafından ayırtılanmış ve adlanmışlardır.

Sürüklenme Zonu (bindirme ve kıvrımlanmış zonlar) Irak'ın kuzey ve kuzeydoğusunda bulunmaktadır ve yüksek Zagros Dağlarını oluşturmaktadır. Bu zonda yoğun bir volkanik faaliyet (gabrolar ve dolerit) ve (andezitler ve bazalt) etkili olmuştur. Bu zonun kayaları arasındaki fillitler, şist ve metabazalt (spilit) düşük düzeyde metamorfizmaya uğramıştır (Abdul-Wahab, 1983).

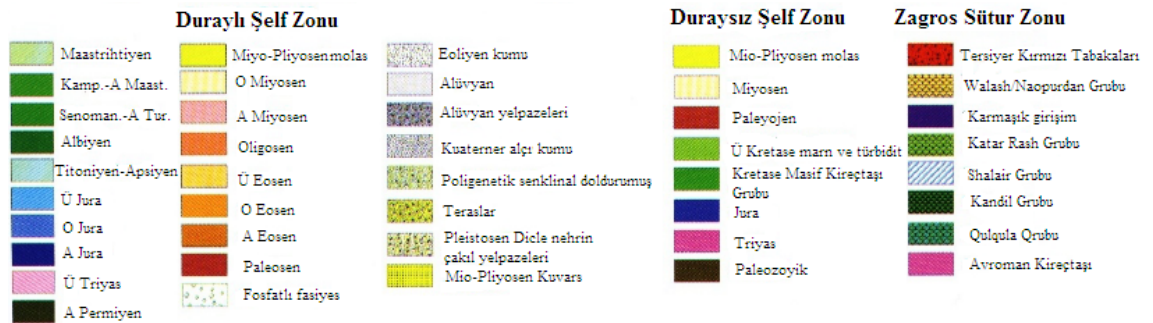
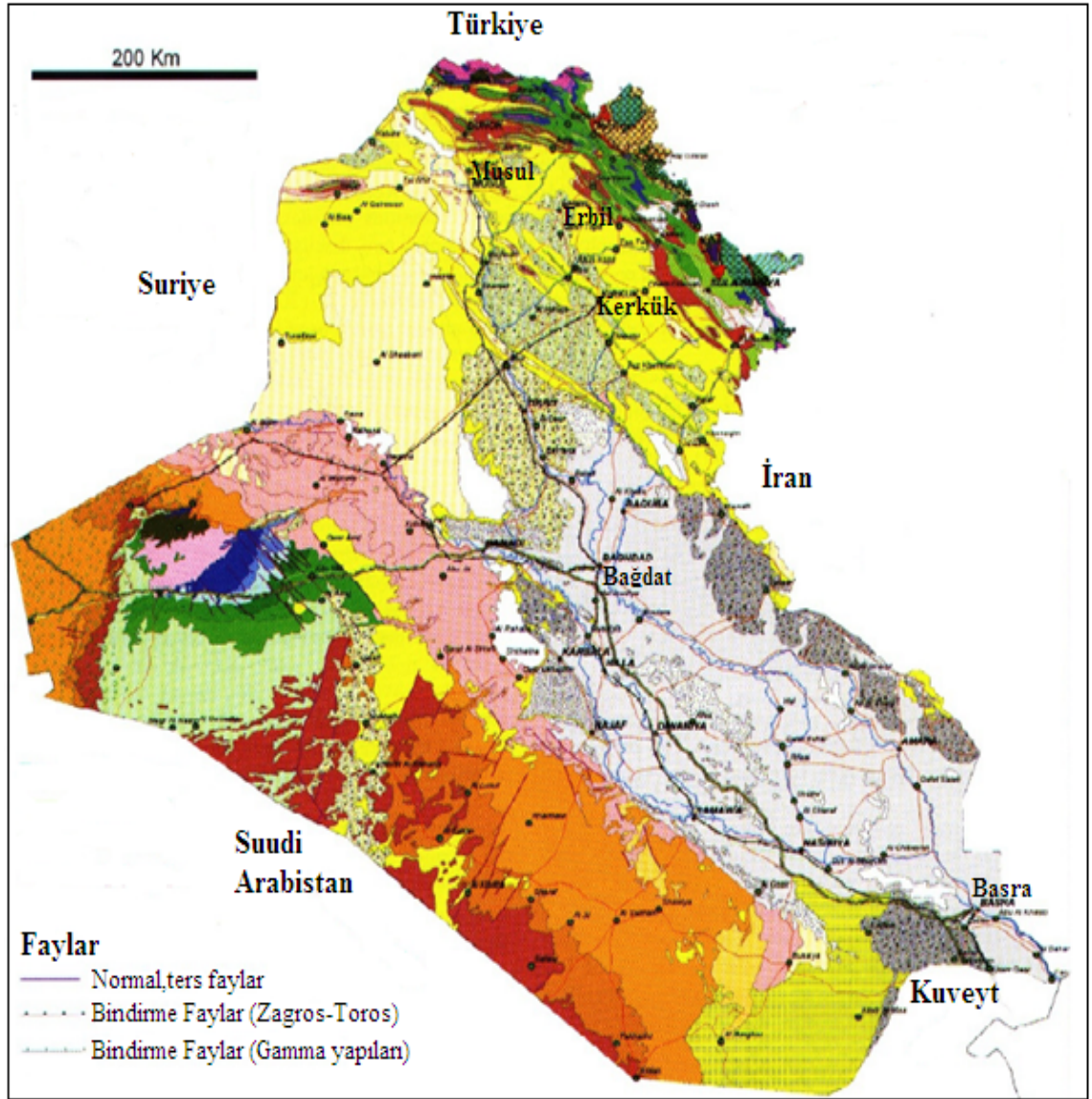
Kıvrımlanmış Bölge üç bölüm içermektedir(Şekil2.2). Bunlar batıdan doğuya sırasıyla: Mezopotamya Bölgesi(Dördüncü zamana ait molas fasiyesindeki kayalar ve gömülü yapılar), Dağ Eteği (Kenar Kıvrımları) Bölgesi (Neojen dönemine ait molas fasiyesindeki birimler ve uzun antiklinal yapıları geniş senklinal yapıları) ve Aşırı Kıvrımlanmış Bölge (Paleojen dönemine ait molas fasiyesindeki birimler ve harmonik kıvrımlanmış yapılar).

Bu tektonik bölgeler uzunlamasına DKD-BGB uzanan hatlarla sınırlanmış bloklara bölünür (Jassim ve diğ., 1999). Bu bloklar Geç Kretase döneminde aktif hale gelmişler ve genelde Kretase ve Tersiyer'deki sedimanter fasiyeslerini etkilemişlerdir (Numan, 1997). (Şekil 2.2).

Bu bölgesel jeolojik konumu göstergeleri Kuzey Irak bölgesinin Arap Levhasının kuzey uzantısında yer aldığını işaret etmektedir.

Arap Levhası Paleo-Tetis Okyanusu kıyısında Gondwana'nın uzun ve geniş kuzey pasif kenarını oluşturmaktadır (Şengör, 1990; Beydoun, 1991; Loosveld ve diğ.,1996). Irak Arap Levhasının kuzeydoğusunu oluşturur ve güneye doğru kırıntılı çökeller ile paralel olarak uzanmaktadır (Husseini, 1992; Beyduon 1997; Al-Fares ve diğ., 1998). Irak'ın stratigrafisi ve yapısal konumu Orta Doğu'nun ana jeolojik yapılarıyla yakından ilişkilidir. Irak Orta Doğu'nun büyük Fanerozoik birimleri arasındaki sınır bölgesinde,

Afrika (Nubian-Arap) örtüsünün Arap parçası ve Alpin tektonik kuşağının Asya kısımları arasında yer almaktadır.

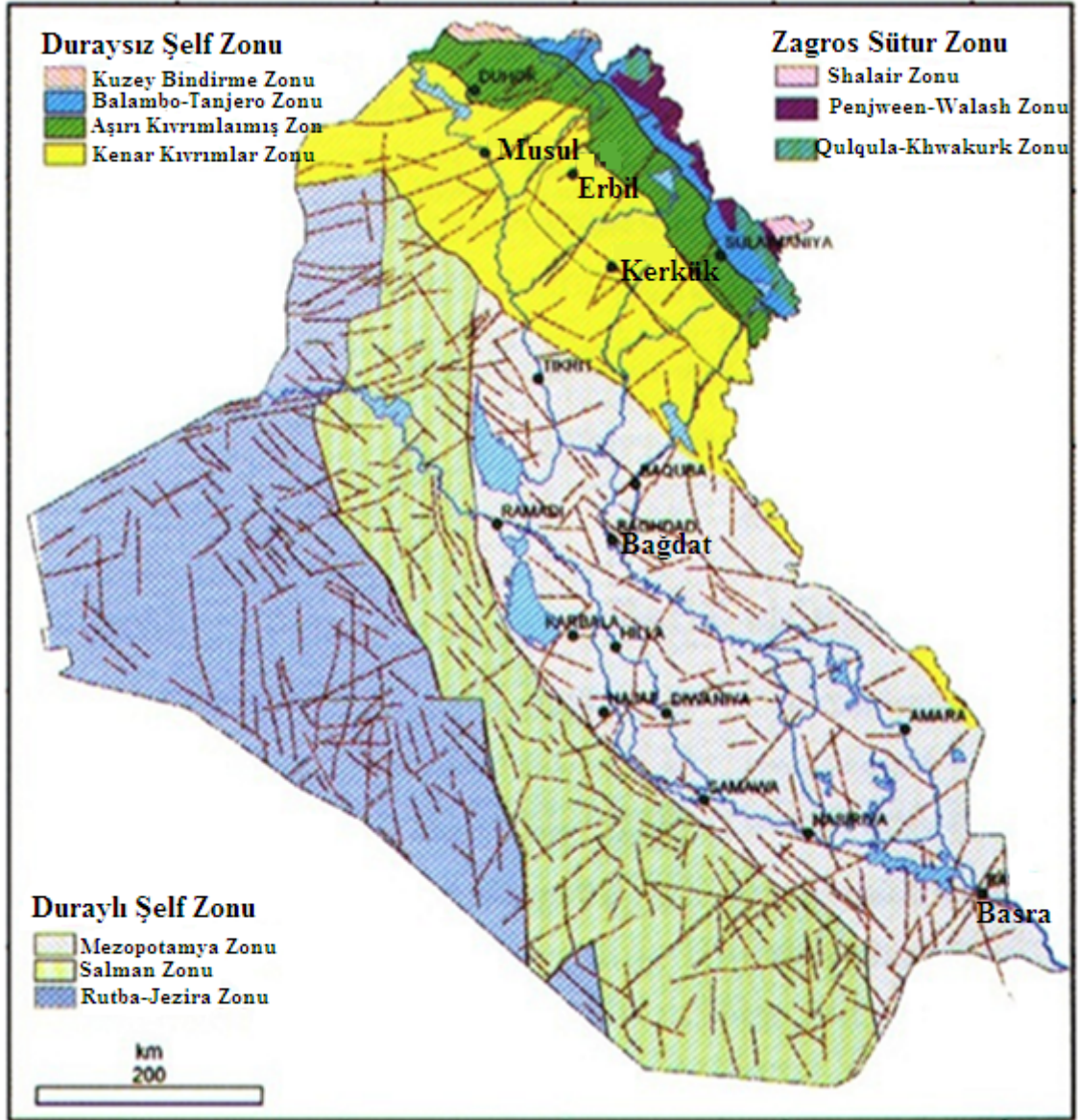


Şekil 2.1: Irak'ın jeoloji haritası (Jassim ve diğ., 1987)

Irak'ın bulunduğu platform iki temel bölüme ayrılır; Duraylı Şelf Zonu (kıvrımlanmamış) ve Duraysız Şelf Zonu (kıvrımlanmış) (Buday ve Jassim, 1987). Duraylı Şelf Zonu genelde bağıl olarak ince bir sedimanter örtü ile karakterize edilir. Duraysız Şelf Zonu kalın ve kıvrımlanmış çökellerle temsil edilir ve kuzeydoğuya doğru kıvrımlanmanın ise şiddeti artar (Buday, 1980). Paleozoik'de bölgenin büyük bir kesimi Nubio-Arap şelfini sınırlayan sığ epirik bir denizle kaplıdır. Şelfi kaplayan bu denizin yüzölçümü transgresyon ve regresyonlara bağlı olarak değişmiştir. Paleozoik dönemi boyunca bölge güney yarımkürenin tropikal ve ılımlı enlemleri boyunca yer almıştır (Beydoun, 1991). Irak'ta, korunmuş Paleozoik istiflerinin kalınlığı mostra vermeyen veya kuyularda kesilmeyen infra-Kambriyen ve Kambriyen birimleri hariç 3 - 4 km'yi bulur (Numan, 1997).

Geç Ordoviziyen ve Geç Siluriyen dönemlerindeki iki önemli diskordans Gondwana ile Hirnantian buzullaşma dönemi ve Orta Paleozoik'deki çökeldedeki kesikliğe karşılık gelir. Orta-Karbonifer'deki ve Erken Permiyen'deki çökeldedeki kesiklikler ise Hersiniyen tektoniğiyle ilişkilendirilmiştir (Van Bellen ve diğ.,1959; Buday, 1980; Numan 1997). Siluriyen döneminin sonuna kadar kırıntılı çökeller hakim olmuştur. Bunlar, Khabour ve Akkas formasyonlarının kalın kumtaşı ve şeylleriyle temsil edilir. İklima bağlı olarak, bölge daha sonra ağırlıklı olarak Devoniyen ile Orta ve Geç Permiyen'de ılıman koşullarda sahip olmuş ve esas olarak Harur ve Chia Zairi formasyonları karbonatlarının çökmesine yol açmışlardır (Beydoun, 1991).

Irak'ın Kerkük bölgesinin daha genç dönem sedimantolojisi ve paleocoğrafyası kuzeydoğudaki Zagros Kuşağındaki mostralara ve güneybatıdaki çok sayıdaki petrol sahaları incelenerek saptanmıştır. Bu evrimin temel özellikleri ve Sharland ve diğ., (2001) tarafından özetlenmiştir. Geç Jura Hotriviyen döneminde, çökeldedeki ortamları dış şelf ile çanak konumunda olmuş ve yarı pelajik çökeller ve marn türü litolojilere sahip birimler çökeldedir. Barremiyen'den Alt Apsiyen'e ve Albiyen'den Senomaniyen'e kadar iki sığlaşan üçüncü derece sekans neritik ve/veya dolomit karbonatlar ve büyük bir uyumsuzlukla sonlanmıştır.



Şekil 2.2: Irak'ın yapısal kuşakları (Jassim ve diğ., 1987)

Bölgede derinleşme (proksimal-distal gidiş) KB-GD yönündedir. Khabaz sahasının GB sındaki havza çökelleri bunu göstermektedir. Bu birimleri üzerleyen Senomaniyen - Turoniyen yaşlı transgressif çökeller kalın derin deniz çökelleri olan Koniyasiyen ve Mestrستیyen yaşlı birimlerle karşılaştırıldığında çoğunlukla hemipelajik, ince ve kondansedir. Senoniyen yaşlı bu istif kuzeydoğudaki Zagros bölgesi ile güneybatıdaki Arap kratonu arasında gelişmiş derin çanakla ilgili olmalıdır. Bu derin çanaklar Orta Miyosen'e kadar, marnlı ve kırıntılı çökeller tarafından tedricen doldurulmuştur. Kretase istifi açık şelf serisi ile biter. Erken Paleojen'de özellikle Khabaz bölgesinde hemipelajik çökelleri yaygındır. Ancak havza kenarında resifal birimler de çökelmiştir.

2.2. STRATİGRAFI

Bu kısımda Kuzey Irak bölgesinin stratigrafisi özet olarak tanıtılmıştır. Khabaz petrol sahası bu bölgenin içinde bulunmaktadır. Buradaki petrol sisteminin en yaşlı birimi Jura- Chia Gara Formasyonu olduğundan istif bu kesimde başlayarak tanıtılacaktır.

2.2.1. Üst – Jura

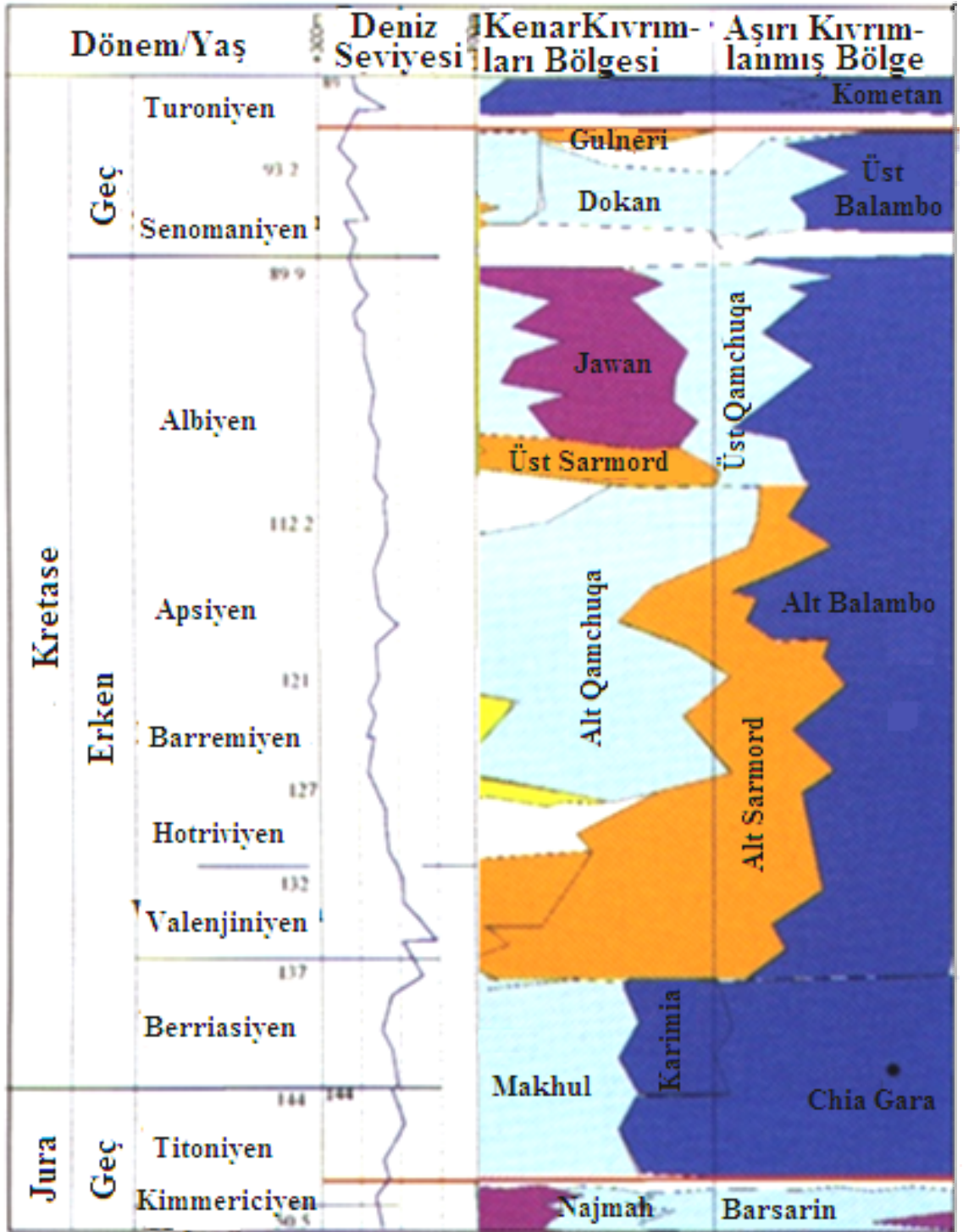
2.2.1.1. Chia Gara Formasyonu

Chia Gara Formasyonu (Wetzel, 1950) tarafından tanımlanmıştır (Bellen ve diğ., 1959). Kuzey Irak'ın Aşırı Kıvrımlanmış Bölgesi'ndeki Chia Gara antiklinalinin içindedir. Formasyon ince tabakalı kireçtaşı ve karbonatlı şeylden oluşur. Killi kireçtaşı, marn ve bunlarla ara tabakalı şeyl birimin üst kısmındadır (Şekil 2.3). Kuzeydeki bindirme bölgesinde üst kesiminde siltli litolojiler görülmektedir. Kerkük sahasının 109 nolu kuyusunda formasyonun tabanında konglomeratik tabakaları bulunmaktadır (Bellen ve diğ., 1959). Bazı yönlerde kireçtaşları dolomitleşmiş veya silisleşmiş olarak görünmektedir. Chia Gara Formasyonunun kalınlığı 30-300 m dir.

Chia Gara Formasyonunda saptanmış fosiller Orta Titoniyen-Berriasiyen yaşını vermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Chia Gara Formasyonu mikritik kireçtaşları ile temsil edilir ve orta-derin şelf ortamında çökelmişlerdir.

Chia Gara Formasyonun altında Barsarin Formasyonu ile uyumlu olduğunu kabul edilirse de, (Bellen ve diğ., 1959) Barsarin ve Chia Gara formasyonları arasında bir stratigrafik kesikliğin olduğunu ileri sürmüşlerdir. Bunu, Kerkük-109 uncu kuyusunun tabanındaki taban çakıl taşına bağlamışlardır (Ditmar ve Irak-Sovyet Ekip, 1972).

Formasyon, Garagu Formasyonu ile uyumlu olarak örtülür. Ancak kuzeydeki Bindirme Bölgesinde üst dokanağı yerel aşınmalı olduğu; bu alanda da Garagu veya Kampaniyen yaşlı Hadiena formasyonunun Chia Gara Formasyonu üzerine geldiği belirtilmiştir. Süleymaniye ilinin güney doğusunda Chia Gara formasyonu dereceli olarak Balambo Formasyonuna geçer. Ancak Ranya, Dalamar ve Sirwan alanlarında ufak bir kesiklik olabilir. Bu iki formasyon arasındaki sınır, Kenar Kıvrımlar Bölgesine doğru çoğunlukla aşındırmalıdır.



• Ana Kaya

Şekil 2.3: Kenar Kıvrımları ile Aşırı Kıvrımlanmış Bölgedeki Üst Jura-Alt Kretase yaşlı formasyonların stratigrafik korelasyonu (Jassim ve diğ., 1987)

2.2.2. Alt-Kretase

2.2.2.1. *Alt Sarmord Formasyonu*

Alt Sarmord Formasyonu (Wetzel, 1950) tarafından Süleymaniye ilinin Surdash antiklinalinde tanıtılmıştır. 455 m kalınlığında, homojen kahverengi ve mavi marn ile killi kireçtaşı tabakaları içermektedir. Chatton ve Hart (1960) Sarmord Formasyonunu Alt, Orta ve Üst Sarmord olarak ayırmışlardır. Kerkük kuyularında formasyon için Berriasiyen yaşı belirlenmiştir.

Formasyon derin iç şelf ile dış şelf ortamında çökelmiştir. Yüksek oranda kireçtaşı içeren birim, GB yönüne doğru Qamchuqa Formasyonu ile yanal geçişlidir.

Kerkük alanında, Alt Sarmord Formasyonun alt sınırı geçişlidir. Amadiya alanında, formasyonun Valanjiniyen yaşında olan alt tabakaları, uyumsuzlukla Chia Gara Formasyonu üzerine gelir. Üst dokanağı ise Albiyen yaşlı Üst Qamchuqa Formasyonu ile uyumludur.

2.2.2.2. *Alt Balambo Formasyonu*

Balambo Formasyonu ilk kez (Wetzel, 1947) tarafından Irak'ın KD'sunda Halabja yakınında Sirwan deresinde tanıtılmıştır (Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun yaşı Hotriviyen – Valanjiniyen olarak belirlenmiştir.

Alt Balambo Formasyonu 280 m kalınlığında, mavi renkli kireçtaşları ile ince tabakalı ammonitli zeytin yeşili marn ve koyu mavi renkli şeyl içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Alt Balambo Formasyonu B ve GB yönüne doğru Alt ve Üst Qamchuqa ile Sarmord formasyonları ile geçişlidir.

Formasyon Irak'ın kuzeydoğusunda Arap Levhası'nın kuzey kenarında bir dış havzada derin su ortamında çökelmiştir.

2.2.2.3. *Alt Qamchuqa Formasyonu*

Alt Qamchuqa Formasyonu ilk kez (Owen ve Nasr, 1958) taraflarından Irak'ın güneyindeki Zubair-3 kuyusunda tanıtılmıştır (Bellen ve diğ., 1959). 62 m kalınlığında kireçtaşı ile bazen kumlu, ince-taneli organik detritik kireçtaşı olarak ikiye ayrılır.

Qamchuqa Formasyonu Irak'ın kuzeydoğusundaki Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'de Qamchuqa Gorge olarak tarif edilmiştir (Bellen ve diğ., 1959). Hotriviyen ile Albiyen yaşlı kalın kireçtaşı tabakaları çoğu kez sert dolomitli seviyeler içermektedir. Daha sonra, Chatton ve Hart (1960) Qamchuqa'yı Barremiyen-Apsiyen yaşlı alt birim ve Albiyen yaşlı üst birim olarak ayırmışlardır.

Alt Qamchuqa Formasyonunun Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'de ortalama kalınlığı 250-300m dir. Maksimum kalınlığı 500 m ye ulaşır. Formasyon Dicle Subzonu, Aşırı Kıvrımlanmış Bölge ve Musul Yükselimi'nde bulunmaktadır. Kerkük Blok'unda, formasyon Balambo Formasyonun havza çökellerine geçer.

Formasyonun alt dokanağı uyumludur. Kuzey Bindirme Zonu'nun Banik yakınında batı kısmı dışında Alt Qamchuqa Formasyonu uyumsuzlukla Garagu Formasyonunu üzerler. Formasyonun üst dokanağı ise genelde Irak'ın kuzey ve kuzeydoğusunda uyumludur. Üst dokanak Kenar Kıvrımları Bölge'si, Mezopotamya Bölge'si ve Salman Zonu'nun kenarlarında ise uyumsuzdur. Alt Qamchuqa Formasyonun kuzeydoğusunda Balambo-Tanjero Zonu'nun GB kısmında Balambo Formasyonuna geçmektedir.

2.2.2.4. Üst Sarmord Formasyonu

Üst Sarmord Formasyonu yeraltında tanımlanmıştır. Doğu Kerkük ve Musul illeri arasında bulunmaktadır. Bu alan Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'de Qamchuqa karbonat rampası tarafından Balambo havzasından ayrılmıştır. Formasyon ile kısmen evaporitik Jawan Formasyon arasındaki ilişki Qamchuqa Tepesi'nin çökeller güneybatısındaki düzlükte görülür (Chatton ve Hart, 1960).

Üst Sarmord Formasyonun kuyulardaki kalınlığı, Kerkük-109 (169m), Najma-29 (73m), Kara Chuaq-1(94m) ve Demir Dağ-1 (62m) dir. Formasyon GB dan KD ya doğru kalınlaşmaktadır. Sarmord Formasyonu tip yerinde Albiyen çökelleri içermez. Üst Sarmord Formasyonu Kenar Kıvrımlar Bölgesi'nin GD kısmı ve Mezopotamya Bölge'sinde Nahr Umr Formasyonuna geçer. Formasyonun yaşı Albiyen olarak saptanmıştır (Bellen ve diğ., 1959)

Üst Sarmord Formasyonu Kenar Kıvrımları Bölgesi'nde marn ve neritik kireçtaşı tabakalar içerir. Formasyon çökelleri önceden Kerkük ve Bay Hasan sahalarında Ditmar

ve Irak – Sovyet Ekip (1971) taraflarından belirlenmiş, dolomitik kireçtaşları ve muhtemelen Apsiyen yaşlı dolomititlerden oluşur (Bellen ve diğ., 1959).

Formasyonun doğudaki alt dokanağı geçişli ve uyumludur, batıda ise Üst Sarmord Formasyonun üzerindeki Najma formasyonu ile uyumsuzdur. Formasyonun üst dokanağı genelde uyumlu ve geçişlidir.

2.2.2.5. Üst Qamchuqa Formasyonu

Üst Qamchuqa Formasyonu Irak'ın en yaygın Alt Kretase yaşlı birimleri arasındadır. Formasyonun kalınlığı yanal fasiyes değişiklikleri ve erozyon nedeniyle değişmektedir. Formasyon Duraylı Zon'da (Rutba – Jezira Zonu'un kuzey parçası dışında), Kenar Kıvrımları ve Aşırı Kıvrımlanmış bölgelerde bulunmaktadır. Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'deki Qamchuqa Tepe'si en kalın olduğu yerdir. Musul Yükselimi tarafından iki önemli depolanma merkezine ayrılmıştır. Formasyonun yaşı Albiyen olarak belirlenmiştir (Bellen ve diğ., 1959).

Kuzey depolanma merkezi Kenar Kıvrımları Bölgesi'nde, D–B gidişlidir. Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'de ise KB – GD gidişlidir. Formasyonunun kalınlığının Anah – Qalat Dizih Fay'ın GD bloğunda, birim Balambo Formasyonun kireçtaşlı havzasına geçmektedir. Güney depolanma merkezi ise KB – GD yönüne gidişli olarak Mezopotamya Zonu'nun KD sınırı boyunca görülmektedir. Irak'ın kuzeydoğusundaki mostrada Üst Qamchuqa Formasyonu organik detritik ve yerel killi kireçtaşları ile değişik derecede dolomitler içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Kuzey Irak'ta Albiyen karbonatlarının kalınlığı 400 m ye ulaşmaktadır; yeraltında ise formasyonun kalınlığı 50-250 m arasında değişmektedir.

Üst Qamchuqa Formasyonun alt dokanağı uyumludur ve Nahr Umr, Alt Balambo veya Alt Sarmord formasyonları ile geçişlidir. Üst dokanağı ise yerel gelişmiş uyumsuzluklarla temsil edilir. Irak'ın orta K, K ve KD kısımlarında ise uyumsuzdur. Üst Qamchuqa Formasyonu burada doğrudan Turoniyen yaşlı birimlerle örtülür. Örneğin Makhul alanında (Tempeleton ve diğ., 1956; Hay ve Algawi, 1958). Formasyonun üst sınırı Rutba Subzonu'nunda genelde de uyumsuz olarak görünmektedir (Jassim ve diğ., 1984).

