

**ŞEREFLİKOÇİSAR CİVARININ (TUZ GÖLÜ HAVZASI)
YERALTI JEOLojİSİ İNCELEMESİ**

Gülcan TÜRKTEMEL

Yüksek Lisans Tezi

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

1997

T.C. YÜKSEKÖĞRETİM BAKANLIĞI
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

58217

58217

ANKARA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ŞEREFLİKOÇHİSAR CİVARININ (TUZ GÖLÜ HAVZASI)
YERALTI JEOLojİSİ İNCELEMESİ

T-58217

GÜLCAN TÜRKTEMEL
YÜKSEK LİSANS TEZİ
JEOLojİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Bu tez .../.../1997 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından (.....) not takdir edilerek
oybirliği/oyçokluğu ile kabul edilmiştir.

Alişan
Y. Doç. Dr. ALİ SARI
(Danışman)

Prof. Dr. Ahmet T. Başoğlu
Prof. Dr. Ahmet T. Başoğlu

Prof. Dr. M. Namık YALÇIN
Prof. Dr. M. Namık YALÇIN

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

**ŞEREFLİKOÇİSAR CİVARININ (TUZ GÖLÜ HAVZASI)
YERALTI JEOLJİSİ İNCELEMESİ**

Gülcan TÜRKTEMEL

Ankara Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Y.Doç.Dr. Ali SARI
1997, Sayfa:92

Jüri: Y.Doç.Dr. Ali SARI
Prof.Dr. Namık YALÇIN
Prof.Dr. Ahmet T. BAŞOKUR

Tuz Gölü Havzasında yer alan T.P.A.O.'nun 3 adet sondaj kuyusundan alınan BHC Sonik Log, Compensated Density-Compensated Neutron Log ve Dual Laterologlar kullanılarak kayaçların petrofiziksel özellikleri hesaplanmıştır. Compensated Density ve Compensated Neutron Loglarından toplam porozite, BHC Sonik logundan birincil porozite, Dual Laterolog ve SP Logundan da su saturasyonu, kalıcı ve hareketli hidrokarbon saturasyonları hesaplanmıştır.

Ayrıca, Karapınar-2 ve Sultanhanı-1 Kuyularında geçilen seviyelerin petrol potansiyellerinin belirlenmesi amacıyla yapılan piroliz (Rock-Eval), toplam organik karbon (TOK) ve vitrinit yansıması analiz sonuçları değerlendirilmiştir.

ANAHTAR KELİMELELER: Kuyu logu, petrol, porozite, permeabilite, saturasyon, rezistivite,

ABSTRACT

Master Thesis

**SUBSURFACE INVESTIGATION OF ŞEREFLİKOÇHİSAR
(TUZ GÖLÜ BASIN) REGION**

Gülcan TÜRKTEMEL

**University Of Ankara
Graduate School Of Natural And Applied Sciences
Geological Engineering Department**

**Supervisor: Assoc.Prof.Dr. Ali SARI
1997, Page:92**

**Jury:Assoc.Prof.Dr.Ali SARI
Prof.Dr.Namık YALÇIN
Prof.Dr. Ahmet T.BAŞOKUR**

Petrophysical characteristics of the rocks have been calculated by using BHC Sonik Log, Compensated Density-Compensated Neutron Log and Dual Laterologs in 3 T.P.A.O wells at the Tuz Gölü Basin probable oil field. By using Compensated Density and Compensated Neutron Log total porosity, by using Dual Laterolog and SP Log water saturation, stationary and mobile hydrocarbon saturations have been calculated.

In addition, in order to determine the petroleum potential of the levels intersected in Karapınar-2 and Sultanhanı-1 Wells, the results of pyrolysis (Rock-Eval), Total Organic Carbon (TOC) and vitrinite analysis have been evaluated.

KEY WORDS: well logs, petroleum, porosity, permeability, saturation, resistivity

TEŞEKKÜR

Bu çalışmamı düzenleyip yöneten ve yetişmemde büyük bir emeği bulunan değerli Hocam Yrd.Doç.Dr Ali SARI, görüş ve eleştirilerinden yararlandığım Prof. Dr. Nurettin SONEL ve Arş.Gör. Aynur BÜYÜKUTKU, arazi çalışmalarım esnasında bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım Arş.Gör. Turhan AYYILDIZ, Dr.Yusuf Kaan KADIOĞLU, Jeoloji Yüksek Mühendisi Ahmet ACAR (MTA) ve kuyu loglarının yorumlanmasında değerli görüş ve eleştirilerinden faydalandığım Schlumberger Overseas S.A.'dan Dr.Zehra BAŞOKUR'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım.



İÇİNDEKİLER

1.GİRİŞ	1
1.1.Çalışma Alanı.....	1
1.2.Çalışmanın Amacı.....	1
2.ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR	2
3.STRATİGRAFİ	5
3.1.Temel Birimleri.....	6
3.1.1.Temirözü Formasyonu.....	6
3.1.2. Mollaresul Formasyonu.....	6
3.1.3.Ankara Karmaşığı.....	9
3.2. Kırşehir Metamorfitleri.....	9
3.3. Haymana Formasyonu.....	9
3.4. Kartal Formasyonu.....	11
3.5. Çaldağ Formasyonu.....	12
3.6. Karapınaryaylası Formasyonu.....	13
3.7. Mezgit Formasyonu.....	15
3.8. Cihanbeyli Formasyonu.....	15
4. ORTAMSAL YORUM	17
5. PETROL JEOLJİSİ	19
5.1. Arazi Çalışmaları.....	19
5.1.1. Hidrokarbon Yüzey Belirtileri.....	19
5.1.2. Asfalt Belirtileri.....	19
5.2. Laboratuvar İncelemeleri.....	20
5.3. Petrol Ana Kaya Fasiyesleri.....	20
5.3.1. Toplam Organik Karbon Analizleri.....	21
5.3.2. Piroliz Analizleri.....	23
5.3.3. Organik Madde Tipi.....	23
5.3.4. Vitrit Yansıması Analizi.....	27
5.3.5. Kaynak Kayanın Olgunlaşma Derecesinin Belirlenmesi.....	28
5.3.6. Kaynak Kaya Potansiyeli.....	29
6. KAYAÇLARIN PETROFİZİK ÖZELLİKLERİ	31
6.1. Porozite.....	31
6.2. Geçirimlilik.....	33
6.3. Doygunluk.....	33
6.4. Formasyon Faktörü.....	34
6.5. Özdirenç.....	34
6.5.1. Temiz Zonun Özdirenci.....	34
6.5.2. İstila Zonunun Özdirenci.....	34
6.5.3. Geçiş Zonunun Özdirenci.....	34
6.5.4. Formasyon Suyu Özdirenci.....	35
6.5.5. Çamur Filitresinin Özdirenci.....	35
6.5.6. Özdirenç -Isı-Tuzluluk Arasındaki İlişkiler.....	35
6.5.7. Özdirenç-Doygunluk Arasındaki İlişkiler.....	35

7. UYGULAMA.....	36
7.1. Logların Okunması.....	36
7.1.1. BHC Sonik Log Okumaları.....	36
7.1.2. Compensated Density- Compensated Neutron Log Okumaları....	36
7.1.3. Dual Latero Log Okumaları.....	36
7.2. Litoloji Tayini.....	36
7.2.1. Neutron Porozitesi-Density Noktalaması.....	58
7.3. Porozitenin Tespiti.....	58
7.3.1. Etkin Porozitenin Tespiti.....	58
7.3.2. Sonik Porozitenin Bulunması.....	58
7.4. Killilik Tayini.....	72
7.5. Formasyon Suyu Özdirencinin (R_w) Hesaplanması.....	72
7.5.1. SP Logu Yardımı İle Formasyon Suyu Özdirencinin (R_w) Tayini.....	73
7.6. Doygunluk Hesapları.....	77
7.6.1. Su Doygunluğu Hesabı.....	77
7.6.2. Hidrokarbon Doygunluğu Hesabı	77
7.7. Sonuçların Değerlendirilmesi.....	78
7.7.1. Bezirci-1 Kuyusu.....	78
7.7.2. Karapınar-2 Kuyusu.....	80
7.7.3. Sultanhanı-1 Kuyusu.....	82
8. SONUÇLAR.....	85
9. KAYNAKLAR.....	87

1.GİRİŞ

1.1.Çalışma Alanı

Çalışma alanı, Orta Anadolu sedimanter havzaları içinde petrol ve doğal gaz imkanları nedeniyle önemli bir yeri olan ve içinde Üst Kretase-Tersiyer yaşlı çökel grupları izlenen Tuz Gölü Havzası Şereflikoçhisar (Ankara güneyi) ve Kulu (Konya) arasında yaklaşık 1900 km²'lik bir alanı kapsar (Şekil-1).

1.2.Çalışmanın Amacı

Tuz Gölü havzasında Üst Kretase-Tersiyer zaman aralığında çökelmiş olan sedimanter istifler çoğunlukla Haymana ve Bala (Ankara) civarında yüzeylemekte olup, çalışma alanında birimler büyük çoğunlukla Oligosen-Pliyosen yaşlı genç birimler tarafından örtülmektedir.

İnceleme alanında daha önce yapılmış çalışmalar olmasına rağmen, stratigrafik adlama ve jeotektonik oluşum açısından farklı değerlendirmeler yapılmıştır. Bu nedenle bu bölgede yapılan bu tez çalışması ile çeşitli formasyonların jeolojik özellikleri, petrol bulundurulabilme olanaklarının tespiti hedeflenmiştir. Petrol imkanlarına yönelik çalışmada ise arazi gözlemleri, kuyu logları ve geliştirilmiş laboratuvar analizlerinin uygulanması sağlanmıştır.

Çalışmada üç kuyuya ait BHC Sonik Log, Compensated Density, Compensated Neutron Log, SP ve Dual Latere Loglar kullanılarak kuyularda geçilen formasyonların petrofiziksel özellikleri belirlenmiştir. Yine iki kuyunun kaynak kaya potansiyelinin belirlenmesi amacıyla Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Araştırma Laboratuvarlarında bu çalışma için yapılan organik jeokimyasal analiz sonuçları değerlendirilmiştir.

2.ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Rigo de Righi ve Cortesini (1959) Tuz Gölü ve Haymana Havzasının jeolojisini çalışmışlardır. Bu çalışmacılar, Tuz Gölü Baseninin stratigrafik birimlerini ayırmış ve Üst Kretase birimlerini incelemişlerdir.

Rigo de Righi ve Cortesini (1960) Tuz Gölü ve Haymana Havzalarının yapısal jeolojisini incelemişler ve havzanın Üst Kretase-Tersiyer zaman aralığında geliştiğini belirtmişlerdir.

Arıkan (1975) Tuz Gölü Havzasının jeolojisini ve petrol potansiyelini incelemiş ve Geç Senoniye'den Oligosen'e dek 10.000 m kalınlığında sürekli bir istif bulunduğunu belirtmiştir. Bu istifi de; Geç Senoniye Erken-Orta Eosen'i temsil eden transgresif faz ve Orta Eosen-Geç Oligosen'i temsil eden regresif faz olarak ikiye ayırmıştır. Hidrokarbon potansiyeline göre Geç Kretasenin genç şeyl seviyelerini potansiyel kaynak kaya ve Paleosen karbonatlarını ve Paleosen-Eosen-Oligosen kumtaşlarını rezervuar kaya olarak göstermiştir.

Uğurtaş (1975) Tuz Gölü Havzasında sismik ve gravite çalışmaları yapmış; tuz kütlelerinin diyapirik ve yastık yapılarını incelemiştir.

Ünalan ve diğ. (1976) Haymana-Polatlı sahasındaki Geç Kretase-Erken Tersiyer yaşlı sedimanlarının stratigrafik ve paleocoğrafik gelişimini çalışmışlar ve Geç Kretase-Erken Tersiyer zaman aralığında havzanın güneydoğudan Tuz Gölü Basenine bağlandığını savunmuşlardır.

Görür ve Derman (1978) Haymana-Tuz Gölü Havzasının stratigrafik ve tektonik analizlerini yapmış ve havzanın yarı graben olduğunu işaret etmişlerdir.

Turgut (1978) Tuz Gölü Havzasının stratigrafik ve depolanma tarihçesini çalışmış ve havzanın intrakratonik olduğunu savunmuştur. Araştırmacıya göre havza Geç Kretase'den itibaren aktif tektonizma kontrolünde hızlı sübsidans ve sedimantasyon geçirmiştir.

Derman (1979) Tuz Gölü havzasının doğu ve batısının jeolojisini çalışmış ve havzada sedimantasyonun Erken Kretase'den Geç Eosen'e kadar devam ettiğini belirtmiştir.

Görür (1981) Tuz Gölü-Haymana Havzasının Mestriştiyen ve Tersiyer sedimentlerinin stratigrafik analizlerini yapmış ve havzanın geçirmiş olduğu tektonizmanın etkisini irdelemiştir.

Şengör ve Yılmaz (1981) Tuz Gölü Havzasının Haymana Havzasıyla birlikte Sakarya, Kırşehir ve Toros kıtasal blokları boyunca, Geç Kretase-Paleosen zaman aralığında yay önü kompleksiyle oluştuğunu belirtmişlerdir.

Uygun (1981) Tuz Gölü Havzasının jeolojisini çalışmış ve tuz kütlelerinin Geç Eosen yaşında olduklarını ifade etmiştir.

Oktay (1982) Orta Anadolu Sedimanter Havzalarının kapanan okyanusun kolunda, değişik aşama ve coğrafik çökelme koşullarında geliştiğini belirtmiştir.

Dellaloğlu ve Aksu (1984) Kulu-Şereflikoçhisar-Aksaray alanlarının jeolojisi ve petrol olanaklarını incelemişlerdir. Tuz Gölü Havzasındaki litostratigrafik birimleri yeniden revize etmişlerdir.

Görür ve diğerleri (1984) Tuz Gölü Havzasının paleotektonik gelişimini çalışmış ve havzanın Haymana Havzasıyla birlikte Erken Tersiyer-Geç Eosen zaman aralığında kuzey ve doğuya dalımlı zonların üzerinde yay önu havzası şeklinde oluştuğunu ileri sürmüştür.

Oktay (1985) Tuz Gölü Havzasının sedimantolojisini çalışmış ve Tuz Gölü-Haymana Polatlı Havzalarının gelişimindeki farklılıkları açıklamıştır. Araştırmacı, Haymana-Polatlı Havzasını Sakarya Kıtası ve dalma zonunun altında bir yay önu havzası, Tuz Gölü Havzasını da aynı okyanusta ancak Orta Anadolu Kıtası ve kuzey güney yayılımlı dalma zonunun önünde gelişmiş bir havza olarak tanımlamıştır.

Oktay ve Dellaloğlu (1987) Tuz Gölü Havzasının doğusunun jeolojisini çalışmışlardır. Araştırmacılar, Tuz Gölü Havzasının bağımsız ve değişik coğrafik çökelme şartlarında Haymana Polatlı Havzasından farklı olarak geliştiğini ileri sürmüşler ve havzadaki litostratigrafik birimleri incelemişlerdir.

Copraru (1991) Tuz Gölü Havzasının petrol potansiyelini ve örtü tiplerini incelemiştir. Örtü tiplerini de yapısal ve yapısal olmayan şeklinde ikiye ayırmıştır.

Göncüoğlu ve diğerleri (1992) Aksaray, Niğde ve Nevşehir arasında çalışmışlardır. Orta Anadolu Kristalin Kompleksi olarak adlandırılan temel kayaların litolojileri ile yapısal ve stratigrafik ilişkilerini incelemişlerdir.

Göncüoğlu ve diğ. (1995) Polatlı, Yunak, Cihanbeyli ve Konya'nın doğusunda çalışmışlar ve Tuz Gölü Havzasının batısının jeolojisini incelemişler, havzanın doğu ve batı kesimlerinde yapısal ve litostratigrafik birimleri korele etmeye çalışmışlardır.

İllez ve diğ. (1996) Tuz Gölü Havzası ve civarının kaynak kaya potansiyelini incelemişlerdir ve Karapınaryaylası Formasyonunun değişik seviyelerinde zayıf-iyi kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu belirtmişlerdir.

Şekil-1.Çalışma alanını gösterir yer bulduru haritası.

3.STRATİGRAFİ

Orta Anadolu sedimanter havzaları içinde petrol ve doğal gaz olanakları nedeniyle önemli bir yeri olan ve içinde Geç Kretase-Tersiyer yaşlı çeşitli çökel grupları izlenen Tuz Gölü Havzası, kuzeyde Samsam yükselimi, batıda Bolkardağ Ünitesi, doğuda Kırşehir Masifi, güneyde de Ulukışla Havzası ile sınırlı yaklaşık 12.000 km²'lik bir alanı kapsar (Şekil-2).

Bu havza 1950'lerden başlayarak günümüze değin, özellikle petrol ve doğal gaz yönünden bir çok araştırmaya konu olmuş ve genelde, Haymana-Polatlı çevresiyle birlikte, intrakratonik karakterli bir havza olarak tanımlanmıştır (Turkish Gulf Oil Comp, 1961; Arıkan, 1975; Görür ve Derman, 1978). İşte bu nedenle bu tez çalışmasında tortul istifin daha açık ve sürekli izlendiği Haymana-Polatlı yöresinde ayrılan litostratigrafik birimler Tuz gölü çevresine de benzer şekilde uyarlanmıştır.

1970'lerden itibaren, modern jeotektonik kavramların Anadolu'ya uygulanmaya başlamasıyla bölgede izlenen jeolojik oluşumlar yeniden değerlendirilmiş ve sonuçta önce de düşünüldüğü gibi Orta Anadolu'da Geç Kretase-Tersiyer zaman aralığında gelişen Haymana-Polatlı ve Tuz Gölü havzalarının intrakratonik kökenli olmayıp, kapanan İç Toros okyanusu içinde, değişik coğrafik konumlarda gelişen yay önü havzaları oldukları ifade edilmiştir (Görür ve diğ., 1984).

Tuz Gölü Havzasında yüzeyleyen birimler litostratigrafik esaslara göre ayrılmış ve haritalanmıştır (Sonel ve diğ., 1995). Tuz Gölü Havzasında yapılan stratigrafik amaçlı çalışmalarda litolojik özellikleri benzer olan çok sayıdaki formasyon adlamaları özellikle birimlerin örtülü olduğu havzanın güney kesiminde yapılan yeraltı jeolojisi çalışmalarında (sismik ve kuyularda) büyük problemlere neden olmaktadır. Bu nedenle Sonel ve diğ. (1995) tarafından yürütülen bir proje kapsamında havza genelinde birimlerin sadeleştirilmesine karar verilmiştir. Sadeleştirmede havzada çökelen birimlerin litoloji ve çökelleme ortamları benzer olanlar aynı ad altında toplanmıştır. Bu tez çalışmasında da Sonel ve diğ. (1995)'nin yapmış oldukları sadeleştirmeler aynen benimsenmiştir. Bu nedenle; Beyobası, Asmaboğazi formasyonları Haymana formasyonuna; Beldede formasyonu Kartal formasyonuna; Yeşilyurt formasyonu Çaldağ formasyonuna; Ilgınlıkdere ve Yamak formasyonları Eskipolatlı formasyonuna katılarak incelenmiştir (Sonel ve diğ., 1995).

Bölgede yüzeyleyen en yaşlı birim Temirözü Formasyonudur. Bunun üzerine açısız uyumsuzlukla Mollaresul Formasyonu (?) gelmektedir. Bunların üzerinde tektonik dokanaklarla Ankara Karmaşığı yer almaktadır. Bu üç birimle birlikte, havzanın doğu-kuzeydoğusunda yüzeyleyen Kırşehir Kristalen Kompleksinin havzanın temelini oluşturduğu düşünülmektedir (Sonel vd., 1995). Ankara karmaşığı içinde Permo-Karbonifer-Kretase yaşlı kireçtaşı blokları, Triyas yaşlı metagrovaklar, volkanik kayalar ve ofiyolitik karmaşığa ait birimler yer almaktadır. Temel birimler üzerine Geç Kampaniyen-Eosen yaşlı ve sürekli bir istif sunan sedimanter birimler gelmektedir. Bu birimler Haymana (Geç Kampaniyen-Mestriştien), Kartal (Geç Mestriştien-Orta Eosen), Çaldağ (Paleosen) ile Kırkkavak (Paleosen) ve Eskipolatlı (Eosen) formasyonlarının birleştirilmesiyle oluşan Karapınaryaylası formasyonudur (Sonel vd., 1995). Bunun üzerine açısız uyumsuz olarak

Geç Eosen-Oligosen yaşı Mezgit Formasyonu (Haymana-Polatlı yöresinde çökelmemiştir) ve bu formasyonun da üzerine açılmal uyumsuz olarak Miyo-Pliosen yaşı Cihanbeyli Formasyonu gelmektedir (Şekil-3).

Tuz Gölü Havzası kuzey bölümünün temelini oluşturan birimler, genel olarak Mesozoik zaman aralığında yer almışlardır. Mesozoik yaşı temel birimler başlıca allokon ve otokon olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. Otokon birimler başlıca metagrovaklardan oluşmaktadır.

Bölgede temeli oluşturan birimler metamorfizmalarını Geç Kretase (Geç Mestriştiyen) öncesi tamamlamışlardır ve okyanusal temele ait bazik-ultrabaziklerin bölgeye yerleşmesi gerçekleşmiştir. Bu olay bölgedeki ilk ana deformasyonu oluşturmaktadır. Geç Kretase- Orta Eosen zaman aralığında Haymana-Polatlı ile Tuz Gölü Havzasında denizel çökel topluluğunun varlığı gözlenmektedir. Orta Eosen sonunda bölgede ikinci büyük deformasyon gerçekleşmiştir. Bunun sonucunda her bölgenin açık denizle ilişkisi kesilerek, kapalı bir çanak konumu kazanmış ve kalın karasal kırıntılılar ve evaporitler çökelmiştir. Bu karasal ortam günümüze kadar korunmuştur.

Bu çalışmada takip edilen litostratigrafik ayırım, Sonel ve diğerleri (1995-1996) tarafından yürütülen ve TPAO tarafından desteklenen "Tuz Gölü Havzasının Jeolojisi ve Hidrokarbon Potansiyelinin Değerlendirilmesi" isimli proje çalışmasından alınmıştır.

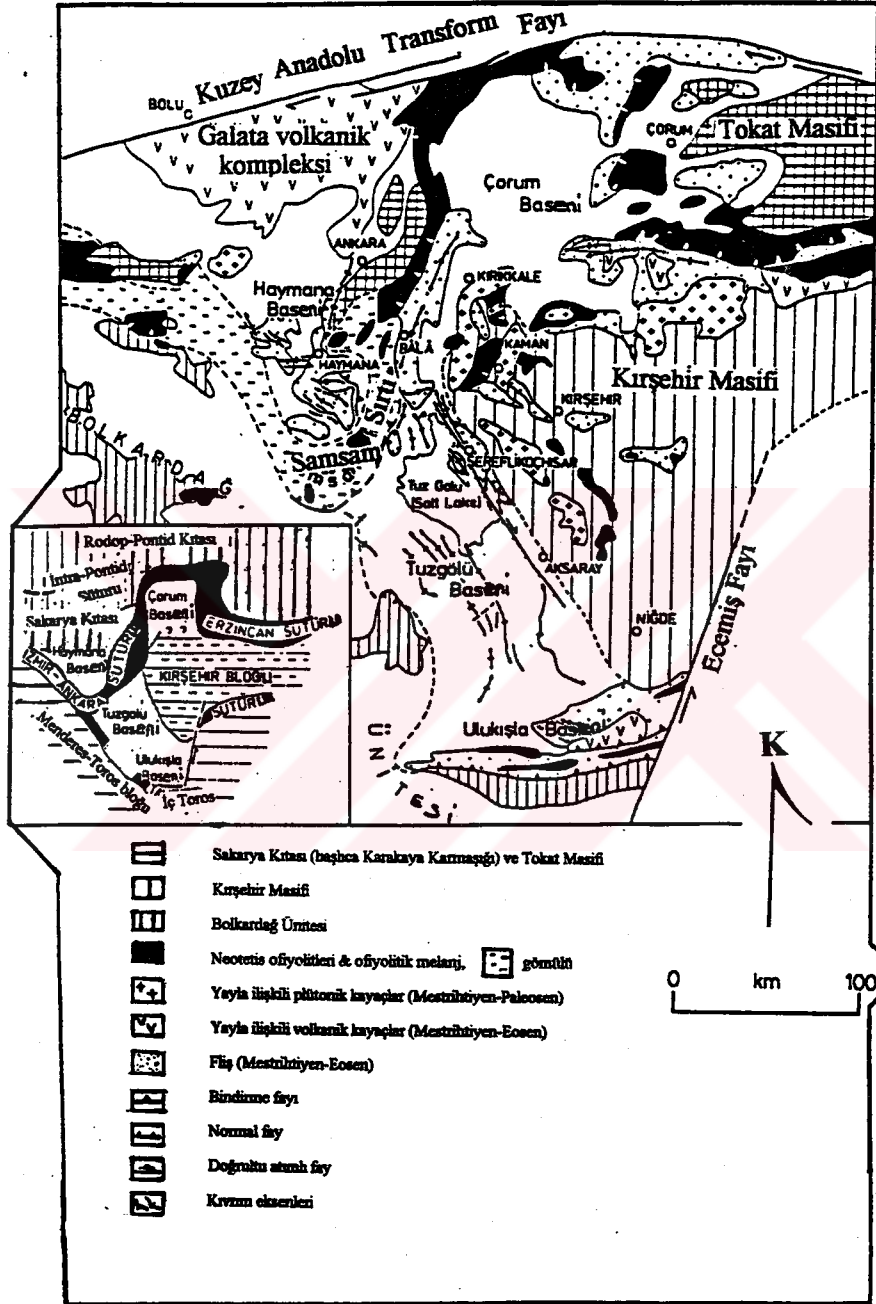
3.1.TEMEL BİRİMLERİ

3.1.1.Temirözü Formasyonu (TRt)

Haymana havzasının güney ve kuzey bölgesinde mostra veren metagrovaklar, bölgenin temelini oluşturmaktadır. Metagrovaklar, koyu gri ve yeşilimsi gri rengine olup, oldukça sert ve sık dokuludur. Başlıca kuvars, feldispat, biyotit ve amfibol mineralleri içeren bu kayalar volkanik ve metamorfik kayalar parçalarını da içermektedirler.

3.1.2.Mollaresul Formasyonu (JKm)

Çoğunlukla kireçtaşı olan ve az miktarda dolomit içeren karbonatlardan oluşmuştur. Makroskobik olarak sarımsı beyaz, gri renkli, masif yapılı, yer yer kalın, yer yer belirsiz tabakalı olan kireçtaşları sert, tıkmaz, çok kırık ve çatlaklıdır. Haymana civarında çörtlü ve killi kireçtaşı karakterindedir.



Şekil-2. Bölgenin Jeoloji Haritası (Görür ve diğ., 1984)

3.1.3. Ankara Karmaşığı

Allokton birimler başlıca metagrovak, Permo-Karbonifer-Kretase yaşlı bloklu kireçtaşlarından ve ofiyolit karmaşığından oluşmaktadır. Bu birim Temirözü formasyonu üzerine bindirmeli olarak yerleşmiştir. Ofiolitik melanj, Tuz Gölü havzasının kuzey bölümünü güneyden itibaren hilal şeklinde sarmaktadır. Bu ofiyolit karmaşığı başlıca volkanik ve Permo-Karbonifer yaşlı kireçtaşı blokları da içermektedir.

3.2. KIRŞEHİR METAMORFİTLERİ

Metamorfik kayalar genellikle üzerindeki örtü birimlerin fazlalığı ve bu metamorfitleri kesen granitoidlerin fazla aşınmamasından dolayı bölgenin büyüklüğüne göre daha az yüzlek vermektedir. Bölgenin temel birimini oluşturan bu metamorfitler alttan üste doğru granulit, gnays, şist, semişist, kalkışist ve mermerlerle son bulmaktadır.

3.3. Haymana Formasyonu (Kh)

Haymana Formasyonu ilk kez 1958-1959'da Ezzo ve Amoseas jeologları tarafından tanımlanmıştır. Daha sonra Rigo de Righi ve Cortesini (1959), Schmidt (1960), Reckamp ve Özbey (1960), Akarsu (1971), Ünal ve diğ. (1976), Dinçer (1978), Sonel ve diğ. (1995) ve daha birçok araştırmacı aynı adı kullanmışlardır.

Haymana Formasyonu, Haymana-Polatlı arasında; Haymana antiklinalinde, Beyobası-Olukpınar-Eskiköşeler, Sinanlı-Burunsuz ve Hatıpyaylası civarında, Bala-Kırıkkale yöresinde Bedestan-İlıcınar-Davdanlı-Akkoyun-Ergin arasında kuzeydoğu güneybatı doğrultusunda ve Mezgit kireç ocağı kuzeyinde, Karapınaryaylasında ve Hanobası civarında yüzlek vermektedir.

Haymana Formasyonu tip yerinde genel olarak çakıltası, kumtaşı ve şeyllerden oluşmaktadır. Formasyonun rengi genel olarak gri olup, tabakaların cinsine göre renk açılır ve koyulaşır. Hakim litoloji havzanın orta kısımlarında (Haymana ve Saatli) genellikle şeyl olup, havzanın kuzey kuzeydoğusunda (Beyobası, Mandıraköy, Türkşerefli ve İlıcınar) ve Ankara karmaşığı ile tektonik dokanaklı olduğu kesimlerde ise çakıltası ve kumtaşı hakimiyetindedir.

Haymana Formasyonunun alt sınırı, Haymana antiklinalinde ve Tabaklı güneydoğusunda Mollaresul formasyonu üzerinde aşıl uyumsuz; Çalış kuzeyinde, Türkşerefli-Karaömerli, Bedestan-İlıcınar-Davdanlı-Akkoyun-Ergin arasında Ankara karmaşığı ile tektonik dokanaklı; Sinanlı, Burunsuz ve Hatıpyaylası civarında ise Ankara karmaşığı üzerinde transgresif aşmalıdır. Tuz Gölünün doğusunda ise Kartal Formasyonu ile geçişlidir. Karaali civarında Çayraz Formasyonu ile uyumsuz, Tuz Gölünün doğusunda ise bazen Çalıdağ bazen de (Çalıdağ Formasyonunun çekelmediği yerlerde) Karapınaryaylası Formasyonu ile uyumludur.

Birimin kalınlığı, Haymana kesitinde 2100m, Beyobası-Olupınar kesitinde 760m, Bala-Kırıkkale yöresinde ölçülen Ilıcıpınar kesitinde 1750m, Akkoyun kesitinde ise 225m kalınlık ölçülmüştür (Sonel ve diğ., 1995).

Birimden alınan örneklerde aşağıdaki fosiller bulunmuştur (Yıldız, 1996);

Watznauria barnesae (Black)
Zygodiscus fibuliformis (Black)
Chiastozygus amphipons (Bramlette & Martini)
Micula decussata Vekshina
Lithraphidites quadratus Bramlette & Martini
Cribrosphaerella ehrenbergi (Arkhangelsky)
Braarudosphaera bigelowii (Gran & Braarud)
Eiffellithus turriseiffeli (Deflandre)
Aspidolithus parvus parvus (Stradner)
Qadrum trifidum (Stradner)
Aspidolithus parvus constrictus (Hattner et al.,)
Lithraphidites carniolensis carniolensis Deflandre
Cylindralithus serratus Bramlette & Martini
Microrhabdulus belgicus Hay & Towe
Tritaxia trilatera Cushman
Dorethia exiconia Reuss
Blumina corseyde Plummer
Reuss Quadryine cretasea Karrer
Quadriformina allomorphinoides Reuss
Chilostomella trinitatensis Cushman-Todd
Globotruncana arca Cushman
Globotruncana lapparenti Brotzen
Globotruncana rosetta (Carsey)
Globotruncana subcircum nodifer Gandolfi
Globotruncana fornicata Plummer
Globotruncana stuarti (De lapparenti)
Globotruncana aegyptiaca Nakkady

İçerdiği fosillere göre birimin yaşı Geç Kampaniyen-Mestriştien'dir. Tuz Gölünün doğusunda ise zengin fosil içeriğine göre Geç Meastriştien'dir.

