



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

**RAMAN (BATMAN) PETROL SAHASINDAKİ  
POLİMER JEL UYGULAMALARI**

**Duran DEMİR  
YÜKSEK LİSANS TEZİ  
JEOLOJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**Haziran-2014  
BATMAN  
Her Hakkı Saklıdır**

## TEZ KABUL VE ONAYI

Duran DEMİR tarafından hazırlanan “Raman (Batman) Petrol Sahasındaki Polimer Jel Uygulamaları” adlı tez çalışması 26/06/2014 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği / oy çokluğu ile Batman Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS olarak kabul edilmiştir.

### Jüri Üyeleri

#### Başkan

Prof. Dr. Ergül YAŞAR

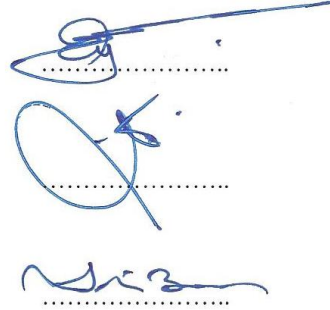
#### Danışman

Doç. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR

#### Üye

Yrd. Doç. Dr. H. Alim BARAN

### İmza



Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Doç. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR  
FBE Müdürü

## **TEZ BİLDİRİMİ**

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

## **DECLARATION PAGE**

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



Duran DEMİR

Tarih: 26/06/2014

## ÖZET

### YÜKSEK LİSANS TEZİ

#### RAMAN (BATMAN) PETROL SAHASINDAKİ POLİMER JEL UYGULAMALARI

**Duran DEMİR**

**Batman Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü  
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı**

**Danışman: Doç. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR  
2014, 70 Sayfa**

**Jüri**

**Doç. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR  
Prof. Dr. Ergül YAŞAR  
Yrd. Doç. Dr. H. Alim BARAN**

Bu çalışmada; Batman ilinin güneyinde yer alan ve önemli miktarda petrol üretiminin yapıldığı Raman Petrol Sahası'nın jeolojisini ve petrol üretimini artırmaya yönelik polimer jel uygulamalarının karot ve kuyu verilerinden (DST, log vb) yararlanılarak araştırılması amaçlanmıştır. Raman Sahası'nda bugüne kadar farklı maksatlarla çok sayıda kuyu açılmıştır. Bunlar içerisinde seçilen belirli kuyuların verileriyle sahanın yeraltı jeolojisi ayrıntılı şekilde ele alınmış, kuyular arası log korelasyonları yapılarak bölgenin stratigrafisi ortaya konulmuştur. Ayrıca epirojenik sonucu oluşmuş fay, çatlak ve kırıklardan oluşan önemli tektonik izler bulunmaktadır. Bunlardan rezervuar zonundaki çatlaklar, petrol üretimiyle beraber su girişlerine dolayısıyla kuyulardaki su yüzdesinin artmasına neden olmaktadır. İnceleme alanındaki kuyularda üretimi olumsuz etkileyen bu sorunun azaltılabilmesi için yakın zamanda uygulanan polimer jel enjeksiyonu uygulamaları ele alınarak petrol üretimindeki etkisi irdelenmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Jeoloji, Petrol üretimi, Polimer jel uygulaması, Raman Petrol Sahası, Batman.

**ABSTRACT**

**MS THESIS**

**APPLICATIONS OF POLYMER GEL  
IN RAMAN (BATMAN) OIL FIELD**

**Duran DEMİR**

**Batman University Institute of Science and Technology  
Department of Geological Engineering**

**Advisor: Assoc. Prof. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR  
2014, 70 Pages**

**Jury**

**Assoc. Prof. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR  
Prof. Dr. Ergül YAŞAR  
Assist. Prof. Dr. H. Alim BARAN**

The purpose of this study is to investigate the geology of the Raman Oil Field, produced significant amount of oil, located at the south of Batman and to study the polymer gel applications applied to increase oil production by using core and well data (DST, log, etc.). Numerous wells has been drilled in the field for different purposes so far. The underground geology of the field has been discussed in detailed by the data obtained from the selected specific wells. Geological evolutions of the formations were revealed by preparing log correlations between the wells. Also, important tectonic marks consisting of cracks, faults, and fractures have been found as a result of epirogenic activities. These fractures in the reservoir zone cause water-entry problems with increased production. Therefore, the percent age of water increased. In this study, in order to reduce this problem which adversely affect the production in the well of the study area, the impacts of recently applied polymer gel injection operations on the oil production rate were discussed.

**Key Words:** Geology, Oil production, Polymer gel operations, Raman Oil Field, Batman.

## TEŞEKKÜR

Bu alıőmanın yapılmasında desteklerini esirgemeyen, alıőmanın her aőamasında değerli önerileri, aydınlatıcı bilgi, yapıcı eleőtiri ve özenli değerlendirmeleri ile yardımlarından dolayı hocam Sayın Doç. Dr. M. Tahir NALBANTÇILAR'a teőekkürlerimi sunarım. Araőtırmalarım esnasında ve projelendirme çalıőmalarımda yardımcı olan ve emeği geçen, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Arama Daire Baőkanlıęı, Batman Bölge Müdürlüğü Jeoloji Müdürlüğü ile Üretim Müdürlüğünde görevli yetkili personellere ve çalıőanlara teőekkürlerimi sunmayı bir borç bilirim.

Ayrıca çalıőmamın hazırlanmasında manevi destek veren aileme ve sevgili çocuklarıma teşekkür ederim.

Duran DEMİR  
BATMAN-2014

# İÇİNDEKİLER

ÖZET .....	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR .....	vi
İÇİNDEKİLER .....	vii
EKLER DİZİNİ .....	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ .....	x
FOTOĞRAFLAR DİZİNİ .....	xi
TABLolar DİZİNİ .....	xii
SİMGELER VE KISALTMALAR .....	xiii
1. GİRİŞ .....	1
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR .....	4
3. MATERYAL VE METOT .....	7
3.1. Materyal .....	7
3.2. Metot .....	7
3.2.1. Literatür araştırmaları .....	7
3.2.2. Saha çalışmaları .....	7
3.2.3. Laboratuvar çalışmaları .....	8
3.2.4. Büro çalışmaları .....	8
4. GENEL JEOLojİ .....	9
4.1. Stratigrafi .....	9
4.1.1. Midyat grubu (Tm) .....	10
4.1.1.1. Hoya Formasyonu (Tmh) .....	10
4.1.1.2. Gercüş Formasyonu (Tsge) .....	12
4.1.2. şırnak grubu (Ktş) .....	15
4.1.2.1. Germav Formasyonu (Ktşg) .....	15
4.1.2.2. Garzan Formasyonu (Kşga) .....	17
4.1.2.3. Kıradağ Formasyonu (Kşk) .....	19
4.1.3. Mardin grubu (Km) .....	21
4.1.3.1. Karababa Formasyonu (Kmk) .....	21
4.1.3.2. Derdere Formasyonu (Kmd) .....	23
4.1.3.3. Sabunsuyu Formasyonu (Kms) .....	25
4.1.3.4. Areban Formasyonu (Kma) .....	27
4.2. Yapısal Jeoloji .....	29
4.3. Tarihsel Jeoloji .....	29
4.4. Rezervuar Jeolojisi .....	30
4.4.1. Formasyonların Fasiyes Özellikleri .....	31
4.4.2. Formasyonların porozite durumu .....	32
4.4.3. Formasyonların permeabilite özellikleri .....	34
4.4.4. Formasyonların tuzluluğu .....	35

4.4.5. Statik formasyon sıcaklığı.....	36
4.4.6. Formasyonların basınç değerleri .....	36
4.4.7. Formasyonların doygunluğu .....	37
4.4.8. Formasyonların kalınlıkları.....	37
4.4.9. Formasyonların süreksizlik ve çatlak analizi ile jeokimyasal çalışmalar .....	38
<b>5. PETROL ÜRETİMİNİ ARTIRMAYA YÖNELİK YÖNTEMLER.....</b>	<b>39</b>
<b>6. POLİMER JEL ENJEKSİYONU UYGULAMALARI.....</b>	<b>41</b>
6.1. Raman Sahası Rezervuar Özellikleri .....	41
6.2. Polimer Jel ile İlgili Laboratuvar Çalışmaları .....	43
6.3. Polimer Jel Uygulanacak Kuyuların Seçimi .....	46
6.4. Polimer Jel Uygulama Sistemleri.....	47
6.5. Polimer Jel Enjeksiyonu Uygulamalarının Petrol Üretimine Etkisi .....	49
6.6. Polimer Jel Uygulamalarının Değerlendirmeleri .....	51
<b>7. SONUÇ VE ÖNERİLER.....</b>	<b>54</b>
<b>KAYNAKLAR .....</b>	<b>56</b>
<b>EKLER .....</b>	<b>65</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ .....</b>	<b>70</b>



## **EKLER DİZİNİ**

EK 1. Raman Sahası jeoloji haritası .....	65
EK 2. Raman Sahası X <sub>1</sub> , X <sub>2</sub> , X <sub>3</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu .....	66
EK 3. Raman Sahası Y <sub>1</sub> , Y <sub>2</sub> , Y <sub>3</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu .....	67
EK 4. Raman Sahası Z <sub>1</sub> , Z <sub>2</sub> , Z <sub>3</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu .....	68
EK 5. Raman Sahası D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> , D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu.....	69

## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. İnceleme alanı yer bulduru haritası .....	3
Şekil 4.1. Kuyular arası yapılan log korelasyonu bulduru haritası .....	9
Şekil 4.2. Hoya Formasyonunun tip kesiti .....	11
Şekil 4.3. Gercüş Formasyonunun tip kesiti .....	13
Şekil 4.4. Germav Formasyonunun tip kesiti .....	16
Şekil 4.5. Garzan Formasyonunun tip kesiti .....	18
Şekil 4.6. Kıradağ Formasyonunun tip kesiti .....	20
Şekil 4.7. Karababa Formasyonunun tip kesiti .....	22
Şekil 4.8. Derdere Formasyonunun tip kesiti .....	24
Şekil 4.9. Sabunsuyu Formasyonunun tip kesiti .....	26
Şekil 4.10 Areban Formasyonunun tip kesiti .....	28
Şekil 4.11. Mardin Grubu'na ait birimlerin şematize enine kesiti .....	30
Şekil 4.12. RX <sub>3</sub> kuyusu Derdere Formasyonunda yapılan zaman-basınç grafiği .....	37
Şekil 6.1. Atık su gelişi ve çatlak sistemlerinin gelişimi .....	42
Şekil 6.2. Dikey çatlak sistemlerinin gelişimi .....	42
Şekil 6.3. Polimer jel uygulamalarının petrol üretimine etkisi .....	50
Şekil 6.4. Polimer jel uygulamalarının atık su üretimine etkisi .....	51

## FOTOĞRAFLAR DİZİNİ

Foto 4.1. Batman ili Hasankeyf ilçesi Üçyol Köyü güneyindeki Raman tepesinden görülen Softek antiklinalinin batı kanadındaki Hoya Formasyonunun güneybatıdan görünümü .....	12
Foto 4.2. Batman ili Hasankeyf ilçesi Üçyol köyü güneyi Softek antiklinali kuzey kanadındaki Hoya-Gercüş Formasyonu arasındaki dokanak ilişkisi .....	14
Foto 4.3. RX1 kuyusu Garzan Formasyonu petrole doymuş bio klastik kireçtaşı ve kireçtaşı karot numunesinde gelişen erime boşluk, çatlak ve taneler arası porozite tiplerinde biriken doymuş petrol emarelerinden görünüm .....	33
Foto 4.4. RX <sub>2</sub> kuyusu Garzan Formasyonu çatlaklı ve permeabil rezervuar zonundan DST operasyonu ile alınan petrol numunesi .....	35
Foto 6.1. Polimer jel enjeksiyonu uygulamasında kullanılan krom-asetat ve polimer numunesi .....	44
Foto 6.2. Polimer jel enjeksiyonunda uygulanan krom-asetat çapraz bağlayıcı polimer jel .....	44
Foto 6.3. Polimer jel enjeksiyonu sırasında alınan jel numunesi .....	45
Foto 6.4. Polimer jelin hazırlanması ve boru hatları yardımıyla kuyulara enjeksiyonu .....	48
Foto 6.5. Polimer jel çözeltisinin hazırlanıp tankerlere doldurulması .....	49
Foto 6.6. Tankerlerle kuyubaşına taşınan jel çözeltisinin kuyuya enjeksiyonu .....	49

## **TABLolar DİZİNİ**

Tablo 6.1. Jel kuvveti sınıflama kodları .....	45
Tablo 6.2. Polimer jel zamanı ve performans değerlendirmesi .....	46
Tablo 6.3. Polimer jel uygulamaları sonrası üretim kuyularının değerlendirilmesi....	53

## SİMGELER VE KISALTMALAR

TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
EOR	: Enhanced Oil Recovery (Geliştirilmiş petrol üretim teknikleri)
API	: American Petroleum Institute (Petrol kalite sınıflaması)
DST	: Drill Stem Test (Formasyon kuyu testi)
PI	: Productivity Index (Üretim indeksi)
GDA	: Güneydoğu Anadolu
ÖSK	: Ölçülü Stratigrafi Kesiti
TDS	: Toplam çözünmüş katı madde
psi	: pounds per square inch (Basınç birimi)
ppm	: parts per million (milyonda bir)
°F	: Fahrenheit (sıcaklık birimi)
bb1	: blue barrel (varil)
md	: mili darcy
sp	: tür

## 1. GİRİŞ

Raman Sahası Batman ilinin güneyinde 1/25.000 ölçekli M46-b4 paftasında yer almaktadır (Şekil 1.1). Güneydoğusunda Hasankeyf, kuzeyinde Beşiri, güneyinde ise Gercüş ilçeleri bulunmaktadır. Türkiye’de petrol aramacılığının ilk başladığı ve petrol keşfinin ilk yapıldığı yer olması nedeniyle ayrı bir öneme sahiptir. Kuzeyinde Sezgin, batısında Batı Raman ve güneybatısında Güney Raman petrol üretim sahaları bulunmaktadır.

İnceleme alanında Kretase’den itibaren orojenik hareketliliğin izleri görülmektedir. Önce Kretase tektoniği, daha sonra Miyosen ve en sonda da Eosen tektoniğiyle inceleme alanı ve civarı tektonik olarak son halini almıştır. Kretase tektonizmasında yerin derinliklerinde yüzeye nazaran daha fazla deformasyon yapıları izlenmektedir.

Stratigrafik olarak inceleme alanı ve civarında genellikle Midyat Grubu (Tm) içerisinde yer alan Hoya Formasyonu (Tmh) yüzeylemekte olup, sahanın batısında Gercüş Formasyonu (Tsge); kuzeyinde Şelmo Formasyonu (Tş), kuzeybatısında Pliyo-Kuvarterner yaşlı çok az bir bazalt (QB) örtüsü bulunmaktadır.

Rezervuar kayaç özellikleri bakımından, Garzan Formasyonunun ve Mardin Grubu karbonatlarından olan Derdere Formasyonunun porozitesi ve permeabilitesi akışkan verimini artırıcı özelliğe sahiptir.

Sahada yapılan petrol üretim mekanizması aktif su itimli olup sahadan üretilen petrol Mardin Grubuna ait karbonatlı litolojilerden ve az miktarda Garzan Formasyonundan sağlanmaktadır.

Mardin Grubu karbonatları ve Garzan Formasyonunda tektonizma hareketleri sonucu deformasyonlar oluşmuş ve buna bağlı olarak çatlak sistemleri gelişmiştir. Gelişen bu çatlak sistemleri rezervuar zonunu daha geçirgen bir yapıya büründürmüştür. Geçirgenlik artışıyla sahada gerçekleştirilen üretimde artış meydana gelirken üretilen atık su miktarı da artmaktadır.

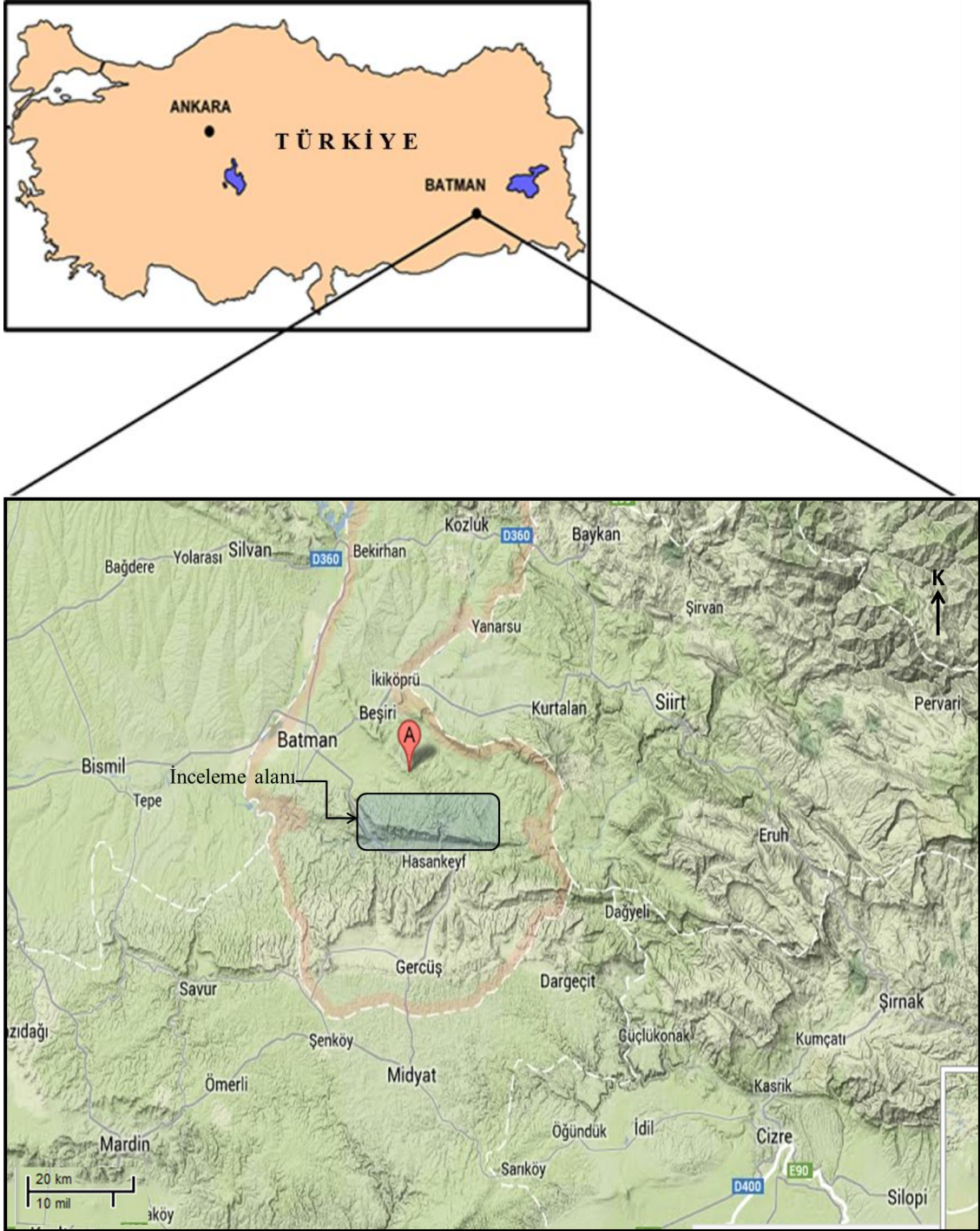
İnceleme alanında birincil yöntemler ile petrol üretimine devam edilmektedir. İkincil yöntemlerden olan atık su enjeksiyonu yöntemi üretilen atık suyun tekrar akifere basılması ile sahada uygulanmaktadır. Akiferden ve rezervuardaki boşluklu, çatlaklı yapılardan gelen atık suyun gelişini engellemek veya minimum seviyeye indirmek ve böylece petrol üretimini artırmak için üçüncül yöntemlerin uygulanması gerekliliği

ortaya çıkmıştır. Üçüncül yöntemlerden kimyasal enjeksiyonu içerisinde yer alan polimer jel enjeksiyonu uygulamalarının yapılan çalışmalarda Raman Sahasında başarılı sonuçlar verdiği tespit edilmiştir.

Sahada uygulanacak polimer jel, laboratuvar testleri (konsantrasyonu, jelleşme zamanı, jel miktarı vb.) sonucunda belirlenmektedir. Laboratuvar uygulamalarında krom-asetat çapraz bağlayıcı poliakrilamid jel kullanılmaktadır. Bu tip jeller düşük konsantrasyonlu yüksek molekül ağırlıklı yapıya sahip olduklarından dolayı rezervuar zonundaki gözenekleri tıkamadan sadece çatlak ve boşlukları doldurmaktadır. Böylelikle üretim zonu ile akifer arasında bağlantı kuran doğal çatlaklar jel ile doldurulup akiferden gelen suyun önü kesilmekte ve matriks içinde bulunan petrolün kuyuya doğru akması sağlanmaktadır. Böylece petrol üretimi artarken petrol ile birlikte üretilen atık su üretimi azalmaktadır. Polimer jel uygulaması sabit ve mobil olmak üzere iki sistemle yapılmaktadır.

Ayrıca yüksek su yüzdesi nedeniyle terk edilen 40 kuyuda polimer jel enjeksiyonu uygulanarak tekrar üretime alınmıştır. Operasyon sonrasında bir müddet sonra su oranları tekrar yükselen kuyularda jel operasyonları tekrarlanmış ve başarılı sonuçlar elde edilmiştir. Bu da jel operasyonunun tekrarlanabileceğini göstermiştir. Uygulama sonucunda artan petrol üretimine bağlı olarak kısa zamanda polimer jel enjeksiyonundan kaynaklı maliyetlerin geri kazanıldığı görülmüştür.

2007 yılında başlayan ve 120 kuyuda yapılan polimer jel uygulamalarının sonucunda Aralık 2013 itibariyle sahada 1,5 milyon varil ilave petrol üretimi yapılmıştır. Polimer jel enjeksiyonu uygulamalarının petrol üretiminde yapmış olduğu olumlu neticeler ışığında sahada yeniden yapılan hesaplamalar sonucunda rezervuarda süpürülme etkisinin artması nedeniyle petrol üretilebilirlik oranının yükseldiği gözlenmiştir.



Şekil 1.1. İnceleme alanı yer bulduru haritası



## 2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

İnceleme alanı ve yakın civarında birçok araştırmacı tarafından değişik amaçlı jeolojik çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalardan bazıları aşağıda verilmiştir.

Egeran (1950) “Raman Petrol Sahasında Yeni Jeolojik Müşahedeler” isimli çalışmasında Raman Sahası’nın keşif tarihçesi, sahada yapılan araştırmalar ve sahanın stratigrafisine yönelik çalışmalar yapmıştır.

Ekin (1960) “Raman Strüktürün Doğu Kısmında Yapılan Etüd Hakkında Notlar” isimli çalışmasında Raman sahasında yeralan formasyonların stratigrafisini ortaya koymuştur.