2.2.2.6. *Jawan Formasyonu*

Jawan Formasyonu (Dunnington, 1953) tarafından Kenar Kıvrımlar Bölgesi'nde Musul ilinin GB Jawan-1 kuyusunda tanıtılmıştır (Bellen ve diğ., 1959). 176 m den kalın killi ve kristalleşmemiş kireçtaşları, killi dolomit ve anhidrit içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). (Dunnington, 1953) tarafından önemli bir anhidrit birimi, Hibbarah Anhidriti ayırt edilmiştir. Makhul alanında formasyonun farklı fasiyesleri tanımlanmıştır ki burada birim ince silt taşı tabakaları ve fosilli kireçtaşlarından oluşmaktadır. Formasyon Kerkük-117 kuyusunda 137 m, Makhul-1 kuyusunda 222 m Najmah-29 kuyusunda 150 m olarak kesilmiştir.

Jawan Formasyonu Qalian-1 kuyusunda Najmah Formasyonu tarafından uyumsuzlukla örtülmektedir. Ayrıca Musul Yükselimi'nin GB sında birçok kuyuda uyumsuzlukla Alt Qamchuqa Formasyonunu örter. Kerkük yakınında ise formasyon uyumlu olarak Üst Sarmord Formasyonunu üzerler. Formasyonun yaşı Albiyen olarak kaydedilmiştir.

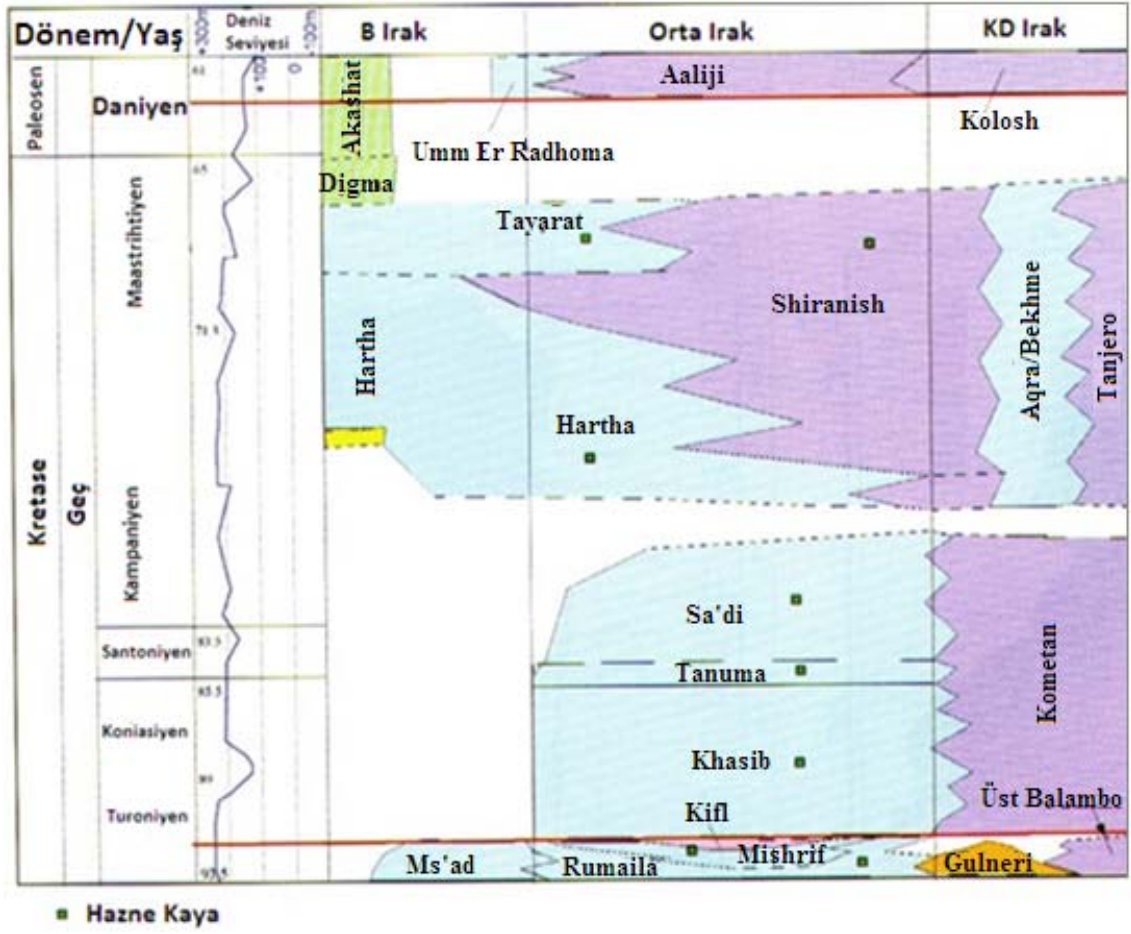
Jawan Formasyonu kapalı göl ortamında çökelmiştir. G ve GB'daki Makhul-2 kuyusunda Üst Qamchuqa Formasyonuna geçmektedir (Templeton ve diğ., 1956).

2.2.3. **Üst-Kretase**

2.2.3.1. *Dokan Formasyonu*

Dokan Kireçtaşı önceden Kometan Formasyonu içinde değerlendirilmiştir. Formasyon ilk kez ayrı olarak 1957 de Lancaster ve Jones (in Bellen ve diğ., 1959) tarafından tanıtılmıştır. Irak'ın kuzeydoğusundaki Aşırı Kıvrımlanmış Bölgesi'nin Dokan Barajının olduğu yerde tipik mostraları bulunur (Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun yeraltındaki kireçtaşları koyu gri ve çoğu kez killidir. Formasyonun güneydoğudaki Chemchemal kuyusundaki kalınlığı 150 m, daha batıda Kerkük, Bay Hasan, Demir Dağ ve Kara Chuaq alanlarında kalınlığı 5-30m dir. Formasyon bir açık deniz ortamında çökelmiştir. Yaşı Senomaniyen olarak tespit edilmiştir (Şekil 2.4).

Formasyonun üst ve alt kısım dokanakları arazi kesitinde uyumsuzdur. Birim genelde Turoniyen yaşlı formasyonlar tarafından üzerlenir.



Şekil 2.4: Turoniyen-Daniyen formasyonlarının stratigrafik korelasyonu (Jassim ve diğ., 1987)

2.2.3.2. Gulneri Formasyonu

Gulneri Formasyonu 1957 de Lancaster ve Jones taraflarından (in Bellen ve diğ., 1959) ilk kez Süleymaniye ilinin KKB Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'nin Dokan Barajının olduğu yerde tanıtılmıştır. Yaklaşık 2m siyah bitümlü, şistli ince tabakalı, karbonatlı ile alt kısımda glökoniler içermektedir. Yüksek bitüm içeriği ve gelişmemiş fosil içeriği, formasyonun öksijenik bir ortamda çökelediğini göstermektedir. Formasyonun yaşı Turoniyen olarak belirlenmiştir.

Formasyon genelde alt ve üstündeki birimlerle uyumsuzdur. Hem alttaki Dokan, hem de üzerindeki Kometan Formasyonlarından diskordansla ayrılmıştır. Formasyonu yeraltındaki dağılımı yetersiz anlaşılmış olup, formasyon sadece Avana yükselimindeki Kerkük-116 kuyusunda kesilmiştir.

2.2.3.3. Üst Balambo Formasyonu

Üst Balambo Formasyonu homojen ve ince tabakalı Globigerina'lı kireçtaşı içerir (Bellen ve diğ., 1959). Üst Balambo Formasyonu Sirwan ve Rowanduz nehirlerinin arasındaki alanda mostra verir. Genelde ince tabakalı, bazen kalın tabakalı açık renkli pelajik fauna içeren kireçtaşlarından oluşur.

Formasyonun tip yerinde Senomaniyen kısmının kalınlığı 170-200 m, Turoniyen kısmının kalınlığı ise 315-350 m dir. Formasyon dış şelf ile batiyal arasındaki bir ortamda çökelmiştir. Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'de, formasyon Dokan Formasyonu ile geçişlidir. Formasyon Üst Kampaniyen Shiranish Formasyonu veya Üst Turoniyen Kometan Formasyonu tarafından örtülmektedir (Bolton, 1958).

Üst Balambo Formasyonun mostrası yaygın olarak Irak'ın KD Bindirme Zonun'dadır. Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'de, formasyon yanal olarak Kometan, Gulneri ve Dokan formasyonlarına geçmektedir. Kuzey Irak'ta, Balambo – Tanjero Zonu ya Kuzey Bindirme Zonu'nu geçer veya tamamen kaybolur. Bu bölgede Balambo Formasyonu Herki, Rikan ve Zibar alanlarında neritik kireçtaşlarından oluşmaktadır.

2.2.3.4. Kometan Formasyonu - Mushorah Formasyonu

Kometan Formasyonu (Dunnington, 1953) tarafından Irak'ın kuzeydoğusundaki Kometan köyünde Endezah yakınlarında tanıtılmıştır. Formasyon 120 m kalınlıkta, açık gri, ince tabakalı, globigerinalı-oligosteginalı kireçtaşı ile yerel silisleşmiş ve tabanında glokonili tabakalar içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun yaşı Turoniyen olarak belirlenmiştir.

Mushorah Formasyonu, Kometan Formasyonuna, çok benzer litolojilerden oluşur. Dunnington (1953) tarafından Kenar Kıvrımları Bölgesi'nde Mushorah-1 kuyusunda tanıtılmıştır. Kısmen silisleşmiş oligosteginalı kireçtaşı içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun yaşı Erken Kampaniyen olarak belirtilmiştir.

Kometan Formasyonu Irak'ın orta, kuzey ve kuzeydoğusunda yaygındır. Ditmar ve Irak – Sovyet Ekip (1971) göre Mushorah Formasyonu Kometan Formasyonunun bir fasiyesi olarak kabul edilmiş, ikisi de Turoniyen transgresyonu sonrasındaki aşamalarda

çökelmişlerdir. Bazı alanlarda örneğin Kerkük, Makhul ve Najmah, Mushorah fasiyesi Kometan Formasyonun üstündedir.

Kometan ve Mushorah formasyonların birleşik kalınlıkları bazı kuyularda aşağıdaki gibidir: Kerkük-109 (41m), Kerkük-116 (184m), Khabaz (11-28m). Mushorah fasiyesin kalınlığı Kara Chauq-1 kuyusunda (282m).

Kometan Formasyonu çökeltme ortamı korumalı sığ şelf (oligosteginalı fasiyesi) ile açık deniz (globigerinalı fasiyesi) arasındadır.

Formasyonun alt dokanağı Albiyen-Senomaniyen formasyonları ile uyumsuzdur, üst sınırları da genelde uyumsuzdur.

2.2.3.5. *Shiranish Formasyonu*

Shiranish Formasyonu 1940 ta Henson tarafından Irak'ın kuzeyindeki Zakho ilçesinin kuzeydoğusunda, Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'sindeki Shiranish köyü yakınlarında tanıtılmıştır. Shiranish Formasyonunun ince killi kireçtaşı tabakaları mavi denizel marnlar tarafından örtülür (Owen ve Nasr, 1958; Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun yaşı genelde Geç Kampaniyen ile Maastrichtiyen olarak belirlenmiştir. Formasyon giderek kuzeydoğudaki Tanjero Formasyonuna girmektedir.

Shiranish Formasyonunun mostra verdiği alanlardaki kalınlığı 225 m dir. Mostra alanı dışında kalınlık 100 ile 400 m arasındadır, Formasyonun en kalın kesiti 1500 m ile Sasan-1 kuyusunda görülmüştür.

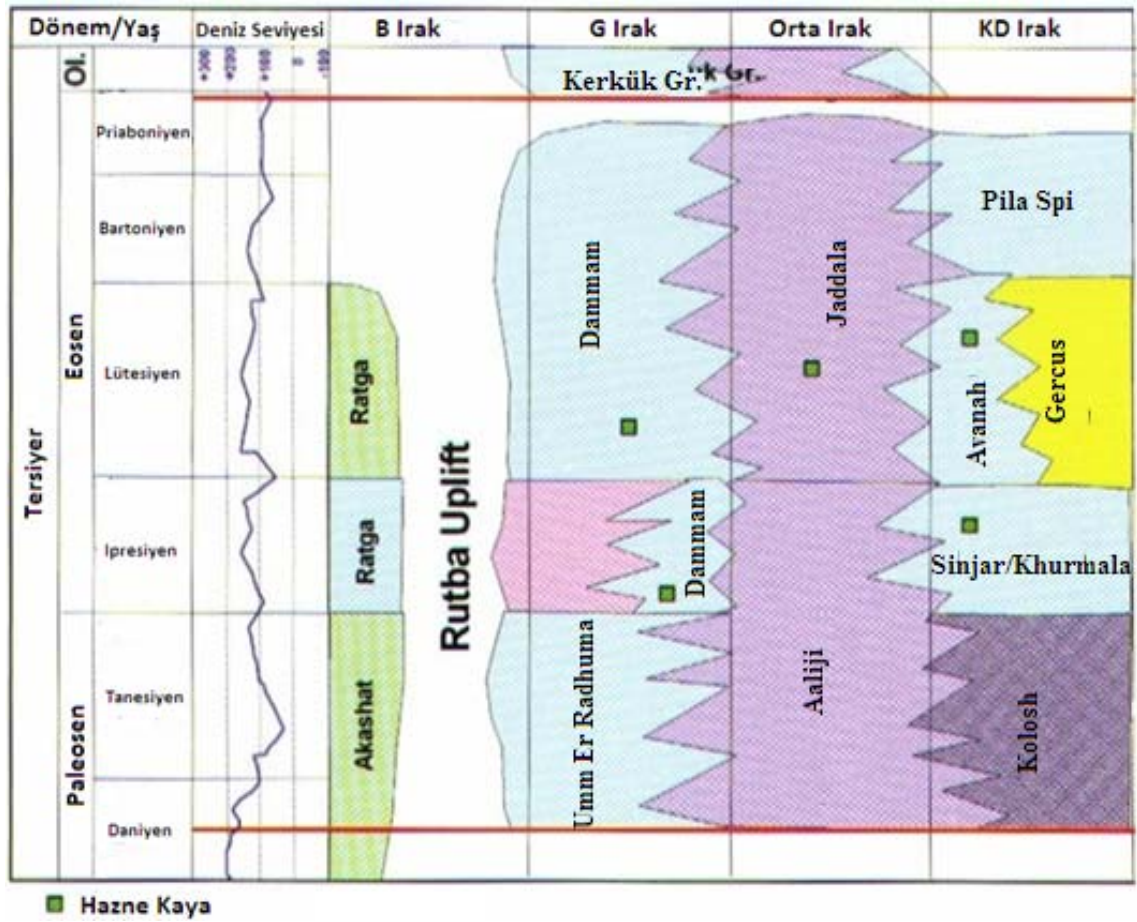
Shiranish Formasyonu tip kesitin üstündeki Bekhma Formasyonu ile uyumludur, başka yerlerde bu formasyon alttaki daha yaşlı Kretase formasyonları ile uyumsuzdur. Formasyonu üst sınırı ise aşınmıştır ve genelde Paleojen çökelleri tarafından üstelenmektedir.

2.2.4. Tersiyer – Paleojen

2.2.4.1. Aaliji Formasyonu (Paleosen)

Aaliji Formasyonu Kenar Kıvrımları ve Mezopotamya bölgelerinde yaygındır. 1950 de Bellen tarafından Suriye'nin kuzeybatısındaki tipik kesitinden tanımlanmıştır (Bellen ve diğ., 1959). Irak'ın Kenar Kıvrımları bölgesinde Kerkük-109 kuyusunda ek kesit tipi gri ve hafif kahverengi killi marn, killi kireçtaşı ile bazen mikroskopik çört ve ender dağınık glokonit taneleri içermektedir. Formasyonun K ve KD'ya doğru siltli ve kumlu tabakalar içermektedir ve gitgide kırıntılı Kolosh Formasyonuna geçmektedir (Şekil2.5).

Formasyonun mostrada olduğu yerlerdeki kalınlığı 100 m dir. Daha kalın kesitleri Irak'ın GD (350 m) ve KB'sında (470 m) görülmektedir.



Şekil 2.5: Paleosen-Eosen formasyonların stratigrafik korelasyonu (Jassim ve diğ., 1987)

Formasyon GB ve KD da bir kapalı-kıyı, açık deniz ortamında iki platform kenarı karbonat sürülmüş tabakalar arasında uzanıyor.

Formasyonun alt kısım dokanağı bu tür alanda uyumsuzdur, Aaliji Formasyonu üst dokanağı olduğu alanda genelde uyumsuzdur.

2.2.4.2. *Khurmala Formasyonu (Paleosen – Erken Eosen)*

Khurmala Formasyonu 1963 te Bellen tarafından (in Bellen ve diğ., 1959) Kerkük-114 kuyusunda tanıtılmıştır. 185 m kalınlıkta, dolomit (bazı kısımlarında) ve ince kristalleşmemiş kireçtaşları içermektedir. Formasyon kuzeybatıda Jabal Maqlub ve güneydoğuda Chemchemal-Qizil Dağ alanındaki kuşak arasında sınırlı bir dağılıma sahiptir.

Formasyonun kalınlığı tip alanında 185 m, Kerkük-117 (173m), Taq Taq-1 (115m) ve Atshan-1 (262m). Karbonat fasiyesi, yüksek pirit içeriyor, alçıtaşı ve anhidrit tabakaların varlığı formasyonun korumalı küçük göl ortamında çökelmediği göstermektedir.

Formasyonun alt dokanağı genelde geçişlidir; altındaki formasyon ise genelde Kolosh Formasyonudur. Jabal Kand-1 kuyusunda formasyon uyumsuzlukla Üst Kretase Shiranish Formasyonunu üzerler.

2.2.4.3. *Jadalah Formasyonu (Orta-Geç Eosen)*

Jaddala Formasyonu Erken Eosen- Geç Eosen Serisi olarak Irak'ın batı ve orta alanlarında korumalı bir kıyı fasiyesini temsil etmektedir. İlk kez 1940 ta Henson tarafından Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin Jabal Sinjar'da Jaddala köyü yakınlarında tanımlanmıştır. 350 m kalınlığındaki killi ve arı kireçtaşları ile marnlardan oluşur (Bellen ve diğ., 1959). Jaddala Formasyonu havzanın GB ve KD kenarları üzerindeki havza da çökelmiştir.

Formasyon Güney Kara Chuaq yapısında, Musul ilinin GD'sunda ve Shiranish Formasyonu üzerlediği yerlerde genelde mostradır. Formasyon Tarjl Formasyonu ile uyumsuz olarak örtülür. Jaddala Formasyonunun kalınlığı Kenar Kıvrımları Bölgesi'nde

Kerkük havzası ile Butmah-Chemchemal Subzonunda birleşik olarak Chemchemal-2 kuyusunda 1131 m olarak saptanmıştır.

Formasyonun mostrada olduğu alanlarda alt kısım dokanağı uyumsuzdur ve glokonitli oluşumuyla belirgindir (Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun üst kısmı ise olduğu mostralarda uyumsuzdur; üstteki çökeller Kenar Kıvrımları Bölgesi'ndeki Kara Chuaq yapısı hariç Miyosen yaşındadır, kara Chuaq yapısında Oligosen yaşlı çökellerle örtülürler.

2.2.4.4. *Avanah Formasyonu (Orta Eosen)*

Avanah Formasyonu ilk kez 1953 te McGinty tarafından Kenar Kıvrımları Bölgesi'ndeki Kerkük sahasının Avanah yükselimindeki Kerkük-116 kuyusunda tanıtmıştır (Bellen ve diğ., 1959). 210 m kalınlığındaki kireçtaşları, genelde dolomitize ve kristalleşmemiştir. Sığ denizel fasiyes ile bazen lagün ortamı kireçtaşları içermektedir.

Avanah Formasyonu Kenar Kıvrımları Bölgesi ve Aşırı Kıvrımlanmış Bölge arasındaki sınır kuşağı boyunca çökelmiştir. Özellikle kalın olduğu alan Kuzey Irak'ın Kenar Kıvrımları Bölgesi'dir.

Formasyonun alt dokanağı muhtemelen uyumsuzdur. Khurmala Formasyonun göl fasiyesinden Avanah Formasyonu sığ deniz fasiyese olan ani değişim muhtemelen bir transgresyon ile alakalı olmalıdır (Bellen ve diğ., 1959). Orta Miyosen çökelleri Avanah Formasyonu üzerinde genelde uyumsuzdur.

2.2.4.5. *Pila Spi Formasyonu (Geç Eosen)*

Pila Spi Formasyonu ilk kez 1930 da Lees tarafından Aşırı Kıvrımlanmış Bölge'nin Pila Spi alanında tarif edilmiştir. 1947 de Wetzel tarafından yeniden yapılmış ve Bellen, (1957) tarafından düzeltilmiştir. Orijinal tip kesiti Derbendikhan Barajı'nın suları altında kalmıştır. Kashti Barand Dağı'nda ek bir tip kesiti olduğunu tanımlanmıştır. Dayanımlı Pila Spi Formasyonu Gercüş ve Fars Formasyonları arasında bariz bir tepe olarak izlenir. Formasyonun kalınlığı 100-200 m dir.

Pila Spi Formasyonunun üst kısmı iyi tabakalı, katranlı ve kristalize kireçtaşları ile beyaz bantlar halindeki, kireçli marnlardan oluşur ve üste doğru çört nodülleri içerir. Alt kısmı sert tabakalı, gözenekli veya katranlı, kırı fosilli, kireçtaşı ile alg veya kavkılı bölümler içermektedir. Ek tip kesitinde dolomit ve kireçtaşları ile çört nodülleri içermektedir. Formasyon sığ göl ortamında çökelmiştir.

Pila Spi Formasyonunun alt dokanağı Irak'ın KD'sunda uyumlu ve geçişli olarak görünmektedir. Üst sınırı boyunca ise uyumsuzdur (Jassim ve diğ., 1975).

2.2.4.6. *Palani Formasyonu (Geç Eosen-Erken Oligosen)*

Palani Formasyonu 1956 da Bellen tarafından Kerkük yapısının Tarjil yükselimin üzerindeki Kerkük-85 kuyusunda tanıtılmıştır. 64 m kalın, dolomitik globigerinalı kireçtaşları içerir. Palani Formasyonu Jaddala Formasyonu üstünde uyumsuz (Bellen ve diğ., 1959), yanal uzantısında Sheikh Alas Formasyonu üstünde uyumludur. Palani Formasyonu Kerkük sahasının güneydoğusundaki Baba yükseliminde ve Avanah Formasyonu üstündeki tek formasyon olarak görünmektedir. Baba yükseliminin GD ve KB kısımları üzerinde sırasıyla Tarjil ve Sheikh Alas formasyonlar bulunmaktadır.

Kerkük'te Palani Formasyonunun globigerinalı kireçtaşları bir eğimli dış havza ortamında çökelmiştir (Majid ve Vizer, 1986).

2.2.4.7. *Sheikh Alas Formasyonu (Erken Oligosen)*

Sheikh Alas Formasyonu Oligosen'in en eski resif ve resif önü fasiyesini temsil etmektedir. Formasyon 1956 da Bellen tarafından Kara Chuaq yapısının kuzey yükseliminde Sheikh Alas köyü yakınlarında tanıtılmıştır. Formasyon 26 m kalın, gözenekli, bazen çakıllı dolomit ve dolomitleşmemiş kireçtaşları içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Kerkük sahasında formasyonun kalınlığının 50 m kadar arttığı görülmektedir.

Formasyonun alt dokanağı tip yerinde uyumsuzdur; üst dokanağı ise Üst Eosen Palani Formasyonu ile uyumsuzdur (Ditmar ve Irak-Sovyet Ekip, 1972).

Sheikh Alas Formasyonunun alt kısmı resif yamacı ortamında ve üst kısmı göl ortamında çökelmiştir (Majid ve Vizer, 1986). Bu formasyon yatay ve yanal olarak Shurau Formasyonunun resif fasiyesine geçmektedir.

2.2.4.8. *Shurau Formasyonu (Erken Oligosen)*

Shurau Formasyonu 1956 da Bellen tarafından Kerkük-109 kuyusunda tanıtılmıştır. Alt kısmında (en kalın) 18 m mercanlı kireçtaşları ve üst kısmında yoğun gri kireçtaşları kapsar. Formasyonun alt dokanağı Sheikh Alas Formasyonu ile uyumludur, üsteki dokanağı ise Baba Formasyonu ile uyumsuzdur.

Kerkük'te Shurau Formasyonunun alt kısmı resif ortamında, üst kısmı ise gelgit ortamında çökelmiştir (Majid ve Vizer, 1986).

2.2.4.9. *Tarjil Formasyonu (Erken Oligosen)*

Tarjil Formasyonu 1956 da Bellen tarafından Kerkük-85 kuyusunda tanıtılmıştır. 100 m çok az dolomitize globigerinalı marnlı kireçtaşları içerir. Kerkük yapısı kuyularında nispeten sabit bir kalınlığa sahiptir (Bellen ve diğ., 1959). Tarjil Formasyonu Kerkük'teki Tarjil yükselimin, Bay Hasan ve Kor Mor Oligosen havzının KD kenarları boyunca açılan kuyularda kesilmiştir.

Tarjil Formasyonu üstündeki Palani Formasyonu ile uyumsuzdur, Baba Formasyonu ile olan üst dokanağı geçişlidir. Kara Chauq mostrasında formasyon 20 m sert sarımsı gri kireçtaşı üstünde kalın kireçtaşı tabakalar nispeten sığ su ortamında çökelmiştir. Kerkük'te Tarjil Formasyonunun alt kısmı bir açık deniz ortamında çökelmiştir (Majid ve Vizer, 1986).

2.2.4.10. *Baba Formasyonu (Orta Oligosen)*

Baba Formasyonu 1956 da Bellen tarafından Kerkük-109 kuyusunda tanıtılmıştır. 20 m gözenekli ve dolomitik kireçtaşları içermektedir. Mostra da masif olarak görünür (Jassim ve diğ., 1984).

Baba Formasyonu bulunduğu yerde üstündeki Alt Oligosen Shurau Formasyonu ile uyumsuzdur; Anah alanında ise üstündeki Sheikh Alas Formasyonu ile uyumsuzdur (Hay ve Hart, 1959). Formasyonun üstünde Bajwan Formasyonu olduğu yerlerde ise uyumludur. Anah alanında formasyonun üstünde Anah Formasyonunun olduğu yerde de uyumludur. Baba Formasyonu resif önü ortamında KD ve GB gidişli Oligosen havzasının kenarlarında çökelmiştir.

2.2.4.11. Bajwan Formasyonu (Geç Oligosen)

Bajwan Formasyonu 1956 da Bellen tarafından Kerkük-109 kuyusunda tanıtılmıştır. 40m kalın miliolidili resif arkası kireçtaşları içerir. Gözenekli, kısmen dolomitik, rotalid-alg'lı resif kireçtaşları ile değişimli, oldukça bol mercan parçaları ve ince killi kireçtaşlı tabakaları değişimli olarak bulunur. Formasyonun litolojisi Kara Chauq yapısının güneydoğusu dışında nispeten homojendir; çünkü o yapı genelde çakıl içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Irak'ın KD'sunda yeraltı kesiti Kerkük, Bay Hasan ve Ain Zalah kuyularında görünmektedir (Gaddo ve diğ., 1958)

Bajwan Formasyonu altındaki Baba Formasyonu ile uyumludur. Formasyon üstündeki Orta Miyosen Alt Fars Formasyonu ile uyumsuzdur.

Bajwan Formasyonun alt kısmı resif ve kısmen resif arkası ortamlarında çökelmiş; üst kısmı ise resif arkasındaki çamur düzlükleri (mud flat) üzerinde çökelmiştir.

2.2.4.12. İbrahim Formasyonu (Geç Oligosen)

Formasyon 1956 da Bellen tarafından tanıtılmış, Musul ilinin kuzeydoğusunun Kenar Kıvrımları Bölgesi'ndeki Sheikh İbrahim yapısında İbrahim-1 kuyusunda bulunmuştur (Bellen ve diğ., 1959). 56 m kalın, marnlı globigerinalı kireçtaşlar ile pirit lekeleri ve nadiren glokoni ve planktonik foraminiferler içermektedir. Bir havza ortamında çökelmiş ve kesin olmayan bu formasyona Geç Oligosen yaşı verilmiştir.

Formasyon Eosen Jaddala Formasyonunu uyumsuz olarak üzerler ve uyumsuz olarak da Alt Miyosen yaşlı Fırat Formasyonu tarafından örtülür.

2.2.4.13. Azkand Formasyonu (*Geç Oligosen*)

Azkand Formasyonu 1956 da Bellen tarafından tanıtılmış, Kara Chauq yapısının Azkand sahasında yer almaktadır. 100 m kalınlıkta masif, dolomitik ve kristalleşmemiş, genellikle gözenekli kireçtaşları içermektedir (Bellen ve diğ., 1959). Bu formasyon resif önu fasiyesine ait özellikler taşımaktadır.

Azkand Formasyonu alt dokanağı Baba Formasyonu ile uyumsuzdur. Üst sınırı ise Anah Formasyon ile uyumlu ve geçişlidir. Anah-Azkand ve Bajwan-Baba formasyonları ile kısmen eşzamanlı olduğunu göstermişlerdir (Ditmar ve Irak-Sovyet Ekip, 1971). (Ctyroky ve Karim 1971) Baba Formasyonun altında bulunan Anah Formasyonunun bulunduğunu kanıtlamışlardır. Fırat alanında Anah ve Baba Formasyonları arasındaki dokanak genelde uyumlu ve geçişlidir.

2.2.4.14. Anah Formasyonu (*Geç Oligosen*)

Anah Formasyonu 1956 da Bellen tarafından tanıtılmıştır. Tip kesiti gri, kristalleşmemiş breşik, döküntülü ve mercanlı kireçtaşları içermektedir. Kara Chauq antiklinalinde ek bir tip kesiti 40-60 m kalın, beyaz ve gri dolomitik ve kristalleşmemiş kireçtaşları kapsar. Alt kısmı masif ve yukarıya doğru giderek daha ince tabakalı olmaktadır. Ayrıca formasyon mostra olarak Anah beldesi yakınlarında Fırat nehri ve Kuzey Irak'ın Aşırı Kıvrımlanmış Bölgesi'nde Shiranish yakınlarında görünmektedir.