Birimde çakıltası-kumtaşı-şeyl ardalanmasının olağanlığı, dereceli tabakalanma gösteren kumtaşı tabakalarının şeyllerle olan dokanaklarının keskinliği, değişik tür laminalanmalarının varlığı, kumtaşı tabakalarının yanal yönde uzun mesafelerde izlenebilmesi gibi sedimantolojik özelliklerin yanında taşınmış bentik fosillerin azlığına rağmen pelajik faunanın bolluğu bu formasyonun fliş olarak tanımlanabileceğini göstermektedir.

Haymana Formasyonu, aynı yörede Yüksel (1970) tarafından adlandırılan Haymana; Yanşıhan bölgesindeki Ilıcıpınar ve Bölükdağ (Norman, 1972); Kalecik civarındaki

Kenanındere (Çapan ve Buket, 1975); Tuz Gölü civarındaki Asmaboğazı (Görür, 1981) formasyonları ile deneştirilebilir.

3.4.Kartal Formasyonu (Tk-Kk)

Kartal Formasyonu ilk kez Rigo de Righi ve Cortesini (1959) tarafından adlandırılmış olup daha sonra birçok araştırmacı da aynı adı kullanmıştır.

Kartal Formasyonu Haymana-Polatlı yöresinde, özellikle KB-GD doğrultulu antiklinallerde iyi yüzlekler verir. Formasyon, Tuz Gölünün doğusunda Koçhisar-Aksaray fayı boyunca Asmayayla antiklinalinde, Tuz Gölünün batısında ise Yeniceoba dolaylarında civarında yüzlek vermektedir.

Kartal Formasyonu genel olarak çakıtaşı, kumtaşı, çamurtaşı ve kireçtaşlarından oluşmuştur. Arazide kırmızı renginden dolayı kolaylıkla ayırt edilebilmekte olup yer yer renk tonları tabakaların cinsi ve tane boyuna göre değişiklik sunmaktadır. Macunköy civarında çakıtaşı, kumtaşı ile Ostrea ve Gastropod fosilleri içeren marn ve şeyllerden ibarettir. Fosiller genellikle iyi korunmuştur. Bu litolojiler kırmızı renkli çakıtaşı, kumtaşı, çamurtaşı seviyeleri ile geçişlidir. Bala bölgesinde tabanda sarıdan sarımsı kahverengiye kadar değişen renklerde çakıtaşı, kumtaşı ve fosilli kireçtaşları ile temsil edilir.

Formasyonun alt sınırı tip yerinde Haymana Formasyonu ile geçişli, Yenimehmetli, Karahamzalı yörelerinde Mollaresul formasyonu ile açılal uyumsuzdur. Üst sınırı ise tip yerinde Kırkkavak, diğer bölgelerde Çaldağ Formasyonu ile geçişlidir. Tuz Gölü doğusunda doğusunda Çaldağ Formasyonu ile uyumlu, Asmayaylanın kuzey kuzeybatısı civarında Haymana Formasyonu ile geçişlidir. Ayrıca Kartal Formasyonu Kayabaşı ve Eskipolatlı civarında Haymana, Çaldağ, Kırkkavak ve Eskipolatlı formasyonları ile yanal ve düşey geçişlidir.

Kartal formasyonu tip yerinde 1362 m, Karahamzalı'da 525 m (Ünalan ve diğ.,1976), Üçem kesitinde 325 m, Asmaboğazı kesitinde 92 m kalınlık ölçülmüştür (Sonel ve diğ.1995).

Kartal formasyonunun üst kesimlerinde Haymana-Polatlı bölgesinde Sirel (1975) tarafından aşağıdaki fosiller bulunmuştur;

Rotalia trachidiiformis Lamarck,
Mississippina binkhorsti Roeuss,
Distichoplax biserialis Dietrich

Ayrıca birim içinde tür tayini yapılamayan Lamelli brachiata, Ostracoda, Gastropoda ve Chara gözlenmiştir. Bunlara göre formasyonun yaşının bu bölgelerde Erken Paleosen-Orta Eosen olduğu düşünülmektedir. Ancak Tuz Gölünün doğusundaki yüzleklerinde yaşı net olarak Geç Mestriştiyen olarak belirlenmiş olan Haymana Formasyonunun altında geçişli olması, yaşının bu bölgelerde Mestriştiyen olduğu düşünülmektedir.

Kartal Formasyonunun kırmızı renkli çakıltası ve kumtaşı içermesi, bu çakıltası ve kumtaşlarının kötü, çok kötü boylanma ile çapraz ve dereceli tabakalanma göstermesi birçok yerde belirgin kanallı olması akarsu ortamlarını karakterize etmektedir. Ayrıca bol makro fosilli yeşilimsi renkli kumtaşı, çamurtaşı ve kireçtaşı seviyelerinin ise sığ denizel bir ortamda çökeldiği düşünülmektedir. Birim gösterdiği bu özellikler ile yelpaze deltası ortamını karakterize etmektedir.

Birim Schimidt (1960) tarafından tanımlanan Gedik Formasyonunun alt seviyeleri, Norman (1972)'in Kırıkkale civarında tanımladığı Dizilitaşlar formasyonunun alt seviyeleri, Gökçen (1977)'in Germük formasyonu ve Çapan ve Buket (1975)'in Kalecik dolaylarındaki Tatarilyas Formasyonunun alt seviyeleri ile denestirilebilir.

3.5. Çaldağ Formasyonu

Tuz Gölü Havzasında genellikle Paleosen yaşlı denizel kireçtaşları bu ad altında incelenmiştir (Righi ve Cortesini, 1959). Daha sonra Yüksel, 1970; Akarsu, 1971; Ünalın ve diğ., 1976 aynı adı kullanmışlardır. Bu çalışmalar haricinde (Arıkan, 1975) Tuz Gölü'nde yaptığı çalışmada bu birimi Algi kireçtaşı, yine Haymana (Germük Köyü ve civarı) bölgesinde yapılan çalışmada ise Karlıkdağı Formasyonu olarak adlandırılmıştır (Gökçen, 1976).

Çaldağ Formasyonu, Haymana-Bala bölgesinde, Mangaldağ mevkiinde ve Sarıkaya köyleri arasında mostra vermektedir.

Birimin taban ve tavan ilişkileri Haymana bölgesinde karasal birimlerden oluşan Kartal Formasyonunun geliştiği alanlarda karasal kırıntılılarla yanal ve düşey ilişkilidir. Kartal Formasyonuna ait birimlerin gelişmediği alanlarda ise doğrudan Haymana Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelir. Bu durum Tuz Gölü bölgesinin doğu bölümünde tektonik olarak izlenmediği Mezgit kireç ocağı civarında Kartal Formasyonunun Asmaboğazı üyesinin üzerinde gözlenmektedir. Birimin üst sınırı Haymana-Bala bölgesinde Geç Paleosen yaşlı Kırkkavak Formasyonu ve Tuz Gölü civarında ise Paleosen-Eosen yaşla Karapınaryaylası Formasyonu tarafından uyumlu olarak üzerlendiği gözlenmektedir.

Birim kalın katmanlı olup, çoğunluk kırıklı bir yapı göstermektedir. Petrografik olarak Dunham (1965) sınıflamasına göre vaketaşı-istiftaşı olarak tanımlanmıştır. Birim, Haymana-Polatlı bölgesinde kireçtaşı litolojisinden oluşmaktadır.

Koçhisar-Aksaray zonu boyunca birimden elde edilen fosillere göre birimin yaşı Erken Paleosen'dir.

Birimin kireçtaşı seviyelerinin göstermiş olduğu petrografik özellikler ayrıca içerdiği kırmızı alg, milliolid, mercan ve bryozoa fosilleri birimin bu seviyelerinin sığ bir ortamda çökeldiğini göstermektedir. Resifal karakterdeki bu seviyeler yanal ve düşey olarak kumtaşı ve marnlara geçmektedir. Çoğunlukla kalkarenit-marn ardalanması şeklinde izlenen bu seviyelerin resifal karakterdeki seviyelere ait değişik boyutta bloklar içermesi bu kısımların

resif oluşumu devam ederken kopan kırıntıların havza içlerine taşındığını gösterebilir. Kalkarenit ve man ardalımalı seviyeler ise resif ilerisi alanlarda çökelmiş olabilir.

Birim, Schimidt (1960) tarafından tanımlanan Gedik Formasyonunun alt ve Kavak koglomeralarının üst seviyeleri, Norman (1972)'in Dizilitaşlar Formasyonunun alt seviyeleri, Gökçen (1977)'nin Karlıkdağı Formasyonu ile denestirilebilir. Ünalın ve diğ., (1976)'nin Yeşilyurt Formasyonu olarak adlandırdırdı birim de Çaldağ Formasyonu ile denestirilebilir. Oktay ve Dellaloğlu (1987) çalışmalarında Çaldağ-Kırkkavak ve Eskipolatlı karşılığı olarak adladıkları Karapınaryaylası Formasyonunun Çaldağ Formasyonu karşısı olamayacağı düşünölmektedir.

3.6.Karapınaryaylası Formasyonu (Tka)

Tuz Gölü havza kompleksinde Haymana-Bala bölgesindeki Alt Paleosen'deki kısa süreli karbonat çökelimi sonundan Lütésiyen'e kadar genellikle klastiklerden oluşın birimler Kırkkavak ve Eskipolatlı Formasyonları olarak bilinmektedir (Righo ve Cortesini, 1959). Daha sonra yapılan çalışmalarda; Arıkan (1975) iki birimi Küredağ Formasyonu, Gökçen (1976) Sarıdere ve Yamak Formasyonları, Ünalın ve diğ., (1976) ise bu birimleri Kırkkavak, Iğnıkldere, Eskipolatlı, Beldede, Çayraz ve Yamak adı altında incelemişlerdir. Şahbaz ve Köksoy (1985)'un Paşadağ-Aladağ bölgesinde yaptıkları çalışmada Paleosen-Eosen birimlerini Kurtaytepe, Eğribasan, Karanlıkdere ve Danatepe F5ormasyonları adı altında incelemeye tabi tutmuşlardır. Tuz Gölü bölgesinde yapılan bir çalışmada ise (Oktay ve Dellaloğlu, 1987) Karapınaryaylası Formasyonu Çaldağ, Kırkkavak ve Eskipolatlı Formasyonlarına karşılık olarak kullanılmış ve alt bölümde gözlenen konglomera seviyesini ise Karaarasaytepe Formasyonu adı altında incelenmiştir.

Bu çalışmada Tuz Gölü bölümünde yüzeyleyen ve litostratigrafik olarak ayrılamayan birimin adlanmasında daha önceki çalışmalara bağı kalınarak Paleosen-Eosen yaşı birimler Karapınaryaylası Formasyonu olarak benimsenmiştir (Kırkkavak ve Eskipolatlı Formasyonu karşılığı olarak). Ancak Tuz Gölü doğusunda (Koçhisar-Aksaray arası) birimin üst seviyelerinde Eskipolatlı Formasyonu eşdeğeri kalın kumtaşı birimleri farklı fasiyes özellikleri nedeniyle Boyalı kumtaşı üyesi olarak tanımlanmıştır.

Karapınaryaylası Formasyonu Tuz Gölü bölümünde Çaldağ Formasyonu üzerine gelmektedir. Paşadağı'nda ise tabanı izlenememektedir. Asma yayla civarında Çaldağ Formasyonu gelişmediğinden birim doğrudan Asmaboğazi üyesi üzerine gelmektedir. Geçişte kalın-orta tabakalı, para konglomera ve kumtaşı seviyeleri izlenmektedir. Arazi gözlemleri sonucu iki birim arasındaki geçişin muhtemel uyumlu olduğı belirlenmiştir.

Konglomera-kumtaşı seviyeleri üste doğru kireçtaşı bloklu seviyelere geçmekte ve üzerine türbiditik kumtaşı-çamurtaşı ardalımalı seviyelerden sonra birimin en üst seviyeleri tane ve moloz akma ürünlerinden oluşın kaba taneli seviyelere geçmektedir.

Karapınaryaylası mevkiinde birim kumlu-fosilli kumtaşları ile başlamaktadır. Üst seviyelere doğru tane boyunda artış gözlenmekte ve polijenik konglomera seviyelerine geçmektedir. Bu seviyeler arasında yer yer kireçtaşı olistolitleri izlenmektedir. Ayrıca çok

fazla kalın olmamakla birlikte kireçtaşı çakıl ve bloklarından oluşan hamur destekli seviyeler izlenmektedir. Ara bölümlerde türbidityük kumtaşı ve çamurtaşı ardalanmalı seviyelerden sonra birimin üst bölümü tane akması ürünü kalın tabakalı kumtaşı ve moloz akması ürünü konglomera seviyelerinden oluşmaktadır. En üst seviyesi ise Cihanbeyli Formasyonu tarafından uyumsuz olarak örtülür.

Paşadağı ve çevresinde birimden derlenen örneklerde elde edilen aşağıdaki fosillere göre (Yıldız, 1996):

Morozovella pseudobulloides (Plummer)
Globigerina triloculinoides Plummer
Morozovella angulata (White)
Planorotalites pseudomenardii (Bolli)
Globigerinatheka index (Finlay)
Morozovella aragonensis (Nuttall)
Globorotalia sp.

Birimin yaşı Paleosen (Orta Paleosen)-Alt Eosen olarak verilebilir. Bu yaş konağı, birimin Paşadağ ve çevresinde Kırkkavak Formasyonu eşdeğeri olduğunu gösterir.

Boyalı Üyesi (Tkab)

Tuz Gölünün doğu bölümünde Eskipolatlı Formasyonu ile Kırkkavak Formasyonlarının çoğunlukla Neojen örtü altında kalmaları ve fliš fasiyesinde gelişmiş olan her iki birimin de Bala-Koçhisar güzergahında yer yer yüzlekler vermeleri nedeniyle ayrı formasyonlar olarak haritalanmaları mümkün olmamıştır. Bu nedenle bu iki formasyon birleştirilerek daha önceki araştırmacılaran Dellaloğlu ve Aksu'nun (1984) kullandığı Karapınaryaylası Formasyonu adı altında incelenmiştir. Haymana ve Bala yörelerinde tipik yüzlekleri olan Eskipolatlı Formasyonu Koçhisar yöresinde fasiyes farkları nedeniyle sığ denizel ve karasal özellikte kalın kumtaşları olarak görülür. Bu nedenle Tuz Gölünün doğu kesiminde görülen Eskipolatlı Formasyonu karşıtı olan kalın kumtaşları daha önceki çalışmacılardan Uygun (1981) tarafından "Boyalı Kumtaşı" olarak incelenmiştir. Birim Tuz Gölü doğusunda Koçhisar kuzeyinden Hanobasına kadar uzanan kuşakta ve ayrıca Koçhisar yarımadasında oldukça büyük bir alanda yüzlek verir. Boyalı üyesine ait kumtaşları içerisinde 200x350 cm. boyutlarında fosilli kireçtaşı olistolitleri görülür. Birim tabanda Karapınaryaylası formasyonu ile uyumludur. Üst sınırı ise Mezgit Formasyonu ile yer yer uyumludur.

3.7. Mezgıt Formasyonu (Tm)

Birime daha önceki çalışmalarda Mezgıt (Righi ve Cortesini, 1959), Bahşili (Norman, 1972), Aktoprak (Demirtaşlı 1973), Miskincidere (Akyürek ve diğ., 1984) ve Yassipur (Dellaloğlu, 1991) gibi formasyonu adları verilmiştir. Formasyonun içinde yer alan evaporit oluşumları için de Akboğaz Üyesi, Zeyvedeği anhidriti (Oktay, 1981) adlamaları kullanılmıştır. Bu tez çalışmasında birimde görülen litolojik farklılıklar dikkate alınarak iki üyeye ayrılarak incelenmiştir. Masif jipsli seviyeler önceki adlamalara sadık kalınarak Akboğaz Üyesi, bunların üzerine gelen kırıntılı, kömürlü ve lamine diskoidal jipsli seviyeler ise Şihkuyusu Üyesi olarak değerlendirilmiştir.

Tuz Gölü Tersiyer havzasını KD'dan sınırlayan ve KB-GD doğrultusunda Kırşehir Kristalen Kompleksine paralel olarak uzanan Mezgıt Formasyonu Tuz Gölü havzasının sadece doğu-kuzey doğusunda yüzeyler. Batıda Polatlı, Haymana yörelerinde çökme olmamıştır. Bala yöresinde Aşıkoğlu, Aydoğan köyleri ile Köseli köyü kuzeyinde (Bala çevresi) ve Kırıkkale'nin güneybatısında Hodar köyünde yüzlekler verir.

Hodar köyü ve Hüsrevyaylası (Koçhisar) arasında yapılan ayrıntılı incelemeler sonucu birkaç lokalitede birimin, tabanındaki Karapınaryaylası Formasyonu ile geçişli olduğu görülür. Bu geçiş Hüsrev Yaylası kesitinde çok açık olarak izlenebilmektedir.

Mezgıt formasyonu havzada genellikle tabanda kırmızı konglomeralar ile başlar, üst seviyelere doğru çakıllı kumtaşları, çakıllı çamurtaşları ve en üst düzeylerinde ise masif jipslerden oluşur. Bu masif jipslerin üzerine ise sarımsı renkli, kalın tabakalı kumtaşları, bunların üzerine de kalınlığı 7m.'yi bulan kömür damarları içeren linyitli bir seviye yer alır. Mezgıt Formasyonunun en üst seviyeleri çamurtaşı hakimiyetli, koyu gri renkli, diskoidal ve lamine jips kristallidir.

Mezgıt Formasyonunun alttaki Karapınaryaylası Formasyonu ile tamamen geçişli olduğu söylenebilir. Bu formasyon alüvyal yelpaze ve kıyı sabkhası fasiyesleri ile temsil edilir.

3.8. Cihanbeyli Formasyonu (Tc)

Formasyon, Akarsu (1971), Saka-Saltık (1971), Dinçer (1977-78) ve Derman (1979) tarafından da aynı ad altında incelenmiştir.

Tuz Gölü havzasında dağılımı en fazla olan formasyondur. Batıda Polatlı-Haymana ile doğuda Bala, Karakeçili dolaylarında çok yaygındır.

Cihanbeyli Formasyonu havzadaki daha yaşlı birimleri uyumsuzlukla örter. Üstünde ise daha genç akarsu tortulları ile uyumlu geçişler gösterir. Bu akarsu tortulları Polatlı güneyinde Kabakköy dolaylarında Sakarya nehrinin eski yatağına aittir.

Birimin kalınlığı havza genelinde büyük farklılıklar gösterir. Ölçülen kesitlerde en az 10 m, en fazla 637 m kalınlık hesaplanmıştır (Sonel ve diğ. 1996).

Cihanbeyli Formasyonunu oluşturan tortullar başlıca akarsu ve göl tortullarından kuruludur. Göl tortulları yer yer ince linyit ara seviyeleri ile volkanik ara katkılar içerir. Çoğunlukla tabanda beyazımsı ve karbonat oranı nisbeten yüksek çakıldaşları ile başlar. Üste doğru çakıldaş, kumtaşı ve çamurtaşı şeklinde devam eder. Kuzeyde Büyükkışla köyü ile güneyde Aksaray dolaylarında alt seviyelerinde birkaç metre kalınlığında yersel evaporit gelişmesi gözlenir. Formasyonu oluşturan litolojiler şöyledir:

Gölsel kireçtaşları: Gölsel kireçtaşlarından kil oranı az olanlar krem renkli, sert, yer yer boşluklu, gastropod kavkılı (ya da kalıplı), bitki saplarının boşalması ile oluşmuş boşluklar içerir. Bu kireçtaşları bazı düzeylerde stratifiye silis bantları ve yumruları içerir. Bunlardan bazıları traverten özelliği sunarlar. Kil oranı yüksek olanlar ise daha açık renkli, yumuşak ve tebeşir görünümündedir. Sert ve yumuşak kireçtaşları birbirleri ile yanal ve düşey geçişlidir.

Volkanik ara katkılar: Bu ara düzeyler bazalt akıntıları ve tüflerle temsil edilir. Tüf düzeyleri genellikle yeşilimsi-gri renkli, sert ve silisleşmiş durumdadır. Bu volkanik ara düzeyler de Polatlı çevresinde çok yaygındır.

Çakıldaşları: Neojen öncesi tüm birimlerden değişen oranlarda malzeme almışlardır. Cihanbeyli formasyonunu yer yer ince linyit ara seviyeleri ile volkanik ara katkılar içerir.

Formasyonlardan derlenen numunelerden yaş alınamamıştır. Ulukışla dolayında aynı birimin alt seviyelerindeki bitümlü şistlerden derlenen numunelerdeki polenler yardımıyla Yoldaş (1973) formasyonun Geç Miyosen yaşında olduğunu belirtir. Oktay (1982) Ulukışla dolayında aynı birimder derlediği numunelerde;

Cypris sp.
Caspiocypris cf. candida
Lymnocythere luculenta
Candona dedectiformis
İlyocypris sp

türü fosilleri bulmuştur. Bu fosiller birimin Alt Ponsiyen yaşında olduğunu ifade ederler. Cihanbeyli Formasyonunun taban kesimleri daha çok akarsu özelliğinde, üst kesimleri ise gölsel karbonat ortamı niteliğindedir. Oligo-Miyosen'de tamamen karasallaşan havza, Pliyosen'de de bu özelliğini sürdürmüştür. Göllerde iklim koşullarının elverişli olduğu zamanlarda ise kırıntılı ve ince seviyeler ve tabakalar halinde evaporit gelişmeleri olmuştur.

4.ORTAMSAL YORUM

Arıkan (1975), Ünalın ve diğerkleri (1976) Tuz Gölü-Haymana havzasının karalararası (intrakratonik) havza özelliğinde olduğunu ve bu özelliğini Üst Senoniyen'de ofiyolit karmaşığının Paleozoyik ve Mesozoyik çökelleri üzerine yerleşiminden sonra kazanmaya başladığını belirtmişlerdir.

Havzada çökelleşme Mestriştien'de başlamış, Tersiyer boyunca sürekliliğini korumuş ve sismik kesitlerde görüldüğü gibi on bin metreyi aşan tortulları çökelterek güncele kadar devam etmiştir. Bu da Tuz Gölü havzasının ortasında derin bir çukurluğun varlığını kanıtlamaktadır. Çukurluğun doğu kenarını Koçhisar-Aksaray hattı boyunca uzanan Aksaray Fayı sınırlamaktadır. Karalararası havzaların fiziksel ve kimyasal yönden olgun olmayan tipik tortulları Tuz Gölü havzasında yaygındır. Kırıntılı malzemenin gelmediği duraylı koşullarda ise sığ şelf alanlarında karbonat çökelimleri gelişmiştir. Görür ve Derman (1978) ofiyolit yerleşiminden sonra tektonik aktivitenin sakinleştiğini, duraylı ve düşük enerji koşullarında karbonat çamurtaşlarının geliştiği vurgulamışlardır.

Bol planktonik foraminiferli karbonat-vaketaşı içeren dalga tabanı altında düşük enerji koşullarında, havza çökeli (Wilson-1975) niteliğinde çökel gelişimi olmuştur. Sakin karbonat ortamını takip eden aktif tektonizma ile havzadaki ortam şartları değişmiş ve türbiditik çökeller birikmeye başlamıştır. Bol türbiditik malzeme havza kenarındaki kaynak alanlarından hızlı yükselme, hızlı yontum ve taşınma ile sağlanmıştır. Dalga, bulantı ve denizaltı olaylarıyla malzeme, platformlardan bulantı akıntıları şeklinde havzaya taşınmıştır. Bu tür türbiditik çökelmeler Paleosen ve Eosen'de de devam etmiştir. Mestriştien sonlarındaki sığlaşma döneminde orta-yüksek enerji koşullarında resif karakterinde Haymana Formasyonunun üst seviyeleri birikmiştir. Bununla yanal ve düşey fasiyes ilişkileri içerisinde karasal ve sığ epikontinental deniz ürünü Kartal Formasyonu çökelmiştir. Bu dönemde iklim koşullarının elverişli oluşu (sıcak, beslenme buharlaşmadan çok düşük) neticesinde epirik deniz ürünü evaporit gelişmeleri olmuştur (Bezirci-1 Kuyusu, 3850-4200m. arası). Evaporitik çökelim sonrasında yarı kapalı, epikontinental denizde şeyl, kumtaşı ve ince kireçtaşı bantları çökelmiştir Şeyller, silttaşları hatta kumtaşları içerisinde planktonik foraminiferler görülmektedir. Bu foraminiferler, sığ bir eşikle açık denizden ayrılan yarı kapalı havzaya dalga ve benzeri etkilerle ya da deniz ile ilişkinin arttığı dönemlerde gelmiştir. Mestriştien sonlarındaki sığlaşma (regresyon) Paleosen'de de bir süre devam etmiş, sığ şelf alanlarında kırıntılı gerecin gelmediği dönemlerde setler ve banklar tipinde yer yer resif özelliğinde, bol agli Çaldağ Formasyonu çökelmiştir. Haymana Formasyonunun üst seviyeleri ile yer yer benzer özellikler sunar ve düşey geçişlilik gösterirler. Çaldağ Formasyonu açık deniz yönünde çoğunlukla havza tipi şeyller ve yer yer türbiditik karakterler gösteren Kırkkavak formasyonu ile geçişlilik gösterir. Paleosen sonlarında ise havza yeniden derinleşmeye başlamıştır. Kırkkavak Formasyonu içerisinde yer yer Çaldağ Formasyonu özelliğinde çökelimler görülmektedir. Paleosen boyunca da Kretase'de olduğu gibi karasal, geçiş ve çok sığ epirik deniz ürünü Kartal Formasyonu çökelimini sürdürmüştür. Paleosen'de zaman zaman piroklastik katkılar da olmuştur. Bunların tüfitik ve kumtaşı özelliği gösteren kesimleri gözenekli olup, bol gaz gelişleri test edilmiştir.

Erken-Orta Eosen'de deniz derin olup, çoğunlukla neritik (şelf-kıta platformu) ve zaman zaman türbiditik özellikler sunan Eskipolatlı Formasyonu durulmuştur, Eskipolatlı Formasyonunda Haymana Formasyonunun üst seviyeleri, özellikle Çaldağ ve Kırkkavak Formasyonlarından taşınma bol miktarda fosilli karbonat çakılları gözlenmektedir. Bunun sebebi, Paleosen sonunda havza kenarında yüksek alanlar oluşturan bu birimlerin aşınıp-taşınması ile malzemelerinin Eosen içerisinde gelip çökmesidir.

Tuz Gölü havzasında Eosen zamanında güneydeki alanlar kuzeydeki alanlardan daha derindir. Yani, regresyonun yönü kuzeyden güneye doğrudur. Orta Eosen'den itibaren deniz bütünüyle sığlaşmaya başlamıştır. Eosen sonlarına değin süren bu aşamada yarı kapalı sığ epikontinental denizde beslenmenin buharlaşmadan az olduğu sıcak iklim koşullarında yaygın evaporit gelişmeleri olmuştur. Ana evaporit oluşumları Eosen'de gerçekleşmiştir (Duran, 1981). Havzada çalışanlardan Turgut (1978) ve Görür ve Derman (1978) oluşumları Üst Kretase olarak değerlendirmişlerdir. Tuz Gölü havzasında yaygın evaporit gelişmelerinin sığ bir eşikle açık denizden ayrılan epirik bir denizde oluştuğunu, kalın evaporit tabakalarının yatay olarak geliştiklerini yer yer de domlar oluşturduklarını ve sismik ölçümlere ve kuyulara göre kabaca NW-SE gidişli olduklarını söyleyebiliriz. Evaporitleri içeren ve bunlarla yanal ve düşey fasiyes ilişkileri gösteren karasal ve epikontinental özellikler sunan Eosen Kartal Formasyonu Eosen sonlarında denizin tamamen çekilmesiyle bütünüyle karasal çökeller (akarsu tipi) içermektedir. Eosen çökelleri üzerine diskordan olarak Geç Eosen-Oligosen yaşlı Mezgıt Formasyonu gelmektedir. Birim karasal ortam ürünü olup genel olarak sel düzlüğü tipindeki çökellerle çukurluklardaki göllerde biriken evaporitik özellikli tortullardan meydana gelmektedir. Mezgıt formasyonunda görülen anhidrit ve jipsler ince ara tabakalar ve inklüzyonlar halindedir. Bu birimi takip eden aşınma fazından sonra, taban kesimlerinin daha çok akarsu, üst seviyelerinin ise yükseltiiler arasındaki tatlı su göllerinde çökelmiş karbonatlardan oluşmuş ve kendinden önceki birimler üzerine diskordan olarak oturan Cihanbeyli Formasyonu yer alır. Göllerde evaporasyon koşullarının geliştiği dönemlerde ise ince tabakalar ve kırıntılı özelliğinde evaporit gelişmeleri olmuştur.

5.PETROL JEOLJİSİ

5.1.Arazi Çalışmaları

5.1.1. Hidrokarbon Yüzey Belirtileri

Petrollü kumlara Mobil tarafından Çayraz'ın güney ve güneybatısında Haymana Antiklinalinin kuzey kanadındaki yüzey mostralarında rastlanmıştır. Ankara-Haymana karayolu üzerinde 6.5 m kalınlığa erişen bu ince petrollü zon, Haymana Formasyonu (Geç Kampaniyen-Mestrişiyen) içinde yer almaktadır.

Aynı bölgede takriben 2 m kalınlıkta petrollü kumlara, Algli kireçtaşı biriminin takriben 150 m üstünde Karapınaryaylası Formasyonu (Kırkavak Formasyonu) kesitinde rastlanmıştır.

Eosen sonrası bazaltların çatlaklarında ağır asfalt ile birlikte küçük bir canlı petrol sızıntısına, Haymana Antiklinalinin kuzey kısmında Pazar Köyünün 2-2.5 km doğusunda Karagüney Deresi vadisinde bir fay zonu boyunca rastlanmıştır.

5.1.2.Asfalt Belirtileri

Tuz Gölü havzasında asfalt emarelerine fazlaca rastlanılır. Bunlardan başlıcaları şunlardır;

- Haymana'nın güney-güneydoğusunda Karahoca'da asfaltlı kireçtaşlarının takriben 1.5 metrelik kısmının mostraları gri şeylli yamaçta görülür. Stratigrafik kesitin bu kısmı muhtemelen Paleosen yaşlıdır. Kayacın bazı kısımlarına asfalt yerleşmesi çatlaklar boyunca olmuştur.

- Haymana dolaylarında Sakarya Köyünün hemen güneybatısında çok küçük asfalt beneklerine Nummulitli kireçtaşı birimini kesen kalsit damarlarında rastlanmıştır (Taşman, 1950).

- Haymana'nın kuzey ve kuzeydoğusundaki sahada asfalt belirtilerine, Geç Kretase yaşlı kumtaşları ile Paleosen Algli kireçtaşı biriminde ve bunun üzerindeki Paleosen kumtaşlarında rastlanmıştır.

