GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİ'NDE YER ALAN SİLURİYEN YAŞLI BİRİMLERİN (KORUDAĞ VE HAZRO) HİDROKARBON KAYNAK KAYA POTANSİYELİ

HYDROCARBON SOURCE ROCK POTENTIAL OF THE SILURIAN UNITS (KORUDAĞ AND HAZRO) IN THE SOUTHEASTERN ANATOLIA REGION OF TURKEY

SELİM SERKAN ÖZTÜRK

Hacettepe Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin
JEOLOJİ Mühendisliği Anabilim Dalı için Öngördüğü
YÜKSEK LİSANS TEZİ
Olarak Hazırlanmıştır.

2013

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürlüğü'ne,

Bu çalışma jürimiz tarafından **JEOLOJİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI'nda YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Başkan : ……

Prof. Dr. Sadettin KORKMAZ

Üye (Danışman) : ……

Prof. Dr. İsmail Hakkı DEMİREL

Üye : ……

Prof. Dr. Cem SARAÇ

Üye : ……

Prof. Dr. Abidin TEMEL

Üye : ……

Prof. Dr. Ali İhsan KARAYİĞİT

ONAY

Bu tez Hacettepe Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliği'nin ilgili maddeleri uyarınca yukarıdaki jüri üyeleri tarafından …../…../..... tarihinde uygun görülmüş ve Enstitü Yönetim Kurulunca …../…../..... tarihinde kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Fatma SEVİN DÜZ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ MÜDÜRÜ

GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİ'NDE YER ALAN SİLURİYEN YAŞLI BİRİMLERİN (KORUDAĞ VE HAZRO) HİDROKARBON KAYNAK KAYA POTANSİYELİ

SELİM SERKAN ÖZTÜRK

ÖZ

Bu çalışmanın esas amacı, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde bulunan Siluriyen yaşlı birimlerin hidrokarbon kaynak kaya potansiyelini belirlemektir. Bu amaçla, Korudağ ve Hazro bölgelerinde bulunan Siluriyen yüzleklerinden toplam 29 adet şeyl örneği alınmıştır. Organik jeokimyasal analizler toplam organik karbon miktarı ve Rock Eval pirolizi kapsamaktadır. Ayrıca örneklerin mineral içeriklerini ortaya koymak maksadıyla tüm kayaç ve kil fraksiyonu analizleri de yapılmıştır.

Korudağ örneklerinin toplam organik karbon miktarları (TOC) % 0,68 ile % 3,58 (ağırlıkça) aralığında olup ortalaması % 2,044'dür. Hazro örneklerinin TOC değerleri se Korudağ örneklerininkinden daha düşüktür. En düşük ve en yüksek TOC değerleri; % 0,24 (SH-11) ve % 1,48 (SH-1)'dir. Hazro örnekleri için ortalama TOC değeri ağırlıkça % 0,58'dir. Korudağ ve Hazro örnekleri için ortalama S2 piki değerleri sırasıyla, 0,41 mg HC/g rock ve 1,03 mg HC/g rock'dır. Korudağ örneklerinin Tmax değerleri 541^0C'ye kadar yükselmekte ve ısısal olarak aşırı olgun seviyeyi işaret etmektedir. Ancak Hazro örneklerinin Tmax değerleri 434^0C'den 441^0C'ye kadar olup petrol oluşum penceresini belirtmektedir. Korudağ örneklerinin HI değerleri 10 mg HC/g TOC ile 45 mg HC/g TOC arasındadır. Hazro örneklerinde ise bu aralık 75 ile 258 mg HC/g TOC arasında değişmektedir. Hazro örnekleri için ortalama değer 134 mg HC/g TOC olup tip III gaz meyilli kerojene karşılık gelmektedir.

XR-D tüm kayaç analizlerine göre; ağırlıklı olarak kuvars (% 3-8), feldispat (% 1-12), kalsit (% 1-2), dolomit (% 1-3) ve kil mineralleri (% 49-73) bulunmaktadır. Egemen olan kil mineralleri ise illit ve kaolinittir. İllit kristalinite değerleri jeokimyasal sonuçlarla uyum göstermektedir.

Anahtar Kelimeler: Güneydoğu Anadolu, Siluriyen, Hazro, Korudağ, kaynak kaya.

Danışman: Prof. Dr. İsmail Hakkı DEMİREL, Hacettepe Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Maden Yatakları-Jeokimya Ana Bilim Dalı.

HYDROCARBON SOURCE ROCK POTENTIAL OF THE SILURIAN UNITS (KORUDAĞ AND HAZRO) IN THE SOUTHEASTERN ANATOLIA REGION OF TURKEY

SELİM SERKAN ÖZTÜRK

ABSTRACT

The main objective of this study is to determine the hydrocarbon source rock potential of the Silurian units which found southeastern Anatolia. A total of 29 shale samples were collected from the Silurian outcrops extended in Korudağ and Hazro regions, to evaluate hydrocarbon source rock potential of these samples. Organic geochemical analyse including total organic carbon content and Rock Eval pyrolysis were carried out. In addition, to exhibit the mineral contents of these samples whole rock and clay fraction analyse have been also performed.

The total organic matter contents (TOC) of the Korudağ samples range from 0.68 to 3.58 % (in weight). The TOC values of the Hazro samples are lower than the Korudağ samples. The lowest and highest TOC values are 0.24 (SH-11) and 1.48 % (SH-1). Average TOC value for Hazro samples is 0.58 % in weight. The average S2 peak values of the Korudağ and Hazro samples in turn, 0.41 mg HC/g rock and 1.03 mg HC/g rock. Tmax values of Korudağ samples as high as 541^{0}C indicating thermally over maturity. However, the Tmax values of the Hazro samples range from 434^{0}C to 441^{0}C indicating oil generation window. The HI values of the Korudağ shales are between 10 mg HC/g TOC and 45 mg HC/g TOC. However the HI values of Hazro samples are between 75 to 258 mg HC/g TOC. Having an average value of 134 mg HC/g TOC corresponding to type III gas prone kerogen.

Whole rock XR-D analyses shows that mineral contents are comprised mainly of quartz (3-8 %), feldspar (1-12 %), dolomite (1-3 %) and clay minerals (49-73 %). The dominant clay minerals are illite and kaolinite. Illite cristallinity values are consistent with geochemical results.

Keywords: Southeastern Anatolia, Silurian, Hazro, Korudağ, source rock.

Advisor: Prof. Dr. İsmail Hakkı DEMİREL, Hacettepe University, Faculty of Engineering, Department of Geological Engineering, Mineral Deposits and Geochemistry Division.

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans tez çalışmamın çeşitli evrelerinde sağladıkları katkılardan dolayı aşağıda adı geçen kişi ve kuruluşlara teşekkür eder, saygılarımı sunarım.

Sayın Prof. Dr. İsmail Hakkı DEMİREL (H.Ü.), tez danışmanım olarak zorlu geçen çalışmalarımda ve uzayan süreçte sabırla yol gösterici olmuşlar, her türlü katkıyı fazlasıyla sağlamışlardır.

Sayın Dr. Yılmaz GÜNAY, tezle ilgili arazi ve büro çalışmalarında engin bilgi ve deneyimleriyle sürekli yanımda olmuşlardır.

TPAO Batman ve Adıyaman Bölge Müdürlükleri personeli arazi çalışmaları sırasında araç, harita ve ekipman desteği sağlamışlardır.

İşyeri amirim TCDD 5. Bölge Müdürlüğü'nden Yol Müdürü Sayın Fahrettin YILDIRIM ve iş arkadaşlarım İnşaat Mühendisleri Sayın Mustafa DEMİR ve Sayın Abdultaha DEMEZ tez hazırlama sürecinde azami ölçüde anlayışlı olmuşlar, manevi desteklerini esirgememişlerdir.

Sayın Prof. Dr. Abidin TEMEL, XR-D tüm kayaç ve kil difraktogramlarının çözümlenmesinde bilgi ve becerileriyle tezin gelişimine ışık tutmuşlardır.

Sayın Dr. Daniel M. Jarvie ve ekibi, araziden alınan örneklerin Rock Eval Piroliz analizlerini Amerika Birleşik Devletleri Texas'daki "Humble Geochemical Services Division" isimli laboratuvarlarında bedelsiz olarak yapmışlar, sınırsız bilgilerini ne zaman ihtiyaç duyulsa paylaşmışlardır.

Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Araştırma Görevlilerinden Jeoloji Mühendisi Sayın Yağmur İNAL, kendi zamanlarından fedakarlık ederek yardımlarını esirgememişlerdir.

Çocukluk arkadaşım grafiker, Sayın M. Baran YAŞAR tezle ilgili çizimlerde fikirleriyle yol gösterici olmuşlardır.

Son olarak sevgili ailem yoğun tez hazırlama sürecinde, her konuda sonsuz sabır ve özveri göstermişler; maddi, manevi destekleriyle daima arkamda durmuşlardır.

İÇİNDEKİLER DİZİNİ

Sayfa

ÖZ i
ABSTRACT ii
TEŞEKKÜR iii
İÇİNDEKİLER DİZİNİ iv
ŞEKİLLER DİZİNİ vi
ÇİZELGELER DİZİNİ viii
EKLER DİZİNİ viii
1. GİRİŞ 1
1.1. Amaç ve Kapsam 1
1.2. Çalışma Alanının Tanıtımı 6
1.3. Önceki Çalışmalar 6
2. BÖLGESEL JEOLOJİ 12
2.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi Genel Stratigrafik Birimler 14
2.1.1 Paleozoyik Birimler 16
2.1.2 Mesozoyik Birimler 22
2.1.3 Senozoyik Birimler 25
2.2. Bölgesel Tektonik 25
3. ÇALIŞMA YÖNTEMLERİ 28
3.1. Hidrokarbon Potansiyeli Çalışmaları 28
3.1.1. Giriş 28
3.1.2. Teknik 30
3.1.3. TOC ve Rock-Eval veya SR Analyzer'da Elde Edilen Parametreler 30
3.1.3.1. TOC (Toplam Organik Karbon), (Ağırlıkça % Karbon) 30
3.1.3.2. S1 (mg HC/g rock) 31
3.1.3.3. S2 (mg HC/g rock) 32
3.1.3.4. S3 (mg organik CO_2/g rock) 32
3.1.3.5. S4 (mg C/g rock) 33
3.1.3.6. Tmax (^oC) 33
3.1.4. TOC ve Rock-Eval veya SR Analyzer'da Hesaplanan Parametreler 35

3.1.4.1. HI (Hidrojen İndeksi), (S2x100/TOC, mgHC/gTOC) 35
3.1.4.2. OI (Oksijen İndeksi), (S3x100/TOC, mgCO_2/gTOC) 35
3.1.4.3. PI (Üretim İndeksi), (S1/S1+S2) 36
3.1.4.4. RC (Artık/Rezidüel Karbon), (S4/10)..... 36
3.1.4.5. S2/S3..... 36
3.1.4.6. S1/TOC (S1x100/TOC), (mg HC/g TOC)..... 37
3.1.4.7. R_{0e} (%), Cal. %R_0 38
4. ANALİZ SONUÇLARI 40
4.1. Tüm Kayaç ve Kil Mineralleri..... 40
4.1.1. Giriş 40
4.1.2. XR-D Tüm Kayaç Difraktogram Tanımlamaları ve Değerlendirmeleri.. 40
4.1.3. XR-D Kil Fraksiyonu Tanımlamaları ve Değerlendirmeleri..... 45
4.1.4. İllit Mineralinin Kristalinite Değerleri 50
4.2. Piroliz Bulguları 54
4.2.1. Korudağ Ö.S.K..... 54
4.2.2. Hazro Ö.S.K..... 63
4.3. Şeyl Gaz ile İlgili Yorum 70
5. TARTIŞMA 73
6. SONUÇLAR 74
DEĞİNİLEN BELGELER 76
EKLER……81

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 1.1 Orta Doğu plaka tektoniği haritası…….3

Şekil 1.2 Lokasyonları Şekil 1.1'de belirtilen, Orta Doğu'ya ait kuzeydoğu-güneybatı ve kuzeybatı-güneydoğu şematik jeolojik kesitler…….4

Şekil 1.3 Çalışma ve bulduru alanını gösteren Güneydoğu Anadolu Bölgesi jeoloji haritası…….6

Şekil 2.1 Güneydoğu Anadolu Bölgesi jeoloji haritası……13

Şekil 2.2 Güneydoğu Anadolu Bölgesi genelleştirilmiş stratigrafi kesiti……..15

Şekil 2.3 Telbesmi Formasyonu Mardin/Derik…….16

Şekil 2.4 Seydişehir Formasyonu Şırnak/Silopi……...17

Şekil 2.5 Örneklemenin yapıldığı kesit lokasyonunun da gösterildiği Hazro Bölgesi jeoloji haritası…….19

Şekil 2.6 Bir diğer kesit lokasyonu. Korudağ Bölgesi sadeleştirilmiş jeoloji haritası ve kuzey-güney yönlü enine jeoloji kesiti……..20

Şekil 2.7 Asfalt emareli Hazro kumtaşı örneği Diyarbakır/Hazro……..21

Şekil 2.8 Açısal uyumsuzlukla Prekambriyen yaşlı Telbesmi Formasyonu'nu üzerleyen Mardin Grubu birimleri Mardin/Derik……23

Şekil 2.9 Karaboğaz Formasyonu Adıyaman/Tut……24

Şekil 2.10 Cendere antiklinali (Pozitif çiçek yapısı) Adıyaman……..27

Şekil 3.1 Normalize edilmiş petrol içeriği (S1x100/TOC) kullanılarak üretken zonun belirlenmesine bir örnek……...38

Şekil 4.1 Hazro kesiti XR-D tüm kayaç mineral bolluk oranları grafiksel gösterimi…….42

Şekil 4.2 Korudağ kesiti XR-D tüm kayaç mineral bolluk oranları grafiksel gösterimi…….44

Şekil 4.3 Hazro kesiti XR-D kil çekimleri grafiksel gösterimi……..47

Şekil 4.4 Korudağ kesiti XR-D kil çekimleri grafiksel gösterimi……49

Şekil 4.5 Simektitin illit ve klorite dönüşümü……50

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam ediyor)

Sayfa

Şekil 4.6 Jeotermometre olarak kullanılan parametreler……53

Şekil 4.7 SK-3, SK-4, SK-5 numunelerinin alındığı lokasyon……54

Şekil 4.8 SK-5 numunesinin alındığı çıkıntı, yakından……..55

Şekil 4.9 Kömürcüler köyü 1 km güneydoğusu numune alımı…….55

Şekil 4.10 Atatürk Baraj Gölü'nün yakınında Dadaş Formasyonu mostrası……56

Şekil 4.11 Korudağ ölçülü stratigrafik kesiti……..57

Şekil 4.12 Korudağ'da numune yerlerinin de belirtildiği enine kesitler…….58

Şekil 4.13 Korudağ Ö.S.K. ve TOC, S1, S2, Tmax, HI, OI,PI, S2/S3, S1x100/TOC değerlerinin ve organik jeokimyasal anlamlarının grafiksel gösterimi……..60

Şekil 4.14 Korudağ Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısısal olgunlaşma grafiği……..61

Şekil 4.15 Korudağ Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-OI değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma grafiği……..62

Şekil 4.16 Hazro enine kesiti ve numune yerleri……..64

Şekil 4.17 Hazro ölçülü stratigrafik kesiti……..65

Şekil 4.18 Hazro Ö.S.K. ve TOC, S1, S2, Tmax, HI, OI,PI, S2/S3, S1x100/TOC değerlerinin ve organik jeokimyasal anlamlarının grafiksel gösterimi……..67

Şekil 4.19 Hazro Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısısal olgunlaşma grafiği ……68

Şekil 4.20 Hazro Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-OI değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma grafiği……..69

Şekil 4.21 Barnett Şeyli ile Dadaş Formasyonu TOC, HI, S1, S2, R_{0e} ortalama değerlerinin karşılaştırılması……...72

ÇİZELGELER DİZİNİ

Sayfa

Çizelge 3.1 Sınır TOC değerleri……31

Çizelge 3.2 S2 sınır değerleri……32

Çizelge 3.3 Espitalie et al., (1977), (1984) ve Espitalie (1982)'e göre Tmax sınır değerleri……..34

Çizelge 3.4 Espitalie et al., (1985)'e göre Tmax sınır değerleri……34

Çizelge 3.5 HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri……35

Çizelge 3.6 Üretim indeksi (PI) sınır değerleri……36

Çizelge 3.7 S2/S3 sınır değerleri……36

Çizelge 3.8 S1x100/TOC oranlarına karşılık kayaç türleri……38

Çizelge 4.1 Hazro kesiti XR-D tüm kayaç çekimleri, mineral tanımlamaları ve mineral bolluk oranları……..41

Çizelge 4.2 Korudağ kesiti XR-D tüm kayaç çekimleri, mineral tanımlamaları ve mineral bolluk oranları……..43

Çizelge 4.3 Hazro kesiti numuneleri XR-D kil çekimi sonuçları……46

Çizelge 4.4 Korudağ kesiti numuneleri XR-D kil çekimi sonuçları……48

Çizelge 4.5 Kübler (1967)'e göre IC sınır değerleri……51

Çizelge 4.6 İncelenen örneklerdeki illit kristaliniteleri……..51

Çizelge 4.7 Korudağ kesitinden alınan örneklerin piroliz analiz sonuçları……...59

Çizelge 4.8 Hazro kesitinden alınan örneklerin piroliz analiz sonuçları……...66

Çizelge 4.9 Korudağ Ö.S.K.'de şeyl gaz potansiyeli bulunan örneklerin TOC_o (%) ve R_{0e} (%) değerleri……..72

EKLER DİZİNİ

Sayfa

Ek Şekil 1-58. Korudağ ve Hazro bölgesinden alınan şeyl örneklerinin XR-D tüm kayaç ve kil difraktogramları……81-138

1. GİRİŞ

1.1. Amaç ve Kapsam

Globalleşme ile birlikte; dünyanın çeşitli yerlerinde var olan farklı yeraltı zenginliklerinin araştırılıp ortaya çıkarılması ve ekonomiye kazandırılmasının yanında, bu esnada yapılan çalışmaların akademik alanda paylaşılıp, gelecekteki keşif ve yeniliklere zemin hazırlaması kaçınılmazdır.

