

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ**



**AFGANİSTAN'DA AMU-DARYA HAVZASI'NDAKİ ANGOT BÖLGESİ VE
ÇEVRESİNİN PETROL JEOLJİ İNCELENMESİ**

Hamidullah HİJRAN

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

JEOLJİ MÜHENDİSLİĞİ

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MART 2018

ANTALYA

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ**



**AFGANİSTAN'DA AMU-DARYA HAVZASI'NDAKİ ANGOT BÖLGESİ VE
ÇEVRESİNİN PETROL JEOLJİ İNCELENMESİ**

Hamidullah HİJRAN

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

JEOLJİ MÜHENDİSLİĞİ

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MART 2018

ANTALYA

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**AFGANİSTAN'DA AMU-DARYA HAVZASI'NDAKİ ANGOT BÖLGESİ VE
ÇEVRESİNİN PETROL JEOLJİ İNCELENMESİ**

**Hamidullah HİJRAN
JEOLJİ MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

MART 2018

T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

AFGANİSTAN’DA AMU-DARYA HAVZASI’NDAKİ ANGOT BÖLGESİ VE
ÇEVRESİNİN PETROL JEOLJİ İNCELENMESİ

Hamidullah HİJRAN
JEOLJİ MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ

Bu tez 23/03/2018 tarihinde jüri tarafından Oybirliği ile kabul edilmiştir.

Prof.Dr. Mehmet ALTUNSOY (Danışman)

Prof.Dr. Orhan ÖZÇELİK

Prof.Dr. Fuzuli YAĞMURLU

ÖZET

AFGANİSTAN AMU-DARYA HAVZASI'NDAKİ ANGOT BÖLGESİ VE ÇEVRESİNİN PETROL JEOLJİ İNCELENMESİ

Hamidullah HİJRAN

Yüksek Lisans Tezi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof.Dr. Mehmet ALTUNSOY

MART 2018; 60 Sayfa

Bu çalışmada Afganistan'ın kuzeyinde yer alan Amu-Darya Havza'na ait Angot bölgesi ve çevresinin petrol jeoloji incelenmesi amaçlanmaktadır.

Amu-Darya Havzası, kuzeybatıda İran'dan başlayarak güneydoğuya doğru uzanır ve Afganistan'ın kuzeyinde bulunur. Bu Havza Türkmenistan ve Özbekistan sınırları içerisinde de çok geniş alanları kapsar ve bu bölgelerde de önemli petrol üretim alanlarını içinde bulundurmaktadır. Havza, Kopet-Dağı ve Bande-Türkistan Dağlarının yüksek sırtlarını oluşturan alanların kuzeyinde kalmaktadır.

Afganistan'ın kuzey, kuzeybatı ve güneydoğu bölgelerinde keşfedilmemiş petrol ve doğalgaz havzaları vardır. Yapılan jeolojik ve jeofizik çalışmalar sonucunda yaklaşık 500 antiklinal yapısı belirlenmiştir. Bu antiklinallerin 67'si Kuzey Afganistan'dadır. Bu antiklinallerde 121 adet sondaj kuyusu açılmıştır. Bu çalışmalar sonucunda Kuzey Afganistan'da 8 gaz havzası 7 petrol havzası bulunmuştur, Angot, Akdarya, Bazarkamı, Kaşkari, Zamarudsay, Aliğül, Hocasilan petrol havzasıdır. Hocagogirdak, Carkoduk, Cuma, Başıkord, Yetimtağ, Cangalkalan, Hocaborhan, Çiğçi gaz havzasıdır.

Jura yaşlı formasyonlar ile Eosen yaşlı suzak formasyonu kaynak kaya özelliği taşımaktadır. Bu formasyonlar yeterli miktarda hidrokarbon için organik madde içermekte ve gerekli ısısal olgunluğu ulaşımlardır.

Üst jura yaşlı karbonat kayalar en iyi rezervuar kayaları oluşturmaktadır. Bunlar yeterli oranda gözeneklilik ve geçirgenliğe sahiptirler. Amu Darya havzası Angot bölgesinde hidrokarbonların birikimi için uygun kapan oluşumları da bulunmaktadır.

ANAHTAR KELİMELER: Amu-Darya, Petrol, Angot bölgesi, Kaynak Kaya, Olgunlaşma, Rezervuar

JÜRİ: Prof. Dr. Mehmet ALTUNSOY

Prof. Dr. Orhan ÖZÇELİK

Prof. Dr. Fuzuli YAĞMURLU

ABSTRACT

PETROLEUM GEOLOGY INVESTIGATION OF THE ANGOT REGION AND SURROUNDING IN THE AMU-DARYA BASIN (AFGHANISTAN)

Hamidullah HİJRAN

Master's Thesis, Department of Geological Engineering

Supervisor: Prof.Dr. Mehmet ALTUNSOY

March 2018; 60 pages

The aim of this study is to investigate the petroleum geology of the Angot region and its surrounding region that belongs to Amu-Darya Havza in the northern part of Afghanistan.

The Amu-Darya Basin is located in the area that starts from the north-west of Iran and headed towards South- East and Northern part of Afghanistan. This basin covers a wide range of area within the borders of Turkmenistan and Uzbekistan and also contains important oil production areas in these regions. The basin is located in the north of the Kopet- Mountains and the high ridges of the Bande-Turkistan Mountains.

There are so many undiscovered oil and gas basins in the northern, northwest and southeastern regions of Afghanistan. As a result of geological and geophysical studies, about 500 anticline structures were determined. Out of these 67 anticlines are in North Afghanistan. And in these anticlines, 121 drilling wells were opened.

In this study, as a result 7 oil fields and 8 gas basins have been found in Northern Afghanistan and in addition to that, Angotti, Akdary, Bazarkam, Kashkari, Zamarudsay, Aligöl, Hocasil are petroleum basins. Hocagogirdak, Carkoduk, Cuma, Başıkord, Yetimtag, Cangalkalan, Hocaborhan, Çığçı are gas basins.

The Jurassic old formations together with the Eocene aged Suzak formation that carries the feature of source rock. These formations that contain enough organic matter for hydrocarbons and have been reached to the required thermal gradient.

Upper Jurassic carbonate rocks constitute the best reservoir rocks. They have sufficient porosity and permeability. The Amu Darya basin also has suitable trap formations for the deposition of hydrocarbons in the Angot region.

KEYWORDS: Amu-Basin, Petroleum, Angot Region, Source Rock, Maturation, Reservoir

COMMITTEE: Prof. Dr. Mehmet ALTUNSOY

Prof. Dr. Orhan ÖZÇELİK

Prof. Dr. Fuzuli YAĞMURLU

ÖNSÖZ

Enerji insanların en önemli ve vazgeçilmez gereksinimlerin başında gelmektedir. Dünyamızın ekonomik ve politik geleceğine damgasını vuran petrol, önemini büyük ölçüde önümüzdeki yüzyılda da sürdürecektir. Gelişmişliğin ölçüsü kişi başına kullanılan enerji miktarı ile özdeşleşmiştir. Dünyada tüketilen birincil enerji'nin %40'nı petrol , %23'nü de doğal gaz oluşturmaktadır. Bu değerler Afganistan'da bir yere kadar geçerlidir. Enerjinin endüstrideki önemi azalmadığı sürece, bir enerji hammaddesi olan petrol üzerindeki araştırmalar bugüne kadar olduğu gibi bundan sonrada devam edecektir. Orta Asya büyük petrol rezervuarlarını içermektedir. Orta Asya ülkeleri arasında Afganistan önemli bir petrol ve doğal gaz rezervuarlarına sahiptir. Bu çalışmada Amu-Darya Havza'na ait Angot bölgesi ve çevresinin petrol jeoloji incelenmesi yapılmıştır.

Öncelikle çalışma konusunun belirlenmesinde ve yüksek lisans çalışmam sırasında bana göstermiş olduğu destek ve yardımlarından dolayı tezim süresince yardımlarını esirgemeyen Danışmanım Sayın Prof. Dr. Mehmet ALTUNSOY'a (A.Ü.Müh.Fak)' teşekkür ederim. Derslerim süresince destek ve yardımlarından dolayı çok değerli hocam Sayın Prof.Dr. Orhan ÖZÇELİK'e (A.Ü.Müh.Fak) ve Afganistan'da olan hocam Yrd. Doç. Dr. Muhammedî TUĞYAN'a teşekkür ederim. Yazım çalışmalarım sırasında yardımlarını esirgemeyen arkadaşlarım Asila ASİL ve Mustafa KAPLAN'a, maddi manevi desteklerini esirgemeyen ve hep yanımda olup destekleyen aileme, tez çalışmam süresince göstermiş oldukları her türlü anlayış ve yardımlarından dolayı Akdeniz Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü öğretim elemanlarına teşekkür ederim.

AKADEMİK BEYAN

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum ‘AFGANİSTAN AMU-DARYA HAVZASI’NDAKİ ANGOT BÖLGESİ VE ÇEVRESİNİN PETROL JEOLojİ İNCELENMESİ’ adlı bu çalışmanın, akademik kurallar ve etik değerlere uygun olarak bulunduğunu belirtir, bu tez çalışmasında bana ait olmayan tüm bilgilerin kaynağını gösterdiğimi beyan ederim.

23/03/2018

Hamidullah Hijran



İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	i
ABSTRACT.....	ii
ÖNSÖZ.....	iii
AKADEMİK BEYAN	vi
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	vii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	ix
1. GİRİŞ	1
2. KAYNAK TARAMASI	4
2.1. Petrol ve Petrol oluşumu	4
2.2. Organik Madde Türleri.....	6
2.3. Kerojen	6
2.4. Organik Maddenin Olgunlaşması ve Petrol Oluşumu.....	7
2.5. Organik Jeokimyasal ve Organik Petrografi Analizleri	10
2.5.1. Toplam organik karbon ve rock-eval piroliz analizi	10
2.5.2. Vitrit yansıma ölçümü	11
3. MATERYAL VE METOT	12
4. BULGULAR.....	13
4.1. Bölge Hakkında Genel Bilgiler	13
4.2. Topoğrafya.....	13
4.3. İklim ve bitki örtüsü	14
4.4. Önceki Çalışmalar	14
4.5. Amu-Darya Havzası'nın Litostratigrafisi	16
4.5.1. Baysun formasyonu	16
4.5.2. Hissar formasyonu	18
4.5.3. Gaurdak formasyonu	18
4.5.4. Karabil formasyonu	18
4.5.5. Kızıltaş formasyonu	19
4.5.6. Barremiyen formasyonu	19

4.5.7. Okuzbulak formasyonu.....	19
4.5.8. Kaligrek formasyonu	20
4.5.9. Gori formasyonu.....	20
4.5.10. Suzak formasyonu	21
4.5.11. Alay formasyonu	22
4.5.12. Talikan formasyonu	22
4.5.13. Susmar formasyonu	22
4.5.14. Şifa formasyonu.....	23
4.5.15. Koştangi formasyonu.....	23
4.5.16. Alüvyon	24
4.6. Angot Bölgesinin Petrol Jeolojisi Yönünden Değerlendirilmesi	24
4.7. Angot ve Kaşkari Sahasından Çıkan Petrollerin Fiziksel Özellikleri	35
4.8. Amu-Darya Havzasındaki Petrolün Kaynağı Ve Çökelme Ortamı	37
5. TARTIŞMA	38
6. SONUÇ	38
7. KAYNAKLAR	40
ÖZGEÇMİŞ	

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Simgeler

%	:Yüzde
‰	:Binde
°C	:Santigrad
C	:Karbon
CH ₃	:Metil Grubu
cm	:Santimetre
cm ³	:Santimetre Küp
COOH	:Karboksil Grubu
Gr	:Gram
H	:Hirojen
O	:Oksijen
Kg	:Kilogram
Km	:Kilometre
N	:Azot
OH	:Hidroksil Grubu
Ro	:Vitrinit Yansıması
H ₂ S	:Hidrojen Sülfür
TCF	:Trilyon Küp Fit
BBOE	:Milyar Varil Petrol Eşdeğeri
CPI	:Tüketici Fiyat Endeksi
mD	:Milidarcy
API	:Amerikan Petrol Enstitüsü Gravitesi

Kısaltmalar

AGS	:Afghanistan Geological Survey
CNPC	:China National Petroleum Corporation
IHS	:Energy
MOM	:Ministry of Mines and Petroleum
TOC	:Toplam Organik Karbon
USGS	:United States Geological Survey

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1. Amu Darya ve Afgan-Tacik Havzaların'ın lokasyonu..... Yeşil; petrol sahaları, Kırmızı; doğal gaz sahaları, Turuncu; her ikisini..... içeren sahaların lokasyonunu gösteren Afganistan haritası (IHS Energy 2005).....	2
Şekil 2. İncelenen bölgede Petrol üretim sahası (CNPCI 2013).....	3
Şekil 3. Organik maddeden hidrokarbon oluşumu (Tissot ve Welte. 1984).....	5
Şekil 4. Genel hidrokarbon oluşumunu gösterir şematik diyagram..... (Tissot vd. Kartsev 1971.).....	8
Şekil 5. Kuzey Afganistan'ın topografik haritası (Yaqub Zada 2015).....	13
Şekil 6. Kuzey Afganistan'ın Sari Pul ili meteoroloji 2000-2012 arasındaki yağış..... ve sıcaklık grafiği (CNPCI 2013)	14
Şekil 7. Amu–Darya Havzaları'nın genelleştirilmiş stratigrafik dikme kesiti..... (Klett vd. 2006'dan değiştirilerek alınmıştır).....	17
Şekil 8. Sari Pul ili kaflaton vadisi'nde Gori Formasyonun görünümü..... (Yaqub Zada 2015)	21
Şekil 9. Suzak Formasyonunun Sayad İlçesi yakınındaki görünümü..... (CNPCI 2013)	22
Şekil 10. Koştangin ve Suzak Formasyonunun Şançarak İlçesi yakınındaki..... görünümü (CNPCI 2013).....	23
Şekil 11. Amu-Darya havzasının toplam petrol sistemi ve petrol-gaz sahaları..... (Dikenshteyn vd. 1983).....	25
Şekil 12. Kuzey Afganistan Amu Darya Havzasındaki jeolojik kesit A-B	26
Şekil 13. Amu-Darya havzasının petrol ve gaz sahalarını gösteren yapısal haritası..... (Dikenshteyn vd. 1983).....	30
Şekil 14. Amu-Darya havzasının toplam petrol sistemi ve değerlendirme üniteleri..... (Dikenshteyn vd. 1983).....	32
Şekil 15. Angot ve Kaşkari Petrolerinin sıcaklığına kıyasla geri kazanılan ham..... Petrol hacmi yüzdesi (Peters vd. 2015).....	35
Şekil 16. Angot Sahası'nda Hauterivian petrolünün dağılımı..... (CNPCI 2013)	36
Şekil 17. C35S / C34S homohopan karşısında C29 / C30 hopane..... (Peters vd. 2005)	37

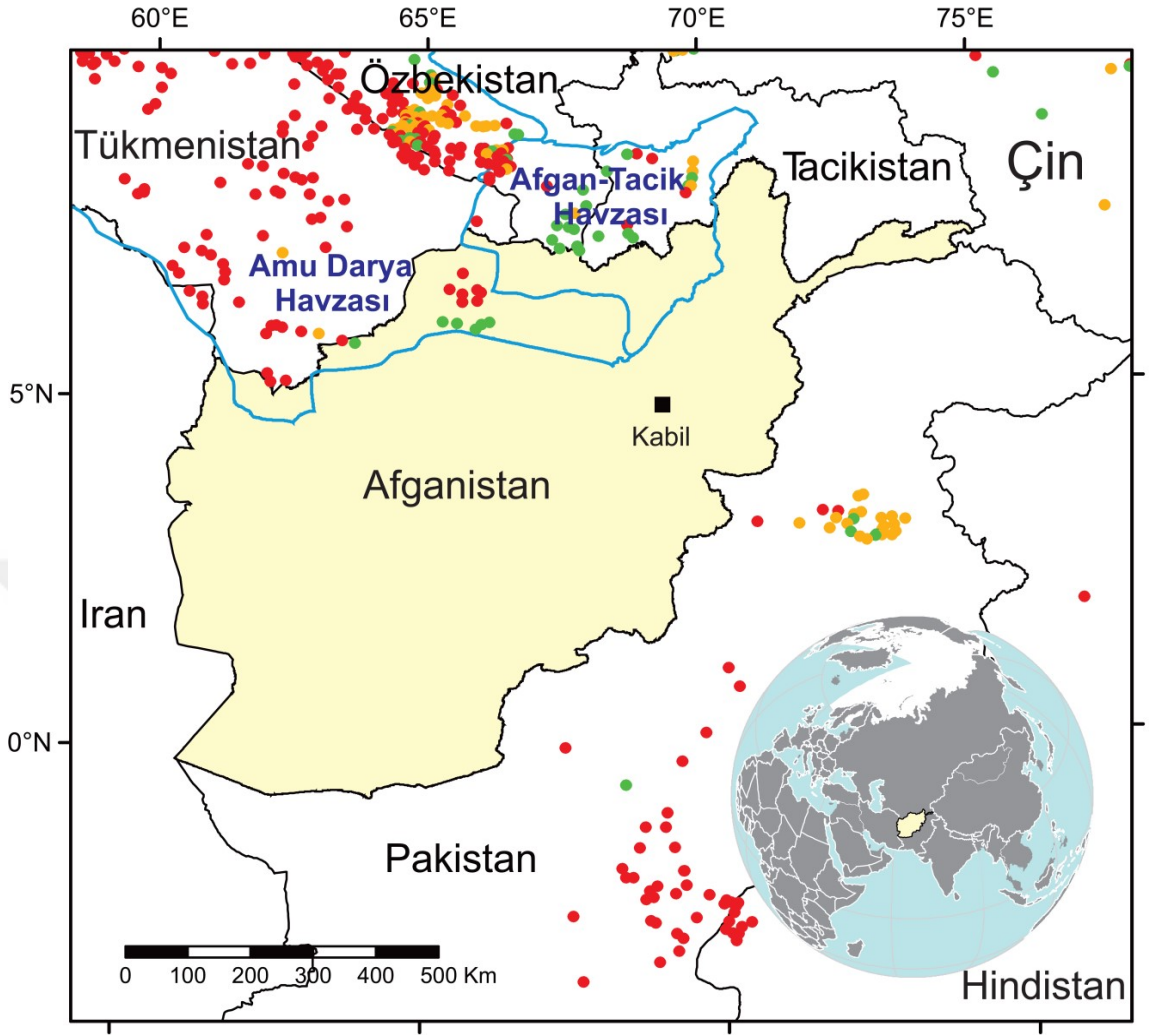
1. GİRİŞ

Afganistan ve dünyada petrole olan gereksinim son zamanlarda gelişen teknoloji ile büyük miktarlarda artmıştır. Petrol aramacılığının ilk yıllarında, petrol ve doğal gaz sızıntılarının yüzeyde görüldüğü yerlerde kuyular açılarak üretim gerçekleştirilmiştir. Son yıllarda ise modern teknolojilerle arama ve üretim yapılmaktadır.

Fakat petrolün bu şekilde aranması, bulunması ve üretilmesi oldukça pahalı olup aramalarındaki başarı oranı oldukça düşük olmuştur. Başarı oranının düşük olmasını, yeraltı yapısının tam olarak bilinmemesi, jeofizik ve jeokimyasal bilgilerin yeterli olmamasından kaynaklandığı düşünülen petrol şirketleri, 1950'li yıllardan sonra modern yöntemlerle aramaya başlamışlardır.

Petrol konusunda Ortadoğu özel bir yere sahiptir. Çünkü petrol kalitesinin ve petrol rezervlerinin en yüksek olduğu bölge Ortadoğu'dur. Ayrıca arama, çıkarma, taşıma gibi yönlerden kolaylığa sahip olduğu için Ortadoğu bu anlamda bir cazibe merkezidir. Zira dünyada petrol rezervlerine bakıldığında rezervlerin 102 milyar tonu (%57) Orta Doğu Ülkelerinde, 16,7 milyar tonu (%9) Rusya ve Bağımsız Devletler Topluluğu (BDT) ülkelerinde, 16,9 milyar tonu Afrika'da (%10) yer almaktadır. Ancak günümüzde dünyada bulunan enerji kaynaklarına, ispatlanmış rezervleri ve yıllık üretim oranları çerçevesinde bakılırsa, rezerv ömrünün; petrol için 44 yıl olacağı tahmin edilmektedir.

Orta Asya'da yer alan Afganistan'nın hem kıymetli madenler ve hem de petrol ve doğalgaz bakımından önemli potansiyele sahip bir ülke olduğu anlaşılmaktadır. Afganistan'da beş büyük ve bir küçük sedimenter havza bulunmaktadır (Şekil 1). Petrol arama ve geliştirme faaliyetlerinin neredeyse tamamı, Amu Darya ve Afgan-Tacik havzalarının bulunduğu Kuzey Afganistan ile sınırlandırılmıştır. 1957-1989 yıllarında toplam yedi petrol ve sekiz gaz sahası bulunmuştur. bu alanlar Kaşkari, Angot, Akdarya, Bazarkamı, Zamarudsay, Ali Gül, Hocasılan ile 8 Doğal gaz alanları Hocagirdak, Carkoduk, Cuma, Başıkord, Yetimtağ, Cangalkalan Hocaborhan, Çiğçi doğal gaz alanlarıdır.



Şekil 1. Amu Darya ve Afgan-Tacik Havzaların'ın lokasyonunu. Yeşil; petrol sahaları, Kırmızı; doğal gaz sahaları, Turuncu; her ikisini içeren sahaların lokasyonunu gösteren Afganistan haritası (IHS Energy 2005)

Kaynak kayaçlar, Alt ve Orta Jura kıtasal ve denizel klastik kayaçları ile kömürlerdir. Üst Jura (esas olarak Oxfordiyen) anoksik basenel siyah çamurtaşları içermekte olup toplam organik karbon içeriği % 2.5, Tip III kerojen ve ince kömür tabakalarına sahiptir. 1959-1965 yılları arasında, Afganistan'ın ilk petrol keşfi Angot sahasında olmuştur ve bu sahada önemli çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalarda 7 kuyu açılmış ve 2 tanesinde petrol bulunmuştur. 1967'den 1970'e yılına kadar Angot sahasında Hotriviyen yaşlı kayalarda petrol aramaları yapılmıştır. Yapılan 8 sondajdan 4 tanesinde petrol bulunmuş ve üretim başarı oranı % 63'e ulaşmıştır. 1986'dan 1987 yılına kadar olan çalışmalarda da Hotriviyen yaşlı kayaçlarda 7 kuyu açılmış, 4 tanesinde üretililecek miktarda petrol bulunmuştur.

a) İncelemenin Amacı

Bu çalışmanın temel amacı Afganistan'ın kuzeyinde yer alan Amu Darya havzasındaki Angot bölgesinin petrol jeolojisi yönünden incelemektir. Bu amaçla bölgede şimdiye kadar yapılan yayınlanmış ve yayınlanmamış bilgiler birlikte değerlendirilmiş, bölgede yapılan sondaj bilgileri elde edilmiş ve bu bilgiler yorumlanarak Angot bölgesinin petrol jeolojisi aydınlatılmıştır.