- Polatlı dolaylarında Karahamzalı çiftliğinin 1.5 km kuzeyinde İmamoğlu Çayının batı sahilinde Orta Eosen marnlarındaki kalsit damarlarında asfalt emareleri mevcuttur (Taşman, 1950).

- Tuz Gölü yarımadasında Karamollauşağı güneyinde Paleosen-Eosen Küredağ Formasyonunun gözenekli kumtaşlarında ölü asfalt belirtilerinin varlığından bahsedilmektedir (Druitt, 1959).

Tuz Gölü-Haymana Havzası gibi, oluşum süreçleri içerisinde tektonizmanın etkin olduğu, fiziksel ve kimyasal olgunluğa erişmemiş türbidit çökellerinin depolandığı havzalar petrol için pek ümitli olarak düşünülmezler. Ancak dünyanın birçok yerinde bu tür havzalardan petrol elde edildiği bir gerçektir. Tuz Gölü-Haymana Havzasında kalın bir çökelin bulunması, redüktif koşulların ve evaporit çökellerinin gelişmiş olması bu havzanın petrol potansiyeli yönünden olumlu bir göstergedir. Kalınlık açısından güney ve doğu kesimleri batıya nazaran daha avantajlıdır. Özellikle türbidit fasiyesinde gelişmiş olan Haymana ve Karapınaryaylası Formasyonlarının şeyilli düzeyleri ana kaya, bunlarla ardışıklı olan çeşitli kalınlıktaki kaba kırıntıları ise hazne kaya özelliğine sahiptirler.

5.2. Laboratuvar İncelemeleri

Arazi çalışmaları sırasında derlenen ve kuyudan alınan örnekler petrol potansiyeli bakımından değerlendirilmek üzere laboratuvara getirilir ve organik fasiyeslerinin ve kaynak kaya potansiyelinin belirlenebilmesi için piroliz analizleri (Rock-Eval), toplam organik karbon (TOK), vitrinit yansıması ve kil minerali analizlerine tabi tutulur.

Organik jeokimyasal analizlerin ışığı altında tortul havzalarda oluşan ve organik madde ihtiva eden istiflerin jeolojik devirler boyunca petrol ve/veya gaz üretilip üretilmediği anlaşılmaktadır.

Organik jeokimyasal analizler sonucunda, petrole kaynak teşkil eden maddenin organik kökenli olduğu ve organik maddenin termal alterasyonla parçalanması sonucunda petrolün oluştuğu görüşü kabul edilmiştir (Phillippi, 1965; Welte, 1965; Tissot ve diğ., 1971; Tissot ve Welte, 1978).

5.3. Petrol Ana Kaya Fasiyesleri

İdeal bir ana kayanın ince tekstürlü, koyu renkli, pirit ve organik maddece zengin planktonik faunaya sahip olması gerekir.

Ana kaya olabilecek kayalar genel olarak siyah renkli şeyiller, killi kireçtaşları ve marnlar olarak sayılabilir (Levorsen, 1967; Monper, 1978; Kirkland ve Evans, 1981).

Ana kayadaki petrol potansiyeli, yapılan jeokimyasal analiz sonuçlarına göre aşağıdaki kriterlere bağlıdır.

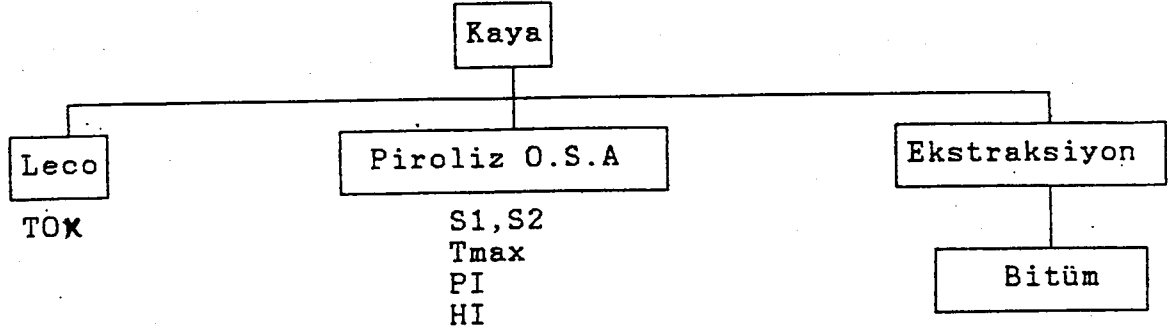
a-Ana kayadaki toplam organik karbon miktarına (TOK)

b-Ana kaya içerisindeki organik madde tipine (Kerojen tipine)

c-Ana kaya içindeki organik maddenin olgunluk değerine

Organik jeokimyasal yöntemlerle bir bölgedeki petrol potansiyeli araştırmaları bu üç parametrenin saptanmasını amaçlamaktadır.

Bu amaçla kaynak kaya incelemeleri Şekil 4'deki akım şemasına göre yapılır:



Şekil 4. Kaynak kaya analizleri akım şeması

5.3.1. Toplam Organik Karbon Analizleri (T.O.K)

Toplam organik karbon analizi, kaya içindeki organik madde miktarının ölçüldüğü analiz türüdür. LECO karbon analiz cihazı ile yapılır. Kayacın içindeki kerojene ait karbon miktarı ile bu kerojenden türemiş fakat kayaç dışına atılamamış hidrokarbonlara ait karbonların toplamı toplam organik madde olarak adlandırılır (Durand ve diğ., 1972; Jonathan ve diğ., 1976).

Kaynak kaya olabilecek kayacın en az toplam organik karbon değeri şeyller için % 0.5, karbonatlı kayalar için % 0.3 olarak kabul edilmektedir (Tissot ve Welte, 1984).

Değişik araştırmacılar organik karbon yüzdelerine göre kayaları değişik şekillerde sınıflamışlardır. Bunlardan Kraus ve Parker (1979)'un sınıflaması şu şekildedir;

Kraus ve Parker (1979) Sınıflaması

T.O.C.	Ana Kaya Değerlendirmesi
<0.5	Zayıf
0.5-1	Orta
>1	İyi

Bu çalışmada, Sultanhanı-1 ve Karapınar-2 Kuyularında kaynak kaya özelliğindeki örneklerin toplam organik karbon analizleri Türkiye Petrolleri A.O. Araştırma laboratuvarlarında yapılmıştır (Tablo-1 ve Tablo-2).

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik	TOC (%)
Kartal F.	Geç Mestriştien-Orta Eosen	1882	0.67
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1918	1.08
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1952	0.91
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1998	0.90
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2102	0.73
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2138	0.65

Tablo-1. Karapınar-2 Kuyusuna ait Toplam Organik Karbon analiz sonuçları

Karapınar-2 kuyusunda 1868-2861m.'ler arasındaki Geç Mestriştien-Orta Eosen yaşlı Kartal ve Karapınaryaylası Formasyonlarının şeyli seviyelerinin toplam organik karbon değerleri % 0-1.08 arasında değişmektedir. Bu bölümde bazı seviyeler yüksek TOC değerine sahip olup, kaynak kaya olma yönünden önemlidirler.

Bu durumda 1882, 1918, 1952, 1998, 2102 ve 2138 m'lerdeki şeyli seviyelerinde TOC değerleri ortalama % 0.82'dir. Buna göre, Kartal ve Karapınaryaylası Formasyonlarının bazı seviyeleri orta derecede petrol ana kayası özelliğine sahiptir. 1918 m'nin TOC değeri 1.08 olup, iyi derecede petrol kaynak kayası özelliğindedir.

Sultanhanı-1 kuyusunda 2776 m ile 3464 m'ler arasındaki Mezgit ve Karapınaryaylası Formasyonlarına ait örneklerin TOC analizleri yapılmış ve TOC değerleri % 0.05 ile 1.62 arasında değişmektedir. Yüksek TOC değerleri veren seviyeler Tablo-2'de verilmiştir.

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik	TOC (%)
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2780	0.62
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2912	1.44
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2914	0.98
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2934	1.07
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2940	1.62
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3032	0.55
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3034	0.57
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3170	0.69
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3174	0.94

Tablo-2. Sultanhanı-1 Kuyusuna ait Toplam Organik Karbon analiz sonuçları

Bu seviyelerden 2780, 2914, 3032, 3034, 3170 ve 3174. metrelerde TOC değerleri 0.55-0.98 arasındadır. Buna göre, Mezgit ve Karapınaryaylası Formasyonlarının bu

seviyeleri orta derecede kaynak kaya özelliğine sahiptirler. Karapınaryaylası Formasyonunun 2912, 2934, 2940. metrelerinde ise TOC değerleri 1.07-1.62 arasında değişmekte olup, bu seviyeler iyi derecede kaynak kaya özelliğine sahiptir.

5.3.2. Piroliz Analizleri

Kerojen tipinin ve olgunlaşma düzeyinin belirlenmesi için kullanılan analiz tekniği piroliz analizleridir. Bu analiz Oil Show Analyser (OSA) cihazında yapılmaktadır. Piroliz analizi iki kısımda gerçekleşir. İlk kısımda 100 mg öğütülmüş örnek oksijensiz bir ortamda helyum gazı atmosferinde belirli bir sıcaklık programı uygulanarak 550°C'ye kadar ısıtılır. 90°'de S1 piki ile kaya içindeki serbest hidrokarbonlar, 300-550°C arasında ise S2 piki ile kerojenin parçalanmasından ortaya çıkan hidrokarbonlar oluşur. Oluşan bu hidrokarbonlar alev iyonlaştırma dedektörü ile ölçülür. S2 pikinin maksimum olduğu noktadaki sıcaklık Tmax olup, kerojenin olgunluk düzeyinin saptanmasında kullanılır. İkinci kısımda ise hava yardımıyla 600°C'da yanma sağlanır. Oluşan CO₂ gazı ısı ileten dedektörde ölçülerek kayacın toplam organik karbon miktarı belirlenir.

Organik fasiyes çalışmalarında S1 ve S2 piklerinin yorumlanması aşağıdaki parametreler kullanılarak yapılmaktadır.

Hidrojen indeksi (HI) : $S2 \text{ (ppm)}/TOC \text{ (\%)} \\$
 Üretim indeksi (PI) : $S1 \text{ (ppm)}/S1 \text{ (ppm)}+S2 \text{ (ppm)} \\$
 Potansiyel ürün (PY) : $S1 \text{ (ppm)}+S2 \text{ (ppm)}$

Hidrojen indeksi değerleri kaya içerisindeki kerojenin hidrojen, oksijen indeksi değerleri ise oksijen zenginliğini ifade etmektedir. Hidrojen indeks miktarı olgunlaşmanın artmasıyla azalır. Genel olarak 300 (mg HK/g TOK)'den küçük hidrojen indeksi değerleri baskın olarak gaz ve bir miktarda petrol türetebilir organik madde topluluğunu göstermektedir (Peters, 1986). Bu amaçla yapılan piroliz analizi sonuçları Tablo-3, Tablo-4, Tablo-7 ve Tablo-8'de verilmiştir.

5.3.3. Organik Madde Tipi

Organik madde (kerojen) tipi petrolün bileşimini ve miktarını denetlemektedir. Kerojenler kimyasal özelliklerine göre Tip I, Tip II, Tip III; mikroskobik özelliklerine göre amorf, otsu, odunsu ve kömürsü olarak ayrılırlar.

Piroliz analizlerinden de kerojen tipi ile ilgili bilgiler elde edilir. T.P.A.O. Araştırma laboratuvarlarında yapılan piroliz analizlerinde kullanılan cihaz ile oksijen indeksi (OI) ölçümü yapılamamaktadır. Bu sebeple kerojen tipini belirlemek amacıyla HI-Tmax ilişkisi kurulmuştur (Şekil-5).

Karapınar-2 kuyusunda % 0.5'den yüksek TOC değerleri veren seviyelerin HI değerleri 0-119 mg HC/g arasında değişmektedir (Tablo-3). Şekil-5'deki HI-Tmax grafiği üzerinde Kartal Formasyonu petrol ve petrol-gaz zonu içerisinde yer almakta ve kerojen tiplerinin Tip I ve Tip II, organik madde tiplerinin ise denizel-karasal kökenli olduğu;

Karapınaryaylası Formasyonunun da yine petrol-gaz zonu içerisinde yer alıp, kerojen tipinin Tip II olduğu ve organik madde tipinin denizel-karasal olduğu görülmektedir.

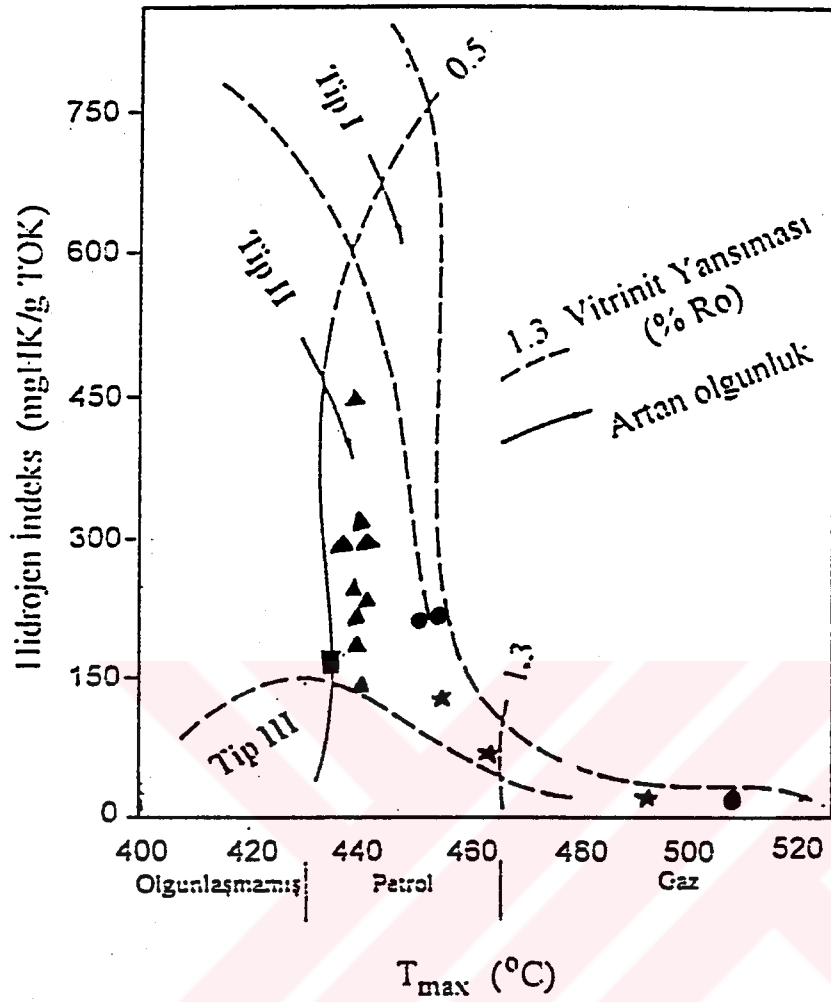
Sultanhanı-1 kuyusunda % 0.5'den yüksek TOC değerleri veren seviyelerin HI değerleri 152-441 mg HC/g TOC arasında değişmektedir (Tablo-4). Bu kuyuya ait örnekler Şekil-5'deki HI-Tmax grafiği üzerinde petrol-gaz zonu içerisinde yer almakta ve kerojen tiplerinin Tip II ve organik madde tiplerinin ise denizel-karasal kökenli olduğunu görülmektedir.

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik (m)	PI S1 (ppm)/S1 (ppm)+S2 (ppm)	Tmax (°C)	HI S2 (ppm)/TOC (%)
Kartal F.	Geç Mestriştiyen-Orta Eosen	1868	0.39	512	220
Kartal F.	Geç Mestriştiyen-Orta Eosen	1882	0.09	513	30
Kartal F.	Geç Mestriştiyen-Orta Eosen	1898	0.1	491	192
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1918	0.08	404	119
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1922	0.08	487	150
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1928	0.07	422	215
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1938	0.06	459	155
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1940	0.06	421	158
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1942	0.04	418	174
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1952	0.06	460	67
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1958	0.06	417	188
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1988	0	379	166
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1990	0.05	426	158
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1992	0.05	382	166
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1998	0	361	14
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2102	0.07	487	19
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2138	0	299	0
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2498	0.2	396	160
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2604.6	0.14	422	266

Tablo-3 Karapınar-2 Kuyusunun PI, Tmax, HI ilişkisini Gösterir Tablo

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik (m)	PI	Tmax (°C)	HI
			$S1 (ppm) / S1 (ppm) + S2 (ppm)$		$S2 (ppm) / TOC (\%)$
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2780	0.08	409	196
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2786	0.25	360	150
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2788	0.25	349	169
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2790	0.27	381	153
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2822	0.25	333	171
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2836	0.06	433	154
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2838	0.15	436	160
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2912	0.03	430	185
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2932	0.03	438	241
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2934	0.02	440	314
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2940	0.04	437	441
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2942	0.04	438	224
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2944	0.06	434	173
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2950	0.09	432	189
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3030	0.15	433	111
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3032	0.05	436	212
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3034	0.04	434	317
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3138	0.22	437	290
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3170	0.09	437	289
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3174	0.11	430	152
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3180	0.1	429	153
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3202	0.13	417	187
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3262	0.11	402	208
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3290	0.07	438	142
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3340	0.04	422	419
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3370	0.24	428	173

Tablo-4. Sultanhanı-1 Kuyusunun PI, Tmax, HI ilişkisini Gösterir Tablo



Şekil-5 Karapınar-2, Sultanhanı-1 Kuyularına ait HI-Tmax grafiği

Karapınar-2 Kuyusunda Kartal Formasyonu • sembolü,
Karapınaryaylası Formasyonu ★ sembolü ile ifade edilmiştir.

Sultanhanı-1 Kuyusunda Mezgit Formasyonu ■ sembolü,
Karapınaryaylası Formasyonu ▲ sembolü ile ifade edilmiştir.

5.3.4. Vitrit Yansıması Analizi (%Ro)

Petrol aramacılığında geniş ölçüde kullanılan vitrit yansıması yöntemi önceleri kömür tabakalarının jeotermal tarihçesini bulabilmek ve kömürlerin olgunluk derecesini saptamak için kullanılmaktaydı.

Urban, (1976)'ya göre petrol oluşumu % 0.5-1.3 arasındadır. % 1.3-2 arasında ıslak gaz zonu bulunmaktadır. TPAO'da kullanılan vitrit yansıması değerlendirme tablosu aşağıdaki gibidir:

Vitrit yansıması %Ro	Olgunlaşma
<0.45	Olgunlaşmamış
0.45-0.5	Olgunlaşma başlangıcı
0.5-0.6	Erken olgun
0.6-0.7	Orta olgun
0.7-1.0	Orta-ileri olgun
1.0-1.2	İleri olgun
>1.2	Aşırı olgun

Karbonatlarda vitritin az olması nedeniyle karbonatlı kayalar için vitrit yansıması yönteminin uygulanması kısıtlıdır.

Karapınar-2 Kuyusunda 1918-2861m. arasında geçilen Karapınaryaylası Formasyonunun vitrit yansıması değerleri 0.25-0.65 % Ro arasında değişmektedir. Bu değerlere göre 1918m. de geçilen seviye olgunlaşmamış, 2198m erken olgun, 2459 ve 2861 metrelerde geçilen seviyeler ise orta olgun derecededirler (Tablo-5).

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik (m)	% Ro
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1918	0.25
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2198	0.55
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2459	0.64
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2861	0.65

Tablo-5. Karapınar-2 Kuyusuna ait vitrit yansıması değerleri

Sultanhanı-1 Kuyusundaki kömürlü parçalar vitrit içerirler. Kuyuya ait Ro değerleri Tablo-6'da verilmiştir. Kuyuda geçilen Mezgit ve Karapınaryaylası Formasyonlarının vitrit yansıması değerleri 0.31-0.59 % Ro arasında değişmektedir. Bu değerlere göre 2776, 2912 ve 3030 m'de geçilen seviyeler olgunlaşmamış, 3170.m olgunlaşma başlangıcı, 3290. m'de erken olgun derecededirler.

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik (m)	% Ro
Mezgit	Geç Eosen- Oligosen	2776	0.45
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2912	0.31
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3030	0.43
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3170	0.49
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3290	0.59

Tablo-6. Sultanhanı-1 Kuyusuna ait vitrinit yansıması değerleri

5.3.5. Kaynak Kayanın Olgunlaşma Derecesinin Belirlenmesi

Kaynak kaya potansiyeline sahip birimlerin hidrokarbon türetebilmeleri olgunlaşma düzeyi ile ilgilidir. Kaynak kaya özelliğine sahip kayalar diyajenez safhasında biyojenik gaz, katajenez safhasında petrol ve gaz ve organik metamorizma safhasında ise kuru gaz (metajenik gaz) potansiyeline sahiptirler.

Piroliz analizlerinden elde edilen diğer bir parametrede üretim indeksi (PI)'dir (Tablo-3, Tablo-4).

Üretim indeksi (PI)=S1 (ppm)/S1(ppm)+S2 (ppm) formülü ile ifade edilir. PI kayanın içinde hazır halde bulunan sıvı hidrokarbonların oranını gösterir. Üretim indeksi değeri kayanın olgunlaşması ile birlikte artar. Üretim indeksi değerlerine göre olgunlaşma değerlendirmesi şöyledir:

- PI < 0.1 : Diyajenez aşaması
- 0.1 < PI < 0.4 : Katajenez aşaması
- PI > 0.4 : Metajenez aşaması

Karapınar-2 kuyusuna ait PI değerleri $0 < PI < 0.39$ arasındadır. Kartal Formasyonunda 1882 ile 1918 metreler diyajenez, 1868 metre katajenez aşamasındadır. Karapınaryaylası Formasyonunda ise 1928, 1938, 1940, 1942, 1952, 1958, 1988, 1990, 1992, 1998, 2102 ve 2138 m'lerde PI değerleri 0 ile 0.09 arasında değişmekte ve diyajenez aşamasındadır (Tablo-3). 2498, 2604 metrelerde PI'nın 0.1 ile 0.4 arasında olması bu seviyelerin katajenez aşamasında olduğunu göstermektedir.

Sultanhanı-1 kuyusuna ait örneklerin PI değerleri $0 < PI < 0.27$ arasındadır. Mezgit Formasyonunda 2780 ile 2836 metrelerde $PI < 0.1$ olup, bu seviyeler diyajenez aşamasındadır. Karapınaryaylası Formasyonunda ise 2912, 2932, 2934, 2940, 2942, 2944, 2950, 3032, 3034, 3170, 3290, 3340 m'lerde PI değerleri 0.02 ile 0.09 arasında değişmektedir (Tablo-4). Bu durumda bu seviyelerin diyajenez, bu seviyelerin dışındaki seviyelerin de katajenez aşamasında olduğu görülmektedir.

Olgunlaşma değerlendirmesinde kullanılan bir diğer parametre de piroliz analizlerinden elde edilen Tmax (°C) -değerleridir. Tmax değerlerinin temsil ettiği olgunlaşma değerleri aşağıda sunulmuştur:

Tmax (°C)	Olgunlaşma Derecesi
<435	Olgunlaşmamış
435-445	Erken-Orta Olgun
445-460	Orta-İleri Olgun
>460	Aşırı Olgun

Tmax değerleri ile olgunluk değerlendirmesinin avantajları; az miktarda örnek ile kısa zamanda sonuç vermesi ve vitrinitin bulunmadığı karbonatlı birimlerin olgunluk seviyesi hakkında fikir vermesidir.

Karapınar-2 Kuyusuna ait örneklerin Tmax değerleri $299 < T_{max} < 513^{\circ}\text{C}$ arasındadır. Kartal Formasyonuna ait Tmax değerleri $491^{\circ}\text{C} - 513^{\circ}\text{C}$ arasında, Karapınaryaylası Formasyonuna ait Tmax değerleri ise $299^{\circ}\text{C} - 487^{\circ}\text{C}$ arasında değişmektedir. Bu değerlere göre kuyuda geçilen Kartal Formasyonu orta-ileri olgun zondan aşırı olgun zona, ve Karapınaryaylası Formasyonu da diyajenez zonundan aşırı olgun zona kadar değişen bir olgunlaşma trendinde oldukları görülür.

Sultanhanı-1 Kuyusuna ait örneklerin Tmax değerleri $333 < T_{max} < 440^{\circ}\text{C}$ arasındadır. Mezgit Formasyonuna ait Tmax değerleri $333^{\circ}\text{C} - 436^{\circ}\text{C}$ arasında değişmektedir. Bu değerlere göre kuyuda geçilen Mezgit Formasyonu olgunlaşmamış zondan erken-orta olgun zona ve Karapınaryaylası Formasyonu da diyajenez zonundan erken-orta olgun zona kadar değişen bir olgunlaşma trendinde oldukları görülür (Tablo-4).

5.3.6. Kaynak Kaya Potansiyeli

Piroliz analizlerinden elde edilen diğer bir özellikte Potansiyel Verim (PY) parametresidir. $S1(\text{ppm}) + S2(\text{ppm})$ piklerinin ppm cinsinden ifadesi olarak kaynak kayanın petrol türüm potansiyelini gösterir (Tablo-7, Tablo-8).

Potansiyel verim ile kaynak kaya potansiyeli arasındaki ilişki için aşağıdaki sınıflama önerilmektedir (Bostock, 1969).

<2000 ppm	: Kaynak kaya potansiyeli yok
2000-6000 ppm	: Orta derecede kaynak kaya
>6000 ppm	: İyi kaynak kaya

Karapınar-2 kuyusunun potansiyel verim değerleri düşüktür ($0 < S1 + S2 < 1400$). PY değerleri Karapınar-2 kuyusundaki Kartal ve Karapınaryaylası Formasyonuna ait şeyllerin kaynak kaya potansiyelinin olmadığını ve hidrokarbon türetemeyeceğini göstermektedir.

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik (m)	S1 (ppm)	S2 (ppm)	Potansiyel Verim (S1+S2) (ppm)
Kartal F.	Geç Mestriştiyen-Orta Eosen	1882	20	200	220
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1918	110	1290	1400
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1952	40	610	650
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	1998	0	130	130
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2102	10	140	150
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2138	0	0	0

Tablo-7. Karapınar-2 kuyusuna ait potansiyel verim sonuçları

Sultanhanı-1 kuyusunda Mezgit Formasyonunun potansiyel verim değerleri düşük olup, kaynak kaya potansiyeli yoktur. Karapınaryaylası Formasyonunun potansiyel verim değerleri $820 < S1+S2 < 7420$ arasında değişmekte olup, 2912,2934,3170 metreler orta derecede, 2940. m ise iyi kaynak kaya potansiyelini işaret etmektedir.

Formasyon Adı	Yaş	Derinlik (m)	S1 (ppm)	S2 (ppm)	Potansiyel Verim (S1+S2) (ppm)
Mezgit F.	Geç Eosen-Oligosen	2780	100	1220	1320
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2912	70	2060	2130
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2914	40	780	820
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2934	60	3360	3420
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	2940	270	7150	7420
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3032	60	1170	1230
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3034	80	1810	1890
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3170	190	2000	2190
Karapınaryaylası F.	Paleosen-Eosen	3174	170	1430	1600

Tablo-8. Sultanhanı-1 kuyusuna ait potansiyel verim sonuçları

6.KAYAÇLARIN PETROFİZİK ÖZELLİKLERİ

Bu tez çalışmasında Bezirci-1, Karapınar-2 ve Sultanhanı-1 kuyularına ait BHC Sonik Log, Compensated Density, Compensated Neutron Log, SP ve Dual Latere Loglar kullanılarak kuyularda geçilen formasyonların petrofiziksel özellikleri belirlenmiştir.

Günümüzde üretilmekte olan petrol ve gazın hemen hemen tamamı rezervuar kayaçların gözenekleri içerisinde toplanmış bulunmaktadır. Ancak ticari olarak bilinmesi gereken şey tahmini, yerinde ve üretilabilir petrol miktarlarının belirlenmesidir (Şekil 6).

Petrofiziksel parametrelerden çoğu direkt ölçümlerle elde edilemez. Genellikle kayacın ölçülen bir fiziksel özelliğinden istenilen parametre hesaplanır (örneğin kayaç yoğunluğundan ve sonik geçiş zamanından porozitenin tespiti). Ancak istenilen bu parametreleri elde etmek; sondaj esnasında oluşan istila zonu, çamur keki, kuyu çapındaki genişlemeler gibi faktörlerin kayaçta yapılan fiziksel ölçümleri etkilemesi nedeniyle her zaman kolay olmamaktadır.

Log yorumunda belirlenmesi gereken en önemli parametreler porozite (Φ), su doygunluğu (S_w) ve geçirimsilik (k)'dir. Bunlardan ilk ikisi yerinde petrolün, geçirimsilik ise üretim oranının belirlenmesinde kullanılır.

6.1. Porozite

Kayaçların en önemli fiziksel özelliklerinden biri olan porozite, kayaç parçasının boşluklarının hacminin toplam hacme oranı olarak tanımlanır.

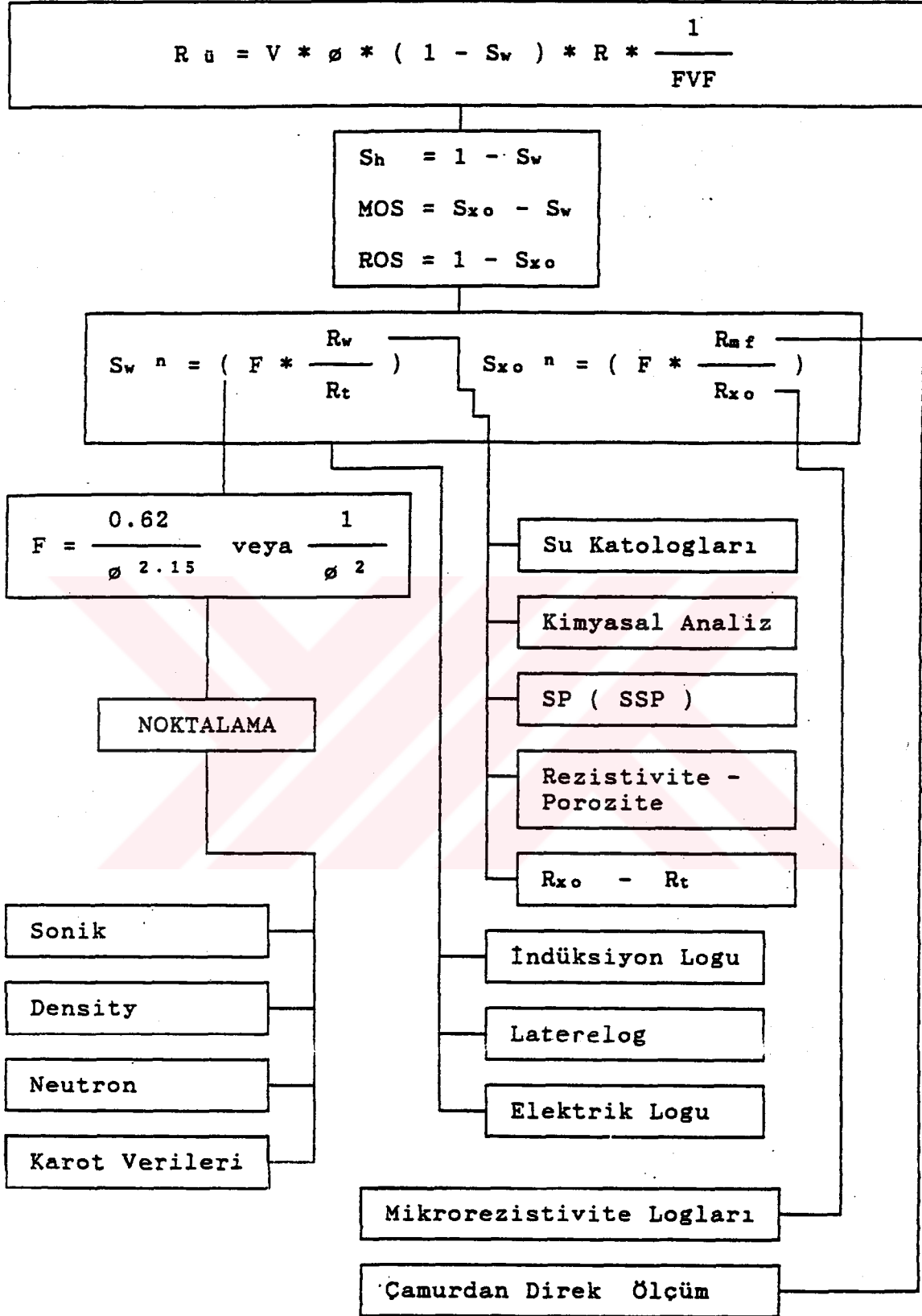
$$\Phi = \frac{V_p}{V}$$

Φ : Porozite
 V_p : Boşlukların hacmi
 V : Toplam hacim

Lav ve magmatik kayaçların toplam porozitesi fazla, buna karşılık etkin porozitesi çok azdır. Sedimanter kayaçların porozitesi ise daha farklı bir görünüme sahiptir. Kompakt kireçtaşları ve anhidritler pratik olarak poroziteye sahip değildirler. Kayaçlar arasında yüksek poroziteye sahip olanlar ise kumtaşı, petrollü kum, silt ve şeyllerdir (Tablo-9).