Alternatif birçok enerji kaynağının gelişen teknolojiyle birlikte insanlığın hizmetine sunulması; şüphesiz yenilenemeyen geleneksel enerji kaynakları ve fosil yakıtlara bilhassa petrol ve doğalgaza olan ilgiyi ve gereksinimi azaltmamış, araştırıcıların eski tecrübeleri ışığında yeni kaynakları keşfetme ve mevcut hali hazırda bulunmuş olanlardan da azami ölçüde yararlanma istekleri doğrultusunda bu konuda süren araştırmalar ve çalışmalar hız kesmeden devam etmiştir.

1991 yılının başlarında; Arap Levhası bölgesinde kanıtlanmış ve rapor edilmiş 663,2 milyar varil (B bbl) petrol (dünya toplam petrol rezervinin % 66,4'ü), 1325,4 trilyon kübik feet (tcf) gaz (dünya toplam gaz rezervinin % 31,5'i) rezervi bulunmaktadır. Bu rezervin % 98'i; kıtanın kuzeydoğu kenarında, Irak'ın kuzeybatısı ile Umman'ın merkezi arasında bulunan ve Geç Paleozoyik'den Erken Neojen'e uzanan geniş bir yaş aralığı sunan rezervuarlarda toplanmıştır (Beydoun, 1991).

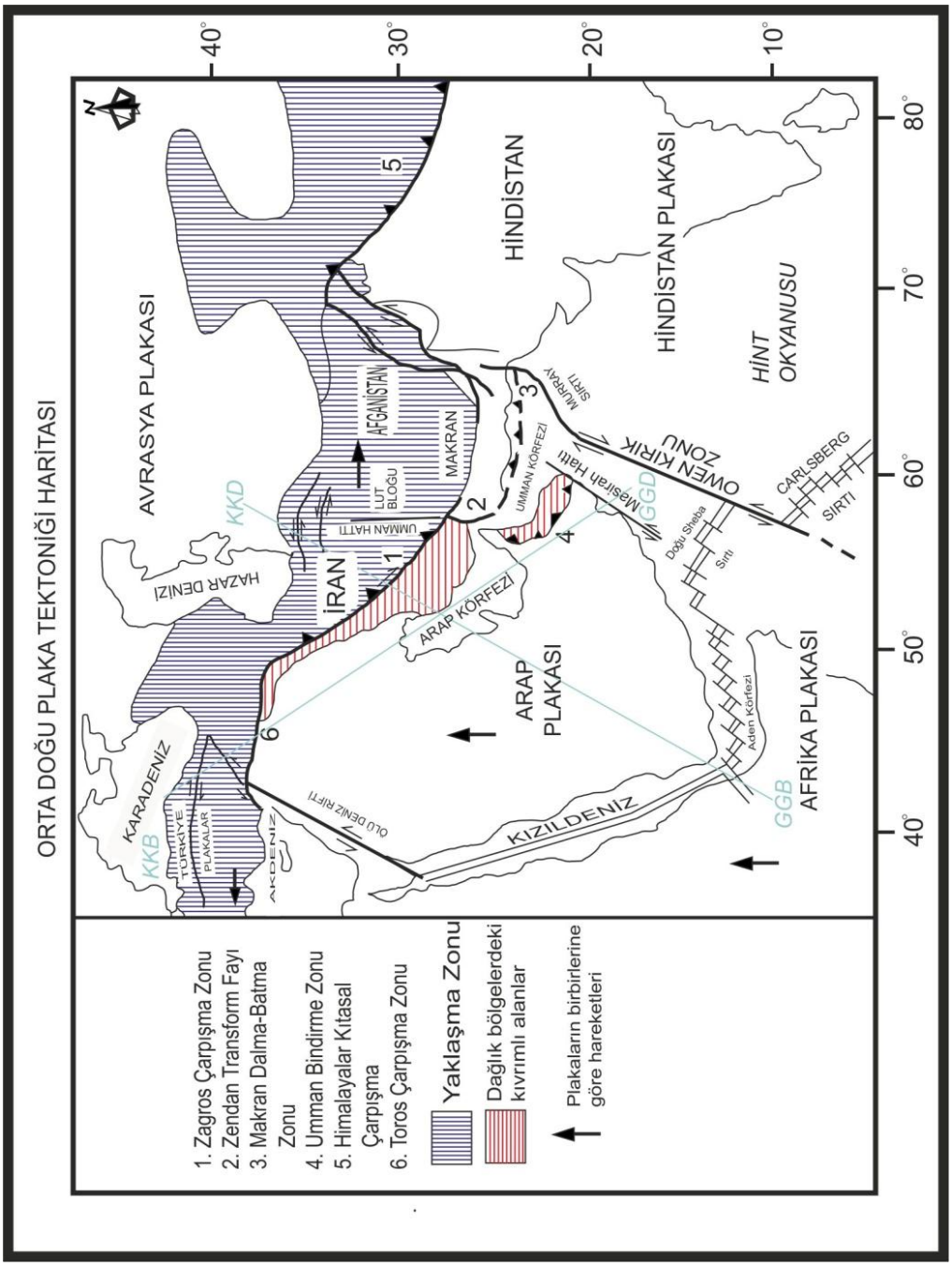
Bu kapsamda Diyarbakır'da Çermik ilçesine bağlı Kömürcüler köyü yakınlarında, Korudağ bölgesindeki istiften ve Hazro ilçesine bağlı Dadaş köyünde, kuru Dadaş deresinde bulunan istiften Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu'na ait toplam 29 adet örnek alınmış ve iki adet stratigrafik kesit ölçülmüştür. Alınan örnekler üzerinde; içerdikleri kil minerali ve diğer mineral türlerinin belirlenmesi amacıyla X-RD çalışmaları ve organik jeokimyasal analizler (Toplam Organik Karbon, Rock-Eval Piroliz analizleri) yapılarak söz konusu birimlerin hidrokarbon kaynak kaya potansiyelleri yorumlanmıştır.

Paleozoyik ve Erken Mesozoyik devirleri boyunca Gondvana'nın pasif kuzey kenarı, Plaka Tektoniği ilkelerine göre; Yemen, Umman, Suudi Arabistan, Birleşik

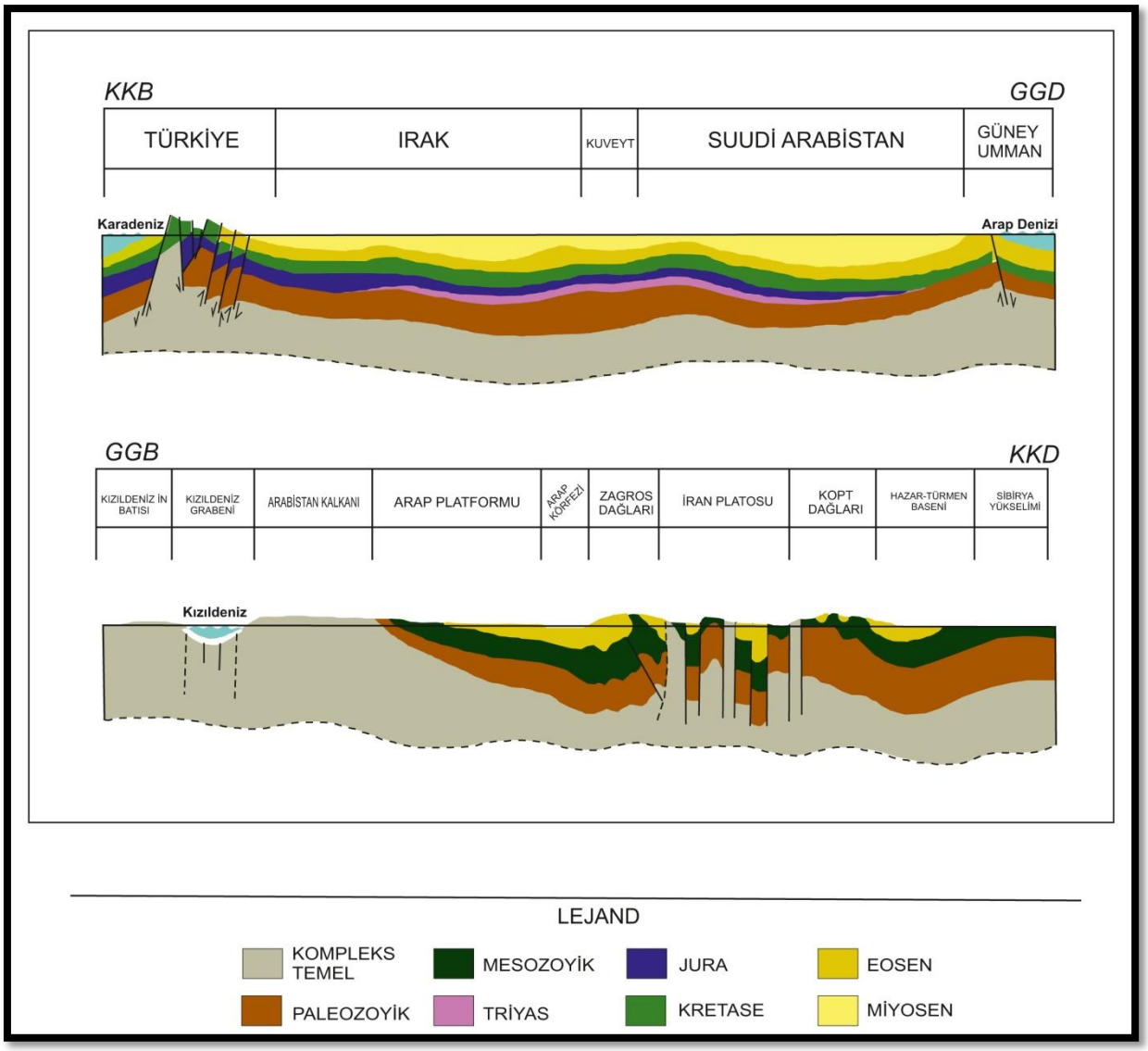
Arap Emirlikleri, Katar, Bahreyn, Kuveyt, Ürdün, Suriye, Irak, Türkiye'nin güneydoğusu ve güneybatı İran'ı kaplamaktadır. (Alsharhan and Nairn, 1997).

Tüm dünya hidrokarbon rezervlerinin % 90'ı Fanerozoyik dönemin 1/3'lik diliminde oluşmuştur. Yüzde doksanlık rezervin Paleozoyik devire karşılık gelen kısmı ise % 25 olup, bunun da % 9'u Siluriyen zamanında oluşmuştur (Klemme and Ulmishek, 1991).

Siluriyen kaynak kayaçları toplam çökel alanının % 42'sini kapsar ancak bu kaynak kayaçların yaklaşık 2/3'ü Gondvana'nın kuzey kenarının ve onun yığışım alanlarının Avrasya kıtası üzerinde hareketi nedeniyle yoğun bir şekilde deforme olmuş ve metamorfizmaya uğramıştır (Klemme and Ulmishek, 1991). Bu alandaki göreceli plaka hareketleri, günümüzde de devam etmekte olup bunların (Şekil 1.1) bilhassa kıta kenarlarındaki gerek sismik, gerekse hidrokarbon korunumuna olan negatif etkileri yapılan çalışmalar sonucu ortaya konulmaktadır (Şekil 1.2).



Şekil 1.1 Orta Doğu Plaka Tektoniği Haritası. Avrasya, Arap ve Hint Plakaları sismik aktivite sebebiyle kendi aralarında yakınsama zonu oluşturmuşlardır (Alsharhan and Nairn, 1997'den değiştirilerek alınmıştır).



Şekil 1.2 Lokasyonları Şekil 1.1'de belirtilen, Orta Doğu'ya ait kuzeydoğu-güneybatı ve kuzeybatı-güneydoğu şematik jeolojik kesitler (Alsharhan and Nairn, 1997'den değiştirilerek alınmıştır).

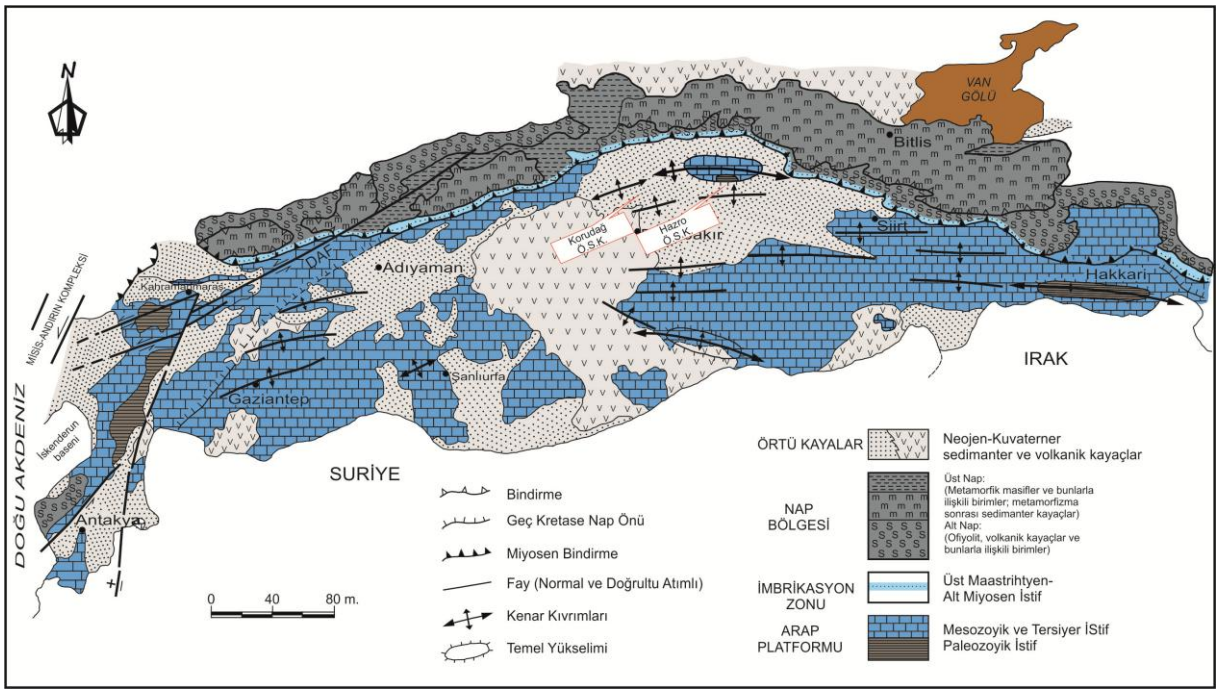
Orta Doğu'daki hidrokarbon potansiyeli oldukça değişkendir; örneğin Ürdün'de oldukça az petrol ve gaz keşfi yapılmış olup Suudi Arabistan, İran, Irak, Kuveyt ve Birleşik Arap Emirlikleri'nde ise bol miktarda petrol üretimi yapılmaktadır (Alsharhan and Nairn, 1997). Bu durumun kuvvetle muhtemel sebebi, yukarıda da değinilen, özellikle Türkiye'de Geç Kretase, Eosen ve Miyosen dönemlerinde plaka hareketleri sonucu meydana gelen ve hala da devam eden tektonik faaliyetlerdir.

Bu çerçevede başta ABD ve Kanada olmak üzere, bazı ülkelerde geleneksel yolla üretimi yapılmayan yeni enerji kaynakları kazanılması için gerekli teknolojik buluşlar da birbiri arkasından hizmete sokulmuştur. Özellikle şeyl gaz, kömür

tabakası gazı ve basen merkezli gaz kaynakları bugün ekonomiye kazandırılmaya başlanmıştır. Hatta Türkiye'de geçtiğimiz yıl Trakya ve Güneydoğu Anadolu'da iki sahada şeyl gaz üretimi için ABD'li şirketler ile anlaşmaya varılmıştır. Bu yeni gelişmelere akademik bir çalışma ile katılmak ve süreçleri öğrenmek için Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Siluriyen yaşlı birimlerin hidrokarbon kaynak kaya potansiyelleri geleneksel yolla yapılmış bazı çalışmalara rağmen (Kranendonck, 2004) yeniden araştırılmıştır.