Bu çalışmadan ortaya çıkarılan en iyi sonuç daha önceden detaylı bir şekilde çalışılmayan bu havzanın bazı bölümlerinden elde edilen bilgiler ışığında, bu bölge petrol potansiyeli açısından değerlendirilmiş ve petrolün oluştuğu ana kayaçların organik jeokimyasal özellikleri ortaya konulmuştur.

b) İnceleme Alanının Konumu ve Morfolojisi

Çalışma alanı kuzey Afganistan'da Sari pul Şehrinin 5 km doğusunda yer almaktadır. Bu sahanın deniz seviyesinden yüksekliği 1110 m dir. Bölgede petrol Kızıltaş Formasyonu, Gauardak Formasyonu Okuzbulak Formasyonu ve Kaligrek Formasyonunda bulunmaktadır. Angot petrol alanında ilk sondaj 1956 yılında Hollandalı jeolog Dr. Tromp tarafından yapılmış ve Üst Jura - Kretase çökellerinde petrol ve doğal gaz bulunmuştur. Daha sonra Afganistan devletinin 2012 yılında Çin'le yaptığı anlaşmalar gereğince Kuzey Afganistan (Angot, Kashkari, Bazarkamı, Zamarudsay) petrol alanlarında arama ve çıkarma için 25 yıllık bir sözleşme imzalanmıştır. Bölge, Kuzey Afganistan Amu Darya havzası içerisinde en önemli konuma sahip olan petrol bölgesinden birisi olmaktadır. Afganistan'ın ekonomik büyüme ve kalkınması açısından bölgedeki petrol kaynaklarının incelenerek gerekli araştırmaların yapılması gerekmektedir. Bu kapsamda yapılacak olan bu çalışma incelenecek bölgenin ekonomik özelliği ve bilimsellik açısından özgün bir değer taşımaktadır.



Şekil 2. İncelenen bölgede petrol üretim sahası (CNPCI 2013)

2. KURAMSAL BİLGİLER VE KAYNAK TARAMALARI

2.1. Petrol ve Petrol oluşumu

Sözcük olarak “taşyağı” anlamına gelen petrol, doğada kompleks hidrokarbonlar karışımı olarak gaz, sıvı ve katı fazlarda bulunmaktadır. Gaz halinde bulunan petrole “doğal gaz” veya petrol gazı; sıvı halde bulunana da “Ham petrol” veya sadece “petrol” denir. Genel bileşiminde % 85 karbon , % 13 hidrojen ve % 0,1-1,5 oksijen –azot-kükürt bulunduran petrol, jeoloji biliminde “hidrokarbon” olarak da adlandırılmaktadır.

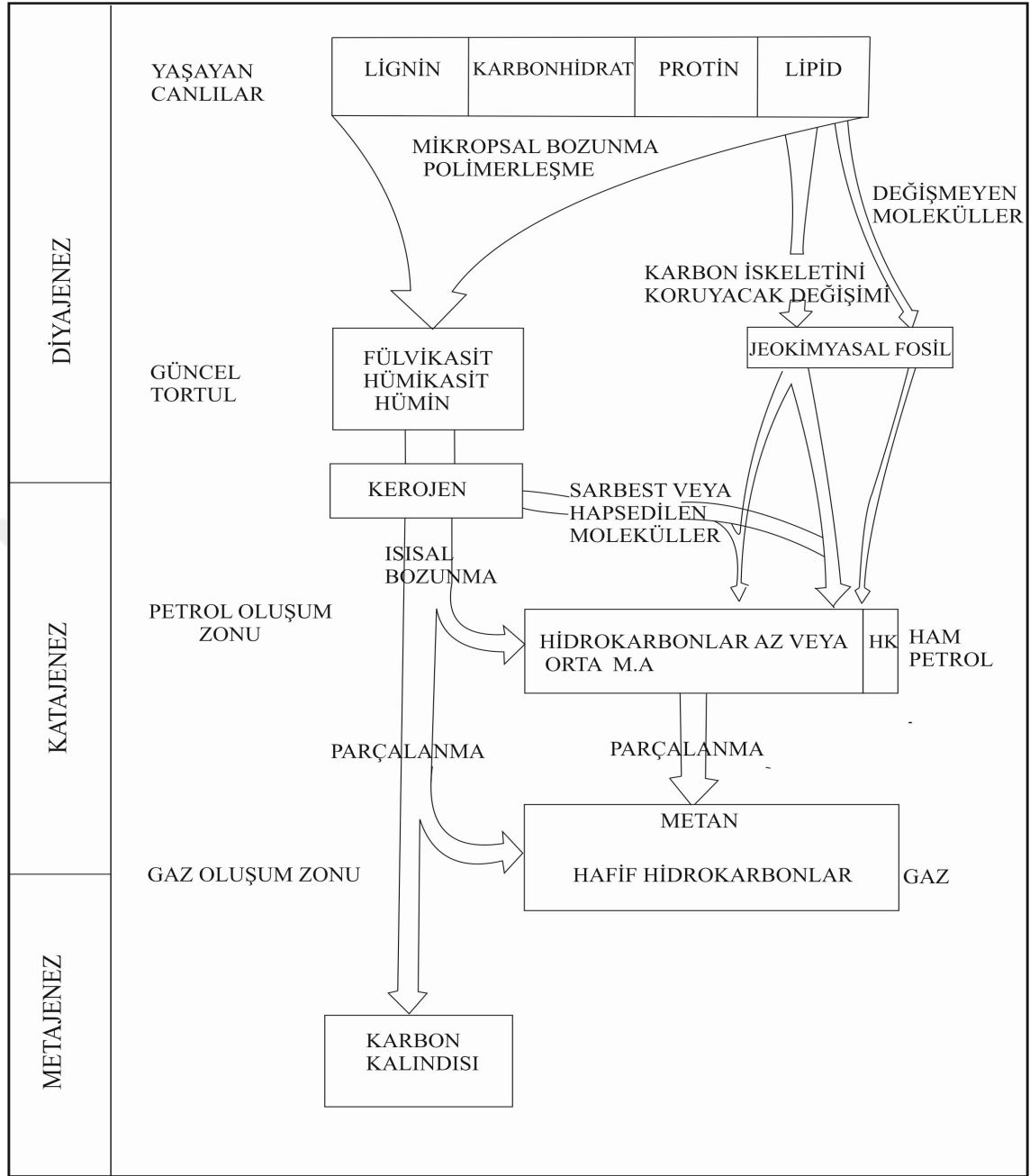
Petrole kaynak olabilecek organizmalar iki grupta toplanabilir;

a) Bitkiler: Deniz yosunları, diyatomeler, mantarlar, algal sporlar, bakteri ve dinoflagellatlar.

b) Hayvanlar: foraminiferler, radyolaryalar, süngerler, mercanlar, kurtlar, bryozoalar, molluskalar ve omurgalılar.

Petrol için birincil öncelikli kaynak deniz yosunlarıdır. İkinci derecede önemli olanlar ise diyatomeler ve planktonlardır. Karalardan taşınan organik maddelerden de petrol oluşabilmekte ise de bunların miktar olarak oranı denizel canlılara göre oldukça azdır. Petrole kaynak olan organizmaların yumuşak kısımlarında protein, karbonhidrat, yağ ve yağ asitleri gibi C ve H’ ce zengin moleküller bulunmaktadır. Canlı organizma öldüğünde bu yumuşak kısımları kil, marın, silt gibi ince taneli sedimanlar ile birlikte deniz tabanındaki çamur içerisinde birikir. Yüksek düzeyde organize olmuş polimer haldeki bu maddeler indirgen ortamlarda bir dizi kimyasal –biyokimyasal reaksiyonlarla önce daha basit monomerlere dönüşürler. Çözünürlükleri yüksik olan bu monomerler kendi aralarında yeniden birleşerek flüvik asit, hümik asit ve hümin gibi kolloidal jeopolimerleri oluşturdular. Jeopolimerlerin inorganik mineraller ile birlikte birikmesi ve katılaşması ile “kerojen” adı verilen organik maddece zengin kayaçları oluşurlar (Şekil 3). Lipid lerden oluşan monomerlerin büyük bir kısmı ise fazla bir değişikliğe uğramadan deniz tabandaki çamur içerisinde sıvı halde veya kerojene bağlanmış olarak kalırlar. Bu ürünlere “jeokimyasal” fosil veya “sapropel”adı verilir.

Sedimanların birkaç yüz metre veya en çok 1-2 km’ye kadar gömülmesiyle katajenetik evreye erişen kerojen termal parçalanmaya başlar. Önce içinde daha zayıf kimyasal bağlarla bağlanmış olan jeokimyasal fosillere ait ağır moleküller, daha sonra da kerojenin kendisinin parçalanmasıyla orta ve hafif hidrokarbon molekülleri açığa çıkar.



Şekil 3. Organik maddeden hidrokarbon oluşumu (Tissot ve Welte 1984)

Bu açıklamalardan organik maddelerden petrol oluşumu için iki farklı mekanizmanın var olduğu görülmektedir. Bunlardan birincisi sığ derinliklerde (birkaç on veya yüz metre) diyajenetik evrede, daha çok mikrobiyolojik faaliyetler sonucunda ve genellikle lipidlerden türeyen ağır moleküllü hidrokarbonlar, diğeri ise birkaç kilometre derinliklerde katajenetik evrede, daha çok protein ve polisakkaritlerden kaynaklanan kerojenin termal parçalanması ile türeyen orta ve hafif moleküllü hidrokarbonlardır. Son yıllarda yapılan araştırmalarla ikinci mekanizmanın daha etkin olduğu ortaya çıkarılmıştır.

2.2. Organik madde türleri

Kayaçlar içerisinde depolanan karasal ve denizel organik maddeler petrol üretme yeteneklerine göre üç ana gruba ayrılırlar. Alttan aydınlatma mikroskopta saptanan organik madde türleri:

Amorf organik maddeler: Belirgin bir şekli olmayan sarı-turuncu veya gri renkli organik maddelerdir. Denizel kökenli amorf organik maddelerin petrol üretme yeteneği çok yüksektir. Ancak bakteri etkisiyle bozunmuş karasal amorf organik maddelerin petrol üretme kabiliyet çok düşüktür.

Otsu organik maddeler: Karasal kökenli spor- polen ve kütikülden oluşan organik maddelerdir. Kimyasal yapılarında H/C oranı düşük, O/C oranı ise yüksektir. Bunlar denizel kökenli amorf organik maddelerden daha az petrol üretirler.

Odunsu organik maddeler: Bitkilerin selüloz, lignin gibi odunsu kısımlarından oluşur. Petrol üretme yetenekleri az olup genellikle gaz üretirler.

Kömürsü organik maddeler: Biyokimyasal etki ile bozunmuş veya aşırı ısı etkisinde kalmış organik maddelerdir. Petrol ve gaz üretme yetenekleri çok azdır.

Üstten aydınlatmalı mikroskopta saptanan organik madde türleri için yapılan sınıflamada maseral adı verilen organik bileşenler fiziksel, kimyasal ve optik özelliklerine göre üç ana gruba ayrılırlar.

Liptinit grubu: Spor, polen, kütin, reçine ve balmumu ile karbonhidratların bakteri etkisine uğramış kısımlarından oluşmaktadır. Spor ve kütin dışında liptinit grubu maserallerin belirgin bir dış yapıları yoktur. Mikroskopta ışığı en az yansıtan gruptur.

Vitrinit grubu: Genel olarak, yüksek karasal bitkilerin hücre duvarlarını oluşturan lignin ve selülozlardan türemiştir. Kimyasal yapılarında alifatik gruplar tarafından çevrelenmiş aromatik çekirdekler ana çatıyı oluşturur. Isı etkisiyle aromatik yapının uçlarındaki moleküller (OH, COOH, CH₃) koparak uzaklaşır. Bu moleküllerin uzaklaşması vitrinitlerin optik özelliklerinin düzenli olarak değişmesine neden olur.

Küçük moleküllerin kopmasıyla vitrinitlerde aromatik bileşikler çoğalır ve sıkı bir aromatik yapı ortaya çıkar. Aromatik yapının artmasıyla gelişen kristal yapısı nedeniyle vitrinitlerin mikroskopta ışığı yansıtma derecesi de düzenli olarak artar.

İnertinit grubu: Biyokimyasal süreçlerle parçalanmış ve yeniden depolanmış bitki kalıntılarından oluşur. Bakteri etkisi ve jeokimyasal süreçlerle alifatik bağlar kopar ve aromatik yapılar çoğalır. Mikroskopta ışığı yansıtma dereceleri çok yüksektir.

2.3. Kerojen

Kerojen, bakterilerle değiştirilmiş bitki ve hayvan kalıntılarından oluşmuş, organik çözücü veya asitle çözülmeyen ve tortullar içerisinde dağınık halde bulunan koyu renkli bir maddedir. Kerojen kimyası değişken olup, isim olarak bir bileşik olmasından başka artık maddeler dizisini sembolize eder. Temel yapısı azot, kükürt ve

oksijen atomlarından oluşan aromatik halka levhaların kümelenmesinden oluşur. Levhaların kenarlarına normal parafinler içeren çeşitli organik bileşikler bağlanmıştır. Termal parçalanma, ana kerojen moleküllerinden bunları ayırır ve duyarlı parafin bileşiklerini oluşturur.

Kerojenler genel olarak, kimyasal özelliklerine göre 3 bölümde incelenmektedir.

I.tip kerojen: Özellikle denizel kökenli basit yapılı Botryococcus ve Tasmanites gibi yosunlardan türeyen I. Tip kerojenlerin kimyasal yapısında alifatik zincirler ile birlikte az oranda aromatik bileşikler bulunmaktadır. Bu tür kerojenler, ısı etkisinin artışıyla bünyelerindeki H/C oranı yüksek olan uzun zincirli alifatik bileşiklerin kopmasıyla petrol moleküllerini oluşturur.

II.tip kerojen: Bu tip kerojenler genellikle denizel ve karasal kökenli organik maddelerin bulunduğu yerlerde oluşmaktadır. Kimyasal yapısındaki aromatik bileşikler I. Tip kerojenlere göre daha fazladır. Moleküler yapısında H/C oranı düşüktür. Bu nedenle petrol oluşturma yeteneği I.tip kerojene göre daha azdır.

III.tip kerojen: Bu tip kerojenler, karasal kökenli organik maddelerden türemişlerdir. Özellikle yüksek karasal bitkilerin yapısında aromatik bileşiklerin çoğunlukta olması ve O/C oranının yüksekliği nedeniyle petrol türetme yeteneği az olup, kömür ve gaz oluşumu için önemlidir.

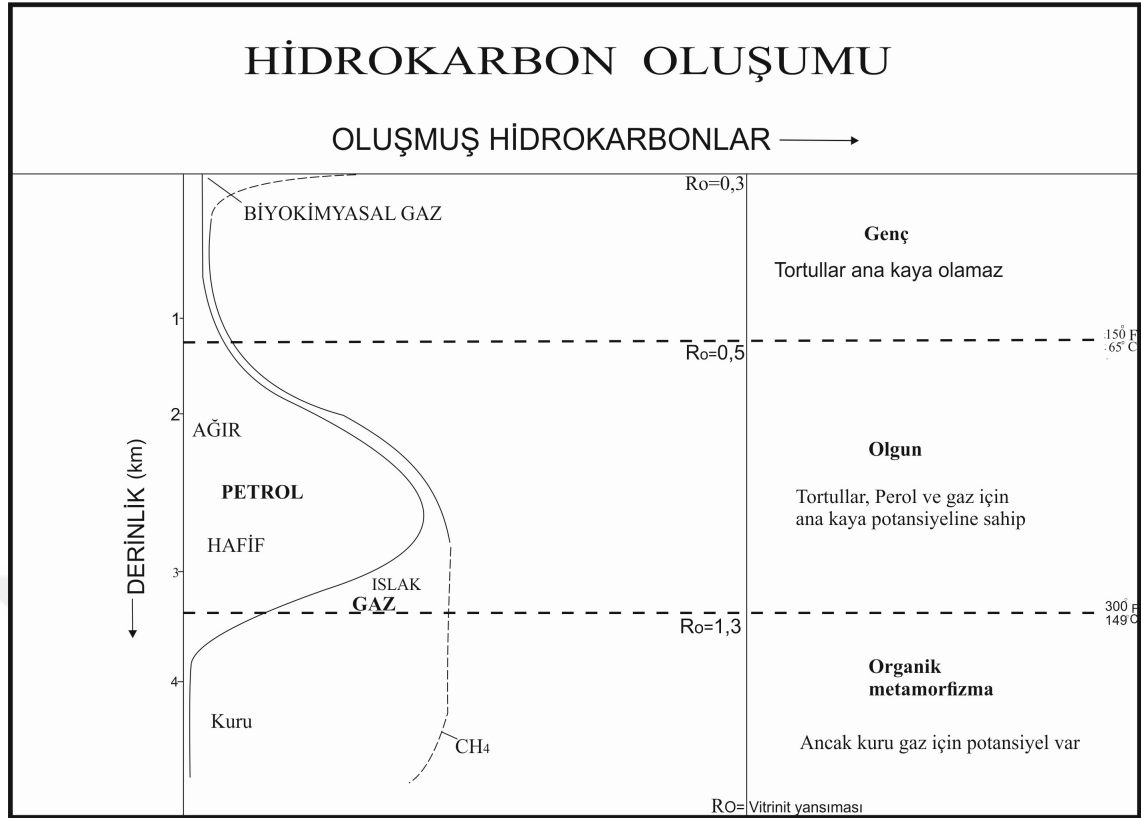
Kerojenler mikroskopik özelliklerine göre iki bölümde incelenmektedir:

Amorf kerojen: Yosunlardan türemiş bir dış yapısı olmayan ilksel rengi sarı veya turuncu olan organik maddelerdir. Amorf kerojenlerden önemli ölçüde sıvı hidrokarbon türeyebilmektedir. Bu tip kerojenlerin genel olarak I.tip kerojenin eş değeri olduğu kabul edilebilir.

Hümitik kerojen: Başlıca selüloz, lignin ve karbonhidratlardan türemiş belirgin bir dış yapıya sahip organik maddedir. Özellikle karasal bitki kökenli olan bu tip kerojenlerin petrol türetme yeteneği zayıf olup, gaz ve kömür oluşumu için önemlidir. Genel olarak III.tip kerojenin eşdeğeridir.

2.4. Organik maddenin olgunlaşması ve petrol oluşumu

Kayaçlar içinde depolanan organik maddelerin kimyasal ve fiziksel yapıları, ısı artışı karşısında duraysızdır. Organik maddelerin bünyelerindeki moleküllerin ısı artışı ile parçalanarak petrol ve gaz moleküllerini oluşturmaya “organik olgunlaşma” denir (Şekil 4).



Şekil 4. Genel hidrokarbon oluşumunu gösterir şematik diyagram (Tissot vd. 1971)

Bir havzadaki petrol oluşumu şu faktörlere bağlıdır:

Organik madde topluluğı: Oluşacak petrolün tipi ve miktarı çökelen organik maddenin tipi ve miktarı ile doğrudan ilişkilidir. Yeterli oranda petrol oluşabilmesi için şeyl türü kaynak kayacın içinde en az % 0.5, karbonatlar ise en az % 0.3 organik karbon bulundurması gerekir (Tissot ve Welte 1984).

Sıcaklık: Petrol oluşumunda rol oynayan en önemli fiziksel faktördür. Sedimanter organik maddelerden sıvı ve gaz hidrokarbonların koparılması için ısıya gereksinim vardır. Derinlere indikçe artan bu sıcaklık uzun zaman süreci içinde organik maddeler üzerinde etkili olmaktadır. Petrol oluşumunun başlaması için en az 60 °C'ye gereksinim vardır. Bu düzeyden itibaren uzun zaman süreci içinde oluşan petrol yavaş yavaş oluştuğı ana kaya dışında atılır ve göç yoluyla hazne kayaçta toplanır. Petrolü oluşturan sıvı hidrokarbonların korunabileceğı en yüksek sıcaklık 150 °C'dır. Daha yüksek sıcaklıklarda sıvı hidrokarbonlar parçalanarak gaz moleküllerini oluştururlar.

Zaman: Sıcaklık ve zaman petrol oluşumunda birbirini tamamlayan iki unsurdur. Düşük sıcaklıklarda petrol oluşumu için uygun zamana gereksinim vardır. Yüksek sıcaklıklarda ise hızlı gelişen reaksiyonlar sonunda kısa zamanda petrol oluşabilmektedir. Bu nedenle genç fakat yüksek jeotermal gradyana sahip sıcak basenlerde petrole rastlamak olasıdır.

Basınç: Basıncın petrole oluşumuna bir katkısı olmadığı ve petrol oluşumunu geciktirdiğini birçok araştırmacı, yaptıkları çalışmalar sonucunda ortaya koymuşlardır.

Yukarıda açıklanan koşullar altında sedimanlar içinde dağınık halde bulunan organik maddeler dört ayrı başkalaşım evresi geçirirler (Tissot ve Welte 1984). Bu evreler sırasıyla şunlardır.

Diyaenetik evre: Yeni çökelmiş sedimanlar içinde bol miktarda gözenek suyu, büyük miktarda mineral, cansız organik madde ve canlı organizma bulunmaktadır. Çökelme havzasında organik maddelerle birlikte bulunan sedimanlar gerek kendi basınçları gerekse üzerindeki su kütlesinin basıncıyla suyunu kaybederek taşlaşma evresine geçerler. Gömülmenin ilerlemesiyle sediman içindeki organik maddeler yeni ortam koşullarına uyum sağlamaya çalışırlar. Sedimanların pekişmesine, sıkışmasına, gömülmesine neden olan ve sığ derinliklerde gözlenen bu değişimlerin tümüne “diyaeniz”, bu evreye de “diyaenetik evre” denir. Sıcaklık ve basınç artışının az olduğu bu evrede derinlik birkaç yüz metre dolayındadır. Bazı durumlarda 2000 metreye varır.