Kayacın Cinsi	% Porozite
Toprak	50-60
Kil	45-55
Silt	40-50
Orta-İri Kum	35-40
Üniform Kum	30-40
İnce-Orta Kum	30-35
Çakıl	30-40
Çakıl-Kum	20-35
Kumtaşı	10-20
Şeyl	1-10
Kireçtaşı	1-10

Tablo-9. Sedimanter kayaçların ortalama poroziteleri



Şekil-6. Log yorumu akış şeması

6.2. Geçirirnililik

Geçirirnililik, gözenekli bir ortamın bir akışkanı geçirebilme kabiliyetinin ölçüsüdür. Bir formasyonun permeable olabilmesi için ince kılcal (kapiler) damarlarla gözeneklerin birbirlerine bağılı olması gerekir. Yani başka bir deyişle etkin porozitenin olması gerekir.

Poroziteli bir ortam içerisinde bir akışkanın akış ilkesi Darcy tarafından şu şekilde verilmiştir:

$$k = \frac{\mu \cdot l \cdot Q}{s \cdot (P_1 - P_2)}$$

- μ : Viskozite katsayısı
 Q : Akışkanın debisi
 s : Cidarın yüzeyi
 l : Cidarın kalınlığı
 P_1 ve P_2 : Cidarın ön ve arkasındaki basınçlar

6.3.Doygunluk

Doygunluk, bir formasyon içerisinde bir akışkan ile doldurulabilecek durumda olan boşlukların formasyon suları tarafından doldurulan hacminin tüm boşlukların hacmine oranıdır.

Bir formasyonun su doygunluğu % 100'den çok küçük değerlere kadar değişebilir. Ancak hiçbir zaman sıfır olamaz. bazı durumlarda petrol ve gazca zengin bir formasyonda ince damarlar halinde az miktarda su daima mevcuttur. Bu su petrol ile yer değiştiremez. İşte bu minimum doygunluğa "indirgenemez su doygunluğu" denir.

Bunun gibi; petrollü bir formasyonun bütün petrolünü almak mümkün değildir. Kayacın gözeneklerinde daima bir miktar petrol kalır. Bu doygunluğa da "rezidüel petrol doygunluğu" adı verilir.

Gözenek hacmi V_p , gözenekler içindeki suyun hacmi V_w olmak üzere su doygunluğu:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Eğer su ve petrol birlikte bulunuyorsa petrol doygunluğu:

$$S_{xo} = \frac{(V_p - V_w)}{V_p}$$

olur.

6.4. Formasyon Faktörü

Temiz ve suya doymun bir formasyonda formasyon suyu özdirenci (R_w) ile kayaç öz direncinin (R_o) oranı porozite değişmediği takdirde sabit kalır ve bu oran formasyon öz direnç faktörü (F) olarak tanımlanır ($F = R_o/R_w$). Formasyon faktörü porozite ile ters orantılı olup, gözenek büyüklüğünün ve yapısının bir fonksiyonudur.

Porozitenin tane büyüklüğünden bağımsız olması nedeni ile formasyon faktörü ile arasında;

$$F = \frac{a}{Q^m}$$

şeklinde ampirik bir bağıntı mevcuttur.

6.5. Özdirenç

Bir kayacın özdirenci elektrik akımına gösterdiği dirençtir. Akım, kayacın gözeneklerindeki formasyon suyu içerisindeki erimiş olan tuzlar tarafından iletilir. Dolayısıyla kayacın porozitesi veya formasyon suyunun tuzluluğu arttıkça özdirenci de düşer.

6.5.1. Temiz Zonun Özdirenci

Elektrik logları, Latereloglar veya İndüksiyon logları kullanılarak formasyonun direkt özdirencinin ölçümü elde edilir. Bu özdirenç değerleri porozite ve formasyon suyu öz dirençleri ile birlikte kullanılarak su ve hidrokarbon doymunlukları hesaplanır.

6.5.2. İstila Zonunun Özdirenci (R_{xo})

Sondaj esnasında kuyudan gelişi önlemek için çamurun hidrostatik ağırlığı daima formasyon basıncından daha yüksek tutulur. Bu basınç farkı çamur filtresinin geçirimli zon içerisine girmesine ve buradaki mayinin bir kısmının daha gerilere süpürülmesine neden olur. Bunun sonucu oluşan zona “İstila Zonu” adı verilir.

6.5.3. Geçiş Zonunun Özdirenci

Bu zonun özdirencini tam olarak belirlemek olanaksızdır. Bununla beraber;

$$R_i = F \cdot R_z$$

bağıntısı kullanılabilir. R_z karışım sıvısının öz direncidir. ϕ , R_w , R_{mf} geçiş bölgesinin çapı ve radyal sıvı dağılımının bir fonksiyonudur.

6.5.4. Formasyon Suyu Özdirenci

Üretim veya test esnasında alınan sulardan direkt ölçümler, su katalogları, SP logu, Rwa metodu, kimyasal analizler gibi çok farklı yöntemlerden birinin kullanılması ile bulunabilir.

6.5.5. Çamur Filitresinin Özdirenci

Kuyu başında log öncesi alınan çamur numunesinden direkt olarak ölçülür ve log başında ölçüldüğü sıcaklık ile birlikte yazılır. İstila zonundaki su doygunluğunun (S_{xo}) hesaplanmasında kullanılır. Ancak R_{mf} değerinin formasyon sıcaklığındaki değer olması gerekir.

6.5.6. Özdirenç-Isı-Tuzluluk Arasındaki İlişkiler

Bir elektrolidin içerisindeki erimiş tuz miktarı arttıkça bu elektrolidin özdirenci azalır. Eğer elimizde suyun tam bir analizi varsa suyun içerisindeki mevcut iyonların ppm değerleri dönüşüm faktörleri ile çarpılır ve sodyum klorüre eşdeğer tuzluluk (sondaj çamuru içerisindeki tuzlar genelde sodyum klorürlü olduklarından) hesaplanarak özdirenç bulunabilir.

6.5.7. Özdirenç-Doygunluk Arasındaki İlişkiler

Temiz formasyon durumunda özdirenç ve su doygunluğu arasındaki ilişki şu şekildedir:

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n}$$

- S_w : Su doygunluğu
- R_t : Formasyonun gerçek özdirenci
- R_o : Suyla % 100 doymuş olan formasyon özdirenci
- n : Sabit (Formasyonun tipine göre 1.7 ile 2.5 arasında değişir.)

7. UYGULAMA

7.1. Logların Okunması

Çalışma sahasında 3 adet petrol kuyusundan alınan BHC Sonik Log, Compensated Density, Compensated Neutron Log, SP ve Dual Latere Loglar okunmuştur. Loglar 1/1000'lüktür (Şekil-7, Şekil-8, Şekil-9).

7.1.1. BHC Sonik Log Okumaları

Her kuyuya ait Sonik Geçiş Zamani (DT) değerleri bu logdan okunmuştur. Okumalar Tablo 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 ve 17'de 3. sütunda yer almaktadır.

7.1.2. Compensated Density-Compensated Neutron Log Okumaları

Gamma Ray, yoğunluk ve neutron porozitesi değerleri Tablo 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 ve 17'de sırasıyla 2, 5 ve 6. sütunlarda gösterilmiştir.

7.1.3. Dual Latero Log Okumaları

Doğal potansiyel (SP), yıkanmış zonun öz direnci (Rxo) ve doğal zonun öz direnci (Rt)'ye ait değerler bu logdan okunmuştur. Rt ve Rxo değerleri sırası ile Tablo 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 ve 17'de 8 ve 9. sütunlarda verilmiştir.

7.2. Litoloji Tayini

Sonik, Neutron ve Densite loglarının ölçümleri yalnızca poroziteye bağlı değildir. Bunun yanı sıra formasyonun litolojisi, gözenekler içindeki mayi, kısmen de gözeneklerin yapısı ve geometrisi ölçümü etkileyen faktörler içindedir. Litoloji tayini yani matriks parametreleri (RHoma, Dtma, PHlma) bilindiğinde bu loglardan gerçek porozite bulunabilir. Temiz ve suya doymuş bir formasyonda log okumaları kuyu şartları için düzeltilmediği takdirde tek başına densite ve neutrandan, ikincil porozite de olmaması halinde sonik logundan porozite bulunabilir.

Matriks litolojisinin bilinmediği veya özellikleri belirlenemeyen iki ya da daha fazla mineral olması halinde porozitenin belirlenmesi çok daha güç olur. Ayrıca porozitenin içerdiği mayi gaz veya hidrokarbon olursa yorumu iyice karışır çünkü gazın varlığı tüm porozite loglarının okumalarını etkiler.

Porozite tipi ve geometrisi porozite loglarının okumalarını etkilemesine rağmen densite ve neutron formasyonun toplam porozitesini okur ki bu birincil (tane arası, kristal arası) ve ikincil (çatlak, erime boşluğu) porozitelerin toplamına eşittir. Sonik ise yalnız homojen bir dağılım gösteren birincil poroziteyi okur (Tablo 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 ve 17'nin 4. sütununda verilmiştir).

TABLO-10 BEZİRCİ-1 KUYUSUNDA 'CİHANBEYLİ FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK	GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
100	44	89	30.5	-	-	-	5	1.5	0.29	1	0.71	0
110	38	98	38	-	-	-	6	1.5	0.26	1	0.74	0
130	29	50	0	-	-	-	5	2	-	-	-	-
140	33	50	0	-	-	-	6	2	-	-	-	-
150	30	40	0	-	-	-	4	2.5	-	-	-	-
160	25	55	4.5	-	-	-	5	2	1	1	0	0
170	35	40	0	-	-	-	3	2	-	-	-	-
180	31	50	0	-	-	-	1.5	1.5	-	-	-	-
210	41	50	0	-	-	-	1.5	1	-	-	-	-
270	42	40	0	-	-	-	0.9	0.6	-	-	-	-
280	45	60	0	-	-	-	1	0.8	-	-	-	-
290	53	60	0	-	-	-	1	1	-	-	-	-
300	40	75	15	-	-	-	0.8	0.6	1	1	0	0
310	39	70	11	-	-	-	0.8	0.6	1	1	0	0
320	46	60	0	-	-	-	1.2	0.8	-	-	-	-
330	60	60	0	-	-	-	0.8	0.6	-	-	-	-
340	41	66	14	-	-	-	0.9	0.6	1	1	0	0
420	57	69	14	-	-	-	0.8	0.6	1	1	0	0

* 'İncelenen kuyuda veri eksikliğinden RHOB, NPHI değerleri okunamadığından PHIdn değerleri hesaplanamamıştır.

TABLO-11 BEZİRCİ-1 KUYUSUNDA 'MEZGİT FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
1150	39	75	20.5	-	-	2	4	0.68	1	0.32	0
1155	35	68	13.5	-	-	3	2.5	0.72	0.85	0.13	0.15
1160	42	70	15	-	-	2	5	0.94	1	0.06	0
1165	59	75	2	-	-	1.5	2.5	0.74	1	0.26	0
1170	43	75	16	-	-	1.5	4	1	1	0	0
1175	38	70	11	-	-	2	2	1	1	0	0
1180	45	70	11	-	-	2	2	1	1	0	0
1185	40	60	0	-	-	3	6	-	-	-	-
1190	42	70	8	-	-	2	2	1	1	0	0
1250	39	70	11	-	-	1.5	1	1	1	0	0
1255	30	75	14	-	-	1	1	1	1	0	0
1260	43	76	17	-	-	2	2.5	0.83	1	0.17	0
1270	30	72	12	-	-	1.5	2	1	1	0	0
1275	30	70	9.5	-	-	2	4	1	1	0	0

* 'İncelenen kuyuda veri eksikliğinden RHOB, NPHI değerleri okunamadığından PHIdn değerleri hesaplanamamıştır.

TABLO-12 BEZİRCİ-1 KUYUSUNDA KARTAL FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
2640	20	64	4	-	-	10	4	1	1	0	0
2650	20	60	2	-	-	9	5	1	1	0	0
2670	18	60	2	-	-	9	4	1	1	0	0
2680	15	63	4	-	-	6	3	1	1	0	0
2690	19	62	3.5	-	-	6	4	1	1	0	0
2700	19	53	0	-	-	10	8	-	-	-	-
2710	22	56	0	-	-	20	20	-	-	-	-
2720	19	60	0	-	-	10	9	-	-	-	-
2730	12	70	11	-	-	10.2	9	0.68	0.32	0.29	0
2740	30	61	2	-	-	6	5	1	1	0	0
2750	40	55	0	-	-	10.5	11	-	-	-	-
2760	39	55	0	-	-	11	11	-	-	-	-
2770	26	55	0	-	-	11.5	10.5	-	-	-	-
2780	27	52	0	-	-	14	14	-	-	-	-
2790	19	52	0	-	-	100	100	-	-	-	-
2850	76	70	10	-	-	8	8	0.85	1	0.15	0
2870	40	62	1	-	-	7	5	1	1	0	0
2880	40	62	1	-	-	7	8	1	1	0	0
2890	38	62	2	-	-	7	7	1	1	0	0
2900	20	68	8	-	-	6	5	1	1	0	0
2910	19	70	11	-	-	4	4	1	1	0	0
2920	20	70	11	-	-	4	4	1	1	0	0
2930	19	65	7	-	-	4	4	1	1	0	0
2940	22	70	10	-	-	5	5	1	1	0	0
2950	22	53	0	-	-	10.5	10.5	-	-	-	-
2980	20	70	11	-	-	4	2.5	1	1	0	0
2990	20	50	0	-	-	100.5	100.5	-	-	-	-
3000	31	62	2.5	-	-	10.5	10	1	1	0	0
3010	23	56	0	-	-	11	11	-	-	-	-
3040	26	52	0	-	-	16	17	-	-	-	-
3050	35	61	0	-	-	10.5	9	-	-	-	-
3060	30	66	1	-	-	7	6	0.98	0.02	0	0
3070	26	70	10	-	-	6	6	0.93	1	0.07	0
3190	25	68	8	-	-	3	3	1	1	0	0

TABLO-12 BEZİRCİ-1 KUYUSUNDA KARTAL FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK	GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
3200	25	68	8	-	-	-	4	4	1	1	0	0
3210	25	63	3.5	-	-	-	4	4	1	1	0	0
3220	30	67	2	-	-	-	3	3	1	1	0	0
3230	20	63	5	-	-	-	3	3	1	1	0	0
3240	31	63	3	-	-	-	7	6	1	1	0	0
3250	40	60	0	-	-	-	11	11	-	-	-	-
3280	50	60	0	-	-	-	10.5	11	-	-	-	-
3290	50	60	0	-	-	-	10.5	11	-	-	-	-
3310	52	61	0	-	-	-	10.5	9.5	-	-	-	-
3320	52	60	0	-	-	-	12.5	12	-	-	-	-
3330	40	60	0	-	-	-	10	10	-	-	-	-
3350	40	60	0	-	-	-	12	12	-	-	-	-
3360	85	60	0	-	-	-	10.5	12	-	-	-	-
3510	75	67	2	-	-	-	11	11	1	1	0	0
3520	35	59	0	-	-	-	12	12	-	-	-	-
3530	35	60	1	-	-	-	13	13	1	1	0	0
3560	35	60	0	-	-	-	13	13	-	-	-	-
3590	55	58	0	-	-	-	13	13	-	-	-	-
3600	52	59	0	-	-	-	13	12	-	-	-	-
3610	75	54	0	-	-	-	100.5	100.5	-	-	-	-
3630	20	60	2	-	-	-	10	10	1	1	0	0
3660	30	61	0	-	-	-	10	10	-	-	-	-
3670	40	65	5	-	-	-	7	7	1	1	0	0
3690	35	65	5	-	-	-	8	10	1	1	0	0
3700	40	68	7	-	-	-	10	10	1	1	0	0
3710	40	56	0	-	-	-	12	12	-	-	-	-
3720	45	60	0	-	-	-	10.5	10.5	-	-	-	-
3730	80	63	0	-	-	-	10.5	10.5	-	-	-	-
3740	70	63	0	-	-	-	10.5	10.5	-	-	-	-
3770	68	60	0	-	-	-	11	11	-	-	-	-
3820	28	60	1	-	-	-	12	11.5	1	1	0	0
3830	35	59	0	-	-	-	60	60	-	-	-	-
4150	11	55	0	-	-	-	100	100.5	-	-	-	-
4160	15	55	0	-	-	-	100.5	100	-	-	-	-

TABLO-12 BEZİRCİ-1 KUYUSUNDA KARTAL FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
4180	15	0	-	-	-	12	12	-	-	-	-
4190	20	0	-	-	-	12	12	-	-	-	-
4200	12	2.5	-	-	-	13	13	1	1	0	0
4210	12	1	-	-	-	11.5	11.5	1	1	0	0
4220	15	1	-	-	-	11	11	1	1	0	0
4230	18	1	-	-	-	10.5	10.5	1	1	0	0
4240	12	2	-	-	-	10.5	10.5	1	1	0	0
4260	18	4	-	-	-	10	10	0.84	1	0.16	0

* İncelenen kuyuda veri eksikliğinden RHOB, NPHI değerleri okunamadığından PHIdn değerleri hesaplanamamıştır.

* SP Logu Haymana Formasyonu'nda alınmadığından, yerine Gamma Ray Logu verileri kullanılmıştır
(Rw bulunmasında kullanılan SSP değeri yerine).

* Bu kuyuda Neutron Logu alınmadığından, hesaplamalarda sonik porozitesi kullanılmıştır.

TABLO-13 KARAPINAR-2 KUYUSUNDA 'CIHANBEYLİ FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
90	61	55	0	-	-	10	0.5	-	-	-	-
220	34	51	0	-	-	8	1	-	-	-	-
230	14	69	14	-	-	8	1.5	0.35	0.9	0.55	0.1
300	30	43	0	-	-	9	0.5	-	-	-	-
310	21	43	0	-	-	5	0.5	-	-	-	-
320	25	43	0	-	-	3	0.4	-	-	-	-
330	40	68	12.5	-	-	3	0.6	0.65	1	0.35	0
340	36	75	19	-	-	2	0.8	0.52	0.91	0.39	0.09
350	31	59	4.5	-	-	2	0.8	1	1	0	0
400	30	70	5.5	-	-	1.5	0.3	1	1	0	0
100	21	55	3	-	-	20	1	1	1	0	0
110	30	50	0	-	-	50	3	-	-	-	-
120	18	55	4	-	-	20	0.9	0.86	1	0.14	0

* 'İncelenen kuyuda veri eksikliğinden RHOB, NPHI değerleri okunamadığından PHIdn değerleri hesaplanamamıştır.

TABLO-14 KARAPINAR-2 KUYUSUNDA 'KARAPINAR YAYLASI FORMASYONUNA AIT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
2260	12	52	2	2.65	10	2	150	6	0.57	1	0.43
2270	15	62	9	2.61	9	5	30	7	0.51	1	0.49
2280	28	65	10.5	2.4	18	18	20	20	0.17	0.3	0.13
2370	45	75	19	2.51	18	12	3	2	0.81	1	0.19
2380	16	59	7	2.53	11	10.5	13	11	0.43	0.83	0.4
2390	35	70	0	2.55	15	9.5	6	5	0.72	1	0.28
2400	12	55	4	2.64	3	3.5	100	20.5	0.4	1	0.6
2410	12	55	4	2.65	5	4	60	20	0.45	1	0.55
2420	14	56	6	2.64	5	4.5	40	20	0.49	1	0.51
2430	31	77	19	2.53	17	10.5	6	4	0.64	1	0.36
2440	20	66	12	2.65	6	4	10	5	1	1	0
2470	32	60	5.5	2.53	18	10.5	10	3	0.55	1	0.45
2750	100	68	0	2.55	15	6	10	2.5	74	1	0.26
2752	100	69	0	2.38	16	16	20	5	0.19	0.43	0.24
2756	100	60	0	2.45	17	12	110	9	0.11	0.34	0.23
2760	100	58	0	2.49	13	10	40	1	0.22	1	0.78
2850	100	71	0	2.4	18	16	30	20	0.16	0.21	0.05
2852	100	72	0	2.41	17	14	1000	5	0.03	0.49	0.46
2912	100	58	0	2.8	2	0	-	-	-	-	-
2970	18	90	26.5	2.37	40	21	1.5	0.2	0.55	1	0.45
2972	18	74	12.5	2.2	42	25	1.5	0.2	0.46	1	0.54
2974	20	90	26.5	2.15	45	29	1	1	0.48	0.53	0.05
2976	13	100	31.5	2.45	43	10	1.5	0.9	1	1	0
2978	20	93	29.5	2.48	39	8	2.5	1	1	1	0
2980	21	105	41	2.85	41	0	1	0.3	-	-	-
2982	19	110	34	2.67	45	0	1.5	0.3	-	-	-
2984	17	90	53.5	2.55	45	4	2.5	0.4	1	1	0
2986	15	110	42	2.4	43	14	1	0.2	1	1	0
2988	18	98	33	2.42	40	13	1.5	0.6	0.89	1	0.11
2990	18	90	26.5	2.33	45	19	2	0.4	0.52	1	0.48

TABLO-14 KARAPINAR-2 KUYUSUNDA KARAPINAR YAYLASI FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
2992	16	24	2.38	45	19	2	0.7	0.52	0.97	0.45	0.03
2994	19	26.5	2.43	37	13	2	2	0.76	0.84	0.08	0.16
2996	18	26.5	2.35	40	17	2	2	0.58	0.64	0.06	0.36
2998	15	32	2.42	42	11	3	0.5	0.74	1	0.26	0
3000	18	30	2.37	43	15	2	0.5	0.66	1	0.34	0
3002	18	26.5	2.4	40	14	1.5	0.4	0.83	1	0.17	0
3004	20	29	2.42	36	13	1.5	0.3	0.89	1	0.11	0
3006	20	35.5	2.4	35	14	1	0.4	1	1	0	0
3008	21	30.5	2.37	37	16	1	0.5	0.88	1	0.12	0
3010	17	30	2.38	43	15	1.5	0.3	0.77	1	0.23	0

TABLO-15 SULTANHANI-1 KUYUSUNDA 'CİHANBEYLİ FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
30	32	57	4.5	-	-	-	-	-	-	-	-
40	50	60	2	-	-	-	-	-	-	-	-
50	40	60	5	-	-	15	-	1	-	-	-
60	25	40	0	-	-	40	-	-	-	-	-
70	28	64	10	-	-	20	-	0.44	-	-	-
120	24	60	8	-	-	14	-	0.66	-	-	-
130	26	68	13.5	-	-	6	-	0.62	-	-	-
140	40	60	5.5	-	-	4	-	1	-	-	-
220	40	60	0	-	-	3	-	-	-	-	-
230	40	50	0	-	-	2	-	-	-	-	-
240	40	55	0	-	-	2	-	-	-	-	-

* 'İncelenen kuyuda veri eksikliğinden RHOB, NPHI değerleri okunamadığından PHIdn değerleri hesaplanamamıştır.

TABLO-16 'SULTANHANI-1 KUYUSUNDA 'MEZGİT FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHO _B	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
1000	45	18	-	-	-	0.7	-	1	-	-	-
1010	60	0	-	-	-	0.6	-	-	-	-	-
1020	50	30	-	-	-	1	-	0.66	-	-	-
1030	51	0	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-
1060	49	52	-	-	-	0.8	-	0.43	-	-	-
1070	48	41.5	-	-	-	1.5	-	0.39	-	-	-
1080	41	37	-	-	-	0.5	-	0.76	-	-	-
1150	50	26	-	-	-	2	-	0.36	-	-	-
1170	40	20.5	-	-	-	0.5	-	1	-	-	-
1180	42	29	-	-	-	0.6	-	0.89	-	-	-
1200	45	29	-	-	-	1.5	-	0.56	-	-	-
1210	61	35	-	-	-	0.8	-	0.638	-	-	-
1220	44	34	-	-	-	1.5	-	0.48	-	-	-
1230	50	32	-	-	-	0.6	-	0.8	-	-	-
1240	38	28	-	-	-	0.7	-	0.86	-	-	-
1250	39	31	-	-	-	0.9	-	0.68	-	-	-
1270	50	32	-	-	-	1.5	-	0.51	-	-	-
1280	51	42	-	-	-	0.9	-	0.5	-	-	-
1300	37	12	-	-	-	1.5	-	1	-	-	-
1310	35	23	-	-	-	2	-	0.63	-	-	-
1320	31	23.5	-	-	-	5	-	0.38	-	-	-
1330	39	19	-	-	-	1.5	-	0.86	-	-	-
1340	35	10	-	-	-	3.5	-	1	-	-	-
1350	38	19	-	-	-	2	-	0.74	-	-	-
1400	35	3	-	-	-	10	-	1	-	-	-
1410	38	12	-	-	-	2	-	1	-	-	-
1420	30	10	-	-	-	10	-	0.63	-	-	-
1430	31	27	-	-	-	1	-	0.74	-	-	-
1440	35	18	-	-	-	2	-	0.79	-	-	-
1450	35	3	-	-	-	20	-	1	-	-	-
1460	30	28	-	-	-	1	-	0.71	-	-	-
1470	30	33	-	-	-	3	-	0.35	-	-	-
1480	31	10	-	-	-	7	-	0.75	-	-	-
1490	33	10	-	-	-	4	-	1	-	-	-

TABLO-16 SULTANHANCI-1 KUYUSUNDA MEZGİT FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
1500	30	70	10	-	-	19	-	0.45	-	-	-
1510	32	64	5	-	-	15	-	1	-	-	-
1520	30	63	4	-	-	20	-	1	-	-	-
1530	50	70	10	-	-	1.5	-	1	-	-	-
1540	32	61	2.5	-	-	20	-	1	-	-	-
1550	30	64	5	-	-	20	-	0.89	-	-	-
1560	35	78	12	-	-	20	-	0.37	-	-	-
1570	32	60	1.5	-	-	40	-	1	-	-	-
1580	34	60	1	-	-	100	-	1	-	-	-
1590	30	67	8	-	-	20	-	0.55	-	-	-
1600	35	65	5.5	-	-	80	-	0.4	-	-	-
1610	35	62	2.5	-	-	3	-	1	-	-	-
1620	30	62	3	-	-	18	-	1	-	-	-
1630	34	71	11	-	-	6	-	0.74	-	-	-
1640	33	80	18	-	-	12	-	0.32	-	-	-
1650	35	80	18	-	-	3	-	0.63	-	-	-
1660	38	81	20	-	-	2	-	0.7	-	-	-
1670	35	72	11.5	-	-	5	-	0.77	-	-	-
1680	38	81	20	-	-	4	-	0.5	-	-	-
1710	31	80	18	-	-	2	-	0.79	-	-	-
1720	31	80	18	-	-	5	-	0.49	-	-	-
1730	30	80	18	-	-	4	-	0.55	-	-	-
1740	35	78	17	-	-	5	-	0.52	-	-	-
1750	32	70	10	-	-	7	-	0.26	-	-	-
1760	35	79	17.5	-	-	2	-	0.8	-	-	-
1830	35	65	5.5	-	-	5	-	1	-	-	-
1840	32	80	18	-	-	2	-	0.79	-	-	-
1870	30	70	10	-	-	3	-	1	-	-	-
1880	35	78	17	-	-	2	-	0.83	-	-	-
1890	50	75	14	-	-	2	-	1	-	-	-
1900	31	70	10	-	-	2	-	1	-	-	-
1910	30	72	11.5	-	-	3	-	1	-	-	-
1920	33	78	12	-	-	2	-	1	-	-	-
1930	45	80	19	-	-	2	-	0.74	-	-	-

TABLO-16 SULTANHANI-1 KUYUSUNDA MEZGİT FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
1980	55	88	31	24	4	2.5	-	0.86	-	-	-
1990	50	82	22	23	7	2	-	0.55	-	-	-
2000	40	73	12	20	2	3	-	1	-	-	-
2010	41	71	10	18	6	4	-	1	-	-	-
2020	51	75	14	27	7	4	-	1	-	-	-
2040	50	68	6	25	7	4	-	1	-	-	-
2050	42	74	23	25	3	3	-	1	-	-	-
2060	39	70	9	20	4	20	-	0.96	-	-	-
2090	70	80	23.5	23	7	3	-	1	-	-	-
2100	62	70	7	23	1.5	6	-	1	-	-	-
2150	51	68	6	23	4	4.5	-	1	-	-	-
2160	50	78	17.5	17	2	8	-	1	-	-	-
2220	70	75	14	30	6	4	-	1	-	-	-
2230	68	79	21	24	10	6	-	1	-	-	-
2570	59	68	6	24	3.5	5	-	1	-	-	-
2720	47	77	31.5	23	4	7	-	1	-	-	-
2780	40	78	24	22	3	7	-	1	-	-	-
2830	41	68	14.5	12	4	6	-	1	-	-	-
2840	46	50	0	21	7	200	-	0.2	-	-	-
2860	39	79	25	20	1	6	-	1	-	-	-

* 'Bu kuyuda, sıg okuma yapan rezistivite logu alınmadığından; Sxo, MOS, ROS değerleri hesaplanamamıştır.