1.2. Çalışma Alanının Tanıtımı

Çalışma; Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Diyarbakır'ın kuzeydoğusunda ve kuzeybatısında bulunan Hazro ve Çermik ilçelerindeki, Siluriyen yaşlı stratigrafik birimlerde yapılmıştır Şekil 1.3'de ölçülü stratigrafik kesit yerleri gösterilmiştir.



Şekil 1.3 Çalışma ve bulduru alanını gösteren Güneydoğu Anadolu Bölgesi jeoloji haritası (Yılmaz, 1993'den değiştirilerek alınmıştır)

1.3. Önceki Çalışmalar

Egeran (1951), keşfi yapılan ve rezervi ispatlanan Raman sahasının ardından Garzan sahasını açıklamış ve bölgede 15'den fazla antiklinal yapısının bulunduğundan bahsetmiştir. Raman ve Garzan sahalarının altında kalan serilerde daha kaliteli petrolün bulunabileceğini vurgulamıştır. O dönemdeki mevcut petrol sızıntılarından yola çıkarak Güneydoğu'da Üst Eosen kalkerlerinden başlayarak, Orta-Alt Kretase, Jura-Triyas ve Üst-Orta Paleozoyik serilerine kadar dört seviyede muhtemel petrol kaynakları hususunda araştırmalar yapılması gerektiğini söylemiştir.

Erentöz ve Ternek (1959), Türkiye'de bulunan basenlerdeki sedimantasyon derecelerine göre çok ümitli, ümitli ve az ümitli olmak üzere bir gruplamaya gitmişler hatta bu grupların tahmini yüzölçümlerini dahi vermişlerdir. Araştırıcılar, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ni çok ümitli sahalar grubuna dahil etmişlerdir. Ayrıca bu grupları, yapıları, petrol emarelerini ve kristalin-intrüzif kütleleri gösteren ilk Türkiye Petrol Haritası'nı da bahsi geçen araştırıcılar çizmişlerdir.

Ketin (1966), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Mardin-Derik ve Adıyaman civarı ile, Amanoslardaki Kambriyen istif birimlerini ve Doğu İran'daki Kambriyen istif birimlerini mukayese etmiştir. Karşılaştırılan bölgelerde Türkiye sınırları içerisinde Prekambriyen aralığının olmadığının, Ökambriyen seviyelerinin olduğunun altı çizilmiştir.

Altınlı (1966), Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun jeolojisini ve tektoniğini iki kısma ayırdığı detaylı bir çalışmayla sunmuştur. Geniş bir alanda yapılan stratigrafi ve yapısal jeoloji çalışmaları, masifler bölümü; İranid, Torid ve Anatolid orojenik kuşaklarını içeren ve "ortotektonik veya filiş bölgesi" olarak adlandırılan kısım; Kenar Kıvrımları Kuşağı bölümü şeklinde üçe ayrılarak sunulmuştur.

Lebküchner (1969), Güneydoğu Anadolu'daki asfaltik maddelerin zuhur ve yayılımlarını gözlem ve sondajlara dayalı olarak incelemiştir. Araştırıcı çalışmaları sonucu; Güneydoğu Anadolu'da tektonizmanın etkisiyle yüzeye yakın asfaltit bulunduğunu, Alt/Orta Jura-Alt Kretase yaşlı Cudi Grubu'nda bulunan "asfaltik bitümlü şist" in eski petrol yataklarından birisi olduğunu vurgulamıştır. Asfaltik maddeleri oluşum süreçlerine göre tektonizmayla ilişkilendirerek sınıflandırmıştır.

Kurtman ve Akkuş (1971), Güneydoğu Anadolu'daki petrol yapılarının ve Trakya'daki doğalgaz rezervlerinin bulunmasının ardından Doğu Anadolu Bölgesi'ndeki Sivas, Erzurum, Tekman-Karayazı ve Muş-Hınıs-Malazgirt basenlerinde de doğu-batı yönlü binlerce metrelik Tersiyer çökellerinin bulunduğuna dikkat çekmişlerdir.

Sungurlu (1974), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde bilhassa Kenar Kıvrımları Kuşağı'nın paleocoğrafik gelişimi ve stratigrafisini, hem otokton hem de allokton

birimleri ayırtlamak suretiyle, saha gözlemleri ile TPAO ve diğer petrol şirketlerinin sondaj verilerini kullanarak açıklamıştır.

Lebküchner (1976), Hazro Antiklinali'nin çekirdeğindeki Paleozoyik birimleri incelemiştir. Antiklinal çekirdeğinin en derin kısmında Devoniyen yaşlı birimler daha sonra sırasıyla fasiyes değişikliğiyle beraber Permiyen, Triyas, Jura-Kretase ve Tersiyer birimlerin mevcut olduğundan bahsetmektedir.Bölgede en iyi Devoniyen birimlerinin; Diyarbakır ili Fetlika, Hemek ve Şehşap dere yataklarında izlenebileceğini belirtmiştir. Tüm zaman aralıklarına ait fosil faunalarına da değinen araştırıcı Hazro Antiklinali'nin tektonik yapısını da ortaya koymuştur.

Beydoun (1991), "Plaka Tektoniği yaklaşımıyla, Arabistan Levhası'nın Hidrokarbon Jeolojisi ve Potansiyeli" konulu bir kitap yazmıştır. Bu eserinde yazar; 1990 yılına kadar rapor edilen Orta Doğu hidrokarbonları, hidrokarbon içeren yapılar ile Orta Doğu tektonizma haritası, ülkeler bazında hidrokarbon rezervleri, Arabistan Kalkanı'nın oluşumu, Gondvana'nın Arabistan Marjini'nin Paleozoyik evrimi, Post-Paleozoyik gelişimi ve kuzeydoğu pasif kenarının, güneydoğu kenarının, kuzey, kuzeybatı kenarlarının komşu ara basenlerle birlikte gelişimi ve; Güneydoğu Türkiye, Suriye, Irak, Güneybatı İran, Umman, Ürdün, Suudi Arabistan (kuzeyi, merkezi ve güneybatısı), Yemen, Kuveyt, Katar, Birleşik Arap Emirlikleri ülkelerindeki tüm birimlerin korelasyonları, Neojen'de kıtanın Afrika'dan ayrılışı, Arabistan Levhası'nın hidrokarbon potansiyeli, bölgedeki Paleozoyik, Mesozoyik ve Senozoyik kaynak kayalar, rezervuarlar ve elde edilen sonuçları tartışmıştır.

Yılmaz (1993), Güneydoğu Anadolu orojenik kuşağının evrimini yeni jeolojik, jeokimyasal ve jeofizik verilerle tekrardan yorumlamıştır. Arap kıtasıyla Güneydoğu Anadolu'nun jeolojik evrimini değerlendirmiş güneydoğuda bugün güneyden kuzeye doğru üç zon olarak bilinen; "Arap Kıtası, Dilimlenmiş zon ve Nap zonu" kuşaklarını, safhalarını açıklamıştır.

Günay (1996), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin jeolojisi, tüm otokton formasyonların; isimlendirilmesi, yayılımı ve yüzeylendiği yerler ile bunların korelasyonu, litolojisi, kalınlığı, alt-üst ve yanal sınırları ile beraber fosil topluluğu, yaşı, allokton birimler ile tektonik modeller birçok yerden alınan jeolojik ve dikme kesitlerle desteklenerek ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır.

Alsharhan and Nairn (1997), “Orta Doğu’nun Petrol Jeolojisi ve Sedimanter Basenler” başlıklı araştırmalarında; bölgenin coğrafik-jeomorfolojik-jeolojik durumu ve jeolojik tarihçesini yapısal elemanlarıyla birlikte ayrıntılı bir şekilde değerlendirmişlerdir. Ayrıca; çökelen birimler Vail et al (1977) tarafından deniz seviyesindeki değişimlere göre uyarlanan ve kısaca “global ölçekte meydana gelmiş uyumsuzlukların dikkate alındığı” Sloss (1963)’un “Sekans Stratigrafisi” yöntemine göre formasyon bazında verilmiştir. Paleocoğrafik konumlara göre; Yemen, Umman, Suudi Arabistan, Birleşik Arap Emirlikleri, Katar, Bahreyn, Kuveyt, Ürdün, Suriye, Irak, Türkiye’nin güneydoğusu ve güneybatı İran’daki birimler birbirleriyle korele edilmiştir.

Günay ve Demirkol (1999)’da, Diyarbakır’ın kuzeyinde Abdülaziz Dağı’nın jeolojisi araştırılmıştır. Bölgede Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından açılan Abdülaziz-1 ve civardaki diğer kuyulardaki değerlendirmeler ve saha gözlemleri sonucu, Geç Kampaniyen-Erken Maastrihtiyen’den sonraki sıkışma, çok net olmamakla birlikte Orta Eosen tektonik etkinliği ve Geç Miyosen dönemindeki sıkışma ile bölgedeki allokton birimlerin dilimlenerek “dubleks” yapısını oluşturdukları kanıtlanmıştır.

Demirel, vd. (2001)’de, Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nin kuzeybatısında Adıyaman civarındaki petrol sistemlerinin araştırmışlardır. Çalışmada, Kretase yaşlı denizel karbonatları ihtiva eden istife odaklanılmış, burada kaynak kaya potansiyeli, kaynak kaya türü, rezervuarların dağılımı, kapan türleri irdelenmiş ayrıca Güneydoğu Anadolu Bölgesi’ndeki Paleozoyik birimlerin de bir değerlendirmesi yapılmıştır. Türkiye Petrolleri’ne ait Karadağ-1, Suvarlı-1, Altıntop-1, Çemberlitaş-9 ve Alidağ-2 kuyularından alınan Kretase yaşlı birimlere ait örneklerin jeokimyasal sonuçları yeniden yorumlanmıştır. Bu analizlerden gidilerek kabaca aktif kaynak kayadan türeyen hidrokarbon miktarı ve yüzdesinin belirlenmesini hedefleyen kütle-denge hesaplamaları yapılmıştır. Bölgede yapılan basen değerlendirmesine göre de iki farklı petrol sistemi belirlenmiştir. Birincisi Erken Paleozoyik dönemine ait olan istifteki “kıtasal rift tipi petrol sistemi”, ikincisi bahsi geçen Kretase yaşlı karbonatları içeren “kıtasal platform tipi petrol sistemi”dir. Çalışmanın sonuç bölümünde yazarlar; Adıyaman ve Gaziantep civarındaki petrol sistemlerinin başlıca elemanlarının hem kaynak hem de rezervuar özelliğindeki birimleri kapsayan Cudi Grubu olduğunu, jeokimyasal datalara göre Diyarbakır

bölgesindeki kaynak kayaların, bu tez kapsamında da incelenen Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu ve Orta-Üst Ordovisiyen yaşlı Bedinan Formasyonu olduğunu vurgulamışlardır.

Kranendonck (2004), "Gondvana'nın Kuzey Kenarının Geç Siluriyen-Erken Devoniyen Boyunca Jeolojik ve Biyodinamik Evrimi" konulu bir doktora tezi hazırlamıştır. Uluslararası farklı bölgelerde, Siluriyen-Devoniyen sınırlarını belirlemek için yapılan araştırma kapsamındaki bu çalışmada; Fas, Türkiye, Cezayir, Avustralya, Çin Halk Cumhuriyeti ve Arjantin'deki Alt Paleozoyik/Siluriyen istifleri incelenmiştir. Türkiye'de, Kenar Kıvrımları Kuşağı'nda Alt Paleozoyik birimleri içeren mostralar Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde bu tez kapsamında da çalışılmış olan Diyarbakır'ın kuzeydoğusundaki Hazro Antiklinali bölgesindeki "Fetlika kesidi" ve Hazro-II araştırma kuyusundan temin edilen karotlar üzerinde sedimantolojik, paleontolojik ve organik jeokimyasal detaylı incelemelerde bulunulmuştur. Kuzeybatı-güneydoğu Türkiye, kuzeybatı-güneydoğu Fas, güneybatı Ukrayna ve güneybatı Polonya'da önceden belirlenmiş sekiz adet Siluriyen-Devoniyen dokanağında yapılan incelemelerde Güneydoğu Anadolu Hazro bölgesindeki sedimanların düşük ısısal olgunlukta oldukları bu çalışma kapsamında organik jeokimyasal araştırmalar sonucu (430^{0}C civarı Tmax değerleri) kanıtlanmıştır.

Bozkaya, vd. (2009)'da, Hazro bölgesindeki Paleozoyik-Alt Mesozoyik yaşlı sedimanter istifin mineralojisini araştırmışlardır. Tez kapsamında organik jeokimyasal özellikleri bakımından araştırılan Dadaş formasyonunun başlıca şeyl, çamurtaşı ve kumtaşlarından oluştuğu ve genel görünümünün grimsi-yeşil renkli olduğu belirtilmiştir. Kristalinite verilerinden geç diyajenez sonucuna ulaşmışlardır. Ayrıca yazarlar, çalışmalarının sonuç kısmında Güneydoğu Anadolu otoktonu kayaçlarının stratigrafik ve mineralojik açıdan Doğu Toros paraotoktonuna benzerlik gösterdiğinin de altını çizmişlerdir.

Günay (2007)'de, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin jeolojisi ve tektoniği konulu bir rapor derlemiştir. Paleozoyik, Mesozoyik ve Senozoyik yaşlı tüm birimlerin Güneydoğu Anadolu'da görülebileceği kesitler haritada gösterilmiş, grup ve formasyonlar tek tek açıklanmış, buralarda enine jeoloji kesitleri alınmış, tektonik

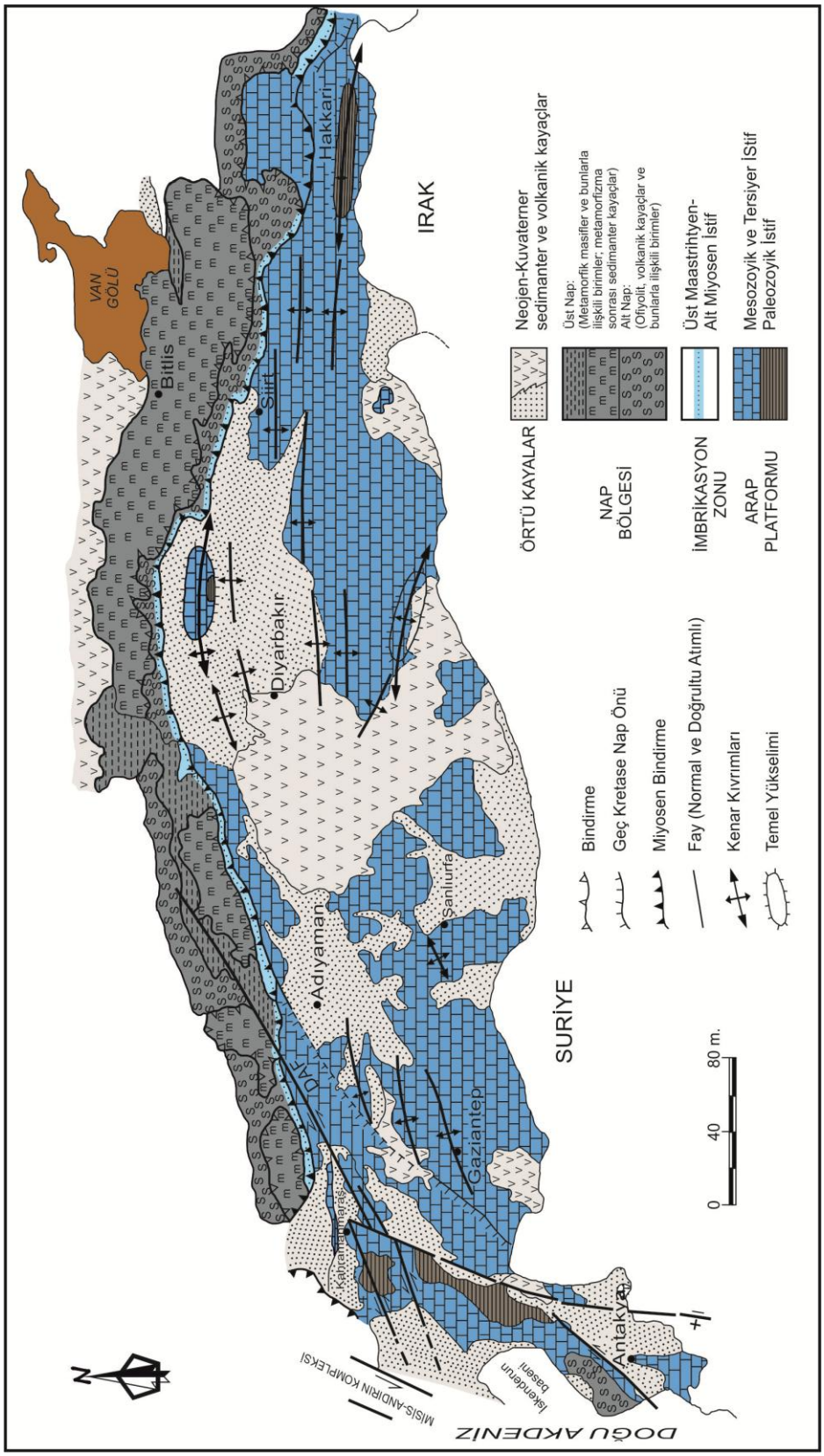
gelişimi anlatılmış ve çok sayıda arazi fotoğrafları ile bilgiler desteklenmiştir. Bölgedeki petrol sahaları da harita üzerinde gösterilmiştir.