Yeni ortam koşullarına uyum sağlamak için organik maddede bazı değişiklikler meydana gelmektedir. Başlangıçta protein, karbonhidrat gibi biyojenik polimerler (biyopolimerler), sedimantasyon ve erken diyajenez sırasında meydana gelen hidratasyon ve mikrobiyolojik etkinlikler sonucu parçalanırlar. Ortaya çıkan organik parçalar daha kararlı aminoasit, fülvik asit, hümik asit gibi kolloidal jeopolimerleri oluştururlar. Suda çözülür jeopolimerler suda çözünürlüklerini kaybederek jölemsi ve peltems bir şekle dönüşerek yarı katı haldeki hüminleri meydana getirirler. Denizel ortamda ve daha çok denizel canlılardan meydana gelen jeopolimerlerin pekişmesinden oluşan kayaca “kerojen” denir.

Diyaenez, sedimanter organik madde içindeki hümik asit miktarının ihmal edilebilecek düzeye inmesiyle son bulur. Bu sınırdan vitrinit yansıması % 0.5 olup linyitlerde yumuşak kahverengi linyitleri ile parlak linyitler arasındaki sınıra denk gelir.

Katajenetik evre: Sedimantasyonun ilerlemesi ve eski sedimanların birkaç kilometre derine gömülmesi ile önemli bir sıcaklık ve basınç artışı meydana gelmektedir. Tektonik olaylarda bu artışta etkin rol oynamaktadır. Bu evrede ortamın sıcaklığı 50 °C-150 °C, Basınç 300-1500 bar arasındadır. Bu artışlar sonucu sistem dengesizliğe itilmekte ve yeni değişimler olmaktadır.

Mineral bileşimlerinde önemli bir değişiklik olmamasına rağmen kayacın sıkıştığı için gözeneklilik ve geçirimsizlik azalmakta, gözenekler arasında kalan su ise tuzluluk açısından aşırı doygun hale gelmektedir. Organik maddelerde de önemli değişiklikler meydana gelmektedir. Kerojenin termal parçalanmaya başlaması ile önemli oranda sıvı petrol ve gaz oluşmaktadır. Katajenetik evre kerojen içindeki alifatik karbon zincirlerinin kayboluşuna kadar devam eder. Artık kalan organik maddeler antrasite dönüşerek düzenli yapılar oluşturmaya başlarlar. Bu evrenin sonunda vitrinit yansıması % 2 dolaylarındadır.

Metajenetik evre: Katajenetik evrede organik maddeden önemli miktarda petrol ve gaz oluşmuş, evrenin sonunda gaz üretimi devam etmesine rağmen sistem yeniden dengeye ulaşmıştır. Sedimanların gömülmesi devam ettikçe, kıvrılmalar geliştikçe, hidrotermal etkinlikler arttıkça metamorfizma koşulların yaklaşılmaktadır. Bu evrede kömürler bünyelerindeki son metan gazına da dışarı atarak kristalin bir yapı kazanırlar ve

antrasite dönüşürler. İnorganik maddeler için bu evreye erken metamorfizma veya ankimetamorfizma denir. Organik maddeler için ise metajenetik evre denir. Bu evrenin sonunda vitrinit yansıması % 4 dür.

Metamorfik evre: İnorganik maddeler için gerçek metamorfizma yeşil şist fasiyesinin gelişimi ile başlar, Amfibolit ile gelişir. Bu evrede kömürler meta-antrasite, kerojen artıkları ise grafitte dönüşür.

2.5. Organik Jeokimyasal ve Organik Petrografi Analizler

Kayaçlar içerisindeki katı organik maddenin fiziksel ve optik özelliklerinin incelenmesi amacıyla organik petrografi analizleri yapılır.

İndirgen anaerobik ortamda çökelmiş ince tane organik maddece zengin kayaçlara petrolün ana kayası denir. Petrolün kayanak kayaları, basenlerde indirgen koşullarda depolanan siyah renkli şeyler, mikritik kireçtaşları ve marnlardır. Bu kayaçlar organik maddenin biriktiği ve organik maddenin uygun koşullar altında toplandığı bir yer olarak görülebilir. Bunların içinde biriken ve toplanan organik madde petrolün ana maddesini oluşturur. Toplam organik karbon (TOC) ve piroliz petrol kaynak kayası potansiyelini açığa çıkarmak için kullanılan organik jeokimyasal analiz yöntemleridir.

2.5.1. Toplam Organik Karbon ve Rock – Eval Piroliz Analizi

Kaynak kayaların ekonomik miktarda petrol türetebilmeleri için belirli miktarlarda organik madde içermeleri gerekmektedir. Organik madde miktarının belirlenmesi kaya içerisindeki toplam organik karbon miktarının ortaya çıkarılması ile belirlenebilmektedir. Toplam karbon kayacın içindeki kerojene ait karbon miktarı ile bu kerojenden türemiş fakat kaya dışına atılamamış hidrokarbona ait karbonların toplamıdır (Durand vd 1972, Jonathan vd 1976). Toplam organik karbon (TOC) analizi kaya örnekleri içerisindeki toplam organik karbon miktarının ölçüldüğü bir analiz tekniğidir.

Toplam organik karbon (TOC) analizi diğer aşamalarda yapılacak olan analizlerin devamı için gerekli bir kriterdir. Çünkü TOC değeri düşük olan kayaçların potansiyel kaynak kaya olabilme özelliği yoktur. Bu tür kayalar içinde bir miktar petrol oluşsa bile bu petrol kaynak kaya dışına atılmamaktadır, atılsa bile gittiği yerde önemli bir birikim sağlayamamaktadır.

Genellikle ağırlık yüzdesi cinsinden % 0.5'den fazla miktarda organik karbon içeren kayalar ana kaya olabilirler (Tissot vd. 1987). Rock-Eval analizi, sedimanter kayalar içindeki organik madde tipini ve olgunlaşma derecesini ölçmek amacıyla kullanılan bir yöntemdir (Tissot ve Welte 1978). TOC verileri Rock – Eval piroliz işlemi ile de edilmektedir ve bu yöntem ile organik madde miktarının yanı sıra tipi de belirlenerek kaynak kaya potansiyeli yorumlanabilmektedir (Espitalie vd. 1977).

2.5.2. Vitrit Yansıma Ölçümü

Vitrit yansıma ölçümü günümüzde petrol aramacılığında geniş ölçüde kullanılmaktadır. Kömür içindeki maseral gruplarından birini oluşturan vitritler, bitkilerin gövde kısımlarından oluşmaktadır.

Vitrit yasması analizi tekniği, vitrit grubu maserallerin gömülme artışına bağlı olarak artan oranlarda ışığı yansıma özelliğine dayanmaktadır. Işık yansımasının artma sebebi, vitrit maseralinin ısı artışına paralel olarak aromatik yapılarının artması ve düzenlenmesi ile bağlantılıdır. Bu yöntemde vitritin kullanılma sebebi, söz konusu ışık yansıma artışının diğer maseral gruplarına oranla daha düzenli olarak gerçekleşmesidir.

Organik maddece zengin sedimanter kayalar bileşimlerinde belirli oranda vitrit bulundurulur. Belirli işlemler yapıldıktan sonra vitritler parlatılmış yüzeyler haline gelirler ve bu yüzeylerin yansımaları ölçülerek bir fotometre aracılığıyla sayısal değerlere dönüştürülmektedir. Dolayısıyla ana kayanın olgunluk derecesi hakkında kesin sonuçlar elde edilmektedir (Tissot ve Welte. 1978).

3. MATERYAL VE METOT

Amu-Darya Havzası'nda çalışmalarına devam kurum ve kuruluşlardan yasal izin dahilinde elde edilen bilgiler bu çalışmanın ana hatlarını oluşturmuştur. Havza hakkındaki bilgiler literatürden elde edilmiş ve havzanın değerlendirilmesi açısından dikkate alınmıştır.

İnceleme alanı ve çevresiyle ilgili detaylı bir literatür araştırması yapılmıştır. Genel kapsamda araştırmalar hem Afganistan'da ve hem de Akdeniz Üniversitesi bünyesinde yürütülmüştür. Afganistan'daki çalışmalarda bölgede araştırma yapan kurum ve kuruluşlardan hem yayınlanmış bilgiler ve hem de yayınlanmamış ham veriler yasal izinler dahilinde elde edilmiştir.

Derlediğimiz bilgilerden Amu-Darya Havzası'nın jeolojik, jeokimyasal ve petrol jeolojisi özellikleri bir araya getirilmiştir. Konu ile ilgili harita, kesit ve grafikler çizilerek petrol jeolojisi özellikleri değerlendirilmiştir.

4. BULGULAR VE ARAŞTIRMA

4.1. Bölge Hakkında Genel Bilgiler

Angot Petrol sahası kuzey Afganistan'da Saripul Şehrinin 5 km doğusunda yer almaktadır. Bu sahanın deniz seviyesinden yüksekliği 1110 m dir. Bölgede petrol Kızıltaş Formasyonu, Okuzbulak Formasyonu ve Kaligrek Formasyonunda bulunmaktadır. Angot petrol alanında ilk sondaj 1956 yılında Hollandalı jeolog Dr. Tromp tarafından yapılmış ve Üst Jura - Kretase çökellerinde petrol ve doğal gaz bulunmuştur. Angot sahasındaki en önemli petrol keşfi 1967 yılında olmuş ve bu alandan çeşitli şirketler tarafından çok önemli petrol üretimleri gerçekleştirilmiştir.

Afganistan'ın kuzeyinde birçok dağlar ve ovalar yer almaktadır. Dağların ortalama yüksekliği 4000 metre civarındadır. Çalışma alanında sarp kayalar sert bir topografya sunmaktadır. Angot Sahasının topografik bakımdan kuzey ve batı kısmında yüksek Türkistan dağları bulunur. Coğrafik olarak Kuzey Afganistan üç büyük kısma ayrılır. Birincisi Hindu Kuş, Pamir gibi yüksek dağlar, Farhar, Bamiyan ve Sari Pul gibi daha alçak dağlar ve Marmul gibi ovalar görülür (Şekil 5).

4.2. Topoğrafya

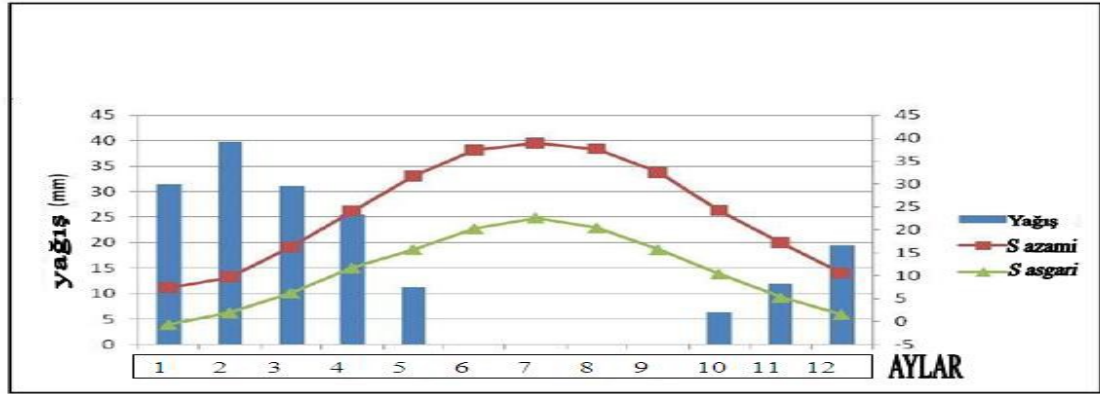
Çalışma alanının da içinde bulunduğu Kuzey Afganistan oldukça dağlık ve tepeliklerden oluşur. Bunların yükseklikleri 1168-1240 metre aralığında değişir. Bu bölümdeki dağlar ve tepeler kuzey Afganistan boyunca doğudan batıya ve kuzey batıya doğru devam eder. Bunların isimleri doğudan batıya doğru Amu, Farhar, Bamiyan, Talikan, Polhumri, Balkh, Sari Pul ve Harirud dağlarıdır (Şekil 5).



Şekil 5. Kuzey Afganistan'ın topografik haritası (Yaqub Zada 2015)

4.3. İklim ve bitki örtüsü

İnceleme alanı olan Angot petrol alanı Kuzey Afganistan'da yer almaktadır. Coğrafik bakımdan Mirzawalang dağlarında yer alır ve bu bölgeler oldukça yüksek alanlardır. Bölgenin iklimi yıl boyunca değişir. Yazları sıcak ve az yağışlı, kışları da yağışlı ve nispeten ılık geçer. En sıcak aylar Mayıs-Temmuz ayları olup sıcaklık ortalaması 31-38°C ve en soğuk aylar Ocak-Mart ayları olup ortalaması 0-6°C'dir. Yıl boyunca bu bölgede yıllık yağış Ekim ayında 6 mm ve Şubat ayında 38 mm'dir.



Şekil 6. Kuzey Afganistan'ın Sari Pul ili meteoroloji 2000-2012 arasındaki yağış ve Sıcaklık grafiği (CNPCI 2013)

4.4. Önceki Çalışmalar

Kuzey Afganistan'ın jeoloji, petrol ve doğal gaz kaynaklarını belirlemeye yönelik daha önce çalışmış olan araştırmacılar şu sonuçlara ulaşmışlardır;

Midikat (1880) İlk defa Afganistan'ın kuzey bölgelerini araştırarak jeolojik yapısı hakkında temel bilgileri ortaya koymuştur.

Gerisbah (1886) Afganistan topraklarında araştırmalarını Kabil'den başlayıp, Pulhumri, Kakar-Dodkaş ve Şebergan İllerine kadar devam ettirmiş ve bu bölgelerin stratigrafisi hakkında bilgi vermiştir.

V.İ. Şirkof (1958-1959) 1:200 000 ölçekli jeolojik harita yapmış ve ilk kez Kuzey Afganistan'ın stratigrafisi tespit ederek Orta Asya ile karşılaştırmıştır.

Haydan (1911) Gerisbah'ın yaptığı araştırmaları daha da geliştirerek Kuzey Afganistan'ın stratigrafisini tamamlamıştır.

S.V.Tromp (1961) Angot sahasında Okuzbulak formasyonu (Apsiyen), Kaligrek formasyonu (Albiyen) ve Kızıltaş formasyonu (Hotriviyen)'de petrol oluşumlarını keşfetmiştir. 1967 yılında Afganistan'da bu alanlarda yapılan çalışmalarda Kızıltaş formasyonundan elde edilen petrol üretim debisinin günlük 65 ton olduğunu ifade etmiştir.

A.M. Maknof (1964) 1:50000 ölçekli jeolojik haritası hazırlamış ve stratigrafi çalışmalarında Kretase, Paleojen ve Neojen çökelleri üzerinde incelemeler yapmıştır. Petrol ve doğal gaz araştırması için yapılan sondajların Kretase katlarının Kaşkari alanında başlayıp Angot alanının Kretase çökellerine geçtiği ve 1442 m derinlikte Paleozoyik kayaçlar ile Angot alanının Kretase çökellerinden itibaren petrol üretimlerinin günde 1 kuyuda 0,7 metreküp olduğunu belirtmiştir.

The U.S. Geological Survey (USGS) (1980-1990). U. S. Geological Araştırma Kuzeybatı Afganistan'da geniş bölgesel petrol ve doğal gaz kaynakları aramaları yapmışlardır. Afganistan'daki var olan petrol ve doğal gaz projesinin Afgan jeologlar ile birlikte Afganistan'ın petrol jeolojisini doğru bir şekilde ortaya koymak için mevcut tüm jeokimyasal, jeolojik, sismik, tektonik ve petrol arama ve üretim verilerini kullanarak çalışmalar gerçekleştirmişlerdir. USGS Araştırmacıları, Afganistan Maden ve petrol Bakanlığı (AMMI) ile birlikte, Afganistan'ın enerji alt yapısının yeniden inşası ve geliştirilmesi için gerekli verileri sağlamak için öncelikli olarak Kuzey bölgesinde bulunan keşfedilmemiş petrol ve doğal gaz kaynaklarının kapsamlı bir değerlendirmesini yapmışlardır.

Brookfield ve Hashmat (2001) Afganistan'ın kuzey, Kuzeybatı ve bu bölgelere yakın olan alanların jeolojisi ve petrol potansiyelini incelemişlerdir. Bu bölgelerde var olan yapısal kapanlardaki hidrokarbonların birikimi muhtemelen tamamen Neojen'de gerçekleştiğini açıklamışlardır. Başta olan Alt Jura kaynak kayaları termal gaz penceresinde bulunsun da erken Tersiyer döneminde Üst Jura kapan yokluğunda hakim Alt Kretase rezervuarlarına göç etmeleri için yeterli zaman olduğunu ortaya koymuşlardır. Güneye doğru hidrokarbon göçüne yardımcı olan hiç bir bölgesel yapının var olmadığını ve kapanların tamamen yapısal ve küçük olduğunu açıklamışlardır. Bu nedenle, platform üzerinde büyük petrol alanları keşfetmek için az şans olduğunu söylemişlerdir. Öte yandan, petrolün oluşumunun çoğunun Erken Tersiyer ve petrol birikimini Geç Tersiyer'e ait kalın Sinorojenik klastikler altındaki kapanlarda yüzeyde kaybolmuş olabileceğini açıklamışlardır.

Ulmishek (2004). Türkmenistan, Özbekistan, Afganistan ve İran sınırları içerisinde yer alan Amu-Darya Havzasının petrol jeolojisi ve kaynakları konusunda çalışmalar yapmıştır. Araştırmacı, adı geçen havzanın tektonostratigrafik gelişimini, güncel yapısını, toplam petrol sistemlerini, petrol oluşumunu, köken kaya- hazne kaya ve kapanlarını ortaya koymuştur.

The U.S. Geological Survey (USGS) (2006) United States Geological Survey ve Afganistan Maden ve petrol Bakanlığı Ortak Petrol ve Doğal Gaz Kaynak Değerlendirme Ekibi ile iş birliği içinde, jeolojiye dayalı bir değerlendirme metodolojisini kullanarak Kuzey Afganistan'da keşfedilmemiş petrolün rezervuarını tahmin etmişlerdir. Sonuçta 1.596 milyon varil ham petrol, 15.687 milyar fit küp doğal gaz ve 562 milyon varil doğal gazın var olduğunu ortaya koymuşlardır. Keşfedilmemiş ham petrolün çoğu Afgan-Tacik Havzası'nda, keşfedilmemiş doğal gazın büyük kısmının Amu Darya Havzası'nda yer aldığını açıklamışlardır.

The U.S. Geological Survey (USGS) (2011) Amu Darya ile Afgan-Tacik Havzaları'nda keşfedilmemiş, teknik olarak geri kazanılabilir, konvensiyonel petrol ve doğalgaz kaynaklarının rezervuarını Afganistan, İran, Tacikistan, Türkmenistan ve

Özbekistan'da araştırmışlardır. Amu Darya Havzası için keşfedilmemiş, teknik olarak geri kazanılabilir konvansiyonel petrol ve gaz kaynaklarının tahmini ortalama rezarvuarını yaklaşık 962 milyar varil MMB ham petrol, 52.025 milyar kübik feet (BCF) doğal gaz ve 582 MMB kondanse olarak açıklamışlardır. Afgan-Tacik Havzası için keşfedilmemiş teknik olarak geri kazanılabilir, konvansiyonel petrol ve gaz kaynaklarının tahmini ortalama rezarvuarlarını yaklaşık 946 MMB ham petrol, 7,072 BCF doğal gaz (225 BCF bağlı ve çözölmüş doğal gaz ve 6.847 BCF ilişkisiz doğal gaz) ve 85 MMB kondanse (petrol birikimlerinde 4 MMB doğal gaz ve ilişkili olmayan gaz birikimlerinde 81 MMB toplam sıvı) olarak açıklamışlardır.

4.5. Amu-Darya Havzası'nın Litostratigrafisi

Avrasya ve Hint Plakaların çarpışması, havzanın kuzey bölümünün yükselmesine ve güney kısmının ise Amu Darya ve Afgan-Tacik Havzaları olarak ikiye bölmesine neden olmuştur. Amu Darya ve Afgan-Tacik Havzalarının Neojen öncesine ait olan jeoloji tarihi ve stratigrafisi aşağıdaki gibidir;

1. Paleozoyik - Triyas yaşlı taban kompleksi
2. Jura - Paleojen sedimanter örtü
3. Neojen- Holosen yaşlı orojenik klastikler

Çalışma alanı ve çevresindeki formasyonlar komşu ülkelerde de (Özbekistan, Türkmenistan ve Tacikistan) yüzlek verdiği için adlandırmalar adı geçen ülkelerde yapılan çalışmalara dayanılarak verilmiştir. Formasyonların adlamaları genellikle Ivanov vd (1978)'in yaptığı çalışmalarından alınmıştır. Angot Bölgesinde Mesozoyik yaşlı kayalar temeli oluşturmaktadır. Bölgede çökelen Formasyonların özellikleri aşağıda anlatıldığı gibidir.

Triyas yaşlı kayalar genellikle Amu Darya ve Afgan-Tacik Havzaları'nda deforme olmuş ve kısmen metamorfizmaya uğramıştır. Jura - Senozoyik çökellerinin altında bulunanları ise deformasyona uğramamışlardır. Bu kayalar petrol üretimi açısından aşırı olgunlaşmış ve petrol üretimi için ekonomik bir taban olarak düşünülmektedir.

4.5.1. Baysun Formasyonu

Bu formasyon Angot petrol bölgesinde yüzeyde mostra vermemesine rağmen açılan kuyularda bulunmaktadır (Amirgöl ve Saba,1991). Ancak Afganistan'a komşu olan Özbekistan'a Baysun Havzasında bulunduğu için adını da buradan almıştır. Afganistan'ın kuzeyindeki bölgede yer alan ve Sari Pul ili Angot petrol sahasında yapılan sondajlarda bu formasyona sıkça rastlanılmıştır. Bölgedeki jeolojik birimlerin tabanını bu formasyon oluşturmaktadır (Şekil 7). Baysun formasyonunun üzerinde ise Hissar Formasyonu uyumlu olarak bulunmaktadır. Baysun formasyonu Alt ve Orta Jura yaşlı çökellerden oluşmuştur. Litolojik bileşimi ise geri renkli kumtaşı, üst bölümlerine doğru ince tabakalı ve kahve renkli çamur taşları yer alır. Bu formasyonun bölgede yapılan sondajlardaki kalınlığı 30 m dir.