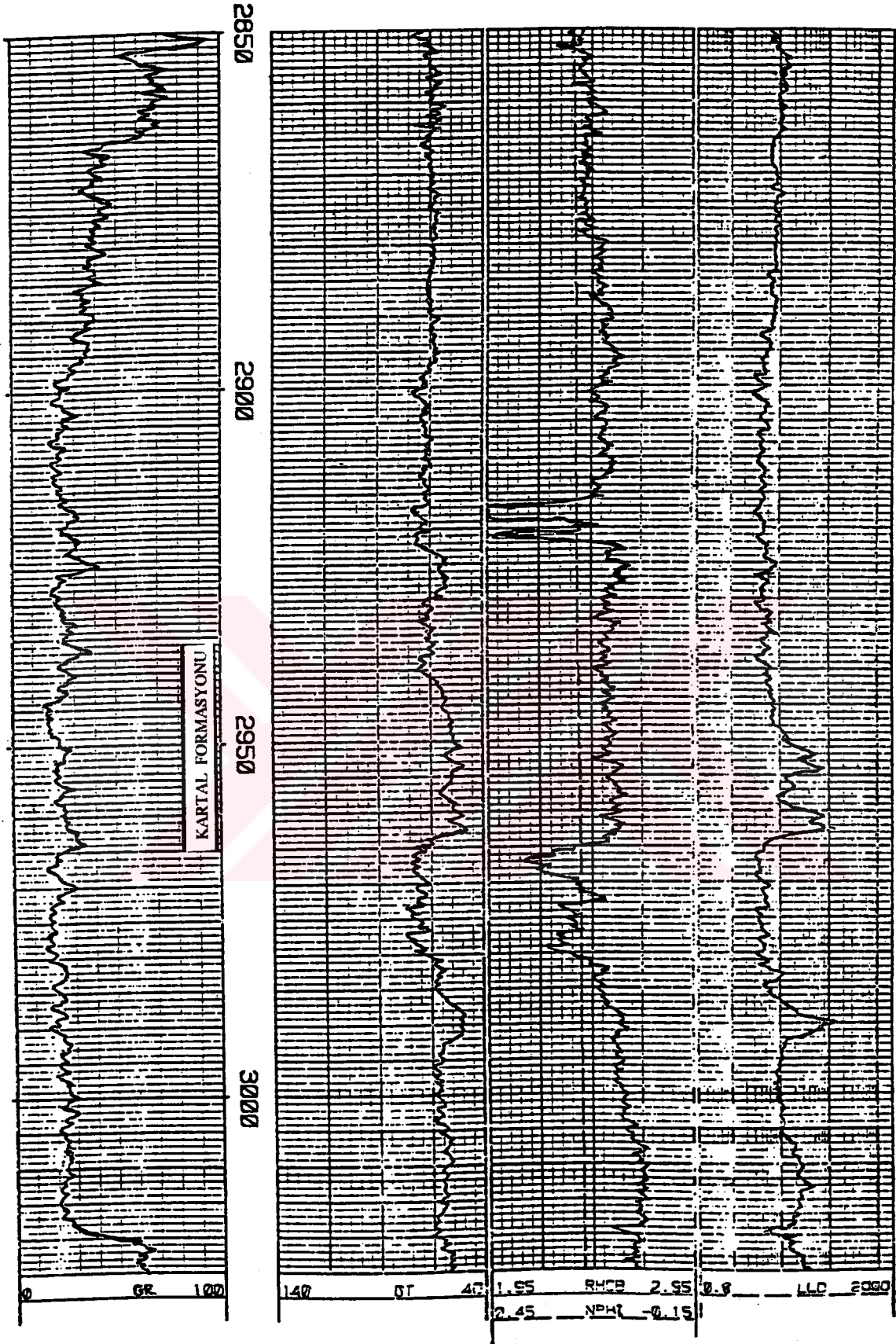
* 'İncelenen kuyuda 1980 metreye kadarki seviyelerin veri eksikliğinden RHOB, NPHI değerleri okunamadığından PHIdn değerleri

TABLO-17 SUL.TANHANI-1 KUYUSUNDA KARAPINAR YAYLASI FORMASYONUNA AİT PETROFİZİK VERİLERİ

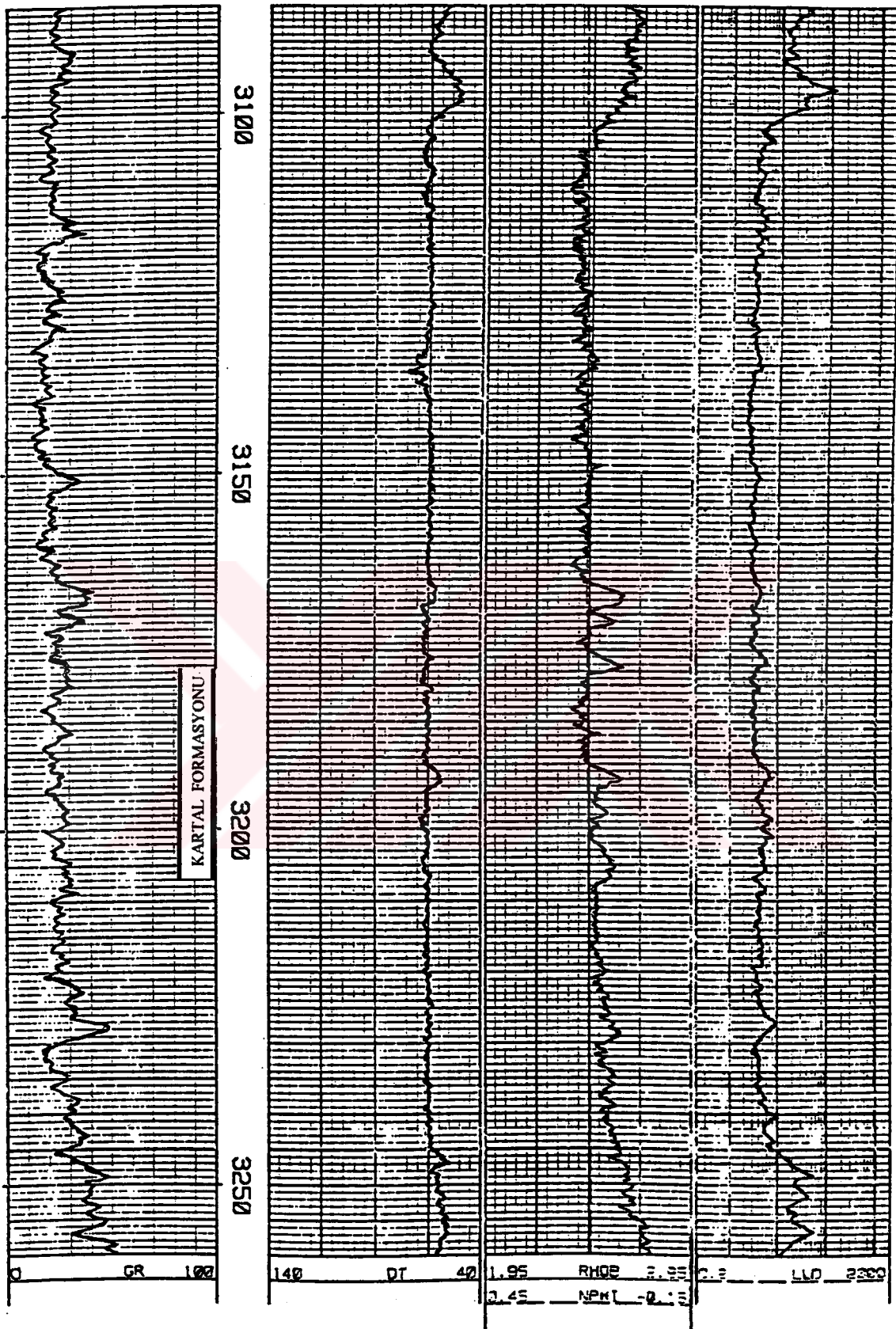
DERİNLİK GR	DT	PHIs	RHOB	NPHI	PHIdn	Rt	Rxo	Sw	Sxo	MOS	ROS
2900	42	80	23.5	2.66	20	4	5	1	-	-	-
2910	50	50	0	2.56	25	9	20	0.43	-	-	-
2920	40	68	13	2.75	6	0	300	-	-	-	-
2930	41	60	5	2.55	28	9	13	0.53	-	-	-
2940	40	72	16.5	2.66	14	3.5	12	1	-	-	-
2950	58	60	0	2.45	26	15	16	0.28	-	-	-
2970	55	50	0	2.56	23	9	40	0.3	-	-	-
2990	50	82	26.5	2.53	27	10.5	190	0.11	-	-	-
3010	45	71	15	2.75	15	0	3	-	-	-	-
3020	40	51	0	2.67	9	3	300	0.33	-	-	-
3030	41	60	5	2.7	18	1	7	1	-	-	-
3040	45	58	2	2.76	21	0	40	-	-	-	-
3130	46	70	16	2.75	17	0	14	-	-	-	-
3160	39	76	20	2.74	6	0	400	-	-	-	-
3170	40	68	13	2.55	22	9.5	40	0.28	-	-	-
3180	45	68	12	2.66	24	4	6	1	-	-	-
3240	40	71	15	2.65	21	4	13	1	-	-	-
3250	41	72	16.5	2.65	23	4.5	5	1	-	-	-
3280	40	90	33	2.62	17	5	4	1	-	-	-
3290	40	70	14	2.67	10	3	300	0.33	-	-	-
3300	45	60	4	2.55	19	10	10	0.54	-	-	-
3340	40	100	42	2.8	12	0	2	-	-	-	-
3390	40	60	5	2.7	14	1	20	1	-	-	-
3410	41	62	8	2.77	12	0	5	-	-	-	-
3420	40	69	14	2.7	17	1.5	4	1	-	-	-
3430	40	60	5	2.71	16	0.5	8	1	-	-	-

* 'Bu kuyuda sağ okuma yapan resistivite logu alınmadığından Sxo,MOS,ROS değerleri hesaplanamamıştır.

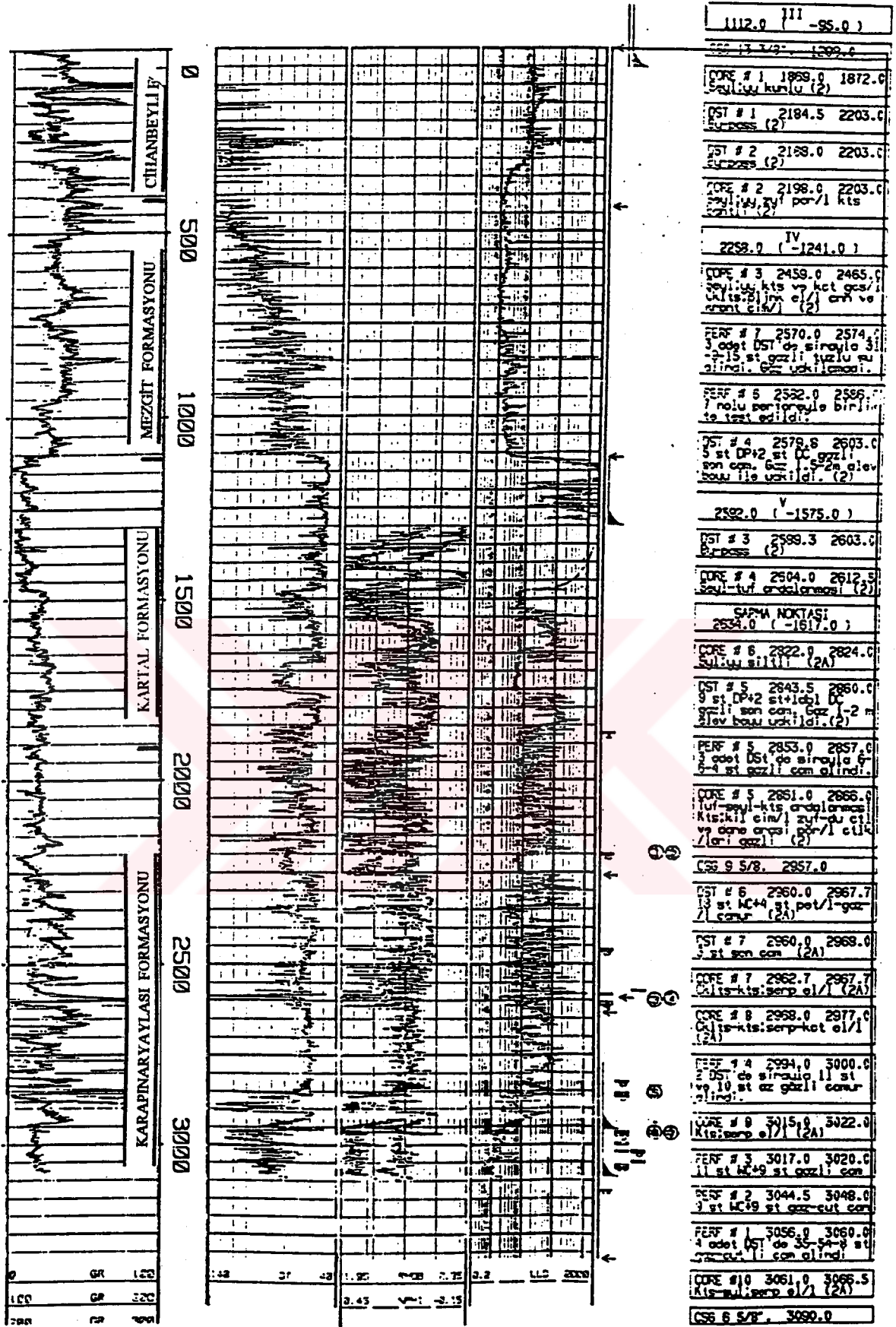




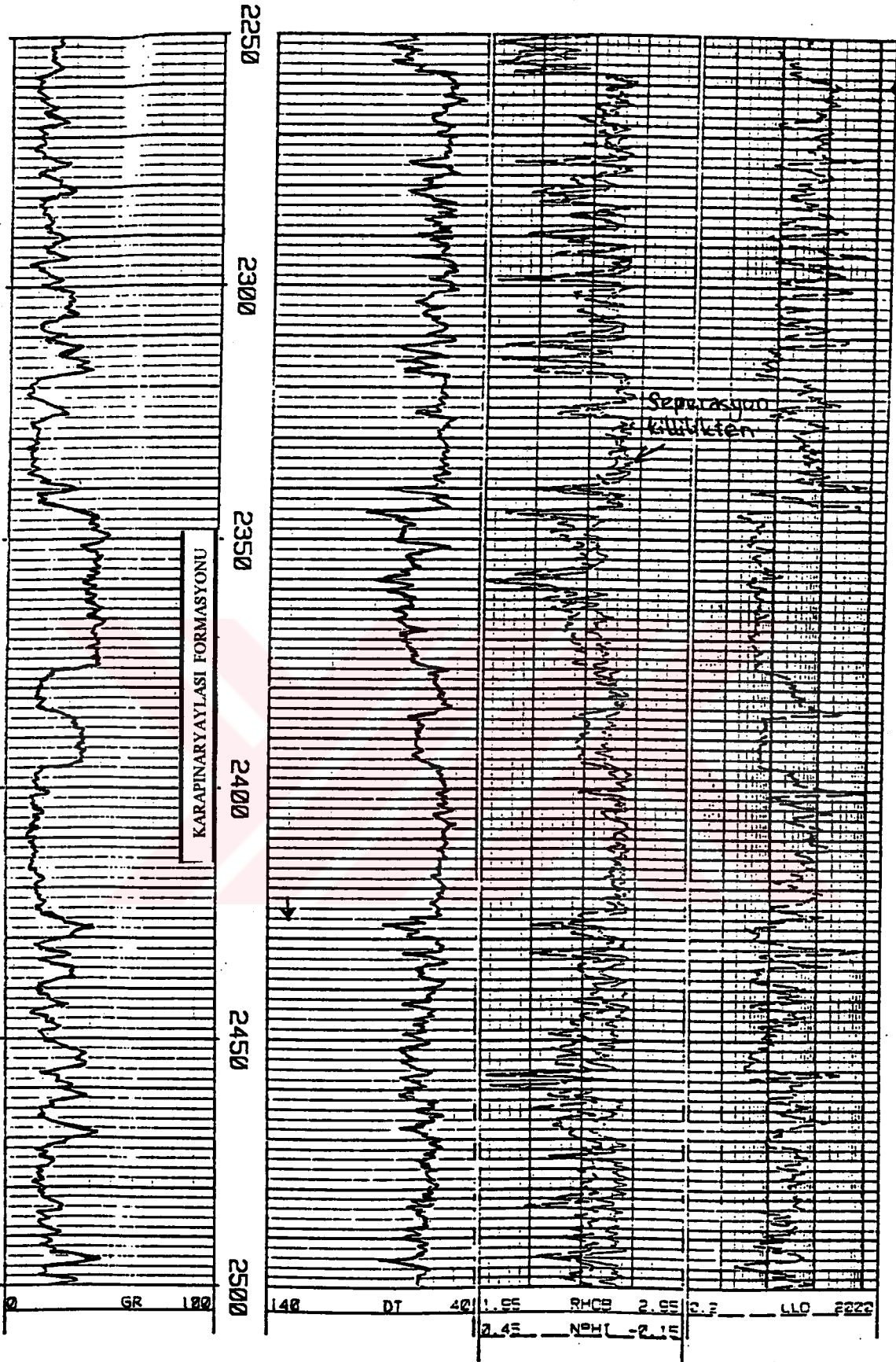
Şekil-7'nin devamı



Şekil-7'nin devamı



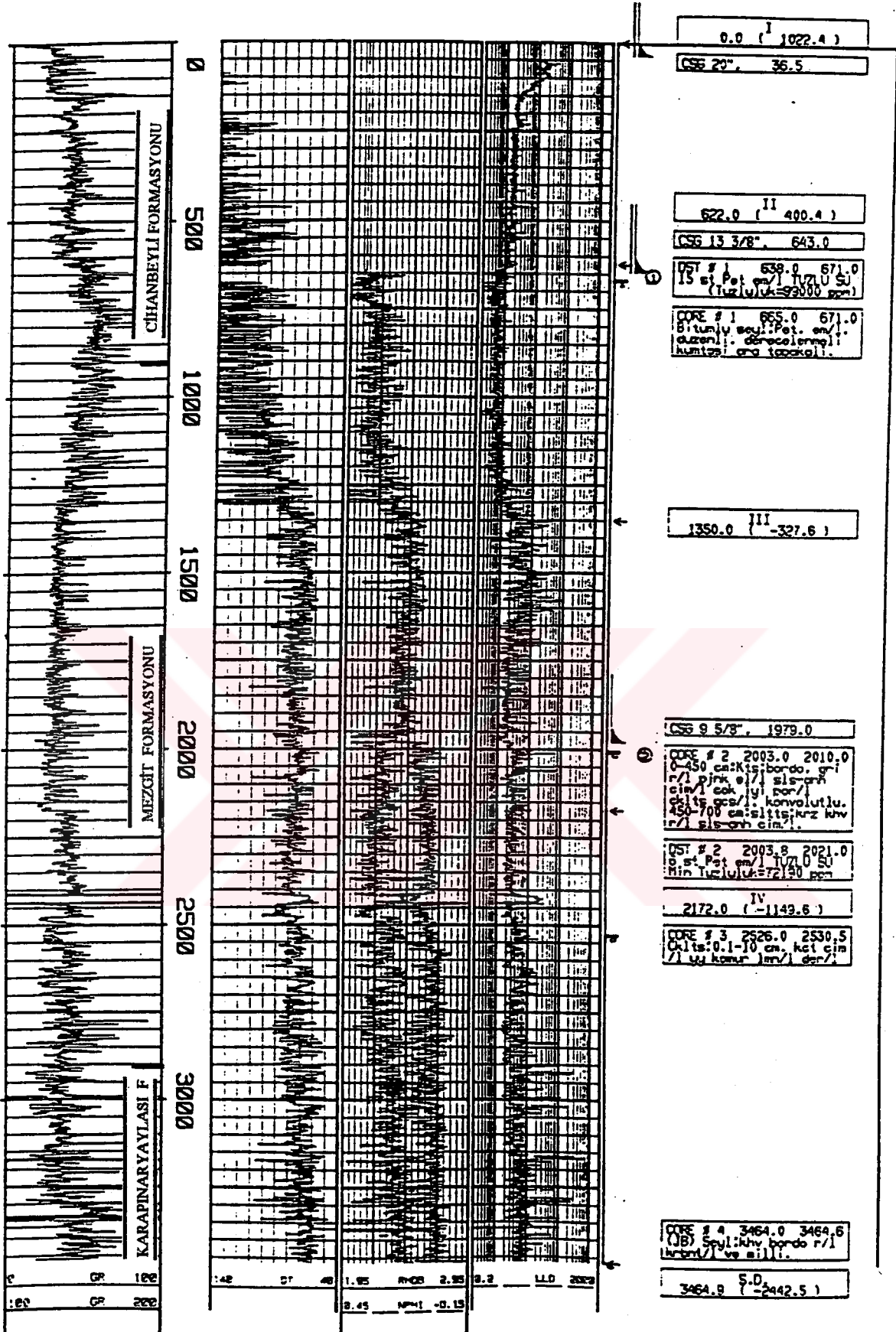
Şekil-8 Karapınar-2 Kuyusuna Ait Kompozit Log



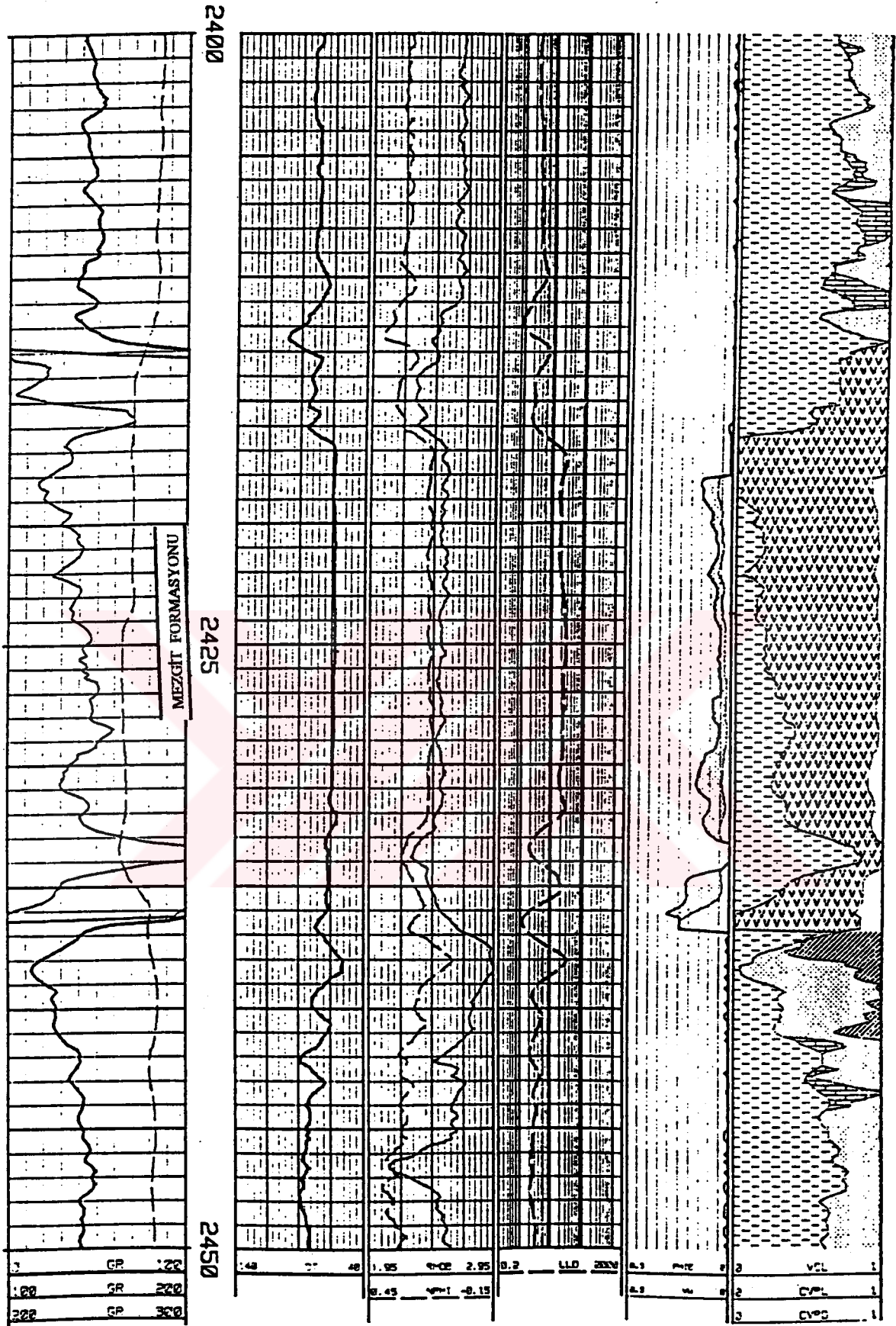
Şekil-8'in devamı



1. *Journal of the American Medical Association*, 1997; 277: 1033-1037.



Şekil-9. Sultanhanı-1 Kuyusuna Ait Kompozit Log



Şekil-9'un devamı

6.2.1. Neutron Porozitesi-Densite Noktalaması

Neutron-densite x-plot'ında kireçtaşı, dolomit ve kumtaşı matriks eğrileri üzerindeki porozite ölçeği bize iki logun kombinasyonu sonucu elde edilen poroziteyi verir. Ayrıca matriks eğrileri arasındaki mesafe bu litolojilerin belirlenmesinde iyi bir hassasiyet sağlar. Yöntemin en büyük avantajı kayaç porozitesinin; kayaç matriksinin fiziksel özelliklerinden bağımsız olarak hesaplanabilmesidir. Bu amaçla, Neutron-Densite abağındaki noktalama işlemleri, uygulamamızda yer alan üç kuyu için ayrı ayrı yapılmıştır (Şekil-15).

Belirli derinliğe ait neutron değerleri yatay eksenden, yoğunluk değerleri de düşey eksenden bulunur ve her iki değerın kesiştiği noktadan porozite hesaplanır. Daha sonra ise killilik düzeltilmesi yapılarak, gerçek porozite okunur (Tablo 14, 16 ve 17'nin 7.sütununda verilmiştir).

6.3. Porozitenin Tespiti

6.3.1. Etkin Porozite'nin (ϕ_e) Tespiti

Bu porozite, Neutron-Densite abağından tespit edilebilir. Bu abaktaki uygun matriks eğrileri üzerindeki porozite değerlerine dik çıkılarak porozite değerleri elde edilir (Şekil-15).

Formasyonun gerçek porozitesini (killilik düzeltilmesi yapılmış porozite) bulmak için bir kil noktası seçilir. Killi bir zonda PHIN (Neutron porozitesi % pu) artarken, RHOB (Matriks yoğunluğu gm/cc) düşecektir. Seçilen nokta, %100 killi olarak kabul edilen noktadır. Matriks hattının sıfır olan noktasından bu kil noktasına çizilen hat bizim %100 Vsh (Şeyl hacmi %) hattımız olacaktır. Bu hattın tam ortasından geçecek ve matriks hattına paralel olarak çizilecek çizgi %50 Vsh hattını verecektir. Diğer % Vsh çizgileri aynı işlem uygulanarak çizilir. Matriks porozite hattından %100 Vsh hattına paralel olarak çizilen çizgiler ise killilik düzeltilmesi yapılmış porozite hatlarını belirler. Her nokta için killilik düzeltilmesi yapılmış poroziteler bu hatlar üzerinden belirlenir (PHICOR).

Çalışma alanındaki kuyularda kesilen formasyonlara ait killilik düzeltilmesi yapılmış poroziteler Tablo 14, 16 ve 17'nin 7. sütununda verilmiştir).

6.3.2. Sonik Porozitesinin (Φ_s) Bulunması

Bu porozitenin bulunmasında, sonik logundan ilgili derinliğe karşılık gelen DT (BHC logunda geçiş zaman aralığı $\mu\text{sec/foot}$) değerleri okunur, daha sonra verilen aralık için okunan DT'ler ve uygun matriks hızı kullanılarak Şekil-18'deki Por-3 grafiğinden bunlara karşılık gelen PHIs (Sonik porozitesi) değerleri okunur.

Sonik logundan killilik düzeltilmesi yapılmış porozitelerin bulunması için de önce kil hacminin (Vsh) belirlenmesi ve buna göre DT değerlerinin düzeltilmesi gerekir. Bu amaçla, aşağıdaki eşitliklerde kullanmak üzere DTsh, GRmin ve GRmax değerlerine ihtiyacımız vardır.

$$V_{shGR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

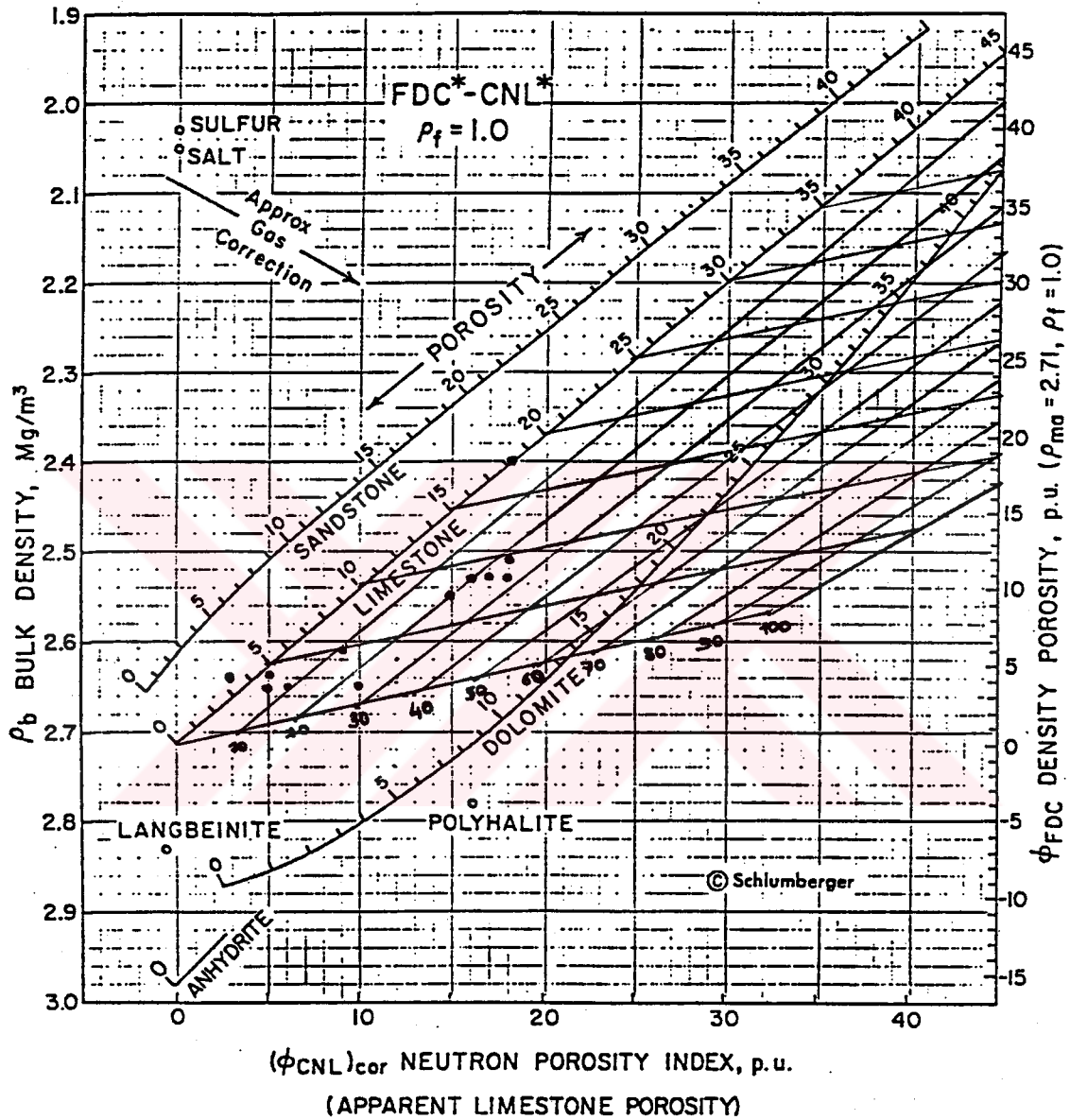
$$DT_{cor} = \frac{DT - V_{sh}.DT_{sh}}{1 - V_{sh}}$$

Seçilmiş DT_{sh} , GR_{min} ve GR_{max} değerlerini kullanarak önce V_{sh} 'lar, daha sonra da DT_{cor} değerleri hesaplanır. Bu değerlerle tekrar Şekil-18'deki Por-3 grafiğine gidilerek düzeltilmiş poroziteler (PHI_{cor}) bulunur. Bulunan bu poroziteler Tablo 10-17'nin 4. sütununda verilmiştir.