Refacioğlu (1961) “Raman Petrol Sahası Orbitit Seviyesi Revizyonu ve Sidrolites Seviyesi Hakkında Ön Rapor” isimli çalışmasında Raman Sahası’ndaki Kretase yaşlı rezervuar birimlerin fosil içerikleri hakkında ayrıntılı incelemeler yapmıştır.

Büyükbay (1968) tarafından hazırlanan “Raman Sahası Kompilasyon Raporu” isimli çalışmasında Raman Sahası’nda yıllara göre kuyuların petrol ve su üretimleri, formasyonların kalınlık ve yapı kontur haritaları, rezervuar seviyeleri için tuzluluk haritaları, kuyu verileri kullanılarak kuyular arası jeolojik enine kesitler ve inceleme alanının jeoloji haritası bilgilerini ortaya koymuştur.

Bilen (1970), “Raman Petrol Sahası Yeraltı Jeolojisi Çalışmaları” isimli çalışmasında yeraltındaki formasyonların fasiyes özellikleri, dokanak ilişkileri ve diğer gözlenebilir rezervuar özelliklerini ortaya koymuştur.

Duygu (1979), “Raman Petrol Sahası Self Potansiyel Test Çalışmaları” isimli çalışmasında Raman Sahasında alınan elektrik loglarından yararlanılarak sahanın self potansiyeli üzerine incelemelerde bulunmuştur.

Keskin ve Gültekin’in (1980) “Batı Raman Sahasının Rezervuar Jeolojisi Hakkında Bazı Görüşler Rezervuar Üzerine Tartışmalar” isimli çalışmasında Batı Raman Sahası’nda açılan kuyularda yapılan DST’ler incelenerek petrol üretilen formasyonda rezervuar çalışmaları yapmışlardır.

Solak (1980), “X. Bölge Raman Sahası Kuyularında Kıradağ Formasyonu Altındaki Birimlerin Mikropaleontoloji ve Biyostratigrafik İncelenmesi” isimli çalışmasında Kıradağ formasyonunun altında bulunan formasyonların fosil içeriği

incelenerek yaş tayini yapılmış stratigrafik olarak fosil içeriğine bakılıp değerlendirilmesi yapılmıştır.

Üngör (1981), “Batı Raman Sahası ve Yeraltı Jeolojisi ile Petrol Olanakları” isimli çalışmasında Batı Raman Sahası’nda açılan kuyular ışığında sahanın yeraltı jeolojisi, formasyonları ve sahanın petrol olanakları üzerine bilgileri ortaya koymuştur.

İşbilir (1982), “Raman Üretim Sahası’nın Log Verileri Işığında Garzan Formasyonu” isimli çalışmasında sahada açılan kuyulardan alınan logların değerlendirilmesi ve yorumlanmasıyla Garzan Formasyonu üzerinde incelemeler yapmıştır.

Orcan ve Gülümser’in (1982), “Raman Sahası Özel Karot Analizleri” isimli çalışmasında sahada alınan karotların, porozite, permeabilite ve rezervuar formasyonlarının diğer gözlenebilir rezervuar özellikleri incelenmiştir.

Us (1982), “Batı Raman Kuzeyinin Jeofizik Değerlendirmesi” isimli çalışmasında jeofizik parametrelerini kullanarak Batı Raman’ın kuzey kısmını petrolcülük açısından yorumlamış ve sahada açılacak kuyulara yardımcı bilgiler ortaya koymuştur.

Akküllah (1983), “Raman-Piyanko Sahaları Arasında Kalan Alanda Paleozoyik Yaşlı Birimlerden Statik Sıcaklık ve Jeotermal Gradyan Dağılımı” isimli çalışmasında kuyu verileri olan DST ve log datalarından Raman ve Piyanko Sahaları arası Paleozoyik yaşlı birimlerin yeraltı sıcaklık ve gradyan dağılımları üzerine çalışmalar yapmıştır.

Tengiz (1983), “Batı Raman Sahası Yeraltı Jeolojisi Değerlendirme Petrol Olanakları” isimli çalışmasında Batı Raman Sahası’nda açılan kuyular ışığında sahanın yeraltı jeolojisi, formasyonları ve sahanın petrol olanakları üzerine bilgiler ortaya koymuştur.

Erdoğan ve Akgül (1984), “Raman-Batı Raman-Sezgin Sahaları Çevrelerinin Yeraltı Rezervuar Değerlendirmesi” isimli çalışmalarında Raman, Batı Raman ve Sezgin Sahalarında açılan kuyu verileriyle elde edilen DST ve loglarla rezervuar kayaçların incelenmesine yönelik çalışmalar yapmışlardır.

Aydın ve Yöndem (1985), “Raman Sahası Garzan Formasyonu Yeraltı Jeolojisi Çalışması ve Hidrokarbon Olanakları” isimli çalışmalarında Garzan Formasyonunun ayrıntılı jeolojisi, fasiyesleri ve hidrokarbon olanakları üzerinde değerlendirmeler yapmışlardır.

Ercan (1987), “Raman Sahası ve Çevresi Kuyuları ile İlgili Temel ve Özel Karot Analizleri” isimli çalışmasında sahadan ve çevre kuyulardan alınan karotların porozite, permeabilite ve rezervuar formasyonlarının diğer gözlenebilir rezervuar özellikleri incelenmiştir.

Gülümcer ve Şenol (1987), “Güney Sarıcak ve Raman Sahalarında Su Gelişi ve Önleyici Silika Jel Saha Uygulama Sonuçları” isimli çalışmalarında Raman Sahası’nda petrol üretimiyle beraber gelen yeraltı suyu incelenmiş; sahada su gelişini engelleyici silika jel uygulanan kuyuların öncesi ve sonrasındaki performansları üzerine çalışmalar yapmışlardır.

Alpay (1999), “Raman Sahası Temel ve Özel Karot Analizleri” bu çalışmasında sahada alınan karotların porozite, permeabilite ve rezervuar formasyonlarının diğer gözlenebilir rezervuar özellikleri incelenmiştir.

Tosunkara ve diğ. (2001), “Raman Sahası Değerlendirme Projesi” isimli çalışmalarında Raman Sahasının üretimini arttırmaya ve sahanın geliştirilmesine yönelik bilgiler ortaya koymuşlardır.

Yıldırım ve Karadoğan’ın (2001) “Raman Dağları Güneyinde Morfometrik ve Morfotektonik Analizler” isimli çalışmalarında Raman antiklinalindeki şaryajlı-faylı ve kıvrım strüktürlerine ait şekilleler incelenmiş olup morfolojik ve tektonik hareketler sayısal verilerle ortaya konulmuştur.

Sayılı ve diğ. (2004), “Güney Raman-1 Kuyusu Litostratigrafik, Biyostratigrafik ve Jeokimyasal Değerlendirilmesi” isimli çalışmalarında sözü edilen kuyuda açılan verilerle sahanın fosil içeriği, formasyonların stratigrafisi ve kaynak kayası hakkında bilgiler ortaya koymuşlardır.

Namoğlu ve diğ. (2005), “Raman Sahası ve Civarının Geliştirilme Projesi” isimli çalışmalarında Raman Sahasının üretimini arttırmaya ve sahanın geliştirilmesine yönelik bilgileri ortaya koymuşlardır.

### **3. MATERYAL VE METOT**

Raman Sahası'nda bugüne kadar birçok araştırmacı tarafından jeolojisi, tektoniği, üretim durumu vb. çalışmalar yapılmıştır. Günümüze kadar yapılan çalışmalar detaylı olarak incelenerek yararlanılmaya çalışılmıştır. Bununla birlikte kuyulardan elde edilen veriler ışığında Raman Sahası'nda petrol üretimini artırmaya yönelik yakın zamanda uygulanmaya başlanan polimer jel uygulamaları konusu detaylı olarak incelenip, belirli bir materyal ve metot çerçevesinde değerlendirilmiştir.

#### **3.1. Materyal**

İnceleme alanı Batman ili güneyindeki Güneydoğu Anadolu X. Petrol Bölgesi içerisinde yer almaktadır. Bu çalışmanın niteliğini ortaya çıkaracak mevcut verilerin derlenmesi, saha çalışması ile verilerin tekrar değerlendirilmesi çalışmaları tamamlanarak inceleme alanında ve yakın civarında açılmış kuyulardan sağlanan DST'ler karot ve loglar büroda incelenmiştir. Tez kapsamında yapılan çalışmalar, TPAO Arama Grubu Güneydoğu Anadolu Projesi, TPAO Batman Bölge Müdürlüğü Jeoloji Müdürlüğü ve Üretim Müdürlüğü ekibi ile birlikte tamamlanmıştır.

#### **3.2. Metot**

Bu çalışmanın ortaya çıkarılmasında dört aşamalı metot izlenmiş olup bunlar sırasıyla aşağıda verilmiştir.

##### **3.2.1. Literatür araştırmaları**

Önceki yıllarda bölge ve yakın civarında yapılmış olan petrol arama çalışmalarına ait sonuç raporları ile literatür araştırması yapılmıştır. Ayrıca sahada bulunan kuyulara ait bitirme raporları incelenmiş daha sonra yapılması gerekenler tespit edilmiştir.

##### **3.2.2. Saha çalışmaları**

İnceleme alanının jeolojisine yönelik çalışmalarda arazide litolojilerin belirlenmesi ve bunlara ait tabakalarda doğrultu ve eğim ölçümleri yapılmıştır. Yine

tektonik unsurlardan fay, çatlak, kırık ve kıvrım sistemleri incelenmiştir. Ayrıca inceleme alanı içerisindeki kuyular belirlenmiş ve bu kuyulara ait bilgiler derlenmiştir.

### **3.2.3. Laboratuvar çalışmaları**

İnceleme alanındaki bazı kuyulardan her iki metrede bir alınan kırıntı (kesinti) numuneleri, kuyularda formasyonlar arası dokanak geçişlerini ve formasyonlar arasındaki renk, sertlik, bileşim, doku vb. farklılıkları belirlemek amacıyla binoküler mikroskopta incelenmiştir. Ayrıca alınan karot örneklerinden çatlak tipi ve çatlak miktarı, petrol içeriği, API gravitesi ve viskozitesi belirlenmiştir. Ayrıca petrol üretimi için belirlenmiş hedef seviyelerde yapılan DST analizleriyle hedef formasyondaki mayinin cinsi, tuzluluk ve ağırlık bilgileri tespit edilmiştir.

### **3.2.4. Büro çalışmaları**

Büro çalışmaları sürecinde, inceleme alanında geçmiş yıllarda açılan kuyuların kuyu bitirme raporları incelenmiştir. Bu veriler ışığında Raman Sahası hakkında ayrıntılı bilgiler elde edilmiştir. Kuyulardan alınan loglar incelenerek, formasyonların litolojileri belirlenip, gözenekli zonların ve miktarlarının tayini yapılmıştır. Sahada açılan kuyu verileriyle kuyular arası log korelasyonları, yapı kontur haritası ve su haritalarının çizimi gerçekleştirilmiştir. Yukarıda belirtilen metotların derlenmesiyle bu teze ait raporun dizaynı ve yazılması şeklinde tez çalışması hazırlanmıştır.

## 4. GENEL JEOLJİ

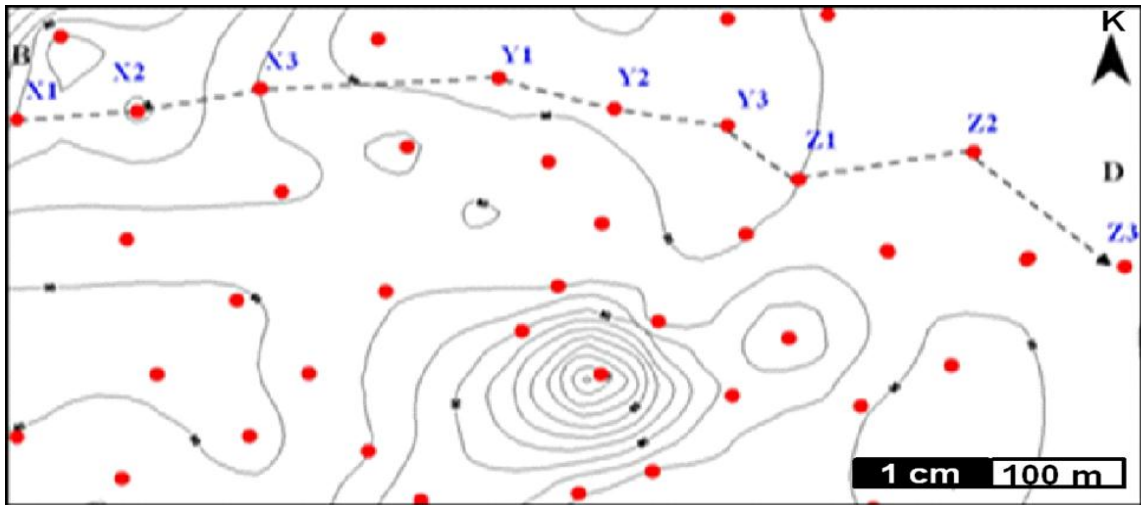
### 4.1. Stratigrafi

Raman Sahası'nın stratigrafisi yüzey verileri ve kuyu verilerinden faydalanılarak değerlendirilmiştir. İnceleme alanı ve civarında genellikle Midyat Grubu (Tm) içerisinde yer alan Hoya Formasyonu (Tmh) yüzeylemekte olup, sahanın batısında Gercüş Formasyonu (Tsge), kuzeyinde Şelmo Formasyonu (Tş), kuzeybatısında Pliyo-Kuvaterner yaşlı Bazalt (QB) örtüsü bulunmaktadır (EK 1).

Bu gözlenen ve kuyuda kesilen formasyonların Güneydoğu Anadolu'da yerinde Ölçülmüş Stratigrafik Kesitleri (ÖSK) değerlendirilmeye alınarak formasyonlar hakkında ayrıntılı bilgiler verilmiştir. Formasyonların tip kesit yerleri ve nereden alındığı belirtilerek hiyerarşideki (yaş, grup, formasyon, kalınlık, litoloji) konumu belirtilmiştir. Ayrıca formasyonların üst ve alt dokanak ilişkileri, litolojik tanımları, çökeltme ortamları ve yaşları hakkında da ayrıntılı bilgiler verilmiştir.

Sahada açılmış olan kuyular genel olarak ele alınarak, Raman Sahası'ndaki birimler en genç birimden en yaşlı birime doğru ayrıntılı şekilde anlatılmıştır. İnceleme alanında açılan kuyu verileri kullanılarak kuyular arası log korelasyonları yapıp formasyonların yer altındaki konumları, birbirleriyle olan dokanak ilişkileri, yanıl devamlılıkları ve petrol/su kontakları gözlenebilmiştir.

1/10.000 ölçekli topoğrafik haritada uzun bir hat boyunca batıdan doğuya doğru uzanan belli başlı kuyular seçilerek kuyular arası korelasyon yapılmıştır (Şekil 4.1).



Şekil 4.1. Kuyular arası yapılan log korelasyonu bulduru haritası

Korelasyonu yapılan bu kuyular  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$ ,  $Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $Y_3$ ,  $Z_1$ ,  $Z_2$  ve  $Z_3$  kuyularıdır. Seçilen bu kuyularda Gamma Ray ve Sonic loglarına göre farklı seperasyonlar tespit edilmiştir. Bu seperasyonlar bize, bu hat boyunca yer altındaki formasyonların yanıl devamlılıklarının nasıl değiştiiğini, kalınlıklarının her zaman aynı olmadığını, kuyudan kuyuya göre değiştiiğini göstermektedir. (EK 2, 3 ve 4).

#### **4.1.1. Midyat grubu (Tm)**

##### **4.1.1.1. Hoya Formasyonu (Tmh)**

İlk kez Diyarbakır ili Çüngüş ilçesi 2 km güneybatısındaki Hoya köyü dolayında mostra veren birimin Sungurlu (1977) tarafından adlandırıldığı Perinçek (1979) tarafından belirtilmesine rağmen, literatür taramalarında bu referans bulunamamıştır. Bu nedenle, ilk adlayan Perinçek (1978) olarak kabul edilmiştir. Perinçek (1978) hazırlamış olduğu Güneydoğu Anadolu otokton ve allokton kaya birimleri jeoloji sembolleri haritasında “Midyat Grubu” içinde “Hoya Formasyonu” adını isim bazında kullanmıştır.

Görür ve Akkök (1982a) tarafından ölçülen Hoya ÖSK Hoya Formasyonunun tip kesiti olarak önerilmiştir (Şekil 4.2). Tip kesitinde Gercüş Formasyonu üzerine uyumsuz olarak gelen Hoya Formasyonu Miyosen yaşlı resifal kireçtaşları (Fırat Formasyonu) ile uyumsuz olarak örtülmektedir. Uzunargıt ve Softek ÖSK’larda, altında yer alan Gercüş Formasyonu ile uyumlu olup, Silvan Grubu’nun Kapıkaya Formasyonu tarafından diskordan olarak örtülmektedir.

Hoya Formasyonu Güneydoğu Anadolu’da mostra verdiği yerlerde, genelde dik şevler oluşturan kireçtaşları ile bunların diyajenetik değişimleri ile oluşan yaygın dolomitlerden meydana gelir ve zayıf-iyi hazne kaya özellikleri sunar (Bolgi, 1961; Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Açıkbaş ve Baştuğ, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1981, 1989 ve 1990; Açıkbaş ve diğ., 1981; Yılmaz, 1982; Görür ve Akkök, 1982b ve 1984; Günay, 1984; Yoldemir, 1987; Duran ve diğ., 1987, 1988 ve 1989; Sarıdaş, 1991) (Foto 4.1).

Hoya Formasyonunun yaşı Alt Eosen-Alt Oligosen olarak belirtilmiştir ve çökeltme ortamı ise sınırlı/yarı sınırlı sığ epirik deniz-sığ normal deniz-şelf kenarı/önü olarak belirtilmiştir (Duran ve diğ., 1988 ve 1989).

Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
ALTI MIYOSEN	SILVAN	FIRAT	150		Kireçtaşı: Açık gri-bej renkli, orta tabakalı, algli, mercanlı.
OLİGOSEN	E O S E N M İ D Y A T H O Y A	G E R C Ü Ş	603		<p>Kireçtaşı: Koyu gri-siyah renkli, ince-orta tabakalı, bol ekinit parçalı, az pelajik foramlı.</p> <p>Kireçtaşı: Koyu gri-siyah renkli, ince-orta tabakalı, pelajik foramlı.</p> <p>Kireçtaşı: Koyu gri-siyah renkli, silt boyu biyojenik malzemeli (pelajik foram kavkı parçası), killi</p> <p>Kireçtaşı: Koyu gri-siyah renkli, ince-orta tabakalı, pelajik foramlı ve silt boyu biyojenik malzemeli, killi.</p> <p>Kireçtaşı: Ekinit parçalı.</p> <p>Kireçtaşı: Bej renkli, ince-orta tabakalı, iri bentonik foraminiferli.</p> <p>Dolomit: Açık gri renkli, orta-kalın ve kötü tabakalı, karstik görünümlü.</p> <p>Kireçtaşı: Gri-bej renkli, orta kalınlıkta muntazam tabakalı, bol ufak bentikli ve kırmızı algli, yer yer dolomit ara katkılı.</p>
				271	

Şekil 4.2. Hoya Formasyonunun tip kesiti (Görür ve Akkök, 1982a'dan geliştirilmiştir)



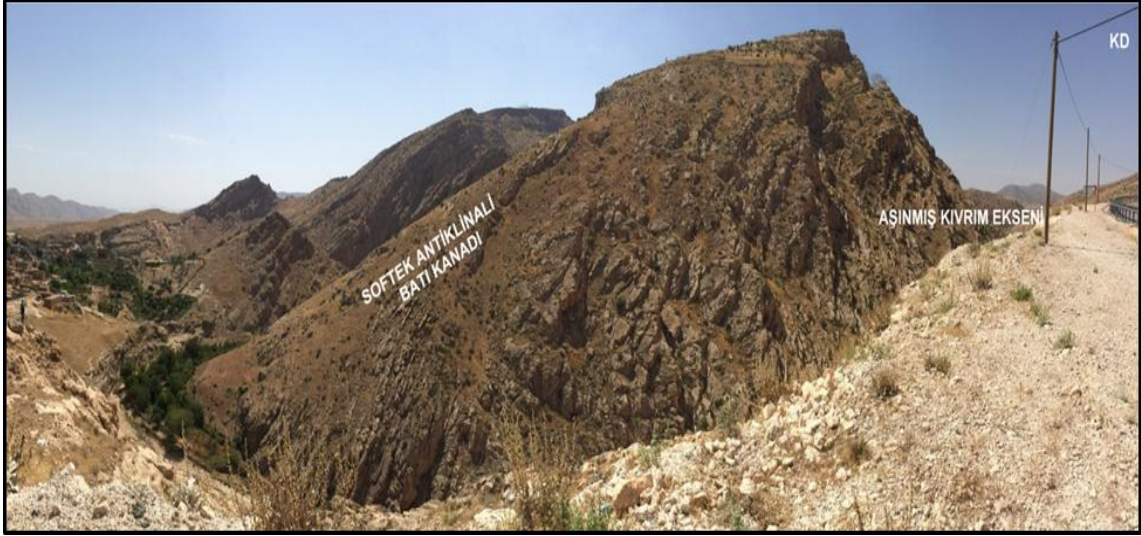
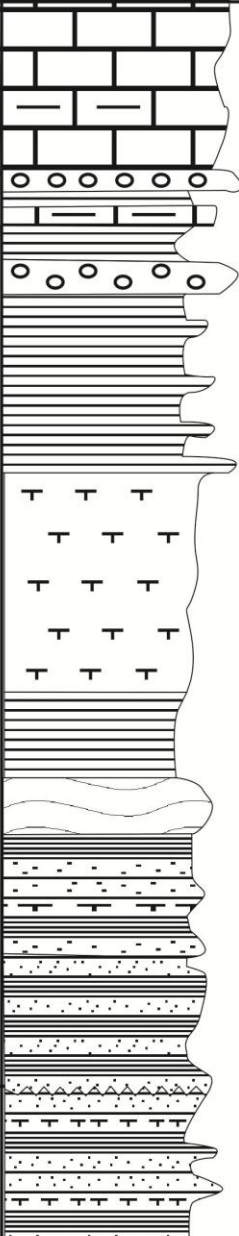


Foto 4.1. Batman ili Hasankeyf ilçesi Üçyol Köyü güneyindeki Raman tepesinden görülen Softek antiklinalinin batı kanadındaki Hoya Formasyonunun güneybatıdan görünümü

#### 4.1.1.2. Gercüş Formasyonu (Tsge)

Birimin tip kesit yeri Batman ili Gercüş ilçesi yakınındaki Hermis basenidir. Gercüş Formasyonu Midyat Grubu'nun en alt formasyonudur. Maxson (1936) tarafından birimin stratotipinde kesit ölçümü yapılmadığından, Gercüş Formasyonunun tip kesit yeri Batman ili Gercüş ilçesi civarındaki Gercüş antiklinalidir (Bolgi ve Sezgin, 1960; Bolgi, 1961) Tip kesitinde Gercüş Formasyonu 271 m. kalınlıkta ölçülmüştür (Şekil 4.3).