MA	SİSTEM	SERİ	KAT	KALINLIK(m)	FORMASYON						
10 20 30 40 50 60 70	SENOZOYİK	NEOJEN		30-120		OROJENİK KLASTİK SEDİMANLAR(MOLAS9)					
			MİYOSEN	MESSİNİAN			KOŞTANGIN				
				TORTONİAN	220-430						
				SERRAVALİAN							
				LANGHİAN							
		BURDİGANİAN		0-300	ŞEFAL						
		PALEOJEN	EOSEN	AKUTİANİAN		0-80		SUMSAR			
				ÇATTİAN							
				RUPELİAN							
				PRIABONİAN	0-50				TALIKAN		
BARTONİAN	0-50			TURKİSTAN							
PALEOSEN	EÖSEN	LUTETİAN	0-230	0-230	ALAY	REZERVUAR					
		YPRESİAN			SUZAK	KAYANAK					
		THANETİAN			150-600	BUKHARA AKDZHAR	REZERVUAR				
		SELANDİAN									
		DANİAN									
80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200	MESOZOYİK	KRETASE	ÜST	SENONIAN	50-800		ÖRTÜ REZERVUAR				
				KAMPANİAN				50-300			
				SANRONİAN							
				KONİASİAN							
				TURONİAN							
			SENOMANİAN								
			ALT	ALBİAN	0-170	KALIGREK					
				APTİAN		OKUZBULAK					
				BARREMİAN		BARREMİAN					
				NEOCOMİAN		HAUTRİVİAN		70-170	KIZILTAŞ		
		VALANJİNİAN				ALMURAD					
		BERRİASİAN	0-190		KARABİL						
		JURA	ÜST	TİTHONİAN	0-700		GAURDAK				
				KİMMERİDGİN							
				OXFORDİAN							
				ORTA				KALLOVİAN	0-30		REZERVUAR/KAYNAK
								BATHONAIN			
			BAJOSİAN								
			AALENİAN								
			ALT	TOARSİAN	BAYSUN	KAYNAK					
PLIENSPAÇİAN											
SİNEMURİAN											
HETTANJİAN											
RHAETİAN											
					KANONIN(KHANKIN)						

Şekil 7. Amu-Derya Havzası'nın genelleştirilmiş stratigrafik dikey kesiti (Klett vd. 2006a'dan değiştirilerek alınmıştır)

4.5.2. Hissar Formasyonu

Hissar Formasyonu ‘nun adı Tacikistan’ın Hissar bölgesinden alınmıştır. 1978 yılında yapılan sondajların sonuncusu olan 8. Kuyudan elde edilen örneklerde görülmüştür. Bu nedenle Afganistan’ın kuzey petrol bölgelerinde de benzer birimler yer aldığı için aynı adlama kullanılmış ve Hissar Formasyon olarak adlandırılmıştır. Hissar Formasyonu Kuzey Afganistan petrol alanları olan Kaşkari ve Angot bölgelerinde yüzeyde mostra vermemekte ancak sondajlarla kesilmektedir. Altta bulunan Baysun Formasyonu ile uyumlu, üstte bulunan Gaurdak Formasyonu ile de uyumlu olarak görülmüştür (Şekil 7).

Hissar Formasyonu alttan üste doğru orta-ince tabakalı, gri renkli kireçtaşı yeşilimsi renkli çamurtaşı ve dolomit litolojilerini içermektedir. Bu Formasyonun kireçtaşı litolojileri tüm bölgede oluşan petrolün hazne kayasını oluşturmaktadır. Hissar Formasyonu Üst Jura’nın Oxfordiyen ve Kimmericiyen katlarında çökelmiştir. Bu formasyon inceleme sahasına yakın bölgelerde bulunan Akdarya petrol alanındaki sondajlarda 18 m kalınlıkta bulunmasına rağmen diğer alanlarda 700 m’ye kadar çıkan kalınlıkları ölçülmüştür.

4.5.3. Gaurdak Formasyonu

Bu formasyonun adı Türkmenistan’da bulunan yüzlekleri nedeniyle bu ülkeden alınmıştır. Kuzey Afganistan petrol alanlarında yüzlek vermemesine rağmen Kaşkari, Angot ve Akdarya petrol alanlarında yapılan sondajlarda 302 metreye kadar ulaşan kalınlıklarda bulunmuştur. Gaurdak Formasyonu Üst Jura’nın Titaniyen katında çökelmiş olup, Hissar formasyonunun üstüne uyumlu olarak gelmiştir. Üstünde bulunan Karabil Formasyonu ise uyumsuz olarak yerleşmiştir. Bu formasyon genellikle evaporitik kayalardan oluşmuştur. Gaurdak Formasyonunun alt kısımlarında anhidrit, kalın ve orta tabakalı çamurtaşı ve ince tabakalı tuzlar yer almaktadır. Üst kesimlerinde ise açık kırmızı renkli çamurtaşlarından oluşur. Angot petrol sahasının ve Kuzey Afganistan’da bulunan diğer petrol sahalarında petrol örtü kayası olarak kabul edilmektedir. Bu formasyonu Angot sahasında yapılan sondajlarda 265 m, Akdarya sahasında yapılan sondajlarda 302 m ve Kaşkari sahasında yapılan sondajlarda 250 m kalınlıklarda olduğu görülmüştür.

4.5.4. Karabil Formasyonu

Bu formasyon’un adı Tacikistan sınırları içerisinde kalan Karabil bölgesinden alınmıştır. Karabil Formasyonu’na Kuzey Afganistan’ın petrol alanlarında yapılan çalışmalarda yüzeyde rastlanılmamasına rağmen bölgede yapılan sondajlarda rastlanılmıştır. Bu formasyon Gaurdak formasyonun üstünde uyumsuz olarak yer almaktadır. Üstte ise Kızıltaş formasyonu uyumlu olarak bulunur. Bu formasyonun litolojileri çamurtaşı, silttaşı ve ince tabakalı kumtaşından meydana gelmiştir. Alt Kretase’nin Berriasiyen ve Valanjiniyen katlarına karşılık gelen yaşlarda çökelmiştir. Kuzey Afganistan’ın Kaşkari, Angot ve Zamarudsay petrol alanlarında açılan sondajlarda farklı kalınlıklarla görülmüştür. Kaşkari petrol alanındaki kalınlığı 95 m, Angot petrol alanında 106 m ve Zamarudsay petrol alanında ise 130 metre kalınlık ölçülmüştür (VZG 2004).

4.5.5. Kızıltaş Formasyonu

Kızıltaş formasyonu farklı kalınlıklarda Afganistan'ın kuzeyinde yüzlekler görülmektedir. Ayrıca Afganistan'ın komşusu Özbekistan sınırları içerisinde de bolca yüzeylemeler bulunmakta ve ismini de burada yer alan Kızıltaş bölgesinden almıştır. Bölgede yapılan tüm sondajlarda bu formasyona rastlanmıştır. Bu formasyonun Samangan ili Taşkorgan ilçesi yakınlarında yüzlekleri görülmektedir.

Kızıltaş Formasyonunun litolojisi kırmızı renkli kumtaşı, ince tabakalı kireçtaşı ve sarımsı ince taneli çamurtaşı ardalanmasından oluşmuştur. Kızıltaş Formasyonu Alt Kretase (Hotriviyen) çökellerinden oluşmuştur. Alttaki Karabil formasyonu ile uyumsuzdur. Kızıltaş Formasyonunun Kuzey Afganistan petrol sahalarında Angot, Kaşkari ve diğer alanlarda petrol hazne kayası olarak bulunduğu belirlenmiştir. Bu formasyon bölgede farklı kalınlıklarla görülmüştür. Angot petrol sahasındaki kalınlığı 170 metre, Kaşkari petrol sahasında 132 - 143 metre arasında, Akdarya petrol alanında 145 metre, Zamarudsay'da 126 metre kalınlıkta görülmüştür (VZG 2004).

4.5.6. Barremiyen Formasyonu

Bu formasyon Kuzey Afganistan'daki petrol alanlarında yüzeyde görülmemiştir. Ancak yapılan sondajlarda rastlanmıştır. Barremiyen formasyonun litolojik özelliklerine göre iki kısımdan oluşur. Alt kısmı gri renkli kireçtaşı, dolomit, kırmızı renkli anhidrit (10-15 metre kalınlıkta) ve üst kısmı ince tabakalı gri renkli çamurtaşı ve anhidritten oluşmuştur. Barremiyen formasyonun kalınlığı toplam 170 metredir ve Kuzey Afganistan'da Kaşkari petrol alanında 76 metre, Angot petrol alanında 170 metre olarak ölçülmüştür. Bu formasyon Barremiyen (Alt Kretase) yaşlıdır. Kızıltaş formasyonu üstünde uyumlu olarak yer alır (Dzhalilov vd. 1982; Dastyar vd. 1990).

4.5.7. Okuzbulak Formasyonu

Okuzbulak formasyonu'da diğer formasyonlar gibi kuzey Afganistan'da petrol alanlarında farklı yerlerde görülmektedir. Bu formasyonun ismi de Afganistan'ın komşu ülkesi Özbekistan'dan Okuzbulak bölgesinden alınmıştır, Angot, Akdarya ve Kaşkari petrol sahalarında yapılan sondajlarda bu formasyon rastlanmıştır. Okuzbulak formasyonu Barremiyen formasyonu üstünde uyumlu bir şekilde yer almaktadır. Formasyonun üstünde de Kaligrek formasyonu ile uyumludur. Bu formasyonun kalınlığı kuzey Afganistan'da petrol sahalarında farklı görülmektedir. Angot Petrol sahasındaki kalınlığı 150 metre, Kaşkari alanda 40 metre, Akdarya Petrol alanında 15 metre olarak ölçülmüştür. Okuzbulak formasyonunun birimleri Apsiyen (Alt Kretase) çökellerinden oluşmuştur. Formasyonun litolojisi kumtaşı, gri renkli kireçtaşı, çamurtaşı ve gri renkli marndır. Kalınlığı 200 metreye kadar ulaşmaktadır (Dzhalilov vd. 1982).

4.5.8. Kaligrek Formasyonu

Kaligrek Formasyonu Türkmenistan topraklarında Kaligrek bölgesinde görülmüştür ve adını da buradan almıştır. Kuzey Afganistan petrol sahalarında yapılan sondajlarda bu formasyona rastlanmıştır. Çökelleri ise alt bölümlerde yeşilimsi çamurtaşı, gri renkli kumtaşı, orta kısımda kireçtaşı, marn ve üst kısımda ise kireçtaşından oluşmuştur. Kaligrek formasyonunun Alt Kretase yaşlı bölümünün Kaşkari alanında kalınlığı 43 metre, Angot petrol sahasında 17 metre, Akdarya petrol sahasında 270 metredir. Üst Kretase (Senomaniyen) yaşlı çökellerinin alt kısmı çamurtaşı, ince tabakalı kumtaşı, üst kısmı gri renkli kireçtaşı ve üstünde gri renkli çamurtaşından oluşmuştur. Değişik alanlarda farklı kalınlığa sahiptir. Kalınlığı Angot petrol sahasında 13 metre, Kaşkari sahasında 16 metre olarak ölçülmüştür. Turoniyen ve Santoniyen yaşlı çökeller gri renkli çamurtaşı, marn, ince taneli kumtaşı ve kireçtaşından oluşmuştur. Bu çökeller değişik petrol alanlarında farklı kalınlıklardadır. Kaşkari petrol alanında 94 metre, Angot petrol alanında 197 metre, Akdarya sahasında 10 metre olarak ölçülmüştür (Dzhalilov vd.1982).

4.5.9. Gori Formasyonu

Gori formasyonu Kuzey Afganistan'da Bağlan ilinin batı kısımlarında yer alan Gori Köyü dolaylarında görüldüğü için adı geçen formasyona bu ad verilmiştir. Gori formasyonu Üst Kretase çökellerinin litolojik bileşimi ince tabakalı gri ve mavimsi renkli kireçtaşı ve marndır. Paleosen yaşlı çökelleri ince tabakalı marn üstüne ince tabakalı mavi renkli kireçtaşlarından oluşmuştur. Bu formasyon Kaligrek formasyonu üstünde uyumsuz olarak yer alır. Üzerinde uyumlu olarak Suzak formasyonu bulunur. Gori formasyonu Üst Kretase-Paleosen yaşlıdır. Gori formasyonu Kuzey Afganistan'da Sari pul ilinin güney tarafındaki Kaflaton Deresi'nde görülür (Şekil 8) ve petrol alanlarında Kaşkari, Angot, Akdarya, Bazarkamı ve Zamarudsay'da 150-600 metre kalınlıklarda ölçülmüştür. Kaşkari petrol alanındaki kalınlığı 500 metre, Angot sahasında 310 metre, Akdarya petrol alanında 370 metre, Bazarkamı 250 metre, Zamarudsay petrol alanında 243 metre, Bağlan ilinde 600 metre olarak ölçülmüştür.



Şekil 8. Sari Pul ili Kaflaton Vadisi'nde Gori Formasyonunun görünümü (Yaqub Zada 2015)

4.5.10. Suzak Formasyonu

Suzak formasyonu Kuzey Afganistan'da Türkistan Dağları'nda görülmüştür ve bu formasyonun Kuzey Afganistan'ın Samangan ilinin Taşkorgan ilçesinin 11 km kuzey tarafında yüzeyde mostra verir. Formasyon içinden gaz çıkışları olduğu için Suzak formasyonu adı verilmiştir (Şekil 9). Bu formasyonun litolojik bileşimi altta ince tabakalı çamurtaşı, marn ve gri renkli ince tabakalı kireçtaşıdan oluşmuştur. Suzak formasyonu Gori formasyonunun üstüne uyumlu olarak yer almaktadır. Bu formasyon İpresiyen (Eosen) çökellerinden oluşmuştur. Angot petrol alanındaki sondajlarda kalınlığı 152 metre, Kaşkari petrol alanında sondajlarda kalınlığı 140 metre ve Akdarya petrol sahasında kалаğını 147 metredir (Amirgöl ve Saba 1991).



Şekil 9. Suzak Formasyonunun Sayad İlçesi Yakınındaki Görünümü(CNPCI 2013)

4.5.11. Alay Formasyonu

Alay formasyonu Kuzey Afganistan’da Samangan ili Taşkorgan ilçesine Aliabad Köyü’nde görüldüğünden dolayı Alay formasyonu olarak adlandırılmıştır. Bu formasyon Suzak formasyonunun üstünde uyumlu olarak yer almaktadır. Üzerinde ise Talikan formasyonu uyumlu olarak bulunur. Alay formasyonu Eosen (Lütesiyen, Bartoniyen) yaşlı çökellerden oluşmuştur. Bu formasyonun alt kısmı orta kalınlıkta kireçtaşı ve üst kesiminde gri renkli ince tabakalı çamurtaşı bulunur. Alay formasyonu Sari pul ili Kuzey kısmı Sayad ilçesinde ve Samangan ili Taşkorgan ilçesinde yeryüzünde görülür ve kalınlığı 21 metredir. Bu formasyonun ortalama kalınlığı 120 metredir (Dzhalilov vd.1982).

4.5.12. Talikan Formasyonu

Talikan formasyonu Kuzey Afganistan’ın Talikan şehrinde görüldüğü için bu ad kullanılmıştır. Talikan formasyonu Alay formasyonun üstüne uyumlu olarak gelmiştir. Formasyonun litolojisi ise ince tabakalı kumtaşı ve bunların üstünde de sert kireçtaşlarından oluşmuştur. Bu formasyon Eosen (Priyaboniyen) çökellerinden oluşmuştur. Sari pul ili Sayad ilçesinin doğusunda da görülür. Kalınlığı 600 metredir (VZG 2004).

4.5.13. Susmar Formasyonu

Susmar formasyonu Kuzey Afganistan’da Kunduz ili Susmar Köyü’nde görüldüğünden Susmar formasyonu diye adlandırılmıştır. Bu formasyon Talikan birimlerinin üstünde uyumlu olarak yer almaktadır. Üzerindeki Şifa formasyonu ile de uyumludur. Susmar formasyonu Oligosen’de (Rupeliyen, Şattiyen) oluşmuş ve litolojik bileşimi alt kısmı sarı renkli sert ince tabakalı kumtaşı ve üst kısmı ince tabakalı

çamurtaşından oluşmuştur. Kunduz ili Susmar köyünde kalınlığı 80 metre olarak ölçülmüştür.

4.5.14. Şifa Formasyonu

Şifa formasyonu Sari pul ilinin doğusundaki Şifa köyünde görüldüğünden bu isim verilmiştir. Bu formasyon Kunduz ilinin çevresinde de yüzeylemektedir. Susmar formasyonunun üstüne uyumsuz olarak gelir. Üzerinde Koştangın formasyonu uyumlu olarak bulunur. Bu formasyon Miyosen (Akitaniyen, Burdigaliyen ve Langiyen) yaşlı ve toplam kalınlığı 300 metredir. Şifa formasyonun alt kısmı kireçtaşı ve üstüne sarı renkli ince tabakalı kumtaşı, orta kısmı kireçtaşından oluşmuştur. Kalınlığı 170 metre kadardır.

4.5.15. Koştangın Formasyonu

Koştangın formasyonu Kuzey Afganistan'da Taşkorgan ilçesinin Koştangın köyünde Dar Dere'de görüldüğünden bu isim verilmiş ve bu formasyon Kuzey Afganistan Saripul ili Sayad ilçesinin çevrelerinde de görülmüştür (Şekil 10). Bu formasyon Şifa formasyonunun üstünde uyumlu olarak yer alır. Koştangın formasyonu açık sarı ve kırmızı renkli çamurtaşından oluşmuştur. Koştangın formasyonu Sari pul ilindeki Kuru Gölü'nün kıyılarında farklı kalınlıklarda görünür. Bu formasyonun kalınlığı 220-430 metre ölçülmüştür. Koştangın formasyonu Miyosen (Serravaliyen, Tortoniyen, Messiniyen) çökellerinden oluşmuştur (Dastyar vd. 1990).



Şekil 10. Koştangın ve Suzak Formasyonunun Sançarak İlçesi Yakınındaki Görünümü (CNPCI 2013)

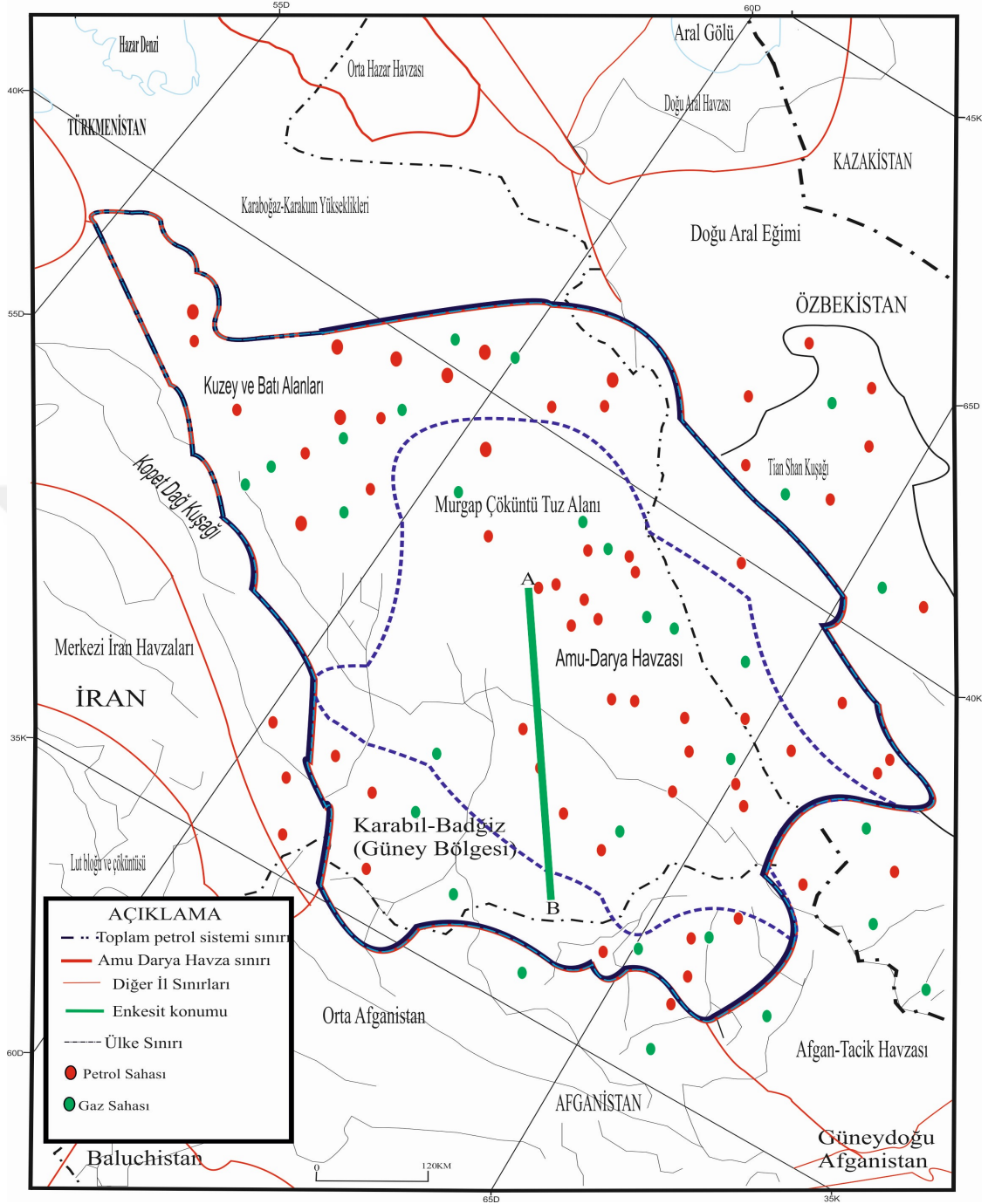
4.5.16. Alüvyon

Kuvaterner yaşlı Alüvyonlar Afganistan Kuzey bölgelerde Sari pul ilinin etrafında geniş bir alanda yayılmıştır. Kuvaterner çökelleri Koştangın formasyonunun üstüne uyumsuz şekilde yer almaktadır. Kuvaterner çökellerinin litolojik bileşimi alt kısmı kil, kum ve sarı renkli çakıllardan oluşur. Üst kısmı erozyondan dolayı aşınmıştır. Birimin kalınlığı 120 metre civarındadır.

4.6. Angot Bölgesinin Petrol Jeolojisi Yönünden Değerlendirilmesi

Angot bölgesinin içinde bulunduğu Amu-Darya Havzasındaki petrol aramaları II. Dünya Savaşı'ndan önce başlamıştır ve ağırlıklı olarak gravimetrik ve manyetik haritalama ile sık kabuk kesimlerinde sondajların açılması ile sınırlı kalmıştır. 1950'lerin başında çalışmalara devam edilmiş ve 1953'de Buhara bölgesinde Setalantepe sahasında ilk gaz keşfi yapılmıştır (Şekil 11). Bu keşfin yapılmasıyla birlikte havzanın değişik alanlarında sismik araştırmalar devam etmiş ve bu kapsamlı çalışmalar sonucunda yeni sahalar bulunmuştur. 1956'da, Buhara Bölgesinde 25 den fazla rezervleri keşfedilmiş olan sahalar bulunmuş (Şekil 11). 1950'lerin sonunda ve 1960'lı yılların başında havzanın birçok bölümünde hidrokarbon alanları bulunmuştur.