Aydemir (2011)'de, geleneksel olmayan hidrokarbon kaynağı şeyl gaz ve bunun Amerika Birleşik Devletleri'nde belki de dünyada en iyi araştırılan örneği olan Misissipiyen-Pensilvaniyen yaşlı "Barnett Şeyli" ile, bu tezin de konusunu oluşturan Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki Siluriyen yaşlı "Dadaş Formasyonu"nu; depolanma ortamı, organik zenginlik, formasyon kalınlığı ile bunun yatay sondaj ve hidrolik çatlatma tekniğine uygunluğu, TOC, potansiyel verim (S1+S2) gibi bazı organik jeokimyasal parametreler, kaynak kaya özelliğindeki söz konusu birimlerin petrol ya da gaz üretmeye eğilimi ve buna göre termal olgunluklarını karşılaştıran bir çalışma yapmıştır. Araştırıcı çalışmasının özellikle Dadaş Formasyonu ile ilgili kısmını; Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde formasyonun civarındaki kuyu verileri ile gama-ray logları, sismik hat boyunca elde edilen gözlemler, Dadaş Formasyonu'nun bölgede değişken kalınlığını gösteren izopak haritaları ve daha sonra kaynak kaya potansiyeli daha yüksek olarak değerlendirilen Dadaş-I Üyesi'nin maksimum TOC, maksimum potansiyel verim (S1+S2), maksimum Tmax, maksimum spor renk indeksi (SCI) değerlerine göre yapılan haritalar ile desteklemiştir.

2. BÖLGESEL JEOLOJİ

Güneydoğu Anadolu Orojenik Kuşağı; güneyden kuzeye doğru doğu-batı uzanımlı üç zona ayrılarak incelenebilir. Bunlar sırasıyla; Arap Platformu birimleri, bindirmeler sonucu oluşmuş melanj zonu ve en kuzeyde de nap grubudur (Yılmaz, 1993). Güneydoğu Anadolu Bölgesi jeoloji haritası Şekil 2.1.'de sunulmuştur.

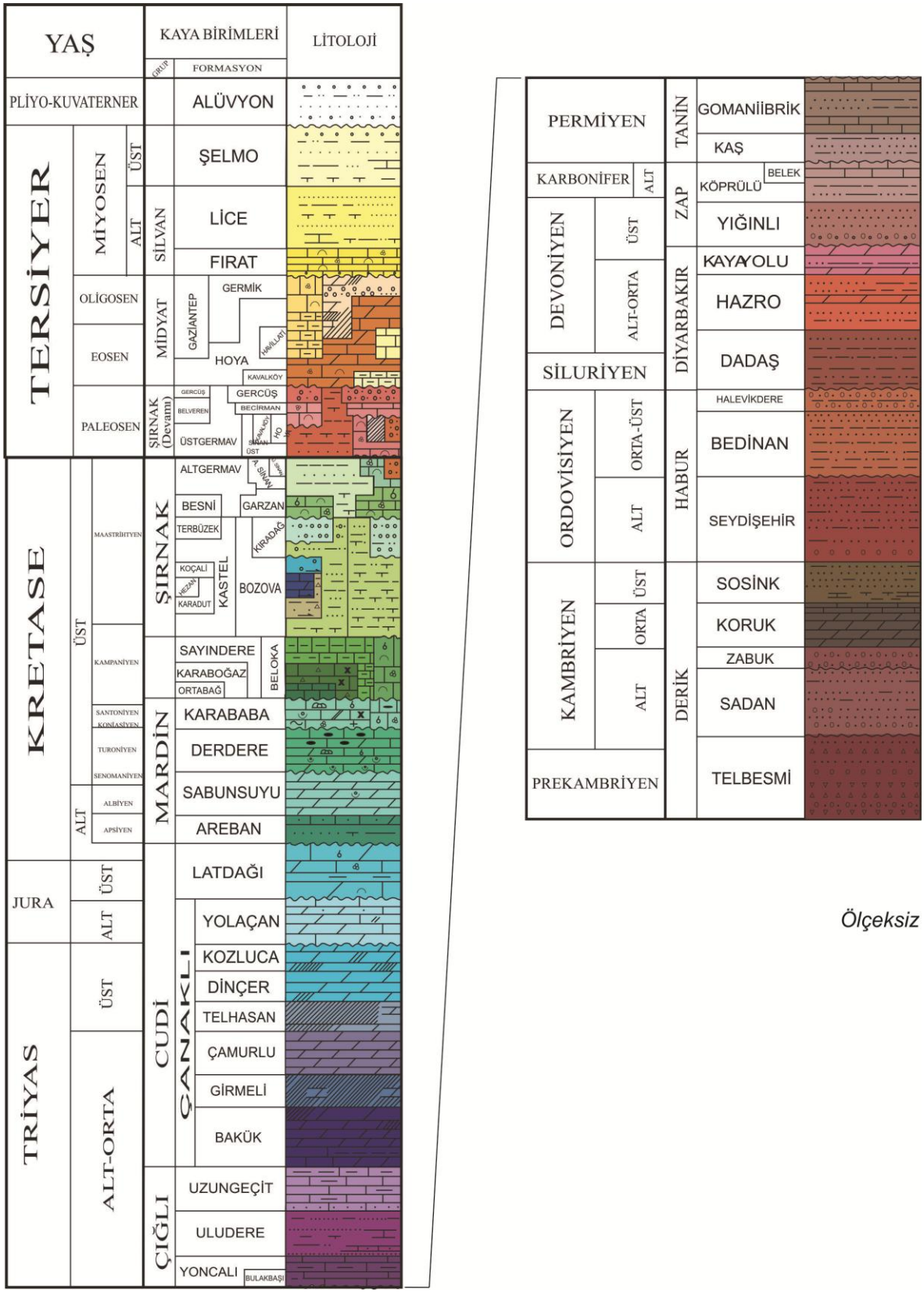
Bu bölümde Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin genel jeolojisi, otokton stratigrafisi ve tektoniği ile ilgili, yapılan arazi gözlemlerinin de ışığında bilgi verilmeye çalışılmıştır.



Şekil 2.1 Güneydoğu Anadolu Bölgesi Jeoloji Haritası (Yılmaz, 1993'den değiştirilerek alınmıştır).

2.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi Genel Stratigrafik Birimler

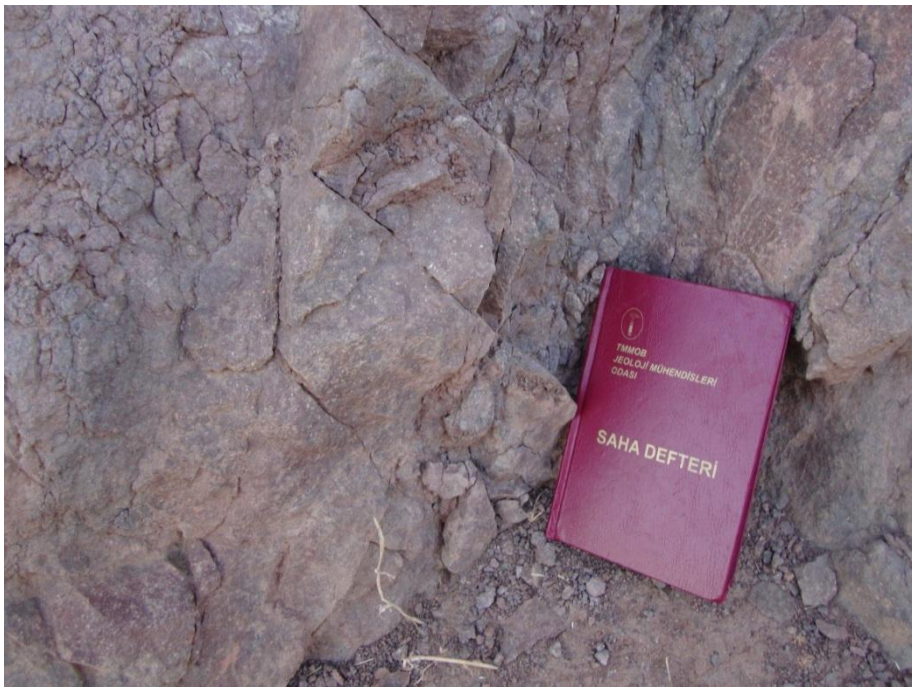
Güneydoğu Anadolu Bölgesi Arap Platformu'nun kuzey uzantısını oluşturmaktadır. Prekambriyen'den Tersiyer'e kadar değişken kalınlık ve litolojilerdeki sedimanter birimlere bölgede rastlanır (Şekil 2.2).



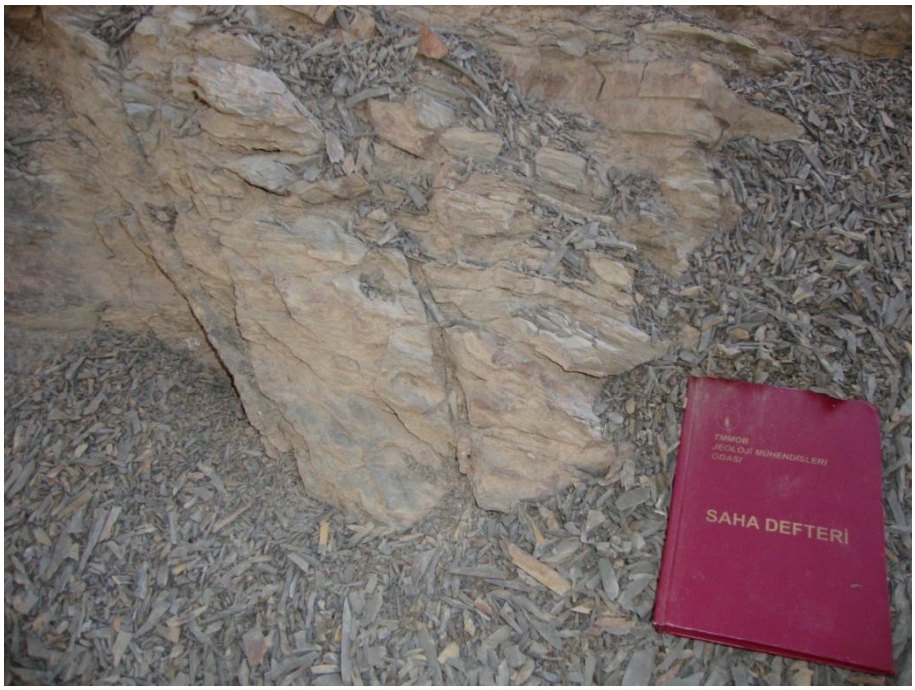
Şekil 2.2 Güneydoğu Anadolu Bölgesi genelleştirilmiş stratigrafi kesiti (Günay, 2007'den alınmıştır).

2.1.1 Paleozoyik Birimler

Güneydoğu Anadolu'da, Mardin-Derik civarında izlendiğinden, "Derik Grubu" olarak adlandırılmış Prekambriyen-Kambriyen arası yaş veren birimler arasında en yaşlı birim "Telbesmi Formasyonu"dur. Andezit ve çamurtaşından oluşan birim, üzerindeki birimlere göre muhtemelen Prekambriyen yaşlıdır (Şekil 2.3). Telbesmi Formasyonu üzerine diskordansla killi kumtaşları ve şeyllerden oluşan "Sadan Formasyonu" çökelir. "Zabuk Formasyonu" çapraz tabakalı kuvars kumtaşlarından oluşur ve Sadan Formasyonu üzerine uyumsuzlukla gelir. Üzerinde dolomit ve kireçtaşından oluşan "Koruk Formasyonu" vardır. Koruk Formasyonu üzerindeki sucuk yapılı seviyeden sonra "Sosink Formasyonu" gelir. Sosink Formasyonu, içerisinden alınan Trilobit fosillerine göre Orta Kambriyen yaşındadır (Günay, 2009 sözlü görüşme). Güneydoğu Anadolu genel istifinde Ordovisiyen yaşlı birimler "Habur Grubu" olarak geçmektedir. En altta kahverengi grimsi renkli kumtaşları ve yer yer şeylden oluşan "Seydişehir Formasyonu" bulunmaktadır. Seydişehir Formasyonu, aynı zamanda Amanoslarda izlenmekte ancak Güneydoğu Anadolu'da, Büyük Zapsuyu Antiklinali'nin güneyinde ve Habur vadisinde de yüzeyler (Günay, 1998, Şekil 2.4).



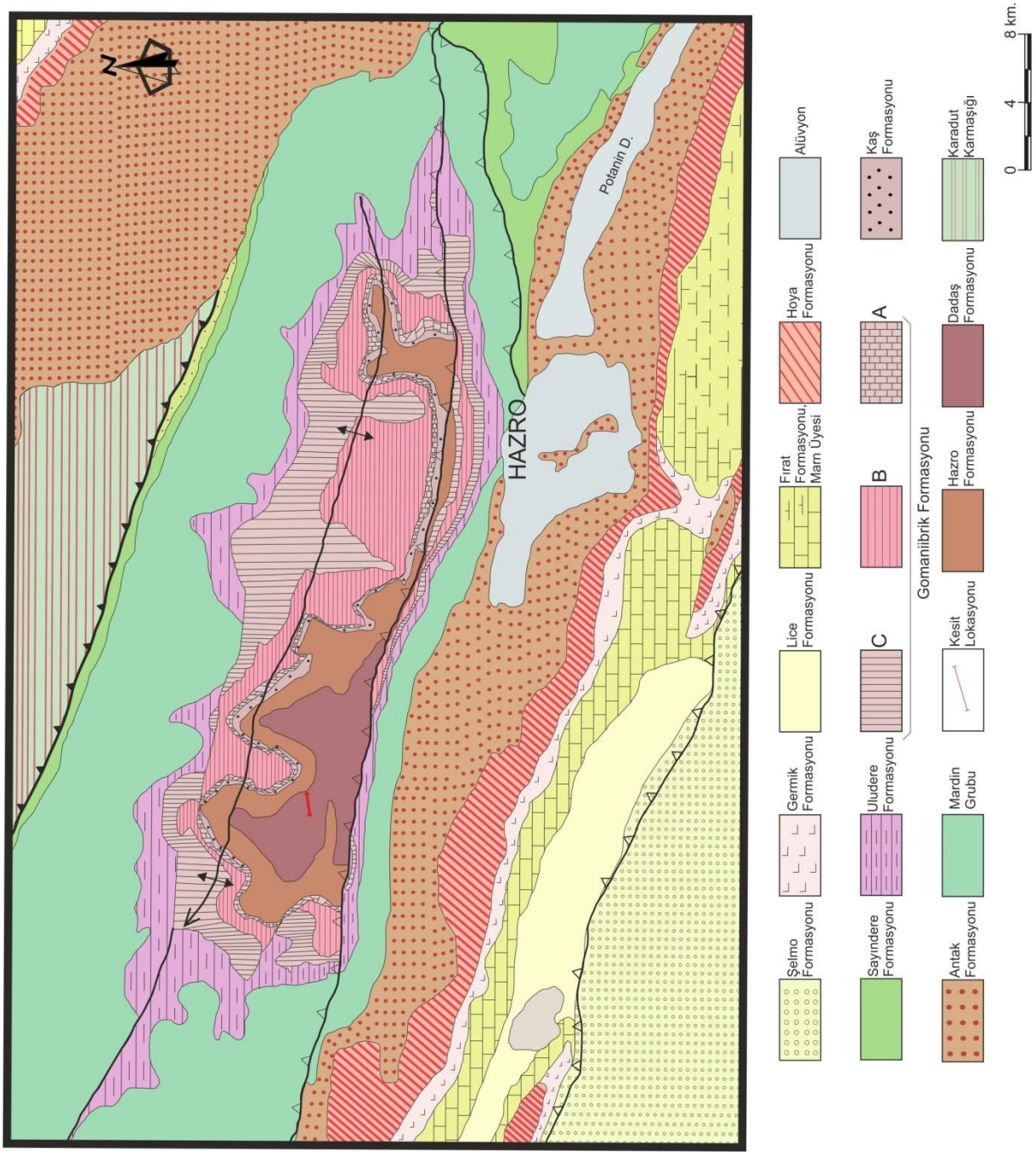
Şekil 2.3 Telbesmi Formasyonu Mardin/Derik