Schlumberger

POROSITY AND LITHOLOGY DETERMINATION FROM FORMATION DENSITY LOG AND COMPENSATED NEUTRON LOG (CNL*)

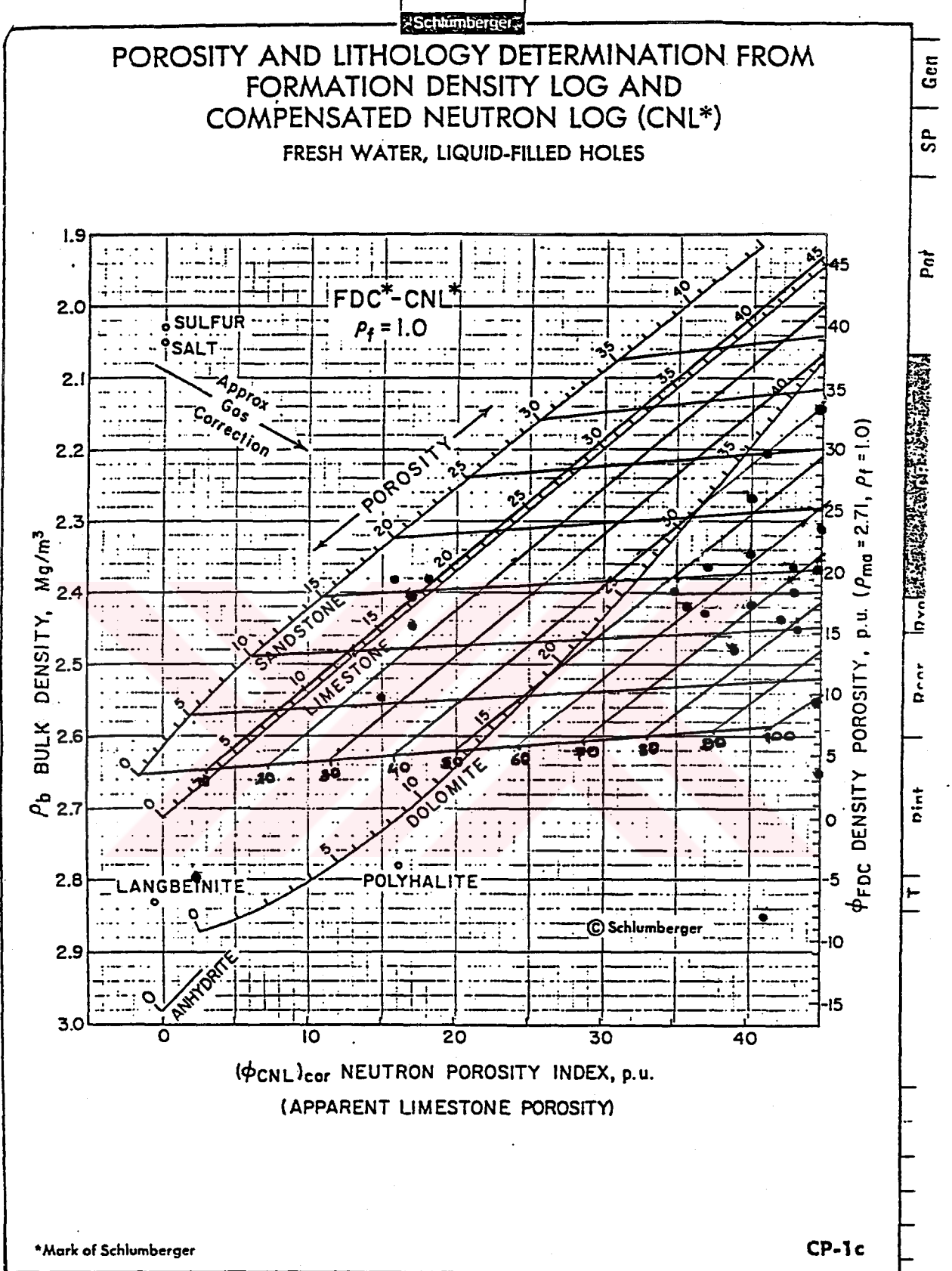
FRESH WATER, LIQUID-FILLED HOLES



*Mark of Schlumberger

CP-1c

Şekil-10a Karapınar-2 Kuyusunda Karapınaryaylası Formasyonuna ait Density-Neutron Porozitesi Noktalaması

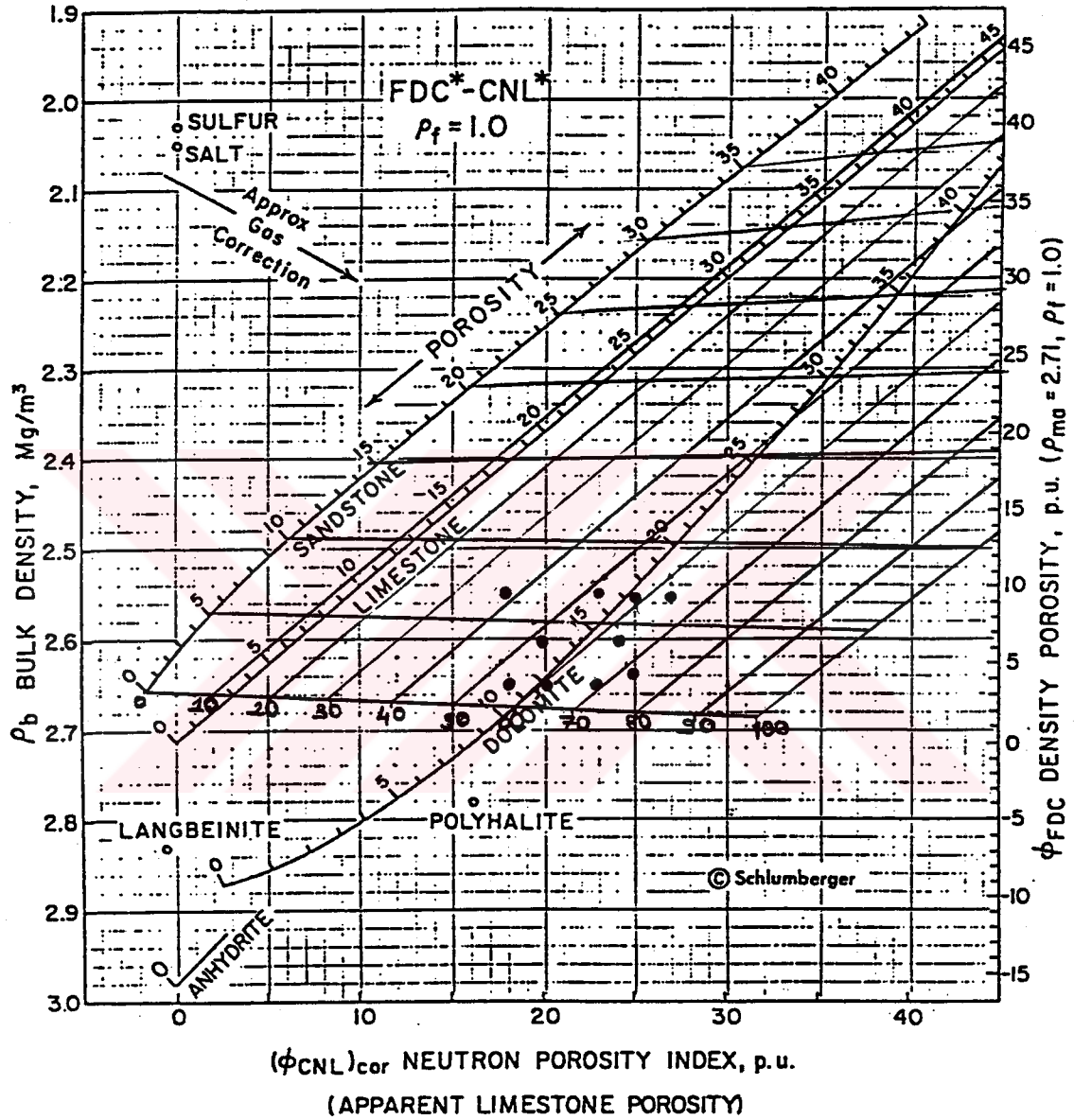


Şekil-10b Karapınar-2 Kuyusunda Karapınaryaylası Formasyonuna ait Density-Neutron Porozitesi Noktalaması

Schlumberger

POROSITY AND LITHOLOGY DETERMINATION FROM FORMATION DENSITY LOG AND COMPENSATED NEUTRON LOG (CNL*)

FRESH WATER, LIQUID-FILLED HOLES



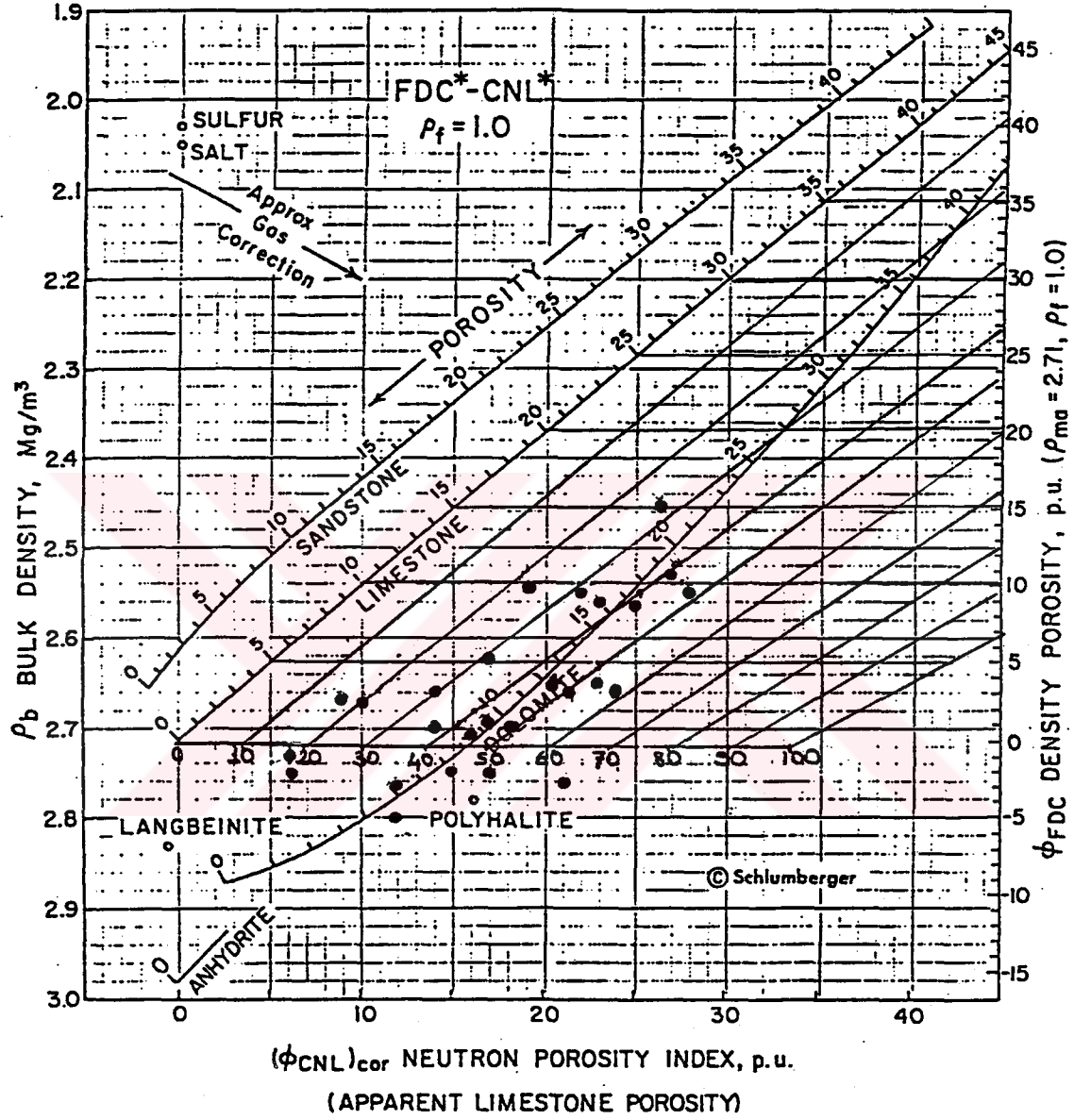
*Mark of Schlumberger

CP-1c

Şekil-11 Sultanhanı-1 Kuyusunda Mezgit Formasyonuna ait Density-Neutron Porozitesi Noktalaması

POROSITY AND LITHOLOGY DETERMINATION FROM FORMATION DENSITY LOG AND COMPENSATED NEUTRON LOG (CNL*)

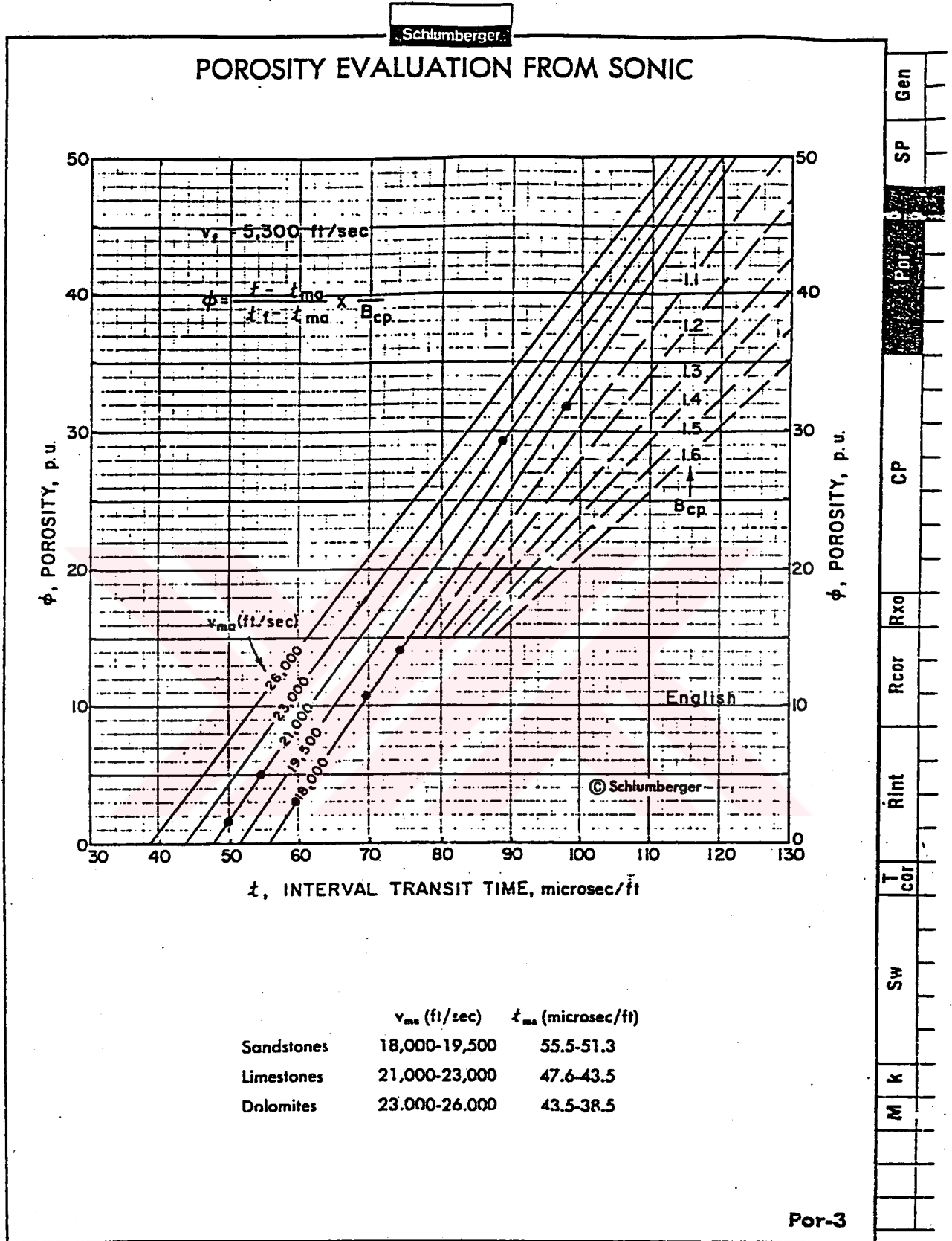
FRESH WATER, LIQUID-FILLED HOLES



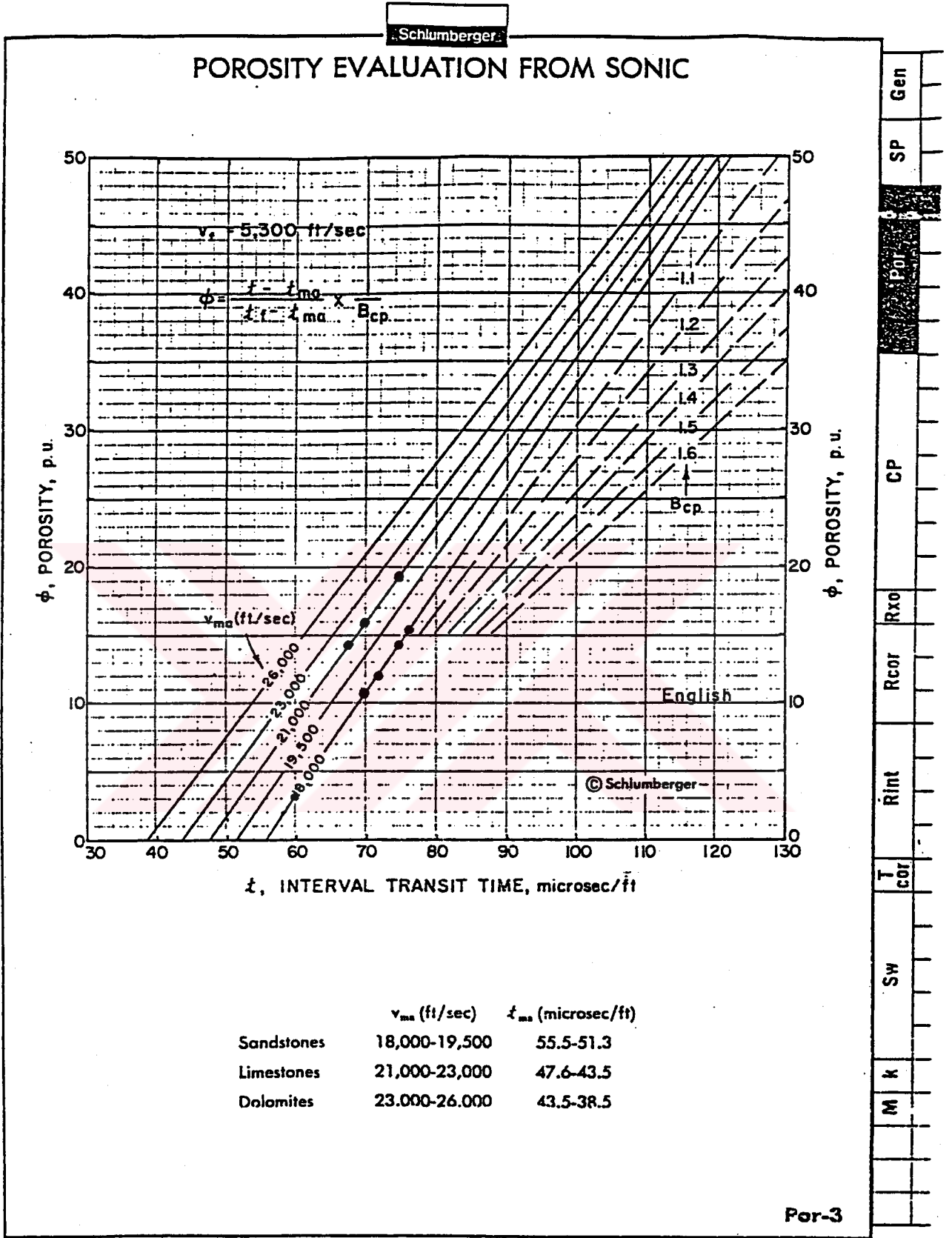
*Mark of Schlumberger

CP-1c

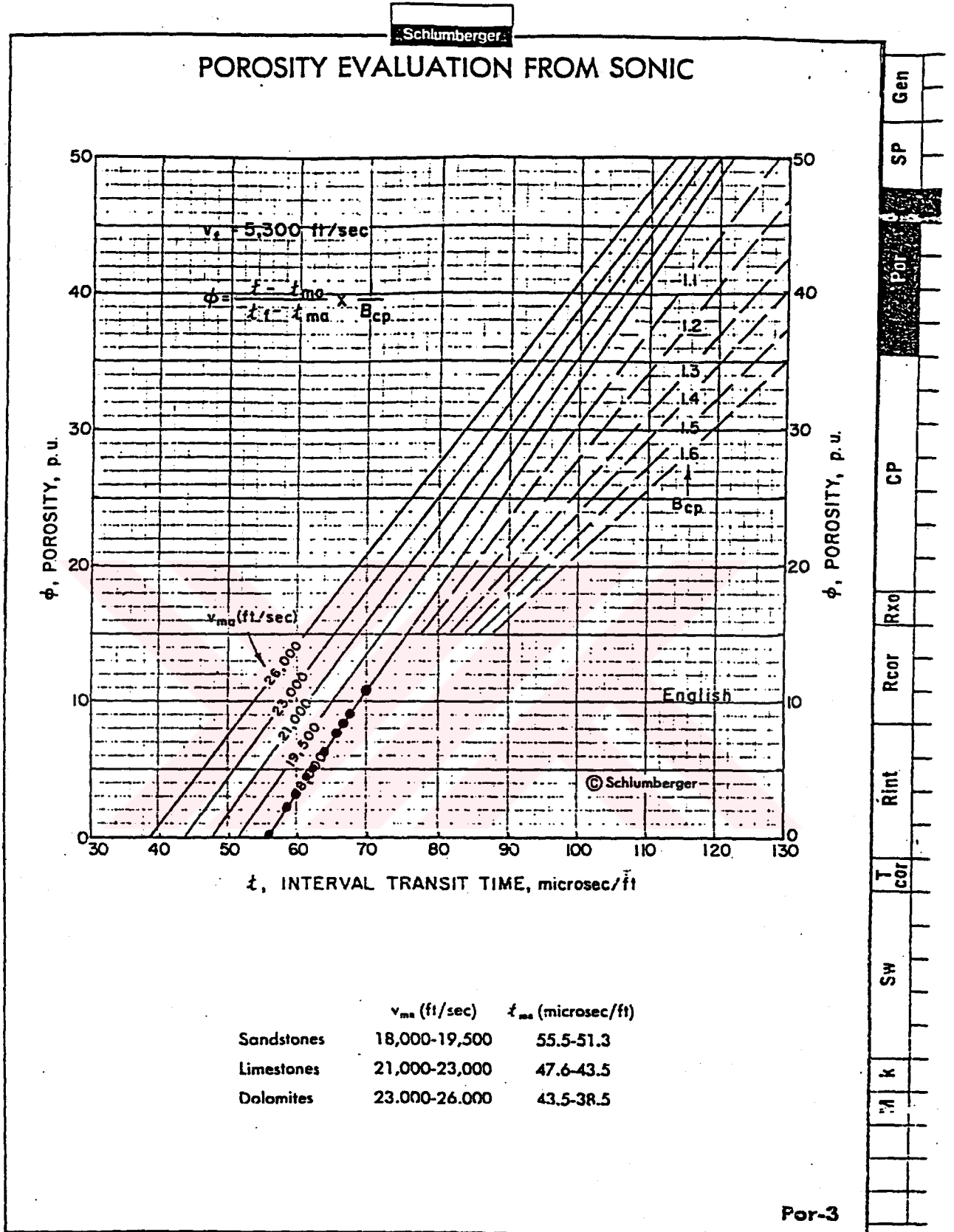
Şekil-12 Sultanhanı-1 Kuyusunda Karapınaryaylası Formasyonuna ait Density-Neutron Porozitesi Noktalaması



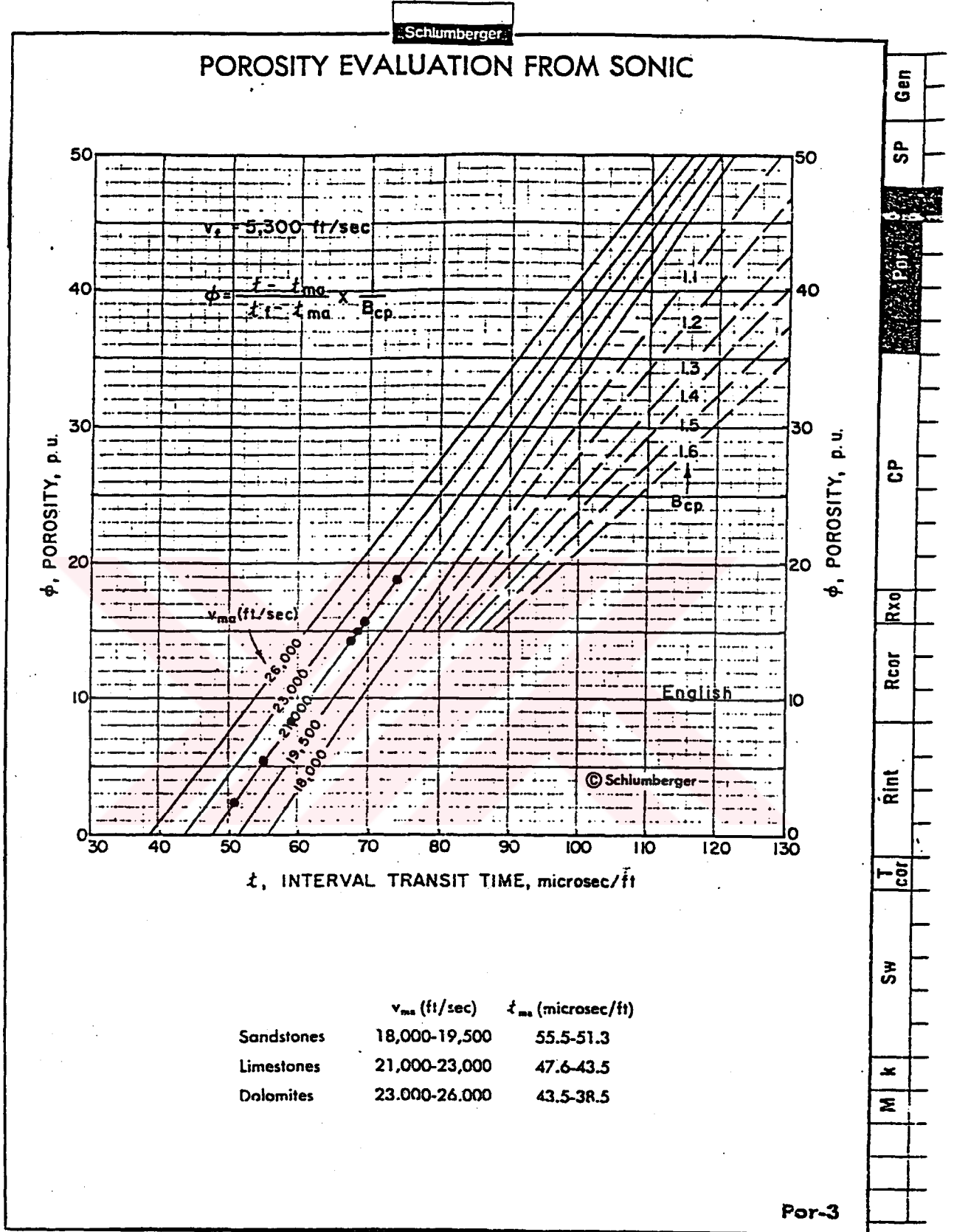
Şekil-13 Bezirci-1 kuyusunda Cihanbeyli Formasyonda sonik porozitesinin bulunması



Şekil-14 Bezirci-1 Kuyusunda Mezgit Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması



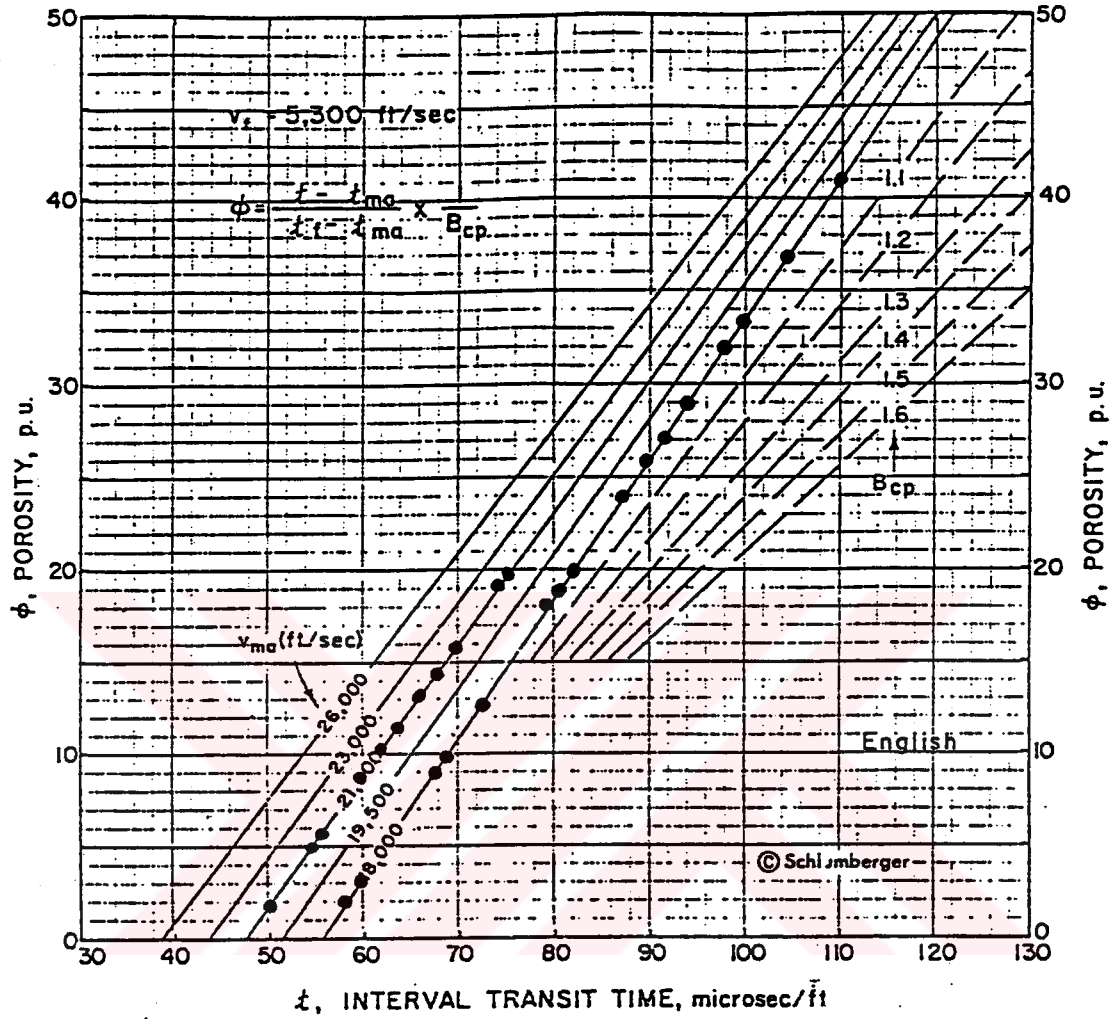
Şekil-15 Bezirci-1 Kuyusunda Kartal Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması