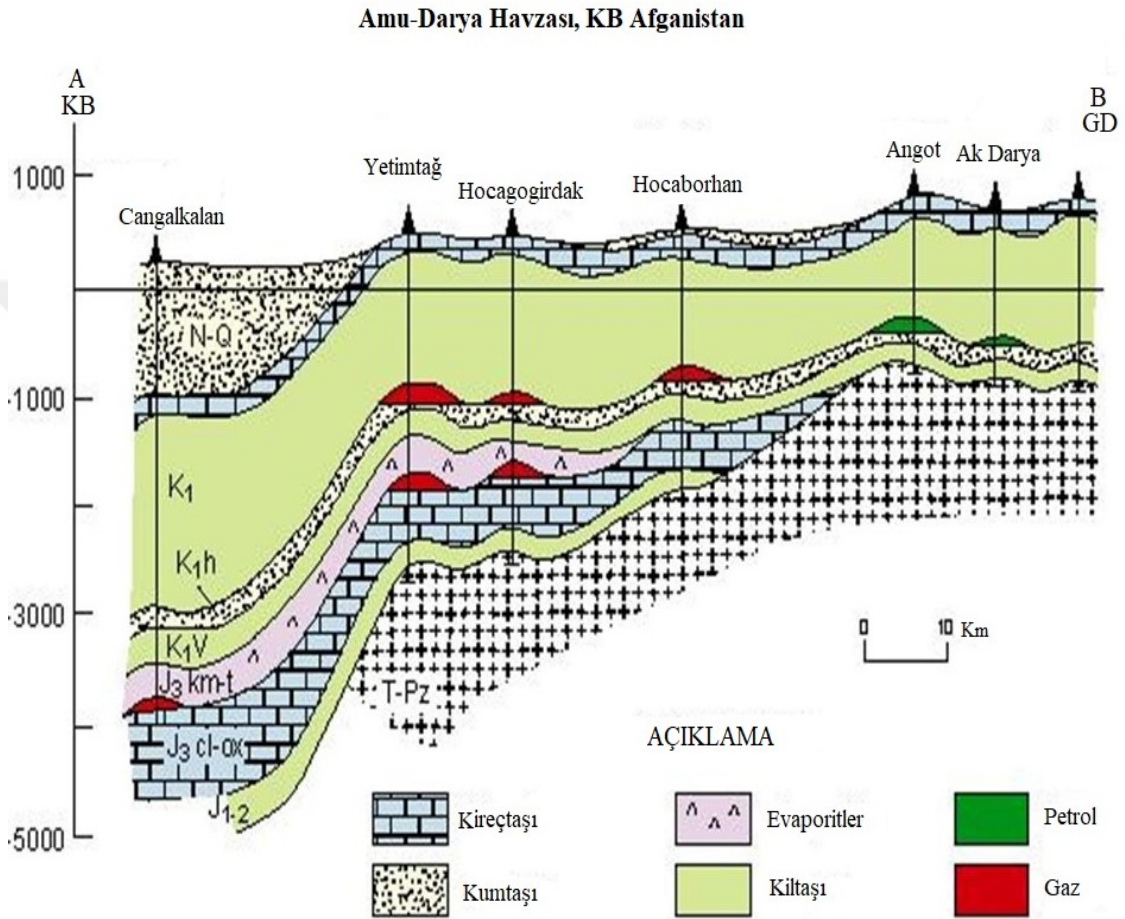
Büyük keşifler zinciri, 1970'ler ve 1980'ler boyunca devam etmiştir. Bunların en önemlisi Shatlyk gaz sahasıdır. 1968'de 33 TCF'den fazla rezerve sahip olan Dauletabad gaz sahası, 1974'te yaklaşık 60 TCF rezervi olan Kokdumalak gaz-petrol sahası. 1985 yılında yaklaşık 2 milyar varil petrol eşdeğeri (BBOE) rezervleri ile İran'da Khangiran gaz sahası (12.7 TCF) 1968 yılında keşfedilmiştir. 1961'de Afganistan'ın en büyük (yaklaşık 2 TCF) gaz sahası olan Hocagogirdak bölgesi bulunmuştur. Son 15 yıl içerisinde bulunan rezervleri açıklanmamıştır. Bunlar içerisinde en büyük olan Yashlar sahasında rezervlerin 15 ila 35 TCF kadar olabileceği ifade edilmiştir.



Şekil 11. Amu-Darya havzası'nın toplam petrol sistemi ve petrol-gaz sahaları (Dikenshteyn vd. 1983)

Amu-Darya Havzası genel olarak gaz oluşturma eğilimli havzadır. Havzanın tüm yapısal birimlerinde gaz alanlarının olduğu bilinmektedir. Oysa havzanın kuzeydoğu ve güneydoğu bölgelerinde çok az sayıda petrol sahası da bulunmuştur. Petroconsultants (1996) çalışmalarında 250 adet keşfedilmiş gaz ve petrol sahasını listelemiştir. Bunların yarısından fazlası ticari değere sahiptir. Murgab depresyonunun ve Badkhyz-Maimana yükseliminin (Dauletabad alanı) kuzeybatı bölümlerinde bulunan büyük gaz rezervleri Hotriviyen Shatlyk kumtaşında yoğunlaşmıştır. Dauletabad alanı hariç tüm alanlarda

yapısal kapanlar bulunmaktadır ve kapanlanma mekanizması zayıf bir şekilde gelişmiştir (Şekil 13). Bu alanın Alt tuz Jura kayaçları, büyük derinlikleri ve sondajı engelleyen yüksek rezervuar basıncı nedeniyle araştırılmamıştır. Tuzlu kayaçlarda sismik çözünürlüğün az olması nedeniyle güvenilir bir harita yapılamamıştır. Bu bölümlerde ticari oluşumların sadece Yashlar sahasında olduğu tespit edilmiştir (Şekil 13).



Şekil 12. Kuzey Afganistan Amu-Darya Havzasındaki jeolojik kesit A-B (Klett vd. 2006b)

Amu-Darya Havzasının ikinci önemli petrol bölgesi Chardzhou ve Buhara havzalarını ve Beshkent depresyonunu kapsamaktadır (Şekil 13). Gaurdak tuzlu sedimanları, Chardzhou bölgesi ve Beshkent depresyonunu kapsar. Buradaki başlıca hidrokarbon rezervleri sülfatlı kayaların altındaki Üst Jura karbonatlarındadır. Kapanlar ya Oxford resifleri ya da yapısal oluşumlardır. Bazıları bu iki türün bir kombinasyonu şeklindedir. Buhara Havzasının çoğunda, tuz ve resifler mevcut değildir ve hidrokarbon birikimleri Orta Jura'dan Geç Kretase'ye değişen rezervuarlarda yapısal kapanlarda bulunmaktadır. Gaurdak tuzu tarafından örtülen havzanın güneydoğu kesiminde, Oxford resif Kapanlarından oluşmuş birçok bölüm vardır. Potansiyel olarak ticari tar kumları basamağın kuzeydoğu kıyıs al bölümlerindeki katmanlarda bulunur (Khaimov vd. 1983).

Üst Jura karbonatlarından ve Alt Kretase kumtaşlarından üretim yapılmaktadır. Aşağı Orta Jura yaşlı kırıntılı kayaçlarda birkaç kapan bilinmektedir. Karakum tepesinde yaklaşık 20 gaz sahası keşfedilmiştir. Bunların hepsi küçük genlikli yapısal kapanlar halindedir. Ana rezervuarlar Alt ve Üst Kretase yaşlı kumtaşları ile Üst Jura karbonatlarında birkaç tane kapan bulunmaktadır. Bakhardok monoklininde 100 m'yi aşmayan genlikli yerel yapısal yükselimli alanlarda birkaç küçük gaz sahası bulunmuştur. Ana rezervuarlar Üst Jura ve Neokomiyen karbonatlardır.

Badkhyz-Maimana yükseliminde, Kopet-Dağ'ının İran kesiminde büyük Khangiran gaz alanı (yaklaşık 13 TCF) ve iki küçük alan bulunmuştur (Şekil 13). Oluşumlar Kopet-Dağ'ın ön kıvrımları üzerindedir. Khangiran sahasında, rezervler Neokomiyen klastik ve Üst Jura karbonat rezervuarları içindedir; Diğer alanlar Neokomiyen klastiklerinden üretilmektedir. Önemli keşif çalışmalarına rağmen, bu bölgenin geri kalanında ekonomik alan bulunmamıştır. Türkmenistan'da iki küçük gaz sahasının bulunduğu Kushka bölgesinde yer almaktadır. Bu alanlarda gazlar Alt ve Üst Kretase'de yapısal kapanlar ve Paleosen klastik rezervuarlarda bulunmaktadır. Bölgenin Afganistan bölümünde ticari olmayan gaz belirtileri elde edilmiştir (Bratash vd. 1970).

Kaynak Kayalar

Amu-Darya havzası için petrol-kaynak kaya korelasyonuna ilişkin çok az modern jeokimyasal veri mevcuttur. Sıvı hidrokarbonların çoğu, bu korelasyon için yeterli veri sağlamayan çok az miktarda biyolojik belirteç içeren gelişmiş olgun kondenslerdir. Biyolojik belirteçlerin bileşimi, birçok kondens birikiminin termal gaz-pencere zonunda derinde oluştuğunu ve kaynak kayaçlarının karasal organik madde içerdiğini göstermektedir (Sokolova vd. 1993). Chardzhou Havzasındaki petrol kapanlarında gaz olarak ikincil kondensat oluşumların mevcut olduğu yorumu yapılmaktadır (Maksimov vd. 1987). Petrol kapanları azdır ve çoğu da kondensat ürünlerden oluşmuştur (Maksimov vd. 1987). Petrollerin bileşimi geniş ölçüde değişmektedir ve bazı sahalarda petroller yüksek oranda aromatik hidrokarbonlar ile karakterize edilirken, diğer alanlardaki petroller baskın olarak parafinik ve naftenik hidrokarbonlardan oluşur (Starobinets 1974). Buhara ve Chardzhou havzalarında izotopik olarak daha hafif (yaklaşık -30 ‰) yoğunluklu petrol kapanları bilinmesine rağmen, petrollerin çoğu (-23 ile -27 ‰) izotopik derecededir (Akramkhodzhaev vd. 1981; Maksimov vd. 1987). Farklı stratigrafik özellikli kapanlar arasındaki petrollerin izotopik kompozisyonundaki değişiklikler, farklı alanlarda bulunan aynı stratigrafik özellikli kapanlar arasındaki bu değişimler daha küçüktür.

Amu-Darya havzasının gazları izotopik olarak ağırdır (-30 ile -41 ‰) ve tipik termojenik kökenlidir (Ovodov ve Pechernikov 1987). Genellikle Kretase kayaçlarındaki gazlar daha kurudur ve özellikle kalın Jura tuzu bulunan bölgelerde daha düşük konsantrasyonlarda etan ve ağır homologlar içerir. Gazlar, piritin yaygın olarak varlığı ile gösterilen demir oksitlerle reaksiyonlarda kullanılan kükürt içermez veya çok az içerir (Semenovich vd. 1983).

Üst Jura karbonatlarındaki gazlar değişken miktarlarda kondensat içerir ve genellikle daha fazla sülfürlüdür. Hidrojen sülfürlüdür konsantrasyonu, Gaurdak Formasyonunun ince veya mevcut olmadığı havza kenarlarındaki alanlarda yüzde 0.1'den az değişirken, karbonat rezervuarlarının kalın anhidrit ve tuz tarafından üst üste

yerleştiği yerlerde daha fazla değişiklik göstermektedir (Lomako ve Khudaynazarov 1983). Özetle, hem sıvı hem de gaz halindeki hidrokarbonlar üzerinde mevcut jeokimyasal veriler kaynak kayaçlarının yüksek olgunluğunu gösterir, ancak belirli kaynak-kaya oluşumlarını göstermez.

Gazların ve petrol birikimlerinin, kayaçların organik zenginlikleri ve olgunlukları üzerine olan alansal ve stratigrafik dağılımı, Amu-Darya Jura-Kretase petrol sistemindeki hidrokarbonların çoğunun kaynak kayalarından iki stratigrafik birimden üretildiğini göstermektedir. Aşağıdan yukarıya doğru Orta Jura kömürlü birimleri ve kömürleri ile Üst Jura (öncelikle Oxfordiyen) bazal siyah şeylleridir.

Alt - Orta Jura (daha doğrusu Kalloviyen) sekansı kalın olup öncelikle kenarlarda kaba ve orta, havza ortasına doğru daha ince olan kıtasal kırıntılı kayaçlardan oluşur. Kuyularda yapılan incelemelerde ince kömür yatakları içerdiği yaygın olarak gözlenir. Havza kenarlarındaki kömür yatakları daha kalındır. Deniz fasiyesi, Kopet-Dag kuşağında önemli bir bölümü oluşturur ve muhtemelen büyük derinliklerdedir. Özellikle Murgab depresyonunda ve sıkıştırmaların az olduğu bitişik derin bölgelerde veriler yetersiz olmasına rağmen, örneklenen kayaçlardaki ortalama toplam organik karbon (TOC), kıyasal yükselti hariç, % 1'dir (Şekil 13). Organik madde dominant olarak tip III kerojenden meydana gelmiş olup karasal kökenlidir. Amu-Darya havzasındaki günümüzdeki jeotermal gradyan oldukça yüksektir; Çoğu alanda 3.0 °C ile 3.5 °C / 100 m arasında değişir (Ovodov ve Pechernikov 1987). Bu da Alt Orta Jura kayaçlarında yüksek oluşum sıcaklıklarına neden olmuştur. Vitrinit yansıma değerlerinin ölçülmesi ve bu ölçümlerin ulaşılabilen derinliklere ekstrapolasyonu havzanın orta ve güney bölgelerinde Alt-Orta Jura dizisinin ıslak gaz üretimi pencerelerinde olduğunu göstermektedir (Mavyev 1986). Dizinin en üstündeki vitrinit yansıma oranı 3.000 m derinlikte % 1.15'den 4.600-5.500 m derinliğe kadar % 2.30-2.40 arasında değişmektedir (Kuleshov vd. 1990). Sekansın alt kısmında, vitrinit yansıma değerleri % 3,6 kadar çıkmaktadır. Alt-Orta Jura yaşlı kayaçlar havzanın yalnızca en kuzeydeki kısmında ve Karakum tepesinde petrol penceresini oluşturmaktadırlar. Dizilimin tabanı Geç Kretase ya da daha önce petrol oluşturma penceresini kapsamaktadır. Paleojen zamanında rezervuarlarda gaz bulunması söz konusudur (Şekil 12). Üst Jura kaynak kayaçları, derin su havzasının çevresindeki sığ sularda kireçtaşları ve resiflerle eş zamanlı olarak çökelmiş bazal siyah şeyl fasiyesiyle de temsil edilmektedir.

Sığ zonlarda çökelimlerin kalınlığı 40-150 m arasında olup Orta ve Üst Oxfordiyen kayaçlarını içerir. Formasyonun kalın alt kısmı siyah, killi, bitümlü kireçtaşı ve marnlardan oluşur. Bu kayaçlardaki toplam organik karbon (TOC) içerikleri hakkında veri bulunmamasına rağmen litolojik bileşim ve bentik fosillerin varlığına göre muhtemelen yüksek değildir. Bununla birlikte yüksek TOC içeriğine sahip siyah kireçtaşları ve marnlar muhtemelen su derinliğinin daha fazla olduğu ve daha fazla anoksik deniz koşullarını yansıttığı ortaya çıkmaktadır. Formasyonu oluşturan siyah, ince tabakalı kalkerli şeyller ve killi kireçtaşları genel olarak % 2,5-5 TOC içerirken, bazı örneklerde TOC % 15 gibi yüksek değerlere ulaşmaktadır (Nevmirich vd. 1996; Fortunatova 1985). Fasiyes özellikleri, kerojenin muhtemelen tip II olduğunu gösterir. Organik maddenin yaklaşık % 10'u bitüm ile temsil edilmekte ve hidrokarbonlar bitümün % 59 ile 67'sini oluşturmaktadır (Nevmirich vd. 1996). Formasyonun kaynak-kaya potansiyeli havzanın iç kısmına doğru daha da gelişebilir. Kaynak kayaçları gaz penceresinde olup, Chardzhou basamağının yapısal olarak en üst kısmı haricinde dağılımının tamamı boyunca petrol üretimine göre aşırı olgun fazdadırlar. Hesaplanan olgunluk seviyesi, 1.25'den 2.25'e kadar değişen vitrinit yansıma oranına karşılık gelir (Kuleshov ve Ignatova 1990). Kayalar, Geç Kretase'den Paleojen'e kadar petrol oluşturma penceresindedirler, Neojen'de ise gaz oluşturma penceresine ulaşmışlardır.

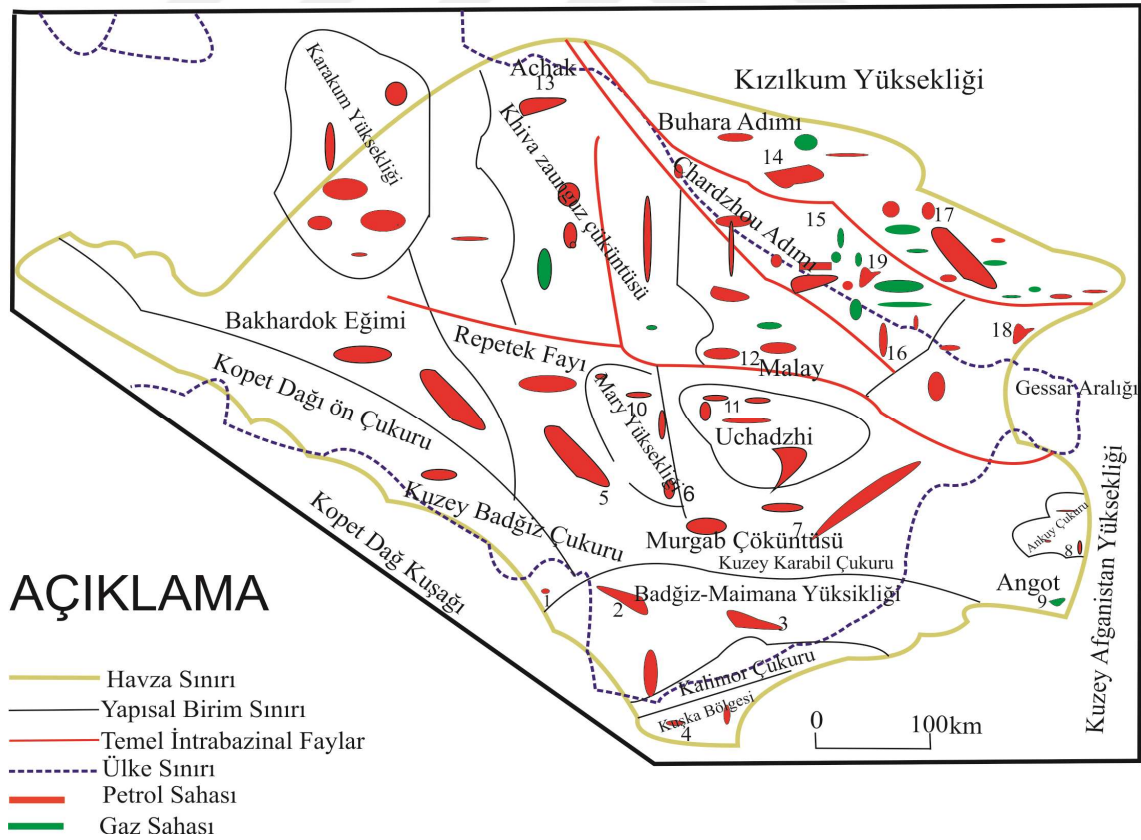
Bazı araştırmacılar (örneğin, Maksimov vd. 1987; Yermolkin 1986; Akramkhodzhaev vd. 1981) Amu-Darya havzasındaki Alt Kretase kayaçlarının aynı zamanda jenetik bir potansiyele sahip olduklarını ve bu kayaçların Neokomiyeen yaştaki Murgab depresyonu olduğunu ifade etmişlerdir. Bu araştırmacıların yorumuna göre Neokomiyeen yaşlı Shatlyk sahasında bulunan büyük gaz sahalarının varlığı ve bunların üretimine dayanır. Murgab çöküntüsünde Jura yaşlı Gaurdak Formasyonu sedimanlarının bu gazın yerli kaynağının bir göstergesi olarak düşünülmektedir. Litolojik ve jeokimyasal veriler Alt Kretase istifinde kaynak kayaçlarının varlığı hipoteziyle çelişmektedir. Havzanın doğu bölgelerindeki Neokomiyeen kayaçları, esasen düşük konsantrasyonlarda organik madde içeren kıta fasiyesi için alacalı ve kırmızı renkli lagün sedimanlarıyla temsil edilmektedir. Önceden Kopet Dağı'nda ve bitişik yapılarıdaki bu yaştaki kayalar büyük ölçüde ortalama % 0.5 TOC, II. ve III. kerojen tipleri içeren sığ su deniz karbonatlarıdır. Bu alanın çoğunda Neokomiyeen yaşlı kayaçlar petrol üretimi penceresinde bulunmaktadır (Kuleshov ve Ignatova 1990). Bu bölümlerde yer alan kuru gazların bileşimi kerojen bileşimleri ile korelasyon göstermemektedir (Maksimov vd. 1987).

Sadece ön bölümün derin kesimlerinde gaz penceresinde yer alabilecek Neokomiyeen yaşlı kayalar bulunmaktadır ve bunlar bir miktar gaz üretmiş olabilirler. Apsiyen ve Albiyen yaşlı kayaçlar ise organik madde bakımından daha zengin olup % 0.7 - 0.9 TOC içeriğine sahiptir (Krylov 1979). Bununla birlikte Apsiyen – Albiyen kayaçları sadece daha derin bölgelerde orta derecede olgunluğa ulaşmıştır. Bu kayalardaki suda çözünmüş gaz içerisinde çoğunlukla azot bulunmaktadır. Bu da hidrokarbon üretiminin olmadığı veya az olduğu anlamına gelir. Apsiyen - Albiyen ve daha genç kayaçlar, Gaurdak Formasyonunun bulunduğu alanlarda hidrokarbon birikimi içermezler. Bu da onların belirli bir potansiyellerinin olmadığını göstermektedir (Klett vd. 2006b).