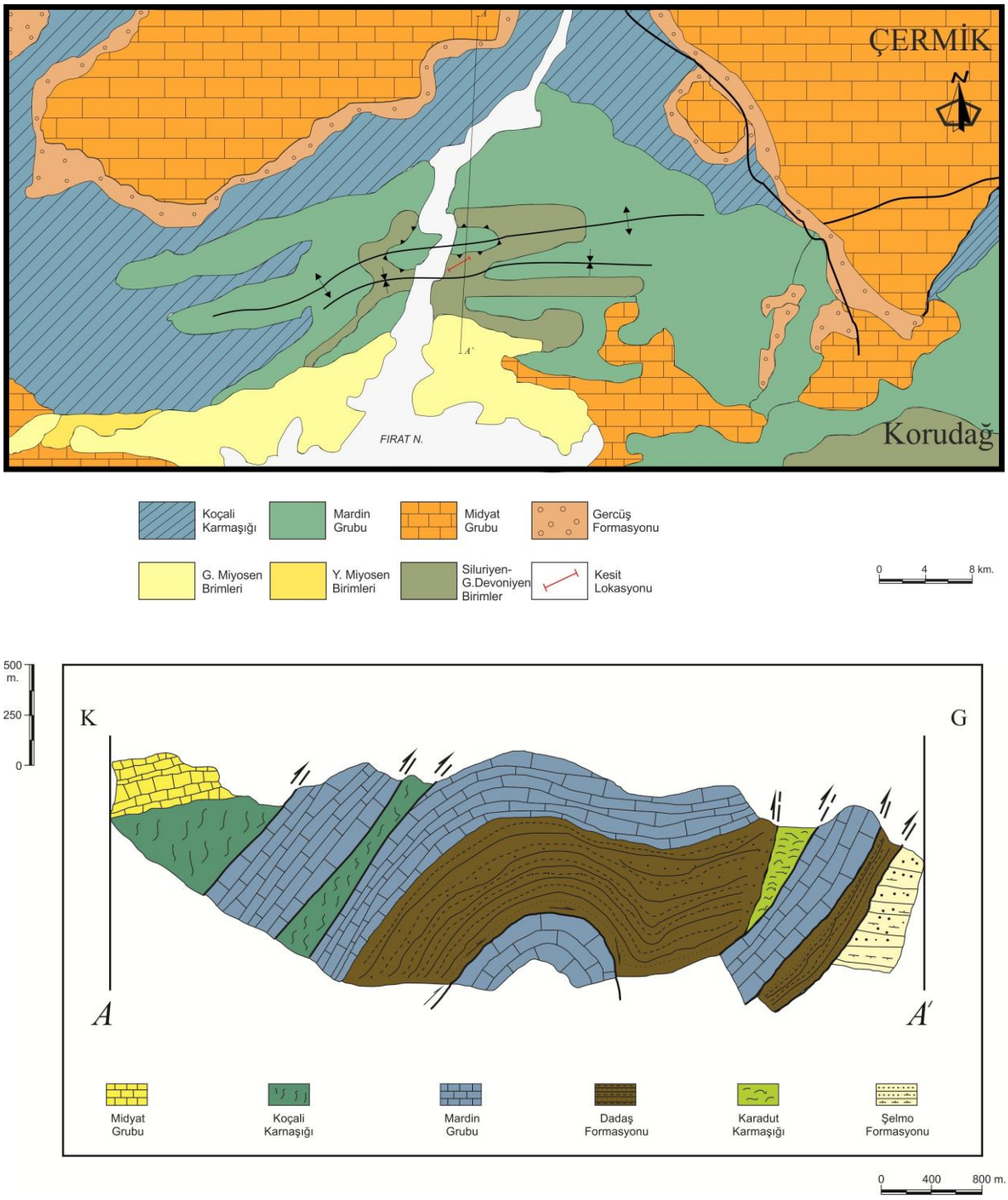
Şekil 2.4 Seydişehir Formasyonu Şırnak/Silopi

Seydişehir Formasyonu üzerine uyumsuzlukla “Bedinan Formasyonu” gelir. Şeyl ve kumtaşlarından oluşan Bedinan Formasyonu, Orta ve Kuzey Amanoslarda, Mardin-Derik dolayında ve Büyük Zapsuyu Antiklinali’nde yüzeylemektedir (Günay, 1996). Doğu Toroslardan adlanan Geç Ordovisiyen yaşlı “Halevikdere Formasyonu”, buzul kaynaklı sürtünme izli çakıltaşı ve kumtaşlarından oluşmaktadır. Bu formasyon, Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde sadece Derik istifinde gözlenmektedir. Diyarbakır’ın kuzeydoğusundaki Hazro ilçesi dolayında yüzeyleyen istif Mardin-Derik’teki istifin devamı şeklinde görülür (Günay, 2007). Bedinan Formasyonu üzerine uyumsuzlukla gelen Siluriyen yaşlı “Dadaş Formasyonu”, Diyarbakır’da Hazro Antiklinali’nin çekirdeğinde ve Korudağ’da yüzeyler (Günay, 1996, Şekil 2.5, 2.6). Başlıca şeyl, çamurtaşı ve kumtaşlarından oluşan Dadaş Formasyonu’nun genel görünümü grimsi-yeşil renkli olup, alt seviyelerini 10-15 cm kalınlığında gri kumtaşı ve ender olarak gri kireçtaşı ara katkılı kahverengimsi yeşil şeyl, orta seviyelerini kumtaşı ara katkılı yer yer ardalanmalı 40-50 cm kalınlığa sahip kahverengimsi yeşil şeyller oluşturmaktadır. Üst seviyelerini ise 15-20 cm kalınlığa sahip sarımsı-kahve renkli, solucan izli kumtaşı ve gri renkli, kumlu kireçtaşı ara katkılı, 30-40 cm kalınlığındaki yeşil çamurtaşları temsil etmektedir (Bozkaya vd., 2009). Dadaş Formasyonu regresif

özellik sunan bir istif olup Alttan üste doğru ortamda devamlı bir sığlaşma, tane boyunda irileşme, tabaka kalınlığında ise artma gözlenir (Günay, 1996). Tez kapsamında, Dadaş Formasyonu şeyl litolojilerinde yapılan organik jeokimya analizlerinde Korudağ bölgesinden alınan örneklerde *aşırı olgun gaz zonu*, Hazro'dan alınan örneklerde ise *petrol penceresi*, bazı örnekler ise *yetersiz kaynak kaya* zonundadır. Ayrıntılı jeokimyasal açıklamalar ve yorumlara "Hidrokarbon Potansiyeli Çalışmaları" bölümünde yer almaktadır.



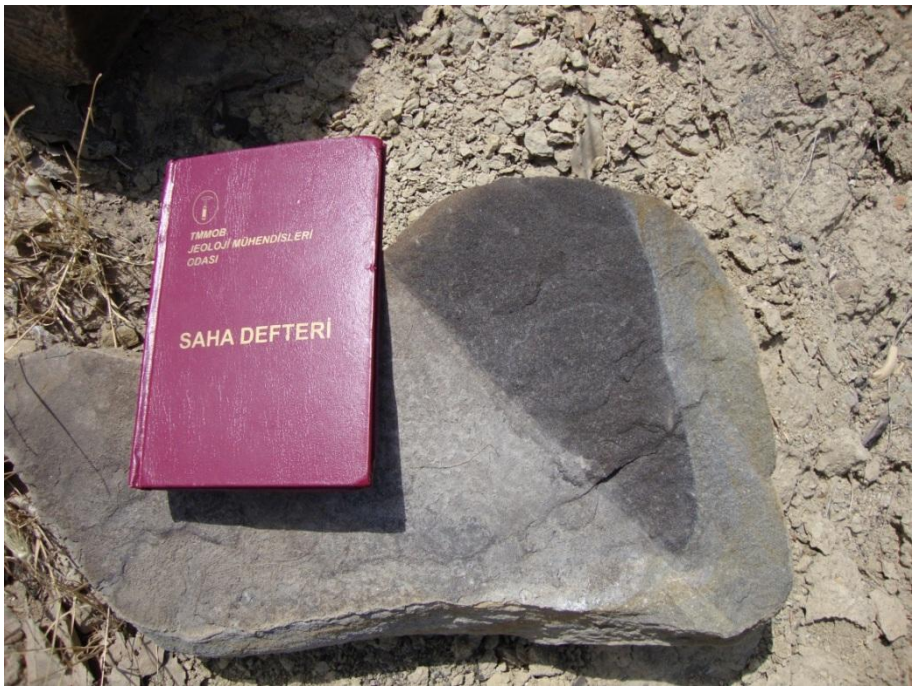
Şekil 2.5 Örneklemenin yapıldığı kesit lokasyonunun da gösterildiği Hazro Bölgesi jeoloji haritası (Sütçü, 2008'den değiştirilerek alınmıştır)



Şekil 2.6 Bir diğer kesit lokasyonu. Korudağ Bölgesi sadeleştirilmiş jeoloji haritası (Tarhan, 2002'den değiştirilerek alınmıştır) ve kuzey-güney yönlü enine jeoloji kesiti (Günay, 2009 sözlü görüşme)

Dadaş Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelen "Hazro Formasyonu" beş üyeye ayrılarak incelenmektedir (Günay, 2007). Alttan itibaren ilk üç üye kumtaşı, dördüncü üye dolomit ve beşinci üye genellikle alacalı şeyllerden oluşmakla birlikte bazı kuyularda alt seviyelerde kum gelişimleri, üst seviyelerde ise dolomitik marn

oluşumları görülmektedir (Günay, 1996). Alt seviyelerdeki kumtaşı birimlerinde yer yer asfalt izlerine rastlanmaktadır (Şekil 2.7).



Şekil 2.7 Asfalt emareli Hazro kumtaşı örneği Diyarbakır/Hazro

Diyarbakır civarında Hazro Formasyonu üzerinde Erken Permiyen yaşlı kömür seviyeleri içeren şeyl, çamurtaşı ve kumtaşı litolojisindeki “Kaş Formasyonu” uyumsuz olarak bulunur (Günay, 2007). Kaş Formasyonu üzerinde de Geç Permiyen yaşlı alt ve üst seviyeleri kireçtaşı-marn, orta seviyeleri kumtaşı litolojisindeki “Gomaniibrik Formasyonu” gelir. Kaş ve Gomaniibrik Formasyonları birlikte “Tanin Grubu”nu oluştururlar. Ancak genel istifte, Hazro Formasyonu’ndan sonra Güneydoğu Anadolu’da hiçbir yerde yüzeylemeyen ancak TPAO tarafından açılan Kayayolu-1 kuyusunda kesilen dolomit, kumtaşı litolojisindeki “Kayayolu Formasyonu” vardır (Günay, 1996). Hakkari ve Cudi Dağı dolayında Seydişehir Formasyonu üzerinde sadece bu civarda gözlenen şeyl litolojisindeki “Şorttepe Formasyonu” ve onun da üzerinde kumtaşı-şeyl litolojisindeki Geç Ordovisiyen yaşlı “Yığınlı Formasyonu” bulunmaktadır. Bu formasyon kumtaşı-şeyl litolojisindeki “Köprülü Formasyonu” ile geçişlidir. Köprülü Formasyonu üzerindeki kireçtaşı içeren birim ise “Belek Üyesi” olarak adlandırılmıştır. Yığınlı ve Köprülü Formasyonları “Zap Grubu”nu oluştururlar.

2.1.2 Mesozoyik Birimler

Erken Triyas yaşlı birimler genelde “Çığlı Grubu” olarak ayırtlanmıştır. “Yoncalı Formasyonu” kireçtaşı, “Uludere Formasyonu” şeyl, kumtaşı, kireçtaşı “Uzungeçit Formasyonu” yine kireçtaşı litolojisindedir. Geç Triyas-Jura-Erken Kretase yaşlı birimler, “Cudi Grubu” adı altında toplanmışlar, Hakkari civarında altta dolomit ağırlıklı kısım “Çanaklı Formasyonu”, üzerindeki kireçtaşı ağırlıklı kısım ise “Latdağı Formasyonu” olarak adlandırılmıştır. Cudi Grubu; Hakkari civarında Büyük Zapsuyu Antiklinali’nin kuzey ve güney kanadında, Şırnak’ın güneyindeki Cudi dağında, batıda ise Amanos Dağlarında yüzeyler (Günay, 2007). Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde Cudi Grubu’nun üzerinde Erken Kretase yaşlı “Mardin Grubu” vardır. Bu grup Güneydoğu’da yer yer Paleozoyik birimlerin üzerine de açısal uyumsuzlukla gelir (Şekil 2.8). Mardin Grubu’nun tabanında Mardin Derik’de yüzeyleyen ve kumtaşı ile dolomitli seviyelerden oluşan “Areban Formasyonu” vardır. Areban Formasyonu’nun üzerinde dolomit ve kireçtaşı litolojisindeki “Sabunsuyu Formasyonu” vardır. Bu birim üzerine uyumsuzlukla tabanında planktonik foraminifer fosilleri içeren ve kaynak kaya özelliği gösteren “Derdere Formasyonu” gelir. Derdere Formasyonu, Mardin-Derik’de ve Diyarbakır-Hazro’da izlenebilir. Yine uyumsuzlukla gelen “Karababa Formasyonu” A, B ve C olmak üzere üç üyeye ayrılarak incelenebilir. Karababa-A killi kireçtaşlarından, Karababa-B çörtlü kireçtaşlarından Karababa-C ise şelf içi havzada sığ denizel, lagüner ortam ürünü kireçtaşlarından oluşmaktadır (Günay, 1996).

Şekil 2.8 Açısal uyumsuzlukla Prekambriyen yaşlı Telbesmi Formasyonu'nu üzerleyen Mardin Grubu birimleri Mardin/Derik

Mardin Grubu birimleri; Mardin-Derik'de, Şırnak doğusunda, Hatay'a bağlı Hassa ilçesi ile Kilis arasındaki Sabunsuyu Deresi'nde, Adıyaman-Tut'da, Kahramanmaraş-Türkoğlu civarında, Antakya-Balıklıdere ve Keldağ dolaylarında izlenebilmektedir.

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin kuzeyinde Mardin Grubu üzerine "Karaboğaz" ve "Sayındere" Formasyonları gelir. Karaboğaz Formasyonu siyah renkli killi kireçtaşlarından oluşur ve kaynak kaya karakterindedir (Şekil 2.9). Bej renkli killi kireçtaşlarından oluşan Sayındere Formasyonu Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde örtü kaya özelliği göstermektedir (Günay, 2009 sözlü görüşme).

Şekil 2.9 Karaboğaz Formasyonu Adıyaman/Tut

Şeyl-kumtaşı karakterindeki “Ortabağ Formasyonu”, Şırnak’ın batısında yüzeyler ve Karaboğaz Formasyonu’nun buradaki eşitidir. Diyarbakır-Hazro’da ise Mardin Grubu üzerine Sayındere Formasyonu Karaboğaz Formasyonu olmadan gelir.

Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde Geç Kretase döneminde kuzeyden güneye doğru ilerleyen allokton birimler ortamın derinleşmesine neden olmuş ve “Kastel Çanağı” olarak isimlendirilen bir havza oluşmuştur. Burada şeyl-kumtaşı ardalanmasından oluşan “Kastel Formasyonu” çökelmiştir. Yine Adıyaman-Tut’da bu birim gözlenebilmektedir. Gaziantep civarında ise Kastel Formasyonu ile eş zamanlı olarak marn litolojisindeki “Bozova Formasyonu” çökelmiştir.

Sayındere Formasyonu üzerine çökelen Kastel ve Bozova Formasyonlarından itibaren başlayan çökeller, Eosen’e kadar “Şırnak Grubu” olarak isimlendirilmiştir. Alloktonların gelişinin ardından çökelen “Terbüzek Formasyonu”, kırmızımsı renkli çakıltaşlarından oluşmaktadır. Üzerine gelen “Besni Formasyonu” kireçtaşı karakterindedir. Besni Formasyonu’ndan sonra ise “Alt Germav Formasyonu” vardır. Litolojisi kumtaşı ve şeyldir.

2.1.3 Senozoyik Birimler

Alt Germav Formasyonu ile aynı litolojideki “Üst Germav Formasyonu” Paleosen yaştadır. Üst Germav Formasyonu’nun yanal eşdeğeri kireçtaşı litolojisindeki “Üst Sinan Formasyonu”dur. Germav Formasyonu’ndan sonra sığlaşan ortamda kumtaşı ve konglomera birimleriyle karakterize edilen “Gercüş Formasyonu” çökelmiştir.

Eosen-Oligosen yaşlı “Midyat Grubu”nun tabanında Hakkari dolayında iyi gözlenen killi kireçtaşı birimleri içeren “Kavalköy Formasyonu” bulunmaktadır. Üzerinde ise kireçtaşı dolomit ardalanmalı “Hoya Formasyonu” bulunur. “Gaziantep Formasyonu”, killi-tebeşirli kireçtaşlarından oluşur. Batman civarında ise eş zamanlı evaporit karakterli “Germik Formasyonu” vardır. Hakkari dolaylarında killi kireçtaşı litolojisine sahip kaynak kaya özelliği gösteren “Havillati Formasyonu” çökelmiştir.

Erken Miyosen yaşlı birimler “Silvan Grubu” adı altında toplanmıştır. Silvan Grubu’nun altındaki “Fırat Formasyonu” kırmızımsı renkli taban konglomerasıyla başlayıp yukarı doğru şelf kenarı, sığ ortam ürünü kireçtaşlarıyla devam eden birim, Şanlıurfa-Birecik yakınlarında Fırat nehri boyunca izlenebilmektedir (Günay, 1996). Marn-kumtaşı-şeyl ardalanmalı, “Lice Formasyonu” uyumlu olarak Fırat Formasyonu üzerine gelir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nin kuzey alanlarında Lice Formasyonu çökelirken, güney alanlarda da karasal ortam ürünü konglomera ve kumtaşlarından oluşan “Şelmo Formasyonu” çökelmiştir. Güncel alüvyon çökelleri ile Miyosen, Pliyosen ve Kuvaterner’deki volkanizma sonucu açığa çıkan volkanik birimler yer yer batı ve orta kesimlerde yer yer sedimanter otokton birimlerin üzerini örtmüştür.