Dokanak ilişkilerine baktığımızda; Maxson (1936)'ya göre, altındaki Becirman Formasyonu ile olan dokanak ilişkisi geçişlidir. Üzerine ise, uyumsuz bir dokanakla Hoya Formasyonu gelmektedir (Foto 4.2). Bolgi (1961) tarafından ölçülen kesitte, birimin altta Germav Formasyonu "üst üyesi", üstte de Hoya Formasyonu ile olan dokanakları uyumsuz olarak gösterilmiştir. Tuna (1973)'ya göre de, Gercüş Formasyonu ile Germav Formasyonu arasında kısa süreli de olsa bir kesiklik söz konusudur. Gercüş Formasyonu bütünüyle Midyat Grubu karbonatlarının taban seviyesi durumundadır.

Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK(m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
PALEOSEN	E O S E N M İ D Y A T	HOYA	603		<p>Kireçtaşı: Krem renkli, sert.</p> <p>Konglomera: Pembe renkli.</p> <p>Tebeşirli Kireçtaşı: Beyaz renkli</p> <p>Konglomera: Açık yeşilimsi, gri renkli, polijenik elemanlı.</p> <p>Şeyl: Kırmızı renkli, yeşil benekli, marn arabantlı.</p> <p>Marn: Yeşilimsi krem, beyaz renkli.</p> <p>Şeyl: Kırmızı, kahve renkli.</p> <p>Kumtaşı: Gri renkli.</p> <p>Kumtaşı-Marn-Şeyl</p> <p>Killi Kireçtaşı: Grimsi beyaz renkli.</p> <p>Silttaşı</p> <p>Kireçtaşı: Bej renkli.</p> <p>Şeyl: Kahve renkli.</p> <p>Kumtaşı: Kahve renkli.</p>
		ÜST GERMAV	598		
	G E R C Ü Ş		271		

Şekil 4.3. Gercüş Formasyonunun tip kesiti (Bolgi, 1961'den geliştirilmiştir)



Foto 4.2. Batman ili Hasankeyf ilçesi Üçyol köyü güneyi Softek antiklinali kuzey kanadındaki Hoya Gercüş Formasyonu arasındaki dokanak ilişkisi

Gercüş Formasyonu, Batman-Siirt hattının güneyinde Mardin sahasında Becirman Formasyonu veya Germav Formasyonu “üst üyesi” üzerine geçişli olarak gelir (Güven ve diğ. 1991). Kuzeyde ise Antak Formasyonundan ayrılamaz.

Gercüş Formasyonu, mostra verdiği yerlerde tipik rengi ve fiziksel özellikleri ile kolay ayırt edilen bir birimdir. Çakıltaşı, kumtaşı, şeyl, marn, silttaşı ve killi kireçtaşı-kireçtaşı litolojilerinden oluşmaktadır (Tolun, 1949 ve 1954; Altınlı, 1952; Badglay, 1957; Bolgi ve Sezgin, 1960; Bolgi, 1961; Tolun ve diğ., 1962; Bolgi ve Kıratlıoğlu, 1962; Kıratlıoğlu, 1964; Önem, 1967 ve 1968; Petrotek Limited, 1968; Akarsu, 1968; Dağdelen, 1970; İlker, 1972; Sungurlu, 1973; Yalçın, 1978; Açıkbaş ve diğ., 1981; Günay, 1984 ve 1986; Thomas ve diğ., 1986; Güven ve diğ., 1988 ve 1991; Duran ve diğ., 1988 ve 1989; Pasin, 1989; Sarıdaş, 1991).

Gercüş Formasyonunun yaşı Alt Eosen olarak belirlenmiştir (Duran ve diğ., 1988). Çökeltme ortamı gölsel-lagün-flüvyal-taşkın ovası-kıyı ovası-örgülü akarsu-alüvyal fan-alüvyon yelpazesidir (Duran ve diğ., 1988; Güven ve diğ., 1991).

#### 4.1.2. Şırnak grubu (Ktş)

##### 4.1.2.1. Germav Formasyonu (Ktşg)

Şırnak Grubu içerisinde yer alan ve tip lokalitesi Batman ili Gercüş ilçesinin 40 km kadar doğusundaki Germav köyü dolaydır. Güneydoğu Anadolu'da Germav Formasyonu gayri resmi olarak "Germav Formasyonu alt üyesi" ve "Germav Formasyonu üst üyesi" şeklinde iki üyeye ayrılmaktadır. Formasyonun Maestrihtiyen yaşlı kesimi "Germav Formasyonu alt üyesi" ve Paleosen yaşlı kesimi ise "Germav Formasyonu üst üyesi" olarak adlandırılmaktadır .

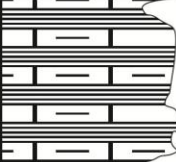

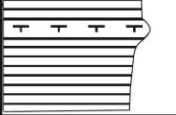
İlk kez Maxson (1936) tarafından Hermis antiklinalinde "Kermav Formasyonu" olarak adlandırılmıştır. Ancak Foley (1937) bu birimi, Germav baseninde yaptığı ayrıntılı çalışma sırasında, birimi ilk kez kendisinin adlandırdığını belirtmekteyse de, stratigrafi kuralları (Helberg, 1976), Maxson'un Hermis havzasında yaptığı çalışmayla ilgili olarak Foley'den bir yıl önce yazdığı raporda "Germav" adını kullanmış olması nedeniyle, bu birimin tanımlayıcısı olarak Maxson'un, tip lokalitesi olarakta Hermis havzasının kabul edilmesini gerektirmektedir.

Tip kesitinde Germav Formasyonu 676 metre kalınlıkta ölçülmüştür (Bolge ve Sezgin, 1960) (Şekil 4.4).

Germav Formasyonunun alt üyesi mostra vermemektedir. Birimin Becirman Formasyonu kireçtaşları ile olan üst dokanağı ise, geçişli ve uyumludur. Kretase masif kireçtaşlarını (Mardin Grubu) belirsiz açısız bir diskordans veya paralel bir diskordansla örter. Üzerinde yeralan Becirman Formasyonu kireçtaşları ile geçişli ve uyumludur.

Germav Formasyonu, Güneydoğu Anadolu bölgesinde çok büyük bir mostraya sahip olup, güney devamı güneydeki sınırlarımız dışına çıkmaktadır (Güven ve diğ., 1991). Kuzey sınırı, Adıyaman ili civarı ile Diyarbakır ilinin batı kesiminde bir aşınma hattı ile belirlenir. Birimin kuzey ve güneyindeki aşınma alanları ile sığ karbonat platformlarının geliştiği alanlarda ince olduğu söylenebilir (Güven ve diğ., 1991).

Germav Formasyonunun yaşı Orta Maestrihtiyen-Üst Paleosen olarak belirlenmiştir (Güven ve diğ., 1991; Çoruh, 1991). Çökme ortamı derin deniz-denizaltı yamacı veya yamaç öneyi (deniz altı yelpazeleri)-yelpazesi olarak belirtilmiştir (Güven ve diğ., 1991).

Yaş	GRUP	FORMASYON	ÜYE	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
ÜST KRETASE	ŞIRNAK	BACIRMAN		79		Kireçtaşı: Yeşilimsi gri, krem renkli. Şeyl: Bej, kahve renkli.
		GERMAV	ÜST	598		Şeyl: Yeşil, kahvemsi pembe yeşilimsi gri renkli. Kumtaşı: Yeşilimsi gri, gri renkli, fosilli. Marn: Krem renkli. Miltaşı: Yeşilimsi gri renkli. Kumtaşı: Bejimsi gri, yeşilimsi gri renkli. Şeyl: Yeşilimsi gri, kahvemsi gri, koyu grimsi bej renkli, kumtaşı ara tabakalı. Şeyl: Yeşilimsi gri, bejimsi koyu gri, gri renkli, milli. Miltaşı: Koyu gri, yeşilimsi gri renkli. Kumtaşı: Yeşilimsi gri, kahvemsi gri renkli Marn: Krem, bej renkli Kumtaşı: Yeşilimsi gri, kahvemsi gri renkli. Marn: Krem, bej renkli.
				ALT	>78	

Şekil 4.4. Germav Formasyonunun tip kesiti (Bolgi ve Sezgin, 1960'tan geliştirilmiştir)

#### 4.1.2.2. Garzan Formasyonu (Kşga)

Garzan Formasyonu Şırnak Grubu'nun formasyonudur. "Garzan" adı, ilk kez Perry ve Yalçın (1957) tarafından Tavan antiklinali güney kanadında ölçülen yüzey kesitinde, günümüzdeki Fırat Formasyonuna karşılık gelecek şekilde "Garzan formation" olarak kullanılmıştır. Garzan Formasyonu, Mardin ili doğusundaki Garzan yapısında yer altında tanımlanmış bir birimdir. Literatürde, ilk kez Kellogg'da (1960) ve Halstead (1960) tarafından Garzan sahasındaki kuyularda Meastrihtiyen yaşlı resifal kireçtaşlarının "Garzan Formasyonu" olarak tariflenmişlerdir. Birim, günümüzdeki tanımlamasını ise, Kellog (1961) ve TPAO (1960) ile kazanmıştır.

Tip kesiti Batman ilinin doğusundaki Garzan sahası kuyuları olup Garzan Formasyonu 190 metre kalınlığa sahiptir. Garzan Formasyonunun Güneydoğu Anadolu bölgesindeki tek mostrası, Batman ili Gercüş ilçesinin batısında, Gercüş antiklinalinin kuzey kanadındaki Leylektepe dolayındadır. Burada, Garzan Formasyonunun sadece 25 metrelik üst kısmı yüzeylemektedir (Güven ve diğ., 1988).

Garzan Formasyonu kuyu kompozit logunda, altında yer alan Kıradağ Formasyonu ile olan dokanağı uyumlu, üzerinde bulunan Germav Formasyonu alt üyesi ile olan üst dokanağı ise uyumsuz olarak geldiği görülmüştür (Şekil 4.5).

Garzan Formasyonu, genel anlamda, şeyl ara bantları içeren iri kavkı parçalı (özellikle rudist ve mollusk), bentik foramlı, yer yer resifal, tebeşirli kireçtaşlarından oluşmaktadır (Araç, 1981; Salem ve diğ., 1986; Naz, 1986; Araç ve Öncü, 1988; Derman ve İşbilir, 1991; İşbilir ve diğ., 1991; Yılmaz ve diğ., 1993). Batman, Mağrip, Batı Raman, Raman ve Garzan sahalarındaki kuyularda, Garzan Formasyonu Workman (1963), İlhan (1968), Perinçek (1978), Açıkbaş ve diğ. (1981) tarafından gayri resmi olarak üç üyeye ayrılmıştır. Formasyonunun taban fasiyesi olarak kabul edilen "Zivalikan üyesi" kireçtaşı ile şeyl ardalansından oluşmuştur. İkinci üye olan "Bastokan üyesi" kireçtaşlarıyla; en üst üyesi olan "Mağrip üyesi" ise bol oranda rudist, lamellibrans, ekinid, Orbitoid ve Loftusia kavkı parçalı biyoklastik kireçtaşlarıyla temsil edilmektedir.

Garzan Formasyonunun yaşı Orta Meastrihtiyen'dir (Köylüoğlu, 1986; Güven ve diğ., 1991). Çökme ortamı sığ deniz-resifal kompleks-şelf kenarıdır (Salem ve diğ., 1986; Naz, 1986).

Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
M A A S T R İ H T İ Y E N	Ş İ R N A K	GERMAV	676		<p>Marn: Gri renkli, sert, sıkı dokulu.</p> <p>Kireçtaşı: Krem-beyazımsı krem yer yer bej renkli, yumuşakça, petrolü.</p>
		GARZAN	190		<p>Kireçtaşı: Krem-beyazımsı krem, beyaz, beyazımsı bej renkli, sert, cüzi asfalt ve ağır petrolü.</p> <p>Kireçtaşı: Açık bej-koyu bej renkli, sert, genellikle kristalen.</p> <p>Kireçtaşı: Koyu bej-bej renkli, genellikle kristalen.</p>
		KIRA-DAĞ			<p>Kiltaşı-Şeyl-Miltaşı</p> <p>Şeyl: Açık kırmızı-vişne çürüğü, mavimsi, yeşilimsi renkli.</p>

Şekil 4.5. Garzan Formasyonunun tip kesiti (Garzan-47 kuyusu, TPAO 1960'tan geliştirilmiştir)

#### 4.1.2.3. Kıradağ Formasyonu (Kşk)

Kıradağ Formasyonu Şırnak Grubu içerisinde yer almaktadır. Tip kesiti Batman ili 10 km doğusundaki Kıradağ sahası kuyularıdır. “Kıradağ” adı ilk kez Batman-Siirt illeri civarında açılan kuyularda, Kellogg (1961) tarafından “Kıradağ Limestone” ve “Agra-Kıradağ Limestone” ile Schmidt (1935) tarafından “Kıradağ (Orbitoid) reef limestone” isimleri günümüzdeki Garzan Formasyonuna karşılık gelecek şekilde kullanılmıştır. Birim gerçek anlamda, TPAO (1960) ve Workman (1962) tarafından “Kıradağ Formasyonu” adı ile tanımlanmıştır. Günümüzdeki stratigrafi konumunu ise Perinçek (1978) ile kazanmıştır. Güven ve diğ. (1991)’ne göre ise adını Batman ilinin 10 km doğusunda 1958 yılında açılan Kıradağ-1 kuyusundan almıştır.

Tip kesitinde (Kıradağ-1 kuyusu) 47.50 metre kalınlığa sahip olan Kıradağ Formasyonu; ince kumtaşı ara seviyeleri içeren yeşil, kahve renkli bol kuvars kumlu, yer yer siltli şeylerden oluşmaktadır (Şekil 4.6).

Kıradağ-1 kuyusu kompozit kuyu logunda, altta Beloka Formasyonu, üstte Maestrihtiyen yaşlı Garzan Formasyonu ile olan dokanakları uyumludur. Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki tek mostrası olan Siirt ili Pervari ilçesinin güneydoğusunda kalan alanda, Kıradağ Formasyonu yanal yönde ve kısa mesafelerde Germav Formasyonuna geçmektedir (Perinçek, 1990).

Kıradağ Formasyonu, yer altında Batman ili ve civarındaki sahalarda yayılım göstermektedir (Güven ve diğ., 1991). Yayılım alanının sınırları, güneydeki bir pozitif alan ile doğu, batı ve kuzeyindeki denizel alanlar tarafından belirlenir.

Kıradağ Formasyonunun yaşı Alt-Orta Maestrihtiyen’dir (Güven ve diğ., 1991). Çökelme ortamı, akarsu-taşkın ovası-kıyı ovası-göl-lagün-gel/git düzlüğüdür (Duran ve Pekcan, 1980; Salem ve diğ., 1986; Güven ve diğ., 1991).



Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
M A A S T R İ H T İ Y E N	Ş İ R N A K	GARZAN	190		Kireçtaşı: Beyaz renkli
		K I R A D A Ğ	47.50		Şeyl: Yeşil, kahve renkli, kumtaşı bantlı  Şeyl: Yeşil, kahve renkli, milli  Şeyl: Yeşil, kahve renkli, bol kuvars, kumlu, milli
KAMPANIYEN	ADİYAMAN	BELOKA	92		Kireçtaşı: Beyaz tabana doğru bej renkli  Dolomitik kireçtaşı: Beyaz - bej renkli

Şekil 4.6. Kıradağ Formasyonunun tip kesiti (Kıradağ-1 kuyusu, TPAO, 1958'den geliştirilmiştir)

### 4.1.3. Mardin grubu (Km)

#### 4.1.3.1. Karababa Formasyonu (Kmk)

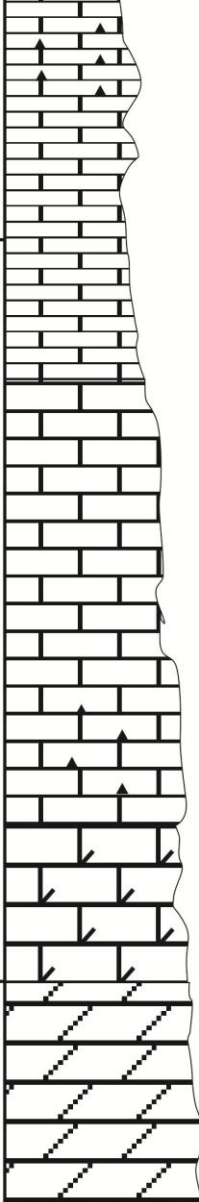
Birimin tip kesit yeri, Adıyaman ilinin 32 km güneyindeki, Karababa dağının güneyinde olup, Saltık ve Saka (1971) tarafından ÖSK tanımlanmıştır (Şekil 4.7). Mardin grubunun dördüncü ve en üst formasyonudur. Birim ilk kez Gosssage (1956) tarafından Karababa dağının güneyinde “Karababa Kireçtaşı” adıyla tanımlanmıştır.

Karababa Formasyonu Güneydoğu Anadolu bölgesinde mostra verdiği yerlerde ve açılan kuyularda, alttan üste doğru “Karababa Formasyonu A üyesi”, “Karababa Formasyonu B üyesi”, “Karababa Formasyonu C üyesi” şeklinde gayri resmi olarak üç ayrı üyeye ayrılmıştır (Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Aksu, 1980; Pasin ve diğ., 1982; Güven ve diğ., 1988 ve 1991). Koyu renkli, organik maddeli, fosfatlı, GR logunda çok iyi takip edilebilen ve kuyular arası çok iyi korelasyona olanak sağlayan, kılavuz seviye karakterindeki alt kısmı oluşturan kireçtaşları “Karababa Formasyonu A üyesi”, GR ve Sonic loglarında kolayca ayrılabilen, daha az organik madde içeren, koyu renkli, silisleşmeli, çört nodül ve ara bantlı, formasyonun orta kısmında yer alan sferli, ince bentik kavkı parçalı kireçtaşları “Karababa Formasyonu B üyesi” ve formasyonunun tavanını oluşturan makro kavkı parçalı, sığ denizel kireçtaşları da “Karababa Formasyonu C üyesi” olarak adlandırılmaktadır.

Karababa Formasyonu Güneydoğu Anadolu genelinde, altta Derdere Formasyonu, üstte ise Karaboğaz Formasyonları ile uyumsuzdur (Tuna, 1973; Aksu, 1980; Pasin ve diğ. 1982; Güven ve diğ. 1988).

Karababa Formasyonu birçok yerde mostra vermiştir. Bunlardan bazıları; Amanos dağları yöresinde, Antakya ili Yayladağ ilçesinin kuzeybatısındaki Keldağ'da, Kırıkhan ilçesinin doğusundaki Balık gölünde, Adıyaman ili Gölbaşı-Gerger arasındaki sahada, Mardin ili Derik ilçesinin güneydoğusundaki Areban köyü ve Harami mahallesi civarında, Derik-Mazıdağı yolunda, Siirt ili Kambosdağ'da, Eruh ve Pervari ilçeleri dolayları, ile Şırnak ili Uludere ilçesi civarındadır.

Karababa Formasyonu'nun yaşı Üst Koniasiyen-(?) Alt Kampaniyen'dir. (Erenler, 1989; Çoruh, 1981 ve 1991). Karababa Formasyonunun çökelme ortamı yarı sınırlı/sınırlı şelf lagünü-sığ denizdir (Şengündüz ve Aras, 1986; Çelikdemir ve Dülger, 1990; Duran, 1991; Araç ve Yılmaz, 1991; Çelikdemir ve diğ., 1991).

Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
ORTA KAMPAİYEN	ADİYAMAN	KARABOĞAZ	50		Kireçtaşı: Gri renkli, ince tabakalı.
ÜST KONYASIYEN-ALT SANTONİYEN	MARDİN	KARABABA	106.50		Kireçtaşı: Bej renkli, ince-orta tabakalı, iyi tabakalanmalı.
					Kireçtaşı: Bej renkli, orta tabakalı, iyi tabakalanmalı, çörtlü.
					Dolomitik kireçtaşı: Gri renkli, kalın tabakalı, iyi tabakalanmalı.
SENOMANİYEN ALT TURONİYEN	DERDERE		73	Dolomit: Bej renkli, kalın tabakalı, iyi tabakalanmalı	

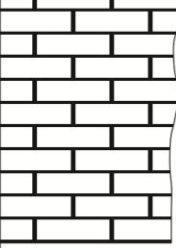
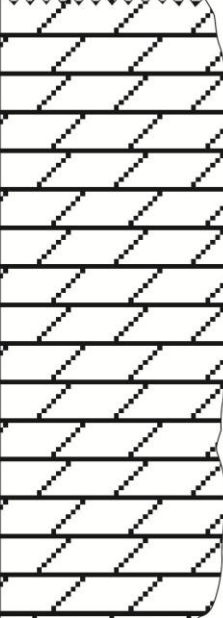
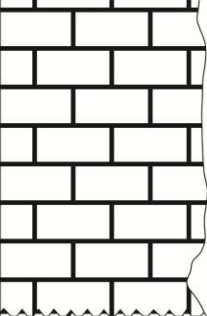
Şekil 4.7. Karababa Formasyonunun tip kesiti (Saltık ve Saka, 1971'den geliştirilmiştir)

#### 4.1.3.2. Derdere Formasyonu (Kmd)

Diyarbakır ili Çüngüş ilçesi Derdere köyü civarında yer alan birim, Mardin Grubu'nun alttan üçüncü formasyonunu oluşturmaktadır. İlk kez, Handfield ve diğ. (1959) tarafından Diyarbakır ili Çüngüş ilçesi Derdere köyü yakınındaki Korudağ antiklinalinde ölçülen yüzey kesitinde “Derdere Formasyonu” ismi ile adlanmış ve tarif edilmiştir. Yukarıdaki çalışmacılar tarafından ölçülen Korudağ kesitinde, Derdere Formasyonu 73 m kalınlık sunan koyu gri, kahve renkli, çok sert, dik yarlar oluşturan, orta-kalın tabakalı, şeker dokulu dolomitlerden oluşmaktadır (Şekil 4.8). Dokanak ilişkilerini incelediğimizde üst dokanağı Karababa Formasyonu ile keskin olup muhtemelen diskordanslıdır (Handfield ve diğ., 1959; Bryant, 1960). Alt dokanağı ise, “Şehşap Formasyonu” ve/veya “Korudağ Formasyonu” olarak tariflenen günümüzdeki Sabunsuyu Formasyonu ile geçişlidir (Kellogg, 1960 ve 1961).

Bölgesel özelliklerini incelediğimizde, Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa dağında, Şanlıurfa ili Bozova ilçesi kuzeybatısındaki Bebek köyü civarında, Fırat nehri kenarında, Diyarbakır ili Korudağ-Çermik-Çüngüş dolaylarında, Hazro yükselim alanında, Mardin ili Derik ve Mazıdağı ilçeleri arasında, Derik ilçesi Harami mahallesi ve Areban köyünde, Batman ili Gercüş strüktüründe, Siirt ili Kambosdağ'da, İspandika antiklinalinde, Pervari ilçesi dolayı ile Demirtepe köyü civarındaki Mehmet Yusuf dağında, Körkandil yükseliminde, Şırnak ili Cudi dağı antiklinalinin kuzey kanadında, Hizil çayı batısında, Uludere ilçesi dolayında, Uzungeçit köyü doğusunda, Beytüşşebap ilçesi güneyinde, Sivri dağ ve Eksik dağ dolaylarında mostra verdiği yerlerden bazılarıdır.