Olgunlaşma

Hem Alt – Orta ve hem de Üst Jura kaynak kayaları yeterince gömülme derinliği nedeniyle gaz oluşturma penceresi içindedir ve olgunluğun yüksek aşamalarında bulunmaktadır. Kaynak kayaları Alt Kretase sınırına yakın kaynak kayalarda 90 °C sıcaklık ve kilometre başına 45 °C'lik jeotermal gradyan ile yer yüzeyinden 2 km derinlik petrol üretiminin üst sınırını göstermektedir (Seradzhi 1988 ve 1993). Bu paleojeotermal gradyan, aynı zamanda yay gerisi havza içinde de görülmüştür (Brookfield ve Hashmat 2001). Alt - Orta Jura kayaçları 3,500 metreye kadar gömülmüş ve petrol oluşumu bölgesi içerisinde yer alarak 120 °C'ye kadar ısınmıştır (Seradji 1993). Jura evaporit havzası kenarlarındaki petrol oluşumları korunmuştur. Çünkü geç Tersiyer faylanmaları daha sonra üretilen doğal gazın başka alanlara göç etmesini engellemiştir (Turanov vd. 2004).

Afganistan'ın kuzeybatısındaki hidrokarbon birikimleri için üretim alanı Murgab depresyonudur (Turanov vd. 2004). Bu araştırmacılar ana kayaadan iki atılma aşamasının gerçekleştiğini öne sürmektedirler. İlk aşamada az miktarda gaz ve çoğunlukla petrol ve ikinci aşamada ise yüksek sıcaklıklardan türeyen gaz oluşumlarının olduğunu belirtmektedirler. Bu taşınmalar sonucu doğal gaz ve petrolden oluşan kapanlar ile doğal gaz kapanlarının olduğu ortaya konulmuştur (Turanov vd. 2004). Petrol içeren kapanlar alttaki kayalarda bulunduğu, üstte Kretase rezervuarlarındaki doğal gaz kapanlarının olduğu belirlenmiştir (Turanov vd. 2004).



Şekil 13. Amu-Darya havzasının petrol ve gaz sahalarını gösteren yapısal haritası (Dikenshteyn vd. 1983)

Sayılar haritada belirtilen alanları gösterir: 1, Khangiran; 2, Devletabad; 3, Karabil; 4, İslam; 5, Shatlyk; 6, Mary; 7, Yashlar; 8, Hocagogirdak; 9, Angot; 10, Bayram-Ali; 11, Uchadzhi; 12, Malay; 13, Achak; 14, Buhara Adımı 15, Kokdumalak; 16, Urta bulak; 17, Setalantepe; 18, Şurtan; 19, Dengizkul.

Amu Darya Havzasının jeotermal gradyan değerlerine dayanılarak petrol üretim penceresinin (mezokatajenez evre 1, mezokatajenez evre 2 ve muhtemelen mezokatajenez evre 3) 2,200 - 2,500 metre derinlikte başladığı, 90 - 105 °C paleo sıcaklık gösterdiği, 4 000 m derinliklerde 140 °C'ye ulaştığı ifade edilmiştir (Seregin vd. 1982). Güneydoğudaki Amu Darya Havzasında maksimum Neojen erozyonunun 300-500 metre olduğu tahmin edilmektedir. Bu da 5-20 °C soğuma ile sonuçlanır (Seregin vd. 1982).

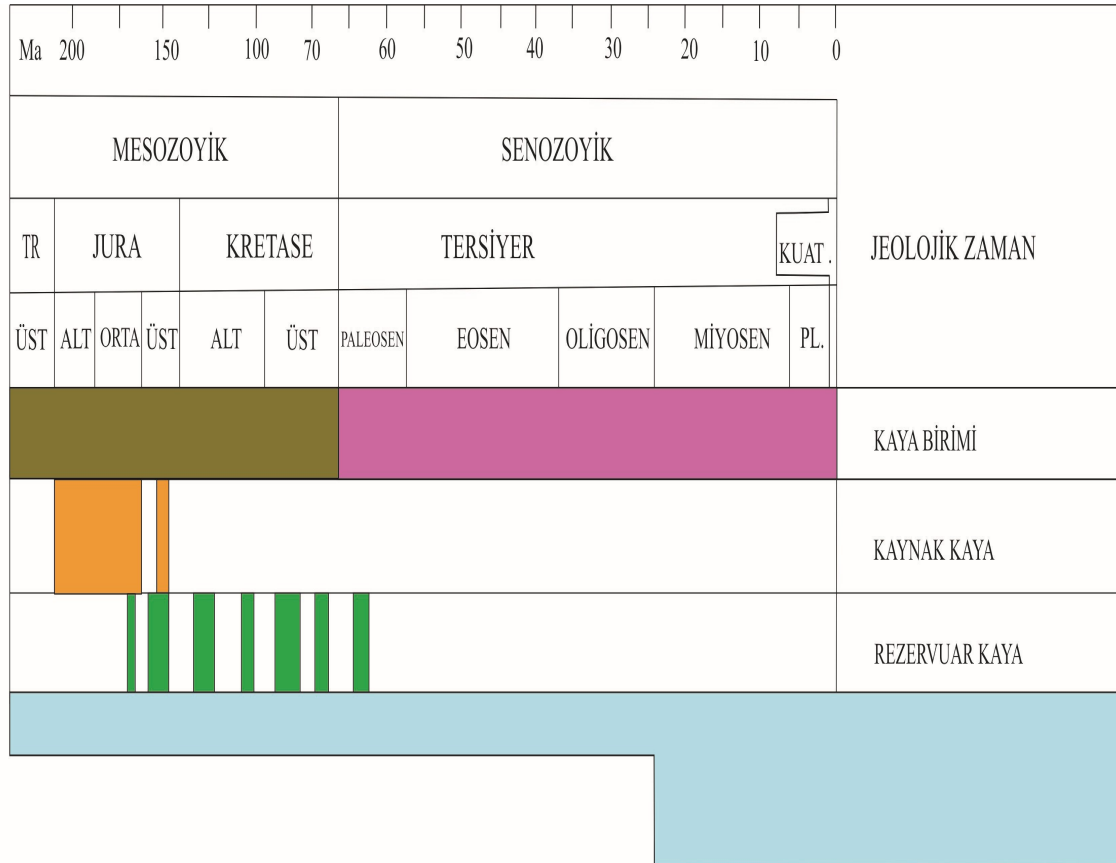
Rezervuar Kayaları

Üst Jura karbonatları ve Hotriviyen Shatlyk kumtaşları Amu-Darya havzasının hidrokarbon rezervlerinin çoğunu içeren iki rezervuar dizisidir. Üst Jura karbonatları Özbekistan'daki ana gaz, gaz kondensatı ve petrol rezervlerinin önemli bir bölümünü içermektedir ve bunların çoğu Chardzhou ve Buhara basamaklarında bulunmaktadır. Shatlyk sahası, başta Murgab depresyonu ve komşu bölgelerdeki Türkmenistan'daki doğal gaz rezervlerinin % 90'ından fazlasını bulundurmaktadır. Diğer üretim yapılan sahalar çoğunlukla havza kenar kısımlarında bulunur ve çok daha küçük rezervler içerir (Ulmishek 2004).

Üst Jura karbonatlarının rezervuar özellikleri, çökel fasiyesleri ile yakından ilişkilidir. En iyi rezervuar özellikleri hem bariyer resif sisteminde hem de izole edilmiş resif-çekirdek karbonatları ile karakterize edilmektedir (Ibragimov ve Ivanov 1984; Korsun ve Kushnerov 1986). Resif-çekirdeği karbonatlar, mercanlar ve yosunlardan ve bunların parçacıklarından oluşur. Kireçtaşları yaygın olarak parçalıdır ve dolomitleşerek çeşitli şekiller alır (Amanniyazov ve Nevmirich 1985). Resif karbonatların gözenekliliği % 14 - 19 arasında değişir. Geçirgenlik 25 - 400 milidarcy (mD) arasındadır. Rezervuar, toplam kalınlığının ortalama % 86'sını içerir ve 200 m kadar kalınlık gösterebilir (Ilyin ve Fortunatova 1988). Sığ oluşumlu resif gerisi fasiyesleri çeşitli biyoklastik ve oolitik kireçtaşlarından ve kireçli breşlerden oluşur. Gözeneklilikleri özellikle % 10 - 18 arasında değişir ve oolitik olanlarda nispeten daha yüksektir. Geçirgenlikleri de genellikle 10 - 40 mD arasındadır. Bununla birlikte, gözenekli ve geçirgen kayaların kalınlığı, resif çekirdeği fasiyesinde önemli ölçüde azalmaktadır. Temel olarak rezervuar kayaları sadece karbonatlı bölümlerin alt (Üst Kallovien-Alt Oxfordiyen) kısmında bulunur. Geri kalan bölümler olan derin su karbonatları ve rezervuar kalitesinden yoksun marnlardan oluşmaktadır. Rezervuar bölümlerin gözenekliliği % 5,5 - 11 arasında, permeabiliteleri de 0,2 - 10 mD arasında değişir (Ibragimov ve Ivanov 1984). Karbonat istifindeki rezervuar katmanların toplam kalınlığı genel olarak sadece 10 - 40 m arasındadır. Bazı bölgelerde rezervuar kayaları neredeyse yoktur (Nevmirich vd. 1996).

Amu-Darya havzasının çoğunda, karbonat istifinin üstünde 3.000 - 5.000 m arasındaki bir kalınlık bulunur. Karbonat kayalarının gözenekliliği ile derinlikleri arasında korelasyon yapılamamaktadır (Mavyev 1986).

Hotriviyen yaşlı Shatlyk sahası mercekli silttaşı, kiltası ve tabakalı kumtaşlarından oluşur. Kopet Dağı ve Khiva-Zaunguz depresyonunda karbonat kayaçları mevcuttur (Şekil 11). Havzanın doğu kesiminde, Shatlyk katmanları kırıntılı kayaçlar ve sülfatlı kayaçlar ile karışık olarak bulunmaktadır. Kumtaşları kahverengi, kırmızı ve yer yer alacalı, ince - orta taneli ve orta derecede boylanmışlardır. Çimento çoğunlukla killidir. Havza kenarlarında anhidrit, kuvars ve karbonat çimentolu kırıntılıların da yer yer aldığı görülmektedir (Mavyev 1986). Çimento içeriği çok değişkenlik göstermektedir. Düşük geçirgenlikli ve kırılğan kayaçlarda % 5'den daha azdır (Mavyev 1986; Orazov vd. 1985).



Şekil 14. Amu-Darya Havzasının toplam petrol sistemi olay grafiği. Sorgular, olayların kapsamı içindeki belirsizlikleri gösterir (Ulmishek 2004)

En iyi rezervuar kayaları genellikle Shatlyk katmanlarının üst bölümlerinde yoğunlaşmaktadır. Shatlyk katmanlarında yer alan kumtaşlarının mineralojik bileşimleri olarak kuvars ve feldispatlar çoğunlukta, kayaç parçaları ise daha az bulunmaktadır (Amanov 1991). Kuvars tanelerinin oranı genellikle Kopet Dağına doğru daha da artmaktadır (Nedirov 1992). Kumtaşlarının gözenekliliği ise çimento miktarı yüksek olanlarda yüzde birkaç iken kırılğan kumtaşlarında % 25-33 arasında değişmektedir. İkincisinin geçirgenliği genel olarak 1,000 mD'yi aşmaktadır. Kuyulardan gelen orijinal akışlar, günde 20 ile 35 milyon m³ kadardır. Shatlyk katmanlarının kalınlığı havzanın orta bölümünde pinch-out bölgesi yakınlarında 120-130 m arasındadır. Bu katmanlar bölgenin birçok kesiminde yüzeyden 3-3.5 km'lik derinliklerdedir. Amu-Darya Havzasının diğer stratigrafi birimlerinde rezervuar kayaları havzanın kenarlarında

bulunur ve her birimde yerel olarak dağılmışlardır (Tashliev ve Znamenskaya 1991). Alt Orta Jura kayaçlarında üretim yapılan birkaç tane kumtaşı katmaları bulunmaktadır. Yanal devamlılığı olmayan bu kumtaşları genellikle kötü boylanmalı iyi yuvarlaklaşmamış tanelerden oluşmaktadır (Amanov 1991). Kumtaşlarının en iyi rezervuar özellikleri, kuzey Khiva-Zaunguz çöküntüsünde görülmüştür. Bunların yüzeyden itibaren üst kısımlarına kadar olan derinlik 2 km dir. Bazı örneklerdeki gözeneklilikleri % 17.4'e kadar çıkmaktadır ve geçirgenlikleri de 40 mD'ye kadar ulaşmaktadır (Maksimov vd. 1986). Derinlik arttıkça rezervuar kalitesi sıkışma ve diyajeneze bağlı olarak yüksek bir oranda azalmaktadır (Amanov 1991); 2.5 - 3 km'lik derinliklerde gözeneklilikler genellikle % 10'un altındadır. Yerel olarak kırıntılı ve bazı karbonatlı rezervuar kayaçları, Valanjiniyen – Maastrihtiye'n'den başlayarak (Tashliev ve Znamenskaya 1991; Maksimov vd. 1986), Kretase istifi boyunca verimlidir. Bütün bu üretken rezervuarlar sığ – orta derinliktedir ve rezervuar özellikleri nispeten iyidir.

Kapanlar

Amu-Darya havzasında yapısal, stratigrafi, paleojeomorfik (resifal) ve bileşik kapanlar bulunmaktadır. Bunların hidrodinamik kombinasyonu iyi gelişmiş durumdadır.

Havzanın en büyük yapısal kapanları, fay zonları boyunca uzanan geniş yapılar üzerindedir. Ancak antiklinallerde faylar gelişmemiştir. Büyük gaz sahalarının bulunduğu bölümlerde yapısal kapanlar gelişmiştir (Şekil 13), Buhara ve Chardzhou bölgelerindeki yükselimlerde de bu tür kapanlar bulunmaktadır Bu bölgelerin dışındaki yapısal kapanlar genellikle daha küçüktür. Bilinen yapısal ve birleşik kapanların hemen hemen hepsi Neojen-Kuvaterner tektonik deformasyonu sırasında oluşmuştur (Gabrielyants vd. 1991). Havzanın daha iyi incelenmiş doğu bölümünde, öncelikle Buhara ve Chardzhou yükseltilerinde bazı yapısal kapanlar Kretase'de ve muhtemelen daha erken dönemde oluşmaya başladığına dair işaretler bulunmaktadır (Heafford ve Lichtman 1993; Babaev 1993).

Bu kapanlar daha fazla miktarda gaz ve petrol bulundurma eğilimindedir (Babaev 1993). Badkhyz-Maimana yükselmesindeki bazı antiklinallerde (Şekil 13) derinliği ile genişliği daha da artmaktadır ve bu da Kretase'ye kadar inen bir zaman diliminde oluştuğunu gösterebilir (Aynazarov 1985). Bununla birlikte, bu kapanların hacminin ana kısmı da Neojen-Kuvaterner zamanında oluşmuştur. Neojen'de yapısal değişime uğramayan gömülü eski yapıların varlığı bölgesel tektonik faktörlerden anlaşılabilir (Otto 1997). Bununla birlikte, Kopet-Dağ'ın Jura ve Alt Kretase kayalarından sadece birkaç tane bu tür yapılar tespit edilmiştir (Melikhov vd. 1987). Alt -Orta Jura kayaçlarında Triyas ve Erken Jura riftleşme olaylarıyla ilgili birçok gömülü yapı mevcut olabilir, ancak bu kayaçlar genelde çok derinlerde oldukları için detaylandırılmamıştır.

Bileşik kapanlar, Afganistan'ın kuzey bölgelerinde Üst Jura karbonatlarında önemli hidrokarbon rezervleri içerir. Kapanlar, yerel tektonik yapılarla birlikte bulunan bariyer-resif karbonatlardadır. Kapanlar havzanın geçirimsizliğini sağlayan gözenekli resif kalkerleri ve dolomitlerden geçirimsiz killi kireçtaşları ve marnlara geçiş sağlanmaktadır. Lokal yapılarla resif gerisi fasiyesine geçişi sağlamaktadır. Urta bulak alanı bir kombinasyon kapanının örneğini teşkil etmektedir (Şekil 13). Bu tür kapanlardaki bazı bölümler kısmen, bariyer resifini kesen gelgit kanallarını dolduran

evaporitler tarafından yanal olarak kapatılmıştır (Goryunov ve Iliyn 1994), Amu-Darya havzasında birkaç tane paleojeomorfik kapanlar bulunmaktadır.

Bu kapanlar atoller ve diğer resifal alanlarla sınırlıdır. Bu şekildeki resifal birikimlerde bulunan hidrokarbon alanları Chardzhou bölgesi içerisinde yer almaktadır. Bununla birlikte bu tip kapanlar havzanın diğer bölümlerinde özellikle güney kenarında önemli araştırılması düşünülen bir alan olarak görülmektedir. Bu şekildeki resif oluşumlarına örnek en büyük alan olan Kokdumalak sahasında önemli gaz ve petrol bulunduğu görülmüştür (Şekil 14). Aslında kapan nispeten küçüktür ancak resif çekirdeği karbonatlarının önemli miktarda bir hidrokarbon birikimi için mükemmel rezervuar özellikleri taşıdığı ve yaklaşık 2 milyar varil petrol eşdeğeri (BBOE) rezervi olabileceği ileri sürülmektedir.

Havzada diğerlerinden farklı olarak yalnızca bir alanda Üst Jura karbonatlarından oluşan bir kapan bulunmuştur. Bu kapan alanın güneybatıdaki Chardzhou basamağını sınırlayan bölgede yapısal farklılıklarla oluşturulmuştur. (Maksimov vd. 1986).

Amu-Darya havzasının kenar bölümlerinde sekanslar bulunmaktadır. Ancak bunları belirlemek için henüz kuyular açılmamıştır. Açılan kuyuların bir kısmında test edilmiş gaz akışı bulunmaktadır ancak önemli bir keşif yapılmamıştır. Muhtemelen en iyi tanımlanmış stratigrafi dizilimi Üst Jura karbonat rezervuarının Kretase öncesi uyumsuzluklarının kesildiği Valanjiniyen şeylleri tarafından üst üste geldiği havzanın kuzeybatı kesimindeki Bakhardok monoklinali ve Beurdeshek bölgesinde bulunmaktadır (Şekil 14) (Melikhov vd. 1988; Maksimov vd. 1986). Potansiyel stratigrafi kapanları Badkhyz-Maimana yükselimi ve Buhara bölgesi gibi kıyasal havza yükselimleri boyunca bölgesel pinç-out zonlarında da bulunabilir (Şekil 14). Stratigrafik kapanlar için araştırılabilecek bir diğer potansiyel bölge ise Bakhardok monoklininin doğusunda Üst Jura yaşlı sığ resifal özellikli rezervuar karbonatlarının derin su fasiyesine dönüştüğü bölgeler de olabilir (Melikhov vd. 1987).

Badkhyz-Maimana yükseliminin kuzey bölümlerinde çok büyük bir gaz alanı vardır (yaklaşık 60 TCF) (Dauletabad-Donmez gaz alanı). Bu alan birçok hidrodinamik bileşenin bir arada olduğu ve stratigrafik, yapısal ve hidrodinamik kapanları içeren önemli bir bölgedir. Sahadaki ana gaz üretimi Alt Hotriviyen Shatlyk tabakaları ile Üst Hotriviyen ve Barremiyen yaşlı şeyller ve killi karbonatlar tarafından oluşturulmuştur. Sahanın birçok yerinde gaz başta stratigrafik kapanlarda olmak üzere diğer yerel olarak gelişmiş kumtaşlarına nüfuz eden kuyularda test edilmiştir. Ancak bu kapanlar araştırılmamıştır (Melikhov vd. 1990). Sahanın en güneyindeki Üst Jura karbonatlarında stratigrafi kapanları da beklenmektedir. Bununla birlikte, tüm bu kapanların toplam potansiyel kaynakları “en fazla 4 TCF olarak değerlendirilmiştir” (Melikhov vd. 1990).

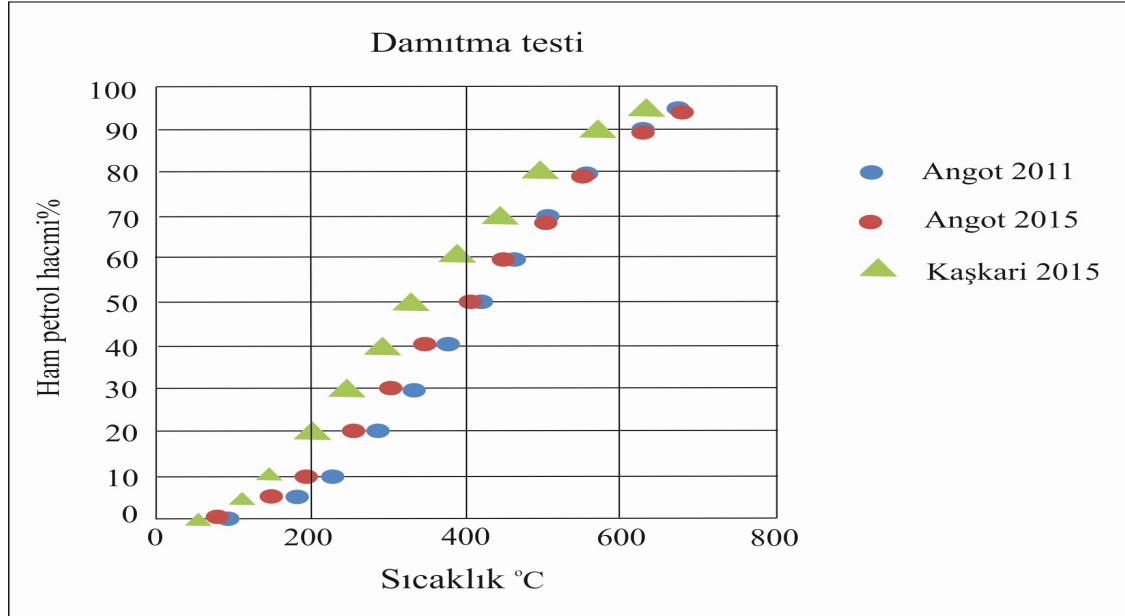
Dauletabad alanı, Shatlyk kumtaşlarının yapısal olarak daha alçak olan ve bir grabene ayrılmış olduğu iki üretken bloktan oluşur. Güney bloğu Dauletabad yapısal alanı üzerindedir. Kuzey üretim bloğu Donmez monoklinali üzerinde kuzey ve kuzeybatıya dalmıştır. Grabenin sınırlayıcı fayları üzerindeki düşey yer değiştirmeler batıya doğru birkaç metre ile birkaç on metreye kadar yükselmektedir. Alanın yapısı ve stratigrafisi ile ilgili daha ayrıntılı bilgi Clarke ve Kleshchev (1992)’in çalışmalarında bulunmaktadır.