2.2. Bölgesel Tektonik

Bölüm 2’nin başlangıcında daha önce de değinildiği üzere, Güneydoğu Anadolu Bölgesi güneyden kuzeye doğru doğu-batı uzanımlı üç farklı kısımda incelenmektedir. Bunlar sırasıyla; Arap Platformu birimleri, kırıklanmış zon ve en kuzeyde de nap grubudur (Yılmaz, 1993). Arap Platformu, Pan-Afrika kristalin bir temel üzerinde Paleozoyik-Tersiyer zaman aralığında çökelen bir sedimanter istife sahiptir (Okay, 2008). Nap zonu alttan üste doğru; “Maden Grubu”, Neotetis

okyanusunun taban kalıntısı olarak yorumlanan “Berit Ofiyoliti” ve ofiyolit temel üzerindeki “Yüksekova Grubu” ile Torid Kuşağı temeli ve bunu örten Mesozoyik birimleri içeren metamorfik masifleri içerir; melanj zonu ise Arap Platformu birimleri ve Nap Zonu arasında kalan, Geç Kretase-Erken Miyosen yaş aralığındaki kırıklanmış ince kuşaktaki birimleri ifade eder (Yılmaz, 1993).

Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Arap Platformunun kuzey kenarını oluşturmaktadır ve Mesozoyik-Tersiyer boyunca Anatolid-Torid kuşağı Arap Platformundan bugün “Asur sütur zonu” olarak bilinen “Neotetis’in güney kolu” ile ayrılmıştır (Okay, 2008; Şengör and Yılmaz, 1981). Geç Kretase-Tersiyer süresince ofiyolitler, ofiyolitik melanjlar ve yığışım prizmaları Arap Levhası üzerine yerleşmiştir (Okay, 2008). Erken-Orta Eosen döneminde özellikle kuzey alanlarda gerilme tektoniği etkili olmuş ve Güneydoğu Anadolu’nun tamamı transgresyon nedeniyle sularla kaplanmıştır (Perinçek vd., 2003).

Güneydoğu Anadolu Bölgesi üç farklı evrede gelişmiş tektonik hareketlerden etkilenmiştir. Bunlardan ilki Geç Kretase’de “Koçali” ve “Karadut” Karmaşıklarının kuzeyden güneye doğru gelişi, ikincisi Paleozoyik ve Mesozoyik yaşlı birimlerin Geç Kretase-Paleosen yaşlı Germav Formasyonu üzerinde görülmesi ile saptanan ve Hakkari’de net olarak gözlenebilen Eosen sıkışma tektonizması ve üçüncüsü Miyosen sonlarına doğru yine kuzey alanlardaki “Çüngüş Formasyonu”, Koçali Karmaşığı ofiyolitlerinin kuzey eşleniği olan “Guleman Ofiyolitleri”, “Maden Karmaşığı”, “Hakkari Karmaşığı” ve “Bitlis Masifi” allokton birimlerinin güneye doğru hareket ederek Lice ve Şelmo Formasyonları üzerine bindirdiği tektonik dönemdir (Günay, 2007).

Geç Miyosen bindirme sisteminin bittiği andan itibaren Doğu Anadolu Fayı ile buna bağlı en-eşelon doğrultu atımlı fay sistemleri çalışmaya başlamış ve Adıyaman Fayındaki “Cendere” pozitif çiçek yapısı böyle oluşmuştur (Şekil 2.10).

Şekil 2.10 Cendere Antiklinali (Pozitif Çiçek Yapısı) Adıyaman

3. ÇALIŞMA YÖNTEMLERİ

Çalışma yöntemleri; saha, laboratuvar ve büro çalışmaları olmak üzere üç grupta özetlenebilir.

Saha çalışmaları; Güneydoğu Anadolu Bölgesi Diyarbakır'da Çermik ve Hazro civarında Siluriyen yaşlı hedef mostralara gidilerek, 23 ve 50 metrelik iki adet kesit ölçülmüş ve toplam 29 adet şeyl numunesi alınmıştır. Ayrıca Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde oldukça sınırlı alanlarda yüzeyleyen Paleozoyik yaşlı birimleri, diğer birimlerle dokanak ilişkileri ve tektonizma hakkında da yeterli fikir edinebilmek adına kapsamlı bir arazi çalışması yapılmıştır.

Laboratuvar çalışmaları; saha çalışmalarında derlenen örnekler; belli bir kısmının şahit numune olarak ayrılmasından sonra Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü kil laboratuvarında tane boyu 100 mikronun altında olacak şekilde öğütülmüş ve kil ayırma işlemi gerçekleştirilmiştir. İçlerindeki tüm kayaç/kil mineral türleri ve bolluklarının saptanması amacıyla $2\Theta=2,18^0$ de normal, etilen glikollü ve fırınlanmış XR-D çekimleri yapılmıştır. Belli bir kısım numune de organik jeokimya analizleri için Amerika Birleşik Devletleri'ne gönderilmiş "Humble Geochemical Services Division" ve "GeoMark Petroleum Services Division" laboratuvarlarında analizleri yaptırılmıştır.

Büro çalışmaları; Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde daha önceden yapılmış çalışmaların, literatürün taranması, saha ve laboratuvar çalışmalarından elde edilen gözlemler ile sonuçların yorumlanması ve tez yazımının tamamlanması büro çalışmalarını oluşturmuştur.

3.1. Hidrokarbon Potansiyeli Çalışmaları

3.1.1. Giriş

Bu bölümde; Güneydoğu Anadolu Bölgesi Siluriyen yaşlı birimlerin hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli, geleneksel metotlar kullanılarak açıklanmaktadır. Kullanılan organik jeokimyasal parametrelerin tanımları ayrıntılı bir şekilde belirtilmekte ve son olarak da alınan numunelerin geleneksel olmayan enerji kaynağı şeyl gaz bakımından potansiyellerine değinilmektedir.

Petrol türetmiş veya türetebilecek olan sedimanter kayaçlara **kaynak kayaç** adı verilir (Tissot and Welte, 1984). Sedimanter kayaçlarda; organik maddenin

korunumu ile başlayıp hidrokarbon türümüyle sonlanan safhadaki birinci ve en önemli basamak, **kerojen** oluşumudur. Kerojen, organik çözücüler tarafından çözünemeyen kalıntı organik maddedir. Organik maddenin kökenine bağlı olarak çeşitlenen kerojen türleri de oluşacak olan hidrokarbonun cinsini denetlemektedir.

Tip I, **tip II**, **tip III** (Tissot et al., 1974) ve **tip IV** (Demaison et al., 1983) olmak üzere dört tür kerojen ayırtlanmıştır. Tip I kerojenin; H/C oranı > 1,5'dur alifatik bir yapıya sahiptir, petrol ve gaz oluşturma kapasitesi yüksektir. Tip II kerojenin ise H/C oranı ve petrol oluşturma kapasitesi tip I kerojene nazaran daha düşüktür. Orta-yüksek derecede kükürt içerir. Tip III kerojende H/C oranı düşük olup O/C oranı ise yüksektir. Organik maddenin kökeni karasal olduğundan "kömürsü" kerojen olarak da bilinir ve gaz üretme kabiliyeti orta derecede olan petrol üretme kabiliyetine göre daha yüksektir. Tip IV kerojen, rezidüel kerojen olarak bilinir. Petrol ya da gaz oluşturamaz (Demaison et al., 1983).

TOC ve Rock-Eval Piroliz ya da SR Analyzer analizleri; kayaç numunelerinin jeokimyasal karakteristiklerini belirlemek için kullanılan en yaygın iki analiz yöntemidir. Bu teknikler; başlangıçta birincil analizler olarak sondaj kırıntıları, karot ve yüzeydeki örneklerin kaynak kaya potansiyelini ve ısısal olgunluğunu değerlendirme amaçlı kullanılıyorlardı. Bugün ise kaynak kayaların hidrokarbon içeriğini ve hidrokarbon kalitesini API gravite değerlerini tahmin etmek suretiyle değerlendirmekte yaygın olarak kullanılmaktadırlar (Jarvie and Tobey, 1999).

Kaynak kayaç örnekleri değişken miktarlarda hidrokarbon, kerojen ve toplam organik karbon içerirler. Analiz sonucu elde edilen ve hesaplanan, ileride daha detaylı açıklanacak olan parametrelere aşağıda kısaca değinilmiştir (Jarvie and Tobey, 1999'den alınmıştır).

TOC: Organik zenginlik (toplam organik karbon) (% ağırlık).

S1: Serbest hidrokarbon içeriği (Bu değer petrol bazlı sondaj çamurundan, kurşun içeren materyallerden (LCM), ve diğer organik bileşenlerin kirlenmelerinden etkilenebilir) (mg HC/g kayaç).

S2: Kalan hidrokarbon potansiyeli (Bu değer petrol bazlı sondaj çamurundan etkilenebilir) (mg HC/g kayaç).

Tmax: Isısal olgunluk, maksimum sıcaklık (^oC).

Bu değerlerden itibaren hesaplanan ve kaynak kaya karakteristiklerini yorumlamaya yardımcı olan oranlar;

HI (Hidrojen İndeksi): Kerojen tipi (mg HC/g TOC).

OI (Oksijen İndeksi): Kerojen tipi ve bozunma (mg CO_2/g TOC).

S2/S3: Kerojen tipi.

PI (Üretim İndeksi): Kerojen dönüşümünü gösterir (PI=S1/S1+S2).

3.1.2. Teknik

Yaklaşık 100 mg yıkanmış ve elenmiş (60 mesh) tüm kayaç numunesi TOC, Rock-Eval veya SR Analyzer cihazında analiz edilir. Organik maddece zengin örnekler S2 değeri 40 mg HC /g rock olduğunda veya TOC bileşimine bağlı olarak işlem gerçekleştirilir. TOC değerleri % 7-8 miktarını aşmadığı zaman örnekler yeniden analiz edilmelidir. TOC, Rock-Eval ya da SR Analyzer operasyonunda:

- 300^oC başlangıç sıcaklık izotermi 5 dakika süreyle muamele edilir.
- 25^oC/dakika artış programlanır.
- 600^oC final sıcaklık durumunda 1 dakika tutulur.
- 580^oC'de fırın sıcaklığındaki oksidasyon ölçülür.
- 12 dakika oksidasyon zamanıdır (Jarvie and Tobey, 1999).

Burada, bütün sıcaklıklar ve oranlar nominaldir. Alet bilinen analitik standartlara göre kalibre edilmiştir. Bu standartlar; IFP 37133/55000/Humble 99986'dır (Jarvie and Tobey, 1999).

3.1.3. TOC ve Rock-Eval veya SR Analyzer'da Elde Edilen Parametreler

3.1.3.1. TOC (Toplam Organik Karbon), (Ağırlıkça % Karbon)

TOC (toplam organik karbon), kaynak kayaç içerisindeki organik maddenin/kerojenin kütlece yüzdesidir. TOC değeri kaynak kayacın potansiyeli hakkında bir fikir vermekle beraber kesin bir nicelik değildir. Şöyle ki, sondaj örnekleri çeşitli nedenlerle olduğundan daha fazla veya az TOC içeriğine sahip gibi görünebilir. Masif karbonatlarla veya kalın evaporitlerle ara tabakalı şeylerin organik zenginliği büyük oranda azalır. Öte yandan başlangıçta organik maddece

fakir örnekler kömür tabakaları ara kesmeleri nedeniyle daha zengin TOC'ye sahip gibi görünebilir. Böyle durumlarda örneklerin titizlikle analiz edilmesi gereklidir (Espitalie et al., 1985). Bu bağlamda Jarvie, (1991)'e göre TOC için referans değerler litoloji de belirtilmek kaydıyla Çizelge 3.1'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.1 Sınır TOC değerleri (Jarvie, 1991'den alınmıştır)

TOC (%)	Kaynak Kayaç Kalitesi	Litoloji
% 0,00-0,50	Yetersiz	Şeyl ya da karbonat
% 0,50-1,00	Marjinal/Ortalama	Şeyl ya da karbonat
> % 1,00	Yeterli	Şeyl ya da karbonat

Ölçülen TOC değeri, iki ayrı fraksiyondan oluşmuştur. Bunlardan bir tanesi "dönüşebilir fraksiyon" (convertible fraction-CC, S1, S2 pik değerleri) diğeri de "kalıntı fraksiyon" (residual fraction-RC, S4) dur. Kalıntı fraksiyon okside olmuş ölü karbonu temsil ettiğinden hidrokarbon üretme potansiyeli yoktur. Rock-Eval terminolojisine göre TOC aşağıdaki şekilde tanımlanabilir:

TOC= CC+RC ya da TOC= [k(S1+S2)/10]+[S4/10], burada; k=0,83 atomik ağırlık olarak hidrokarbonlardaki ortalama karbon içeriğidir. Örnek inertinitçe zengin ise "k" değeri 0,89'a kadar çıkabilir.

3.1.3.2. S1 (mg HC/g rock)

S1 değeri tüm kayaç içerisinde var olan serbest, ısısal olarak açığa çıkartılabilen/ayrıştırılabilen hidrokarbonlara karşılık gelir. S1 piki; termal olarak ayrıştırılmış gaz kromatografik analizlere göre ve S1 pikinin okuma zamanına bağlı olarak C_{75+}'e kadar olan hidrokarbonları içerecektir (Jarvie and Tobey, 1999). Daha ağır serbest hidrokarbonlar ve non-hidrokarbonlar (resin, asfaltenler) daha yüksek sıcaklıklarda parçalanacaklar ve doğal olarak S2 piki içerisinde değerlendirileceklerdir (Clementz, 1979). Toplam açığa çıkan miktarı belirlemek ve ayrıştırılan (extracted) kayaç örnekleri ile S2 içerisindeki indirgenmiş miktarı analiz etmek için [$S2_{(tüm\ kayaç)}$-$S2_{(ayrıştırılmış)}$]=S1 değerine ilave edilir. Bu işlem S2 piki içerisinde gözlenebilecek ağır, serbest hidrokarbonları ayırt etmek için kullanılır. Organik çamur sıvısı, dizel, motor yağı gibi sondaj sırasında kullanılan malzemeler

S1 değerinin yüksek okunmasına sebep olur. Rezervuar kayaca kaynak kayaçtan çıkarak taşınmış hidrokarbonlar ve nemli örneklerdeki mantar büyümeleri S1 değerini yükseltmektedir (Peters, 1986). S1 değeri 1000 ile çarpılarak ppm'e dönüştürülebilir.

3.1.3.3. S2 (mg HC/g rock)

S1 pikinin elde edildiği sırada serbest hidrokarbonlar olarak buharlaşamayan kerojenin parçalanmasıyla S2 piki açığa çıkar (300-600°C arasında). S2 pikinin şekli organik madde tipinin karakteristiğidir. Tip I kerojen (petrol oluşturma meyilli kerojen) çok dar bir pik şekline sahiptir. Tip II kerojenin S2 piki biraz daha geniş, Tip III kerojen ya da oksijence zengin kerojenlere ait olan S2 pikleri de çok daha geniş şekilli olmaktadır. S2 pik değeri, analiz edilen örneğin bugünkü kaynak kaya potansiyelini temsil eder. Orijinal potansiyel ısısal olgunluğa bağlı olarak daha yüksek olabilir. Organik maddenin farklı tipleri farklı S2 kompozisyonları gösterir (Espitalie et al., 1977; Jarvie and Tobey, 1999).

Atomik H/C oranlarının oksidasyonla indirgendiği gibi S2 değerleri de bozunma etkisiyle indirgenebilir (Van Krevelen, 1984). Ayrıca çok yüksek sıcaklıklarda (> 550°C) tuzlu su/mineral dekompozisyonu ile açığa çıkan tuz iyonizasyonundan da S2 değerleri etkilenir. S2 değerleri de, 1000 ile çarpılarak ppm'e dönüştürülebilir. Espitalie (1982)'e göre S2 için sınır değerleri Çizelge 3.2'de verilmiştir.

Çizelge 3.2 S2 sınır değerleri (Espitalie, 1982'den alınmıştır)

S2	Kaynak Potansiyeli
0,00-2,00	Zayıf kaynak potansiyeli
2,00-5,00	Orta kaynak potansiyeli
> 5,00	İyi kaynak potansiyeli

3.1.3.4. S3 (mg organik CO_2/g rock)

S3 değeri, düşük piroliz sıcaklığı sırasında ölçülen organik CO_2 değeridir (< 390°C). Fakat bu değer mineral matriks maddesinin bozunması sonucu oluşan dekompozisyondan etkilenir. Ayrıca Rock-Eval'da örnek üzerinde çalışırken ölçülen sıcaklık aletin sıcaklığından daha yüksektir. Yani 390°C'deki alet sıcaklığı

alet üzerinde 425-430°C arasındadır (Espitalie et al., 1977; Jarvie and Tobey, 1999).