Derdere Formasyonunun yaşı Senomaniyen (Köylüoğlu, 1981; Erenler, 1989; Ertuğ, 1991). Çökelme ortamı ise; sınırlı-yarı sınırlı sığ denizdir (Perinçek ve diğ., 1991).

Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
ALBİYEN SENOMANİYEN	MARDİN	SABUNSUYU	213		Kireçtaşı: Açık-koyu gri renkli, ince-kalın tabakalı, seyrek koyu kahve renkli dolomit ara tabakalı.
SENOMANİYEN		DERDERE	73		Dolomit: Kahve, koyu gri renkli, orta-kalın tabakalı, şeker dolgulu, öhedral kristalli.
KONİYASİYEN A.KAMPANİYEN		KARABABA	106.5		Kireçtaşı: Açık gri renkli, ince-orta tabakalı, demir inklüzyonlu. Kireçtaşı: Açık gri-gri renkli, kalın tabakalı-masif.

Şekil 4.8. Derdere Formasyonunun tip kesiti (Handfield ve diğ., 1959'dan geliştirilmiştir)

#### 4.1.3.3. Sabunsuyu Formasyonu (Kms)

Sabunsuyu Formasyonu Mardin Grubu içerisinde hiyerarşide Areban Formasyonu üstünde yer almaktadır. İlk kez Wilson ve Krummenacher (1959) tarafından Kilis ili batısındaki Sabunsuyu deresinde ölçülen yüzey kesitinde, tüm Mardin Grubu'nu kapsayacak şekilde "Main limestone group" içinde "Sabunsuyu Formasyonu" adı ile tanımlanmıştır. Formasyon, Sungurlu (1973) tarafından Sabunsuyu vadisinde "Sabunsuyu Formasyonu" adı ile tarif edilmiştir.

Sabunsuyu-II kodlu ölçülü stratigrafî kesitinde Sabunsuyu Formasyonu 213 m olarak ölçülmüştür (Şekil 4.9). Sabunsuyu Formasyonu, mostra verdiği alanlarda dolomit, dolomitik kireçtaşı ve kireçtaşları ile temsil edilmektedir (Keskin, 1968; Tuna, 1973; Sungurlu, 1974; Perinçek, 1979; Aksu, 1980; Yılmaz, 1982; Pasin ve diğ., 1982; Dellaloğlu ve Pasin, 1984; Günay, 1984; Güven ve diğ., 1988).

Dokanak ilişkilerini incelediğimizde; Sabunsuyu Formasyonunun Areban Formasyonu ile olan alt dokanağı uyumludur. Üzerine gelen Derdere Formasyonu ile olan dokanağı da uyumlu olarak gösterilmiştir.

Sabunsuyu Formasyonu bir çok yerde mostra vermektedir. Mostra verdiği yerlerden bazıları şu şekildedir. Mardin ili Derik ilçesi Areban köyü Harami mahallesi civarında, Bedinan ve Areban (Akçapınar) köyleri kuzey tarafları ile Şip deresinde, Derik ilçesi civarında Değirmenli (Susik) köyü yakınlarında, Derik-Mazıdağı ve Beloka-Amrut köyleri civarında, Siirt ili Kambosdağ'da, Pervari ilçesi dolayı ile Demirtepe köyü civarındaki Mehmet Yusuf dağı ile Uludere ilçesi dolaylarıdır.

Sabunsuyu Formasyonunun yaşı Albiyen-Senomaniyen'dir (Erenler, 1989). Çökelme ortamı ise sınırlı-yarı sınırlı sığ karbonat platformu karakteri ve özellikleri sunmaktadır (Perinçek ve diğ., 1991).

Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
SENOMANIYEN	ALBİYEN-SENOMANIYEN	DERDERE	73		Dolomit: Açık gri renkli, kalın-çok kalın tabakalı, dolomitik marn ve şeyl ara seviyeli
		SABUNSUYU	213		Dolomit: Açık gri renkli, çok kalı tabakalı Dolomit: Beyazımsı açık gri renkli, orta yer yer kalın tabakalı, sarımsı beyaz renkli dolomitik marn ve şeyl ara seviyeli. Dolomit: Gri, beyazımsı gri renkli çok kalın-som tabakalı. Dolomit: Kahvemsi gri, bej, sarımsı bej renkli, orta kalın tabakalı, yeşilimsi gri renkli ince tabakalı, dolomitik marn ve şeyl ara seviyeli. Marn: Yeşilimsi beyaz renkli. Dolomit: Gri, bej renkli, ince-orta tabakalı.
APTİYEN ALBİYEN		AREBAN	273		Dolomit Marn: Sarımsı gri renkli Dolomit: Sarımsı gri renkli, orta katmanlı. Şeyl: Yeşil renkli Dolomitik kireçtaşı: Gri-koyu gri renkli, orta tabakalı.

Şekil 4.9. Sabunsuyu Formasyonunun tip kesiti (Görür ve diğ., 1981'den geliştirilmiştir)

#### 4.1.3.4. Areban Formasyonu (Kma)

Areban Formasyonu Mardin Grubu içerisinde yer almaktadır. Hiyerarşide Mardin Grubu'nun en alt formasyonudur. İlk kez Schmidt (1935) tarafından hazırlanan bölgesel korelasyon çizelgesinde, Mardin yükselimindeki Albiyen-Turoniyen yaşlı karbonat istifinin altında yer alan aptiyen yaşlı klastikler "Areban Formasyon" olarak önerilmiştir. Birim, bugün kullanıldığı şekliyle Önem (1968) tarafından Mardin ili Derik ilçesi Areban köyü dolayında "Areban Formasyonu" adı ile tanımlanmıştır.

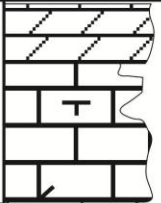
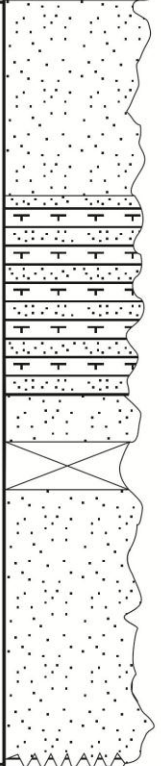
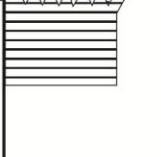
Areban Harami'deki tip kesitinde Areban Formasyonu 273 metre kalınlıkta ölçülmüştür (Şekil 4.10). Bedinan Formasyonu transgresif olarak Areban Formasyonunun kalistikleri tarafından diskordan olarak örtülmektedir. Üzerinde yer alan Sabunsuyu Formasyonu ile uyumlu ve geçişli bir dokanağa sahiptir.

Güneydoğu Anadolu genelinde, kahvemsî sarı renkli, kuvars taneli, kireç çimentolu, demir konsantrasyonlu, oldukça sert, yarılgan, orta-kalın tabakalı, çapraz laminalı kumtaşı ve bunun içinde ara katkı halinde bulunan sarı, kahve renkli, kesif, sert, az kumlu, ince tabakalı fosilsiz kireçtaşından oluşur (Perinçek, 1981).

Güneydoğu Anadolu'da birçok yerde mostra vermektedir. Bunlardan Mardin ili Derik ve Mazıdağ ilçeleri dolaylarında, Siirt ili Pervari ilçesi ve Mehmet Yusuf dağı dolaylarında, Şırnak ili güneyindeki Cudi antiklinalinin kuzey kanadında, Ortabağ köyü yakınında, Uludere ilçesi dolayında, Beytüşşebap ilçesi güneyindeki alanda, Hakkari ili Büyük Zapsuyu antiklinalinin dalım sahasında Kelmehmet dağı, Kaş dağı, Sivri dağı ve Eksik dağı Areban Formasyonu yüzeylenmektedir.

Areban Formasyonunun yaşı Aptiyen-Albiyen, çökme ortamı kıyı çizgisi-sığ denizel ortamdır (Sinanoğlu ve Erkmen, 1980; Erenler, 1989).



Yaş	GRUP	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
ORDOVİSİYEN	APSİYEN - SANTONİYEN	SABUNSUYYU	213		Dolomit: Kirli beyaz renkli, orta-kalın tabakalı yer yer som. Kireçtaşı: Sarımsı açık boz renkli, yeşilimsi sarı renkli, marn ara seviyeli.
HABUR	MARDİN	AREBAN	273		Kumtaşı: Koyu sarı kahve renkli, çok kalın katmanlı. Kumtaşı: Beyazımsı sarı renkli, ince taneli, dağılgan. Kumtaşı-Marn Ardalanması Toprak Örtüsü Kumtaşı: Kirli sarı, kirli beyaz, mavimsi yeşil renkli, som, mavimsi yeşil renkli marn ara seviyeli
BEDİNAN			634		Kumtaşı: Koyu sarı kahve renkli, çok kalın katmanlı Kumtaşı: Açık boz, beyaz, pembemsi alacalı renkli, orta, yer yer kalın-çok kalın tabakalı ve som, tabanda demirli, alacalı renkli marn ara seviyeli Şeyl

Şekil 4.10. Areban Formasyonunun tip kesiti (Aksu, 1980'den geliştirilmiştir)

## 4.2. Yapısal Jeoloji

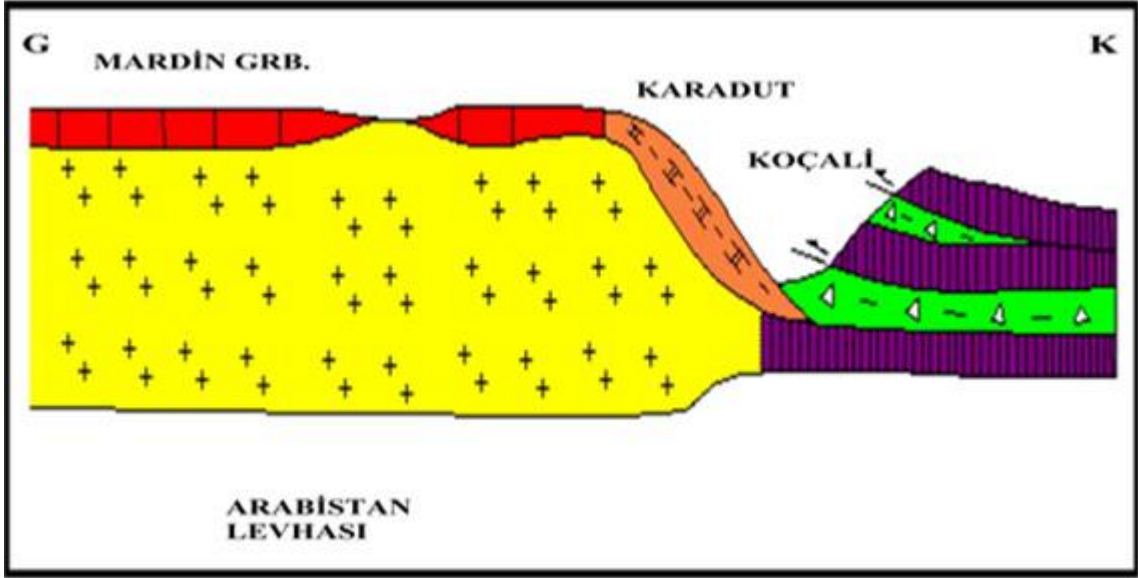
Raman Sahası genellikle Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Arap Plakasının uzanımı olan platform alanında yer almakta olup, doğu-batı uzanımlı büyük bir antiklinal yapısında bulunmaktadır. Bölgede meydana gelen itilmeler kuzeyden güneye doğru olduğu için bu bölgede oluşan antiklinallerin hepsi asimetrik olup, kuzey yamaçları hafif eğimli, güney yamaçları ise dik, bazı yerler ise devrik durumdadır. Bölgenin kuzeyindeki KB-GD yönlü diğer genç Miyosen yapılarından farklı olup, Miyosen zamanında kuzeydoğu yönlü sıkışmaya karşı engel teşkil etmiştir yapının eksenini D-B yönlü olmuş ve böylece bindirme ile doğrultu atımlı faylar oluşmuştur.

Raman kuzeyindeki çökeller sıkışarak KB-GD yönünde faylanmışdır. Kuzeyde ise ters fayla sınırlı Kuzey Raman yapısı oluşmuştur. Raman yapısı batıdan bir boyunla Batı Raman sahasından ayrılmaktadır. Bölgede genelde Geç Kretase ve Geç Miyosen dönemindeki tektonizmalarının etkileri görülmekte olup, Raman yapısı normal bileşenli doğrultu atımlı faylar ve ters faylarla birçok bloklara ayrılmıştır.

Sahadaki fayların formasyonlar üzerindeki etkisini ve rezervuarların dağılımlarını kuyular arası yapılan log korelasyonları göstermektedir. D<sub>1</sub> kuyusunun bulunduğu güney yönünden D<sub>5</sub> kuyusunun bulunduğu kuzey yönüne doğru D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> ve D<sub>5</sub> kuyu verileri kullanılarak yapılan kuyular arası korelasyonda tektonizmanın etkileri görülmektedir (EK 5). Sahada etkili olan tektonik etkiyle eğim atımlı normal faylar, ters atımlı ters faylar ile bindirme mevcuttur.

## 4.3. Tarihsel Jeoloji

İnceleme alanı, Alp jeosenklinalinin güney kanadını teşkil eden Dinar Alpleri ve bunların Türkiye'deki uzantıları olan Toroslar ile Arap bloku arasındaki ön çukuru dahildir. Bu ön çukur Mardin-Derik yükselmesi ile kuzey ve güney çukurlarına ayrılmaktadır. Raman sahası güney çukuru alanda yer almaktadır. Bölgede bütün transgresyonlar güney ve güney doğudan gelmiştir. Turoniyen'de Mardin Grubu'nun oluşumundan sonra Kampaniyen'e kadar sediman boşluğu olduğu halde Kampaniyen'le gelen deniz bölgenin güney ve güney doğusunda Mardin Grubu'nun hazne kaya özelliği taşıyan resifal karbonat karakterli üst kesimlerinin gelişmesine sebep olmuştur (Şekil 4.11) (EK 1).



Şekil 4.11. Mardin Grubu'na ait birimlerin şematize enine kesiti (Perinçek, 1977)

Deniz seviyesindeki değişimlere bağlı olarak aşınma ve transgresyon olaylarının gözlemlendiği platform karbonatları, kuzeye doğru yamaç ve derin deniz çökellerine geçiş göstermektedir. Epirojenik hareketler nedeniyle yüksek kısımlarda Mardin Grubu karbonatlarının sığ fasiyesleri, şelf içi havzalarda da pelajik foraminiferli karbonat fasiyesleri çökelmiştir (Perinçek, 1992).

#### 4.4. Rezervuar Jeolojisi

Raman Sahası'nda rezervuar özelliği taşıyan ve petrol potansiyeline sahip seviyeler Garzan Formasyonu ve Mardin Grubu karbonatlarıdır. İnceleme alanında özellikle çatlakların bol olması durumunda petrol üretim miktarının da arttığı gözlenmiştir. Sahada açılan kuyulardan alınan kuyu logları, karotlar, kuyu testleri (DST), sismik veriler, jeolojik ve jeokimyasal veriler ile üretim bilgileri kullanılarak rezervuar kayaçların porozite, permeabilite, tuzluluk, sıcaklık, basınç, doygunluk özellikleri ve sahanın rezervuar jeolojisi hakkında ayrıntılı çalışma yapılmıştır.

#### 4.4.1. Formasyonların Fasiyes Özellikleri

Garzan ve Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonları Arap Platformunun pasif kıtasal özellikteki kuzey kenarındaki şelfinde ve şelf içi-lagünde çökelmiştir. Garzan Formasyonunun başlıca litofasiyesleri aşağıda verilmiştir.

**Killi mikritler:** Genelde düşük enerjili sığ gelgit altı-lagün ortamında çökelmiş killi kireçtaşı, killi biyoklastik kireçtaşları ve karbonatlı şeyl aralanmasından oluşmaktadır. Killi mikritler bol pelajik foraminiferli, ince taneli fosil kırıntılı, kuvarslı, killi, piritli ve organik maddece zengindir.

**Pelmikrit-mikritler:** Genellikle ince taneli elemanlardan oluşur. Bunlar fosil bakımından daha fakir olup pelletlidir. Göreceli olarak düşük enerjili gelgit altı ve gelgit düzlüklerinde çökelmişlerdir.

**Biyomikritler:** Pelajik foramlı ve bentonik fosilli olup, yer yer pelletli, intraklastlı, düşük-orta enerjili gelgit altı ve gelgit arası ortamda oluşmuşlardır.

**Biyokalkanit:** Çoğunlukla bentonik fosilli ve az miktarda mikritik matriks ve pelajik foram içeren genellikle gözenekli karbonatlardır. Bunlar resif ve resif civarında çökelmiş olduklarından sığ denizel orta-yüksek enerjili ortamı belirtir. Organik maddece zengin olan biyoklastikler sıkışma, çimentolanma, basınç erimesi, stilolitleşme, dolomitleşme ve tebeşirleşme şeklinde diyajenetik oluşuklar içermektedir.

**İntramikritler:** İntraklastlı, bentonik-pelajik fosilli, yer yer pelletli, glokonili, killi, kuvarslı ve organik madde içeren şeylli intramikritler orta enerjili sığ denizel ortamda çökelmişlerdir.

**Dolomikrit-Dolosparit:** Bazı yerlerde görülen bu fasiyes diyajenetik olaylar sonucunda oluşmuştur.

Garzan Formasyonu bölgesel olarak çökel fasiyes farklılıkları göstermekte olup, yer yer sürekli yer yer kesintili bir çökelme göstermektedir. Bazı alanlarda yukarıya doğru sığlaşan bir istif bulunurken, diğer taraflarda yukarıya doğru derinleşen bir istif görülmektedir. Olasılıkla Garzan ile eş zamanlı faylar taban topoğrafyasındaki düzensizlikleri artırarak bölgeye besin ve çökel getiren akıntıların artması ile biyojenik faaliyetler bu alanlarda gelişip resifleri oluşturmuş ve faylarla beraber yükselen alanlarda ise yüksek enerjili sığ çökeller depolanmıştır. Resifal oluşuklar genellikle formasyonun alt ve orta kısımlarında oluşmasına karşın yersel çökel koşulları ile akıntı dolaşım sistemine bağlı olarak bazı alanlarda formasyonun üst kısmında da ve hatta

yükseltilerin ve akıntıların bulunduğu uygun yerlerde istifin tamamı resifal olabilmektedir. Çökel kalınlığı bölgenin doğu ve kuzeydoğu alanlarında batıya göre daha fazla olup, batıda sığ denizel fasiyes hakimken doğuda ise daha derin yani ince taneli çökeller mevcuttur. Tüm bölgede kısa mesafelerde ani fasiyes değişimleri görülmekte olup rezervuar potansiyeli de değişim göstermektedir.

Mardin Grubu'nun formasyonu olan Derdere Formasyonu Geç Kretase zamanında göreceli olarak deniz seviyesindeki değişimler nedeniyle, başlıca yukarıya doğru sığlaşan üç ana döngülü çökel paketine ayrılmıştır. Bunların içinde de birçok alt çökel paketleri bulunmakta olup, bu döngülü çökel istiflerin aralarında uyumsuzluk (aşınma yüzeyi veya çökmezlik yüzeyi gibi) zonları bulunmaktadır. Herbir ana çökel paketinde yukarıya doğru sığlaşmanın yanı sıra, kalınlaşma ve iri tanelileşme görülmektedir. Bu çökel paketlerinde anakaya özellikleri veya örtü kayaç özellikli zonlarla ayrılmış üretken rezervuar zonları bulunmaktadır. Genellikle bu çökel paketlerin üst ve orta kısmında bulunan rezervuar zonları, başlıca dolomit, dolomitik kireçtaşı ve kireçtaşlarından oluşmuşlardır. Genelde sığ denizel-lagünel planktonik foramlı biyoklastik-resifal vaketaşı, istiftaşı, tanetaşı ve dolosparit fasiyesli rezervuar kayaçlarının ikincil olarak diyajenez sonucunda dolomitleşmesiyle rezervuar fasiyes özellikleri değişime uğramıştır. Biyoklastik ve resifal kireçtaşları ve dolomitler petrol üretimi yapılan ana rezervuar fasiyesleridir. Bu zonlarda çimentolanma, dolomitleşme, tebeşirleşme ve mikritleşme gibi diyajenetik oluşumlar görülmektedir. Tüm sahalarda genel olarak yapısal açıdan yüksek kotlarda, yapı eksenlerinde ve fay zonları civarında çatlakların artmasıyla porozite ve permeabilite değerleri daha yüksek olup, rezervuar üretkenlikleri de daha fazla olmaktadır.

#### **4.4.2. Formasyonların porozite durumu**

Raman Sahası'nda açılan kuyularda kesilen rezervuar zonlarının efektif poroziteleri loglardan ve karotlardan belirlenmektedir. Bu rezervuarlarda görülen en yaygın porozite tipleri; kristal arası, tane arası, kovuk, erime boşluğu, iğne ucu, kalıp, kanal ve çatlak porozitesidir. Aşınma ve gömülme gibi tektonik evrelerle beraber erime, karstlaşma, basınç ergimesi, çimentolanma, mikritleşme, tebeşirleşme, çatlaklanma ve dolomitleşmeyle rezervuar kalitesinde zamanla değişim olmuştur. Garzan Formasyonunun genelde matriks porozitesi düşük olup, sadece resifal kireçtaşlarında

yüksek porozite görülmektedir.  $RX_1$  kuyusuna ait örnek aşağıda verilmiştir (Foto 4.3). Ayrıca bu formasyonda özellikle fay zonları civarında düşey veya düşeye yakın çatlaklar mevcuttur. Mardin Grubu içinde yer alan Derdere Formasyonunda özellikle biyoklastik-resifal kireçtaşları ve dolomitlerde matriks porozite yüksek olup, porozite çoğunlukla dolomitleşme, erime, breşleşme ve çatlaklanma tarafından kontrol edilmektedir. Diyajenez etkisiyle erime sonucunda oluşan boşluklar nedeniyle kayalarda porozite artmış olup, sonradan gelişen yeniden kristallenme ve çimentolanma ile geride kalan boşlukların bazıları da kapanarak porozite kayıpları meydana gelmiştir. Bu nedenle formasyonların üretkenlikleri çoğunlukla çatlaklanma tarafından kontrol edilmektedir.

İnceleme alanında ve civarında Garzan Formasyonu için ortalama efektif porozite % 3-11 arasında olup, maksimum porozite % 25'tir. Garzan-A üyesinin efektif porozite dağılımı % 2-10, Garzan-B üyesinin efektif porozite dağılımı % 2-18 ve Garzan-C üyesinin efektif porozite dağılımı ise % 2-15'tir.