Shatlyk katmanlarında ortalama gözeneklilik % 18 - 20 arasındadır ve kırmızı-kahverengi kumtaşlarından oluşmaktadır. 1800 mD'ye kadar geçirgenlik göstermektedirler. Güncel açılan kuyulardan gaz üretimleri günde 20 - 70 m³ 'dür. Bu fazla üretim yapıldığı zaman 220 m³ kadar çıkmaktadır (Amursky vd. 1984). Sahada üretilen gazın % 92-95'i metan, % 1,3-1,7 ağır hidrokarbonlar, % 7'i azot ve % 0,38'i kadar karbon dioksittir (Semenovich vd. 1983). Hidrojen sülfid'in ölçülen maksimum konsantrasyonu % 0.948'de sadece alanın kuzey bloğunun doğu kesiminde bulunmaktadır.

Dauletabad alanının kapan mekanizması oldukça karmaşıktır. Kuzeybatı bölümlerinde yapısal kapanlanmalar esastır. Yapı Kontur haritalarından elde edilen kontur çizgileri bu durumu ifade etmektedir.

4.7. Angot Ve Kaşkari Sahasından Çıkan Petrollerin Fiziksel Özellikleri

Analiz edilen petrolün fiziksel özellikleri sırasıyla Angot ve Kaşkari sahasında ağır ve orta petrol olarak sınıflandırılır. 2011-2015 yılları arasında Angot ve Kaşkari sahasında 15°C altında analizler yapıp petrolün yoğunluk ölçümleri, sırasıyla 0.9235, 0.9136 ve 0.8733 gr / cm³ olarak elde edilmiştir (Moustafa ve Morsi 2012). Bu değerlere göre Angot sahasının petrolü Kaşkari ile karşılaştırıldığında biraz ağır olduğunu göstermektedir (Şekil 15). Angot 2011, Angot 2015 ve Kaşkari 2015 petrolerinin API gravite değerleri sırasıyla 21.6, 23.3 ve 30.4'tür. Bu sonuçlar Kaşkari 2015 petrolün en düşük graviteye ait olduğunu göstermektedir. Buna ek olarak, Angot ve Kaşkari petrolerinin kalıntı karbon içeriği, Angot 2011 petrolün analiz edilen üç numunesi arasında kalıntı karbon içeriğinde en fazla miktarın bulunduğunu göstermektedir (Şekil 15). Angot ve Kaşkari petroleri için geri kazanılan ham petrol hacmi yüzdesini göstermektedir (Peters vd. 2005).

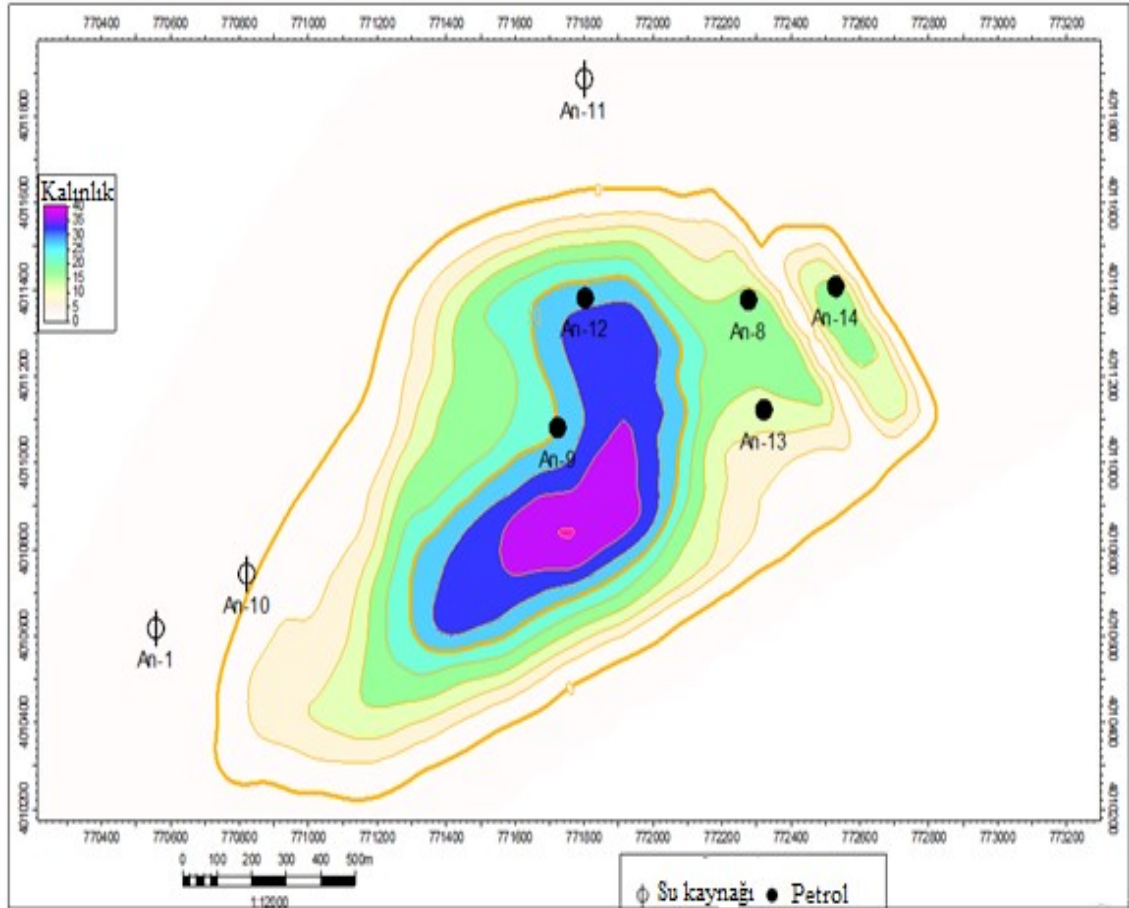


Şekil 15. Angot ve Kaşkari Petrolerinin sıcaklığına kıyasla geri kazanılan ham petrol hacmi yüzdesi (Peters vd. 2005)

Angot ve Kashkari petrollerinin tabanı parafin ve naften bileşimlerinde bulunmuştur. Petrolün kinematik viskozitesi 30 °C ve 50 °C'de ölçülmüştür. Angot 2011, Angot 2015 ve Kaşkari 2015 petrollerinin 30 °C'deki kinematik viskozitesi sırasıyla 104.4, 55.60 ve 11.32 mm² / s'dir. Petrolün 50 °C'deki kinematik viskozitesi sırasıyla 39.78, 24.00 ve 6.16 mm² / s'dir. Bu sıcaklık altında olan analizlere göre Angot sahasının petrol viskozitesi Kaşkari sahasına göre yüksek olduğu görülmektedir.

Angot 2011, Angot 2015 ve Kaşkari 2015 Petrollerin kükürt içeriği sırasıyla 2.88, 2.77 ve 1.77 ağırlığındadır. Angot sahasının petrolü Kaşkari ile karşılaştırıldığında daha yüksek kükürt içeriğine sahip olduğu gözlemlenmiştir. Petroldeki sülfür konsantrasyonu çalışma alanında kükürtlü petrol bulunduğunu gösterir. Analiz edilen petrollerdeki parafin içeriği ağırlıkça oran % 2.0 ile 2.3 arasında değişmektedir. Hâlbuki akıntı noktası -32 °C değerine eşittir.

2015 yılında bu petrol alanının öngörülen üretimi $5.43 \times 10^4 \text{m}^3$ ($4.78 \times 10^4 \text{t}$) seviyesine ulaşacak ve tamamlanan petrol toplama istasyonu ölçeği işlem gereksinimlerini karşılayabilecektir. 2016 yılında bu petrol alanının tahmini üretimi $7.73 \times 10^4 \text{m}^3$ ($6.80 \times 10^4 \text{t}$) seviyesine ulaşacak ve tamamlanan petrol toplama istasyonu ölçeği artık işlem gereksinimlerini karşılamayabilecek niteliktedir (CNPC 2013).



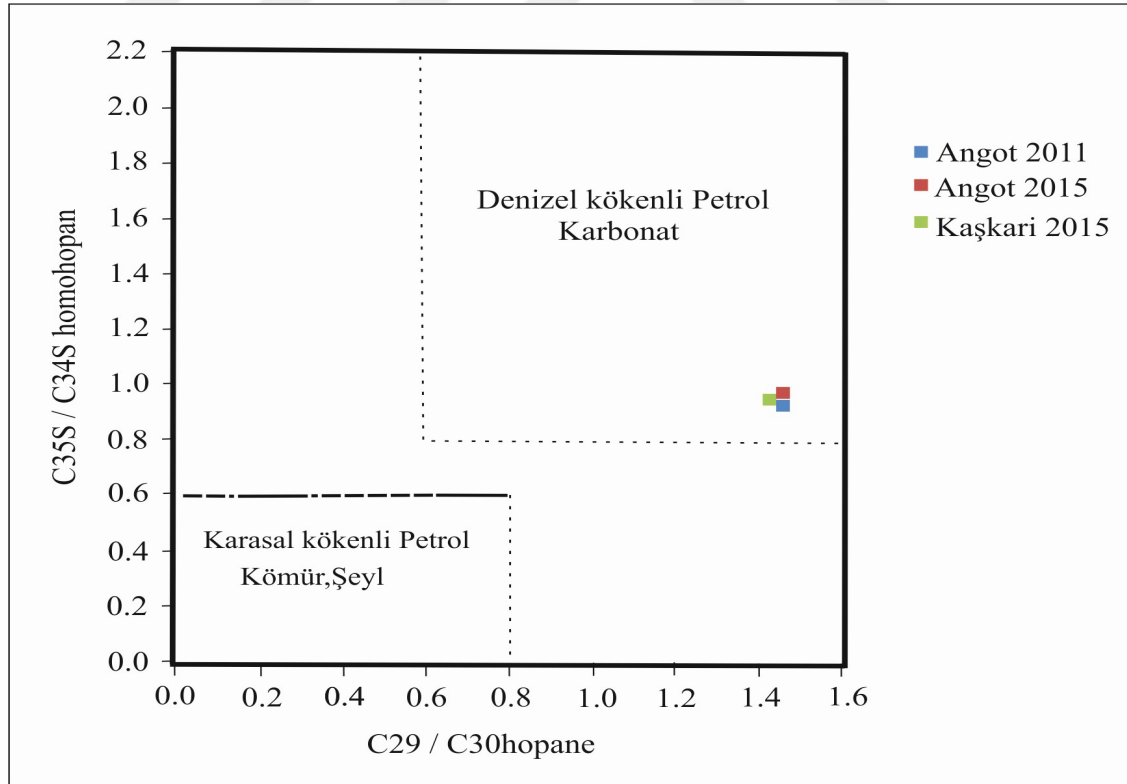
Şekil 16. Angot Sahası'nda Hotrivien yaşlı petrolün dağılımı (CNPCI 2013)

4.8. Amu Darya Havzasındaki Petrolün Kaynağı ve Çökelme Ortamı

Ham petrolde n-alkan konsantrasyonuna dayanılarak organik maddenin kaynağı belirlenmeye çalışılmıştır. Yapılan incelemelere göre petrolün kaynağının lipidli organik maddelerden oluştuğu belirlenmiştir (Bourbonniere ve Meyers 1996).

Karbon tercih endeksi (CPI), petrol oluşturan organik maddelerin termal olgunluğunu tahmin etmek için kullanılır (Alshehani vd. 2003). CPI değeri, olgunluk ve organik madde türüne göre etkilenir (Alshehani vd. 2003). Yüksek CPI değeri bitki girdisini ve düşük olgunlaşma derecesini temsil ederken, yaklaşık 1'deki CPI değeri, denizel organik madde ve yüksek termal olgunluğunu göstermektedir (Peters vd. 2005). Angot ve Kaşkari petrollerin CPI değerleri 1.02 ila 1.03 arasında değişmekte olup, bu da bölgede olgun petrol olduğunu göstermektedir. CPI ($C_{22}-C_{30}$), şeyl ve karbonat kaynak kayalarından ayırt etmek için kullanılır. Angot ve Kaşkari sahanın CPI ($C_{22}-C_{30}$) değerleri, Karbonat kaynak kayalarını temsil eden 0.91-0.95 değerleri aralığındadır (Gonzalez-Vila 1995).

Şekil.17'da gösterilen $C_{35}S / C_{34}S$ homohopan ve C_{29} / C_{30} Hopane diyagramına göre Amu Darya Havzasının Afganistan sınırları içerisinde kalan bölümünde tarafında kaynak kayaların litolojisi ve çökelme ortamı hakkında bilgi elde edilmiştir. Buna göre kaynak kayaçlarının denizel ortamında çökeldeği görülmektedir. CPI ($C_{22}-C_{32}$)'den elde edilen bilgilerde petrolün köken kayasının litolojisi hakkında bilgi vermiş olup bunların karbonat köken kayalardan oluştuğunu göstermiştir (Ashton vd. 2000).



Şekil 17. $C_{35}S / C_{34}S$ homohopan karşılarında C_{29} / C_{30} hopane (Peters vd. 2005)

5. TARTIŞMA

Bu çalışma Afganistan'ın kuzeyine yer alan Amu-Darya Havzası'na ait Angot ve çevresinin petrol jeolojisi açısından değerlendirilmesi amacıyla yapılmıştır. Şimdiye kadar bölgede yapılan tüm çalışmalar ele alınmış ve yorumlanmıştır.

Afganistan'da en yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip olan bölgeler Afganistan'ın kuzeyindeki havzalardır. Amu Darya Havzası da bunlardan bir tanesidir. Bu Havza Kuzey Afganistan, Türkmenistan, Özbekistan, Tacikistan ve İran'ın küçük bir kısmı arasında uzanan geniş bir havzadır. Şimdiye kadar yapılan araştırmalara göre Kuzey Afganistan'daki Afgan Tacik ve Amu Darya Havzalarında önemli bir petrol potansiyelinin olduğu belirlenmiştir.

Amur Darya Havzasında yer alan Angot bölgesindeki değerlendirilen ve önemli görülen birimler Jura-Kretase yaşlı birimler ile bunların altında ve üstünde stratigrafik olarak konumlanmış birimlerdir.

Jura yaşlı evaporitik kayaçlar, karbonatlar ve resifal kayaçlar mevcut petrol rezervlerini kapsamaktadır. Bu birimler diğer toplam petrol sistemlerinden daha fazla keşfedilmemiş doğal gaz rezervini barındırma potansiyeline de sahiptirler.

Amu Darya Havzası, Kuzey Afganistan'da en iyi araştırılan ve jeolojik özellikleri ortaya konulan havzalardan bir tanesidir. Petrolün oluşumunu sağlayan ana kayaçların boyutları, dağılımları bölgenin birçok bölümünde ortaya konulmuştur. Ancak, sismik profiller ve diğer jeofiziksel etütler aracılığıyla belirlenmeye çalışılan kapanların yeri ve oluşumlarının yorumlanması, özellikle Jura resiflerinin belirlenmesi konusunda eski teknolojinin kullanımı ve çözünürlüğün kalitesiz olması nedeniyle net ve güvenilir bilgiler elde edilememiştir.

Amu Darya havzasının bulunduğu Kuzey Afganistan'da 1957-1989 yıllarında toplam yedi petrol ve sekiz gaz sahası bulunmuştur. Angot petrol alanı ilk olarak 1959 yılında keşfedilmiştir. Bu bölgede petrol üretmek amacıyla başka sondajlar da yapılmıştır. İsveçre ve Rus şirketleri tarafından petrol üretmek amacıyla 15 tane kuyu açılmış ancak az miktarda ham petrol çıkarılabilmektedir.

Angot petrol alanındaki yapılar genellikle asimetric antiklinallerdir. En fazla petrol içeren tabakalar ise 1100 –1200 m derinliklerde olan Hotriviyen yaşlı tabakalardır. Bu düzeylerdeki litoloji genellikle diğer sedimanter birimlerle ara tabakalı bulunan gevşek kumtaşlarıdır (CNPCI 2013).

Bu kumtaşları kırmızı, kahve ve pembe renkli ince – orta taneli, silttaşı ve killi aratabakalı şekilde bulunurlar. Bu seviyelerin alt bölümlerinde silis ve kil çimentolü kongolomeratlar yer alır. Petrol içeren kumtaşlarının mikroskopik incelenmelerinde %85 – 90 oranında kırıntılılardan, % 10 – 15 oranında ise çimento materyalinden oluştuğu görülmüştür. Ana kırıntılı parçalar % 65 – 75 oranında kuvaris ve % 10 – 15 oranında silisli kaya, % 8 – 10 oranında feldispat ve % 5 – 7 oranında mika kumtaşı bileşenlerini oluşturur. Çimento olarak genellikle dolomit ve spartit, daha az oranlarda da anhidrit ve kil bağlayıcı görülmüştür.

Angot sahasında açılan kuyulardaki rezervuar seviyelerinde elde edilen sıcaklık ortalaması 55,2 °C dir. Derinlere doğru ısı artışı ise 3,08 °C/100 m olarak belirlenmiştir (CNPCI 2013). Bu bölümün ortalama kalınlığı 176 m olup etkin petrol üretilen seviyenin kalınlığı 20 m dir. Ortalama porozite ve permeabilite sırasıyla % 17,6 ve 144,2 mD'dir.

CNPCI, tarafından yapılan çalışmalarda bu asimetrik antikelinallerin uzunlukları 3,3 km, genişlekleri ise 1,8 km'ye kadar varmaktadır. Angot petrol alanının batısındaki bloklar esas üretim alanını oluşturmaktadır.

Ham petroldeki n-alkalların bileşimine göre hesaplanan karasal/sulu ortam oranı (TAR) genellikle organik malzemenin kaynağının belirlenmesi için kullanılmaktadır (Bourbonniere ve Meyers 1996). TAR değeri termal olgunluk ve biyolojik bozunmadan etkilenebilmektedir (Peters vd. 2005). Su kaynaklı olanlar karşılaştırıldığında yüksek TAR değerleri, lipid organik maddelerce zengin havza kaynağına işaret etmektedir (Bourbonniere ve Meyers 1996). Angot Bölgesi petrolerinin düşük TAR değerleri Amu Darya Havzasındaki organik maddelerin kaynağının sulu ortam olduğunu göstermektedir.

Karbon tercih indeksi (CPI), ham petroldeki termal olgunlukların hesaplanması için kullanılmaktadır. CPI değeri olgunluk ve organik maddenin tipinden etkilenebilmektedir (Alshebani vd. 2003; Peters vd. 2005). Yüksek CPI değeri, kara bitki girdisi ve düşük olgunlaşma derecesini; CPI değerlerinin 1 civarında olması denizel organik madde ve yüksek termal olgunluğa işaret etmektedir (Peters vd. 2005). Angot petrolerinin CPI değerleri, bölgede olgun petrole işaret eden 1.02 ile 1.03 arasında değişmektedir. CPI (C22-C30) karbonat ve şeyl kökenli kayalar ayırt etmek için kullanılmaktadır. Şeyl kaynak kayalarından taşınan petrol CPI (C22-C30)>1.0 ile karakterize edilmektedir (Peters vd. 2005). Angot petrolerinin CPI (C22-C30) değerleri karbonat kökenli kayalar temsil eden 0.91 ile 0.95 arasındadır.

İzoprenoidler, izopren (C5) iskelet birimlerinden dolayı oluşan kimyasal bileşiklerdir. Çoğu doğal olarak bulunan zincir biçimli izoprenoidler, C10, C15, C20, C30 ve C40 zincir uzunluğu göstermektedir (Volkman ve Maxwell 1986). İzopren birimler üç tip bağ ile birleşmektedir: baştan kuyruğa, kuyruktan kuyruğa ve baştan başa. Baştan kuyruğa, izopren birimlerini bağlayan bağlar arasında en sık rastlanan türdür. Örneğin, bu bağ biçimi izopren biçimleri olan pristan ve fitan arasında gözlenmektedir. Zincir biçimli izoprenoidler, ağırlıklı olarak bitkiler, hayvan dokuları ve bakteri hücre duvarlarından taşınmaktadır (Gonzalez-Vila 1995). Pristan ve fitan genellikle jeolojik numunelerdeki izoprenoidlerde gözlenmektedir. Pristan ve fitan bileşimi, genellikle pristan/fitan oranı (Pr/Ph) ile gösterilmektedir (Volkman ve Maxwell 1986). Bu oran sedimanların depolanma alanlarının belirlenmesinde kullanılmaktadır (Gonzalez-Vila 1995).

Pristan ve fitan yüksek dirençli bir doğaya sahip olması nedeniyle bozunmuş petrolerde baskın olarak gözlenmektedir. Pr/Ph değerlerine göre farklı depolanma ortamı önerilmektedir. Düşük Pr/Ph oranları (<2) denizel, taze ve acı su ortamlarına işaret ettiğini öne sürülmektedir. Orta Pr/Ph değerleri (2-4) flüviyal ve denizel ile kıyısız bataklık depolama alanlarını gösterebilir. Yüksek Pr/Ph değerlerinin (10'a kadar) ise turba bataklık oksitleyici alanlara işaret ettiğini öne sürülmektedir (Moustafa ve Morsi

2012). Yukarıdaki değerlere göre Angot petrollerinin Pr/Ph değerleri, azaltıcı denizel depolanma ortamlarına işaret eden 1.00 ile 1.43 arasında değişmektedir.

Hopanlar, ham petrolün alifatik kısmında bulunan pentasiklik triterpenoidlerdir. Hopanlar, prokaryotun hücre zarından gelmektedir. Aksine, steranlar genellikle yüksek bitkiler ve yosun kökenlidir. Hopanlar ve steranlar olgunluğa duyarlı çok sayıda stereozimere sahiptir (Ashton vd. 2000). Bu biyo-işaretler, fosilleşmiş mikropların kalıntıları veya mikrop kalıntılarından taşınarak biriken petrollerdeki kayaçlarda gözlenmektedir. Bu biyo-işaretler oldukça sabit ve milyon yaşlı hatta milyar yaşlı örneklerde bile tanımlanabilmektedir (Nakayama 1987). Steranlar ve hopanlar, aynı coğrafik ortamdan gelse bile farklı tip petrolerin ayırt edilmesinde kullanılmaktadır (Ashton vd. 2000).

C35S/C34S homohopan ile C29/C30 hopan ilişkilerine göre Amu Darya Havzası'nın Afganistan bölümünde kaynak kayaçlarının litolojik ve depolanma alanları karbonat kayaçlar ile denizel ortamlara işaret etmektedir. Kaynak kayaçlarının litolojileri hakkındaki bilgi, CPI (C22-C32) değerlerinden elde edilen sonuçlar ile tutarlıdır.