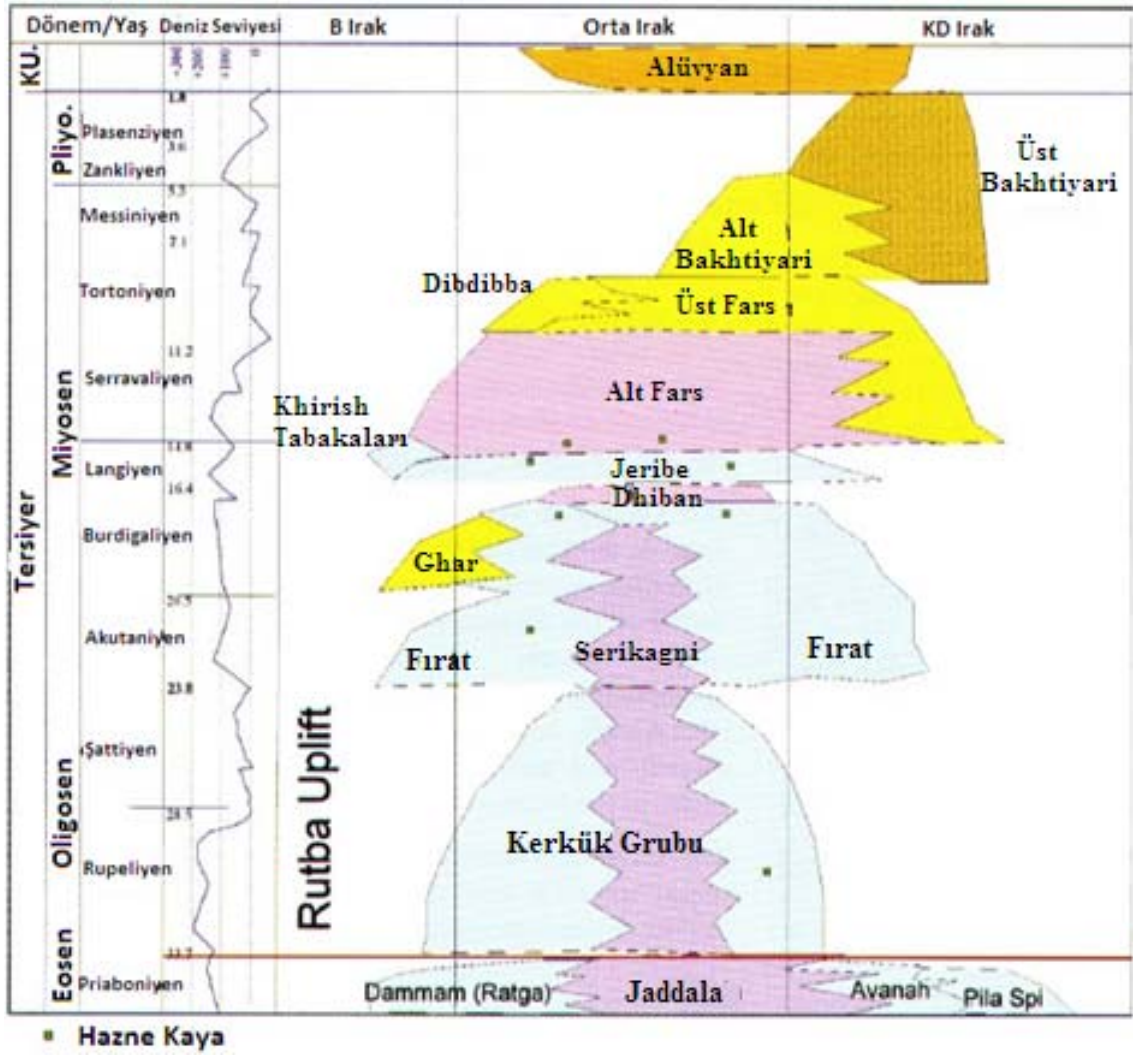
Formasyonun alt dokanağı tip yerinde uyumludur, üst dokanağı ise her zaman uyumsuzdur. Formasyon genelde resif, resif arkası ortamında ile dönüşümlü olarak çökelmiştir.

2.2.5. Tersiyer – Neojen

2.2.5.1. Fırat Formasyonu (*Geç – Erken Miyosen*)

Fırat Formasyonu 1929 da De Boeckh tarafından tanıtılmış daha sonra 1956 da Bellen tarafından düzeltilmiştir. 8 m kalın, kavkılı ve kireçtaşı tabakalar içerir. Bazı yeraltı kesitlerinde kumtaşları ve anhidritler yer almaktadır (Bellen ve diğ., 1959) .

Saha incelemeleri (1971 de Al-Mubarek ve 1974 te Al-Jumaily; in Jassim ve diğ., 1984; Prazak, 1974; Tyracek ve Youbert, 1975) tarafından yapılmış ve Fırat Formasyonu heterojen olarak saptanmıştır. Formasyon genellikle kireçtaşı ile oolitik kireçtaşı, yerel olarak mercanlı şeylden oluşur. Bunlar çoğu kez kristalleşmemiş ve silisleşmemişlerdir. Genelde yeşil marn, killi kumtaşı, breş, çakıl taşı ve kireçtaşı tabakalar bulunmaktadır.



Şekil 2.6: Oligosen-Miyosen-Pliyosen formasyonlarının stratigrafik korelasyonu (Jassim ve diğ., 1987)

Fırat Formasyonu Oligosen ve Eosen formasyonlarını genelde uyumsuz olarak örter. Formasyonun altında bulunan birim Serikagni Formasyonudur. Bu alt sınırı uyumludur (Şekil2.6).

2.2.5.2. *Dhiban Formasyonu (Erken Miyosen)*

Dhiban Formasyonu 1940 ta Henson tarafından tanıtılmış ve 1957 de Bellen tarafından düzeltilmiştir (Bellen ve diğ., 1959). Formasyonun tipik yeri ve kesimi Irak'ın KB Kenar Kıvrımları Bölgesi'ndeki Sinjar alanında Dhiban köyü yakınlarında bulunmaktadır. Formasyon 72m kalın, alçıtaşı, ince tabakalı marn ve breşik kristalleşmemiş kireçtaşları içermektedir.

Formasyon sabka ve salina arasındaki bir ortamda çökelmiştir. Dhiban Formasyonu Serikagni Formasyonu üzerindedir ve Fırat Formasyonu ile yatay geçişlidir. Jeribe Formasyonu tarafından örtülür.

2.2.5.3. *Jeribe Formasyonu (Erken Miyosen)*

Jeribe Kireçtaşı 1957 de Bellen tarafından tanıtılmıştır, tipik olarak Sinjar antiklinali Jaddala köyü yakınlarında bulunmaktadır. Jeribe Formasyonu 70 m kalınlıkta kristalleşmemiş dolomitik, genellikle masif kireçtaşları tabakaları içermektedir. Jeribe Formasyonu Fırat nehri vadisinde düzensiz kıvrımlı, kumlu seviyeleri kristalleşmemiş kireçtaşı, silisleşmiş kireçtaşı, kireçli kireçtaşı ve bazı marn içermektedir (Tyracek ve Youbert, 1975).

Jeribe Formasyonu kalınlığı Kuzey Irak'ta Dicle Nehri boyunca 200 m, Kerkük yakınlarında 180 m, Badra alanında > 500 m ve Zagros Sütür Zonu yakınlarında 50-150 m ölçülmüştür. Jeribe Formasyonun çökellerinde (resif arkası) ve resif ortamları tanıtılmıştır (Bellen ve diğ., 1959).

Formasyonun altındaki Serikagni Formasyonu ile uyumsuz olduğu görülmektedir. Jeribe Formasyonu, üstündeki Alt Fars Formasyonu ile geçişlidir.

2.2.5.4. *Alt Fars Formasyonu (Orta Miyosen)*

Alt Fars Formasyonu Irak'ın en yaygın ve ekonomik öneme sahip olan bir formasyondur. Alt Fars Formasyonu İran'ın güneybatısındaki Fars ilinde tanıtılmıştır. Daha sonra 1918 de Busk ve Mayo (in Bellen ve diğ., 1959) tarafından Irak'ta da tanıtılmıştır . Bu kesit Beji ilçesinin 10 km kuzeyinde, Al-Fatha deresi ve Dicle Nehriyle kesişen Makhul – Hemrin Fay zonunda yer almaktadır (Jassim ve diğ., 1984).

Irak'taki Alt Fars Formasyonu daha bulunduğu ilk yıllarda jeologlar tarafından aşağıdaki resmi olmayan alt birimlere bölünmüştür. Anhidrit, alçıtaşı ve tuz ile ara tabakalı kireçtaşı ve marn başlıca litolojilerdir. Bu birimler alttan üstedir (Bellen ve diğ., 1959) :

- a) Geçişli tabakalar(Transition Beds): normalde anhidrit, çamurtaşı ve ince kireçtaşı içermektedir. Bu geçiş tabakaları genelde “Temel Fars Çakılı” olarak adlanmıştır.
- b) Tuzlu Tabakalar: anhidrit ve halit ile silttaşı, çamurtaşı ve kireçtaşı tabakaları içermektedir.
- c) Petrol Sızıntılı Tabakalar: anhidrit ile silttaşı, çamurtaşı ve kireçtaşı tabakaları içermektedir.
- d) Üst Kırmızı Tabakalar: kırmızı çamur taşı, silttaşı ve nispeten çok olan kireçtaşı ve anhidrit tabakaları içermektedir.

2.2.5.5. *Üst Fars Formasyonu (Geç Miyosen)*

Üst Fars Formasyonu (Orta Fars dahil) ince taneli ön molas çökelleri içerir ve genelde kıyı şeridi daha sonrada akarsu göl sisteminde oluşmuştur. 1918 de Busk ve Mayo tarafından önce İran'da tanımlanmış, daha sonra Irak'ta yaygın olarak tanıtılmıştır. Üst Fars Formasyonun yakınında Güney Jabal Hemrin bölgesinde bir ortak tip kesit ölçülmüştür. Formasyonun kalınlığı 620 m dir. Taban birimi ince karbonatlı kumtaşı, kırmızı ve yeşil çamurtaşı ile bir ince alçıtaşı tabakası (20 cm kalınlıkta) ve mor silttaşı içermektedir. Karbonatlı kumtaşları miliolid ve dalga ripple-markları içerir; bunların üst kesimleri kumtaşı, silttaşı ve kırmızı çamurtaşı tarafından örtülür. Bir kumtaşı tabakasının kalınlığı, yukarı doğru artış sonucu 1 m ile birkaç metre arasındadır. Bir bütün olarak yukarı doğru kabalaşma görünmektedir.

Formasyonun kalınlığı erozyon nedeniyle çok değişkindir. Maksimum kalınlık Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin çökme merkezi alanında 2000 m dir. Kerkük yakınlarında formasyonun maksimum kalınlığı 900 m olarak ölçülmüştür (Jassim ve diğ., 1984). Üst Fars Formasyonun alt kısmı ile Alt Fars Formasyonu geçişlidir, üstte ise Alt Bakhtiyari Formasyonu ile geçişi bariz bir kumtaşı tarafından temsil edilmektedir.

2.2.5.6. *Alt ve Üst Bakhtiyari Formasyonları (Pliyosen)*

Alt ve Üst Bakhtiyari Formasyonları 1918 de Busk ve Mayo tarafından önce İran'da tanımlanmış, daha sonrada Irak'ta tanıtılmıştır (Bellen ve diğ., 1959). Kenar Kıvrımları ve Aşırı Kıvrımlanmış bölgelerde temsil edilmektedirler.

Alt Bakhtiyari Formasyonu 2000 m kadar yukarı kesiminde kalın bir kumtaşı ve kırmızı çamurtaşı içermektedir. 1973 te (Basi ve Jassim) İnjana alanında çökme dönemlerinin birimde uzun mesafeler boyunca kaydetmişlerdir. Tek bir kumtaşı tabakası birkaç kilometre boyunca izlendiğini izlenebilmektedir.

Irak'ın kuzeydoğusunda Alt Bakhtiyari formasyonu yerine neredeyse tamamen Üst Bakhtiyari (çakıltaşı fasiyes) Formasyonu gelmiştir; örneğin, Süleymaniye ilinin güneyindeki Derbendikhan alanında Alt Bakhtiyari Formasyonu tamamen 3000 m Üst Bakhtiyari çakıltaşlar formasyonu ile yer değiştirmiştir.

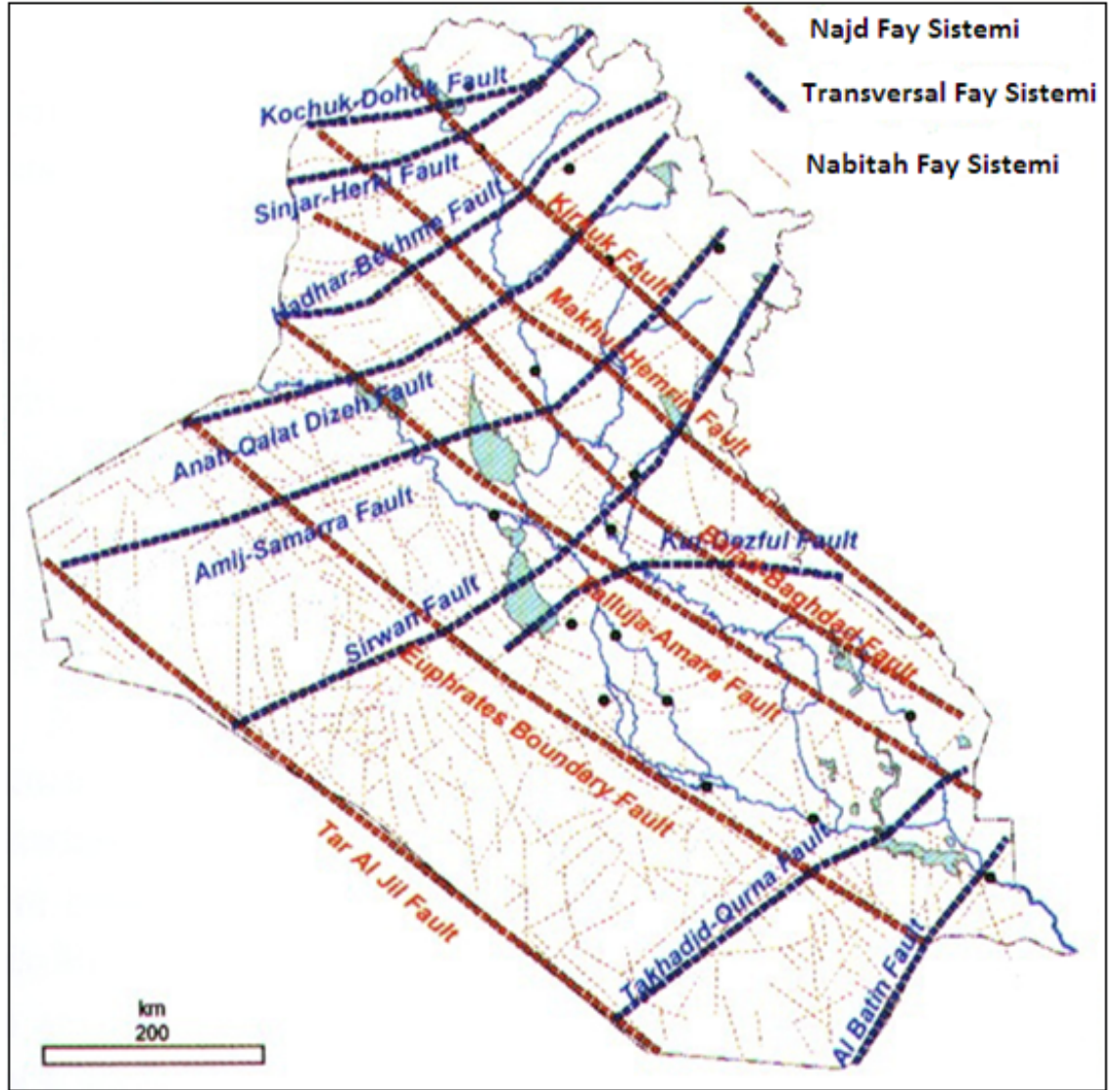
Alt Bakhtiyari Formasyonu bir akarsu ortamında çökelmiştir. Çakıltaşı olan Üst Bakhtiyari Formasyonu ise Aşırı Kıvrımlanmış ve Zagros Sütür bölgesi kökenli olan alüvyon yelpazelerinde çökelmiştir.

2.3. YAPISAL JEOLJİ

Bu bölümde Kuzey Irak'ın yapısal tektonik ve fay zonların sistemi özet olarak tanıtılmıştır. Ayrıca Kuzey Irak'ı büyük ölçüde kapsamakta olan Kenar Kıvrımlar Bölgesi tanıtılmış ve bu bölgenin içerisindeki subzonları ele alınmıştır.

2.3.1. Fay Sistemi

Faylar, uydu görüntüleri, gravite ve manyetik gibi çeşitli kaynaklar ve az ölçüde de olsa sismik verilerden elde edilmiştir. Önemli fay zonları, KB-GD Najd Fay Sistemi (kırmızı) ve KD-GB Transversal Fay Sistemi (mavi) dir. Beş büyük transversal



Şekil 2.7: Irak'ın fay sistemi ve fay bölgelerinin dağılımları (Jassim ve diğ., 1987)

Blokların sınırları ana ters faylar tarafından belirlenmiştir. Bunların yanı sıra Nabitah Fay Sistemi de bulunur (Şekil 2.7).

2.3.1.1. Nabitah (İdsas) Fay Sistemi

K-G gidişli Nabitah Fay Sistemi Irak'ın güneyinde ve batısında önemlidir. Bu faylar Alt Kambriyen ve Paleozoik kesitlerin kalınlığını ve daha az oranda Triyas kesitlerini etkilemektedir. Bu K-G yapılar KB-GD gidişli Najd sistemi tarafından deforme edilmiştir.

2.3.1.2. Najd Fay Sistemi

Najd Fay Sistemi Irak'ta çok önemli olan ve sadece Prekambriyen zonlarının sınırlarını oluşturmayan, aynı zamanda, özellikle Irak'ın orta, B ve KB'sındaki tektonik zonlarını kontrol eden bir sistemdir. Sistem Nabitah dağ oluşum sırasında bir sola atımlı transpresyonal makaslama zonu içinde gelişmiştir. Bu makaslama zonunun etkinliği KB doğru azalır (Al-Mogren, 2004).

Najd Sistemi bir sola atımlı doğrultu-atımlı faylanma sistemi kapsamında 670 Ma olarak ortaya çıkmıştır (Nehlig ve diğ., 2002). Daha sonra 640Ma dan 530Ma öncesine bir genişleme sistemi olarak geliştirilmiştir. Al-Mogren (2004) Najd makaslamasının tarihinin 680-640 Ma olabileceği önermiştir. Najd Fay Sistemi boyunca dikey hareket Jura ile Kuaterner aralığında oluşmuştur. Aşağıdaki fay zonları Najd Fay Sistemi ile ilişkilidir:

- a) Tar Al Jil Fay Zonu
- b) Fırat Sınırı Fay Zonu
- c) Ramadi-Musaiyib Fay zonu
- d) Tikrit-Amara Fay Zonu
- e) Makhul-Hemrin Fay Zonu
- f) Kerkük Fay Zonu

2.3.1.3. Transversal Fay Sistemi ve transversal bloklar

Transversal fay sistemi iki ana gidişler kapsamaktadır. Irak'ın B ve KB'sında doğuya doğru gidişler daha hakimken, Irak'ın D ve K kısımlarında KD ya doğru eğimler

bulunmaktadır. Bu iki eğilimler birbirleriyle birleşerek kavisli faylar oluşturmaktadır. Transversal sistemler Geç Prekambriyen sırasında oluşmuş olabilir.

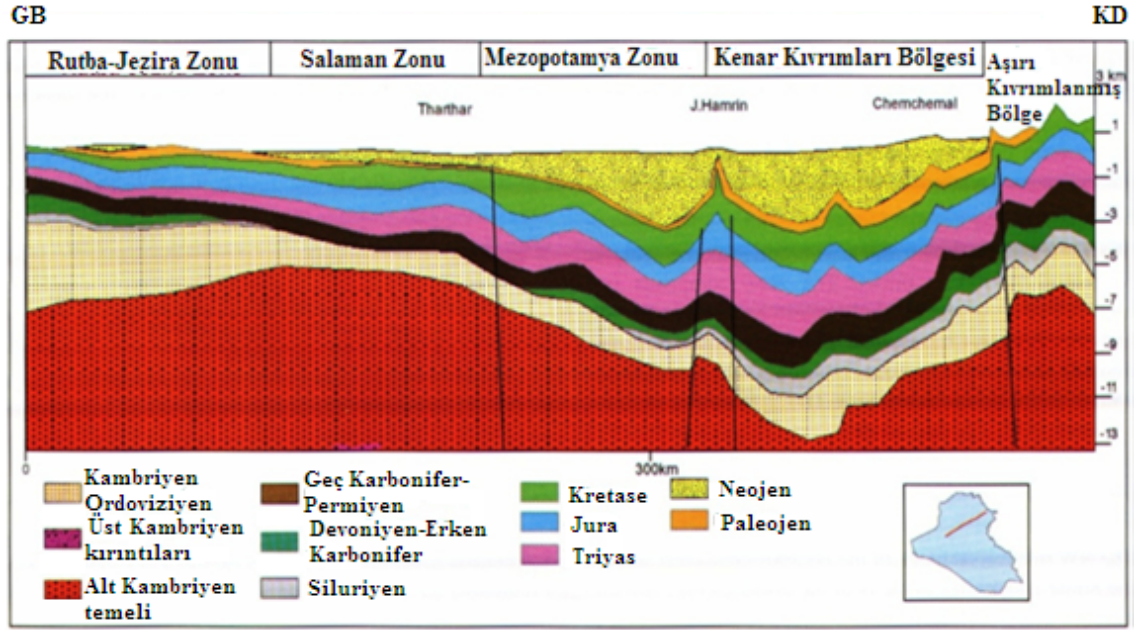
Transversal Sistem Geç Jura'dan itibaren tekrar faaliyete geçmiş ve transversal blokların oluşumuna neden olmuştur. Bu sistemdeki bazı faylar, Kuaterner'de sol atımlı doğrultu atımlı fay özelliği kazanmıştır. Yatay atımlılar en az 2 km dir. Kenar Kıvrımları Bölgesi'ndeki antiklinaller bu sistemle ayrı yükselime bölünür ve kıvrım eksenleri transversal faylar ile kesişim noktalarında bükülür. Bu sistem aşağıdaki önemli fay zonlarına bölünmüştür:

- a) Al Batin Fay Zonu
- b) Takhadid-Qurna Fay Zonu
- c) Kut-Dezful Fay Zonu
- d) Sirwan Fay Zonu
- e) Amij-Samarra Fay Zonu
- f) Anah-Qalat Dizeh Fay Zonu
- g) Hadhar-Bakhme Fay zonu
- h) Sinjar-Herki Fay Zonu
- i) Kutchuk-Dohuk Fay Zonu

2.3.2. Kenar Kıvrımlar Bölgesi

Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin GB sınırı Makhul, Hemrin ve Peshti-i-Kuh etkileyici antiklinal hattın GB kanadı boyunca konulmaktadır. Hatra'nın kuzeyi bu bölgenin sınırı Tharthar deresi boyunca uzanan sonra batıya doğru Sinjar antiklinalin GB kanadı boyunca ve Suriye'ye kadar uzanmaktadır. Bölgenin güneydoğu sınırı İran'ın GB Dezful Blok'un içinden geçer sonra Arap Körfez'in doğu kıyısına kadar uzanmaktadır. Batı sınırının konumu yüksek antiklinal ile Paleojen veya Kretase formasyonları bunların içinde görünmektedir.

Kenar Kıvrımları Bölgesi Irak'ta en derin Prekambriyen taban olarak belirlenmiş yaklaşık 13 km ve çok kalın Miyosen – Pliyosen molas çökeltileri yaklaşık 3000 m (Şekil 2.8). Bu bölge uzunlamasına iki birimden oluşuyor, Makhul-Hemrin Subzonu güneybatıda ve Butmah-Chemchemal Subzonu kuzeydoğuda yer almaktadır.

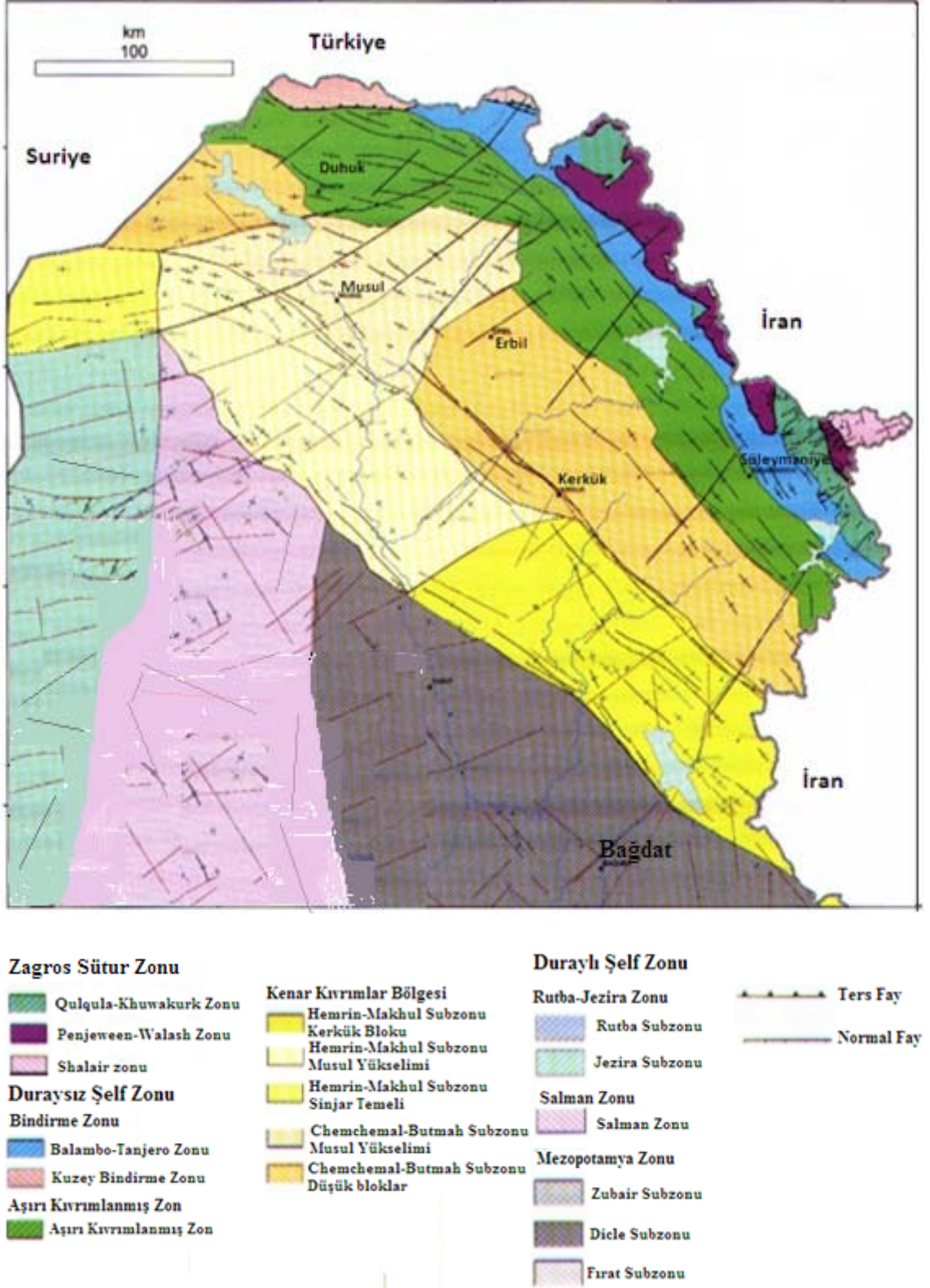


Şekil 2.8: Irak'ın orta kesimi boyunca taslak kesit; Duraylı Tabakalar, Kenar Kıvrımları Bölgesi ve Aşırı Kıvrımlanmış Bölge. Irak'ın en derin temeli Kenar Kıvrımları Bölge'sindedir (Jassim ve diğ., 1987)

Kerkük Blok'u en büyük transversal bloktur, Anah- Qalat Dizeh Fay'ın KB ve Sirwan Fay'ın GD aralarında konulmuş. En derin Prekambriyen taban Kenar Kıvrımları Bölgesi içinde 10-14 km ama yerel olarak 8 km yükselmektedir. Ana taban yapıları ve yeryüzü kıvrımlar eğimi genelde aynı KB-GD yönündedir. Bu derin blok nispeten dar antiklinal çoğu kez ters ve normal faylar ile alakalıdır. Uzunluğu 100 km ile 200 km arasındadır.

Kenar Kıvrımları Bölgesi'nde çökelmiş örtü kalınlığı değişkendir. Alt prekambriyen büyük olasılıkla kayıptır, diğer birimlerin kalınlığı ise aşağıda belirlenmiş: Paleozoik (1500-4500 m), Triyas (1500 m), Jura (700 m), Alt Kretase (250-1500 m), Üst Kretase (400-1200 m), Paleojen (500-800 m) ve Neojen (400-3000 m).

Bölgenin jeolojisi genelde basittir, Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin GD kısmı uzun antiklinal ile genelde sadece 100 m üzerinde çevresindeki rölyef arazide senklinal düzlükleri üstünde, Neojen yaşlı kırıntılı tarafından inşa edilmiş, bazen anhidrit ve karbonatlar ile yapılmaktadır.