Şekil-16 Karapınar-2 Kuyusunda Cihanbeyli Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması

Schlumberger

POROSITY EVALUATION FROM SONIC



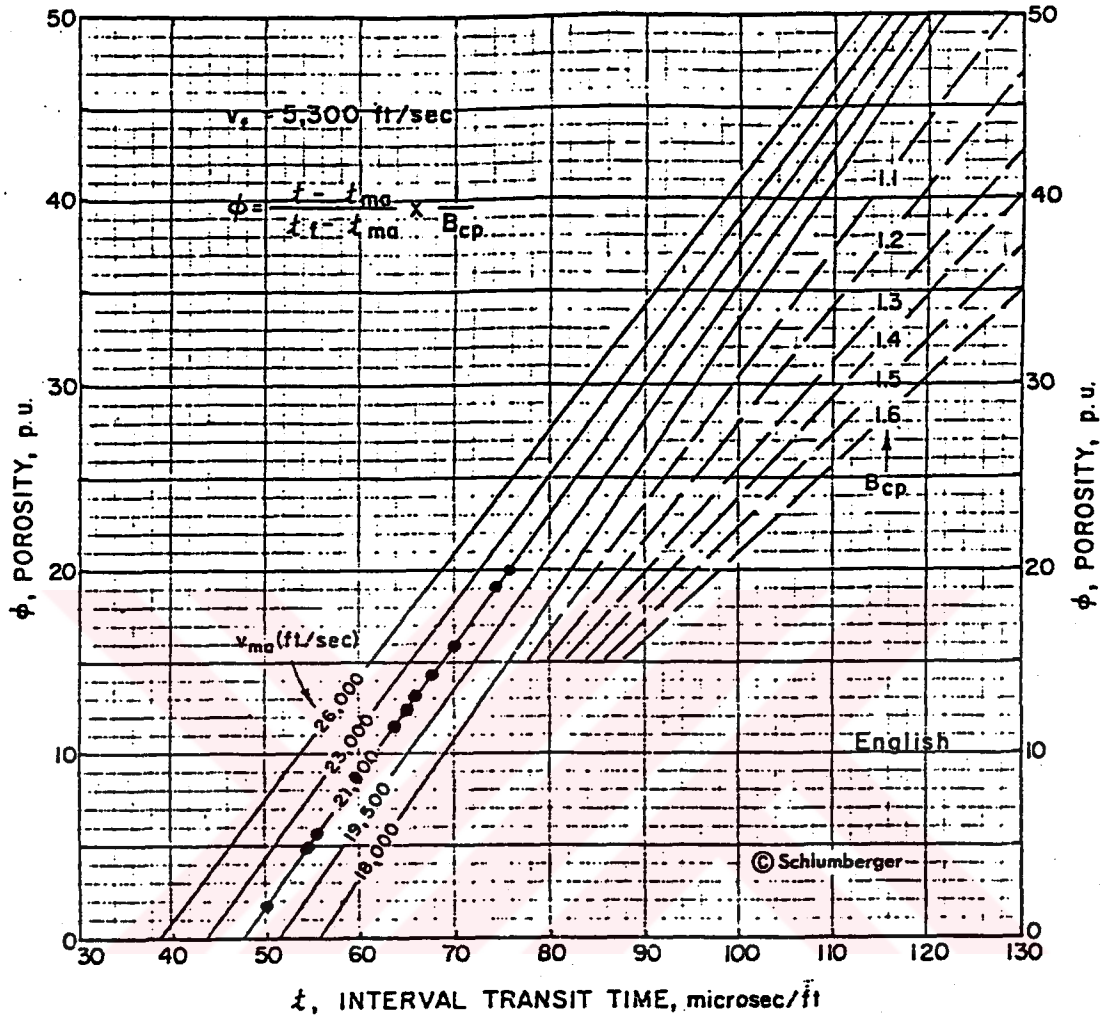
	$v_{ma} \text{ (ft/sec)}$	$t_{ma} \text{ (microsec/ft)}$
Sandstones	18,000-19,500	55.5-51.3
Limestones	21,000-23,000	47.6-43.5
Dolomites	23,000-26,000	43.5-38.5

Por-3

Şekil-17 Karapınar-2 kuyusunda Karapınaryaylası Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması

Schlumberger

POROSITY EVALUATION FROM SONIC



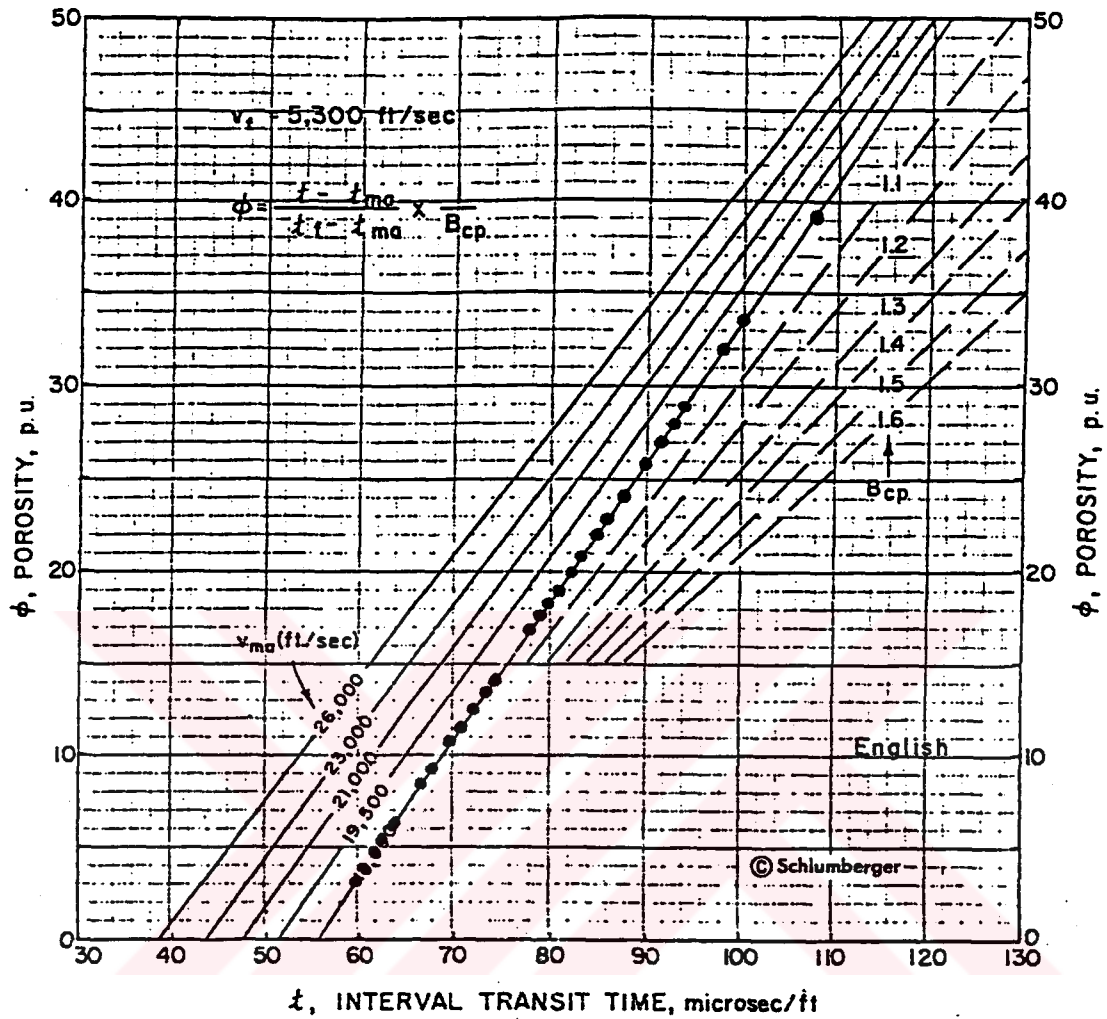
	$v_{ma} \text{ (ft/sec)}$	$t_{ma} \text{ (microsec/ft)}$
Sandstones	18,000-19,500	55.5-51.3
Limestones	21,000-23,000	47.6-43.5
Dolomites	23,000-26,000	43.5-38.5

Por-3

Şekil-18 Sultanhanı-1 kuyusunda Cihanbeyli Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması

Schlumberger

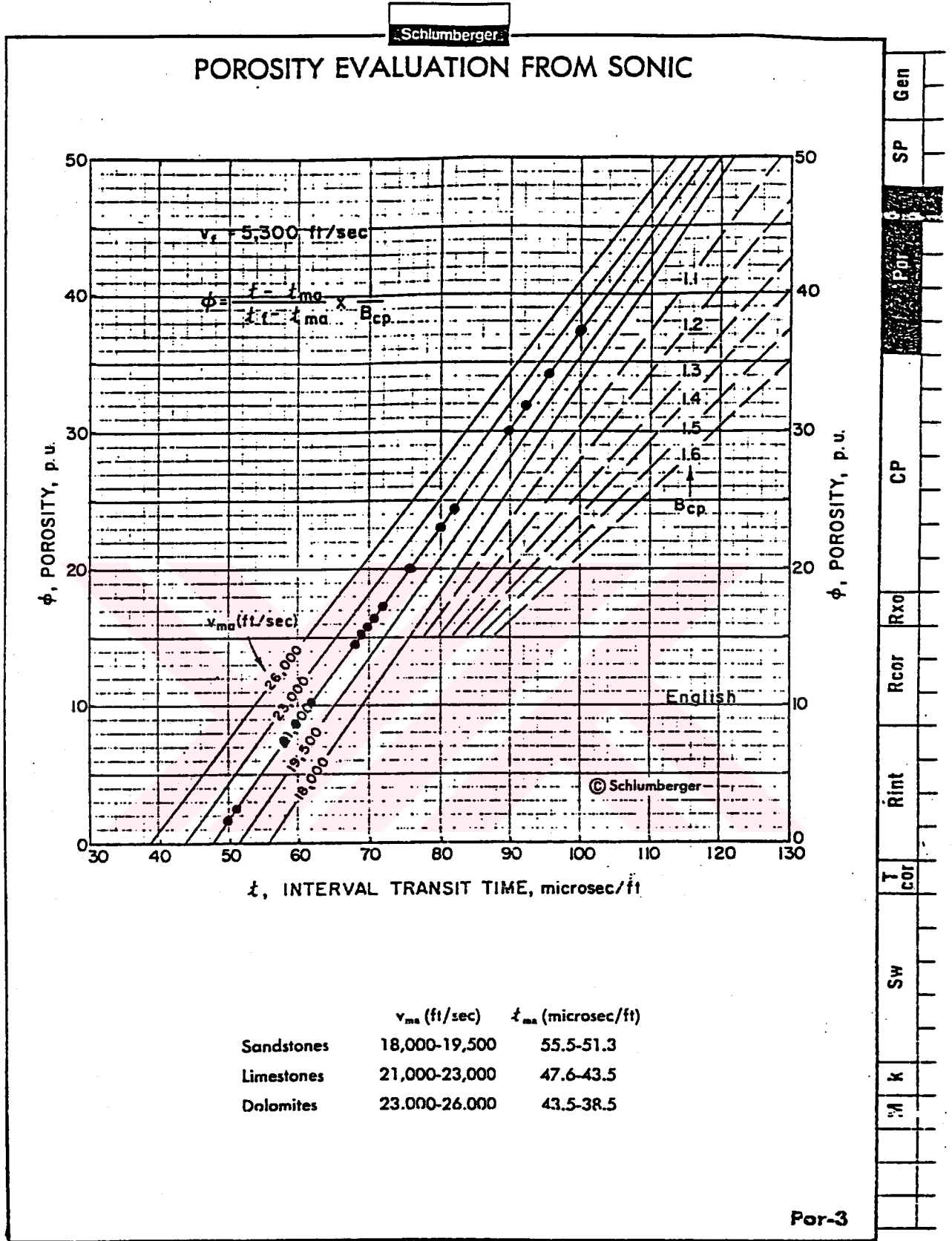
POROSITY EVALUATION FROM SONIC



	$v_{ma} (\text{ft/sec})$	$t_{ma} (\text{microsec/ft})$
Sandstones	18,000-19,500	55.5-51.3
Limestones	21,000-23,000	47.6-43.5
Dolomites	23,000-26,000	43.5-38.5

Por-3

Şekil-19 Sultanhanı-1 kuyusunda Mezgit Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması



Şekil-20 Sultanhanı-1 kuyusunda Karapınaryaylası Formasyonunda sonik porozitesinin bulunması

7.4.Killilik Tayini

Bütün log okumaları kayaç içerisindeki kil minerallerinden etkilendiğinden kayaç killiliğinin sayısal olarak belirlenmesi log değerlendirmelerinde son derece önemli bir parametredir. Genellikle bütün log yorumu çalışmalarında kil minerallerinin fiziksel özelliği sabit olarak kabul edilmektedir. Oysa derinliğin artması ile birlikte, kil minerallerinin fiziksel özelliklerinde dereceli bir değişim gözlenebilir. Bu olay artan basınçtan dolayı, kil minerallerinin yüzey sularını yavaş yavaş serbest bırakmaları şeklinde açıklanır.

Kayaç killiliği yöntemi, kuyu ve formasyon şartları uygunsa gerçek kayaç killiliğine yakın bir değer vermekte, ya da o noktada olabilecek en yüksek değeri belirlemektedir. Bu nedenle birçok yöntemle hesaplanan killilik değerleri arasından en düşük olanı seçilmelidir.

Bu nedenle çalışmamızda kullanılan yüzde killilik değerleri Gamma Ray yöntemi ile bulunmuş olan değerlerdir. Çalışılan kuyulara ait Gamma Ray logundan okunan değerler Tablo-10'da gösterilmiştir.

KUYULAR	GRmax	GRmin	DTsh
Bezirci-1	100	20	70
Karapınar-2	100	10	75
Sultanhanı-1	100	23	75

Tablo-18. Kuyulara ait GRmax, GRmin, DTsh değerleri

7.5.Formasyon Suyu Özdirencinin (R_w) Hesaplanması

Formasyonun gözeneklerinde bulunan ve sondaj sıvısı ile karışmamış suya "formasyon suyu" denir. Bunun özdirenci ise R_w ile ifade edilir. Formasyondaki su ve hidrokarbon doygunluklarının bulunmasında kullanılan en önemli parametrelerden birisidir. R_w bulunmasında kullanılan birden fazla metod vardır. Bu amaçla kullanılan metodlar şunlardır:

- Su Katologları
- Kimyasal Analizler
- SP Logu
- Özdirenç Logları
 - R_{wa} Logu
 - R_{wmax} Logu
 - R_{wa}-SP Noktalaması
- Özdirenç-Porozite Noktalamaları
- R_{xo} ve R_t kullanımı

Bu çalışmada SP logu ile formasyon suyu özdirenci tespit edilmiştir (Şekil-22).

7.5.1.SP Logu Yardımı İle Formasyon Suyu Özdirencinin (Rw) Tespiti

Bu metodla formasyon suyu özdirenci (Rw); Statik SP (SSP), çamur filitresinin öz direnci (Rmf) ile kuyu dibi sıcaklık değerleri (BHT) (Tablo-19, Tablo-20) kullanılarak, Şekil-21, Şekil-22 ve Şekil-23'deki öz direnç, sıcaklık, tuzluluk ilişkisini gösteren Gen-9, Rwe değerinin bulunmasını gösteren SP-1 ve Rwe bilindiğinde Rw değerinin bulunmasını gösteren SP-2 abakları yardımıyla tespit edilir.

KUYULAR	Rmf (Ωm) - Sıcaklık (F)	BHT (F)
Bezirci-1	0.630 59	136
Karapınar-2	0.062 63	216
Sultanhanı-1	0.312 75.2	120

Tablo-19. Kuyulara ait Rmf (Ωm)-Sıcaklık (F) değerleri

İncelenen kuyularda, litoloji sık aralıklarla değiştiğinden SSP (standart sapma) değerleri Tablo-19'da gösterilmemiştir.

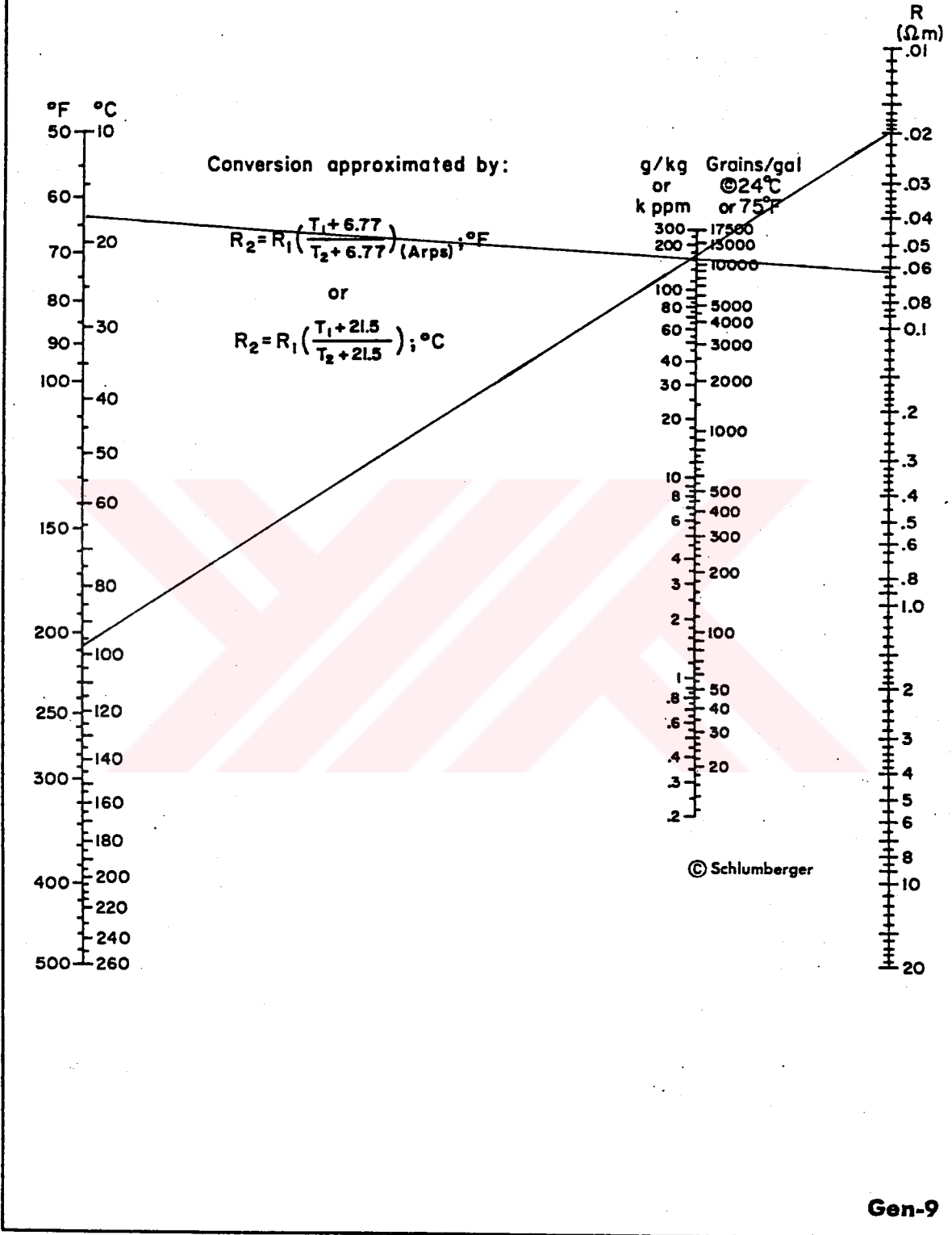
Özdirenç Logundan SSP değeri belirlendikten sonra, bu değerle Şekil-22'deki SP-1 grafiğine gidilerek SP sapması ve kuyu dibi sıcaklığı (BHT) kullanılarak Rmfeq/Rweq değeri bulunur. Eğer 75°F'da Rmf > 0.1 ise Rmfeq = Rmf.0.85'tir. Ancak burada kullanılacak Rmf değeri kuyu dibi sıcaklığındaki Rmf olmalıdır. Bu amaçla önce tuzluluk, sıcaklık, öz direnç ilişkisini veren Şekil-21'deki Gen-9 grafiği kullanılarak kuyu dibi sıcaklığına karşılık gelen Rmf değeri bulunmalıdır. Bunun için Rmf değeri ve ölçüm sıcaklığı değerleri birleştirilir ve tuzluluk kolonundan bu değerlere karşılık gelen tuzluluk yani çamur filitresinin tuzluluğu bulunur. Sıcaklık değişimiyle öz dirençler değişmesine rağmen tuzluluklar sabit kalacağından bu kez elde ettiğimiz tuzluluk ve kuyu dibi sıcaklığı değerlerini bir doğru ile birleştiririz ve öz direnç kolonunu kestiği noktada kuyu dibi sıcaklığındaki Rmf değeri bulunur. Bu değerle Rmfeq/Rweq hattından Rmfeq'ya oradan da Rweq hattına geçilir. Bu abaktan bulunan Rweq değeri ile Şekil 23'deki SP-2 abağına geçilir ve Rw olarak bulunur.

KUYULAR	BHT'de Rmf (Ωm)	Rmfeq (Ωm)
Bezirci-1	0.28	0.238
Karapınar-2	0.019	0.019
Sultanhanı-1	0.18	0.153

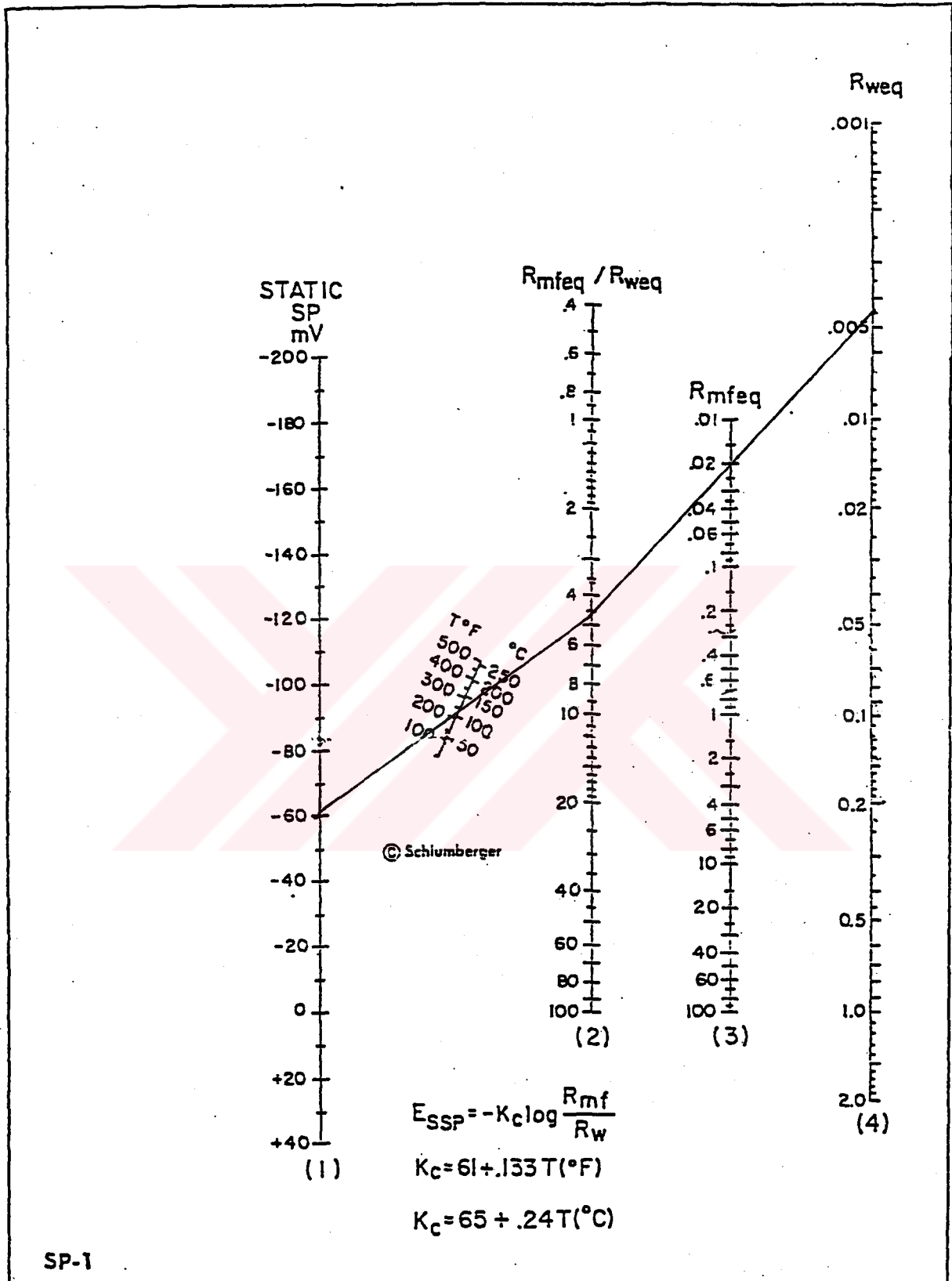
Tablo-20 Kuyulara ait BHT, Rmf, Rmfeq değerleri

Schlumberger

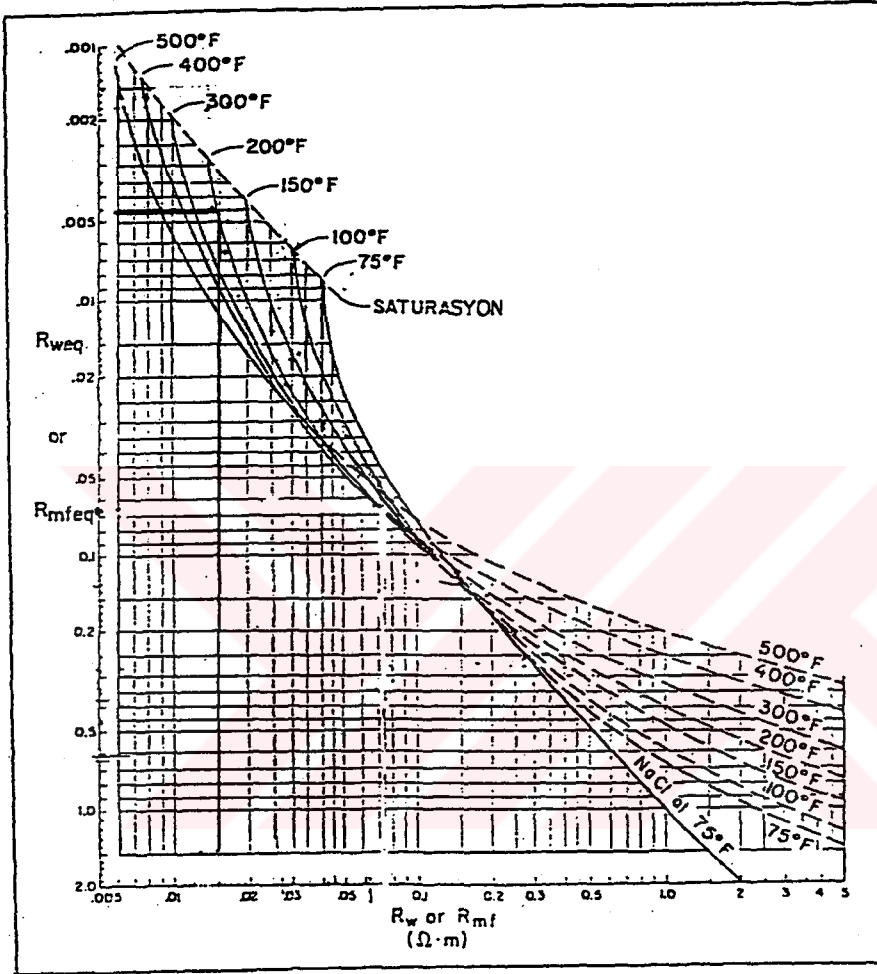
RESISTIVITY NOMOGRAPH FOR NaCl SOLUTIONS



Şekil-21. Özdirenç, sıcaklık, tuzluluk ilişkisini gösteren Gen-9 Abağı



Şekil-22. Rwe değerinin bulunmasını gösteren SP-1 Abağı



Şekil-23 R_{we} bilindiğinde R_w değerinin bulunmasını gösteren SP-2 Abağı

7.6.Doygunluk Hesapları

7.6.1.Su Doygunluğu Hesabı

Rezervuar kayaçlarda gözeneklerin su ile dolu olan yüzdesi su doygunluğu (S_w) olarak ifade edilir. Genellikle gözeneklerin su ya da hidrokarbonla dolu olduğu kabul edilir ve formasyonun su ve hidrokarbon doygunluklarının hesaplanması log yorumunun temel hedeflerinden biridir.

Formasyonun petrol ya da gaz içermesi halinde öz direnç, F ve R_w 'nin yanısıra S_w 'nin de fonksiyonudur. %100 suya doygun bir kayaçta $S_w=1$ 'dir. Hidrokarbon doygunluğu ise $S_h=1-S_w$ olarak ifade edilir. Kayaç içinde kapiller etkilerden dolayı alınamayan suya "Kalıcı Su Doygunluğu", aynı şekilde gaz veya petrol içeren bir rezervuarda porozite içinde kalıp alınamayan hidrokarbona ise "Kalıcı Petrol Doygunluğu" denir. Rezervuarda üstte petrol altta su olması halinde genellikle birinden diğerine dereceli bir geçiş vardır, bu zon geçiş zonu olarak tanımlanır.

Temiz zonda su doygunluğu Archie eşitliği ile şöyle tanımlanabilir:

$$S_w^n = \frac{F R_w}{R_t}$$

R_w : Formasyon suyu öz direnci

R_t : Temiz zon öz direnci

F : Formasyon faktörü

n : Doygunluk üssü, genellikle 2 olarak alınır.

İstila zonundaki su doygunluğu yine Archie eşitliği kullanılarak hesaplanır.

$$S_{xo}^n = \frac{F R_{mf}}{R_{xo}}$$

R_{xo} : İstila zonunun öz direnci

R_{mf} : Çamur filtresinin öz direnci

F : Formasyon faktörü

Yukarıdaki bu eşitlikler yardımı ile hesaplanan doygunluklar Tablo 10, Tablo-11, Tablo-12, Tablo-13, Tablo-14, Tablo-15, Tablo-16 ve Tablo-17'nin 10 ve 11. sütunlarında gösterilmiştir.

7.6.2. Hidrokarbon Doygunluğu Hesabı

Su doygunluğu hesapları ile temiz zondaki (çamur filtresinin etki alanının dışındaki) su doygunluğu belirlenir. Porozitenin geri kalan kısmının ise hidrokarbonlar ile doldurulduğu varsayıldığından temiz zondaki hidrokarbon doygunluğu (S_h):

$$Sh = 1 - Sw$$

şeklindedir. Çamur filitresi tarafından süpürülemeyen hidrokarbonların değeri kalıcı hidrokarbon doygunluğu (ROS) olarak adlandırılır ve:

$$ROS = 1 - S_{xo}$$

şeklinde ifade edilir. Çamur filitresinin etkisiyle süpürülen hidrokarbonların miktarı formasyonun içerdiği hareketli hidrokarbon doygunluğunu (MOS) verecektir ve:

$$MOS = Sh - ROS \text{ veya}$$

$$MOS = S_{xo} - Sw$$

eşitlikleri ile ifade edilir.