3.1.3.5. S4 (mg C/g rock)

S4 piki (mg/g'daki rezidüel karbon [RC]) değeri, Rock-Eval sırasındaki TOC oksidasyonundan elde edilir ve bu RC değeri Rock-Eval'da ölçülen TOC değerinin içerisinde dahil edilmiş olarak bulunur. Esasında S4 değerini incelemek için dönüşebilen karbon (convertible carbon [CC]) değeri, TOC değerinden çıkarılır. Cihaz bunu aşağıdaki formüle göre hesaplamaktadır (Espitalie et al., 1985):

S4= 10xTOC-[0,83(S1+S2)]; RC= S4/10; yukarıda açıklandığı gibi TOC'nin hesaplanmasında, (TOC = CC+RC) işlemin ikinci kısmını oluşturmaktadır.

Eğer S4 değeri 1000 mV'luk sinyal gücünü yani 85 mg C/g rock veya 0,85 ağırlık/karbon değerini aşarsa dedektör doygun hale gelir. Bu durumda indirgenmiş ağırlıkta analizin tekrar edilmesi gerekmektedir (Jarvie and Tobey, 1999).

3.1.3.6. Tmax (^{o}C)

Tmax, S2 pikindeki hidrokarbonların evriminin maksimum olduğu andaki sıcaklık değeridir (Espitalie et al., 1977). Tmax değerleri, düşük organik madde içeriğinden etkilenir ki bu durumda S2 pikleri de düşük görülür. S2 değeri, 0,50'den küçük olduğunda S2 piki tanımlanabilir bir pik olmayabilir. Bu durumda ölçülen Tmax değeri gerçekçi değildir (Jarvie and Tobey, 1999). Organik maddece fakir S2 değeri 2,0 civarında olan killi sedimanlarda ölçülen Tmax değerleri güvenilir olmayabilir (Espitalie et al, 1985). Diğer yandan S2 piki içerisindeki ağır serbest hidrokarbonlardan da Tmax değeri etkilenir ve bu durumda anormal derecede düşük ölçülür (<400°C). Eğer taşınmış organik madde varlığı veya tuz iyonizasyonu söz konusu ise bu sefer de Tmax değerleri anormal şekilde yüksek ölçülür (>550°C).

Tmax değerleri ve gerçek Tmax sıcaklıkları sıcaklık programlama oranları ile değişir (Claypool and Reed, 1976). Bu oranlar kinetik değerlere yaklaşım yapmakta faydalıdır. Tmax, kalibre edilmiş bir sıcaklıktır ve gerçek (mutlak) sıcaklığı temsil etmez (Espitalie et al., 1985). Rock-Eval aletindeki gerçek sıcaklık genellikle Tmax değerinden yaklaşık 35-40°C yüksektir. Gerçek Tmax SR

Analyzer'da doğrudan ölçülebilmektedir ve bu değer kinetik hesaplamalarda kullanılır. Kinetik hesaplamalar kapsamında hidrokarbonların artan sıcaklık etkisiyle oluşum oranının doğru olarak değerlendirmesi anlaşılır.

Tmax, kerojen tipine bağımlıdır ve petrol oluşumunun, kinetiğinin bir yansımasıdır. Tip I kerojenlerin aktivasyon enerjileri dar bir dağılıma sahiptir dolayısıyla dar bir Tmax petrol penceresine sahiptirler. Örneğin bazı Greenriver petrol şeyleri 440 ^{o}C'de olgun değilken 448 ^{o}C aşırı olgundur. Tip III kerojenlerde ise aktivasyon enerjileri geniş dağılımlıdır ve petrol penceresi 435 ^{o}C'de başlayıp 465-470 ^{o}C'de biter. Bu durum Tip II kerojenlerde ise oksijen ve kükürt içeriklerine bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Monterey şeyleri gibi yüksek kükürtlü/oksijenli kerojenler, 390-410 ^{o}C Tmax değerlerinde olgun değilken 425 ^{o}C'lik Tmax değerlerinde % 50 oranında petrole dönüşürler (Jarvie and Lundell, 2001). Ortalama kükürt içeren kerojenler petrol oluşumuna yaklaşık Tmax= 425 ^{o}C'de başlarlar ve Tmax= 450 ^{o}C'de % 90 oranında petrole dönüşürler. Kükürtçe fakir olan Tip II kerojenler ise petrol oluşturmaya 430-435 ^{o}C'de başlarlar ve 450-460 ^{o}C'de hala türüm için potansiyel mevcuttur. Sonuç olarak Tmax değerleri kerojen tipi açısından bakılarak değerlendirilmelidir. Çizelge 3.3 ve 3.4'de Espitalie (et al., 1977, 1984, 1985) ve Espitalie (1982) 'e göre sınır Tmax değerlerine karşılık olgunluk düzeyleri sunulmuştur.

Çizelge 3.3 Espitalie et al., (1977), (1984) ve Espitalie (1982)'e göre Tmax sınır değerleri

Tmax	**Olgunluk**
< 430-435°C	Olgunlaşmamış (Ro<0,50)
430-460°C	Petrol Penceresi (Ro [0,50-1,50])
> 455-465°C	Gaz Penceresi (Ro>1,30)

Çizelge 3.4 Espitalie et al., (1985)'e göre Tmax sınır değerleri

Tip I	**Tip II**	**Tip III**	**Olgunluk**
	<425°C	<435°C	Olgunlaşmamış
440-448 ^{o}C	425-450°C	435-465°C	Petrol Penceresi
	>450°C	>465°C	Gaz Penceresi

3.1.4. TOC ve Rock-Eval veya SR Analyzer'da Hesaplanan Parametreler

3.1.4.1. HI (Hidrojen İndeksi), (S2x100/TOC, mgHC/gTOC)

Hidrojen indeksi, bir kayaç örneğinin Rock Eval piroliz sonucu elde edilen S2 pikinin TOC (%)'ye oranı ile elde edilir (Espitalie et al., 1977). Kerojen tipi hakkında bilgi HI değerlerinden itibaren türetilir. Şöyle ki; Tip I kerojenler hidrojence zengin, Tip III kerojenler hidrojence fakir, Tip II kerojenler de Tip I ve Tip III arasında bir değerde hidrojence zengindir. Örnek olgunlaştıkça HI değeri azalır. Yukarıda da bahsedildiği gibi mineral matriks etkisi ve bozunması sonucunda S2 değeri düşük ölçülebileceğinden buna bağlı olarak HI değeri de düşük hesaplanabilir. Çizelge 3.5'de Jones (1984)'e göre HI değerlerine karşılık kerojen tipleri sunulmuştur.

Çizelge 3.5 HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri (Jones, 1984'den alınmıştır)

HI	Kerojen Tipi
< 50	Tip IV gaz meyilli
50-200	Tip III gaz/petrol meyilli genelde karasal
200-350	Tip II/Tip III karışık petrol/gaz meyilli
350-700	Tip II petrol meyilli genelde denizel
>700	Tip I petrol meyilli sıklıkla gölsel

3.1.4.2. OI (Oksijen İndeksi), (S3x100/TOC, mgCO_2/gTOC)

Oksijen indeksi, bir kayaç örneğinin S3 pik değernin TOC (%)'ye oranıdır (Espitalie et al., 1977). Tip III kerojenler genellikle Tip I ve Tip II kerojenlerden daha yüksek OI değerine sahiptirler. OI değeri mineral matriksin bozunarak parçalanması ve S3 değerinin artmasıyla yükselebilir (Jarvie and Tobey, 1999). Eğer TOC değeri % 0,5'den az ise OI değeri anlamsız olabilir (Espitalie, 1982). Genellikle 200'den yüksek OI değeri anormaldir, geçerli olmayabilir. Öte yandan S3 değeri, karbonat minerallerinden ya da örneğin öğütülmesi sırasında meydana gelecek oksidasyondan etkilendiğinden çok güvenilir sonuçlar vermez. Bu değerin güvenilir olmadığı durumlarda HI'ne karşı Tmax grafiği kullanılır (Espitalie et al., 1984).

3.1.4.3. PI (Üretim İndeksi), (S1/S1+S2)

Üretim indeksi (PI), kerojenin serbest hidrokarbonlara dönüşümünün bir göstergesidir (Espitalie et al., 1977). Genel anlamda dönüşüm oranı olarak da adlandırılır. PI değeri, üretim olmadan artan ısısal olgunlaşma ile artar. Organik fasiyeslerdeki farklılaşmalar, başka bir kayaca göç veya sediman örneğinden hidrokarbonun akması anomali nedenleri olabilir. Üretim indeksiyle ilgili sınır değerleri Çizelge 3.6'da sunulmuştur.

Çizelge 3.6 Üretim İndeksi (PI) sınır değerleri (Espitalie, 1982'den türetilmiştir)

PI	Olgunluk
0,00-0,08	Olgunlaşmamış
0,08-0,50	Petrol Penceresi
>0,50	Gaz Penceresi

3.1.4.4. RC (Artık/Rezidüel Karbon), (S4/10)

Artık karbon, kerojen içerisindeki hidrokarbon oluşturma kapasitesi, çok düşük olan karbon miktarını göstermektedir. TOC içerisindeki artık karbonun yüzdesi tip I kerojenden tip III kerojene doğru gidildikçe artmaktadır. Geçmişte artık karbon miktarının kerojen tiplerinde ya da farklı olgunluklarda sabit olduğu düşünülmüşse de tip II kaynak kayalarda % 20, Tip I kaynak kayalarda da % 50 gibi oranlarda artış gösterebildiği görülmüştür (Jarvie and Tobey, 1999).

3.1.4.5. S2/S3

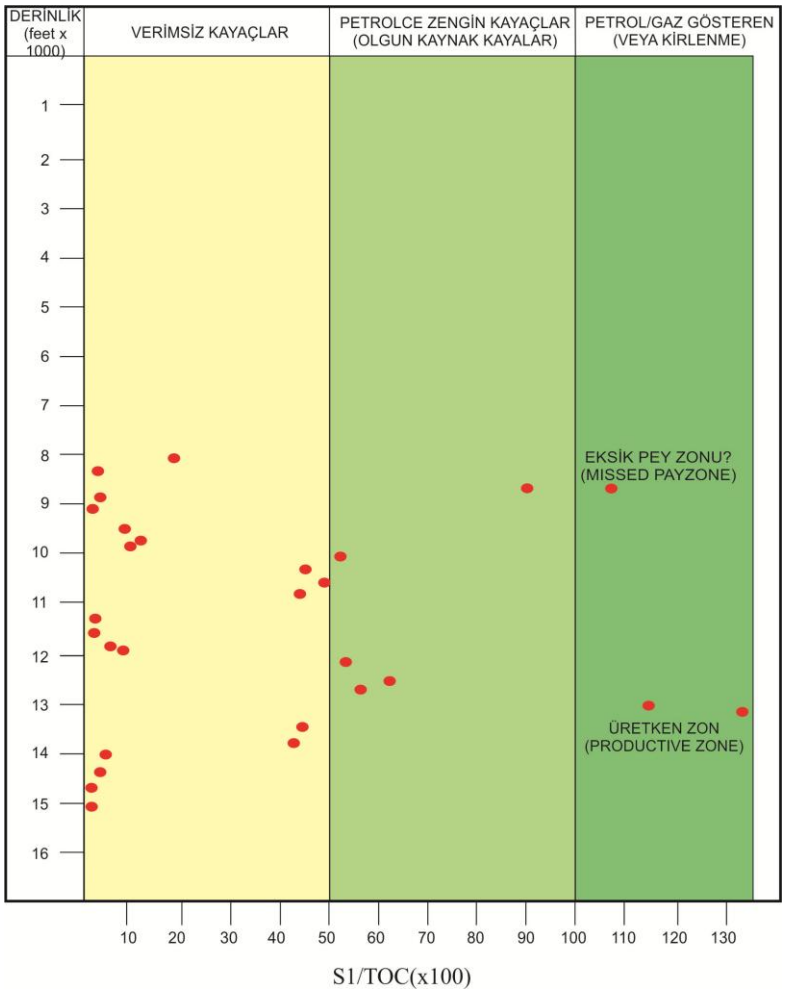
TOC verisi olmayan kerojen tiplerinin belirtecidir. H/C oranını yansıtır ki bu oran, HI/OI oranına benzerdir (Clementz et al., 1979). S2/S3 oran değerlerine karşılık kerojen tipleri ve hidrokarbon potansiyelleri Çizelge 3.7'de sunulmuştur.

Çizelge 3.7 S2/S3 sınır değerleri (Clementz et al., 1979'dan alınmıştır)

S2/S3	Kerojen Tipi
0,00-2,50	Tip III, gaz potansiyelli
2,50-5,00	Tip III, gaz/petrol potansiyelli
>5,00	Tip I veya Tip II, petrol potansiyelli

3.1.4.6. S1/TOC (S1x100/TOC), (mg HC/g TOC)

Serbest hidrokarbonların (S1), toplam organik karbona (TOC) olan oranı rezervuar kayaçları veya geçirimliliği düşük, sıkı kaynak kayaçları belirlemede kullanılabilir (Jarvie and Baker, 1984). Bu oran, ayrıştırılabilir organik maddenin toplam organik karbona oranı ile (EOM/TOC) benzerlik gösterse de, S1 (ısısal ayrışma) ile organik çözücüden ayrışma arasında fark vardır. 3.2'deki açıklamalarda da değinildiği gibi; S1 çözücünün buharlaşması sırasında genellikle kaybedilen hafif hidrokarbonların belirtecidir. Oysa çözücüden ayrışma, hidrokarbon olmayan bileşenlerde (NSO bileşenler ve asfaltenler) daha fazla oranda tamamlanmaktadır. Olgun kaynak kayalarda S1/TOC oranı olgun olmayan kaynak kayalara göre daha yüksektir. Rezervuarlar ise genellikle 100 mg petrol/g TOC'yi geçen çok yüksek S1/TOC oranlarına sahiptirler. Değerlendirmelerde, sondaj sıvılarından ya da civardaki kayaçların jeokimyasal durumlarından kaynaklanan kirlenmelerin ve sıvamaların olmadığından emin olunması gerekmektedir. Şekil 3.1'de, kuyu derinliğine karşılık S1x100/TOC oranı kullanılarak yapılan bir değerlendirme örneğine değinilmiş, Çizelge 3.8'de de Jarvie and Baker (1984)'e göre oran aralıkları ve olgunluk/kaya türleri karşılaştırması yapılmıştır.



Şekil 3.1 Normalize edilmiş petrol içeriği (S1x100/TOC), (mg HC/g TOC) kullanılarak üretken zonun belirlenmesine bir örnek. Anadarko Baseni'nde bir bölgeden elde edilen kuyu verilerine göre 13000 feet dolayında (~3960m) petrol ve gaz üretilmektedir (Jarvie and Tobey, 1999'dan alınmıştır)

Çizelge 3.8 S1x100/TOC oranlarına karşılık kayaç türleri (Jarvie and Baker, 1984'den alınmıştır)

S1x100/TOC	Kayaç Türü/Potansiyeli
0-50	Verimsiz
50-100	Kirlenme olabilir, olgun kaynak kayayı gösterir
>100	Rezervuar kayaç veya bulaşma

3.1.4.7. R_{0e} (%), Cal. %R_0

Tmax değerlerinden itibaren hesaplanan "hesaplanmış vitrinit oranı" geleneksel olmayan enerji kaynaklarından şeyl gaz potansiyeli değerlendirmelerinde termal

olgunlaşma göstergesi olarak kullanılmaktadır (Jarvie, 2012). Kritik değeri ve hesaplama şekline Bölüm 4.3'de değinilmektedir.

4. ANALİZ SONUÇLARI

4.1. Tüm Kayaç ve Kil Mineralleri

4.1.1. Giriş

Arazide ölçülen stratigrafik kesitlerden alınan numuneler, mineral bileşimlerinin ve daha sonra da içerdikleri kil mineralleri türlerinin tespiti için Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nde XR-D analizlerine tabi tutulmuştur. Tüm kayaç çekimlerinin ardından; XR-D kil çekimleri normal, etilen glikollü ve fırınlanmış olmak üzere üç safhada gerçekleştirilmiştir. Çekimlerin ardından difraktogramlar, ASTM (1972) kartlarına göre değerlendirilmiştir. Örnek XR-D tüm kayaç ve kil difraktogramları Şekil 4.1'de sunulmuştur.

Arazide ölçülen stratigrafik kesitlerden alınan numuneler, mineral bileşimlerinin ve daha sonra da içerdikleri kil mineralleri türlerinin tespiti için Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nde XR-D analizlerine tabi tutulmuştur. Tüm kayaç çekimlerinin ardından; XR-D kil çekimleri normal, etilen glikollü ve fırınlanmış olmak üzere üç safhada gerçekleştirilmiştir. Çekimlerin ardından difraktogramlar, ASTM (1972) kartlarına göre değerlendirilmiştir.