Şekil 2.9: Duraysız Şelf Zonu'nun tektonik ve yapısal unsurları (Jassim ve diğ., 1987)

2.3.2.1. Makhul- Hemrin Subzonu

Makhul-Hemrin Subzonu yapısal olarak Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin en derin bölümüdür. Bu subzon Neojen molasin depo merkezidir ama Mesozoyik ve Tersiyer boyunca subsiding birimi olmaktadır. Subzonun GB sınırı Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin GB sınırı ile çakışmaktadır. KD sınırının konumu Sinjar antiklinalin K kanadı boyunca, İshkaft ve Atshan (Musul'un KB), Mishraq, Kara Chuaq ve Makhmur antiklinalleri, Jambur ve Kerkük antiklinalin GD bölümü boyunca geçer (Şekil 2.9).

Makhul-Hemrin Subzon önemli uzun KB-GD (veya D-B) gidişli antiklinal ile dekolman bindirme fayları Alt Fars Formasyonun tabanındaki tuzlu tabakaların ayrılmış yüzeylerden kaynağı genellikle "Gamma-yapıları" üretmektedir. Hemrin-Makhul Subzon'un uzunluğu 100 km üzerindedir. Antiklinal genelde iki katlı dalan yükselime bölünür; bu bölünme genellikle transversal faylar ile karşılaştığı ve antiklinalin eksenini bükülmüş olduğu yerde olmaktadır.

Kerkük Blok'u bu subzonun bir parçasıdır uzun Hemrin antiklinali içeriyor buda subzonun GB sınırını oluşturur, Bay Hasan ve Jambur antiklinali KD sınırını oluşturmaktadır. Bu antiklinal 130-200 km uzunlukta, birkaç iki katlı dalan yükselimleri var, çoğu kez G veya GB kanadındaki uzunlamasına ters faylar ile alakalı, bazen K kanadında veya iki kanadında. Onlar 1000 m kadar genişlikte bulunmaktadırlar. KD hattı Kor Mor, Chia Surkh ve Qasr Shirin antiklinaller içeriyor; Hemrin antiklinal GB antiklinal hattını oluşturuyor. Jambur, Pulkhana ve Gilabat antiklinallerin konumu subzonun ortasındadır.

2.3.2.2. Butmah – Chemchemical Subzonu

Butmah-Chemchemical Subzonu Kenar Kıvrımları Bölgesi'nin KD birimidir. Yapısal olarak bölgenin en yüksek bölümüdür. Subzonun GB sınırı Sinjar, Kara Chuaq, Kor Mor ve Chia Surkh antiklinalin bağlandığı hat boyunca bulunmaktadır. KD sınırının konumu ise Aşırı Kıvrımlanmış Bölge antiklinalin GB kanadı boyunca ve bu Chia-i-Spi, Dohuk, Aqra, Pirmam Dağ, Heybet Sultan ve Kara Dağ antiklinali içermektedir (Şekil 2.9).

Mesozoyik-Tersiyer bölümü 1,5 km kadar kalınlığı var. Subzon aralıklı olarak Jura ve Kretase zamanına göre yükselmiş, genellikle ya bir batık oluşturur veya açık yükselti çoğu kez bir karbonat platform ile alakalıdır (Chemchemal-Taş Taş paleo yükselti Irak-Sovyet Ekip, 1979). Paleojen'de subzon ön çukur olarak gelmektedir. Geç Miyosen-Pliyosen'de subzon Kenar Kıvrımları'nın iniş bölümü olarak gelmekte ve kalın molas çökellerle doldurulmuştur.

Transversal Musul yükselişi subzonu etkiliyor, ama Makhul-Hemrin Subzonu'ndan daha az etkidedir. Antiklinal orta-ölçekli, güneydoğuda KB-GD gidişli ve kuzeybatıda D-B gidişlidir. Subzonun önemli özelliği uzun antiklinal çoğu kez uzunlamasına faylarla alakalı olamaz Kerkük yapısı dışında. Üç transversal bloklar Sinjar, Musul ve Kerkük yapıları subzonu etkilemiş ama Makhul-Hemrin Subzonu'dan daha az ölçüdedir.

Subzonde Kerkük Blok'u geniş ve uzun senklinal ve uzun antiklinal olarak nitelendirilir. Kerkük antiklinal konumu subzonun GB bölümünde üç yükselim (KB: Khurmala, Avanah ve Baba) ile Kretase seviyesi 1000 m aşan genişlik içermektedir.

2.4. PETROL JEOLJİSİ

Irak'ın en önemli petrol sistemi Jura, Kretase ve Tersiyer yaşlı rezervuar kayaların oluşturduğu sistemdir. Petrol sisteminin diğer unsurları ana kaya, hazne kaya, örtü kaya ve bunlarla ilişkili olabileceği muhtemel kapanlardır.

Irak'ta ana kaya ile ilgili bilgiler azdır. Jura-Alt Kretase dönemin ana kayaları Al-Habba ve Abdullah, (1989) taraflarından çalışılmıştır. Ayrıca 1989 da Odishu Irak'ın kuzeydoğusu ve Kerkük Blok'un olduğu bölgeleri araştırmıştır (Pitman ve diğ., 2004).

2.4.1. Ana Kayalar

Orta Jura yaşlı ana kayalar Irak'ın kuzey ve kuzeydoğusunda çok önemli ana kayaları oluşturur, çünkü yüksek miktarda toplam organik madde içeren (TOK) Sargelu ve Naokelekan Formasyon'ları Jura havzalarının ürünüdür (Pitman ve diğ., 2004). Irak'ın petrolün kaynağının çoğunlukla Jura ana kayaları olduğu sonucuna varılmıştır. Irak'ın

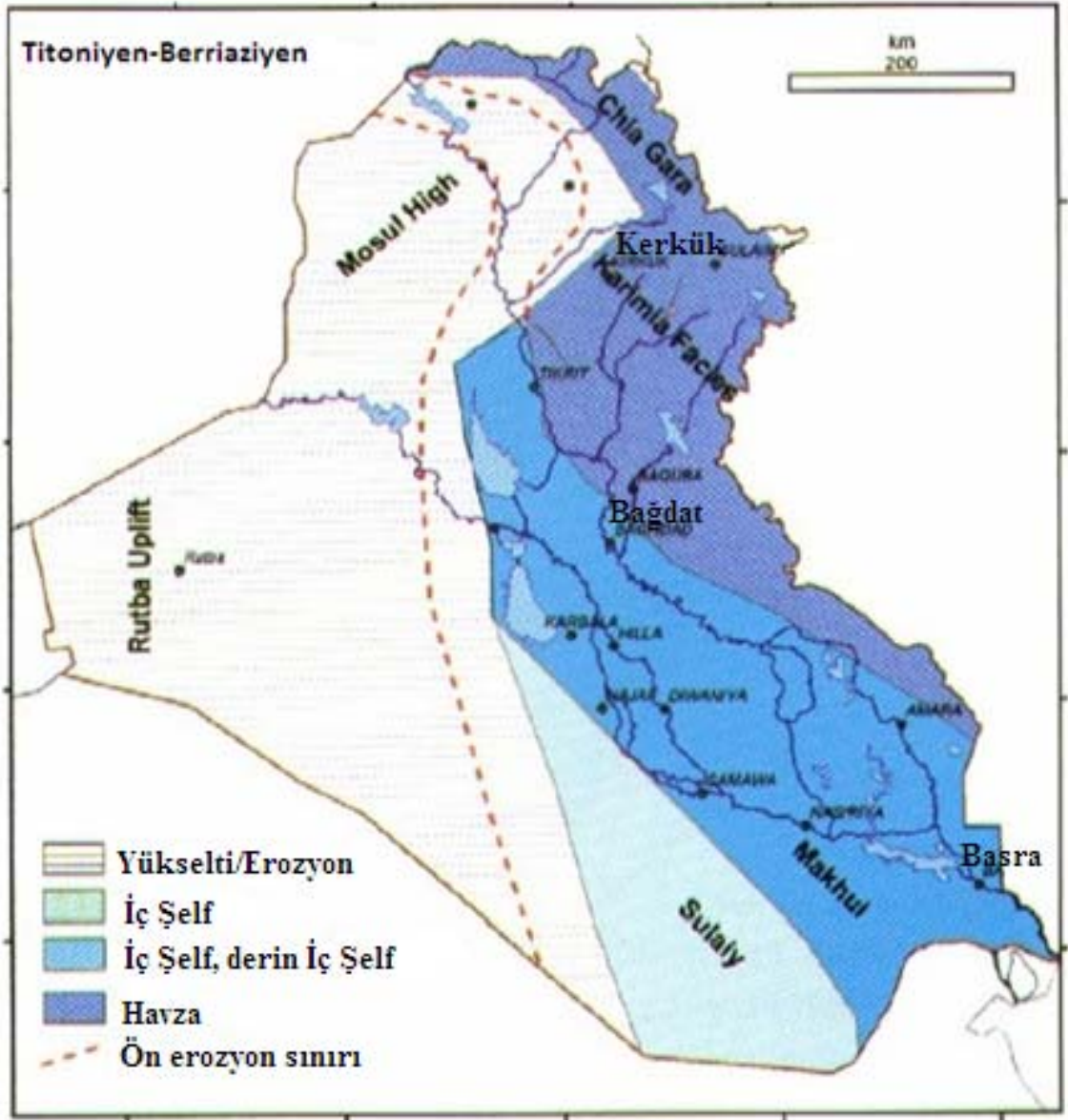
kuzeydoğusundaki Kerkük Blok’unda Üst Jura-Alt Kretase ana kayaları ve petrol örnekleri altı sahada çalışılmış. Organik madde zenginliği ve yüksek petrol potansiyeli taşıyan Jura Sargelu ve Naokelekan birimlerinin yanı sıra Alt Kretase yaşlı Alt Balambo Formasyonu da ana kaya olarak onaylanmıştır (Habba ve Abdullah, 1989).

Sargelu Formasyonu 400 m kadar kalındır ve TOK miktarı % 1.7 - 7.6 arasında değişir. Formasyonun en alttaki 40 m lik kısmı en yüksek TOK miktarı içermektedir (Pitman ve diğ., 2004). Naokelekan Formasyonu 45 m kadar kalındır. Kenar Kıvrımları Bölgesi’nin doğusunda ve Aşırı Kıvrımlanmış Bölge’de TOK miktarı % 13.2 kadar çıkar. Ortalama değeri % 5 tir. Habba ve Abdullah’ın (1989) çalışmalarına göre, Sargelu ve Naokelekan Formasyonları Kerkük Blok’unda Eosen dönemi sonunda 35 Ma önce petrol penceresine (oil window) girmiş ve halen kondensat ve gaz oluşturma düzeyinde bulunmaktadır.

Odishu ve Othman (1992), Kuzey Irak’taki Sargelu, Naokelekan, Chia Gara ve Sarmord Formasyonların ana kaya potansiyellerini değerlendirmiş ve Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara Formasyonlarının değişken hidrokarbon potansiyeli sunmalarına rağmen iyi bir ana kaya olduklarını göstermişlerdir.

Kretase yaşlı bir ana kaya olan Chia Gara Formasyonu yaklaşık 6.91 % kadar TOK içermektedir. Alt Balambo birimi ise Kerkük Blok’unun petrol ana kayası olarak kabul edilmiştir. Erken Miyosen döneminde petrol penceresine girmiş ve günümüzde de petrol maksimum miktarlarda üretmektedir (Habba ve Abdullah, 1989). Bu formasyonun ortalama TOK içeriği Üst Jura yaşlı ana kayadan 0.9 % daha düşüktür, ancak etkili kalınlığı daha fazladır (100 m – 700 m).

Orta Jura yaşlı ana kayaların olgunlaşması (Pitman ve diğ., 2004) tarafından ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu araştırmacılar bugünkü olgunluk, ana kaya olgulaşma tarihi ve petrolün göç yollarını modellemişlerdir. Kuzey Irak’ta petrol oluşumunun Oligosen döneminde Kerkük Blok’unda başladığını, sonra petrolün Musul Yükselimi ve Fırat Nehri’ne doğru göç ettiklerini ortaya koymuşlardır. Geç Miyosen dönemi ile günümüze göre, ana kaya nerdeyse tamamen olgun olmuştur.



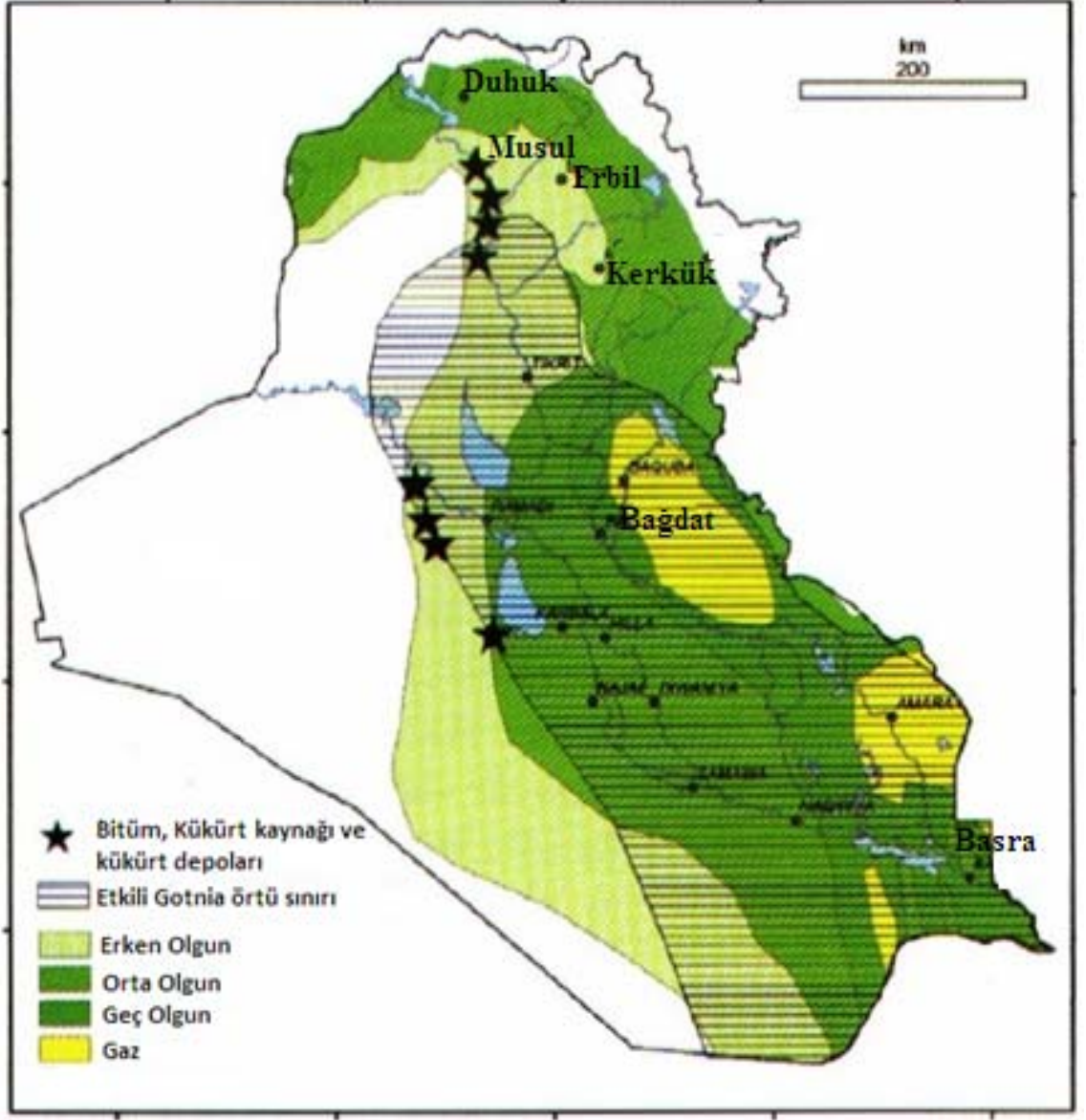
Şekil 2.10: Irak'ta ana kayanın (Chia Gara Formasyonu) çökeltme ortamları (Jassim ve diğ., 1987)

.2.4.1.1. Chia Gara Formasyonu

Chia Gara Formasyonu Irak'ın kuzey bölgesinin birçok yerinde yaygın olarak bulunan bir ana kayadır. Bu durum aynı zamanda Khabaz petrol sahasının olduğu bölgeyi de kapsamaktadır (Şekil 2.10).

Chia Gara Formasyonu Kuzey Irak'ın ana kaya potansiyeli en büyük birim olarak değerlendirilmiştir. TOK miktarı % 20.91 a kadar çıkmaktadır. Chia Gara

formasyonunun olgunluğu Şekil 2.11 de görülmektedir. Organik maddenin türü hem petrol hem de gaz oluşturmaya yatkın olan Tip II dir.



Şekil 2.11: Ana kaya (Chia Gara Formasyonu) olgunluk haritası (Jassim ve diğ., 1987)

2.4.2. Hazne Kayalar

Kuzey Irak'ta olası Jura yaşlı rezervuarlar sınırlıdır, çünkü Jura dönemindeki örtü kayalar çok fazla gelişmemiştir. Buna karşın Kuzey Irak'ta Kretase yaşlı rezervuar kayalar çok sayılıdır. Örneğin Qamchuqa Formasyonu (Üst Qamchuqa ve Alt

Qamchuqa) Kerkük Blok'u ve Musul Yükselimi'nde petrolü bir rezervuar kayadır. Ayrıca Kuzey Irak'ta Shiranish, Hartha ve Kometan Formasyonları da çok önemli kırıklı karbonat rezervuarları içermektedir.

Tersiyer yaşlı kayalardaki petrol derin rezervuarlardan göç eden petrolerdir. Tersiyer petrol rezervuarları iki tip petrol içerir. Bunlar Irak'ın Kuzeydoğusunda yüksek API graviteli petroler ve Kuzey Irak'ın Musul Yükselimi'nde düşük API graviteli petroler olarak ayrılmaktadır.

Irak'ın kuzeydoğusunda Tersiyer ve Geç Kretase dönemlerinden beri ana kaya erken olgun ile olgunlaşmamış, Kerkük sahalarındaki hafif petrol (37 API) derin ana kayalardan kırıklıklar arasından göç ettikleri olmalıdır. Irak'ın KD Alt Kretase ve Jura ana kayaları büyük olasılıkla bu hidrokarbonların ana kayaları olmasıdır (Dunnington, 1958). Düşük API ve yüksek kükürt içeren Musul Yükselişi'ndeki petroler daha olgun ana kayalardan gelmektedir. Ayrıca Kerkük Blok'unun Kenar Kıvrımları Bölgesinde Tersiyer rezervuar kaya da önemli gaz rezervuarlardır.

Kuzey Irak'ta ana Tersiyer rezervuar birimleri Jeribe Formasyonu ve Kerkük Grubu kapsıyor, bu birimlere bazen Ana Kireçtaşı olarak adlandırıyorlardır.

2.3.2.1 Üst Qamchuqa Formasyonu

Üst Qamchuqa Formasyonu bir Albiyen karbonat şelfi üzerinde çökelmiştir. Irak'ın güneyindeki Mezopotamya Bölgesi'nin doğu bölümü boyunca gelişmiş, Kuzey Irak'ın Kenar Kıvrımları ve Aşırı Kıvrımlanmış bölgelerinin doğu bölümüne ve Anah-Qalat Dizih fayı boyunca hareket etmektedir. Birimin kalınlığı 240 m kadardır. Amara ve Bağdat yakınlarındaki iki çökme merkezinde en büyük kalınlıkları sunar. Üst Qamchuqa Formasyonu 19 petrol sahasında rezervuar kaya olarak görünmektedir.

Üst Qamchuqa Formasyonunun gözenekliliği \emptyset genellikle $< 15\%$, geçirgenlik K genelde < 10 md. Petrolün API derecesi 12° - 38° (ortalama 25°)'en ağır petrol Amara sahasında bulunmuş ve en hafif petrol ise Kerkük yapılarında bulunmaktadır. Ayrıca kükürt içeriği $\% 1.2 - 3$ arasında ve en az kükürt 1.2% Badra yapısında bulunmuştur.

2.4.2.2. *Alt Qamchuqa Formasyonu*

Alt Qamchuqa Formasyonu bir karbonat şelfinde oluşmuştur. Bu şelf KKB-GGD gidişli olarak, güneyde Irak-İran sınırına ve kuzeyde Kerkük alanına kadar uzanmaktadır. Alt Qamchuqa Formasyonu son derece tipik ve dolomitize kireçtaşları içermektedir. Formasyon Kuzey Irak'ta Kerkük (Baba Yükselimi), Bay Hasan, Khabaz, Khurmala, Makhul ve Kara Chauq petrol sahalarında görünmüştür. Alt Qamchuqa rezervuarın gözenekliliği \emptyset 8 % ile 30 % arasında değişir (ortalama 18 %), geçirgenlik K ise 80 md ile 1000 md arasında değişir (ortalama 150 md). Petrol API derecesi 12.6° ile 42° arasında değişir (Kuzey Irak'ta genelde 21° - 42°). Kükürt ise % 0.92 - 3.7 (ortalama %2) arasındadır.

2.4.2.3. *Kerkük Grubu*

Kerkük Grubu bir kompozit birim olup, resif arkası/resif/resif önü ve havza birimleri ile temsil edilmektedir. Oligosen yaşlı Kerkük Grubu'nun eksiksiz olduğu alanda üstteki Fırat ve Jeribe formasyonları ile tek bir rezervuar birimi oluşturmaktadır. Kerkük Grubu'nun rezervuar birimleri Oligosen'deki havza kıyısının resif/resif önü saçak fasiyesi ile ilişkilidir.

Kuzey Irak'taki Kerkük Grubu Kerkük yapısı (Kurmala, Avanah, Baba Yükselimi), Judaida, Khabaz, Bay Hasan, Ajeel ve Hemrin sahalarında rezervuar birimini oluşturmaktadır. Kerkük Grubu, Fırat ve Jeribe birlikteliğini Ana Kireçtaşı da denilmektedir.

Kerkük Grubu'nun karbonat gözenekliliği ve geçirgenliliği genelde iyidir; bazı kuyularda, örneğin Baba Yükselimi 100,000 varil/gün üretim vardır. Gözeneklilik \emptyset % 15 ile % 25 arasında (ortalama yaklaşık % 22) ve geçirgenlik K ortalaması yaklaşık 100 md. Petrolün API gravitesi 18° ile 36° arasında (ortalama 30°); kükürt ise % 1.5- 4 arasındadır.

2.4.2.4. Jeribe Formasyonu

Miyosen Jeribe yaşı Formasyonu Kuzey Irak'ın önemli rezervuarlarından bir diğeridir. 30 dan fazla petrol ve gaz sahasında bulunmaktadır. Formasyon karbonat ve dolomitleşme nedeniyle birinci ve orta derece gözeneklilik içermektedir.

Jeribe rezervuarın gözenekliliği Ø %14 ile %21 arasında (ortalama yaklaşık % 17), geçirgenlilik K ise 1 md ile 1146 md arasındadır (ortalama yaklaşık 200 md). Petrolün API gravitesi 15° ile 51° arasında (ortalama 35°) ve kükürt içeriği % 0.4 ile % 7.1 dir.

2.4.3. Örtü Kayalar

Kuzey Irak'ta petrol ve gaz Orta Miyosen yaşı Alt Fars Formasyonun anhidrit örtüleri altında bulunmaktadır. Alt Fars Formasyonu çok geniş bölgesel yayılıma sahip olup, Tersiyer'deki en etkili örtü kayadır.

2.4.3.1. Alt Fars Formasyonu

Alt Fars Formasyonun temelinde kireçtaşı birimleri hakim iken, sık olarak bu formasyona geçişli bir anhidrit birimleri ile örtülmektedir. Musul bölgesinde Formasyonun alt birimindeki karbonatlar ağır petrol ve bitüm içermektedir. Formasyon rezervuar olarak 11 yapıda tespit edilmiş olup, çoğunlukla Irak'ın Kuzeydoğusunda yer almaktadır. Alt Fars Formasyonu Kuzey Irak'ta Chia Surkh sahasında gaz içerir, Gilabat, Khashm Ahmar ve Mansuriya yapılarında ise petrol ile gaz içermektedir.

Alt Fars Formasyonun gözenekliliği Ø %15 ile %20 arasında (ortalama 15 %); geçirgenlilik K ise yaklaşık 100 md. Petrolün API giravitesi 12.9° ile 41° arasındadır (ortalama 19°), en yüksek API değerleri Irak'ın kuzeybatı ve ortasında sınırlıdır.

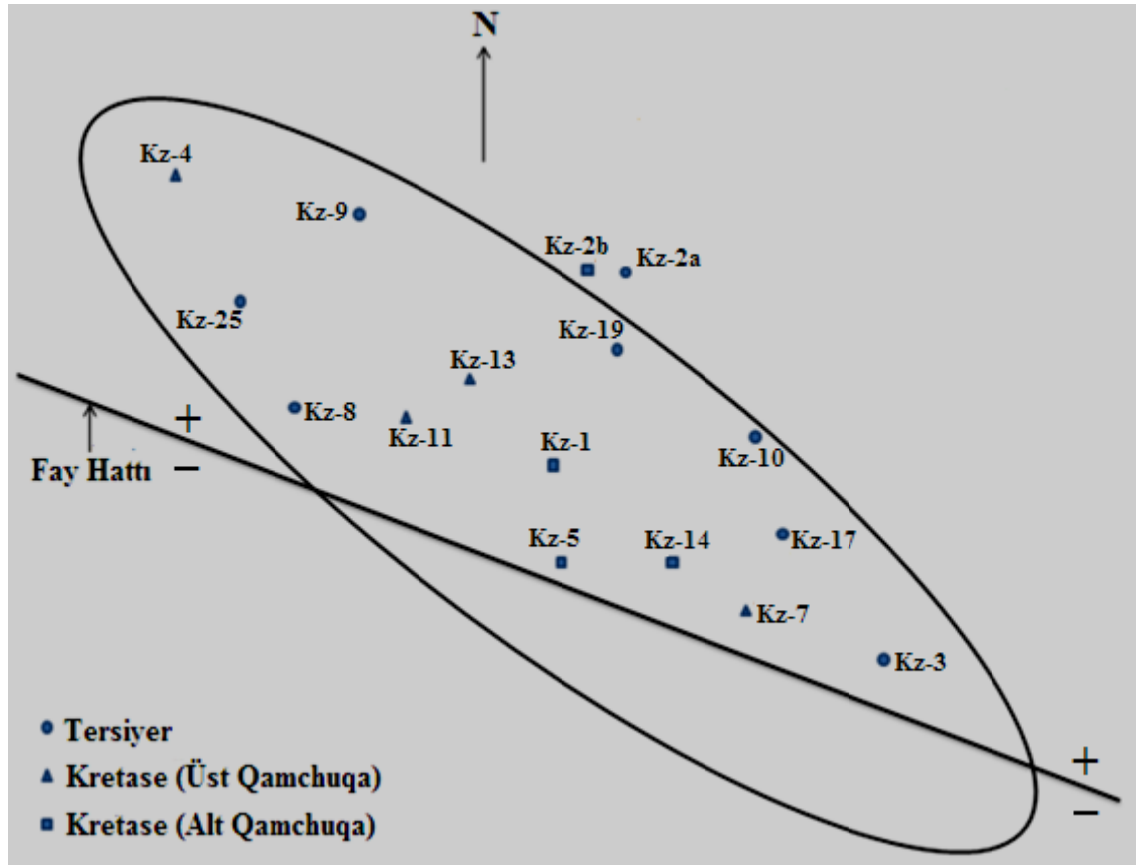
3. MALZEME VE YÖNTEMLER

Bu bölümde Khabaz petrol kuyularının değerlendirilmesinde kullanılan tüm verilerin elde edilmesinde ve bu verilerin değerlendirilmesinde kullanılan tüm yöntemler ele alınmıştır. Bu bağlamda verilerin saptanmasındaki temel yaklaşımlar ve kullanılan istatistiksel yöntemler ve programlar değerlendirilmiştir.

3.1. İNCELENEN KUYULAR

Kuzey Irak'ta farklı rezervuarlardan üretim yapılmakta olan Khabaz petrol sahasından 15 kuyu seçilmiştir. Bu kuyulardan Tersiyer yaşlı rezervuardan üretim yapılan (Kz-2a,Kz-3,Kz-8,Kz-9,Kz-10,Kz-17,Kz-19,Kz-25), Kretase yaşlı Üst Qamchuqa rezervuardan üretim yapılan (Kz-4,kz-7,Kz-11,Kz-13) ve Kretase yaşlı Alt Qamchuqa rezervuardan üretim yapılan (Kz-1,Kz-2b,Kz-5,Kz-14) Şekil 3.1 de gösterilmiştir.

Bu çalışmada incelenen ham petroler genelde karbonat rezervuar kayalardan üretilmektedir. Üretim yapılan derinlikler ise 2300 ile 3500 m arasındadır.



Şekil 3.1: Çalışma alanı ve incelenen kuyuların dağılımlarını gösteren taslak harita

3.2. İCELENEN KUYULARDA YAPILAN ANALİZLER

3.2.1. Jeokimyasal ve Fizikokimyasal Analizler

Khabaz petrol sahasındaki kuyularda üretilen petrolerin çeşitli analizlerle saptanmış özellikleri Tablo 3.1 de verilmiştir. Tablo 3.1 de bu petrolerin üretildiği rezervuarlar, derinlikleri ve saptanmış özellikler görülmektedir.