Ham petroldeki steran bileşimleri, organik maddenin kaynağının tespit edilmesinde kullanılmaktadır C27 sterollerinin büyük çoğunlukta yosunlardan ve C29 sterollerinin de çoğunlukla karasal bitkilerden geldiğini göstermiştir. Diasteranlar/steranlar oranı, karbonat ve klastik kökenli kayaçlar ayırt edilebilmesi için kullanılmaktadır. Anoksik ve kilce fakir karbonat kaynaklı kayaçlar düşük diasteranlar/steranlar oranı ile karakterize edilmektedir. Termal olgunluk, litoloji ve depolanma alanının redoks potansiyeli gibi farklı faktörler, diasteranlar/steranlar oranını etkilemektedir (Peters vd. 2005). Angot petrollerindeki düşük diasteran bileşimleri ve normal steranlar Angot ve Kashkari petrollerinin karbonat kökenli kayaçlardan oluştuğuna işaret etmektedir.

Angot ve Kashkari petrollerindeki C27, C28 ve C29 üçgen diyagramı steranlarının bağıl bileşimleri denizel depolanma alanlarına işaret ettiğini göstermektedir. Organik jeokimyada, eski sedimanlar ve ham petroldeki fenantrenler ve alkilfenantrenlerin dağılımı genellikle olgunluk belirteci olarak kullanılmıştır. Bu kimyasal bileşimlerin dağılımı, petrolün olgunluğunun artmasından etkilenmektedir. Aromatik biyo-işaretler, alifatik biyo-işaretler ile kıyaslandığında, geniş olgunluk aralığında vitrinit yansıması ile doğrusal korelasyon göstermektedir.

6. SONUÇ

Yapılan tüm bu araştırmaların sonucunda ulaşılan sonuçlar aşağıdaki gibidir.

— Amu-Darya Havzası Angot Bölgesindeki Kaynak Kayaları Jura yaşlı Formasyonlar ile Eosen yaşlı Suzak Formasyonu oluşturmaktadır. Üst Jura yaşlı Kızıltaş Formasyonu, Gauardak Formasyonu Okuzbulak Formasyonu ve Kaligrek Formasyonunda havzadaki birçok hidrokarbon oluşumunu kaynağı olarak görülmektedir. Bu formasyonda TOC içeriği %15'e kadar yükselmektedir. Organik naddenin kaynağı denezel olup genellikle II. tip kerojenlerden oluşmuştur.

— Havzadaki Jura yaşlı kayaların yeterince olgunlaşmayı sağlayacak gömülme derinliğinde bulandıkları ve ısısal olgunlaşma sağladıkları görülmüştür.

— Rezervuar Kayaçlar olarak; Üst Jura karbonatlı en iyi rezervuar seviyesi niteliğindedir. Bu düzeyler de %19'a varan gözeneklilik değerleri ile 400 milidarsiye varan geçirimsizlik değerleri elde edilmiştir. Komşu ülkelerde de bu düzeylerden petrol üretimi yapılmaktadır.

— Örtü kayaları; Jura yaşlı olanlarda dâhil olmak üzere daha genç olan kayaları içermektedir. Bölgede petrolün biriktiği kapanlar çoğunlukta yapısal kapanlardır. Bunların içerisinde de antiklinaller önemli bir yer tutar. Bunların şekillenmeleri Kretase sonundan başlayarak Kuvarterner zamanına kadar devam etmiştir.

7. KAYNAKLAR

- Akramkhodzhaev, A.M., Abduazizov, A.A. and Ramazanov, S.R. 1981. Formation of oil and gas fields in Mesozoic and Cenozoic rocks of Uzbekistan on the basis of data on stable carbon isotopes in oils, bitumens, and organic matter in source rocks, in Sidorenko, A.V. and Yermenko, N.A., eds., Organic geochemistry of oils, gases, and organic matter in the Precambrian [Organicheskaya geokhimiya neftei, gazov i organicheskogo veshchestva dokembriya]: Moscow, Nauka, pp. 159–163.
- Alshebani, K. A., Abdullah, W. H. and Rahman, A. H. A. 2003. Biomarker characterisation and thermal maturity evaluation of Ganduman Formation, Sahabat area, Dent Peninsula, Sabah, Malaysia. Geological Society of Malaysia, Bulletin, 46: 461-466.
- Amanniyazov, K.N. and Nevmirich, L.E. 1985. Rifogennye kompleksy verkhney yury vostochnogo Turkmenistana i perspektivy ikh neftegazonosnosti (Reef complexes of the Upper Jurassic of eastern Turkmenistan and their oil and gas potential): Ashkhabad, Ylym, Academy of Sciences of Turkmenistan, Institute of Geology, 219 p.
- Amanov, S.A. 1991. Effect of postsedimentary processes on reservoir properties of Lower-Middle Jurassic and Hauterivian rocks of the Murgab petroleum region: Izvestiya Akademii Nauk Turkmenskoy SSR, Seriya Fiziko-Tekh-nicheskikh, Khimicheskikh i Geologicheskikh Nauk, No: 6, p. 65–68.
- Amirgöl M., ve Saba Ş. A. 1985. Kuzey Afganistan'ın bölgesel petrol ve doğal gaz oluşumu, Kabil Afganistan Politeknik Üniversitesi Bilimsel Dergisi, 18(1), 36-45.
- Amirgöl, M. ve Saba Ş. A. 1991. Petrol ve doğal gaz madenlerinin tahribi ve oluşumunda tektonizmanın rolü, Kabil Afganistan Politeknik Üniversitesi Bilimsel Dergisi, 18(1): 32-41.
- Amursky, G.I., Zhabrev, I.P., Solovyev, N.N. and Khusnut-dinov, Z.B. 1984. Formation of the Dauletabad-Donmez gas field—Tectonodynamic model of the geologic basis for production: Sovetskaya Geologiya. publ. 3, pp. 11–21.
- Ashton, B. M., East, R. S., Walsh, M. M., Miles, M. S. and Overton, E. B. 2000. Studying and verifying the use of chemical biomarkers for identifying and quantitating oil residues in the environment. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study MMS 2000-086, 70 p.
- Aynazarov, K.K. 1985. Relationship of the structural patterns of Paleogene and Lower Cretaceous rocks in the Badkhyz-Karabil region of Turkmenistan: Geologiya Nefti i Gaza, pp. 36–39.
- Babaev, A.G. 1993. Oil and gas pools in Jurassic rocks of the Bukhara-Khiva petroleum region: Otechestvennaya Geologiya, No: 2, p. 3–12.
- Bourbonniere, R. A. and Meyers, P. A. 1996. Anthropogenic influences on hydrocarbon contents of sediments deposited in eastern Lake Ontario since 1800. Environmental Geology, 28 (1): 22-28.

- Bratash, V.İ. 1970. Geology and petroleum potential of northern Afghanistan, Trudy VNIGNI, v. 80, Nedra, Moscow, 288 p
- Brookfield, M.E. Hashmat, A. 2001. The geology and petroleum potential of the North Afghan platform and adjacent areas žnorthern Afghanistan, with parts of southern Turkmenistan, Uzbekistan and Tajikistan/ Earth Science Reviews Department of Land Resource Science, Guelph University, Guelph, Ontario N1G 2W1, Canada, 55: 41-71
- Clarke, J.W. and Kleshchev, K.A. 1992. Dauletabad-Don-mez field—Commonwealth of Independent States (former USSR), Amu-Darya basin, Turkmenistan/Uzbekistan, in Beaumont, E.A., and Foster, N.H., compilers, Treatise of petroleum geology, Atlas of oil and gas fields, Stratigraphic traps III: American Association of Petroleum Geologists Special Publication, pp. 285–300.
- CNPCI. 2013. Watan Oil and Gas Afghanistan, Kabul Afghanistan. Pp. 22-44. Available at: <http://www.watan-group.com/about.php>.
- Dastyar, A.H., Bakhshi, N.A. and Qadari, M.K. 1990. Mesozoic and Cenozoic of the southern part of the Afghano-Tajik Basin: New York, United Nations, Stratigraphic Correlation Between Sedimentary Basins of the ESCAP Region, v. 14, ESCAP Atlas of Stratigraphy 8 - Afghanistan, Australia, Mineral Resources Development Series No. 58, p. 24-32.
- Dikenshteyn, G.H., Maksimov, S.P. and Semenovich, V.V. 1983. Petroleum provinces of the USSR [Neftegazo-nosnye provintsii SSSR]: Moscow, Nedra, 272 p.
- Durand, B., Espitalie, J. and Nicasle, G. 1972. Etude dela mariere organique des Argiles du toarcien de Basin de Paris Etude parles procedes potigues analyse elemantarie, Etude microscopre et diffraction electronigues. *Rev. Ist. Fr*, 27: 865-884.
- Dzhalilov, M.R., Alekseev, M.N., Andreev, Yu.N. and Salibaev, G.Kh. 1982. Mesozoic and Cenozoic deposits of the northern part of the Afghano-Tajik Basin: New York, United Nations, Stratigraphic Correlation Between Sedimentary Basins of the ESCAP Region, v. 8, ESCAP Atlas of Stratigraphy 3 - Australia, Bangladesh, Fiji, India, Indonesia, Nepal, Solomon Islands, Tajikistan, Mineral Resources Development Series No. 48, p. 24-32.
- Espitalie, J.M., LA Porte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J. and Boutefeu, A. 1977. Methode rapide de caracteristion des roches meres de leur potentiel petrolier et de leur degred'Evolution. *Rev. L'Inst.. Francais petrole*, 32 (1): 23-42
- Fortunatova, N.K. 1985. Genetic types and sedimentological models of carbonate deposits: *Sovetskaya Geologiya*, No. 1, p. 32- 45.
- Gabrielyants, G.A., Dikenshteyn, G.H., Kapustin, I.N., Kiryukhin, L.G. and Razmyshlyayev, A.A. 1991. Regional geology of petroleum provinces of the USSR [Regionalnaya geologiya neftegazonosnykh provintsiy SSSR]: Moscow, Nedra, 284 p.

- Gonzalez-Vila, F. J. 1995. Alkane biomarkers. Geochemical significance and application in oil shale geochemistry. In: Snape, C. (ed.), Composition, geochemistry and conversion of oil shales. NATO ASI Series Springer Netherlands, pp. 51-68.
- Goryunov, E.Yu. and Ilyin, V.D. 1994. Methodology of assessment of petroleum productivity of the barrier reef system in the Dengizkul area of the Amu-Darya basin (Uzbekistan): *Geologiya Nefti i Gaza*, No. 11, p. 13–20.
- Heafford, A.P. and Lichtman, G.S. 1993. Uzbek licensing round brings geology, potential into focus: *Oil and Gas Journal*, pp. 51–56.
- Ibragimov, A.G. and Ivanov, E.V. 1984. Genesis of abnormally high formation pressure in Upper Jurassic carbonate rocks of the northern Amu-Darya basin: *Geologiya Nefti i Gaza*, No. 1, p. 15–19.
- IHS Energy, 2005. [includes data current through December, 2004], International petroleum exploration and production database: IHS Energy; database available from IHS Energy, 15 Inverness Way East, Englewood, Colorado 80112 USA.
- Ilyin, V.D. and Fortunatova, N.K. 1988. Methods of prediction and exploration for hydrocarbon-productive reef complexes [Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov]: Moscow, Nedra, p. 2001.
- Ivanov, S.D., Didura, V.I. and Lupanosov, V.P. 1978. Geologic maps and cross sections of northern Afghanistan: Afghanistan National Petroleum Company and Ministry of Geology of the U.S.S.R., Technoexport, unpublished.
- Jonathan, D., Letran, K., Oudin, S.L. and Vander Weide, B.M. 1976. Les methodes d'physical-chemistry de la matiere organique. *Bull. Center Reach. Pau SNPA*, 10 (1): 39-108.
- Khaimov, R.N., Novokshenov, A.M., Khodzhaev, R.A., Zelenin, N.A., Svyatozarsky, E.A. and Savenkova, E.V. 1983. Formation and exploration for tar accumulations in western Uzbekistan: *Geologiya Nefti i Gaza*, No. 11, p. 38–41.
- Klett, T. R. and Steinshouer, D. W. (2006b). Assessment of undiscovered technically recoverable conventional petroleum resources of northern Afghanistan. Denver, CO: U.S. Dep. Of the Interior, U.S. Geological Survey, Vol. 1253.
- Klett, T. R., Amirzada, A., Selab, A., Abdul Muty, S., Nakshband, H. G., Hosine, A., Aminulah, Abdul Wahab, Ulmishek, G. F., Wandrey, C. J., Agena, W. F., Taylor, D. J., Hill, R., Pribil, M., King, J. D., Pawlewicz, M. J., Barker, C. E., Ahlbrandt, T. S., Charpentier, R. R., Pollastro, R. M. and Schenk, C. J. (2006a). Assessment of undiscovered petroleum resources of northern Afghanistan. U.S. Geological Survey, p. 248.
- Korsun, V.V. and Kushnirov, V.V. 1986. Relationship between the phase composition of pools and trap types in Upper Jurassic rocks of southwestern Uzbekistan: *Geologiya Nefti i Gaza*, No. 7, p. 52–64
- Krylov, N.A. 1979. Geologic criteria of identification of petroleum source sequences on epi-Paleozoic plates of the southern USSR, in Vassoevich, N.B. and Timofeev, P.P., eds., Oil-generative sequences and principles of their identification

- [Neftematerinskiye svity i printsipy ikh diagnos-tiki]: Moscow, Nauka, p. 143–148.
- Kuleshov, A.V. and Ignatova, V.A. 1990. Present temperature regime of Jurassic and Lower Cretaceous rocks of the Amu-Darya basin as related to their oil and gas productivity, in Kleshev, K.A., and Shein, V.S., eds., *Geology and geodynamics of petroleum basins of the USSR [Geologiya i geodinamika neftegazonosnykh basseynov SSSR]*: Moscow, VNIGNI, pp. 158–165.
- Lomako, P.M. and Khudaynazarov, G.B. 1983. Peculiarities of hydrogen sulfide distribution in hydrocarbon gases in subsalt rocks of eastern Turkmenistan: *Geologiya Nefti i Gaza*, pp. 42–46
- Maksimov, S.P., Kleshchev, K.A. and Shein, V.S., eds. 1986. *Geology and geodynamics of petroleum regions of the southern USSR [Geologiya i geodinamika neftegazonosnykh territoriy yuga SSSR]*: Moscow, Nedra, 232 p.
- Maksimov, S.P., Pankina, R.G. and Smakhtina, A.M. 1987. Conditions of formation of hydrocarbon accumulations in Mesozoic rocks of the Amu-Darya petroleum province: *Geologiya Nefti i Gaza*, p. 20–27.
- Mavyev, N.C. 1986. Catagenesis of petroleum-bearing Mesozoic and upper Paleozoic formations of the southwestern Turan plate [Katagenez neftegazonosnykh mezozoyskikh i verkhnepaleozoyskikh formatsiy yugo-zapada Turanskoy plity]: Ashkhabad, Turkmenistan, Ylym, 218 p.
- Melikhov, V.N., Khusnutdinov, Z.B., Sibirev, V.S. and Rozhkov, E.L. 1988. Exploration for complexly sealed traps and oil and gas accumulations in the platform part of the Turkmenistan, Information Review, Series Geology and Exploration for Gas and Gas Condensate Fields, [Obzor-naya Informatsiya, Seriya Geologiya i Razvedka Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy], No. 4: Moscow, VNIIEgasprom, 40 p.
- Melikhov, V.N., Sibirev, V.S., Ashirmamedov, M.A., Ataev, A.A., Peshkov, O.N. and Rozhkov, E.L. 1987. Geologic basis and ways of realization of petroleum potential of the Bakhardok slope and Kopet-Dag foredeep, Information Review, Series Petroleum Geology and Geophysics [Obzornaya Informatsiya, Seriya Neftegazovaya Geologiya i Geofizika], Moscow, VNIIOENG, 52 p.
- Melikhov, V.N., Sibirev, V.S., Khusnutdinov, Z.V., Klychev, E.R. and Mamedov, B.N. 1990. Exploration for complexly sealed traps and gas pools in the Dauletabad-Donmez field [Poiski i razvedka sloznoekranirovannykh loyushek i zalezhey gaza na Dauletabad-Donmezskom mestorozhdenii]: Ashkhabad, Turkmenistan, TurkmenNIINTI, 82 p.
- Moustafa, Y. M. and Morsi, R. E. (2012). Biomarkers. In: Dhanarasu, S. (ed.) *Chromatography and Its Applications*, Croatia InTech, Pp. 165-186.
- Nakayama, K. (1987). Hydrocarbon-expulsion model and its application to Niigata area, Japan. *The AAPG Bulletin* 71 (7): p. 810-821.
- Nedirov, B.R. 1992. Lithology and reservoir properties of oil-and gas-productive Lower Cretaceous rocks on the south-east slope of the Turkmen high [Litologiya i kollektorskie svoystva neftegazonosnykh nizhnemelovykh otlozheniy yugo-

- vostochnogo sklona Turkmeniskoy anteklizy]: Ashgabat, Turkmenistan, Ylym, 132 p.
- Nevmirich, L.E., Alekhin, S.N., Batyrov, S.S. and Kireeva, L.N. 1996. Lithofacies and geochemical characteristics of carbonate rocks of basinal facies in eastern Turkmenistan: *Izvestiya Akademii Nauk Turkmenistana, Seriya Fiziko-Matematicheskikh, Tekhnicheskikh, Khimicheskikh i Geo-logicheskikh Nauk*, publ. 5, pp. 63–71.
- Orazov, O., Tsepelev, N.S., Prilutsky, V.S. and Baranova, L.V. 1985. Physical-lithological characteristics of the gas-productive horizon in fields of the Tedzhen group of structures: *Izvestiya Akademii Nauk Turkmeniskoy SSR, Seriya Fiziko-Tekhnicheskikh, Khimicheskikh i Geologicheskikh Nauk*, publ. 1, pp. 108–111.
- Otto, S.C. 1997. Mesozoic-Cenozoic history of deformation and petroleum systems in sedimentary basins of Central Asia: Implications of collisions on the Eurasian margin: *Petroleum Geoscience*, publ. 4, p. 327–341.
- Ovodov, N.E. and Pechernikov, V.V. 1987. Formation of gas fields in basins of the same genetic type but of different age, in Trofimuk, A.A., Nesterov, I.I., and Zhabrev, I.P., eds., *Regularities in distribution of hydrocarbon gases and associated components [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh gazov i soputstvuyushchikh im komponentov]*: Moscow, Nauka, pp. 56–61.
- Peters, K. E., Walters, C. C. and Moldowan, J. M. 2005. *The Biomarker Guide Volume 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History* 2nd ed., Cambridge University Press, 700p.
- Petroconsultants, Inc. 1996. *Petroleum Exploration and Production Database*. Geneva, Switzerland, pp.132-160.
- Semenovich, V.V., Maksimov, S.P., Pankina, R.G., Mekhtieva, V.L. and Gurieva, S.M. 1983. Genesis of hydrogen sulfide of the Dauletabad-Donmez field: *Geologiya Nefti i Gaza*, publ. 6, pp. 32–37.
- Seradzhi, R. 1993. Tectonic and thermobarometric conditions of separate generation of oil and gas deposits in North Afghanistan: *Moscow University Geology Bulletin*, Vol. 48(2), pp. 62-65
- Seradzhi, R. 1988. Geological prerequisites for evaluation of the oil and gas content of the platform part of northern Afghanistan: *Moscow University Geology Bulletin*, Vol. 43(1), pp. 98-104
- Seregin, A.M. 1982. Conditions of generation and accumulation of oil and gas in the southeastern Karakum sedimentary petroleum-bearing basin, in Vassoevich, N.B., Polster, L.A., and Bazhenova, O.K., eds., *Metody otsenki nefte-i*.
- Sokolova, I.M., Abryutina, N.I., Makarov, V.V., Kuldzhaev, B.A., Rusinova, G.V. and Petrov, A.I. 1993. Biomarkers in gas condensates of eastern Turkmenistan: *Geokhimiya*, No. 1, p. 123–130.
- Starobinets, I.S. 1974. Geological and geochemical characteristics of gas condensates [Geologo-geokhimicheskiye osobennosti gazokondensatov]: Leningrad, Nedra, 152 p.

- Tashliev, M.S. and Znamenskaya, G.A. 1991. Oil and gas reservoirs in Cretaceous rocks of the southern Turan plate: *Izvestiya Akademii Nauk Turkmenkoy SSR, Seriya Fiziko-Tekhnicheskikh, Khimicheskikh i Geologicheskikh Nauk*, publ. 5, p. 79–85.
- Tissot, B. and Welte, D.H. 1978. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag, pp 538, Berlin.
- Tissot, B. and Welte, D.H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, Berlin, pp. 699,
- Tissot, B. Califet-Debyser, Y., Deroo, G., Ouidin, J.L. 1971. Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales, *A.A.P.G. Bull.* 55, p, 2177-2193.
- Tissot, B.P., Pelet, R., Ungerer, P.H. 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 71, pp. 1445-1466.
- Turanov, V.A., Samsonov, Yu.V. and Trunova, M.I. 2004. Phase zonality of hydrocarbon accumulations in northwestern Afghanistan: *Geologiya Geofizika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, No. 6, p. 20-25.
- U.S. Geological Survey–Afghanistan Ministry of Mines and Industry Joint Oil and Gas Resource Assessment Team. 2006. *Assessment of Undiscovered Petroleum Resources of Northern Afghanistan*, 146 p.
- U.S. Geological Survey, 2011. *Oil and Gas Resources of the Amu Darya Basin and Afghan-Tajik Basin Provinces, Afghanistan, Iran, Tajikistan, Turkmenistan, and Uzbekistan*, 164 p.
- Ulmishek, G.F. 2004. *Petroleum geology and resources of the Amu-Darya Basin, Turkmenistan, Uzbekistan, Afghanistan, and Iran: U.S. Geological Survey Bulletin 2201-H*, 84 p.
- Volkman, J. K. and Maxwell, J. R. (1986). Acyclic isoprenoids as biological markers. In: Johns, R. B. (ed.) *Biological markers in the sedimentary record*, p. 1-42. Elsevier, Amsterdam.
- VZG, 2004. *Geological structure and oil and gas potential of the southern part of the Amudarya Basin*: Moscow, Unpublished Technical Report, 39 p.
- Yaqub Zada, A. 2015. *Afganistan Kuzey Petrol bölgesi (Kaşkari) alanın Petrol Jeolojisi*. Kocaelili Üniversitesi, Fen Bilimler Enstitüsü, Yük. Lis. Tezi, Kocaelili, 53 s.
- Yermolkin, V.I. 1986. Zonality of oil and gas accumulation on platforms [*Zonalnost neftegazonakopleniya na platformen-nykh territoriyakh*]: Moscow, Nedra, 185 p.

ÖZGEÇMİŞ

Hamidullah HİJRAN

hamidullah.hijran@gmail.com



ÖĞRENİM BİLGİLERİ

Yüksek Lisans	Akdeniz Üniversitesi
2015-2018	Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Antalya, TÜRKİYE
Lisans	Jawzjan Üniversitesi
2009-2013	Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Şebergan, AFGANİSTAN