Foto 4.3.  $RX_1$  kuyusu Garzan Formasyonu petrole doymuş biyoklastik kireçtaşı ve kireçtaşı karot numunesinde gelişen erime boşluk, çatlak ve taneler arası porozite tiplerinde biriken doymuş petrol emarelerinden görünüm

Mardin Grubu karbonatlarından olan Derdere Formasyonunun efektif porozite dağılımı ise, % 4-18 arasında olup maksimum porozite % 27'dir. Garzan Formasyonu ve tüm pay zonlarında ve Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonunda porozite ile killilik arasında ters bir ilişki olup, killiliğin azaldığı alanlarda porozite artışları görülmektedir. Porozite ile derinlik arasındaki ilişkide ise derinlikle beraber porozite değerleri de düşmektedir.

#### **4.4.3. Formasyonların permeabilite özellikleri**

İnceleme alanında açılmış kuyularda yapılmış olan DST'lerden ve karotlardan sahanın permeabilitesi tespit edilmiştir. Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonu fay zonlarına yakın yerlerde çok çatlaklı olduğundan permeabilite değerleri de yüksektir. Derdere Formasyonunda ki yüksek permeabilite değerleri çatlaklı zonlara ait olup, yapı eksenine ve fay zonları civarındadır. Genelde tüm rezervuarların permeabiliteleri çatlak sistemleri tarafından kontrol edilmektedir. Özellikle çatlaklar ve laminasyonlar boyunca porozite ve permeabilite değerlerinde artış görülmektedir. Bu tür çizgisellikler boyunca erimenin ve dolomitleşmenin de fazla olması nedeniyle rezervuarların üretim potansiyelleri artmaktadır. Derdere Formasyonu permeabilite değerleri ise, inceleme alanında 0.3-80 md arasında değişmektedir. Genel olarak porozite ile permeabilite arasında Garzan ve Derdere Formasyonlarında pozitif bir ilişki vardır. RX<sub>2</sub> kuyusunda yapılan DST operasyonunda alınan petrol numunesi görüntüsü aşağıda verilmiştir (Foto 4.4).



Foto 4.4. RX<sub>2</sub> kuyusu Garzan Formasyonu çatlaklı ve permeabil rezervuar zonundan DST operasyonu ile alınan petrol numunesi

#### 4.4.4. Formasyonların tuzluluğu

İnceleme alanında açılan kuyularda yapılan DST operasyonlarında ve swabbing (kuyuda yapılan geri üretim işlemi) yöntemiyle rezervuar zonundan çekilen sıvının tuzlulukları tespit edilmiştir. DST ve swaplardan (kuyudan yapılan geri üretim) elde edilen formasyon tuzluluk değerleri 2.000-173.000 ppm arasında değişmektedir. Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonu tuzluluk dağılımı 2.422-173.000 ppm arasında olup, çalışma sahasının doğusundan batısına doğru tuzluluk artmaktadır. Petrol-su kontağı nedeniyle, aktif su zonuna yakın yerlerden alınan su tuzluluk değerleri 1.000-2.000 ppm olup, bu değer formasyon suyu tuzluluğudur. Yapının kenarlarına doğru su yüzdesine paralel olarak tuzluluk değerleri de formasyon suyu değerlerine yaklaşmaktadır.



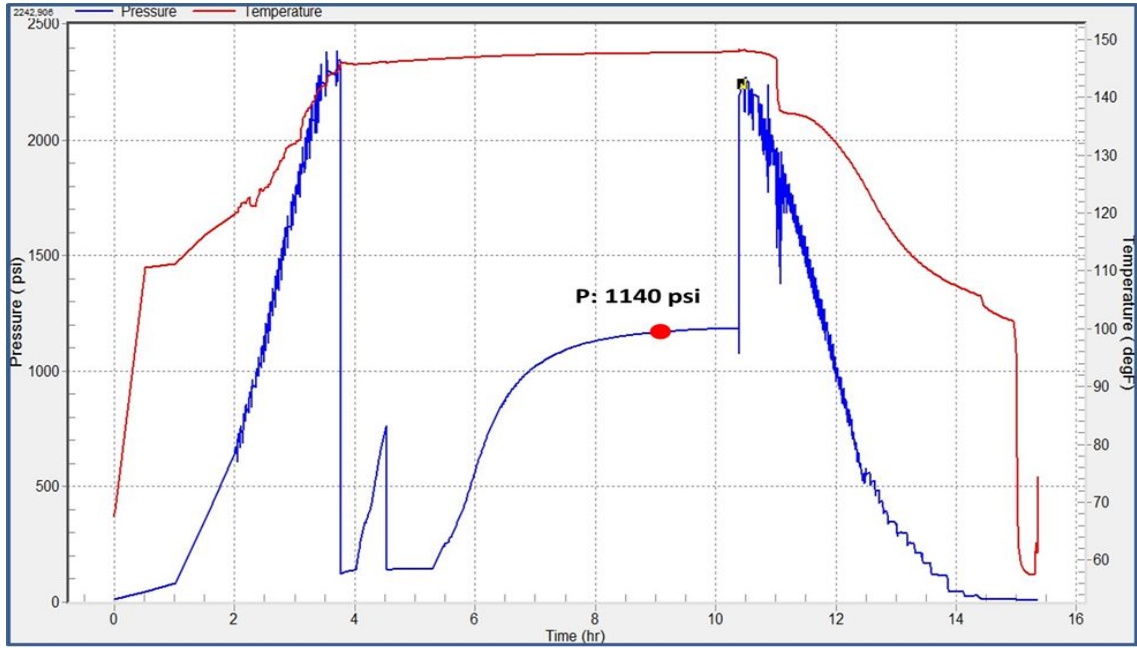
#### 4.4.5. Statik formasyon sıcaklığı

İnceleme alanında kuyu logları ve DST verilerinden alınan sıcaklık değerleri formasyon derinliklerine göre hesaplanıp statik formasyon sıcaklığı (°F) değerleri belirlenmiştir. Raman sahası ve civarındaki Garzan Formasyonu statik formasyon sıcaklığı dağılımı 120-183 °F olup, yapının yüksek kısımlarında sıcaklık değerleri petrol kolonu kalınlığına paralel olarak artmaktadır. Mardin Grubu karbonatlarından olan Derdere Formasyonu statik formasyon sıcaklığı ise 120-197 °F olup, yapının yüksek kısımlarında sıcaklık değerleri petrol kolonu kalınlığına paralel olarak artmaktadır. Garzan ve Derdere Formasyonlarında sıcaklık değerleri derinlikle beraber doğru orantılı olarak artmaktadır.

#### 4.4.6. Formasyonların basınç değerleri

Raman Sahası genelindeki büyük yapı, doğu-batı uzanımlı gelişmekte olup, çeşitli doğrultu atımlı faylara ve ters faylarla birçok bloğa ayrılmış kapanlara sahiptir. Ayrıca faylarla parçalanmış bloklardaki geçirimsizlik koşullarına bağlı olarak farklı basınçlı rezervuarlar ve kapanım alanları bulunmaktadır. Garzan Formasyonu basınç dağılımı 820-1920 psi olup, Mardin Grubu karbonatlarından olan Derdere Formasyonu rezervuar basınç dağılımı ise genelde 900-1700 psi arasındadır. Derdere Formasyonu rezervuar basınç değerleri genelde üretime bağlı olarak yıllar içinde düşmektedir. Yapı ekseninde genellikle doğu, kuzey doğu ve batı ucunda basınç artışları görülmektedir. Olasılıkla buralarda rezervuar daha korunmalı bir yapıdadır. Sahada genel olarak basınç derinlikle doğru orantılı olarak artış göstermektedir.

İnceleme alanı RX<sub>3</sub> kuyusunda Mardin grubu karbonatlarından olan Derdere Formasyonunda yapılan DST operasyonunda zamana karşı gelişen basınç grafiğinde rezervuar zonu basıncı 1140 psi olarak saptanmıştır (Şekil 4.12).



Şekil 4.12. RX<sub>3</sub> kuyusu Dardere Formasyonu'nda yapılan DST zaman-basınç grafiği

#### 4.4.7. Formasyonların doygunluğu

Kuyu logları ve kuyu testlerinden (DST ve swabbing) Raman Sahası'ndaki rezervuarların petrol ve su doygunlukları hesap edilerek Garzan Formasyonu için su doygunluk dağılımı % 21-80 arasındadır. Mardin Grubu karbonatlarından Dardere Formasyonu ilksel su doygunluğu ise % 0-100 arasında olup, sahanın batı ve doğu ucundaki kuyularda % 100 sulu olup, yapının yüksek kısımlarında su bulunmamaktadır.

#### 4.4.8. Formasyonların kalınlıkları

Raman Sahası'nda yer altında bulunan formasyonların kalınlıkları kuyu loglarından yararlanılarak tespit edilmiştir. Sahada Germav Formasyonu kalınlık dağılımı 50-400 metre, Garzan Formasyonu kalınlık dağılımı 20-140 metredir. Garzan Formasyonu'nun kalınlığı batıdan doğuya, kuzeyden güneye artmakta olup, en kalın olduğu yer RX<sub>4</sub> kuyusunda kesilmiştir. Garzan Formasyonunun net pay kalınlıkları 3-50 metre arasında değişmektedir. Garzan-A üyesinin kalınlık dağılımı 5-40 metre, Garzan-B üyesinin kalınlık dağılımı 9-77 metre, Garzan-C üyesinin kalınlık dağılımı 10-46 metredir. Dardere Formasyonunu örten Kıradağ Formasyonunun kalınlık dağılımı 2-103 metre olup, sahanın kuzeydoğusunda bulunan RX<sub>5</sub> kuyusunda ve batısında bulunan RX<sub>6</sub>

ve  $RX_7$  kuyularında 100 metrenin üstünde kesilmiştir. Sahada potansiyeli en yüksek olan Derdere formasyonunun tamamı sadece üç kuyuda kesilmiş olup, 216-398 metre arasında kalınlıkta kesilmiştir.

#### **4.4.9. Formasyonların süreksizlik ve çatlak analizi ile jeokimyasal çalışmalar**

Garzan ve Derdere Formasyonlarında ki çatlak sistemleri faylarla ilişkilidir. Bu çatlak sistemleri düşey ve düşeye yakın konumda gelişmektedir. Özellikle fay zonları civarında, yapı eksenlerinde ve tepe kısımlarda tansiyonel çatlaklar oluşmuş olup, rezervuarların permeabilitelerini önemli ölçüde arttırmaktadır. Çoğunlukla düşey ve düşeye yakın çatlakların olmasına karşın makaslama (çapraz) gelişen çatlaklanmalarda görülmektedir.

Bölgede yapılmış olan basen analizi ve jeokimyasal çalışmaların sonucunda hidrokarbonların başlıca anakayası Mardin Grubu karbonatları içerisinde yer alan Derdere Formasyonunun sferli seviyesidir. İnceleme alanında en önemli anakaya olan Derdere Formasyonu sferli seviyesi killi karbonat çamurtaşları ve killi kireçtaşlarından oluşmaktadır. Bu birim organik maddece çok zengin olup, Tip II denizel kerojen ve olgun bir kayaç özelliğindedir. Bu birimlerden petrolün oluşumu Üst Miyosen'de başlamış ve genelde yerinde türüm olduğu için kısa mesafelere petrol göç etmiştir. Yapısal olarak daha derin zonlarda veya yerinde oluşan petrolün çok kısa mesafelerde bulunan yapılara göç etmesiyle kapanlanmış petrolerin, genelde düşük-orta gravite sınırında yer alan Raman petrolünün viskozitesi TPAO Batman Üretim Müdürlüğü laboratuvarında yapılan analiz sonucu 30 cp olarak ölçülmüştür.

## 5. PETROL ÜRETİMİNİ ARTIRMAYA YÖNELİK YÖNTEMLER

Geliştirilmiş Petrol Üretim Teknikleri (EOR) bir petrol rezervuarından birincil üretim teknikleri ile üretim yapıldıktan sonra uygulanan ikincil ve üçüncül üretim teknikleri yöntemlerini kapsamaktadır.

Birincil üretim teknikleri normalde rezervuarın içinde doğal olarak bulunan enerjiden yararlanarak üretim yapmayı sağlayan yöntemleri içermektedir. Burada söz konusu olan doğal enerji, çözülmüş gaz itimi, gaz genleşmesi, kayaç genleşmesi, su itimi, gravite drenajı vb'den gelmektedir.

İkincil üretim teknikleri genellikle rezervuara su enjeksiyonunu (water flooding) kapsar. Burada amaç su enjekte ederek rezervuar basıncını sabit tutmaya çalışmak ve hidrokarbonları üretim kuyularına doğru yönlendirmektir. Üretim kuyularından belli bir oranda su (enjekte edilen akışkan) üretmeye başlayınca bu yöntem ekonomik olmaktan çıkmaktadır.

Üçüncül Üretim Teknikleri ise geliştirilmiş petrol üretim teknikleri olarak adlandırılır. Bunlar termal kurtarım, çözünebilir gaz kurtarımı, mikroorganizma enjeksiyonu ve kimyasal enjeksiyonu tekniklerini kapsamaktadır. Bunlar;

a) Termal kurtarım teknikleri, buhar enjeksiyonu, döngüsel buhar enjeksiyonu ve yerinde yakma metotlarını içerir. Genellikle 20 API altında graviteye sahip ağır (viskoz) petrolerde kullanılır. Burada amaç rezervuar koşullarındaki viskozitesi nedeniyle akmaya direnç gösteren petrolün viskozitesini ısı yardımıyla düşürmek ve üretimi artırmaktır. Bu süreç boyunca petrolde fiziksel ve kimyasal değişiklikler oluşması beklenir.

b) Karışabilir gaz enjeksiyonu teknikleri, karbondioksit enjeksiyonu, döngüsel karbondioksit enjeksiyonu, LPG enjeksiyonu, nitrojen enjeksiyonu, nitrojen-CO<sub>2</sub> enjeksiyonu tekniklerini kapsamaktadır. Genel amaç rezervuar basıncını desteklemek olup gaz enjeksiyonu yapılacak kuyuların seçimi büyük önem taşır. Gaz enjeksiyonunun sahadaki dağılımı rezervuar basıncının desteklenmesi ve efektif süpürme veriminin sağlanması açısından önemli olmaktadır.

c) Mikroorganizma enjeksiyonu teknikleri mikroorganizma enjeksiyonu ve döngüsel mikroorganizma kurtarım tekniklerini içerir. Mikroorganizmalar, rezervuara enjekte edilir yada rezervuarda var olan mikroorganizmaların popülasyonunu artırmak için rezervuara mikroorganizmaların tüketebileceği bir besin enjekte edilir. Mikroorganizmalar, rezervuarda gaz açığa çıkmasını bu sayede rezervuar basıncının

artmasını, petrol içindeki ağır moleküllerin parçalanmasını bu sayede viskozitenin düşmesini ve doğal surfaktant oluşumu ile petrol/su/kayaç arasındaki ara yüzey özelliklerinin değişmesini sağlayarak petrol üretiminin artmasına katkıda bulunurlar.

d) Kimyasal enjeksiyonu teknikleri, polimer jeli de içeren polimer jel enjeksiyonu, karma polimer jel enjeksiyonu ve alkalın enjeksiyonunu kapsar. Genel amacı rezervuardaki petrol ve su arasındaki yüzey gerilimini düşürmek ve bu sayede üretimi artırmaktır. Uygun şekilde dağılmış enjeksiyon kuyularından kimyasal solüsyonlar basılarak birincil ve ikincil üretim tekniklerinden sonra rezervuarda kalan petrolü harekete geçirmek hedeflenir. Yöntemin genel prosedürü, sırasıyla düşük tuzluluktaki su enjeksiyonu, kimyasal solüsyon enjeksiyonu, mobilite düzenleyici enjeksiyonu ve süpürücü akışkan enjeksiyonunu kapsar.

## 6. POLİMER JEL ENJEKSİYONU UYGULAMALARI

Raman Sahası'nda üçüncül üretim yöntemlerinden kimyasal enjeksiyonu kapsamında polimer jel enjeksiyonu uygulamaları yapılmaktadır.

İnceleme alanında bulunan kuyularda su/petrol kontağının zamanla yükselmesi, aktif akifer desteği ve sahanın çatlaklı yapısı nedeniyle perfore ile akifer arasında kısa sürede bağlantı sağlanması ve ayrıca mobiliteden dolayı kuyunun tam sağlamadan akifer suyunun kuyuya ulaşması neticesinde yüksek su yüzdeleri ile üretim yapılmaktadır. Bu sebeplerden dolayı uygun görülen kuyulara yüksek su yüzdesini düşürmek amacıyla periyodik olarak polimer jel enjeksiyonu uygulamaları yapılmaktadır.

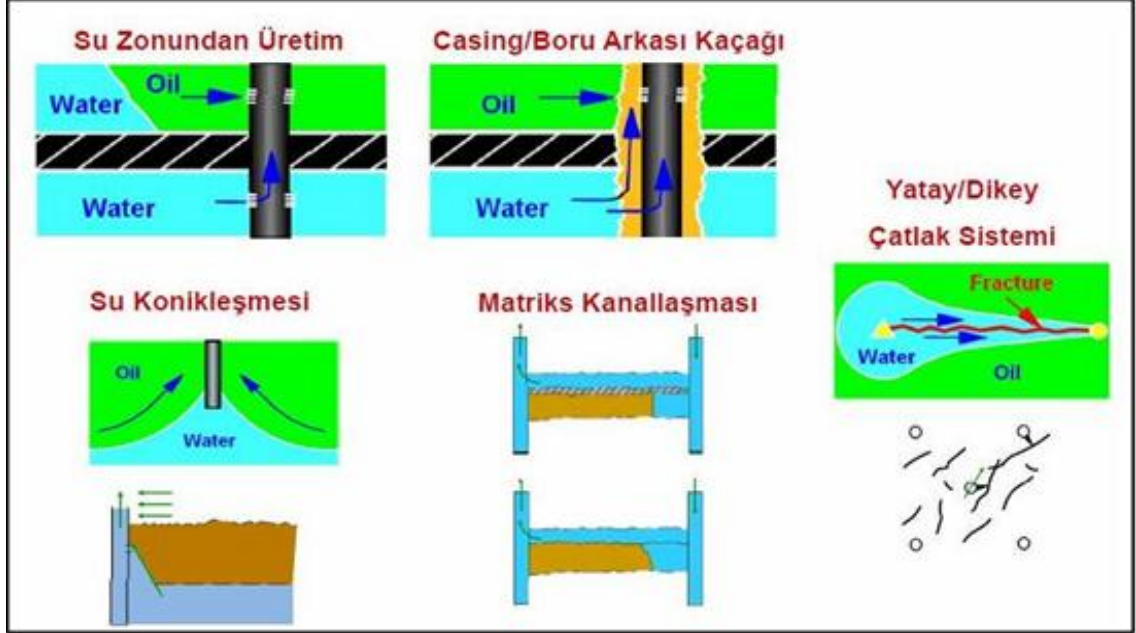
Aynı zamanda polimer jel enjeksiyonu TPAO Batman Batı Raman Sahası'nda da uygulanmaktadır. Karbondioksit (CO<sub>2</sub>) enjeksiyonu yapılan Batı Raman Sahası'nda rezervuarda çatlaklı yapının çokça var olması nedeniyle mobilite oranı petrole göre yüksek karbondioksitin gözenekli ortamdan ziyade çatlaklı ortamda ilerlemesi daha kolay olduğundan çatlaklı ortamı tercih etmektedir. Rezervuar zonundaki çatlakların polimer jelle doldurulup kapatılmasıyla karbondioksitin rezervuara homojen bir şekilde dağılması ve böylece gözenekli ortamdaki petrolün süpürülme etkisinin artırılması sağlanmaktadır.

### 6.1. Raman Sahası Rezervuar Özellikleri

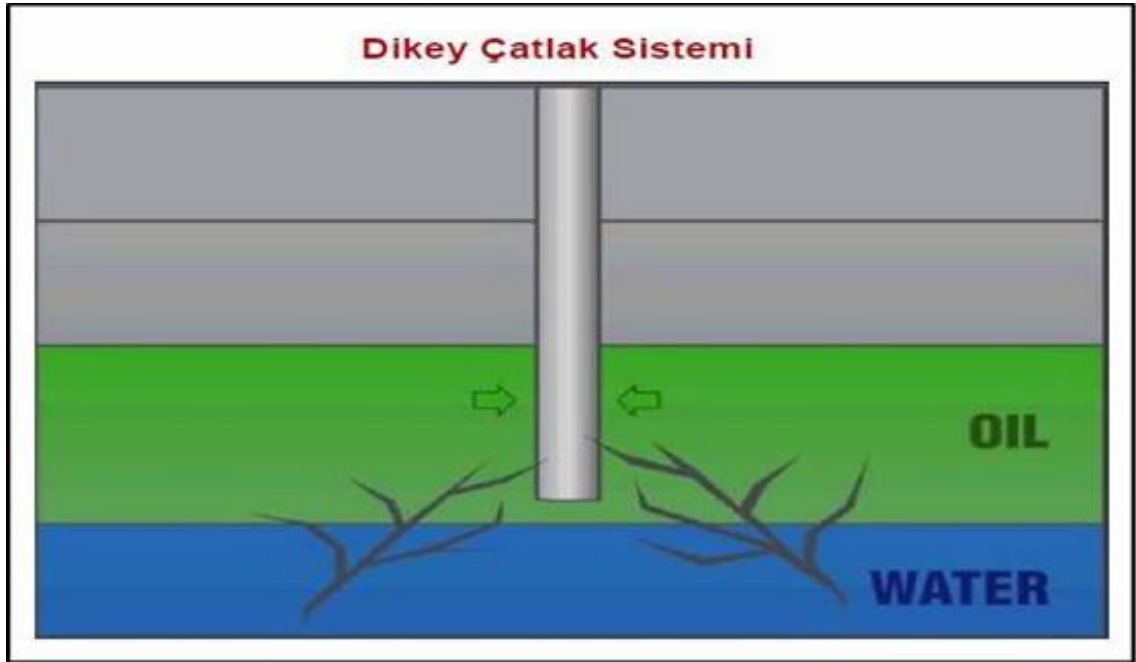
Raman Sahası'nda asıl üretim zonu Mardin Grubu olup, gözeneklilik gelişimine bağlı olarak yer yer sahanın doğu ve kuzeyinde Garzan Formasyonundan da üretim yapılmaktadır. Üretim mekanizması güçlü akifer desteği olan sahada orijinal rezervuar basıncı 1.300 psi olup halen basınç bölgesel olarak 1.100-1.150 psi arasında değişmektedir. Rezervuar zonları çok çatlaklı yapıya ve güçlü akifer desteğine sahip olduğundan dolayı sahada kazılan bazı kuyularda kuyu bazında ortalama kümülatif üretimin altında üretim yapılmakta, kuyular bir süre sonra yüksek su oranı sebebiyle terk edilmektedir. Petrol ile birlikte üretilen atıksu, atık su enjeksiyon kuyularından tekrar akifere basılmaktadır.