Tablo 3.1 : Khabaz petrol kuyularında üretilen petrolerin saptanmış fizikokimyasal ve jeokimyasal özellikleri

Kuyular	Rezervuar	Derinlik (m)	API gravite	Özgül Ağırhk gr/cm ³	Kükürt %	Asfalt %	Balmumu %	Kül %
Khabaz 1	Kretase (Alt Qamchuqa)	3441	+	+	+	+	+	+
Khabaz 2b	Kretase (Alt Qamchuqa)	3528	+	+	+	+	+	-
Khabaz 5	Kretase (Alt Qamchuqa)	3300	+	+	+	+	+	+
Khabaz14	Kretase (Alt Qamchuqa)	3295	+	+	+	+	+	+
Khabaz 4	Kretase (Üst Qamchuqa)	3137	+	+	+	+	+	+
Khabaz 7	Kretase (Üst Qamchuqa)	3114	+	+	+	+	+	+
Khabaz11	Kretase (Üst Qamchuqa)	3070	+	+	+	+	+	+
Khabaz13	Kretase (Üst Qamchuqa)	3210	+	+	+	+	+	-
Khabaz 2a	Tersiyer	2668	+	+	+	+	+	+
Khabaz 3	Tersiyer	2749	+	+	+	+	+	+
Khabaz 8	Tersiyer	2300	+	+	+	+	+	+
Khabaz 9	Tersiyer	2310	+	+	+	+	+	+
Khabaz10	Tersiyer	2376	+	+	+	+	+	+
Khabaz17	Tersiyer	2360	+	+	+	+	+	+
Khabaz19	Tersiyer	2319	+	+	+	+	+	+
Khabaz25	Tersiyer	2343	+	+	+	+	+	+

3.2.2. Formasyon Suyu Özellikler

Khabaz petrol sahasındaki kuyularda formasyon suyunun anyon ve katyon özellikleri Tablo 3.2 de verilmiştir. Tablo 3.2 de bu petrolerin üretildiği rezervuar, derinlik ve saptanmış özellikler görülmektedir.

Tablo 3.2: Khabaz petrol kuyularının formasyon suyun anyon ve katyon özellikleri

Kuyular	Rezervuar	Derinlik (m)	ppm Na	ppm Cl	ppm Mg	ppm SO4
Khabaz 2 b	Kretase(AltQamchuqa)	3528	+	+	+	+
Khabaz 5	Kretase(AltQamchuqa)	3300	+	+	+	+
Khabaz 4	Kretase(ÜstQamchuqa)	3137	+	+	+	+
Khabaz 7	Kretase(ÜstQamchuqa)	3114	+	+	+	+
Khabaz 3	Tersiyer	2749	+	+	+	+
Khabaz19	Tersiyer	2319	+	+	+	+

3.2.3. Aromatik, Doymuluk ve Polar Bileşiklerin Değerleri

Khabaz petrol sahasındaki kuyularda üretilen petrolerin bileşim özellikleri Tablo 3.3 te verilmiştir. Tablo 3.3 te bu petrolerin üretildiği rezervuarları ve saptanmış bileşim özellikleri görülmektedir.

Tablo 3.3: Khabaz petrol kuyularının bileşim özellikleri

Kuyular	Rezervuar	Doymuş HC	Aromatik HC	Polar Bileşikler
Khabaz 1	Kretase(Alt Qamchuqa)	+	+	+
Khabaz 4	Kretase(Üst Qamchuqa)	+	+	+
Khabaz12	Kretase(Üst Qamchuqa)	+	+	+
Khabaz21	Kretase(Üst Qamchuqa)	+	+	+
Khabaz23	Kretase(Üst Qamchuqa)	+	+	+
Khabaz24	Kretase(Üst Qamchuqa)	+	+	+

3.3. ANALİTİK YÖNTEMLER

On beş kuyudan derlenmiş petrol örneklerinin fizikokimyasal özellikler (özellikler (özgül ağırlık, API), jeokimyasal özellikler (kükürt, asfaltin), hidrokarbon bileşenleri ve anyon, katyon değerleri aşağıdaki yöntemlerle saptanmıştır.

3.3.1. API gravitesi

Petrolerin API gravitesini belirlemek için, petrolerin kırılma indeksi (RI) Carl Zeiss-89578 modeli Abbe Refraktometre kullanarak ölçülmüştür. Ölçülen API daha sonra kalibre RI karşı API gravitesinin birleştiği nokta üzerindeki API graviteye çevrilmiştir.

Hesaplanan API gravitesi ayrıca ölçme sırasında 16 °C (60 °F) den laboratuvar sıcaklığına 18 °C (65 °F) dönüştürülmüştür.

3.3.2. Kükürt

İlk olarak, petrol örnekleri basınç altında sıkıştırılmış gazlar içeren bir haznede oksijen tarafından okside edilmiştir. Kükürt, sülfat gibi sıkıştırılmış gazlar içeren kaptaki baryum sülfat gravimetrik olarak aşağıdaki denklemi kullanarak tespit edilmiştir:

$$\text{Kükürt (Wt \%)} = (P-B) 13.73 / W$$

P: elde edilen BaSO₄ örneklerin miktarı (gr)

B: elde edilen BaSO₄ boşlukların miktarı (gr)

W: kullanılan örneklerin miktarı (gr)

3.3.3. Asfalt (Asfaltlar)

Ham petrole gram petrol başına kırk mililitre n-hekzan (Merck, extrapure) eklenmiş ve karışım en az 24 saat bekletilmiştir. n-hekzan çözeltisi Millex-SR 0.5mm filtre kağıdına dikkatle boşatılmıştır. Asfalt bölümünden alınan 10ml n-hekzan ile yıkanmıştır. n-hekzan yıkamadan sonra orijinal n-hekzan çözeltileri ile karıştırılmıştır. Çökelti ve yıkanan asfaltlar azot akışı altında kurutulduktan sonra tartılmıştır. Elde edilen değerler ‘ wt % asfalt ‘ olarak kaydedilmiştir. Örneklerin geri kalanı kolon kromatografi analizi için ayrılmıştır.

3.3.4. Ekstraksiyon Analizi

Bu yöntem, kaya örnekleri içindeki serbest halde bulunan hidrokarbonları (bitüm) almak amacıyla kullanılmaktadır. Öğütülerek toz haline getirilen örnekler tartılarak özel ekstraksiyon krozelerine konulur. Krozeler daha sonra, sohlet ekstraksiyon aletine yerleştirilir. Diklorometan çözücüsü yardımıyla belirli bir ekstraksiyon zamanı süresince örnek içerisindeki bitümler çözücü içerisinde toplanır. Daha sonra, çözücü azot gazı ile uçurularak, kayaçtan özütlenen bitüm miktarı saptanır.

3.3.5. Kolon Kromatografi Analizi

Bu metod ekstraksiyon (özütleme) sonucu elde edilen bitüm örneklerinde preparatif (Hidrokarbon gruplarının ayrıştırılarak toplanması) olarak hidrokarbon gruplarının elde edilmesi ve gaz kromatografisi, gaz kromatografi-kütle spektrometre analizleri için örnek hazırlanmasında kullanılmıştır. Laboratuarda üç aşamalı kolon kromatografi yöntemi uygulanır.

- 1- Alümina-silika gel kolon: Doymuş hidrokarbonlar, aromatikler.
- 2- Bakır kolon: Aromatiklerin içindeki elementler kükürtle uzaklaştırılır.
- 3- Alümina kolon: Mono-tri-aromatikler elde edilir.

Elde edilen doymuş hidrokarbonlardan, moleküler elekler yardımıyla dallanmış ve halkalı alkanlar elde edilir.

3.3.6. Gaz Kromatografisi (GC) Analizi

Gaz kromatografi tekniği bitüm örnekleri içerisindeki hidrokarbon bileşiklerinin genel olarak dağılımlarını görmek için yapılır. Elde edilen kromatogramlardaki pik dağılımları ve boylarına bakılarak organik maddenin tipi ve olgunlaşması hakkında bilgi sağlanır. Belirli bir konsantrasyonda hazırlanan örnekler, cihaza enjekte edilir. Kolona uygulanan sıcaklık programı kolona verilen örnek içerisindeki moleküllerin kaynama noktasının farklı olmasından dolayı ayrılma sağlanır. Kolon içerisinde ayrılan moleküller detektör bölümünde ölçülerek, bilgiler sinyaller halinde bilgisayara ulaşır ve gaz kromatogramlar elde edilir.

3.3.7. Anyon ve Katyon Analizi

Bu yöntem formasyon suyu analizlerinde kullanılmıştır:

Katyonların gruplara ayrılarak analiz edilmelerine katyonların sistematik nitel (kalitatif) analizi denir. Bu gruplandırma yapılırken katyonların klorür, sülfür, hidroksit, karbonat ve fosfatlar ile yapmış olduğu bileşiklerin çözünürlüklerinin farklı olmasından yararlanır. Örneğin çeşitli katyonları içeren bir çözeltiliye seyreltik HCl asit çözeltisi eklendiğinde oluşan beyaz çökelek; gümüş, kurşun ve civa(I) klorürlerinin karışımından oluşur. Bu nedenle, bu katyonlar aralarından bir grup oluştururlar ve buna sistematik

analizde birinci grup denir. Çeşitli katyonları içeren başlangıç çözeltisinden birinci grup çöktürülerek ayrıldıktan sonra, kalan çözeltiye asidik ortamda H₂S ikinci grup çöktürülür. Amonyum iyonu hiçbir grupta aranmaz ve başlangıç örnek çözeltisinden aranır. Çünkü daha önceki gruplardaki katyonları çöktürmek için amonyak ve/veya amonyum tuzları ortama eklenmektedir. I.Grup Katyonların Analizi: I. grupta yer alan katyonlar, gümüş (Ag⁺), kurşun (Pb²⁺) ve civa(I) (Hg₂²⁺) dir. Bu katyonlar sulu ortamda klorürleri şeklinde çöktürülerek ayrılır. (AgCl, PbCl₂, Hg₂Cl₂). Bu grup katyonların çöktürülmesi seyreltik 3M HCl çözeltisi ile gerçekleştirilir. Çöktürme işlemi gerçekleştirilirken ortamın pH' sı iyi ayarlanmalıdır. PbCl₂ bileşiğinin çözünürlüğü AgCl ve PbCl₂'e göre oldukça büyük olduğundan, Pb²⁺ iyonu klorürü halinde çözeltiden tamamen çöktürülüp ayrılamaz. Bu nedenle Pb²⁺ iyonu II. grup katyon analizinde gözlenebilir. II. Grup Katyonların Analizi: II. grup katyonları civa (II) (Hg₂), kurşun (Pb²⁺), kadmiyum (Cd²⁺), arsenik (III) (As³⁺), bizmut (III) (Bi³⁺), antimon(III) (Sb³⁺) ve kalay (II) (Sn²⁺) dir.Eğer ortamda hem I. grup hemde II. grup katyonlar varsa 3M HCl çözeltisi eklenmesi ile I.grup katyonlar çökecek II.grup katyonlar çözünerek (klorür tuzları sulu ortamda çözünür) çözeltide kalacaktır. Oluşan çökelek ortamdan uzaklaştırıldıktan sonra çözeltiye 0.3 M HCl eklenmesi durumunda II grup katyonlar, asitli ortamda sülfürleri halinde çöktürülürler Başlangıçtaki çözeltide III grup katyonlardan mangan (Mn²⁺), çinko (Zn²⁺), kobalt (Co²⁺), nikel (Ni²⁺) ve demir (Fe³⁺) iyonları var ise bunlarda da sülfürlerinin çökme ihtimali doğuyor. Burada devreye ortamın pH'sı girer ve İki farklı katyon grubunu birbirinden ayırmak için bu sülfürlerin çözünürlüklerindeki geniş farklılıktan yararlanılır. . III.Grup Katyonların Analizi: III. grup katyonları alüminyum (III) (Al³⁺), cobalt (II) (Co²⁺), demir (III) (Fe³⁺), krom (III) (Cr³⁺), nikel(II) (Ni²⁺), çinko (II) (Zn²⁺)ve mangan (II) (Mn²⁺), dır. Bu katyonlar I. ve II. grup katyonlarının çöktürücü reaktifleriyle çökelek oluşturmazlar. Bunlar ortama NH₃ - NH₄Cl eklenmesiyle sülfürleri ve hidroksitleri halinde çöktürülerek çözeltiden ayrılırlar. IV. Grup Katyonların Analizi: Bu grubun katyonları baryum (II) (Ba²⁺), kalsiyum (II)(Ca²⁺), magnezyum(II) (Mg²⁺) ve stronsiyum (II) (Sr²⁺) dur. IV. grup katyonları genel olarak çöken dört element, periyodik cetvelin II A grubu elementleridir. Kimyasal özellikleri birbirine benzeyen bu katyonlar sadece 2+ yükseltgenme basamağına sahiptir. Kompleks iyon oluşturma eğilimleri çok zayıftır. Ayrıca Ba²⁺, Ca²⁺ ve Sr²⁺ katyonları karakteristik alev renkleri verirler. V.Grup Katyonların Analizi: Bu grubun katyonları NH₄⁺, sodyum Na⁺ ve

potasyum K^+ dur. Bu iyonların birkaç istisna dışında bütün tuzları suda çözünür. Bu nedenle bu grup için herhangi bir çöktürücü reaktif yoktur. Anyonlar: Anyonlar, negatif yüklü iyonlardır. Florür, klorür, iyodür ve sülfürün dışındaki anyonlar iki ya da daha çok elementin kimyasal bileşiminden oluşur. Anyonların gruplandırılması kalsiyum, baryum, kadmiyum ve gümüş iyonlarının anyonlarla oluşturduğu tuzlarının çözünürlüklerinin farklı olması temeline dayanır. Anyonlar katyonlardan daha aktiftirler. Bu özellikleri yükseltgenme indirgenme tepkimelerinde daha çok görülür.

3.4. İSTATİSTİKSEL YÖNTEMLER

İstatistiksel çalışmalar, yeterli veri ve bilgi bulunduğu durumlarda bilimsel araştırmalarda günümüzün en önemli bir parçasıdır. Bilgisayar destekli istatistiksel programlar, özellikle çok büyük bilgi veya verilerin olduğu çalışmalarda elle hesaplanması ve değerlendirilmesi zaman açısından zor olan durumlarda kullanılmaktadır. Bu çalışmada bilgisayar destekli STATİSTİCA programının 5. versiyonunu kullanarak, korelasyon katsayısı (R), faktör analizi ve klaster analizi gibi yöntemler ile Khabaz petrol sahası değerlendirilmiştir.

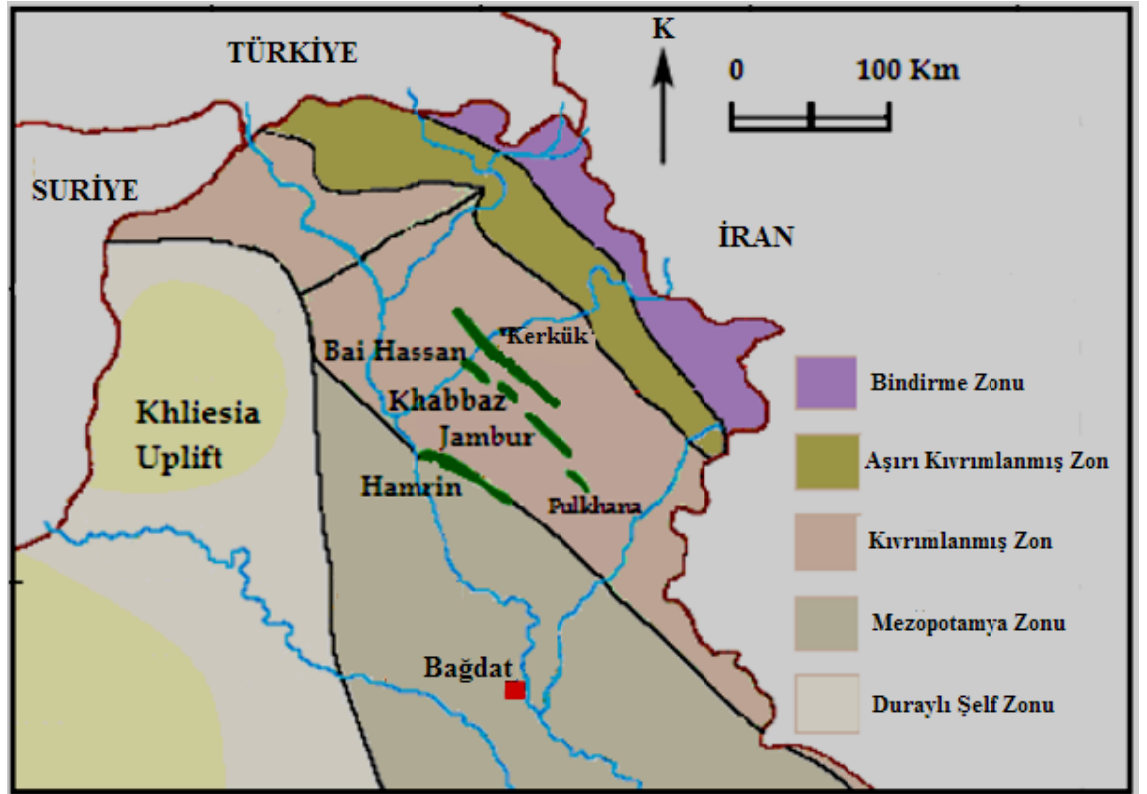
4. BULGULAR

4.1. KHABAZ PETROL SAHASI

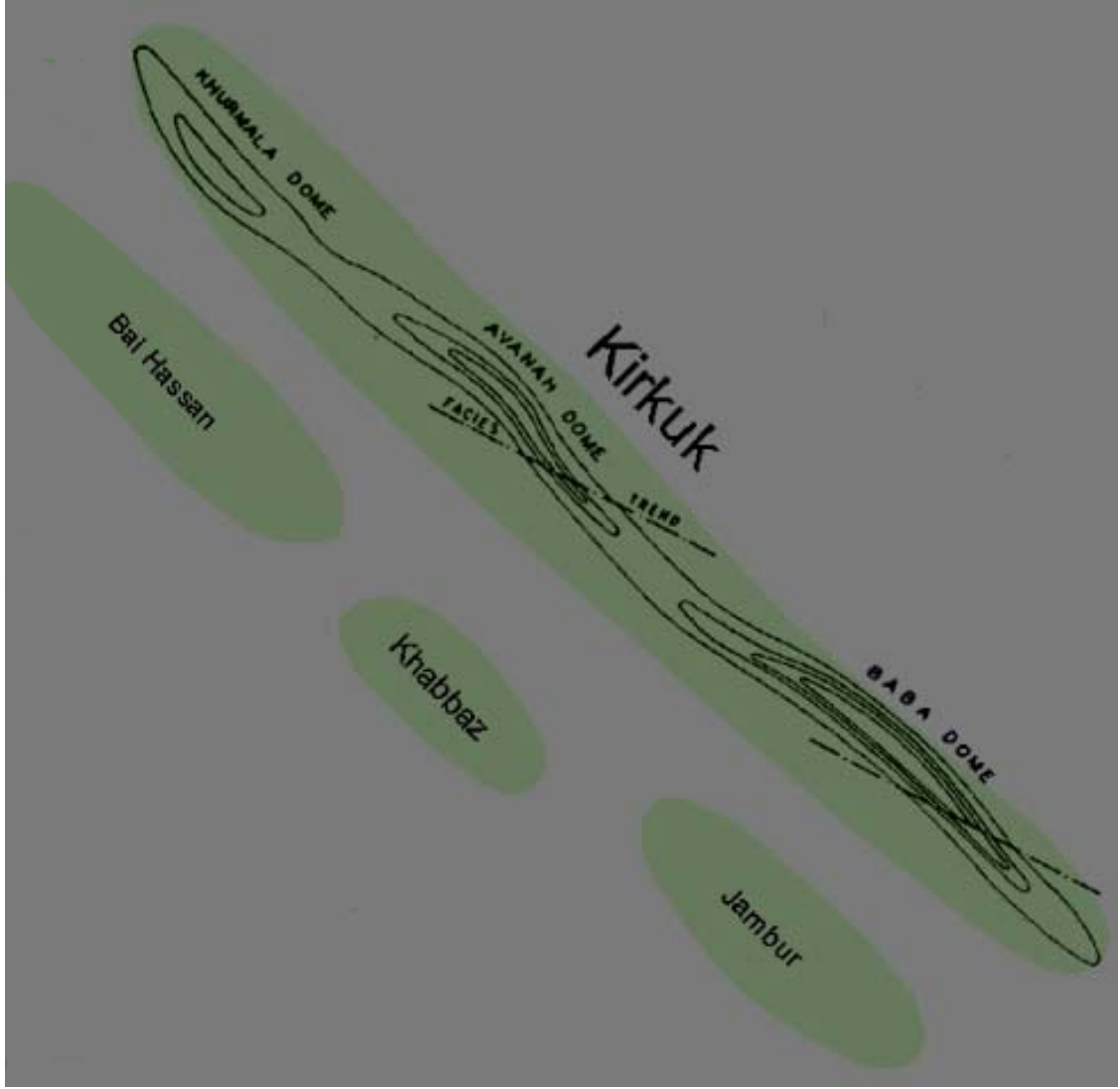
4.1.1. Khabaz Petrol Sahasının Jeolojik Konumu

Kuzey Irak'ta birden fazla rezervuardan petrol üretilmekte olan Khabaz petrol sahası bu bölgenin büyük sahalarından biridir. Khabaz sahası Irak'ın kuzey kesiminde, Kerkük ilinin sınırları içinde şehrin yaklaşık 23 km batı-kuzeybatısında yer almaktadır. Bu saha, yer altında uzunluğu yaklaşık 12 km ve genişliği 4 km olan bir yükselim şeklinde uzanır.

Khabaz sahası, Kerkük sahasının Baba yükseliminin batısında ve buna paralel olarak yer almaktadır. Yapı eksenini kuzeybatı – güneydoğu yönünde uzanır ve kuzeydoğu kanadı güneybatı kanadından daha diktir. Khabaz petrol sahası göreceli olarak küçük asimetric bir antiklin yapısıdır. KB'sındaki Bay Hasan ve GD'sundaki Jambur petrol sahaları arasında yer almaktadır (Şekil 4.1) (Şekil 4.2).



Şekil 4.1: Khabaz petrol alanının yerini ve alt bölümlerini gösterir harita (Buday ve Jassim, 1987)

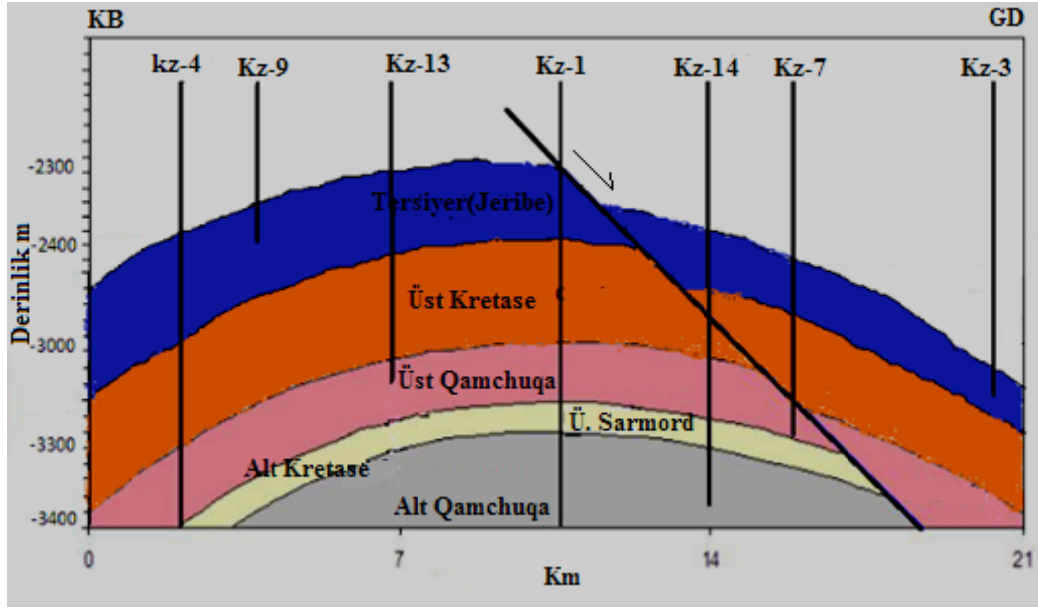


Şekil 4.2: Khabaz petrol sahasının konumu

4.1.2. Khabaz Petrol Sahasının Stratigrafisi

Khabaz sahasının Tersiyer yaşlı birimleri (Jeribe, Anah, Anah/Azkand, Azkand/İbrahim, Tarjil, Palani, Jaddala ve Aaliji) formasyonları içermektedir. Bu birimlerin rezervuar kaya özelliği olan Jeribe Formasyonudur (gözeneklilik yüksek, geçirgenlilik orta-iyi). Aynı zamanda bu birimler çok sayıda boşluk ve çatlak içerirler. Anah, Anah/Azkand, Azkand/İbrahim formasyonlarının yaşları Alt Miyosen'dir. Palani ve Tarjil formasyonları ise Oligosen dönemine aittir ve rezervuar özellikleri ya çok düşük veya petrol rezervuarı özellikleri taşımamaktadırlar. Jadalah ve Aaliji formasyonları ise Eosen ve Paleosen yaşlıdır (Şekil 4.3).

Kretase yaşı birimler genelde ikiye ayrılıyor. Üst Kretase yaşlılar (Shiranish, Mushorah, Kometan, Gulneri ve Dokan) Alt Kretase yaşlılar ise (Üst Qamchuqa ve Alt Qamchuqa). Üst Qamchuqa ve Alt Qamchuqa birimlerinin rezervuarların özellikleri iyidir (gözeneklilik ve geçirgenlik yüksek).

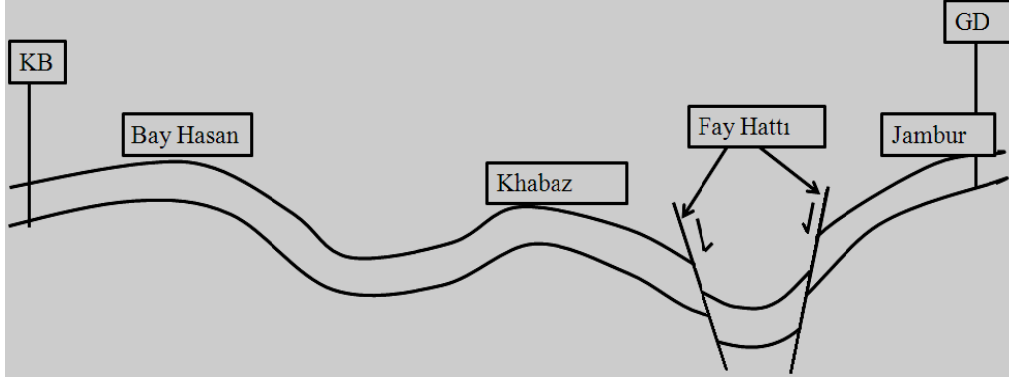


Şekil 4.3: Khabaz sahasının boyunca KB-GD yönlü yapısal kesit. Beş birim gözlenmektedir. Tersiyer (Jeribe), Üst Kretase, Orta Kretase (Üst Qamchuqa, Üst Sarmord, Alt Qamchuqa) Formasyonları.

4.1.3. Khabaz Petrol Sahasının Yapısal Jeolojisi

Khabaz sahası Kerkük sahasının batısında bağıl olarak küçük bir yapı olup. Baba yükselimine paralel olarak uzanır. Kuzeybatısında Bay Hasan sahası ve güneydoğusunda Jambur sahası yer almaktadır (Şekil 4.4). Khabaz sahası Kenar Kıvrımlar alanındadır ve bu nedenle o kuşağın yapısal özelliklerini taşıması beklenir. Sahanın eksenini kuzeybatı-güneydoğu yönünde uzanır ve kuzeydoğu kanadı güneybatı kanadına göre daha konumdadır.

Khabaz sahasının yapısı kuzeyindeki Bay Hasan ve güneyindeki Jambur sahaslarından biraz farklıdır. Örneğin; Jeribe Formasyonu Bay Hasan sahasında Khabaz sahasında



Şekil 4.4: Khabaz ve çevresindeki petrol sahalarının yapıları

olduğundan 1000m daha yukardadır ve yapının en üstü Khabaz sahasında Jambur sahasınının 600m daha düşük bir alanındadır.

Khabaz petrol sahası önceden Bay Hasan yapısının bir uzantısı olarak düşünülmekte ise de sismik çalışmaların yorumundan sonra bağımsız bir yapı olduğu belirlenmiştir. Bu üç petrol sahası Kerkük sahası ana yapısının güneybatısında buna paralel bir şekilde yer almaktadır. Khabaz petrol sahası üzerinde yaklaşık 30 kuyu açılmıştır. Bu kuyuların çoğunun Tersiyer rezervuarlarında sonlanmasına rağmen, bunların yarısından daha fazlası Üst Qamchuqa rezervuarına ulaşmıştır. Sadece birkaç kuyu ise Alt Qamchuqa rezervuarından üretim yapmaktadır.

Şekil 4.3 te Khabaz petrol sahası boyunca jeolojik yapıyı göstermektedir. Bu kesit kuzeybatıdan güneydoğu yönüne doğru alınmıştır. Ayrıca yapının GD kanadında normal bir fay görülmektedir. Bu fay Khabaz-7 kuyusunda Üst Qamchuqa Formasyonunda 100m lik bir atıma neden olmuştur.

Khabaz sahası bazı paralel faylardan da etkilenmiştir. Nitekim bu faylar sahanın kuzeydoğudan ve güneybatıdan kesmektedir. Ayrıca ters yönlerden yapıyı ayırıcı faylar da keşbediliyor ve bu fayların etkisini ya bazı yapıların deforme olmuş olmalarından veya sadece zirvedeki yapılardaki etkilerinden görülmektedir. Kretase birimleri normal faylardan etkilenmişlerdir. Faylar derin kaynaklıdır ve bazen temel kayalarda olan faylarla ilişkilidir.

Khabaz sahasındaki kapanımın miktarı Shiranish Formasyonunda yaklaşık 200m, Mushorah Formasyonunda 230m ve Üst Qamchuqa'da 200 m dir.

Khabaz sahası Kretase döneminde etkilendiği sıkışma kuvvetleri nedeni ile bazı birimlerde fayların görünmesi ve diğer birimlerde fayların görünmemesi sonucunda Üst Kretase birimleri Alt Kretase'den farklı bir şekilde etkilenmiş olabilirler.