Yukarıdaki bu eşitlikler yardımı ile hesaplanan, hidrokarbon doygunluğu (ROS), temiz zondaki hidrokarbon doygunluğu (Sh) ve hareketli hidrokarbon doygunlukları (MOS) sırası ile Tablo 10-17'nin 12 ve 13. sütunlarında gösterilmiştir.

7.7.Sonuçların Değerlendirilmesi

7.7.1.Bezirci-1 Kuyusu

Kuyu, 4607m'de teknik nedenlerle terk edilmiştir. Kuyuda cuzi miktarda gaz ve petrol emaresi gözlenmiştir.

Bu kuyuya ait densite, neutron logu elimizde olmadığından, densite-neutron poroziteleri hesaplanamamıştır.

Kuyuda geçilen formasyonlar ve elde edilen sonuçlar aşağıda verilmiştir;

Cihanbeyli Formasyonu

Kuyuda geçilen birimlerin litolojileri aşağıya doğru aşağıdaki gibidir;

0-195 m'ler arası :Marn geçişli, şeyl bantlı kireçtaşı

195-412 m'ler arası :Kumtaşı-şeyl-kiltaşı ardalanması

412-584 m'ler arası :Taban seviye çakıllı, üste doğru marn hakimiyeti

Kuyuda geçilen Cihanbeyli Formasyonu'nda killilik düzeltilmesi yapılmış sonik poroziteler yüksek değerler göstermiştir. Formasyona ait birincil poroziteler % 0'dan % 38'e kadar değişmektedir. Çalışılan kuyuda litoloji sık sık değişmiş ve şeyl bantları kumtaşları ve kireçtaşlarıyla ardalanmıştır. Hesaplanan birincil porozitelerin yüksek bulunmasında şeyllerin etkisi büyüktür. Ayrıca, sonik logunun okuma derinliğindeki gaz ve sonik logu

üzerindeki kuyu çapının etkisi de yüksek birincil porozite elde edilmesine neden olmaktadır. Hesaplanan birincil porozite değerleri kullanılarak bulunan formasyona ait su doygunlukları değerleri % 29 ile % 100 arasında değişmektedir. Bu değerlere göre formasyonun bazı seviyelerinde hiç porozite görülmemekle birlikte 160. metredeki % 4.5'luk porozite değeri önemsizdir. 100 ve 110. metrelerdeki porozite değerleri % 30,5 ile % 38'dir. Bu değerlere göre bu seviyeler çok iyi durumdadır. 320, 330. metrelerde % 0 ile hiç porozite görülmezken, 300, 310, 340 ve 420. metrelerdeki porozite değerleri % 11-15 arasında değişmekte olup iyi durumdadır. Porozitenin hiç görülmediği yerlerde su doygunluğu olmazken, 100 ve 110. metrelerde % 29 ve 26'luk doygunluk görülürken diğer seviyeler sulu görülmektedir.

Mezgit Formasyonu

Kuyuda geçilen birimlerin litolojileri yukarıdan aşağıya doğru aşağıdaki gibidir;

584-1065 m'ler arası	:Şeyl/marn
1065-1074 m'ler arası	:Anhidrit
1074-1281 m'ler arası	:Kumtaşı, şeyl ve marn ardalanması
1281-1310 m'ler arası	:Anhidrit bantlı çakıltası
1315-1333 m'ler arası	:Anhidrit
1333-2452 m'ler arası	:Tuz
2452-2489 m'ler arası	:Anhidrit
2489-2502 m'ler arası	:Şeyl
2502-2504 m'ler arası	:Anhidrit
2504-2600 m'ler arası	:Tuz
2600-2618 m'ler arası	:Anhidrit
2618-2635 m'ler arası	:Anhidrit bantlı kıltaşı

Bezirci-1 Kuyusunda geçilen Mezgit Formasyonu'na ait toplam poroziteler yine veri eksikliğinden hesaplanamamış ve % 2'den % 20'ye varan birincil poroziteler bulunmuş ve bu değerlerle formasyonun su doygunluğuna bir yaklaşım sağlanmıştır. 1165 ve 1185 metrelerde porozite % 0-2 olup önemsizdir. 1190 ve 1275. metrelerde porozite % 8-9,5 olup fakirdir. Diğer seviyelerde % 11-15 arasında değişen poroziteler iyi ve % 16-20,5 arasında değişenler de oldukça iyidir. 1150, 1155, 1160, 1165 ve 1260. Metrelerde doygunluk değerleri % 68-83 arasında değişerek sulu olarak görülürken, diğer seviyeler % 100'lük doygunluğa sahiptir.

Cihanbeyli Formasyonu

0-10 m'ler arası	:Killi miltaşı
10-50 m'ler arası	:Miltaşı, çakıltası ve kumtaşı
50-54 m'ler arası	:Kireçtaşı
54-100 m'ler arası	:Marn ve kireçtaşı
100-128 m'ler arası	:Şeyl banthı kireçtaşı
128-219 m'ler arası	:Şeyl banthı, killi miltaşı
219-275 m'ler arası	:Şeyl banthı kireçtaşı
275-300 m'ler arası	:Şeyl
300-432 m'lerarası	:Kireçtaşı ve şeyl.

Karapınar-2 Kuyusu Cihanbeyli Formasyonu'nun sonik poroziteleri Şekil-21'deki Por-3 Abağı kullanılarak hesaplanmıştır. Bu formasyonun bazı seviyelerinde birincil porozite olmazken, bazı seviyelerde % 19'lara varan ilksel poroziteler bulunmuştur. 230-330. metrelerdeki oldukça iyi porozite % 12,5-14, 340. metrede iyi ilksel porozite % 19'dur. Diğer seviyelerdeki önemsiz porozite % 0-5,5 arasında değişmektedir. 120, 330, 340. metrelerde doygunluk % 52-86 arasında değişmektedir ve bu seviyeler suludur. Diğer seviyelerdeki % 100'lük doygunluk değerleri veren seviyeler sudur. Veri eksikliğinden, formasyona ait toplam porozite bulunamamıştır. Doygunluk hesaplamalarında Phis değerleri kullanılmıştır.

Mezgit Formasyonu

Formasyon genel olarak marn/şeyl'lerden ibaret olup, aralarda birkaç metre kalınlığında kumtaşları ve kireçtaşları mevcuttur. Kuyuda geçilen kireçtaşları muhtemelen Çaldağ Formasyonuna ait kireçtaşı bloklarıdır.

Karapınaryaylası Formasyonu

1904-2260 m'ler arası	:Şeyl banthı çakıltası
2260-2470 m'ler arası	:Şeyl tabakalı kireçtaşı
2470-2592 m'ler arası	:Şeyl banthı marn

Temiz kireçtaşlarının porozitesi % 3.5-10.5 arasında değişmektedir. Bu zonda yüksek porozite gösteren yerler GR loguna göre killidir. Formasyon suyunun tuzlu olduğu yerlerde düşük öz direnç görülmektedir.

2592-2912 m'ler arası	:Şeyl banthı tuf (Bu kesimlerin GR değerleri 100 API'dan büyüktür. Killilik olan yerlerde Öz dirençler artmaktadır)
2912-2970 m'ler arası	:Marn
2970-3024 m'ler arası	:Marn banthı kumtaşı

2945 m'den sonra GR logu düşük okuma göstermekte olup, loglar şeyl yönünde davranış göstermektedir. Bundan dolayı da toplam poroziteden (0 ile 29 arasında değişir) çok daha yüksek birincil poroziteler (0 ile 35 arasında değişir) elde edilmiştir.

Formasyonda 2260-2470 metredeki kireçtaşlarının porozitesi % 2-18 arasında değişmektedir. 2260, 2270, 2400, 2410, 2420, 2440. metrelerdeki önemsiz porozite % 2-4,5 arasında değişmektedir. 2370, 2380, 2430, 2470. metredeki iyi porozite % 10,5-12'dir. 2280. metrenin porozitesi % 18 olup, oldukça iyidir. Bu intervalde 2440. metrenin doygunluğu % 100 olup, seviye tamamen suludur. 2370, 2390, 3430 ve 2470. metrelerin doygunlukları % 55-81 arasında değişmektedir ve bu seviyeler suludur. Yüksek GR değerleri gösteren tüflü seviyelerin gözenekliliği % 0-16 arasında değişmekte olup, oldukça iyi durumdadır. 2970. metre ve altındaki kumlu seviyeler % 0-29 arasında değişen gözenekliliğe sahiptir. 2970, 2972, 2974. metrelerin porozitesi % 21, 25, 29 ile çok iyi; 2990, 2992, 2996, 3000, 3008, 3010. metrelerin porozitesi % 15, 16, 17, 19 ile iyi; 2976, 2986, 2988, 2998, 3002, 3004 ve 3006. metrelerin porozitesi % 10-14 arasında değişmekte olup oldukça iyidir. Diğer seviyelerin % 0-8 arasında değişen porozite değerleri önemsizdir. 2976, 2978, 2984, 2986, 3006. metrelerin doygunluğu % 100'dür. Formasyon genel olarak suludur.

Kartal Formasyonu

1112-1470 m'ler arası	:Şeyl banthı anhidrit
1480-1530 m'ler arası	:Kumtaşı
1530-1677 m'ler arası	:Şeyl banthı çakıltası
1677-1764 m'ler arası	:Şeyl
1764-1850 m'ler arası	:Çakıltası
1850-1904 m'ler arası	:Şeyl

Formasyonda kuyu çapının bozuk olması nedeniyle, petrofiziksel özellikler hesaplanamamıştır.

7.7.3.Sultanhanı-1 Kuyusu

Sultanhanı-1 Kuyusunda densite logu, neutron logu ve sıg okuma yapan MSFL 1980.metreye kadar alınmadığından densite-neutron porozitesi ve Sxo değerleri hesaplanamamıştır. Su doygunlukları birincil porozite değerleri kullanılarak hesaplanmıştır.

Kuyuda geçilen formasyonlar ve elde edilen sonuçlar aşağıda verilmiştir;

Cihanbeyli Formasyonu

0-140 m'ler arası :Marn, kireçtaşı ardalanması
 140-623 m'ler arası :Kumtaşı şeyl, 536-623 m'ler arası çakıltası
 623-1285 m'ler arası:Şeyl ve çok az kumtaşı şeyl

Formasyona ait birincil poroziteler hesaplanmış olup, bu değerler % 0-13.5 arasında değişmektedir. 70 ve 130. metrelerde porozite % 10-13,5 olup iyi durumdadır. Diğer seviyelerin porozitesi % 0-5,5 arasındd değişmekte olup önemsizdir. Veri eksikliğinden toplam poroziteler ve bazı seviyelerin su doygunlukları hesaplanamamıştır. 50 ve 140. metrelerin doygunluğu % 100'dür. Diğer seviyelerin doygunluk değerleri de % 44 ile % 66 arasında değişmektedir ve suludur.

Mezgit Formasyonu

1280-1350 m'ler arası :Az killi kumtaşı
 1350-2172 m'ler arası :Kumtaşı, yer yer şeyl bantları
 2175-2248 m'ler arası :Şeyl kumtaşı ardalanması
 2412-2436 m'ler arası :Tüf
 2436-2780 m'ler arası :Çakıltası şeyl
 2780-2900 m'ler arası :Kireçtaşı şeyl ardalanması

Formasyonda 1980 m'ye kadar veri eksikliğinden sadece birincil poroziteler hesaplanmıştır. Formasyonda şeyl etkisi fazla olduğundan yüksek birincil poroziteler elde edilmiştir. 1010, 1030, 1400, 1450, 1510, 1520, 1540, 1550, 1570, 1580, 1610, 1620. metrelerin porozitesi % 0-5 arasında değişmekte olup önemsizdir. 1300, 1340, 1410, 1420, 1480, 1490, 1500, 1530, 1560, 1630, 1670, 1750, 1870, 1890, 1900, 1910, 1920. metrelerin porozitesi % 10-15 arasında değişmekte olup iyidir. 1000, 1330, 1350, 1440, 1640, 1650, 1660, 1680, 1710, 1720, 1730, 1740, 1760, 1840, 1880, 1930. metrelerin porozitesi % 15-20 arasında değişmekte olup oldukça iyidir. Diğer seviyelerin porozitesi ise % 20'den yüksek değerler gösterdiğinden çok iyi durumdadır. Bu seviyeler genel olarak suludur. 1980-2720. metredeki kumtaşlarının toplam poroziteleri % 1,5-10 arasında değişmektedir. 1990, 2010, 2020, 2040, 2090, 2220, 2230 ve 2840. Metrelerin toplam porozitesi % 6-10 arasında değişmekte olup fakirdir. Diğer seviyelerin önemsiz porozitesi % 1-4 arasındadır. Bu intervalde 1980, 1990, 2060. Metrelerin doygunluğu % 86, % 55 ve %96 olup, suludur. Diğer seviyelerin doygunluğu % 100'dür.

Alttaki kireçtaşı seviyelerinin 2830. metresi % 12'lik porozite ile iyi durumdadır. 2780, 2840, 2860. metrelerin porozitesi % 20'den yüksek olup çok iyi durumdadır. 2830. metre hariç diğer seviyelerin doygunluğu % 100'dür.

Karapınaryaylası Formasyonu

2900-3464m'ler arası : Marn, şeyl, killi kumtaşı, çakıltası, tuf ve kireçtaşı bantları

Formasyonda incelenen seviyelerdeki kireçtaşlarının toplam poroziteleri % 0-15 arasında değişmekte olup, gözeneklilik açısından fakirdirler. Bu intervalde 2950. metre % 15'lik porozitesi ile iyi durumdadır. 2900, 2940, 3030, 3170, 3180, 3250, 3280, 3390, 3420, 3430. metrelerin doygunluğu % 100'dür. 2930, 3300. metreler % 53 ve % 54'lük doygunlukları ile sulu, diğer seviyelerde % 50'nin altındaki doygunlukları ile petrollü görülmektedir. Rxo değerleri veri eksikliğinden okunamadığından formasyona ait Sxo, MOS, ROS değerleri hesaplanamamıştır.

8.SONUÇLAR

1- Karapınar-2 Kuyusunda geçilen Kartal Formasyonunun 1882, Karapınaryaylası Formasyonunun 1918, 1952, 1998, 2102 ve 2138. metrelerindeki şeyllerin toplam organik karbon miktarları % 0,65 ile % 1,08 arasında değişerek orta ve iyi derecede petrol ana kayası özelliği göstermesine rağmen, bu seviyelerin 2000 ppm'den düşük potansiyel verim değerleri bu derinliklerdeki şeyllerin kaynak kaya potansiyelinin olmadığını ve hidrokarbon türetemeyeceğini göstermektedir.

2- Sultanhanı-1 Kuyusunda geçilen Mezgit Formasyonunun 2780. metresindeki şeyllerin toplam organik karbon miktarı % 0,62 olup orta derecede petrol ana kayası özelliği göstermektedir. Mezgit Formasyonunun potansiyel verim değeri 2000 ppm'den küçük olduğundan bu formasyonun kaynak kaya potansiyeli yoktur.

3- Sultanhanı-1 Kuyusunda geçilen Karapınaryaylası Formasyonunun 2914, 3032, 3034, 3170 ve 3174. metrelerindeki şeyllerin toplam organik karbon değeri % 0,55 ile % 0,98 arasında değişerek orta derecede; 2912, 2934 ve 2940. metreler de % 1'den yüksek TOC değerleri vererek iyi derecede kaynak kaya potansiyeli göstermektedir. Formasyona ait şeyllerdeki organik maddenin tipi tip II olup, diyajenez zonundan erken-orta olgun zona kadar değişen bir olgunlaşma trendi içerisindedir ve formasyonun 2912, 2934, 2940 ve 3170. metrelerindeki şeyllerin 2130 ile 7420 ppm arasında değişen potansiyel verim değerleri formasyonun orta ve iyi derecede kaynak kaya potansiyelinin olduğunu göstermektedir.

4- Bezirci-1 Kuyusunda Kartal Formasyonuna ait kalın kumtaşları kesilmiştir. Formasyonun 2640-2740. metrelerindeki kumtaşlarının ilksel porozite değerleri % 0 ile % 11 arasında değişmektedir. Bu kumtaşı intervalinde 2730. metre % 11'lik oldukça iyi porozite değeri verirken, diğer seviyelerin porozitesi önemsizdir. Ancak bu değerlendirme neutron ve density logları olmadığından hesaplanamayan toplam porozite yerine birincil porozite değerlerine göre yapılmıştır. Buna göre bu kumtaşları rezervuar özelliği göstermemektedir.

5- Bezirci-1 Kuyusunda Kartal Formasyonunun 2890-3010. metrelerinde kesilen kumtaşlarının porozitesi % 2-11 arasında değişmektedir. Bazı seviyelerde genelde önemsiz porozite görülürken, 2910, 2920, 2940 ve 2980. metrelerdeki % 10'dan büyük porozite değerleri oldukça iyi olup, rezervuar olabilirler. Ancak bu değerlendirme veri eksikliğinden birincil porozite değerlerine göre yapılmıştır.

6- Karapınar-2 Kuyusunda Karapınaryaylası Formasyonunda 2260-2470. metrelerdeki şeyl bantlı kireçtaşı seviyesinin 2380, 2430 ve 2470. metrelerinin toplam porozitesi % 10,5 olup oldukça iyidir. Bu kireçtaşı intervali rezervuar olabilecek niteliktedir. Karbonatlı birimlerin üzerinde yer alan şeyl tabakaları da altında bulunan karbonatlı rezervuarın örtü kayası olabilecek niteliktedir.

7- Karapınar-2 Kuyusu Karapınaryaylası Formasyonunda 2592-2912. Metrelerde geçilen tüfler % 16'ya varan iyi porozite değerleri vermektedir. Bu tüflü seviyeler rezervuar kaya olarak değerlendirilebilir.

8- Karapınar-2 Kuyusu Karapınaryaylası Formasyonunun 2970-3024.metrelerinde yer alan kumtaşlarının toplam porozite değerleri ortalama % 13'dür. Bu kumtaşı intervali oldukça iyi rezervuar niteliğindedir. Rezervuar kumtaşlarının üzerinde yer alan marnlar bu seviyenin örtü kayası olarak değerlendirilmelidir.

9- Sultanhanı- 1 Kuyusunda geçilen Mezgit Formasyonunun 1000-1930. metrelerinde yer alan şeyl bantlı kumtaşları % 42'ye varan ilksel porozite değerleri vermektedir. Density ve neutron logları olmadığından bu seviyelerin toplam porozitesi hesaplanamamıştır. Kumtaşı seviyeleri ilksel porozite değerlerine göre iyi rezervuar özelliği göstermektedir. Kumtaşı seviyeleriyle aralanmalı şeyl bantları da bu seviyelerin örtü kayası olarak düşünülebilir.

10- Sultanhanı-1 Kuyusunda 2900-3430. metrelerde yer alan kireçtaşlarının porozitesi % 0-15 arasında yer almakta ve birkaç seviye haricindeki önemsiz-fakir porozitesi ile rezervuar olma özelliği göstermemektedir.

11- Bu çalışmada Bezirci-1, Karapınar-2 ve Sultanhanı-1 Kuyuları mevcut loglarla değerlendirilmiştir. Eksik loglar tamamlandığında kuyularda geçilen formasyonların petrofiziksel özellikleriyle rezervuar olabilme potansiyelleri tam ve daha sağlıklı olarak değerlendirilebilecektir.

9.KAYNAKLAR

AKARSU, İ., (1971), Polatlı-Haymana civarının detay petrol jeolojisi. T.P.A.O Raporu, No: 2502

AKYÜREK, B., BİLGİNLER, E., AKBAŞ, B., HEPŞEN, N., PEHLİVAN, Ş., SUNU, O., SOYSAL, Y., DAĞER, Z., ÇATAL, E., SÖZERİ, B., YILDIRIM, H., ve HAKYEMEZ, Y., (1984), Ankara-Elmadağ-Kalecik dolayının temel jeoloji özellikleri: TMMOB., Jeo.Müh., 20, 17-31.

ARIKAN, Y., (1975), Tuz Gölü Havzasının jeolojisi ve petrol imkanları; M.T.A Dergisi Sayı: 85, Sayfa: 17-37, Ankara

BOSTICK, N, H., (1969), Microscopic measurent of the level catagenesis of solid organic matter in sedimentary rock burial temperature: SEMP, sp. publ., 26, 17-43

ÇAPAN, U.Z., ve BUKET, E., (1975), Aktepe-Gökdere bölgesinin jeolojisi ve ofiyolitli melanj, T.J.K. Bült., 18/1, 11-16

COPRARU, C., (1991), Hydrocarbon trap types in the structural units of the Tuz Gölü Basin, Ozan Sungurlu Symposium, Proceedings, p.156-174

DELLALOĞLU, A., ve AKSU, R., (1984), Haymana Tuz Gölü kaya-stratigrafi birimleri, T.P.A.O Raporu: 10571, Ankara

DELLALOĞLU, A.A., (1991), Ankara-Temelli-Haymana-Kulu-Kırıkkale arasındaki alanın jeolojisi ve petrol olanakları, T.P.A.O Arama Rapor No: 3006

DEMİRTAŞLI, E., BİLGİN, A.Z., ERENLER, F., SELİM, M., (1973), Bolkar Dağının jeolojisi: Cumhuriyetin 50. Yılı Yer-Bil. Kongresi, s.42-58, Ankara

DERMAN, A.S., (1979), Tuz Gölü doğu ve kuzeyinin jeolojisi, TPAO Raporu No: 1512

DİNÇER, A., (1978), Haymana-Kulu yöresinin jeolojisi ve petrol olanakları, T.P.A.O. Rapor No:1314

DRUITT, C.E., (1959), Preliminary report on the petroleum possibilities of the Tuz Gölü and Ereğli licences. Turkish Gulf Oil Co.Petr.Adm

DURAN, O., (1981), Tuz Gölü Havzasının Yeraltı Jeolojisi; T.P.A.O: Araştırma Grubu, Rapor No: 1647

DURAND, B., ESPITALIE, J., NICAISE, G., (1972), Etude de la matiere organique insoluble des argiles du Toarciyen de Bassin de Paris. Etude par les procedes optiques analyse elementarie, etude microskopie et diffraction electroniques. Rev. Ist. Fr. Petr. 27, p.865-884

ESPITALIE, J., MADEC, M., TISSOT, B., (1977), Source rock chracterization 9th off shore technology conference, p.439-444

GÖKÇEN, S.L., (1976), Ankara-Haymana güneyinin sedimantolojik incelemesi-II sedimantolojisi ve paleoakıntılar. Yerbilimleri, cilt:2, no:2

GÖKÇEN, S.L., (1977), Ankara-Haymana güneyinin sedimantolojik incelemesi-III Bölge tortullaşma modeli ve paleocoğrafya. Yerbilimleri, Cilt:9, No:1-2

GÖNCÜOĞLU, M.C., ERLER, A., TOPRAK, V., YALINIZ, K., OLGUN, E., ve ROJAY, B., (1992), Orta Anadolu Masifinin batı bölümünün jeolojisi, TPAO raporu no: 3155

GÖNCÜOĞLU, M.C., DİRİK, K., ERLER, A., ve ÇEMEN, İ., (1995), Tuz Gölü Havzasının batı kesiminin temel jeolojik sorunları, saha raporu, TPAO raporu no: 3433

GÖRÜR, N., DERMAN, A.S., (1978), Tuz Gölü-Haymana Havzasının stratigrafik ve tektonik analizi, T.P.A.O. Arama Grubu, Rapor No:1514

GÖRÜR, N., (1981), Tuz Gölü-Haymana havzasının stratigrafik analizi, İç Anadolu jeolojisi simpozyumu. TJK 35. Bilimsel Teknik Kurultayı, Ankara

GÖRÜR, N., OKTAY, F.Y., SEYMEN, İ., ve ŞENGÖR, A.M.C., (1984), Paleo tectonic evolution of Tuz Gölü Basin complex, central Turkey; sedimentary record of a Neo-Tethyan closure; the geological evolution of the Eastern Mediterranean Geo.

İLLEEZ, H.İ., ve diğerleri (1996), Tuz Gölü Baseni ve civarının kaynak kaya potansiyeli, Türkiye 11.Petrol Kongresi

JONATHAN, D., LE TRAN, K., OUDIN, S.L., and VAN DER WEIDE, B.M., (1976), Les methodes d'physica-chmique dela matiere organique. Bull. Centre Rech. Pau. SNPA, 10, 1, p. 39-109

KIRKLAND, D.W., EVANS, K., (1981), Source-rock potantial of evaporitic environment, AAPG. Bull., 65, 2, 181-190

LOVERSON, A.I., (1967), Geology of petroleum, W.H. Free and Comp., 499 San Fransisko

MONPER, J.A., (1978), Oil migration limitations suggested bygeological and geochemical considerations, AAPG. Bull. Continuing Educ. Course note. Series 8, physical and chemical and constrains on petroleum migrations.

NORMAN, T., (1972), Ankara Yahşihan bölgesinde Üst Kretase - Alt Tersiyer istifinin stratigrafisi. TJK Bülteni, Cilt XV. Sayı:2

- OKTAY, Y.F., (1981), Savcılıbüyükoba (KAMAN) çevresinde Orta Anadolu Masifi tortul örtüsünün jeolojisi ve sedimantolojisi İ.T.Ü. Maden Fakültesi (Doc.tezi)
- OKTAY, F.Y., (1982), Ulukışla & çevresinin stratigrafisi ve jeolojik evrimi, bull. of Geol. Soc. Turkey, v.25, p.15-23
- OKTAY, F.Y., (1985), Tuz Gölü Baseninin Paşadağ trendi sedimantolojik incelemesi TPAO raporu no: 2107
- OKTAY, F., and A.A. DELLALOĞLU., (1987), New views on the stratigraphy of the Tuz Gölü basin (Central Anatolia), in 7th Biannual Petroleum Congress of Turkey, Proceedings, Ankara, p.312-321
- ÖZBEY, S., (1958), Ruhsat no.152'nin jeolojisi. II Bölge Sorba sahası. Turkish Gulf Oil Co.Petr.Administration
- ÖZDEMİR, M., (1982), Kuyu Logları ders notları İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Yayınları
- ÖZDEMİR, M., (1985-1986), Kuyu Loglarından litoloji ve saturasyon tayini.İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Yerbilimleri Dergisi. cilt:5, Sayı:1-2, Sayfa:79-90.
- ÖZKANLI, M., (1990), Log Yorumu Prensipler ve Uygulamaları, T.P.A.O. Arama Grubu.
- PETERS, K.E., (1986), Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. AAPG, 70, p. 318-329
- PHILLIPPI, G.T., (1965), On the dept time and mechanism of petroleum generation, Geochem. Cosmoc. Acta, 29, p. 1021-1049
- RECKAMP, J.U., ve ÖZBEY, S., (1960), Petroleum geology of Temelli and Kuştepe structures, Polatlı Area: Pet.İş.Gen.Md., Ankara
- RİGO DE RİGHİ, M., and CORTESINI, A., (1959), Regional Studies of The Central Anatolian Basin, Progress Report 1; Stratigraphy, unpublished T.P.A.O Report No:872
- RİGO DE RİGHİ, M., and CORTESINI, A., (1960), Regional Studies of The Central Anatolian Basin, Progress Report 2; Structure T.P.A.O Report No:873
- SALTIK, O., SAKA, K. (1971), Tuz Gölü Havzası jeolojisi incelemesi. T.P.A.O. Raporu No: 553
- SCHLUMBERGER, (1966), Log Interpretation Principles, Lecram-Serveant, Paris 65 pp.

SCHLUMBERGER, (1972), Log Interpretation Principles, v.1, Schlumberger Limited, New York, 113 pp

SCHLUMBERGER, (1979), Log Interpretation Charts, Schlumberger Limited, New York, 97 pp.

SCHLUMBERGER, (1986), Basic Log Interpretation, Schlumberger Limited, New York

SCHMIDT, G.C., (1960), Geologic evaluation of licences MEM/360-363 and MES/365-367. District II. Mobil Report Petroleum Administration

SİREL, E., (1975), Polatlı (GB Ankara) güneyinin stratigrafisi. TJK Bülteni. Cilt:18, Sayı:2

SONEL, N., ve diğerleri (1995), Tuz Gölü Havzasının jeolojisi ve hidrokarbon potansiyelinin değerlendirilmesi, TPAO Rapor No: 3556

SONEL, N., ve diğerleri (1996), Tuz Gölü Havzasının jeolojisi ve hidrokarbon potansiyelinin değerlendirilmesi, TPAO Rapor No: 3597

ŞAHBAZ, A., ve KÖKSOY, M., (1985), Paşadağ-Aladağ (Tuz Gölü kuzeyi) yöresi Paleojen yaşlı tortul istifinin stratigrafik ve tektonik incelenmesi, H.Ü. Yerbilimleri, 12, 1-18

ŞENGÖR, A.M.C., and YILMAZ, Y., (1981), Tethyan evolution of Turkey: A plate Tectonic Approach, Tectonophysics, v.75, p.181-241

TAŞMAN, C.E., (1950), Türkiye'deki bitümlü tezahürlerin stratigrafik yayılımı. M.T.A. Meom. No:15/40, Ankara

TISSOT, B., CALIFET-DEBYSER, Y., DEROO, G., J.L., (1971), Original and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales. A.A.P.G. Bull. 55 p. 2177-2193

TISSOT, B.P., and WELTE, D.H., (1978), Petroleum Formation and occurrence, springer verlag, Berlin, p.538

TISSOT, B.P. and WELTE, D.H., (1984), Petroleum formation and occurrence: Springer-Verlag, Berlin, 699 p.

TURGUT, S., (1978), Tuz Gölü Havzasının stratigrafik ve çökelse gelişmesi, Türkiye IV. Petrol Kong., 115-126, Ankara

TURKISH GULF OIL COMPANY., (1961), Regional geology and oil exploration in the Tuz Gölü Basin of Central Anatolia, Petr. adm., publ. Bull.No:8, Ankara

UĞURTAŞ, G., (1975), Tuz Gölü havzasının bir bölümünün jeofizik yorumu. MTA Dergisi, 85, s.38-44, Ankara

URBAN, J.B., (1976), Polynology thermal maturation by vitrinite reflectance and visual color estimation and kerojen description of source rocks, core lab.inc. sp. pulb.

UYGUN, A., (1981), Tuz Gölü havzasının jeolojisi, evaporit oluşumları ve hidrokarbon olanakları, T.J.K, İç Anadolu'nun Jeolojisi Simpozyumu, ANK, 66-76

ÜNALAN, G., ve diğerleri (1976), Haymana Polatlı yöresinin (GB Ankara) Üst Kretase-Alt Tersiyer stratigrafisi ve paleocoğrafik evrimi, TJK Bülteni, Cilt: 19, Sayı: 2, S:159-176

YOLDAŞ, R., (1973), Niğde-Ulukışla bitümlü şist alanının jeolojisi ve ekonomik olanakları. Yayınlanmamış M.T.A Raporu No:5050

YÜKSEL, S., (1970), Etude geologie data region D' Haymana (Turquie Centrale). Fac.Des. Sci. De. l'Univ. de Nancy, These., 179s.

WELTE, D.H., (1965), Relation between petroleum and source rock, A.A.P.G. Bull., 49, 12, 2246-2268

WILSON, J.L., (1975), Carbonate facies in geologic history, 471 p.p., Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York

ÖZGEÇMİŞ

24 Mayıs 1972 tarihinde Ankara'da doğdu. İlk, orta ve lise öğrenimini Ankara'da tamamladı. 1990 yılında girdiği Ankara Üniversitesi Fen Fakültesi Jeoloji Mühendisliği bölümünden 1994 yılında mezun oldu.