Raman Sahası kırıklı ve çok çatlaklı (Şekil 6.1 ve 6.2) yapıda olması nedeniyle petrolün üretimi esnasında akiferden su gelişini engellemeye yönelik çalışmalar neticesinde kuyularda polimer jel operasyonları uygulanmaktadır. Böylelikle rezervuara

uygulanan polimer jel rezervuardaki kırıklı çatlaklı yapıyı doldurup gözenekli ortamdaki petrolün süpürülme etkisinin artırılması ve üretiminin yapılması amacıyla yönelik işlev görmektedir.



Şekil 6.1. Atıksu gelişi ve çatlak sistemlerinin gelişimi (Demir ve diğ., 2013)



Şekil 6.2. Dikey çatlak sistemlerinin gelişimi (Demir ve diğ., 2013)

## 6.2. Polimer Jel ile İlgili Laboratuvar Çalışmaları

İlk olarak su gelişini önlemeye yönelik polimer jel prosesi Phillips Petroleum Company tarafından 1960'ların sonlarında geliştirilmiştir. Geliştirilen bu çalışmada bileşenlerin rezervuarda karışmasına dayalı ilk uygulamaların aksine, şu anki uygulamalar, polimer ve çapraz bağlayıcının yüzeyde karıştırılmasına dayalıdır. Bu alanda kullanılan polimerler genelde farklı hidroliz derecelerindeki poliakrilamidlerden ya da ksantan gibi polisakkarit biyopolimerlerden oluşmaktadır.

Bugün en yaygın kullanım, suda çözülmüş poliakrilamid polimerin, trivalent krom iyonları ile çapraz bağlanarak, uygun koşullarla karşılaştırılarak üç boyutlu jel formunun kazandırılmasına dayalı yöntemdir. Bugün gelinen noktada, bu tür uygulamalarda kullanılan polimer jeller, geniş pH aralıklarında, yüksek tuzluluk, toplam çözülmüş katı madde, çözülmüş CO<sub>2</sub> ve H<sub>2</sub>S ortamlarında ve 270 °F'a kadarki yüksek sıcaklıklarda dahi jelleşebilecek şekilde tasarlanabilmektedir.

İnceleme alanında kuyularda uygulanan polimer jel laboratuvar testleri (konsantrasyonu, jelleşme zamanı, jel miktarı vb) sonucunda belirlenmektedir. Laboratuvar uygulamalarında krom-asetat çapraz bağlayıcılı poliakrilamid jel kullanılmıştır. Bu tip jeller düşük konsantrasyonlu yüksek molekül ağırlıklı yapıya sahip olduklarından dolayı rezervuar zonundaki gözenekleri tıkamadan sadece çatlak ve boşlukları doldurmaktadır. Böylelikle üretim zonu ile akifer arasında bağlantı kuran doğal çatlaklar jel ile doldurulup akiferden gelen suyun önü kesilmekte ve matriks içinde bulunan petrolün kuyuya doğru akması sağlanmaktadır.

Krom asetat çapraz bağlayıcılı poliakrilamid tipi jeller yaklaşık 200 °F rezervuar sıcaklığına kadar kararlı yapıya sahiptirler. Ayrıca polimerin kararlılığı sıcaklık dışında, kullanılan suyun tuzluluğuna ve uygulama ve hazırlama sırasındaki sürtünme etkisine de bağlıdır. Bu nedenle uygulamada kullanılacak polimer jel laboratuvar koşullarında kalite testi yapılarak uygunluğu belirlenir. Bunun için laboratuvarında uygulamada kullanılacak su ile farklı konsantrasyonlarda polimer çözeltileri hazırlanarak, ardından çapraz bağlayıcı (krom asetat) eklenerek elde edilen jel, rezervuar sıcaklığında fırında bekletilerek jelleşme zamanları ve jel kaliteleri belirlenmektedir (Foto 6.1, 6.2 ve 6.3).



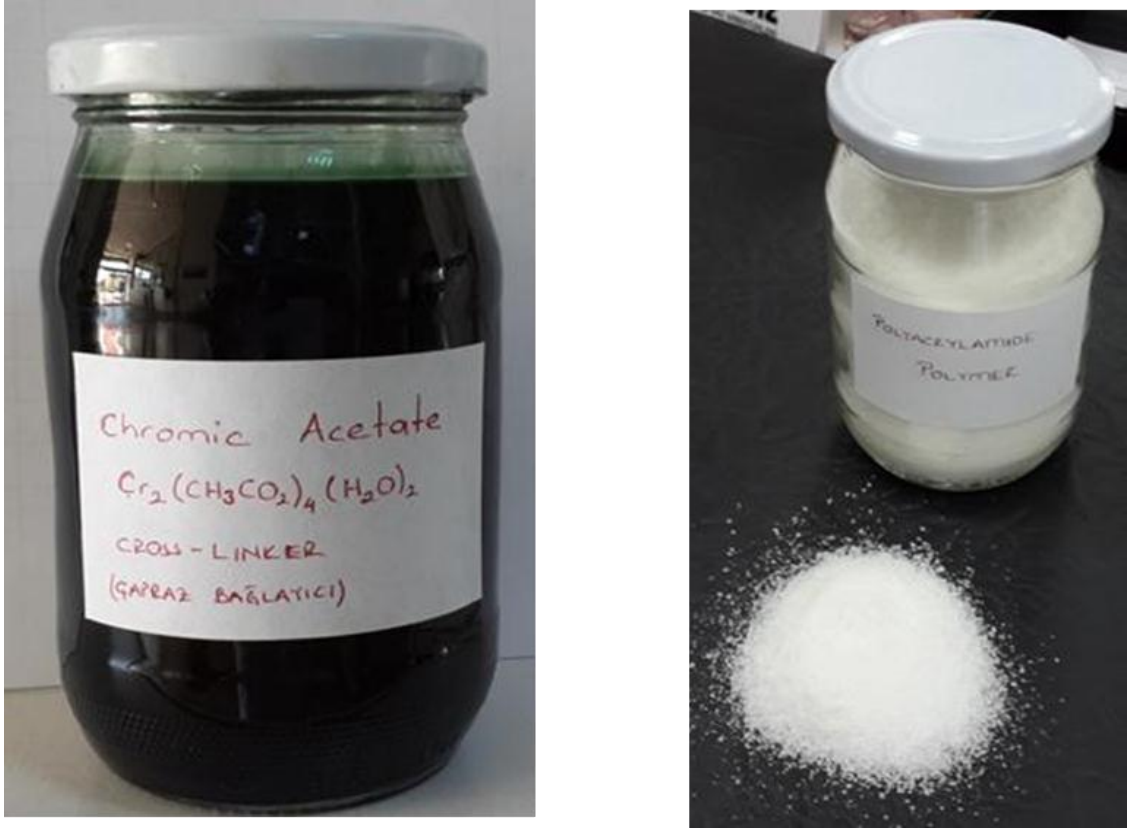


Foto 6.1. Polimer jel enjeksiyonu uygulamasında kullanılan krom-asetat ve polimer numunesi



Foto 6.2. Polimer jel enjeksiyonunda uygulanan krom-asetat çapraz bağlayıcılı polimer jel



Foto 6.3. Polimer jel enjeksiyonu sırasında alınan jel numunesi

Polimerin tanımlanmasında kullanılan en yaygın metot olan polimer jel kuvveti, polimer konsantrasyonunun bir fonksiyonudur ve derişimle doğru orantılıdır. Polimer jellerin sınıflanmasında Sydanks (1987) tarafından oluşturulan jel kuvveti kodları kullanılmaktadır.

Tablo 6.1 Jel kuvveti sınıflama kodları (Sydanks, 1987)

Jel Kodu	Tanımı
A	Herhangi bir jel oluşumu yok (polimer çözeltisi viskozitesinde)
B	Yüksek derecede akıcı jel (daha viskoz çözelti)
C	Akıcı jel (jel oluşumu başlamış)
D	Orta derecede akıcı jel
E	Akıcılığı azalmış jel
F	Yüksek derecede deforme olabilen akmayan jel
G	Orta derecede deforme olabilen akmayan jel
H	Çok az deforme olabilen akmayan jel
I	Sert jel
J	Titreşimli sert jel

Jel kuvveti, polimerin derişimine, çözüdüğü suyun özelliklerine (tuzluluk, çözünmüş gaz, TDS, pH), basınç ve sıcaklık değerlerine bağı olarak değişmektedir. Aşağıda Raman Sahası için TPAO Araştırma Merkezi tarafından yapılmış bir laboratuvar çalışmasına ait polimer jel zamanı ve performans değerlendirme tablosu yer almaktadır (Topgüder, 2003) (Tablo 6.2).

Tablo 6.2. Polimer jel, zaman-performans değerlendirmesi (Topgüder, 2003)

Zaman (saat)	Polimer (ppm)	Krom Asetat (cc)	Polimer (ppm)	Krom Asetat (cc)	Polimer (ppm)	Krom Asetat (cc)
	4500	0,15	6000	0,16	9000	0,21
0,5	A		A		A	
1,0	A		A		B	
1,5	B		B		C	
2,0	B		B		D	
2,5	B		C		E	
3,0	C		D		F	
3,5	D		E		G	
4,0	E		F		G	
4,5	E		F		G	
5,0	E		F		G	

### 6.3. Polimer Jel Uygulanacak Kuyuların Seçimi

İnceleme alanında açılan kuyulardan polimer jel uygulanabilecek kuyular tespit edilirken şunlar göz önünde bulundurulmaktadır. Kuyunun üretime alındıktan kısa süre içinde yüksek su oranına ulaşması durumunda, kısa sürede yüksek su oranı ile üretime devam etmesi veya yüksek su oranı ile terk edilmesi durumunda, kümülatif üretim değerinin sahadaki kuyu başına ortalama kümülatif üretim değerinden görel olarak daha düşük olması durumunda, yüksek PI değerine sahip olması durumunda ve kuyu cidarı ve muhafaza borusu arasında iyi çimento bağı olmaması durumundaki kuyulara polimer jel operasyonu uygulanmaktadır.

Polimer jel operasyonu uygulanacak kuyuların tespiti sonrasında üretim zonu ve akifer arasında bağlantı kuran çatlakları doldurabilmek için kuyuya en düşük konsantrasyondaki jelin enjeksiyonu ile başlanmış ve konsantrasyon artırılarak devam edilmiştir. İlk basamakta basılan, konsantrasyonu düşük olan jel çatlaklara ve kuyu çevresinden daha uzaklara daha iyi penetre ederken son basamakta basılan, yüksek konsantrasyonlu jel ise kuyu çevresinde daha dayanıklı ve kalıcı jel oluşmasını sağlar. Raman Sahası uygulamalarında en düşük 4.000 ppm, en yüksek ise 10.000 ppm polimer jel kullanılmaktadır (Demir ve diğ., 2013).

#### **6.4. Polimer Jel Uygulama Sistemleri**

Polimer jel hazırlama ve uygulamada yüzey donanımları olarak, su tankları (ihtiyaca göre hacimleri değişmektedir), jel hazırlama tankları jeli basmak için pompa, jel içine enjekte edilen çapraz bağlayıcı enjeksiyonunda kullanılan cross-linker (sıvı çapraz bağ yapıcı) pompası, su pompası, hava kompresörü, jeneratör, manifold, jel taşıma tankerleri, jel konsantrasyonunun takip edildiği laboratuvar barakası, personelin kalacağı ve operasyonu takip edeceği yaşam barakası kullanılmaktadır.

Tanklarda hazırlanan farklı konsantrasyonlardaki polimer jel çözeltilerine (poliakrilamid) enjeksiyon sırasında belirlenen oranlarda jelleşmeyi sağlayacak çapraz bağlayıcı (Krom asetat) enjekte edilerek, 1-2 v/d arasında debi ile kuyulara jel enjeksiyonu yapılmaktadır. Polimer jel enjeksiyonu sonrası rezervuarda jelleşmenin tam olarak sağlanabilmesi için en az 3-4 gün beklendikten sonra, kuyular üretime alınmaktadır.

Raman Sahasında yapılan polimer jel uygulamalarında sabit ve mobil olmak üzere iki farklı sistem kullanılmaktadır.

Sabit sistemde; jelde kullanılan yüzey donanımı tek bir lokasyona kurulmaktadır. Buradan polimer jel enjeksiyonu yapılacak kuyulara ayrı ayrı boru hatları çekilmektedir. Jelin hazırlanması ve enjeksiyonu tüm kuyulara bu noktadan yapılmaktadır (Foto 6.4). Polimer jel enjeksiyonu uygulanacak kuyuların birbirlerine yakın olduğu durumlarda bu sistem tercih edilmektedir. Çünkü kurulumu kolay ve ekonomiktir.



Foto 6.4. Polimer jelin hazırlanması ve boru hatları yardımıyla kuyulara enjeksiyonu

Mobil sistemde; sabit bir lokasyona jel hazırlama donanımları (su tankları, jel hazırlama tankları, su pompası, jeneratör) kurulmaktadır. Jel enjeksiyonu yapılacak kuyunun lokasyonuna ise jel enjeksiyon donanımları (jel enjeksiyon pompası, cross-linker pompası, manifold, yaşam barakası, laboratuvar barakası, jeneratör) kurulmaktadır. Sabit lokasyonda hazırlanan polimer jel çözeltisi tankerler yardımıyla jel uygulanacak kuyunun lokasyonuna tankerlerle taşınmaktadır. Yapılacak jelin miktarına göre tankerler hazırlanmış polimer jel çözeltisini taşımaktadırlar. Burada önemli olan çapraz bağlayıcı olan krom asetatın kuyubaşından jel çözeltisi içerisine enjekte edilmesidir. Kuyuda jel enjeksiyonu operasyonu bittiğinde lokasyonda bulunan tüm donanımlar jel enjeksiyonu yapılacak diğer kuyunun lokasyonuna taşınmaktadır. Operasyon bu şekilde devam etmektedir. Kuyuların birbirinden uzak olduğu durumlarda bu sistem tercih sebebidir (Foto 6.5 ve 6.6).



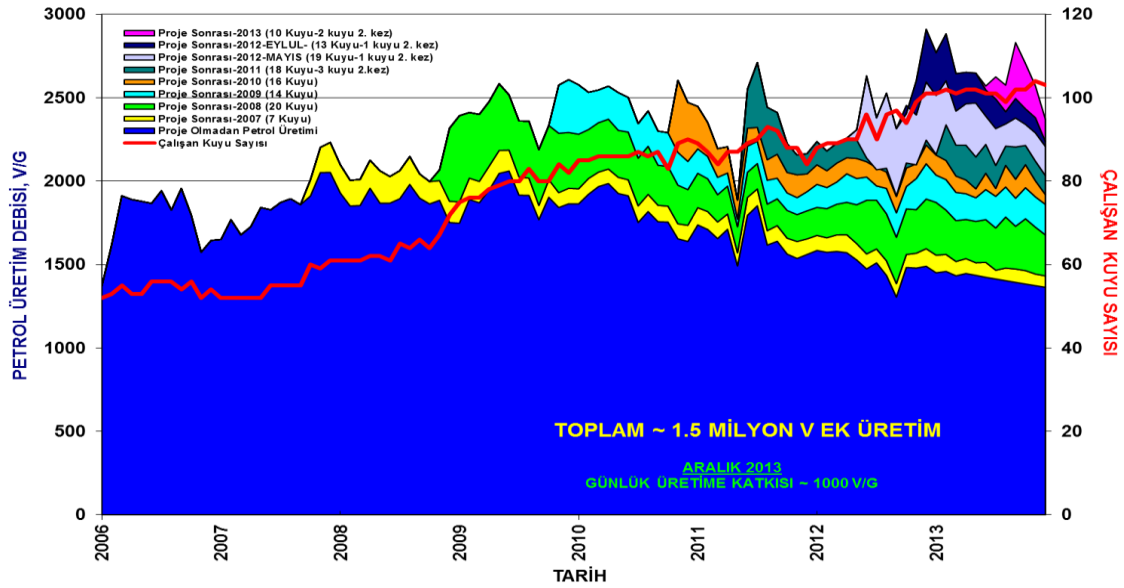
Foto 6.5. Polimer Jel çözeltisinin hazırlanıp tankerele doldurulması (Demir ve diğ., 2013)



Foto 6.6. Tankerlerle kuyubaşına taşınan jel çözeltisinin kuyuya enjeksiyonu

### 6.5. Polimer Jel Enjeksiyonu Uygulamalarının Petrol Üretimine Etkisi

Raman Sahası'nda 2007 yılında pilot olarak başlanan polimer jel enjeksiyonu uygulamaları Aralık 2013 sonu itibariyle 120 kuyuya ulaşmıştır. Başarılı saha uygulamaları sonucunda uygulama yapılan kuyulardan 2013 yılı sonuna kadar yaklaşık 1,5 milyon varil ek petrol üretimi sağlanmıştır (Şekil 6.3). Ayrıca petrol üretiminin artmasının yanında atıksu üretimi de düşmüştür (Demir ve diğ., 2013).



Şekil 6.3. Polimer jel uygulamalarının petrol üretimine etkisi (Demir ve diğ., 2013)

Raman Sahası'nda polimer jel uygulaması yapılan 120 kuyuda, uygulama sonrası üretilen su miktarının, dolayısıyla atık su miktarının önemli derecede düştüğü görülmüştür (Şekil 6.4). Tüm bu uygulamalar sonucunda yüksek su oranı ile üretime devam edilen ve doğal çatlaklı rezervuara sahip olan Raman Sahası için su gelişini azaltmaya yönelik krom-asetat poliakrilamid tipi jel enjeksiyonu operasyonlarının başarılı sonuçlar verdiği görülmüştür. Uygulamalar sonunda kuyularda üretilen atık su miktarları azalırken petrol üretiminin de arttığı görülmüştür. Ayrıca yüksek su yüzdesi nedeniyle terk edilen 40 kuyunun tamamı polimer jel enjeksiyonu operasyonları sonrası üretime alınmıştır. Polimer jel operasyonu sonrası devreye alınan kuyular brüt debileri eski üretim debilerinin yaklaşık 1/3-1/2 oranlarında başlatılmış ve kuyu üretim test değerleri takip edilerek zaman içinde gerektiğinde brüt üretim debileri kademeli olarak artırılmıştır. Ayrıca operasyon sonrası halen PI değeri yüksek olan kuyularda jel enjeksiyonu operasyonunun tekrarlanabileceği görülmüştür. Aynı zamanda polimer jel operasyonundan kaynaklı maliyetlerin ise artan petrol üretimine bağlı olarak kısa zamanda geri kazanıldığı görülmüştür (Demir ve diğ., 2013).



Şekil 6.4. Polimer jel uygulamalarının atıksu üretimine etkisi (Demir ve diğ., 2013)

## 6.6. Polimer Jel Uygulamalarının Değerlendirmeleri

Polimer jel uygulaması öncesi kuyularda polimer jel enjeksiyon dizaynı oluşturmak için yapılan enjektivite test sonuçlarına göre kuyular 3 gruba ayrılmaktadır. Bunlar;  $Q_{inj} < 4$ ,  $4 < Q_{inj} < 5$  ve  $Q_{inj} > 5$  v/d'dir.

Uygulama sonrasında üretim kuyuları gruplandırılarak, jel operasyonu sonrası kuyular için üretim performansı değerlendirmeleri yapılmaktadır. Gruplandırılması yapılan kuyular sırasıyla şu şekilde değerlendirilmektedir:

Jel enjeksiyonu sırasında kuyu başında basınç görülüp görülmemesine göre yapılan gruplandırma. Jel enjeksiyonu sırasında ölçülen kuyu başı basınç değerlerine göre kuyular 3 gruba ayrılmaktadır. Bunlar;  $P_{wh} = 0$ psi,  $P_{wh} < 400$  psi ve  $P_{wh} > 400$  psi'dir.

Üretim aralığına göre yapılan gruplandırma. Üretim yapılan aralığa göre 3 gruba ayrılmaktadır. Bunlar açık aralık (open hole), açık aralık-perfore (open hole-perfore) ve perfore ile tamamlama yapılan kuyular olarak ayrılmaktadır.

Üretim aralığı değişikliğine göre gruplandırılanlar: Kuyuda operasyon öncesi üretim aralığı değişikliği yapıp yapılmadığına göre kuyular 2 gruba ayrılmaktadır.

Kuyu üretim durumuna göre gruplandırılanlar: Kuyunun operasyon öncesi üretimde veya terk olmasına göre 2 gruba ayrılmaktadır. Bunlar; üretim ve terk olma durumlarıdır.



Son olarak üretim bölgelerine göre gruplandırılanlar: Sahanın jeolojik yapısına göre batı ve doğu/kuzeydoğu bölgesi olarak 2 gruba ayrılmaktadırlar.

Değerlendirmelerde enjeksiyon sırasında basınç almayan, açık aralık olarak değerlendirilmesi yapılmış olan ve bölgesel olarak sahanın kuzey ve doğu bölgesinde bulunan kuyularda üretim artışının diğer şartlardaki kuyulara oranla daha fazla olduğu görülmüştür. Ayrıca terk durumdaki kuyular operasyon sonrası üretime alındığında katkısının genelde eski üreten kuyularda jel sonrası sağlanan artıştan daha fazla olduğu görülmüştür. Operasyon öncesi kümülatif üretimine göre gruplandırılan kuyularda operasyon sonrası üretime etkilerinin birbirinden çok da farklı olmadığı görülmüştür. Jel operasyonu sonrası zaman içinde tekrar su oranı artan ve üretimi düşen, ancak PI değeri halen yüksek olan kuyularda jel enjeksiyonu operasyonunun tekrarlanabildiği ve ikinci uygulama sonunda da kuyularda tekrar su oranının düştüğü ve üretimin arttığı görülmüştür.

Bu gruplamalara göre yapılan değerlendirme sonuçları tablo halinde verilmiştir (Tablo 6.3).