4.1.4. Khabaz Petrol Sahasının Petrol Sistemi

Khabaz petrol sahasının petrol sistemi Kuzey Irak'taki diğer sahalardaki sistemlerle hemen hemen aynıdır. Sistem aşağıdaki unsurlardan oluşmaktadır:

- a) Ana Kaya: Jura yaşlı Chia Gara Formasyonu. Bu birim 230m kadar kalın, ince tabakalı kireçtaşı ve karbonatlı şeyllerden oluşuyor. TOK miktarı % 20.91 kadara çıkabilmektedir. Kuzey Irak'ta çoğunlukla olgun ile erken olgundur. Khabaz Sahasının olduğu Kenar Kıvrımlar Bölgesi'nde erken olgunluğa doğru artmaktadır. Organik maddenin türü Tip II olup. Petrol+gaz oluşturmaya yatkındır.
- b) Hazne Kaya: Kretase yaşlı Alt ve Üst Qamchuqa ile Tersiyer yaşlı Jeribe formasyonları Khabaz petrol sahasındaki rezervuarları oluşturmaktadır. Alt Qamchuqa rezervuarın gözenekliliği (\emptyset) %8 ile %30 arasında değişir (ortalama %18), geçirgenlik (K) ise 80 md ile 1000 md arasında değişir (ortalama 150 md). Üst Qamchuqa rezervuarın gözenekliliği (\emptyset) genellikle < %15, geçirgenlik (K) ise genelde < 10 md dir. Jeribe rezervuarın gözenekliliği (\emptyset) %14 ile %21 arasında (ortalama yaklaşık %17), geçirgenlik (K) ise 1 md ile 1146 md arasındadır (ortalama yaklaşık 200 md).
- c) Örtü Kaya: Tersiyer yaşlı Alt Fars Formasyonu Khabaz petrol sahasında yer almaktadır. Anhidrit, alçıtaşı ve tuz ile ara tabakalı kireçtaşı ve marn içermektedir.
- d) Kapanlar: Kuzey Irak petrol sahaları (Khabaz petrol sahası da dahil) genelde yapısal kapanlardan oluşmaktadır. Bu temelde bir kıvrım kapanıdır. Bir kanadı bir fayla değişikliğe uğramıştır.

4.2. KHABAZ SAHASI PETROLLERİNİN KÖKENSEL DEĞERLENDİRİLMESİ

Bu çalışmada Kuzey Irak'taki Khabaz petrol sahasındaki 15 kuyudan derlenen ham petrol örnekleri kullanılmıştır. Örnekler, üretim yapılan Tersiyer yaşlı rezervuar kaya nitelikli birimlerden (Jeribe Formasyon) (Kz-2a, Kz-3, Kz-8, Kz-9, Kz-10, Kz-17, Kz-19, Kz-25) ve aynı özellikteki Kretase yaşlı birimlerden [Üst Qamchuqa (Kz-4, Kz-7, Kz-11, Kz-13) ve Alt Qamchuqa (Kz-1, Kz-2b, Kz-5, Kz14)] temin edilmiştir.

Irak'ın Kuzey Petrol Şirketi (NOC) tarafından işletmeye alınmış Khabaz petrol sahasındaki çalışmalardan elde edilmiş tüm fiziko-kimyasal ve jeokimyasal özellikler bu çalışmada kullanılmıştır. Saptanmış olan bu özellikler (Tablo 4.1,4.2 ve 4.3) de listelenmiştir.

Tablo 4.1: Khabaz petrol kuyularında üretilen petrolerin fizikokimyasal ve jeokimyasal özellikleri

Kuyular	Rezervuar	Derinlik (m)	API gravite	Özgül Ağırhk gr/cm ³	Kükürt %	Asfalt %	Balmumu %	Kül %
Khabaz 1	Kretase (Alt Qamchuqa)	3441	34.958	0.8398	1.63	1.2	4.53	0.11
Khabaz 2b	Kretase (Alt Qamchuqa)	3528	18.20	0.9454	6.9	16.3	0.73	-
Khabaz 5	Kretase (Alt Qamchuqa)	3300	40.724	0.8216	2.05	0.25	1.98	0.13
Khabaz14	Kretase (Alt Qamchuqa)	3295	33.958	0.8552	1.98	1.02	2.82	0.003
Khabaz 4	Kretase (Üst Qamchuqa)	3137	22.403	0.8716	3.85	11.2	2.8	0.022
Khabaz 7	Kretase (Üst Qamchuqa)	3114	21.539	0.9246	3.5	3.84	2.3	0.1
Khabaz11	Kretase (Üst Qamchuqa)	3070	28.567	0.884	2.8	4.35	2.85	0.069
Khabaz13	Kretase (Üst Qamchuqa)	3210	37.455	0.8375	1.87	1.68	1.52	-
Khabaz 2a	Tersiyer	2668	35.5	0.8472	2.08	0.31	3.18	0.6
Khabaz 3	Tersiyer	2749	37.576	0.8369	1.5	0.54	2.3	0.13
Khabaz 8	Tersiyer	2300	34.677	0.8515	1.6	0.49	2.5	0.01
Khabaz 9	Tersiyer	2310	36.652	0.8415	1.5	2.3	2.9	0.01
Khabaz10	Tersiyer	2376	37.374	0.8379	1.42	2.1	3.12	0.032
Khabaz17	Tersiyer	2360	38.225	0.8337	1.3	1.76	4.28	0.008
Khabaz19	Tersiyer	2319	38.001	0.8348	1.35	0.22	3.2	0.008
Khabaz25	Tersiyer	2343	33.264	0.8588	1.47	3.51	3.43	0.221

Tablo 4.2: Khabaz petrol kuyularındaki formasyon suyu özellikleri

Kuyular	Rezervuar	Derinlik (m)	ppm Na	ppm Cl	ppm Mg	ppm SO4
Khabaz 2b	Kretase(AltQamchuqa)	3528	46370	86824	1051	672
Khabaz 5	Kretase(AltQamchuqa)	3300	31434	51760	790	2120
Khabaz 4	Kretase(ÜstQamchuqa)	3137	46998	84909	1840	1069
Khabaz 7	Kretase(ÜstQamchuqa)	3114	6302	10295	458	1650
Khabaz 3	Tersiyer	2749	43003	77823	1091	1239
Khabaz19	Tersiyer	2319	57334	114469	1977	957

Tablo 4.3: Khabaz petrol kuyuların bileşim özellikleri

Kuyular	Rezervuar	Doymuş HC	Aromatik HC	Polar Bileşikler
Khabaz 1	Kretase(Alt Qamchuqa)	50.2%	45.7%	4.1%
Khabaz 4	Kretase(Üst Qamchuqa)	30.5%	53.9%	15.6%
Khabaz12	Kretase(Üst Qamchuqa)	45%	41.1%	13.9%
Khabaz21	Kretase(Üst Qamchuqa)	34.5%	52.5%	13%
Khabaz23	Kretase(Üst Qamchuqa)	34.3%	53.6%	12.2%
Khabaz24	Kretase(Üst Qamchuqa)	36.3%	54.2%	9.4%

4.2.1. Petrollerin Özellikleri ve Sınıflaması

4.2.1.1. Petrollerin Fiziksel Özellikleri

a) Özgül Ağırlık

Bir cismin belli bir hacimdeki ağırlığının, 4°C sıcaklıkta ve 1 atmosferik basınç altında aynı hacimdeki suyun ağırlığına oranına özgül ağırlık denir. Özgül ağırlık sadece rakamla, yoğunluk ise gr/cm^3 gibi bir birimle gösterilir.

$$\text{Özgül Ağırlık} = \rho (\text{nesne}) / \rho (H_2O) \quad gr/cm^3$$

Khabaz petrol sahasındaki kuyulardan çıkan petrollerin özgül ağırlığı genelde 0.82 ile 0.94 arasında değişmektedir. En yüksek özgül ağırlığı Khabaz-2b kuyusunda, en düşük ise Khabaz-5 kuyusunda elde edilmiştir.

b) API

API gravite değeri, Amerikan Petrol Enstitüsü (API) tarafından oluşturulan ve özgül ağırlığa bağlı API gravite tanımı, bütün dünyada petrolün sınıflandırılması için genel kabul görmüştür. Gravite, uluslararası bir birim olup genelde 10 ile 48 arasında değişmektedir. Gravite petrolün yoğunluğu anlamına gelmez. Yoğunlukla ters orantılı olup formülü aşağıdaki gibidir:

$$API\ gravitesi = (141.5 / \rho_{60^\circ F}) - 131.5$$

Bu tanıma göre, düşük özgül ağırlıklı petrolün API gravitesi yüksektir.

Petrolün API gravitesine göre sınıflandırılması aşağıdaki gibidir.

Hafif >31

Orta 20-31

Ağır 10-20

Tabii Bitümen <10

Khabaz petrol sahasından çıkan petrolerin API graviteleri genelde 18.2 ile 40 arasındadır. En yüksek API gravitesi Khabaz-5 kuyusunda, en düşük gravite ise Khabaz-2b kuyusunda elde edilmiştir.

4.2.1.2. Petrollerin Jeokimyasal Özellikleri

a) Kükürt Miktarı

Kükürt (S) elementi, limon sarısı renkli, katı bir cisimdir ve doğada yaygın bulunan bir elementtir (yer kürenin % 0.06'sını oluşturur). Kükürt genelde alçıtaşı ya da kireçtaşı katmanları arasında doğal halde bulunur. Çoğunlukla demir, bakır, kurşun ve çinko sülfürler olarak metallere birleşmiş durumda görülmektedir.

Khabaz petrol sahasından alınan en yüksek kükürt değeri % 6.9 ile Khabaz-2 kuyusunda, en düşük değer ise Khabaz-7 kuyusundaki % 1.3 tür.

b) Asfalt (Asfalten)

Ham petrolerin genelde büyük molekül ağırlıklı ve N,S ve O içeren bileşenler reçineler ve asfaltenler olarak adlandırılır. Asfaltenler ve reçineler karmaşık bir yapıya sahip bileşenlerdir. Bu yapısal dizilişler çok halkalı-aromatik veya naftenik- aromatik zincirler ile heteroatomlardan (N,S,O) oluşturmaktadır. Bunlar petrolün ağır fraksiyonlarını teşkil etmektedirler.

Khabaz petrol sahasındaki kuyulardan elde edilen asfalten oranları % 0.22 ile % 16.3 arasındadır. En yüksek asfalten oranı Khabaz-2b kuyusunda, en düşük oran ise Khabaz-19 kuyusunda elde edilmiştir.

c) Balmumu

Balmumu bir tür kimyasal bileşiktir. 45 °C üstündeki sıcaklıkta erir ve düşük viskoziteli bir sıvı oluşturur. Balmumu suda çözülmez, ancak petrolde çözülebilmektedir. Petroldeki balmumu genelde parafinik balmumudur. En çok bulunan doğal balmumu ester olmasına karşın, parafinik balmumu bir hidrokarbondur. Bu malzemenin önemli bir bölümünü petrol temsil etmektedir. Parafinik balmumu karışımları, n- ve iso alkanlar, naftenler (naphthenes), doymuş ve alkil- ve naftenik, aromatik bileşiklerin bir karışımından oluşur.

Khabaz petrol sahası kuyularından elde edilen en yüksek balmumu değeri % 4.53 Khabaz-1 kuyusunda, en düşük değer ise Khabaz-2 kuyusunda % 0.73 olarak belirlenmiştir.

d) Nikel ve Vanadyum

Nikel (Ni), gümüş – beyaz bir metalik elementtir. Genelde petlandit içinde demir ve kükürt ile milerit içinde kükürt ile, nikelinin içinde arsenik ile birlikte bulunur.

Khabaz petrol sahasında alınan örneklerde en yüksek nikel miktarı 17 ppm ile Khabaz-4 kuyusunda, en düşük miktar ise Khabaz-1 kuyusundaki 5 ppm dir.

Vanadyum (V) yumuşak, gümüşü gri renkli, sünek geçiş bir diğer metalik elementtir. Khabaz petrol sahasında alınan örneklerde en yüksek vanadyum miktarı 61 ppm olarak Khabaz-4 kuyusunda, en düşük miktar ise Khabaz-1 kuyusundaki 5 ppm dir.

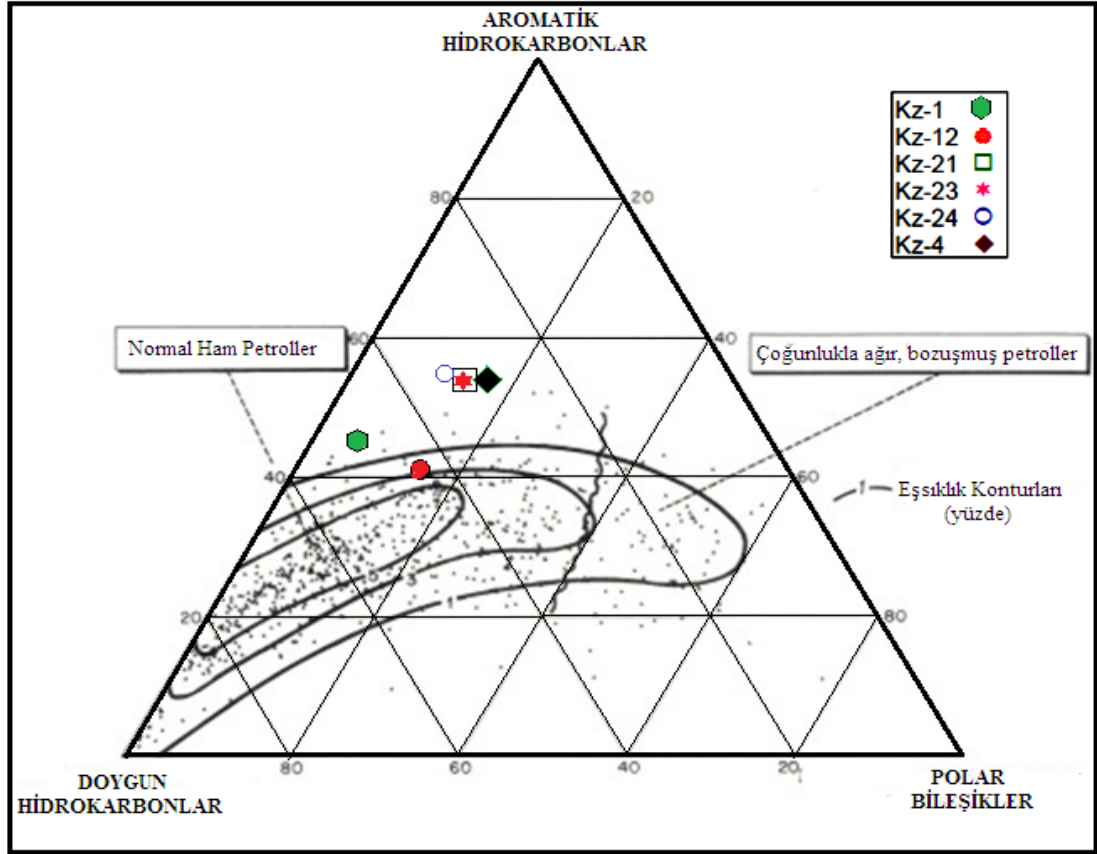
4.2.1.3. Ham Petrollerin Sınıflandırılması

Petrol, sıvı ve gaz bileşenlerin kompleks bir karışımıdır. Bu bileşenlerin oranları basınç-sıcaklık gibi rezervuar özellikleri başta olmak üzere bir dizi faktöre bağlıdır ve bu hidrokarbonun API gravitesi, kükürt içeriği (%S), gaz-petrol oranı (GOR) ve viskozite gibi özelliklerine yansıtılmaktadır (Balance ve Connan, 1993).

Ham petroller, kimyasal bileşimi açısından değerlendirildiğinde, bunların hidrokarbonlar, reçineler ile asfaltanlardan oluştuğu; ayrıca hidrokarbonlar doymuş ve doymamış (aromatikler) olarak iki grupta incelendiği, reçineler ve asfaltanlar ise N.S.O bileşenlerini oluşturduğu bilinmektedir (Tissot ve Welte, 1984).

Alifatik (doymuş) hidrokarbonlar %40-%97 (w/w) arasındaki oranlarda ham petrolde bulunabilirler. Bunlar n-alkanlar, iso-alkanlar ve halkalı-alkanları kapsamaktadır. Ham petrol, %20 - %45 (w/w) arasında ise aromatik hidrokarbonlar içerir. Reçineler ve asfaltanlar yüksek molekül ağırlıklı bileşenleri içerir ve heteroatomik yüksek molekül ağırlıklı bileşenler(NSO-bileşenler) olarak ham petrolün 0% - 40% (w/w) nı oluşturmaktadırlar (Skaare, 2007).

Doymuş-Aromatik-Polar HC bileşikleri üçgen diyagramında (Şekil 4.5) te, örnek sağlanmış petrol kuyularının tümündeki ham petrollerin yüksek oranda doymuş ve aromatik bileşenler içerdiği görülmektedir. Kz-1 ve Kz-12 kuyularındaki petroller diğerlerine nazaran biraz daha fazla doymuş bileşenler içermektedirler. Khabaz-1 petrol kuyusu Alt Qamchuqa rezervuarından üretim yapmaktadır ve oldukça düşük oranda polar bileşikler içermektedir. Bu diyagramdaki tüm kuyuların ham petrol bileşimi birbirlerine yakındır. Bu petrolün bu kuyulardaki aynı aileden ve aynı ana kayaya ait olduğunu gösteren bir bulgu olarak gözetilmelidir. Bu sonuçlara göre Kz-1 ve Kz-12 petrolleri genelde normal ham petrol olarak nitelenebilir (Şekil 4.5). Diğerleri (Kz-4, Kz-21, Kz-23, Kz-24) ise aromatik hidrokarbonca daha zengindir (Şekil 4.5).



Şekil 4.5: Ham petrolerin üçgen diyagram yardımıyla Qamchuqa rezervuar kuyularının sınıflandırılması

4.2.2. Formasyon Suyu Özellikleri

Formasyon suyunun rezervuarların doğası ve içindeki petroler ile yakın bir ilişkisi olmaktadır. Formasyon suyu, aynı zamanda mikro-organizmalar (bakteriler) içerebilir ve bunlar petrolün bazı bileşenleri ile beslenirler, örneğin balmumu.

Rezervuara nüfuz eden anda meteorik su etkisiyle jeokimyasal özelliklerini değiştirir. Miktarla göre rezervuarlardaki petrolerin tipi ve jeokimyasal özellikleri de değişebilmektedir. Bu özelliklerin değişmesi durumunda Tersiyer ve Kretase yaşlı rezervuarlar arasındaki ilişkilerin araştırılmasında, örneğin petrolerin ana kayaları ve göç yönlerini belirlenmesi için istatistiksel yöntemlerin kullanılması sakıncalı olabilmektedir.

Bu çalışmada, Sulun Sınıflamalarına dayanarak (Na^+ , Cl^- , Mg^{++} , SO_4^{-}) katyon ve anyonlar arasındaki ilişkiler belirlenmektedir.

4.2.2.1. Sulun Sınıflamaları

Rus jeokimyacı Sulun (1946) yeraltındaki suları çözelti içindeki etken mineral iyonların varlığına göre sınıflandırmıştır. Sulun, sulardaki çözülmüş tuzların çeşitli bileşimlerine dayanarak sistemi oluşturmuştur. Sulun'e göre doğal suyun dört ana dağılım ortamı söz konusudur:

- Kıtasal (karasal) koşullar sülfatlı suların oluşumunu desteklemektedir. Bu suların genetik tipi "Sülfat-Sodyum" olmaktadır.
- Kıtasal koşullar sodyum bikarbonatlı suların oluşumunu desteklemektedir. Bu suların genetik tipi "Karbonat-Sodyum" olmaktadır.
- Denizel koşullu sular "Klorür-Magnezyum" türü olmaktadır.
- Derin yeraltı koşullu sular yer kabuğunun derinlerinden kaynaklanır. Bu sular "Klorür-Kalsiyum" türü olmaktadır.

İlk iki tip artezyen ve/veya meteorik suların özelliğidir. Üçüncü tip denizel ortamları veya evaporitik koşulları, dördüncü tip ise derin durgun koşulları yansıtır.

Tablo 4.4: Genetik su tiplerinin belirlenmesinde kullanılan eşik değerler (Sulun, 1946)

SU TÜRÜ	Na/Cl	(Na-Cl)/SO ₄	(Cl-Na)/Mg
Klorür-Kalsiyum	<1	<0	>1
Klorür-Magnezyum	<1	<0	<1
Bikarbonat-Sodyum	>1	>1	<0
Sülfat-Sodyum	>1	<1	<0

Bojarski, (1970) (in Collins ve Gene, 1975), Sulun sistemini değiştirerek formasyon sularını aşağıdaki gibi ayırtlamıştır.

- a) Bikarbonat-Sodyumlu su tipi; bu tür sular bir sedimantasyon havzasının üst kesimlerinde ve yoğun su değişiminin bulunduğu kesimde hidrodinamik koşullarda meydana gelir ve bu koşullar petrol ve doğal gazın korunması için olumsuzdur.
- b) Sülfat-Sodyumlu su tipi; sodyumun klorür veya sülfat ile reaksiyona girmesini göstermektedir.
- c) Klorür-Magnezyumlu su tipi; bu tür sular hidrodinamik koşullardan hidrostatik koşullara geçiş bölgesinde ve daha çok havzanın derin kısmındaki hidrostatik koşullarda meydana gelmektedir.
- d) Klorür-Kalsiyumlu su tipi; meteorik suların etkisi yoktur ve daha derin bölgelerinde hidrostatik koşullarda görülmektedir.

Bojarski'ye göre (1970) (in Collins ve Gene, 1975) klorür-kalsiyumlu su tipindeki suların kimyasal bileşimlerinde büyük bir değişim gözlenmektedir. Bu değişim aşağıdaki gibidir:

- 1) “klorür-kalsiyum I” $Na/Cl > 0.85$: önemli su hareketinin bulunduğu aktif bir hidrodinamik bölgedeki sular olarak nitelendirilir. Bu bölge, hidrokarbon yataklarının korunması açısından çok bir olumsuz bölge olarak kabul edilmektedir.
- 2) “klorür-kalsiyum II” $Na/Cl = (0.85-0.75)$: etkin hidrodinamik bölge ve daha istikrarlı bir hidrostatik bölge arasında geçiş bölgesi olarak nitelenir. Bu, hidrokarbon korunması için genellikle kötü bir bölge olarak kabul edilmektedir.
- 3) “klorür-kalsiyum III” $Na/Cl = (0.75-0.65)$: hidrokarbon yataklarının korunması için oldukça elverişli ortam ve koşullar olarak nitelendirilir.
- 4) “klorür-kalsiyum IV” $Na/Cl = (0.65 - 0.50)$: su varlığının yanı sıra hidrokarbon birikiminin olduğu bölgeler olarak nitelendirilir.
- 5) “klorür-kalsiyum V” $Na/Cl < 0.50$: çok eski bir kalıntı deniz suyunun varlığı ile değiştirilmiştir. Bu tür alanlar hidrokarbon birikiminin büyük olasılıklı olduğu alanlardan biridir.

Tablo 4.5: Khabaz petrol sahasının formasyon suyu değerleri (ppm)

Kuyular	Kasyon ve anyon (ppm)				Rezervuarlar
	Na ⁺	Cl ⁻	Mg ⁺⁺	SO ₄ ⁻	
Khabaz-2b	46370	86824	1051	672	Kretase (Alt Qamchuğa)
Khabaz-3	43003	77823	1091	1239	Tersiyer
Khabaz-4	46998	84909	1840	1069	Kretase (Üst Qamchuğa)
Khabaz-5	31434	51760	790	2120	Kretase (Alt Qamchuğa)
Khabaz-7	6302	10295	458	1650	Kretase (Üst Qamchuğa)
Khabaz-19	57334	114469	1977	957	Tersiyer

Sulin ve Bojariski (in Collins ve Gene, 1975) su türlerini belirlemek için anyon ve kasyon ppm değerlerini atom ağırlıklarına bölerek epm değerleri elde edilmiştir.

Aşağıdaki Tablo 4.6 da Khabaz petrol sahasından alınan formasyon suyun anyon ve kasyon değerlerin ppm den epm çevrilmiştir.

Tablo 4.6: Khabaz petrol sahasının formasyon suyu değerleri (epm)

Kuyular	Kasyon ve anyon (epm)				Rezervuarlar
	Na ⁻	Cl ⁻	Mg ⁺⁺	SO ₄ ⁻	
Khabaz-2b	2016	2446	88	14	Kretase (Alt Qamchuğa)
Khabaz-3	1870	2192	91	26	Tersiyer
Khabaz-4	2043	2532	157	22	Kretase (Üst Qamchuğa)
Khabaz-5	1367	1458	66	44	Kretase (Alt Qamchuğa)
Khabaz-7	274	290	38	34	Kretase (Üst Qamchuğa)
Khabaz-19	2493	3224	165	20	Tersiyer

Tablo 4.7: Khabaz petrol sahasının formasyon suyu değerlendirmesi

Kuyular	Na/Cl	(Na-Cl)/SO ₄	(Cl-Na)/Mg	Su Türü
Khabaz-2b	0.82 < 1	-30 < 0	5 > 1	Klorür- Kalsiyum II
Khabaz-3	0.85 < 1	-12 < 0	3 > 1	Klorür- Kalsiyum II
Khabaz-4	0.80 < 1	-22 < 0	3 > 1	Klorür- Kalsiyum II
Khabaz-5	0.93 < 1	-2 < 0	1.3 > 1	Klorür- Kalsiyum I
Khabaz-7	0.94 < 1	-0.47 < 0	0.4 < 1	Klorür- Magnezyum
Khabaz-19	0.77 < 1	-36 < 0	4 > 1	Klorür- Kalsiyum II

Elde ettiğimiz sonuçlara göre Khabaz petrol sahasındaki 3 farklı yaşı rezervuarlarda (Tersiyer, Kretase Üst Qamchuğa, Kretase Alt Qamchuğa) genel olarak sular Klorür-Kalsiyum II türündendir. Khabaz-7 de klorür-magnezyum su türü söz konusudur. Bunlar derin bölgelerde oluşmuş ve sızıntı suların (meteorik) etkisi ile değiştirilmemiştir. Khabaz sahasındaki su derinde olduğu için, petrolün jeokimyasal özellikleri, yüzey faktörleri ve bakterilerin faaliyetlerinden etkilenmeyecektir. Bu durum

söz konusu olsaydı petrolerin jeokimyasal özellikleri değişmiş olacaktı (asfaltlenlerde artış, balmumunda düşüş). Ancak bu tip bir formasyon suyu içermesi nedeniyle Khabaz sahasındaki petrolerin sudan etkilenmemiş ve jeokimyasal özelliklerinin değişmemiş olduğu ve bu nedenle de istatistik yöntemler kullanılarak ve petrolün kaynağını belirlemek amacıyla değerlendirmelerinin yapılması mümkündür.

4.2.3. İstatistiksel Değerlendirme

Burada, Khabaz sahasında üç farklı rezervuardan üretilen petroleriyle önceki bölümlerde tartışılmış özellikleri arasındaki ilişkilerin toplu olarak gözetilmesi yoluyla bu petrolerin kökeni ve göç süreçlerine bir yaklaşım sağlanıp sağlanamayacağı sorusuna istatistiksel yöntemlerle cevap aranmıştır. Bu amaçla Korelasyon Katsayısı, Faktör Analizi ve Klaster Analizi yaklaşımları denenmiştir.

4.2.3.1. Korelasyon Katsayısı (R)

Bu yöntem iki veya daha fazla değişken arasındaki ilişkiyi belirlemek ve bu ilişkinin doğru, ters veya rastgele olup olmadığını ve bu değişkenler için bir bütünselliğin sağlanması amacıyla kullanılmaktadır. Korelasyon katsayısı, mükemmel pozitif korelasyon (+1) ile mükemmel ters korelasyon (-1) aralarında rastgele ilişki (0) arasında bir değerdir. Genel olarak bu korelasyonu tanımlamak için aşağıdaki Tablo 4.5 teki tanımlar kullanılmıştır (Al-Rawi, 1980).

Tablo 4.8: Korelasyon Katsayıların (R) adlandırılmaları (Al-Rawi, 1980)

Korelasyon katsayısı (R)	Korelasyon
± 1.00	Mükemmel
$\pm 0.75 - \pm 0.99$	Çok Yüksek
$\pm 0.50 - \pm 0.74$	Yüksek
$\pm 0.25 - \pm 0.49$	Yarı-Yüksek
$0.0 - \pm 0.24$	Zayıf

Bilgisayar destekli olarak ve saptanan Khabaz sahasında üretilen petrolerin tüm fiziko-kimyasal özellikleri kullanılarak belirlenen korelasyon katsayısı değerleri Tablo 4.9 da gösterilmiştir. Elde edilen korelasyon katsayıları (Kz-1, Kz-2a, Kz-3, Kz-5, Kz-8, Kz-10, Kz-14, Kz-17 ve Kz-19) kuyuları arasında çok yüksek bir korelasyon olduğunu göstermiştir. Bu kuyuları Kz-1 hariç tümü Tersiyer yaşlı Jeribe formasyonundan üretim yapmaktadır. Buda bu rezervuardaki petrolerin çok benzerli olduğu, olasılıkla aynı ana kayadan bir seferde göç etmiş petrollerinin söz konusu olduğunu göstermektedir.

Tablo 4.9: Khabaz sahası tüm kuyuları arasındaki korelasyon katsayıları

Kuyular	Kz-1	Kz-2a	Kz-3	Kz-4	Kz-5	Kz-7	Kz-8	Kz-9	Kz-10	Kz-11	Kz-13	Kz-14	Kz-17	Kz-19	Kz-25
Kz-1	1														
Kz-2a	0.97	1													
Kz-3	0.97	0.96	1												
Kz-4	0.35	0.28	0.45	1											
Kz-5	0.85	0.92	0.92	0.40	1										
Kz-7	0.25	0.21	0.38	0.98	0.39	1									
Kz-8	0.97	0.96	0.99	0.45	0.93	0.38	1								
Kz-9	0.70	0.57	0.73	0.83	0.51	0.73	0.72	1							
Kz-10	0.79	0.67	0.79	0.76	0.57	0.64	0.79	0.99	1						
Kz-11	0.30	0.20	0.38	0.98	0.28	0.95	0.38	0.85	0.77	1					
Kz-13	0.48	0.45	0.62	0.94	0.62	0.94	0.62	0.81	0.75	0.89	1				
Kz-14	0.94	0.91	0.98	0.62	0.90	0.55	0.98	0.82	0.87	0.56	0.75	1			
Kz-17	0.90	0.78	0.86	0.56	0.62	0.43	0.86	0.91	0.96	0.57	0.59	0.88	1		
Kz-19	0.99	0.96	0.97	0.31	0.84	0.21	0.97	0.69	0.78	0.26	0.46	0.92	0.89	1	
Kz-25	0.52	0.36	0.52	0.84	0.27	0.73	0.51	0.96	0.93	0.89	0.73	0.65	0.82	0.49	1

■ Çok Yüksek
 ■ Yüksek
 ■ Yarı-Yüksek
 ■ Zayıf


Buna karşın Kz-1 kuyusu ile Kz-4, Kz-7, Kz-11 ve Kz-13 kuyuları arasındaki korelasyon oldukça düşüktür. Bu 4 kuyu Üst Qamchuqa rezervuarında üretim yapılan kuyulardır. Bu petrolerin Tersiyer yaşlı rezervuardaki petrolerden bir ölçüde farklı olduğu anlaşılmaktadır.