Tablo 6.3. Polimer jel uygulamaları sonrası üretim kuyularının değerlendirilmesi (Demir ve diğ., 2013)

<b>Polimer Jel Enjeksiyonlarının Üretime Katkısı</b>		
	Kuyu Sayısı	Üretime Katkısı, v/g/kuyu
<b>Enjeksiyon Sırasında Basınç Alıp Almamasına Göre Jel Etkisi</b>		
Basınç Alan	72	6-7
Basınç Almayan	29	15-16
<b>Üretim Aralığına Göre Jel Etkisi</b>		
Open Hole & (Open Hole +Perfore)	15	17-25
Perfore	43	7
<b>Perfore Değişikliğine Göre Jel Etkisi</b>		
Open Hole & (Open Hole +Perfore)	35	12
Perfore	45	10
<b>Jel Yapılan Kuyuların Operasyon Öncesi Durumuna Göre Dağılımı</b>		
Üretim Kuyusu	66	6
Terk Kuyu	36	16
<b>Üretim Bölgesine Göre Jel Etkisi</b>		
Batı	53	4-5
Doğu-Kuzey	49	18

## 7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışma kapsamında elde edilen verilerle aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

- İnceleme alanında örtü kayanın Germav Formasyonu, kaynak kayanın Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonunun sferli seviyesi olduğu ve rezervuar kayacın ise Garzan ve Derdere Formasyonu karbonatları olduğu belirlenmiştir.
- Raman Sahası yapısı ve geçirdiği deformasyon itibariyle karbonat rezervuarlarının yapı eksenleri ve fay zonları civarında kırılma ve çatlaklanmaya paralel olarak petrol üretkenliklerinin arttığı görülmüştür.
- İnceleme alanındaki çatlaklar üzerinde yapılan analizlerle yoğun çatlak sistemlerinin varlığına bağlı olarak Garzan ve Derdere Formasyonlarının üretim kapasitelerinin arttığı gözlenmiştir.
- Raman Sahası ve civarında petrol potansiyeli yüksek rezervuar kayaçlar Üst Kretase yaşlı Garzan ve Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonları olup, genel olarak matriks porozitenin ve permeabilitenin yüksek olduğu Derdere Formasyonunun üretim potansiyeli yüksektir.
- Garzan Formasyonu için ortalama % 3-18 arasında efektif porozite (maksimum %25) gelişiminin olduğu; Mardin Grubu karbonatlarından Derdere Formasyonu için ise ortalama % 4-18 arasında efektif porozite (maksimum %25) gelişiminin olduğu saptanmıştır. Ayrıca Derdere Formasyonu için 0.3-80 md aralığında geçirgenlik faktörünün varlığı tespit edilmiştir.
- İnceleme alanında yapılan jeokimyasal çalışmalar hidrokarbon türümünün olduğunu, türümü gerçekleşen hidrokarbonun kapanlandığı göstermektedir.
- İnceleme alanındaki Kretase yaşlı karbonat kayaçlar yeterince gömülme derinliğine sahip olmadıklarından kaynak kayadan, genelde erken-orta olgun özelliğinde türüm yapan hidrokarbon çok kısa mesafelere ağır petrol olarak göç ettiği tespit edilmiştir.
- Raman Sahası'nda türeyen hidrokarbonun kaynak kayasının Derdere Formasyonunun sferli seviyesi olduğu tespit edilmiş olup; kerojen tipinin ise Tip II denizel kökenli petrol ürettiği saptanmıştır.
- Raman Sahası'nda polimer jel enjeksiyonu uygulanan kuyularda, çatlaklı ve güçlü akifer desteği olan rezervuarlarda su gelişini azaltmada ve üretimi artırmada etkili olduğu görülmüştür.

- İnceleme alanında üçüncül yöntem olarak uygulanmakta olan poimer jel enjeksiyonları hem üretim hem de yüksek su nedeni ile terk edilen kuyularda uygulanabilirliği olan, uygulanması kolay, gerektiğinde tekrarlanabilir olan ve kısa zamanda etkisini gösteren bir yöntem olduğu saptanmıştır.

Ayrıca bu çalışmadan elde edilen sonuçlar çerçevesinde aşağıdaki hususlar önerilmiştir.

- Kuyu ve sismik veriler ışığında genelde doğu-batı uzanımlı düşey bileşenli doğrultu atımlı faylarla beraber farklı bloklara ayrılmış olan Raman Sahası'nda sağılmamış petrol potansiyeli olan yeni prospekt alanlarının açılacak kuyularla keşfinin yapılması ve üretilebilir petrol miktarının artışı böylelikle sağlanabilir.
- Yapılan çalışmalar sonucunda petrol üretiminde artış ve atık su üretiminde azalma olması nedeniyle polimer jel uygulamasına Raman Sahasında devam edilmesi faydalı olacaktır.
- Bu çalışmada ayrıntılı olarak ele alınan polimer jel uygulamaları Garzan Üretim Sahası gibi su yüzdesi yüksek olan üretim sahalarında uygulanılması yararlı olacaktır.

## KAYNAKLAR

- Açıkbaş, D. ve Baştuğ, C., 1975, V. Bölge Cacas-Hani Yöresi Kuzey Sahalarının Jeoloji Raporu ve Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 917, 45 s., Ankara.
- Açıkbaş, D., Akgül, A. ve Erdoğan, L.T., 1981, Güneydoğu Anadolu'nun Hidrokarbon Olanakları ve Baykan-Şirvan-Pervari Yöresinin Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1543, 387 s., Ankara.
- Akarsu, İ., 1968, V. Bölge Cizre-Şırnak-İdil-Midyat ve Nusaybin Çevresinin Petrol İmkanları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 426, 24 s., Ankara.
- Akküllah, Z., 1983, Raman - Piyanko Sahaları Arasında Kalan Alanda Paleozoyik Yaşlı Birimlerden Statik Sıcaklık ve Jeotermal Gradyan Dağılımı: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1806, Ankara.
- Aksu, R., 1980, Hakkari-Çukurca, Harbol, Derik-Bedinan, Hazro Bölgelerinin Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1460, 58 s., Ankara.
- Alpay, E., 1999, Raman Sahası Temel ve Özel Karot Analizleri Sonuç Raporu: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 2418, Ankara.
- Altınlı, İ.E., 1952, Siirt Güneydoğusunun Jeolojik İncelemesi: MTA Derleme No:1977, 95 s., Ankara.
- Araç, M., 1981, Malahermo Sahası Alt Sinan-Garzan Formasyonlarının Litoloji ve Mikrofasiyes İncelemesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 374, 8 s., Ankara.
- Araç, M. ve Öncü, H., 1988, Oyuktaş-Bada Sahaları ile D.Silivanka-1 ve Hayat-1 Kuyuları Arasında Kalan Alanda Kampaniyen-Mestriştiyen Yaşlı Birimlerin Yer Altı Jeolojisi ve Hidrokarbon Potansiyeli: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2541, 99 s., Ankara.
- Araç, M. ve Yılmaz, E., 1991, XI ve XII. Bölge Güneyindeki Kuyularda Kesilen Cudi ve Mardin Gruplarının Sedimentolojisi ile Fasiyes, Diyajenez ve Rezervuar Özellikleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1715, 154 s., Ankara.
- Aydın, M. ve Yöndem, F., 1985, Raman Sahası Garzan Formasyonu'nun Yeraltı Jeolojisi Çalışması ve Hidrokarbon Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 666, 18 s., Ankara.
- Badgley, P.C., 1957, Tidewater Oil Company Geological Report on the Softek Structure Mardin and Siirt Vilayets, Southeast Turkey (Licence No: 154): Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Rapor No: 2, 17 s., Ankara.
- Bilen, M.T., 1970, Raman Petrol Sahası Yeraltı Jeolojisi Çalışmaları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 510, 10 s., Ankara.

- Bolgi, T. ve Sezgin, M., 1960, İspandika-Kidil ve Kentalan-Garzan Arasındaki Sahaların Strüktürel Etüdü: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 136, 52 s., Ankara.
- Bolgi, T., 1961, V. Petrol Bölgesi Seksiyon Ölçmeleri AR/TPO/261 nolu Saha ile Reşan-Dodan Arası Batısındaki Sahanın Strüktürel Etüdüleri: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 162, 52 s., Ankara.
- Bolgi, T. ve Kıratlıoğlu, E., 1962, AR/TPO/674 nolu Sahanın Jeolojik Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 324, 13 s., Ankara.
- Bryant, G.F., 1960, Stratigraphic Report of the Penbeğli-Tutköy Area, Petroleum District VI, Southeast Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Rapor No: 12 (TPAO Arama Grubu, Rapor No: 647), 27 s., Ankara.
- Büyükbay, M., 1968, Raman Sahası Kompilasyon Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 5429, Ankara.
- Çelikdemir, E. ve Dülger S., 1990, Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu Karbonatlarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Rezervuar Özellikleri: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2665, 93 s., Ankara.
- Çelikdemir, E., Dülger, S., Görür, N., Wagner, C. ve Uygur, K., 1991, Stratigraphy, Sedimentology and Hydrocarbon Potential of the Mardin Group, SE Turkey: Special Publication of AAPG, 1, 439-454, Ankara.
- Çoruh, T., 1981, Mardin Grubu Karbonatlarının X. Bölge Bölükkonak-2/A, Alıçlı-2, Dodan-6M, Tavan-1, Kavikadağ-1 Kuyularıyla; IX.Bölge Körkandil, Ballıkaya ve Mehmet Yusuf Ölçülmüş Stratigrafik Kesitlerindeki Mikropaleontolojik İncelenmesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 403/A, 12 s., Ankara.
- Çoruh, T., 1991, Adıyaman Civarında (XI. Bölge Kuzeybatısı ve XII. Bölge) Yüzeyleyen Kampaniyen-Tanesiyen İstifinin Biyostratigrafisi ve Paleocoğrafik Evrimi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1656, 101 s., Ankara.
- Dağdelen, Y., 1970, AR/TPO/908 Hak Sıra Nolu Sahanın Terk Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 640, 4 s., Ankara.
- Dellaloğlu, A.A. ve Pasin, C., 1984, Yalankoz ve Keldağ (Hatay) Yörelerinin Jeolojisi ve Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2011, 27 s., Ankara.
- Demir, M., Eriçok, Ö., Karabakal, U., Kardaş, F. ve Kaya, H., 2013, Evaluation of Water Shutoff Polymer Gel Injection Operation in 102 Wells in Raman Field: 19 th. International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey Proceedings, 114-117, Ankara.
- Derman, A.S. ve İşbilir, M., 1991, Kozluk-1 Kuyusu Kuyu Sonu Değerlendirme Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 3009, 43 s., Ankara.

- Duran, O., 1990, Beşikli, Tokaris ve Bakacak Sahalarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Rezervuar Özellikleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1586, 43 s., Ankara.
- Duran, O., ve Pekcan, İ., 1980, Silivanka-Oyuktaş-Bada-Çelikli, Dodan Sahalarındaki Kıradağ ve Beloka (Raman) Formasyonlarının Litolojisi ve Mikrofasiyes İncelemesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 349, 22 s., Ankara.
- Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ., Kavukçu, E., Ertürk, O., Kaynak, G. ve Aras, M., 1987, X.-XI.-XII. Bölgelerde Gercüş, Hoya, Gaziantep, Germik ve Fırat Formasyonlarının Stratigrafisi ve Sedimentolojisi (I. Kısım): TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2280, 67 s., Ankara.
- Duran O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D., 1988, Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan Gruplarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Petrol Potansiyeli: TPJD Bülteni, cilt ½, 99-126 s., Ankara.
- Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D., 1989, Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvean Gruplarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Paleocoğrafyası, Paleontolojisi, Jeoloji Tarihi, Rezervuar ve Diyajenez Özellikleri ve Olası Petrol Potansiyeli: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2563, 78 s., Ankara.
- Duygu, M.A., 1979, Raman Petrol Sahası Self Potansiyel Test Çalışmaları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1311, 16 s., Ankara.
- Egeran, N., 1950, Raman Petrol Sahası Jeolojisi-Sondaj-Rezerv: TPAO Arama Grubu, Arşiv No:149, Ankara.
- Ekin, S., 1960, Raman Strüktürün Doğu Kısımında Yapılan Etüd Hakkında Notlar: TPAO Arama Grubu, Rapor No:134, Ankara.
- Ercan, A., 1987, Raman Sahası ve Çevresi Kuyuları ile İlgili Temel ve Özel Karot Analizleri Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2258, 31 s., Ankara.
- Erdoğan, L. ve Akgül, A., 1984, Raman - Batı Raman - Sezgin Sahaları Çevrelerinin Yeraltı Rezervuar Değerlendirmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1865, Ankara.
- Erenler, M., 1989, XI-XII. Bölge Güney Alanlarındaki Kuyularda Mesozoyik Çökel İstifinin Mikropaleontolojik İncelemesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1364, 44 s., Ankara.
- Ertuğ, K., 1991, Güneydoğu Anadolu'da Kretase Yaşlı Mardin Grubu ve Karaboğaz Formasyonu'nun Palinostatigrafisi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1525, 49 s., Ankara.
- Foley, E.J., 1937, Geology of the Kermav Hermis Area: MTA Derleme No: 678, 31 s., Ankara.

- Gossage, D.W., 1956, Compiled Progress Report on the Geology of Part of Petroleum District VI, Southeast Turkey: N. V. Turkse Shell, Report No: GRT. 2, 22 p., Ankara.
- Görür, N., Akkök, R., Yöndem, F. ve Bayram, S., 1981, Sabunsuyu-II Ölçülmüş Kesiti: TPAO Arama Grubu, Arşiv No: 9244, Ankara.
- Görür, N. ve Akkök, R., 1982a, Güneydoğu Anadolu Bindirme Kuşağı Boyunca Midyat Formasyonu'nun Sedimantolojik Özellikleri: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1968, 72 s., Ankara.
- Görür, N. ve Akkök, R., 1982b, Adıyaman Bölgesinde Mardin Formasyonunun Fasiyes Analizi, Diyajenezi ve Hazne Kaya Niteliği: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1633, 83 s., Ankara.
- Görür, N. ve Akkök, R., 1984, Facies Analysis of the Midyat Group (Lower Eocene to Lower Miocene) of the Southeast Turkey: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2187, 57 s., Ankara.
- Gülümcer, R. ve Şenol, N.N., 1987 Güney Sarıcağ ve Raman Sahalarında Su Gelişi ve Önleyici Silika Jel Saha Uygulama Sonuçları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1186, Ankara.
- Günay, Y., 1984, Amanos Dağları'nın Jeolojisi ve Karasu-Hatay Grabeninin Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1954, 98 s., Ankara.
- Günay, Y., 1986, Ergani-Dicle Arasındaki Abdülaziz Dağının Jeolojisi ve Yapısı: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2132, 10 s., Ankara.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E., Tezcan, Ü.Ş. ve Çoruh, T., 1988, Güneydoğu Anadolu'da Mardin ve Midyat Grupları Arasında Yer Alan Birimlerin Stratigrafisi (ön rapor): TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2414, 154 s., Ankara.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E. ve Çoruh, T., 1991, Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen Otokton İstifinin Stratigrafisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2828, 133 s., Ankara.
- Handfield, R.W., Bryant, G.F. ve Keskin, C., 1959, Measured Section of Korudağ (American Overseas Petroleum): TPAO Arama Grubu, Arşiv No: 523., Ankara.
- Helberg, 1976, International Stratigraphic Guide; a Guide to Stratigraphic Classification Terminology and Procedure: John Wiley and Sons, 200 p., New York.
- İlhan, E., 1968, Batman-Siirt Region (SE Anatolia-Turkey), Outlines of the Stratigraphic Development: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 425, 10 s., Ankara.
- İlker, S., 1972, VI. Bölge Adıyaman Kuzey ve Kuzey Doğusundaki Sahalar Hakkında Jeolojik Rapor: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 981, 27 s., Ankara.



- İşbilir, M., 1982, Raman Üretim Sahasının Log Verileri Işığında Garzan Formasyonu'nun Hidrokarbon Olanaklarının Araştırılması ve Varılan Sonuçlar: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1728, 12 s., Ankara.
- İşbilir, M., Kirici, S. ve Yılmaz, Z., 1991,, Güneydoğu Anadolu Platform Bölgesinde (X. Petrol Bölgesi) Üst Kretase Yaşlı Karbonat Rezervuarlarının Değerlendirmesi: Türkiye 9. Petrol Kongresi Jeoloji Bildirileri, 436-443, Ankara.
- Kıratlıoğlu, E., 1964, AR/TPO/674 nolu Sahanın Jeolojik Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 324, 13 s., Ankara.
- Kellog, H.E., 1960, Stratigraphic Report, Hazro Area, Petroleum District V, SE Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Rapor No: 1, 42 s., Ankara.
- Kellog, H.E., 1961, Regional Stratigraphy and Petroleum Possibilities of Southeast Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, 201, Rapor No: 1, 29 s. (TPAO Arama Grubu, Rapor No: 767).
- Keskin, C., 1968, Şehşap Deresi Kesitindeki Mardin Formasyonunun Mikrofasiesi ve Diyajenez İncelemesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 422, 9 s., Ankara.
- Keskin, C. ve Gültekin M., 1980 ,Batı Raman Sahasının Rezervuar Jeolojisi Hakkında Bazı Görüşler Rezervuar Üzerine Tartışmalar: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1696, Ankara.
- Köylüoğlu, M., 1981, Korkandil Ölçülmüş Stratigrafi Kesitinin Mesozoyik Biyostratigrafisi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 2403, 188 s., Ankara.
- Köylüoğlu, M., 1986, Güneydoğu Anadolu Otokton Birimlerinin Kronostratigrafisi, Mikrofasies ve Mikrofosilleri: TPAO Araştırma Merkezi, Eğitim Yayınları No: 9, 53 s., Ankara.
- Maxson, J.H., 1936, Geology and Petroleum Possibilities of the Hermis Dome: MTA Derleme No: 255, 25 s., Ankara.
- Namoğlu, C., Koraltay, M., Şanal, F. ve Özdemir, O., 2005, Raman Sahası ve Civarını Geliştirme Projesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 4657/1, Ankara.
- Naz, H., 1986, X. Bölge Mağrip Sahasında Mestriştien Yaşlı Garzan Formasyonu'nun Sedimentolojik, Diyajenetik ve Rezervuar Özellikleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1067, 34 s., Ankara.
- Orcan, A. ve Gülümser, R., 1982, Raman Sahası Özel Karot Analizleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 461, Ankara.

- Önem, Y., 1967, V. Bölge Muhtelif Sahalardaki Çalışmalara Dair Jeolojik Rapor: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 339, 20 s., Ankara.
- Önem, Y., 1968, Derik-Mardin ve Gercüş-Germav Sahalarına Ait Jeoloji Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 423, 30 s., Ankara.
- Pasin, C., Akgül, A. ve Dülger, S., 1982, Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1394, 30 s., Ankara.
- Pasin, C., 1989, Siirt-Eruh ve Şırnak Arasındaki Bölgenin Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2632, 24 s., Ankara.
- Perinçek, D., 1977, Çelikhhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeolojik İncelenmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1394, 30 s., Ankara.
- Perinçek, D., 1978, V-VI-IX Bölge (Güneydoğu Anadolu Otokton-Allokton Birimler) Jeolojisi Sembolleri: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 6657, Ankara.
- Perinçek, D., 1979, Geological Investigation of the Çelikhhan-Sincik-Koçali Area (Adıyaman Province): İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Mecmuası, B-44, 127-147, İstanbul.
- Perinçek, D., 1980, IX. Bölge Hakkari, Yüksekova, Çukurca, Beytüşşebap, Uludere, Pervari Dolayının Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1481, 80 s., Ankara.
- Perinçek, D., 1981, Güneydoğu Anadolu'da Jeokimya Çalışması Yapılacak Mesozoyik ve Tersiyer Yaşlı Anakaya Olasılı Birimlerin Stratigrafisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1591, 18 s., Ankara.
- Perinçek, D., 1989, Hakkari İli ve Dolayının Stratigrafisi, Yapısal Özellikleri, Petrol İmkanları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2545, 127 s., Ankara.
- Perinçek, D., 1990, Hakkari İli Dolayının Stratigrafisi, GDA Türkiye: TPJD Bülteni, 2/1, 21-68, Ankara.
- Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N. ve Çoruh, T., 1991, Stratigraphy and Paleogeographical Evolution of the Autochthonous Sedimentary Rocks in the SE Turkey: Ozan Sungurlu Symposium Proceedings, 274-305, Ankara.
- Petrotek Limited, 1968, Geological Report on the Siirt Province, Southeast Turkey, AR/SRI/749: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Teknik Arşivi, 22 s., Ankara.
- Refacioğlu, İ., 1961, Raman Petrol Sahası Orbitit Seviyesi Revizyonu ve Sidrolites Seviyesi Hakkında Ön Rapor: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 222, Ankara.
- Salem, R., Eren, A. ve Özbahçeci, H., 1986, GDA Bölgesinde Meastrihtiyen Sedimanlarının Jeolojisi ve Hidrokarbon Açısından Yorumu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2202, 53 s., Ankara.

- Saltık, O. ve Saka, K., 1971, Karababa Tip Stratigrafi Kesiti: TPAO Arama Grubu, Arşiv No: 4307., 68 s., Ankara.
- Sarıdaş, B., 1991, Cendere Sahası ve Nemrut Dağı Dolayının Jeolojisi (Rezervuar Çalışması): TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2826, 20 s., Ankara.
- Sayılı, A., Yakar, H. ve İztan, Y.H., 2004, Güney Raman-1 Kuyusu Litostratigrafik, Biyostratigrafik ve Jeokimyasal Değerlendirilmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 4553, Ankara.
- Schmidt, K., 1935, First Report Over Geological and Paleontological: MTA Derleme No: 1532, 11 s., Ankara.
- Sinanoğlu, E. ve Erkmen, U., 1980, Güneydoğu Anadolu Apsiyen-Albiyen Palinostratigrafisi ve Bölgenin Alt Kretase Palinoprovensleri İçindeki yeri: Türkiye Beşinci Petrol Kongresi, Jeoloji-Jeofizik Bildirileri, 51-59, Ankara.
- Solak, N., 1980, X. Bölge Raman Sahası Kuyularında Kıradağ Formasyonu Altındaki Birimlerin Mikropaleontoloji ve Biyostratigrafik İncelenmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1456, 10 s., Ankara.
- Sungurlu, O., 1973, VI. Bölge Gölbaşı-Gerger Arasındaki Sahanın Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 802, 30 s., Ankara.
- Sungurlu, O., 1974, VI. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 871, 32 s., Ankara.
- Sydansk, R., 1987, Conformance Improvement in a Subterranean Hydrocarbon-Bearing Formation Using a Polymer Gel US Patent No:4683949, ABD.
- Şengündüz, N. ve Aras, M., 1986, XI ve XII. Bölgelerde Mardin Grubu Karbonatlarının ve Karaboğaz Formasyonu'nun Fasiyes Dağılımı, Diyajenetik Özellikleri ve Çökeltme Modeli: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1005, 75 s., Ankara.
- Tengiz, Y., 1983, Batı Raman Sahası Yeraltı Jeolojisi Değerlendirme Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1823, Ankara.
- Thomas, E., Aytuna, S. and Özcan, O., 1986, Geological Field Report, Southeast Turkey, Akpınar License: ARCO International Oil and Gas Company Report, TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2247, 62 s., Ankara.
- Tolun, N., 1949, Silvan ve Hazro Mıntıkası Hakkında Jeolojik Notlar: TJK Bült., 2/1, 65-90, Ankara.
- Tolun, N., 1954, Güneydoğu Anadolu'nun Stratigrafisi ve Tektoniği: MTA Derleme No: 2147, 95 s., Ankara.
- Tolun, N., Erentöz, C. ve Ketin, İ., 1962, 1/500.000 Ölçekli Türkiye Jeoloji Haritası (Diyarbakır Paftası): MTA Yayınları, 69 s., Ankara.

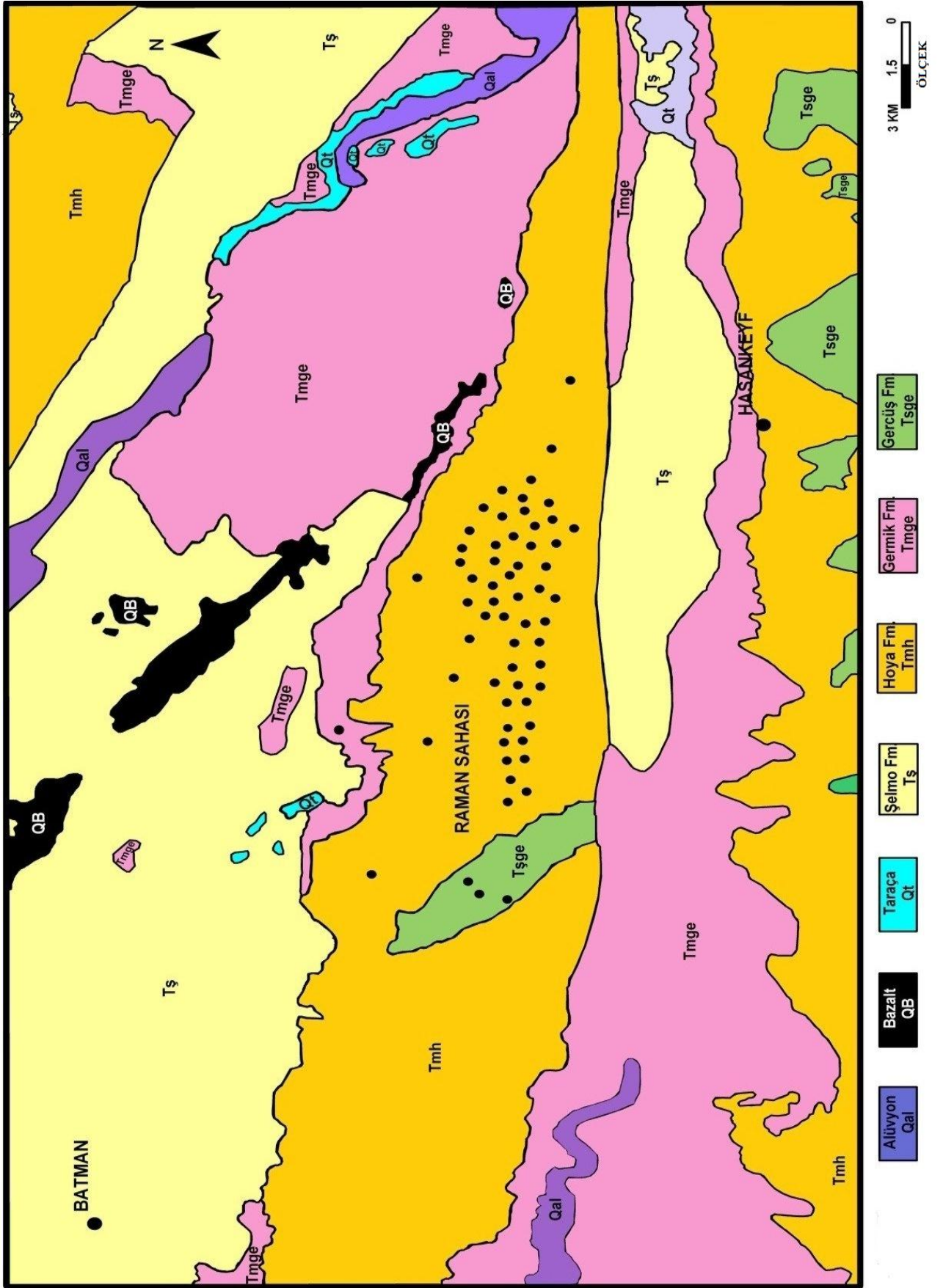
- Topgüder, N.N., 2003, Batı Raman Sahası Polimer Jel Geliştirilmiş Pilot Test İhalesi Kimyasallarının Laboratuvar Testleri: TPAO Araştırma Merkezi Rapor No: 2832, Ankara.
- Tosunkara, A., İvak M., Can, H. ve Açıkbaş, İ., 2001, Raman Sahası Değerlendirme Projesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 4208, 23 s., Ankara.
- Tuna, D., 1973, VI. Bölge Litostratigrafi Birimleri Adlamasının Açıklayıcı Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 813, 131 s., Ankara.
- TPAO, 1958, Kıradağ-1 Kuyusu Kompozit Kuyu Logu: TPAO Arama Grubu, Arşiv No: 47, Ankara.
- TPAO, 1960, Garzan-47 Kuyusu Kompozit Kuyu Logu: TPAO Arama Grubu, Arşiv No: 33, Ankara.
- Us, A.E., 1982, Batı Raman Kuzeyinin Jeofizik Değerlendirmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1622, Ankara.
- Üngör, A., 1981, Batı Raman Sahası ve Yeraltı Jeolojisi ile Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1570, Ankara.
- Wilson, H.H. and Krummenacher, R., 1959, Geology and Oil Prospects of the Gaziantep Region, Southeast Turkey (N.V. Turkse Shell Report): Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Rapor No: 2, 53 s. (TPAO Arama Grubu, Rapor No: 839), Ankara.
- Workman, L.E., 1962, Subsurface Geology of the Batman Region: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 262/1, 29 s., Ankara.
- Workman, L.E., 1963, Cretaceous and Pre-Cretaceous Subsurface Geology of the Batman Area, Turkey: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 262/2, 33 s., Ankara
- Yalçın, N., 1978, Kahramanmaraş-Gaziantep Arasındaki Allohton Birimlerin Ayırtılması ve İlişkileri: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1249, 68 s., Ankara.
- Yıldırım, A. ve Karadoğan, S., 2001, Raman Dağları Güneyinde Morfometrik ve Morfotektonik Analizler: Dicle Üniversitesi Ziya Gökalp Eğitim Fakültesi Dergisi, 16, Diyarbakır.
- Yılmaz, E., 1950, Raman Kuyuları Üzerine Bir İnceleme: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 9, 123 s., Ankara.
- Yılmaz, Y., 1982, Amanos Dağlarının Tektoniği: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 1653, 91 s., Ankara.

Yılmaz, E., Erenler, M. ve Araç, M., 1993, Kozluk-2 Arama Kuyusunda (X.Bölge) Kesilen Birimlerin Petrografik, Sedimantolojik ve Mikropaleontolojik İncelemesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No: 1901, 23 s., Ankara.

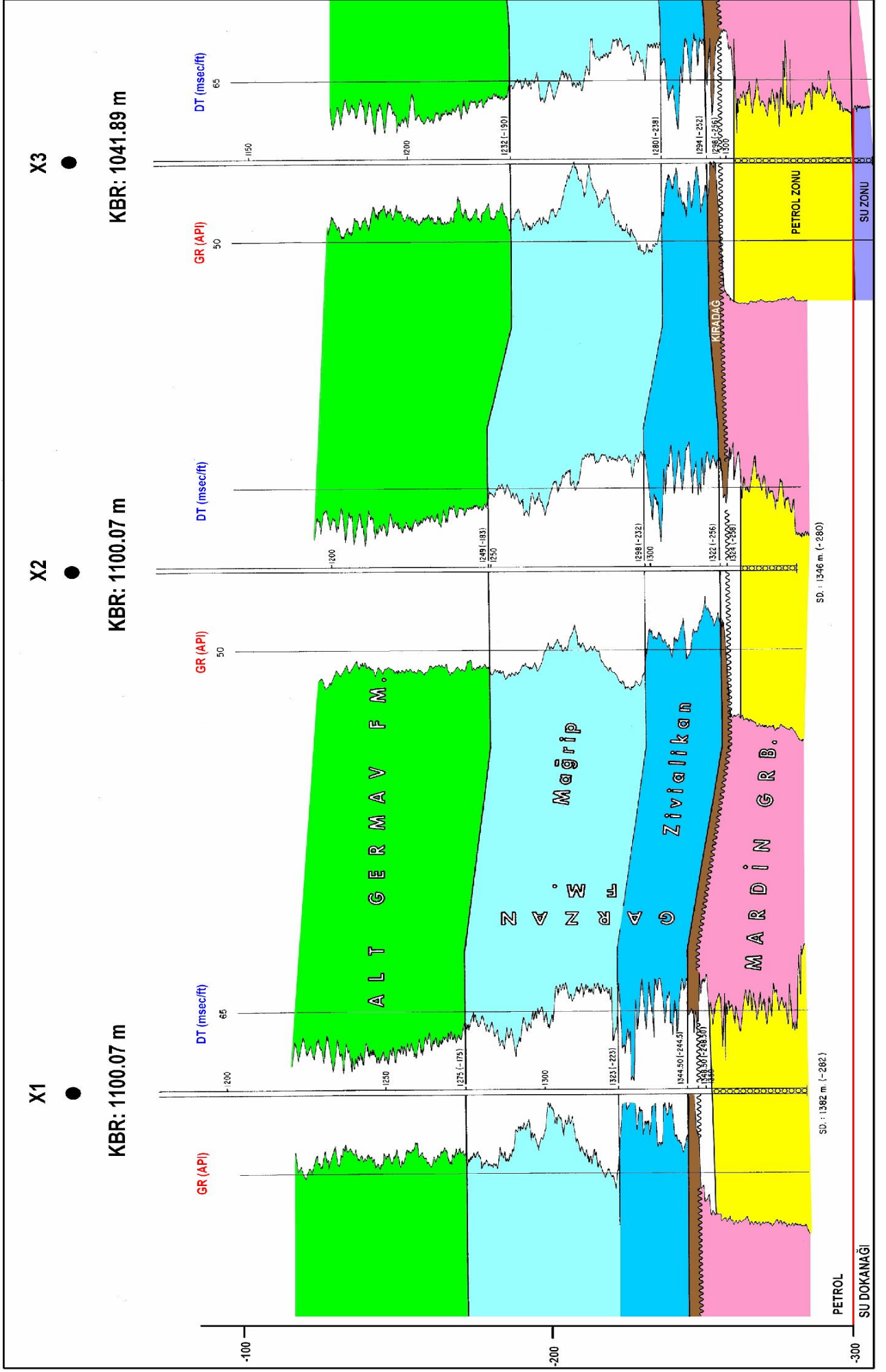
Yoldemir, O., 1987, Suvarlı-Haydarlı-Narlı-Gaziantep Arasında Kalan Alanın Jeolojisi, Yapısal Durumu ve Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No: 275, 60 s., Ankara.

## EKLER

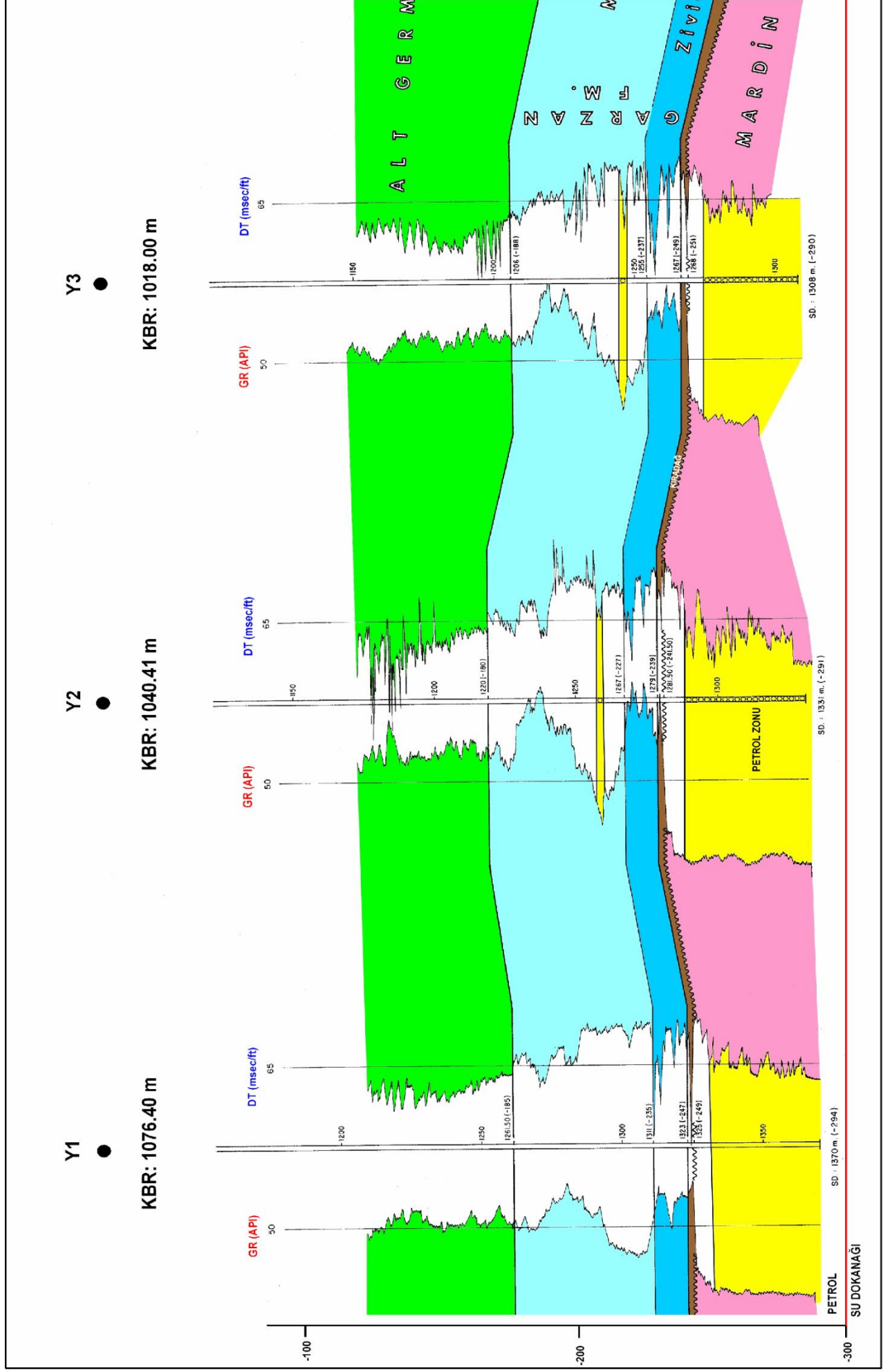
EK 1. Raman Sahası Jeoloji haritası



EK 2. Raman Sahası X<sub>1</sub>, X<sub>2</sub>, X<sub>3</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu (İşbilir, 1982)

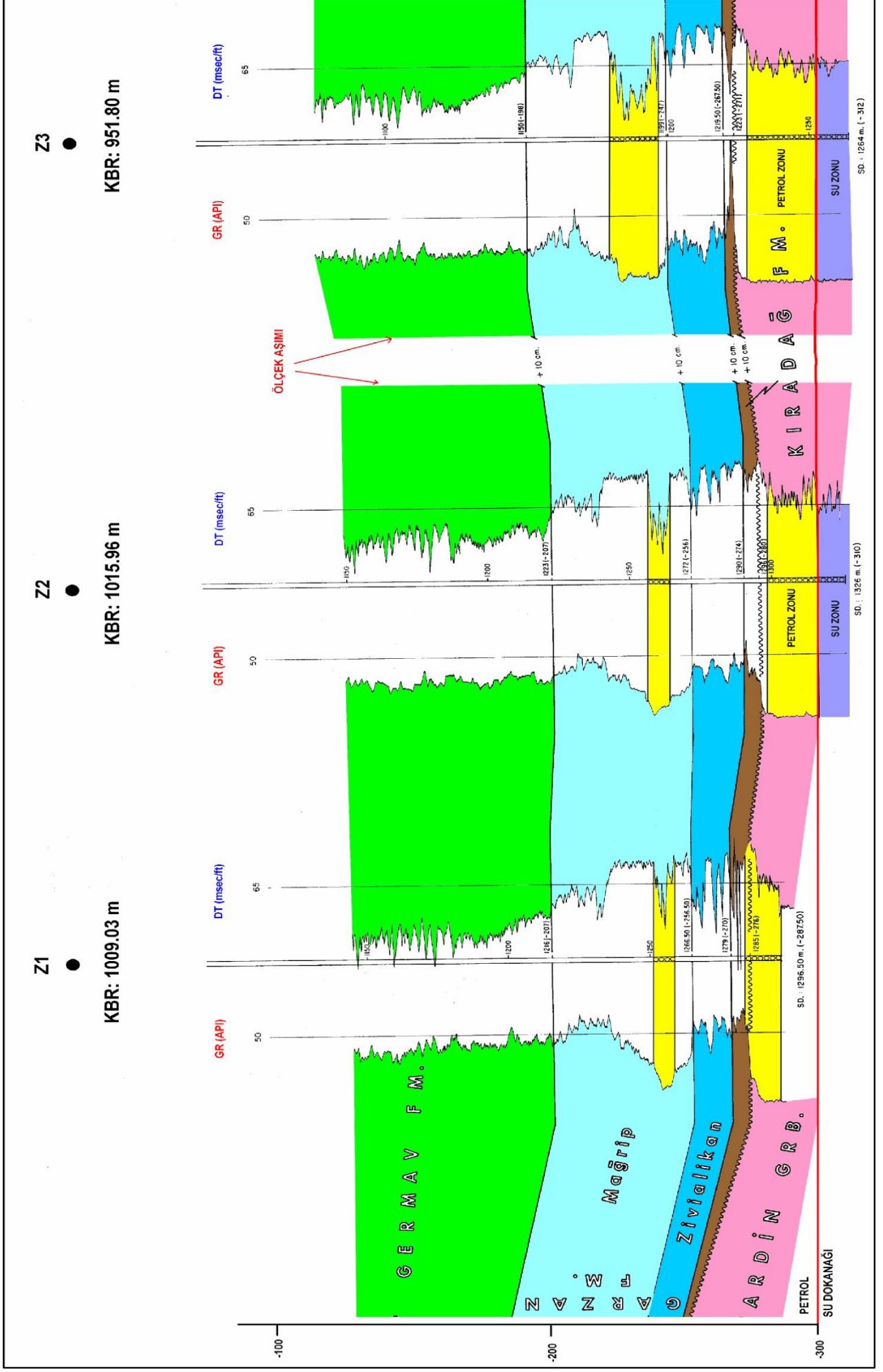


EK 3. Raman Sahası Y<sub>1</sub>, Y<sub>2</sub>, Y<sub>3</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu (İşbilir, 1982)

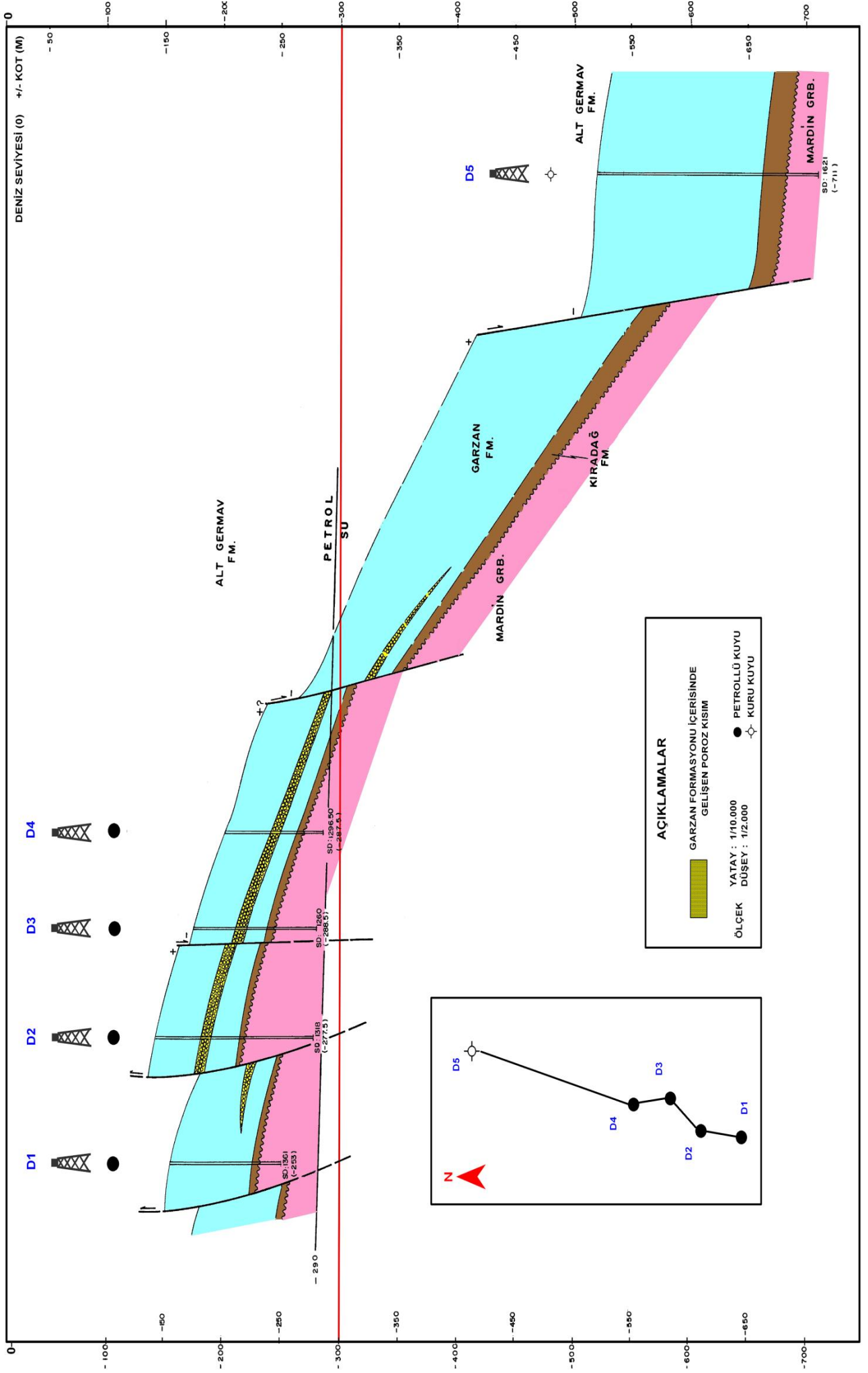




EK 4. Raman Sahası Z<sub>1</sub>, Z<sub>2</sub>, Z<sub>3</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu (İşbilir, 1982)



EK 5. Raman Sahası'nda D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub> kuyuları arası yapılan log korelasyonu (İşbilir, 1982)



## ÖZGEÇMİŞ

### KİŞİSEL BİLGİLER

**Adı Soyadı** : Duran Demir  
**Uyruğu** : TC  
**Doğum Yeri ve Tarihi** : Afşin-1972  
**Telefon** : 0 488 213 27 10-6017  
**e-mail** : ddemir46@gmail.com

### EĞİTİM

Derece	Adı, İlçe, İl	Bitirme Yılı
Lise	: Afşin Lisesi-Afşin-K.Maraş	1989
Üniversite	: İTÜ Maden Fak. Petrol Müh.-İstanbul	1993

### İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	Kurum	Görevi
1993-1997	Özel Sektör	Mühendis
1999-2005	Türkiye Petrolleri AO	Mühendis
2005-2010	Türkiye Petrolleri AO	Şef
2010-2012	Türkiye Petrolleri AO	Baş Mühendis
2012-Devam	Türkiye Petrolleri AO	Bölge Müd. Yrd.

### UZMANLIK ALANI

Petrol Mühendisliği

### YABANCI DİLLER

İngilizce