Alt Qamchuqa rezervuarından üretim yapan diğer 4 kuyu (Kz-1, Kz-2b, Kz-5, Kz-14), Kz-2b dışında kendi aralarında benzer olup, bunlarda Tersiyer rezervuarında üretilen petrolere benzemektedir.

Bu grupların kendi aralarındaki korelasyon için rezervuar bazında yapılan değerlendirme yukarıdaki sonuçları doğrulamıştır.

Tablo 4.10: Khabaz sahasının Tersiyer yaşlı rezervuarda üretim yapan kuyuları arasındaki korelasyon katsayıları

KUYULAR	Kz-2a	Kz-3	Kz-8	Kz-9	Kz-10	Kz-17	Kz-19	Kz-25
Khabaz-2a	1							
Khabaz-3	0.97	1						
Khabaz-8	0.96	0.99	1					
Khabaz-9	0.57	0.73	0.72	1				
Khabaz-10	0.67	0.79	0.79	0.98	1			
Khabaz-17	0.78	0.86	0.86	0.91	0.96	1		
Khabaz-19	0.96	0.97	0.97	0.69	0.78	0.89	1	
Khabaz-25	0.36	0.52	0.51	0.96	0.93	0.82	0.49	1

 Çok Yüksek  Yüksek  Yarı-Yüksek

Tablo 4.10 de Tersiyer yaşlı rezervuardan üretilen petrolerin kendi aralarındaki korelasyonu, Kz-9 ve Kz-10 kuyularının diğerlerinden biraz farklı olmakla beraber tüm kuyuların çok yüksek- yüksek bir korelasyon sunduğunu doğrulamıştır. Kz-9 ve Kz-10 kuyulardaki farklılık yüksek oranda asfaltin içermelerinden kaynaklanmaktadır.

Tablo 4.11 da korelasyon sonucunda, (Kz-4, Kz-7, Kz-11, Kz-13) petrol kuyuları birbirlerine çok benzediğini göstermektedir. Bu kuyulardaki petrol aynı köken ve olasılıkla aynı evrede göç ederek bu rezervuar kayaya gelmiştir. Tersiyer rezervuarındaki petrole olan benzerliklerin sınırlı oluşur. Bunlar aynı bir kaynaktan türediğini veya aynı bir evrede göç ettiklerini düşündürmektedir.

Khabaz sahasındaki Üst Qamchuqa yaşlı birimden üretim yapan kuyulardaki petroler birbiriyle çok yüksek bir derecede korele edilmektedir. Bu nedenle tümünün kökeni aynı olmaktadır. Bu grubun Tersiyer grubu petroleriyle olan korelasyonunun düşük oluşu ayrı bir kökeni veya bir şekilde ayrışmayı işaret etmektedir.

Tablo 4.11: Khabaz sahasındaki Kretase Üst Qamchuqa yaşlı rezervuarda üretim yapan kuyuları arasındaki korelasyon katsayıları

KUYULAR	Kz-4	Kz-7	Kz-11	Kz-13
Khabaz-4	1			
Khabaz-7	0.98	1		
Khabaz-11	0.98	0.95	1	
Khabaz-13	0.94	0.94	0.89	1

 Çok Yüksek

Tablo 4.12 de Kretase yaşlı (Alt Qamchuqa) rezervuarındaki korelasyon sonucuna göre, (Kz-1, Kz-5, Kz-14) petrol kuyuları birbirlerine çok benzemektedir ve aynı zamanda

Tersiyer'deki petrol grubu ile de çok yakın benzerlikler sunmaktadır. Bu nedenle bu petrolerin de aynı kökenden geliyor olmaları çok olasıdır. Khabaz-2b kuyusundaki petrol yüksek orandaki asfaltan içeriği ve konumu nedeniyle ayrı düşmüştür. Bu korelasyon sonucunda da Khabaz petrol sahasının Kretase (Alt Qamchuqa) yaşlı rezervuardaki tüm kuyuların Khabaz-2b hariç aynı petrol tipi içerdikleri anlaşılmıştır.

Tablo 4.12: Khabaz sahasındaki Alt Qamchuqa yaşlı rezervuarda üretim yapan kuyular arasındaki korelasyon katsayıları

KUYULAR	Kz-1	Kz-2b	Kz-5	Kz-14
Khabaz-1	1			
Khabaz-2b	0.59	1		
Khabaz-5	0.85	0.58	1	
Khabaz-14	0.94	0.41	0.90	1

 Çok Yüksek
  Yüksek
  Yarı-Yüksek

4.2.3.2. Klaster (Cluster) Analizi

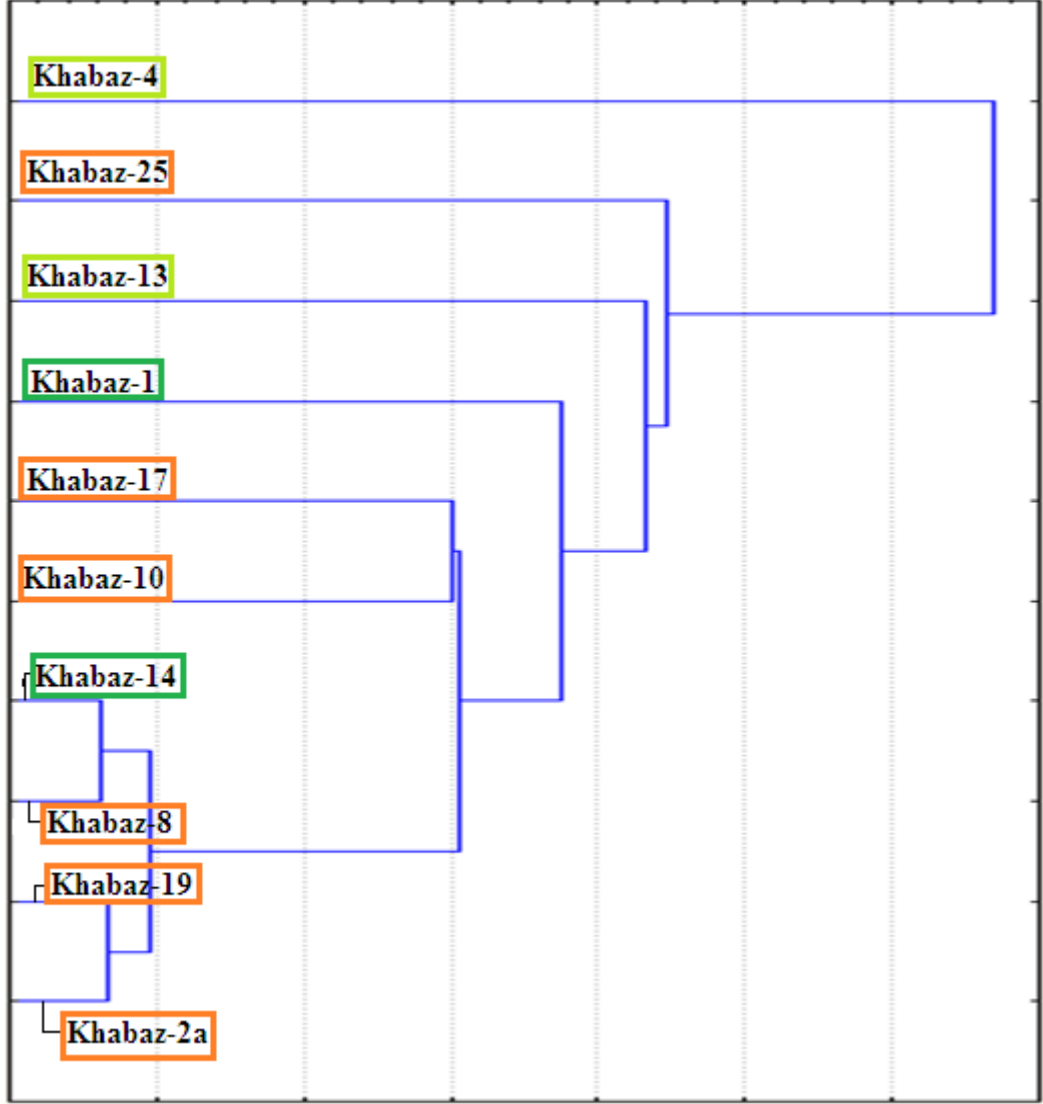
Klaster analizi yönteminin temeli bir veri serisi içindeki benzer değerlere sahip olanları gruplandırarak birbirinden farklılıklar sunan verilerin ayırt edilmesi şeklinde ifade edilebilir. Bu yöntemin özelliği, çok ayrıntılı ve net olarak sınıflandırmaya izin vermesidir. Kullanılan verilerin aynı özellikleri taşıyanları ve benzer olanları, bunların kökenini anlamak için kullanılmaktadır.

Khabaz petrol kuyularındaki petrolerin özellikleri kullanılarak bilgisayar destekli Klaster analizi yardımıyla bu petrolerin gruplandırılması ve varsa farklı olanların belirlenmesi amaçlanmıştır.

Bu amaçla önce farklı rezervuarlardan üretim yapılan kuyuları temsilen 10 kuyu için bir ön değerlendirme yapılmıştır. Değerlendirilen kuyulardan Kz-4 ve Kz-13 Üst

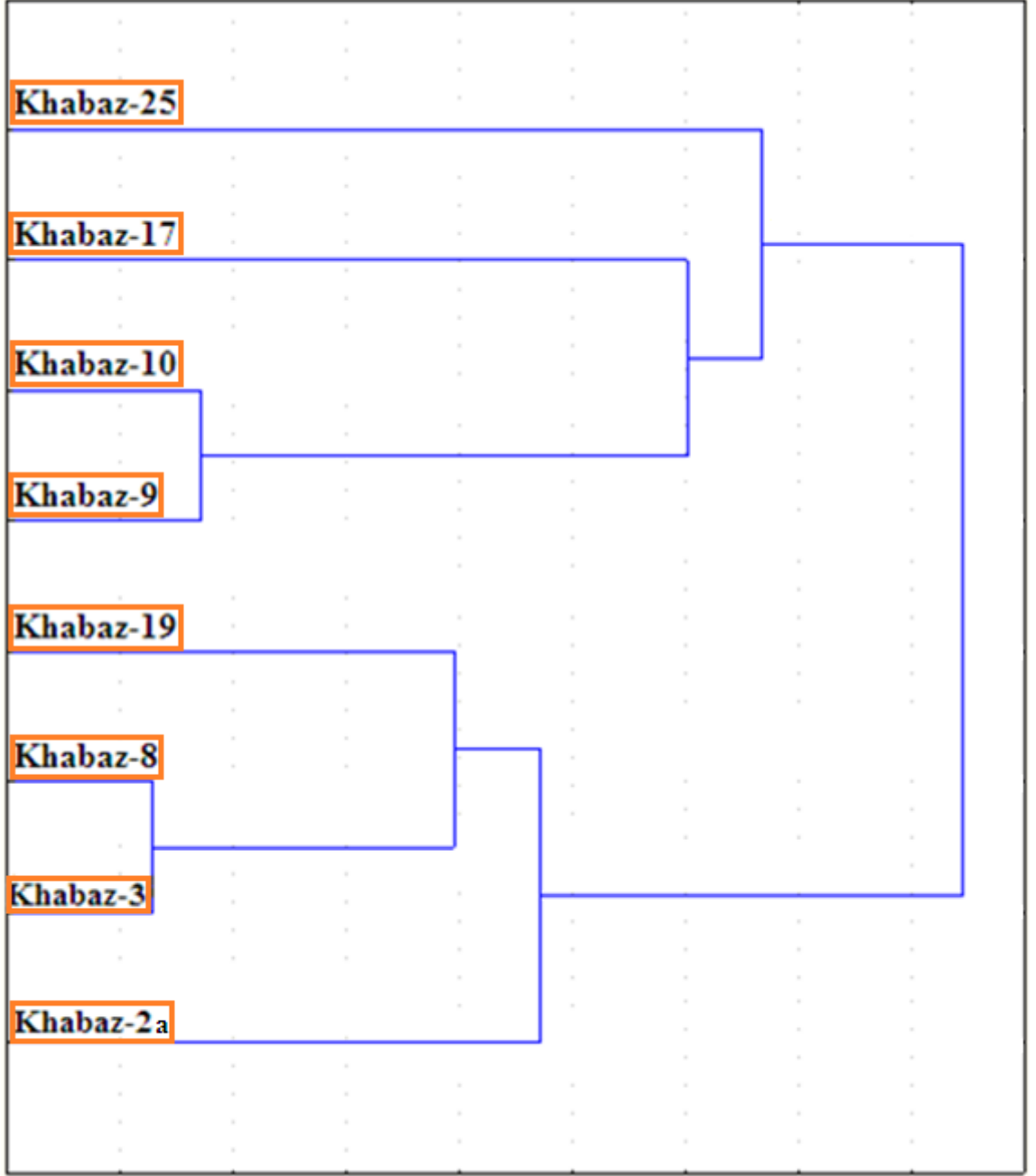
Qamchuqa'yı, Kz-1 ve Kz-14 Alt Qamchuqa'yı, Kz-2a, Kz-8, Kz-10, Kz-17, Kz-19 ve Kz-25 Tersiyer'i temsil etmektedirler.

Bu ön değerlendirmede Kz-2a, Kz-8, Kz-19 ve Kz-14 kuyuların yakın ilişki olduklarını, Kz-4 kuyusunda ise en uzak ilişkili petrol olduğunu göstermektedir (şekil 4.6).



şekil 4.6: Khabaz sahasının farklı rezervuarlardan üretim yapan 10 kuyu diyagramı

Klaster analizi daha sonra farklı rezervuardan üretilen petroleri bazında ayrı ayrı yapılmıştır.

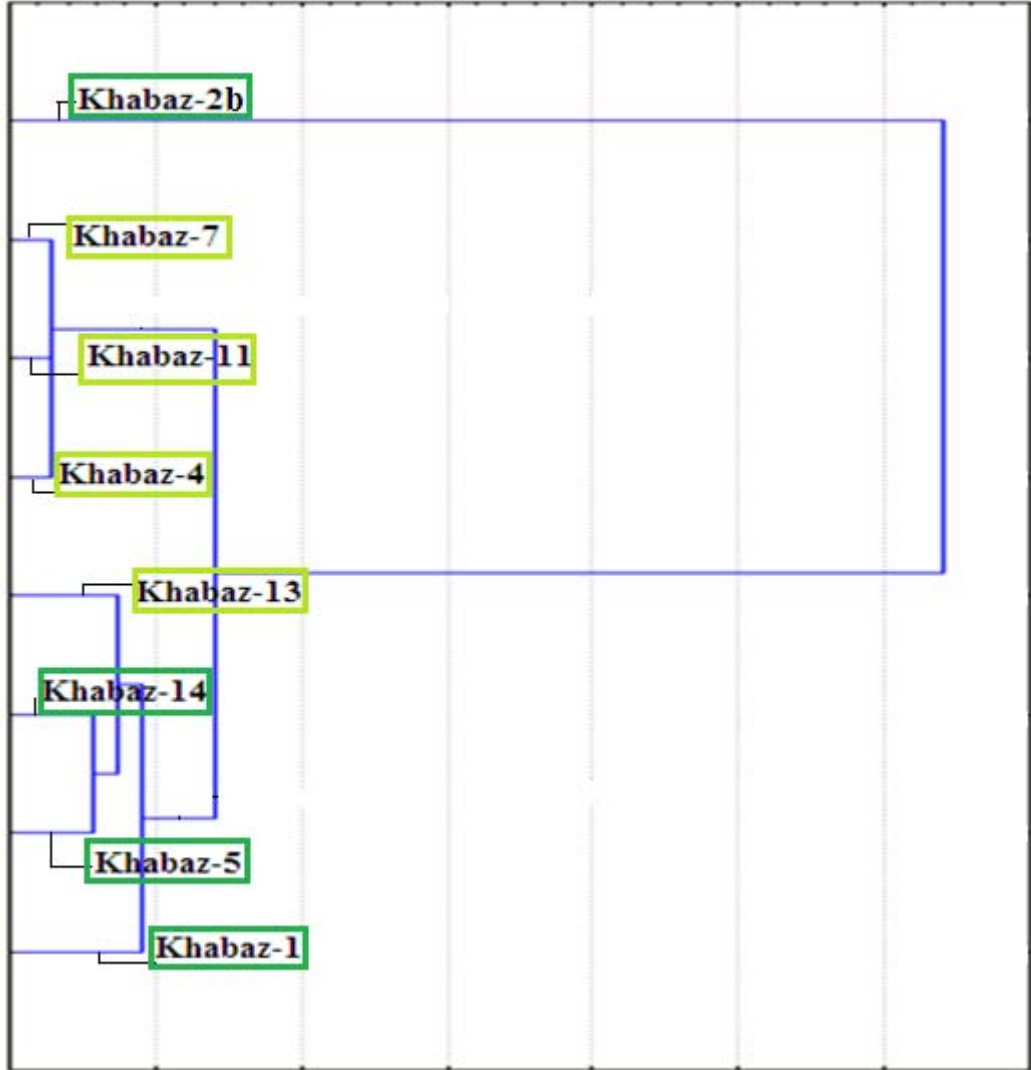


Şekil 4.7: Khabaz sahasının Tersiyer yaşlı rezervuarlardaki diyagramı

Khabaz sahasında Tersiyer yaşlı rezervuardan üretim yapılan kuyuların iki temel grup oluşturdukları görülmektedir (Şekil 4.7). Elde edilen sonuçlara göre Kz-25, Kz-17, Kz-10 ve Kz-9 birinci grubu Kz-19, Kz-8, Kz-3 ve Kz-2a ise ikinci gruba aittir. Gruplaşmanın nedeni birinci gruptaki kuyuların petroleri % 1.76 dan yüksek oranda asfaltlenler bulunması, ikinci gruptaki kuyularda ise % 0.54 dan düşük olmasıdır. Bu iki ayrı gruplaşmaya rağmen Şekil 4.7 deki diyagram ortak bir kökene işaret etmektedir.

Ayrıca bu sonuç korelasyon katsayıları gözetilerek yapılmış olan değerlendirmeyle uyumludur.

Khabaz sahasının Kretase (Üst ve Alt Qamchuqa) yaşlı rezervuarındaki kuyularda elde edilen sonuçlara göre, iki ayrı tip petrol bulunmaktadır (Şekil 4.8). Bunlardan Kz-4, Kz-7 ve Kz-11 kuyuları çok benzer bir petrol bulunmaktadır. Kz-13 kuyusu da bir ölçüde bunlara benzer özelliklere sahiptir. Kz-1, Kz-5 ve Kz-14 kuyuları ise diğer grubu oluşturmaktadır. Kz-2b kuyusu ise bu iki gruptan ayrı özelliklere sahiptir. Bunun olası nedeni Kz-2b deki petrolün çok yüksek oranda asfaltin içermesidir. İki ayrı petrol grubunun ayrı iki rezervuarı temsil ediyoru dikkat çekicidir.



Şekil 4.8: Khabaz sahasının Kretase rezervuarların diyagramı

Klaster analizi sonuçlarına göre de Tersiyer yaşlı rezervuardaki petrolerin oluşturduğu bir grup, ile Üst Qamchuqa rezervuarındaki bir diğer grup birbirlerinden ayrılmaktadır. Alt Qamchuqa ise daha çok Tersiyer yaşlı kuyulardaki petrole yakındır.

4.2.3.3. Faktör Analizi

Faktör analizi, çok değişkenli bir veri setinde farklılık-değişiklik matrisi içindeki yapıları ve ilişkileri yorumlamak için kullanılmaktadır. Kullanılan teknik korelasyon veya değişiklik matrisinden öz değer ve öz vektörlerin çıkarılmasına dayanmaktadır.

Bilgisayar destekli faktör analizi yapılarak Khabaz sahası kuyularındaki petrolerin fiziko-kimyasal özellikleri arasındaki ilişkinin belirlenmesi amaçlanmıştır. Buna göre temsilci 10 kuyu seçilerek yapılan ön değerlendirmede Özgül ağırlık, Kükürt ve Balmumu değerlerindeki değişimlerin benzerlikler sunduğunu göstermiştir (Tablo 4.13). Daha sonra Tersiyer ve Kretase yaşlı rezervuarlardaki petroleri ayrı ayrı değerlendirilmiştir.

Tablo 4.13: Khabaz sahasının farklı rezervuarlardan üretim yapan 10 kuyunun özellikleri arasındaki faktör analizi

Değişken	Faktör 1	Faktör 2
Özgül ağırlık	0.845436	0.326528
Kükürt	0.730547	0.271109
Asfalten	0.444043	0.683342
Balmumu	0.666055	0.028111
Kül	0.288084	0.847516
Expl.Var	1.972257	1.366151
Prp.Totl	0.394451	0.273230

Tersiyer yaşlı rezervuarlardaki kuyularda kükürt, asfaltın ve balmumu arasında çok yüksek bir ilişkinin olduğu görülmektedir (Tablo 4.14).

Tablo 4.14: Tersiyer rezervuarın petrol özellikleri arasındaki faktör analizi

Değişken	Faktör 1	Faktör 2
Özgül ağırlık	0.557260	0.760109
Kükürt	0.784538	0.548480
Asfaltın	0.802926	0.305681
Balmumu	0.725791	0.188060
Kül	0.478565	0.784022
Expl. Var.	2.326526	1.622093
Prp. Totl.	0.465305	0.324419

Kretase (Üst ve Alt Qamchuqa) yaşlı rezervuarlardaki kuyularda ise özgül ağırlık, kükürt ve asfaltın arasında çok yüksek bir ilişki bulunmaktadır (Tablo-4.15).

Tablo 4.15: Kretase rezervuarın petrol özellikleri arasındaki faktör analizi

Değişken	Faktör 1	Faktör 2
Özgül ağırlık	0.920884	0.021512
Kükürt	0.973968	0.127708
Asfaltan	0.966552	0.096445
Balmumu	0.313150	0.485971
Kül	0.234666	0.865727
Expl. Var.	2.883997	1.011724
Prp. Totl.	0.576799	0.202345

Bu sonuçlar, Tersiyer ve Kretase rezervuarlarındaki petrolerin kısmen ayrışmakla beraber, benzer davranışlarda gösterdikleri şeklinde yorumlanmıştır.

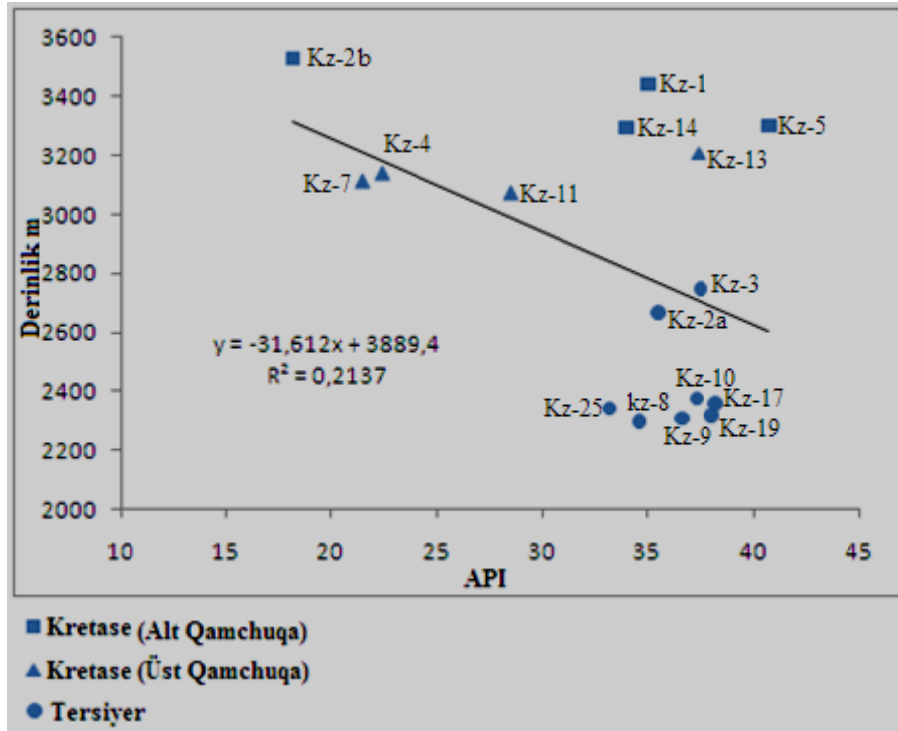
4.2.2. Regresyonlar

Bir dizi regresyon analizi yardımıyla petrolerin özellikleri ile üretim derinlikleri arasında bir ilişkinin olup olmadığı araştırılmıştır. Bu amaçla değerlendirilen parametreler ve derinlikler ilgili şekillerde gösterilmiştir.

4.2.2.1. API ile Derinlik

Kuyular	API	Derinlik(m)
Kz-1	35	3441
Kz-2b	18,2	3528
Kz-5	40,7	3300
Kz-14	34	3295
Kz-4	22,4	3137
Kz-7	21,5	3114
Kz-11	28,5	3070
Kz-13	37,4	3210
Kz-2a	35,5	2668
Kz-3	37,5	2749
Kz-8	34,6	2300
Kz-9	36,6	2310
Kz-10	37,3	2376
Kz-17	38,2	2360
Kz-19	38	2319
Kz-25	33,2	2343

API gravitesi ile derinlik arasında ters bir ilişki tanımlana bilirse de, korelasyon katsayısının düşüklüğü ($R^2 = 0.21$) bunun dikkatle değerlendirilmesi gerektiğine işaret etmektedir (Şekil 4.9).

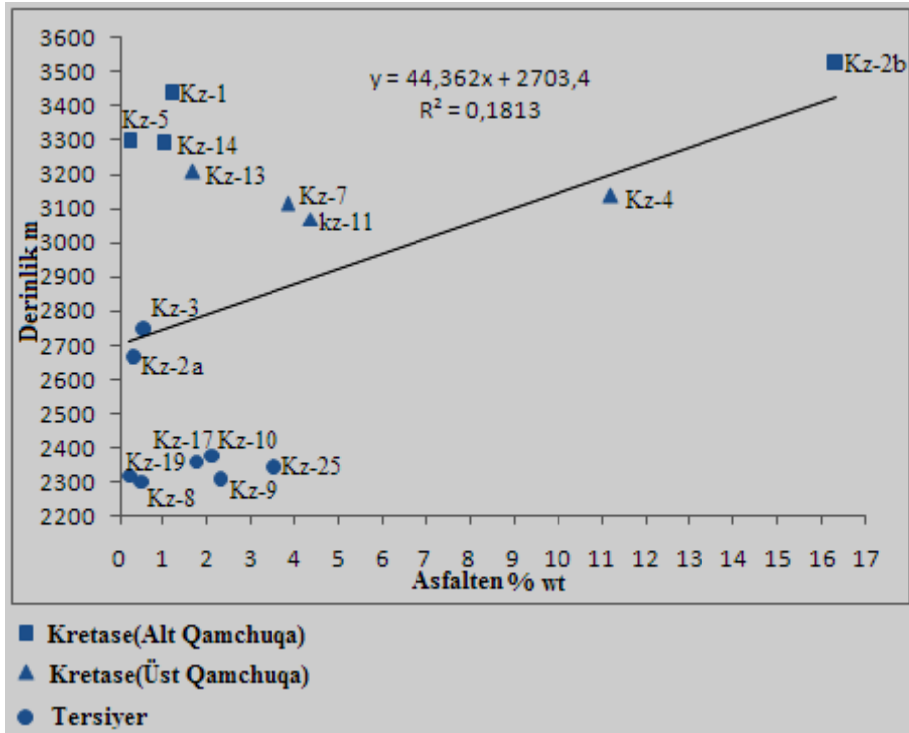


Şekil 4.9: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların API ile derinlik arasındaki ilişki

4.2.2.2. Asfaltten ile Derinlik

Kuyular	Asfalt %	Derinlik(m)
Kz-1	1,2	3441
Kz-2b	16,3	3528
Kz-5	0,25	3300
Kz-14	1,02	3295
Kz-4	11,2	3137
Kz-7	3,84	3114
Kz-11	4,35	3070
Kz-13	1,68	3210
Kz-2a	0,31	2668
Kz-3	0,54	2749
Kz-8	0,49	2300
Kz-9	2,3	2310
Kz-10	2,1	2376
Kz-17	1,76	2360
Kz-19	0,22	2319
Kz-25	3,51	2343

Asfaltten miktarı ile derinlik arasında anlamlı bir ilişki söz konusu değildir (Şekil 4.10).

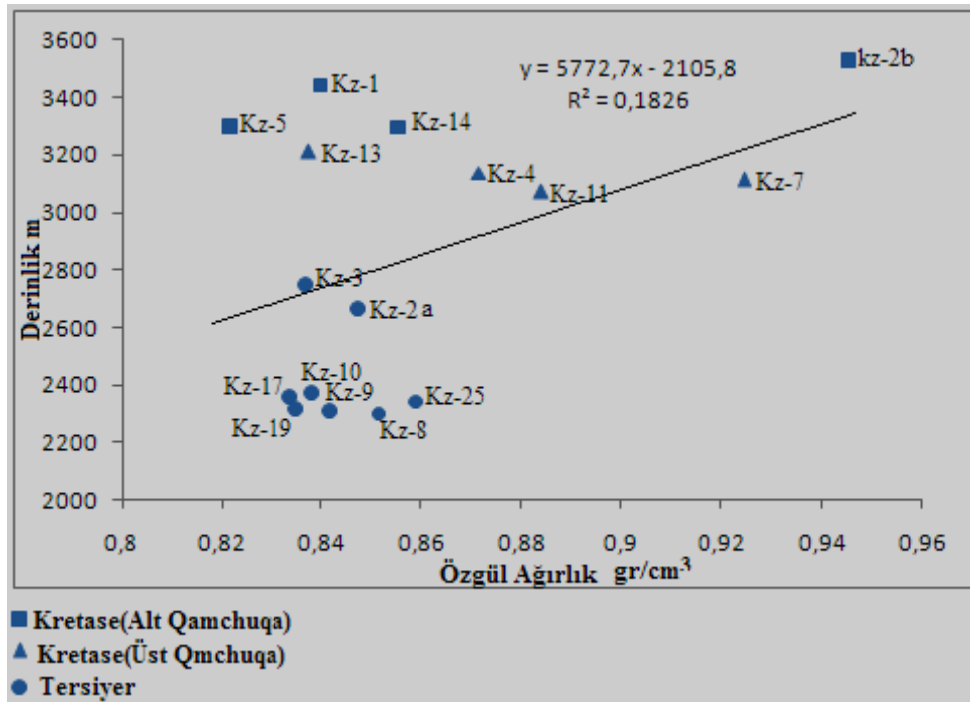


Şekil 4.10: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların asfaltten ile derinlik arasındaki ilişki

4.2.2.3. Özgül ağırlık ile Derinlik

Kuyular	Özgül ağırlık(gr/cm^3)	Derinlik(m)
Kz-1	0,8398	3441
Kz-2b	0,9454	3528
Kz-5	0,8216	3300
Kz-14	0,8552	3295
Kz-4	0,8716	3137
Kz-7	0,9246	3114
Kz-11	0,884	3070
Kz-13	0,8375	3210
Kz-2a	0,8472	2668
Kz-3	0,8369	2749
Kz-8	0,8515	2300
Kz-9	0,8415	2310
Kz-10	0,8379	2376
Kz-17	0,8337	2360
Kz-19	0,8348	2319
Kz-25	0,8588	2343

Özgül ağırlık ile derinlik ilişkisinin korelasyon katsayısı çok küçüktür ($R^2=0.18$) (Şekil 4.11).

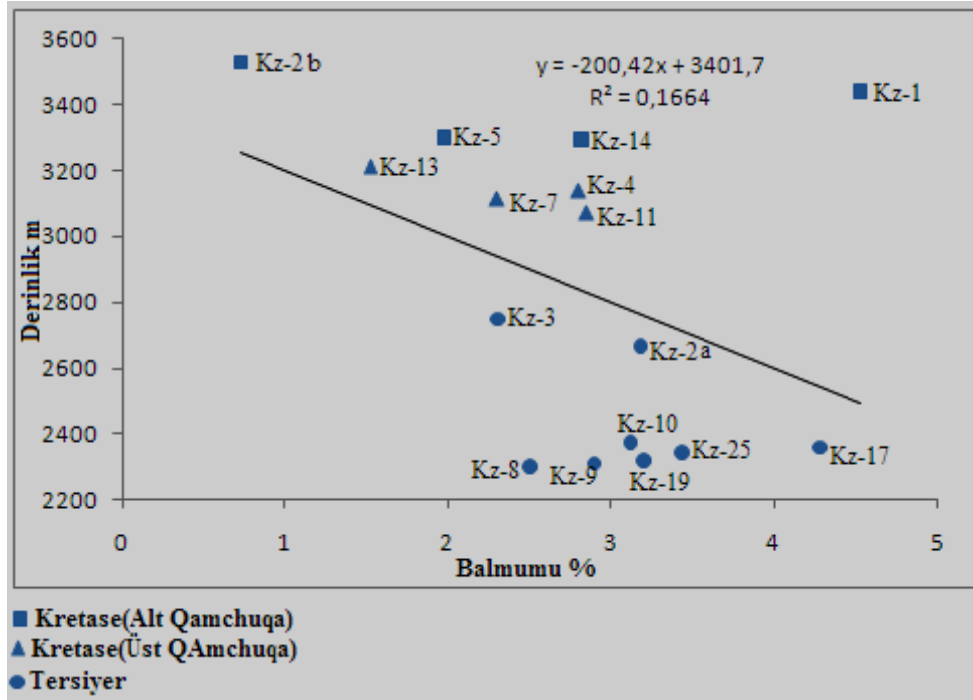


Şekil 4.11: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların özgül ağırlık ile derinlik arasındaki ilişki

4.2.2.4. Balmumu ile Derinlik

Kuyular	Balmumu(%)	Derinlik m
Kz-1	4,53	3441
Kz-2b	0,73	3528
Kz-3	1,98	3300
Kz-14	2,82	3295
Kz-4	2,80	3137
Kz-7	2,3	3114
Kz-11	2,85	3070
Kz-13	1,52	3210
Kz-2a	3,18	2668
Kz-3	2,3	2749
Kz-8	2,5	2300
Kz-9	2,9	2310
Kz-10	3,12	2376
Kz-17	4,28	2360
Kz-19	3,2	2319
Kz-25	3,43	2343

Balmumu ve derinlik ilişkisinin korelasyon katsayısı çok küçüktür ($R^2=0.16$) (Şekil 4.12).

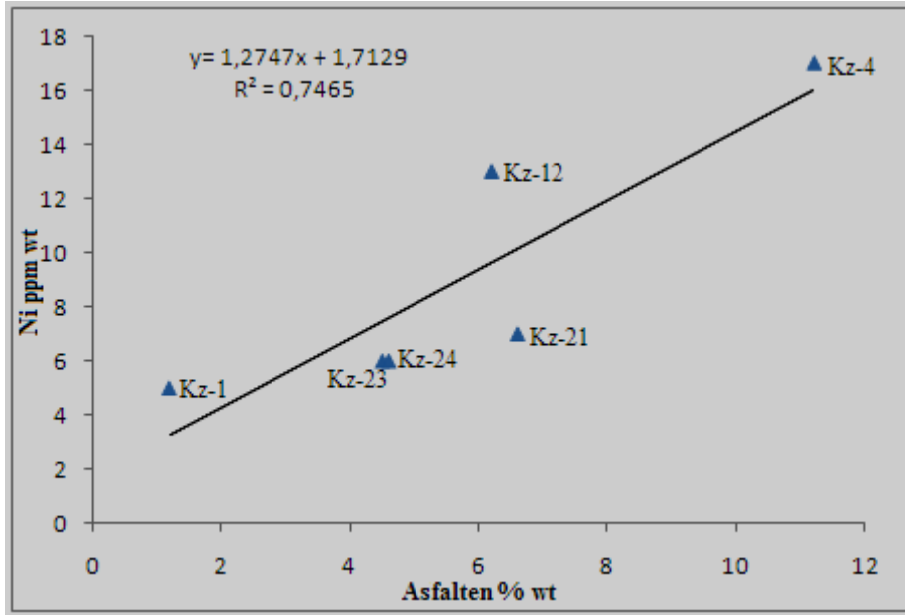


Şekil 4.12: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların balmumu ile derinlik arasındaki ilişki

4.2.2.5. Asfaltten ile Nikel

kuyular	Asfalt %	Ni ppm
Kz-1	1,2	5
Kz-4	11,2	17
Kz-12	6,2	13
Kz-21	6,6	7
Kz-23	4,5	6
Kz-24	4,6	6

Asfaltten miktarı ile Ni arasındaki pozitif ilişki bu elementin petrollerin ağır bileşenlerinde bulunduğunu göstermektedir (Şekil 4.13).

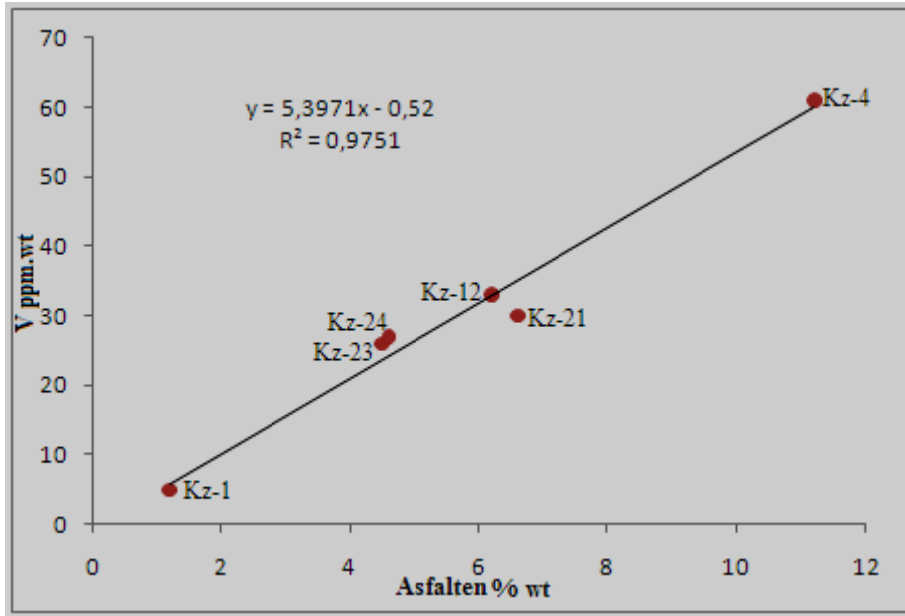


Şekil 4.13: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların Asfaltten ile Ni arasındaki ilişki

4.2.2.6. Asfaltten ile Vanadyum

kuyular	Asfalt %	V ppm
Kz-1	1,2	5
Kz-4	11,2	61
Kz-12	6,2	33
Kz-21	6,6	30
Kz-23	4,5	26
Kz-24	4,6	27

Asfaltten miktarı ile V arasındaki pozitif ilişki bu elementin petrolerin ağır bileşenlerinde bulunduğunu göstermektedir (Şekil 4.14).



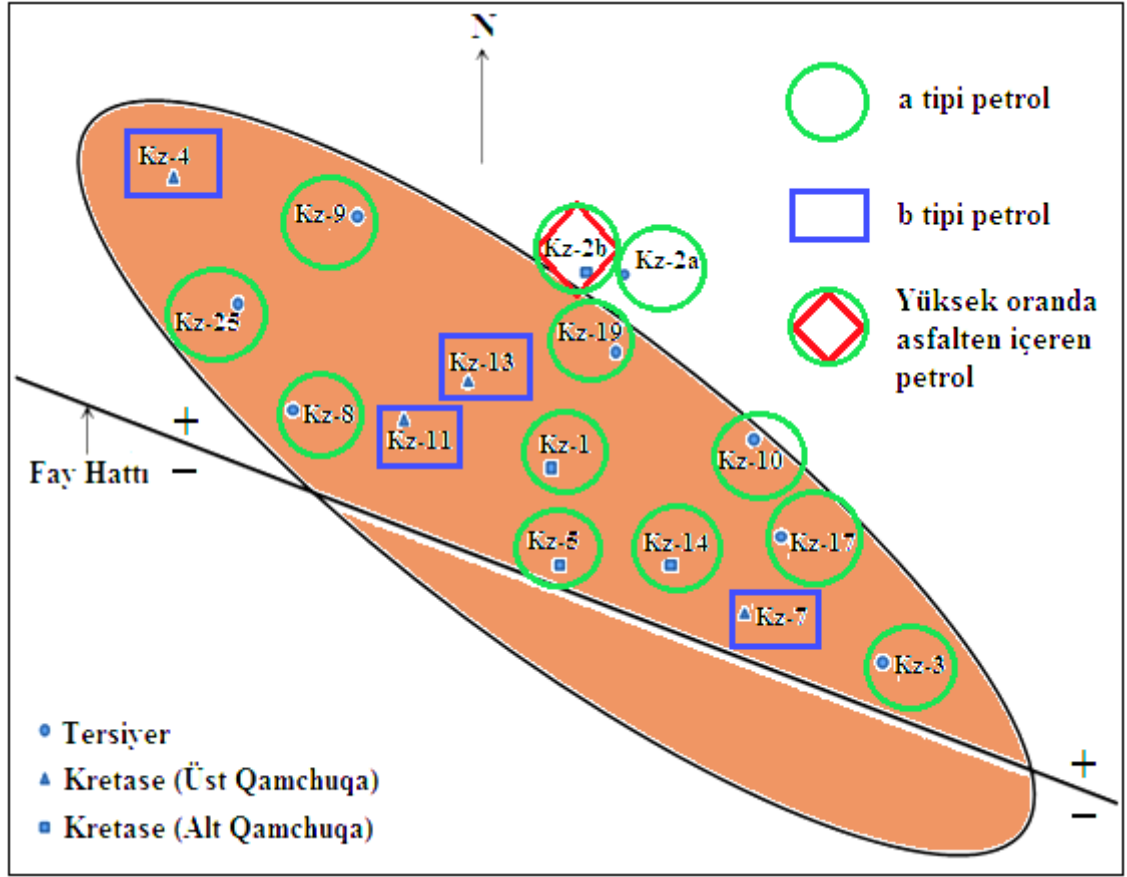
Şekil 4.14: Khabaz petrol sahasındaki kuyuların Asfaltten ile V arasındaki ilişki

5. TARTIŞMA VE SONUÇLAR

Kuzey Irak'ta birden çok rezervuarlardan üretim yapılmakta olan Khabaz petrol sahasında, Tersiyer yaşlı (Jeribe Formasyonu), Kretase yaşlı (Üst Qamchuqa Formasyonu) ve Kretase yaşlı (Alt Qamchuqa Formasyonu) rezervuarlarından üretim yapılan 15 kuyudan petrol örnekleri alınmıştır. Bu petrolerin fiziko-kimyasal ve jeokimyasal özellikleri, ayrıca formasyon suyu içeren kuyulardaki su örneklerinin kimyasal bileşimi saptanarak bu çalışmada kullanılmıştır. Saptanan tüm özellikler ile bir veri tabanı oluşturulmuş; daha sonra bilgisayar destekli istatistiksel yöntemler kullanılarak petrolerin gruplandırılmasına çalışılmıştır. Kullanılan istatistiksel yöntemler korelasyon katsayısı, klaster analizi ve faktör analizidir. Ayrıca formasyon suyu içeren kuyularda (Sulin, 1946) sınıflamaları kullanılmıştır.

Bu çalışma verilerinin ışığında Khabaz petrol sahasında iki ayrı tip petrolün bulunduğu sonucuna varılmıştır (Şekil 5.1). Bunlar;

- 1) Khabaz petrol sahasında ağırlıklı olarak Tersiyer yaşlı rezervuar (Jeribe Formasyonu) kayalarından üretim yapılan kuyulardaki petrol (Kz-2a, Kz-3, Kz-8, Kz-19) "a petrolü" olarak adlandırılmıştır. Aynı rezervuardan üretim yapılan (Kz-9, Kz-10, Kz-17, Kz-25) kuyulardaki petrol de bu gruba ait olmakla birlikte bazı küçük bileşimsel farklılıklar nedeniyle diğer kuyulardan ayrılmaktadırlar. Bunun nedeni birinci grup kuyulardaki petrolerde % 0.54 dan düşük oranda asfaltenler bulunması, ikinci gruptaki kuyularda ise asfalten miktarının % 1.76 dan yüksek olmasıdır.
- 2) Khabaz petrol sahasındaki Kretase yaşlı rezervuar (Üst Qamchuqa Formasyonu) kayalardan üretilen petrol (Kz-4, Kz-7, Kz-11, Kz-13) kuyularda ise " b petrolü" olarak adlandırılmıştır. Bunun ilk gruptan ayrılmasının temel nedeni, Kz-13 kuyusu dışında düşük API gravitesine sahip olmaları ve yüksek oranda asfalten içermeleridir.
- 3) Khabaz petrol sahasında Kretase yaşlı rezervuar (Alt Qamchuqa Formasyonu) kayalardan üretilen petrol kuyuları (Kz-1, Kz-2b, Kz-5, Kz-14) ise ağırlıklı olarak " a petrolü" bulunmaktadır. Bu kuyulardan Kz-2b deki petrol çok yüksek oranda asfalten içermesi (%16.3) nedeniyle tüm diğer petrolerden farklılaşmaktadır.



Şekil 5.1: Khabaz petrol sahasının petrol türü

Özellikleri farklı iki grup petrolün varlığı aşağıdaki şu olasılıkları akla getirmektedir.

- 1) Bu iki farklı petrol iki farklı ana kayadan türemiş olabilirler.
- 2) İki farklı petrol tek bir ana kayadan türemiş, ancak farklı olgunluk aşamalarında ana kayadan atılarak göç etmiş olabilirler.
- 3) İki farklı petrol tek bir ana kayadan türemiş, tek bir evrede göç etmiş, ancak daha sonra yerlerinde başkalaşmış olabilirler.

Kuzey Irak ve Khabaz petrol sahasının petrol jeolojisi ve saptanan petrolerin özelliklerinin değerlendirilmesi yoluyla bu üç olasılık aşağıda tartışılmıştır:

Kuzey Irak'ta ve Khabaz petrol sahasında üretilen petrolerin tek bir ana kayadan (Chia Gara Formasyonu) türemiş olduğu daha önceki çalışmalarda saptanmış olduğundan (Habba ve Abdullah, 1989) ilk olasılık anlamlı görünmemektedir. Ayrıca saptanan özelliklerin değerlendirilmesi sonucunda farklılıklar bulunsa da, bunların sınırlı oluşu,

üretilen petrolerin aynı kökenden geldiğine işaret etmektedir. Bunlar da birinci olasılığın mümkün olmadığını göstermektedir.

İkinci olasılık, Khabaz petrol sahasındaki özellikleri farkı petrolerin aynı ana kayadan (Chia Gara Formasyonu) iki farklı olgunluk aşamasında göç etmiş olmalarıdır. Bunun için Khabaz sahası yakınlarındaki bir depresyonda (kitchen area) Chia Gara Formasyonunda erken olgun dönemde oluşmuş düşük API graviteli ve yüksek asfalten içerikli petrolerin göç ederek Üst Qamchuqa Formasyonunda birikmiş olmaları; gömülme sürdüğü içinde ikinci daha olgun bir evrede yüksek API graviteli ve düşük asfalten içerikli petrolerin Jeribe ve Alt Qamchuqa rezervuarına göç ederek birikmeleri gerekecektir. Ancak Kuzey Irak Petrol Sisteminde Chia Gara Formasyonun'daki petrol oluşumunun mekan ve zamandaki dağılımı (Pitman ve diğ., 2004) bu senaryoyu desteklememektedir. Bunun yanı sıra farklı dönemlerde göç eden petrolerin farklı rezervuarları tercih etmiş olmalarının jeolojik bir gerekçesi bulunmamaktadır.

Kuzey Irak'ta ve Khabaz petrol sahasındaki petrolerin bazı kuyularda farklı özellikler göstermesinin, aynı ana kayadan ve tek bir evrede göç etmiş petrolerin daha sonra yerinde başkalaşmış olmalarına bağlı olduğu daha yüksek bir olasılık olarak değerlendirilmiştir. Bunun nedeni farklılıkların temel nedeninin API gravitesi ve asfalten oranına dayanması (Tablo 5.1) ve bu özelliklerin de yerinde başkalaşım süreçlerinden öncelikle etkilenmeleridir. Temel yerinde başkalaşım süreci biyodegradasyondur. Farklılıklar sunan petrolerin moleküler organik jeokimyasal özellikleri bilinmediğinden bu farklılaşmanın biyodegradasyondan kaynaklanıp kaynaklanmadığı belirlenememiştir. Ancak, Kz-2b kuyusundaki aşırı yüksek asfalten oranı ve buna bağlı düşük API gravitesi bunun olası olduğuna işaret etmektedir. Bu anlamda başkalaşmış petrolerin ağırlıklı olarak Üst Qamchuqa rezervuarında bulunmaları, başkalaşıma neden olan süreçlerin rezervuar kayaların diğer özellikleri ile de kontrol edildiğini düşündürmektedir.

Khabaz sahasındaki farklı rezervuarlardaki petrolerde saptanmış olan bileşimsel değişikliklerin göç sırasında ve/veya yerinde başkalaşma sonucunda geliştikleri neticesine varılmıştır.

Tablo 5.1: Khabaz petrol sahasındaki özellikler farklılıkları

Kuyular	Rezervuar	Derinlik (m)	API	Asfalten %
Khabaz-8	Tersiyer	2300	34.7	0.49
Kahabz-9	Tersiyer	2310	36.7	2.3
Kahabz-19	Tersiyer	2319	38.0	0.22
Khabaz-25	Tersiyer	2343	33.2	3.51
Khabaz-17	Tersiyer	2360	38.2	1.76
Khabaz-10	Tersiyer	2376	37.4	2.1
Khabaz-2a	Tersiyer	2668	35.5	0.31
Khabaz-3	Tersiyer	2749	37.6	0.54
Khabaz-11	Kretase (Üst Qamchuqa)	3070	28.7	4.35
Khabaz-7	Kretase (Üst Qamchuqa)	3114	21.5	3.84
Khabaz-4	Kretase (Üst Qamchuqa)	3137	22.4	11.2
Khabaz-13	Kretase (Üst Qamchuqa)	3210	37.4	1.68
Khabaz-14	Kretase (Alt Qamchuqa)	3295	34.0	1.02
Khabaz-5	Kretase (Alt Qamchuqa)	3300	40.7	0.25
Khabaz-1	Kretase (Alt Qamchuqa)	3441	35.0	1.2
Khabaz-2b	Kretase (Alt Qamchuqa)	3528	18.2	16.3

KAYNAKLAR

1. ABDUL-WAHAB, L.M., 1983, *Mineralogy of amphiboles and pyroxenes from recent sediments of the Tigris, Diyala and Adhaim Rivers, Iraq*, Yüksek lisan, University of Keele, UK.
2. AL-FARES, A.A., BOUMAN, M., JEANS, P., 1998, A new look at the Middle to Lower Cretaceous stratigraphy, offshore Kuwait. *GeoArabia* 3, 4 (543–560).
3. AL MOGREN, S., 2004, *Geophysical investigations on the Najd Fault System*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 48-78.
4. AL-RAWĪ, 1980, Provenance of Miocene Sandstones in Northern Iraq: Constraints From Framework Petrography, Bulk-Rock Geochemistry and Mineral Chemistry, *Russian Geology and Geophysics*, 50(2009), 517-534.
5. BELLEN R. and C., VAN, 1956, *The Stratigraphy of the Main Limestone of the Kirkuk, Bai Hassan and Qara Chauq Dagh structures in Northern Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
6. BELLEN R., C., VAN, DUNNINGTON, H., V., WETZEL R. and MORTON, D., 1959, *Lexique Stratigraphique Internal Asie. Iraq. Intern. Geol. Congr. Comm. Stratigr*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
7. BEYDOUN, Z.R., 1991, Arabian plate hydrocarbon, geology and potential: a plate tectonic approach. *AAPG Studies in Geology* 33, 77.
8. BEYDOUN, Z.R., 1997, Arabian plate oil and gas: why so rich and so prolific. *Episodes* 21 (2), 74–81.
9. BOLTON, C.M.G., 1958, *Geological map North Iraq*, Scale 1:10,000, Company report (276) SOM Library, Baghdad.
10. BUDAY, T. and JASSİM, S. Z., 1987, *The Regional Geology of Iraq*, Volume II; Tectonism, Magmatism and Metamorphism. Dar AL-Kutib publishing house, University of Mosul. Iraq. S 352.
11. BUDAY, T., 1980, *Stratigraphy and Palaeogeography*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.

12. BUDAY, T., 1980, *The Regional of Iraq*. Stratigraphy & Palaeogeography, vol. 1. State Organization for Minerals, Baghdad, Iraq, S 445.
13. CHATTON, M. and HART, E., 1960, *Revision of Tithonian-Albian stratigraphy of Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
14. CTYROKY, P. And KARİM, S. A., 1971, *Stratigraphy and paleontology of the Oligocene and Miocene strata near Anah, Euphrates vally*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
15. COLLINS, A. GENE, 1975, *Geochemistry of oil field waters*, Elsevier Scientific Publishing, S 496.
16. DITMAR, V. and IRAQ- SOVIET TEAM, 1972, *Geological conditions and hydrocarbon prospects of the Republic of Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
17. DUNNIGTON, H. V., 1953a, *Subsurface rock unit nomenclature for Northern Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
18. DUNNIGTON, H. V., 1958, *Generation, accumulation, and dissipation of oil in the Northern Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
19. GADDO, J., Algawi, M. O. And OSBORNE, J., 1958, *Final report on well Falluja I*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
20. HABBA, Y and ABDULLAH, M. B. 1989 *Geochemical Study of the Hydrocarbon Source Rocks in Northeast Iraq*. *Oil & Arab Co-operation*, 15, p. 12-51.
21. HAY, J. T. C. And ALGAWI, M. O., 1958, *Final report on well Mileh Tharthar No.1*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
22. HAY, J. T. C. And HART, R. E., 1959, *Final report on well Anah 2*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
23. HUSSEINI, M.I., 1992, *Upper Paleozoic tectono-sedimentary evolution of the Arabian and adjoining plates*. *Journal of the Geological Society* 149, 419–429.
24. HWANG, R. J., AHMED A. S. And MOLDOWAN, J. M., 1994, *Oil composition variation and reservoir continuity*, *Organic Geochemistry*, c. 21, sayı 2, s. 171-188.
25. JASSIM, SAAD Z. and GOFF, JEREMY C. , 2006, *Geology of Iraq*, first ed., Brno, Czech Republic, 80-7028-287-8.

26. JASSİM, S. Z., KARİM, S. A., BASİ, M., AL-MUBARAK, M. A. And MUNİR, J., 1984, *Final report on the regional geological survey of Iraq, Vol.3, Stratigraphy, Geology of Iraq*, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
27. JASSİM, S.Z., RAİSWELL, R., BOTTRELL, S.H., 1999, Genesis of Middle Miocene stratabound sulphur deposits of northern Iraq. *Journal of the Geological Society*, London 156, 25–39.
28. JASSİM, S. Z., HAGOPİAN, D. And AL HASHİMİ, 1987, *Geological Map of Iraq 1:1,000,000 Scale Series*, Baghdad, Publication of GEOSURV.
29. JOHNSON, R. E., 1961, *Final report on Samarra-1*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
30. LARTER, S. R. and ALPİN, A. C., 1995, *Rezervoir geochemistry*, Geological Society Special Publication No 86, 5-86.
31. LOOSVELD, R.J.H., BELL, A., TERKEN, J.J.M., 1996. The tectonic evolution of interior Oman. *GeoArabia* 1, 28–51.
32. MAJİD, A. H. And VEİZER, J., 1986, *Deposition and Chemical digenesis of Tertiary carbonates, Kirkuk oil field*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
33. NUMAN, N.M.S., 1997, A plate tectonic scenario for the Phanerozoic succession in Iraq. *Iraqi Geological Journal* 30, 85–110.
34. ODİSHU, K. Y. And OTHMAN, R. S., 1992, *Preliminary Geochemical Evaluation of Hydrocarbon Source Rock in Northern Parts of Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 243-249.
35. OWEN, R. M. S. And NASR, S. N., 1958, *The stratigraphy of the Kuwait-Basra area*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
36. PİTMEN, J. K., STEİNSHOUER, D. And LEWA, M. D., 2004, *Petroleum generation and migration in the Mesopotamian basin and Zagros fold belt of Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 243-249.
37. PRAZAK, J., 1974, *Stratigraphy and paleontology of the Miocene of the Western Desert, W. Iraq*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
38. Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D., Simmons, M.D., 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy. GeoArabia Special Publication*, vol. 2. Gulf PetroLink, Bahrain, 371pp.

39. ŞENGÖR, A.M.C., 1990, A new model for the Late Palaeozoic–Mesozoic tectonic evolution of Iran and implications for Oman. In: Robertson, A.H.F., Seale, M.P., Ries, A.C. (Eds.), The Geology and Tectonics of the Oman Region. *Geological Society of London*, Special Publication, vol. 49, 797–831.
40. SULİN, 1946, Suların jenetik sınıflaması ve petrol yataklarından gelen suların kimyasal özellikleri, in. Şahinci, A., 1991, *Doğal Suların Jeokimyası*, Reform Matbaası, Beyler-İzmir, 198-201.
41. TEMPLETON, R. S. M., CRANK, K. A. M. and BOUSİNGER, A. D., 1956, *Final report of on well Makhul No.2*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
42. TYRACEK, J. And YOUBERT, Y., 1975, *Report on the regional geological survey of Western Desert between T1 Oil pumping station and Wadi Hauran (Western Iraq)*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
43. Van Bellen, R.C., Dunnington, H., Wetzel, R., Morton, D.M., 1959. *Lexique Stratigraphique International*, Paris, Centre National recherche Scientifique Fasc 10a, Iraq, 333pp.
44. WETZEL, R., 1950, *Stratigraphy of Amadia region*, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.

ÖZGEÇMİŞ

14.01.1984 tarihinde Irak'ın Kerkük şehrinde doğdu. İlköğretimini, 1995 yılında, Kerkük'ün Aydınlık İlkokulu'nda tamamladı. Orta okulu Tisin Şehitleri'nde ve liseyi Kerkük Merkez Lisesi'nde devam etti.2001 yılında bu okuldan mezun oldu. Aynı yılda Bağdat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Petrol Mühendisliği Bölümüne kayıt oldu, Haziran 2006 da bu okuldan mezun oldu. Eylül 2007 Kerkük'te yapılan Türkçe test sınavını başarı ile geçerek Türkiye Cumhuriyeti'nde yüksek lisans yapmaya hak kazandı. Ekim 2007 da Ankara Gazi Üniversitesi'nde Türkçe Eğitim Ve Öğrenim Merkezi (TÖMER) bölümünde kayıt oldu. Temmuz 2008 de mezun olup ve TCS sınavını başarı ile geçerek İstanbul Üniversitesi'ni kazandı.14.10.2008 İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nde kayıt oldu. Tez danışmanları Prof. Dr. M. Namık YALÇIN ve Dr. Torhan M. AL-Mufti gözetiminde hazırladığı “Bir Petrol Sahasında Farklı Rezervuarlardaki Petrollerin Jeostatistiksel Değerlendirilmesi-Kuzey Irak” isimli tezde çalışmaktadır.