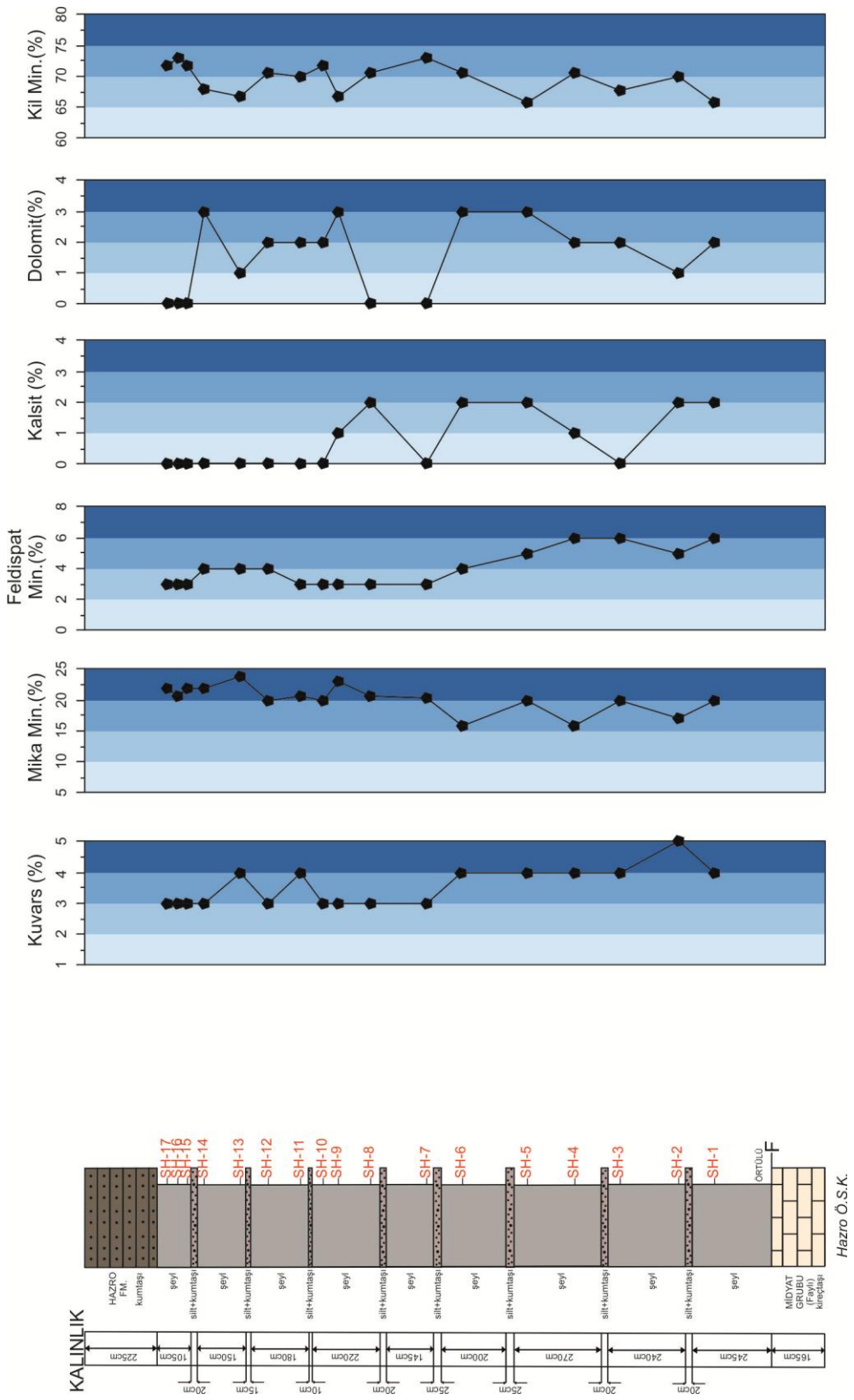
4.1.2. XR-D Tüm Kayaç Difraktogram Tanımlamaları ve Değerlendirmeleri

Tez çalışması kapsamında ölçülen iki ayrı stratigrafik kesitten toplam 29 adet şeyl örneği derlenmiştir. Bu örneklerin XR-D difraktogramları analiz edildiğinde; % 49-73 arasında kil mineralleri, % 16-32 arasında mika mineralleri, % 1-12 arasında feldispat, % 3-8 arasında kuvars, % 0-2 arasında kalsit ve % 0-3 arasında dolomit minerallerine rastlanmıştır. Ayrıca numuneler, içerdikleri mineraller ve bolluk oranlarıyla birlikte Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2'de sunulmuştur. Mineral bolluk oranları grafiksel olarak Şekil 4.1 ve Şekil 4.2'de belirtilmektedir.

Çizelge 4.1 Hazro kesiti XR-D tüm kayaç çekimleri, mineral tanımlamaları ve mineral bolluk oranları

Örnek No	Kil Min. (%)	Mika Min. (%)	Feldispat Min. (%)	Kuvars (%)	Kalsit (%)	Dolomit (%)
SH-1	66	20	6	4	2	2
SH-2	70	17	5	5	2	1
SH-3	68	20	6	4	-	2
SH-4	71	16	6	4	1	2
SH-5	66	20	5	4	2	3
SH-6	71	16	4	4	2	3
SH-7	73	21	3	3	-	-
SH-8	71	21	3	3	2	-
SH-9	67	23	3	3	1	3
SH-10	72	20	3	3	-	2
SH-11	70	21	3	4	-	2
SH-12	71	20	4	3	-	2
SH-13	67	24	4	4	-	1
SH-14	68	22	4	3	-	3
SH-15	72	22	3	3	-	-
SH-16	73	21	3	3	-	-
SH-17	72	22	3	3	-	-

Hazro kesitine ait 17 adet örneğin XR-D tüm kayaç çekimi sonuçları incelendiğinde, bunların ortalama % 70 kil mineralleri, % 20 mika mineralleri, % 2,3 kuvars, % 4 feldispat içerdiği, toplam 12 adet örnekte rastlanan dolomit mineralinin bolluk oranlarının ortalama % 2, ve son olarak 7 örnekte rastlanan kalsit mineralinin de ortalama % 1,7 oranında var olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

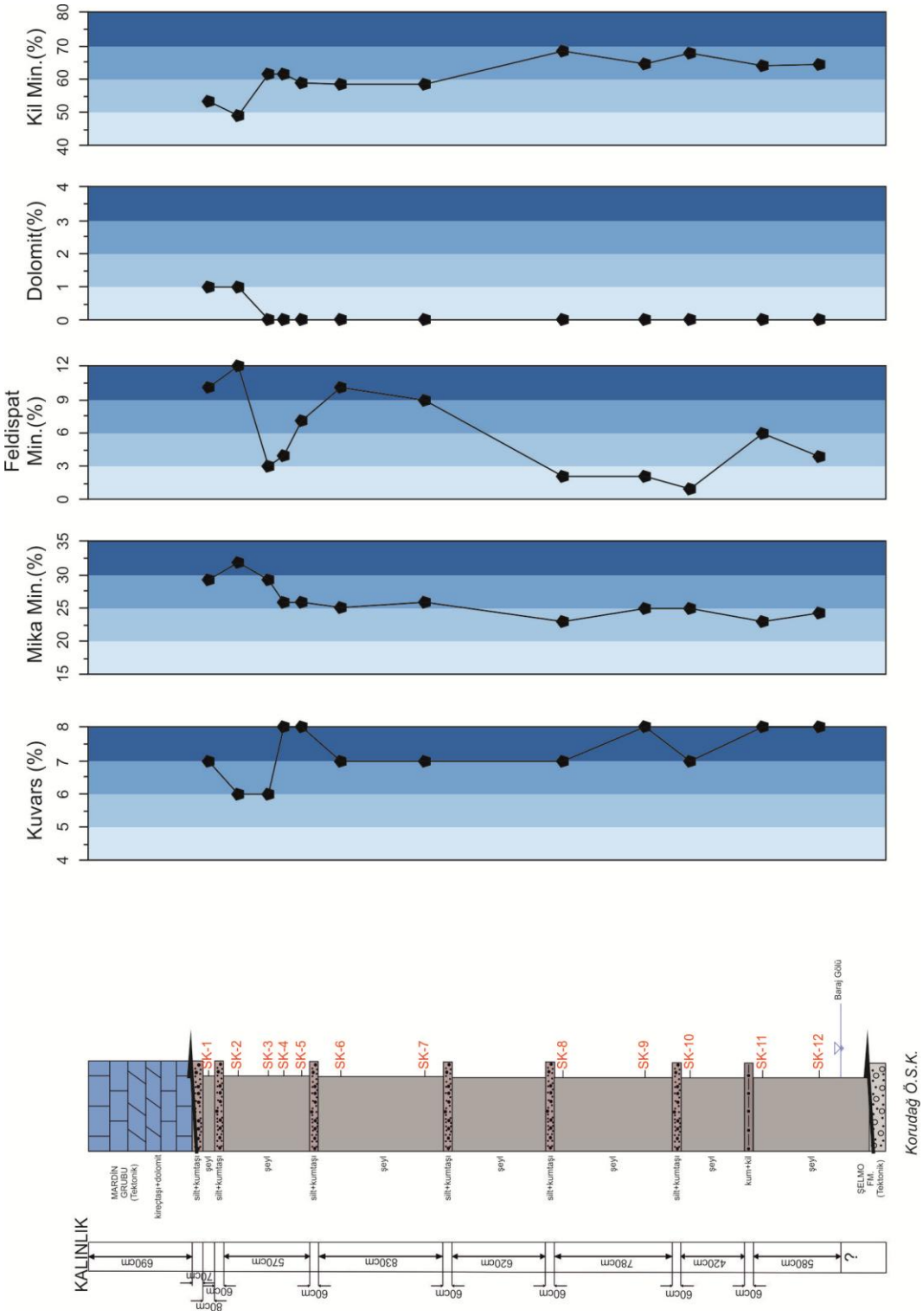


Şekil 4.1 Hazro kesiti XR-D tüm kayaç mineral bolluk oranları grafiksel gösterimi

Çizelge 4.2 Korudağ kesiti XR-D tüm kayaç çekimleri, mineral tanımlamaları ve mineral bolluk oranları

Örnek No	Kil Min. (%)	Mika Min. (%)	Feldispat Min. (%)	Kuvars (%)	Kalsit (%)	Dolomit (%)
SK-1	53	29	10	7	-	1
SK-2	49	32	12	6	-	1
SK-3	62	29	3	6	-	-
SK-4	62	26	4	8	-	-
SK-5	59	26	7	8	-	-
SK-6	58	25	10	7	-	-
SK-7	58	26	9	7	-	-
SK-8	68	23	2	7	-	-
SK-9	65	25	2	8	-	-
SK-10	67	25	1	7	-	-
SK-11	63	23	6	8	-	-
SK-12	64	24	4	8	-	-

Korudağ kesitinden alınan 12 adet örnek için çekilmiş XR-D tüm kayaç analizlerinin değerlendirmelerine değinilmiştir. Burada; tüm örnekler kil ve mika mineralleri, kuvars, feldispattan oluşmuş SK-1 ve SK-2 adlı ilk iki örnekte de bunlara ek olarak ortalama % 1 oranında, az miktarda dolomit bulunmaktadır. Örneklerdeki ortalama kil minerallerinin oranı % 60, mika minerallerinin oranı % 26, kuvars % 7 ve feldispat % 7 civarındadır.



Şekil 4.2 Korudağ kesiti XR-D tüm kayaç mineral bolluk oranları grafiksel gösterimi

Hazro kesitindeki örneklere nazaran Korudağ kesitindeki numunelerde, kil minerallerinin ortalama % 10 civarında daha az olduğu buna karşılık mika minerallerinde % 6, kuvars % 5 ve feldispatta ortalama % 2 oranında bir fazlalık göze çarpmaktadır.

4.1.3. XR-D Kil Fraksiyonu Tanımlamaları ve Değerlendirmeleri

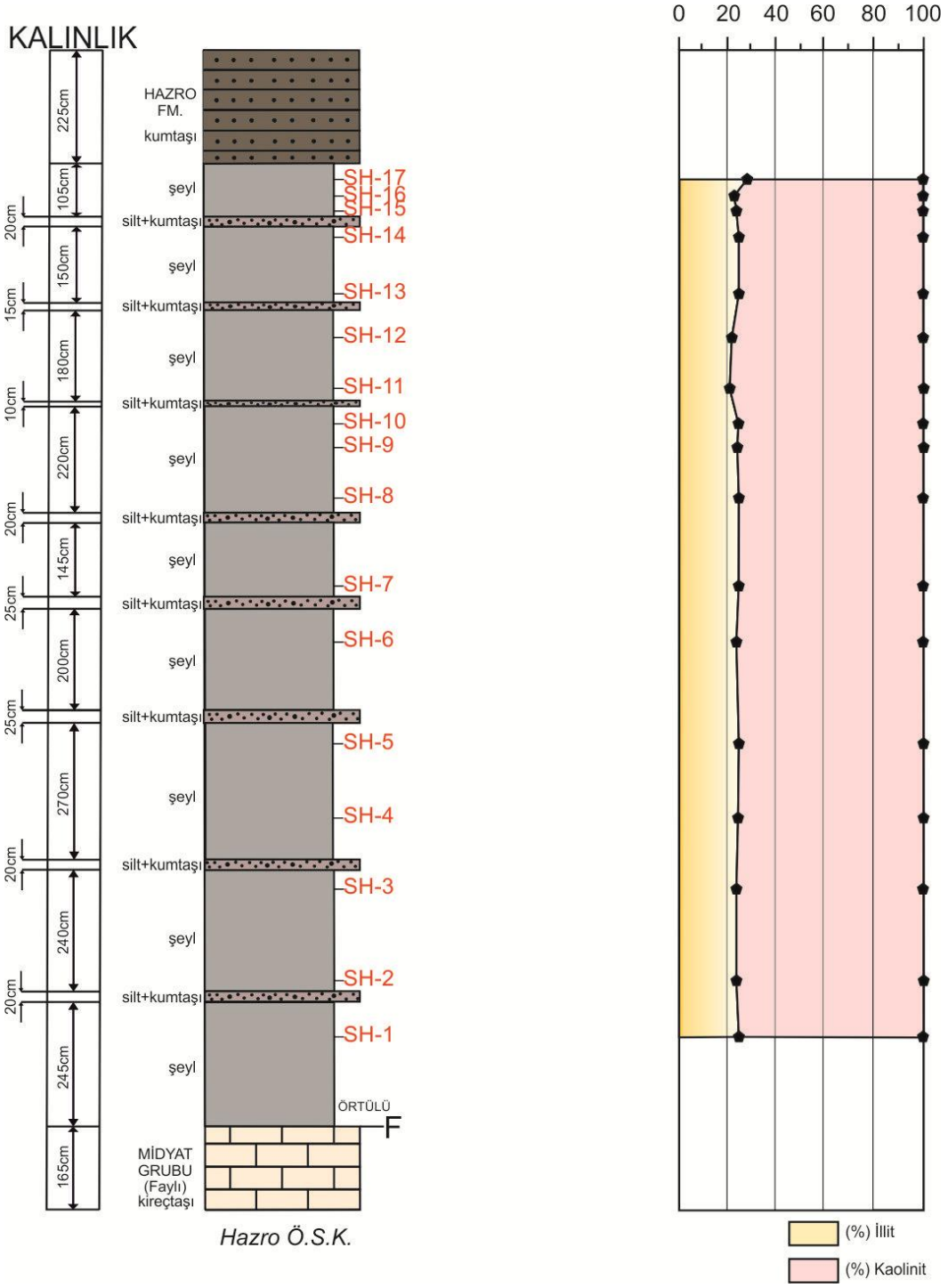
Hazro ve Korudağ kesitlerinden derlenen toplam 29 adet numune XR-D tüm kayaç çekimlerinin ardından içerdikleri kil minerallerinin türlerinin ve oranlarının belirlenmesi amacıyla; normal, etilen glikollü ve fırınlanmış olmak üzere üç ayrı çekime tabi tutulmuş ve sonuçlar bu kapsamda değerlendirilmiştir.

Çizelge 4.3'de görüldüğü üzere Hazro kesitine ait 17 tane numunede sadece illit ve kaolinit mineralleri tespit edilmiştir. Hazro numunelerinin genelinde ortalama illit oranı % 25,9; ortalama kaolinit oranı ise % 74,1 olarak hesaplanmıştır. Hazro kesitine ait grafiksel gösterim Şekil 4.4'de sunulmuştur.

Korudağ örneklerinde de illit ve kaolinit mineralleri yine her numunede bulunmakla beraber Hazro örneklerinden farklı olarak SK-1, SK-2 örneklerinde klorit, SK-7 adlı numunede ise % 50 gibi fazlaca bir oranda simektit mineraline rastlanmıştır ve buna karşılık kaolinit minerali diğer örneklere göre % 4,6 gibi oldukça düşük bir orandadır. (Çizelge 4.4). İllit mineralinin bu kesitteki ortalama bolluk oranı % 49,5, kaolinit mineralinin ise % 45'dir. Korudağ kesiti numuneleri grafiksel gösterimi Şekil 4.5'de belirtilmiştir.

Çizelge 4.3 Hazro kesiti numuneleri XR-D kil çekimleri sonuçları

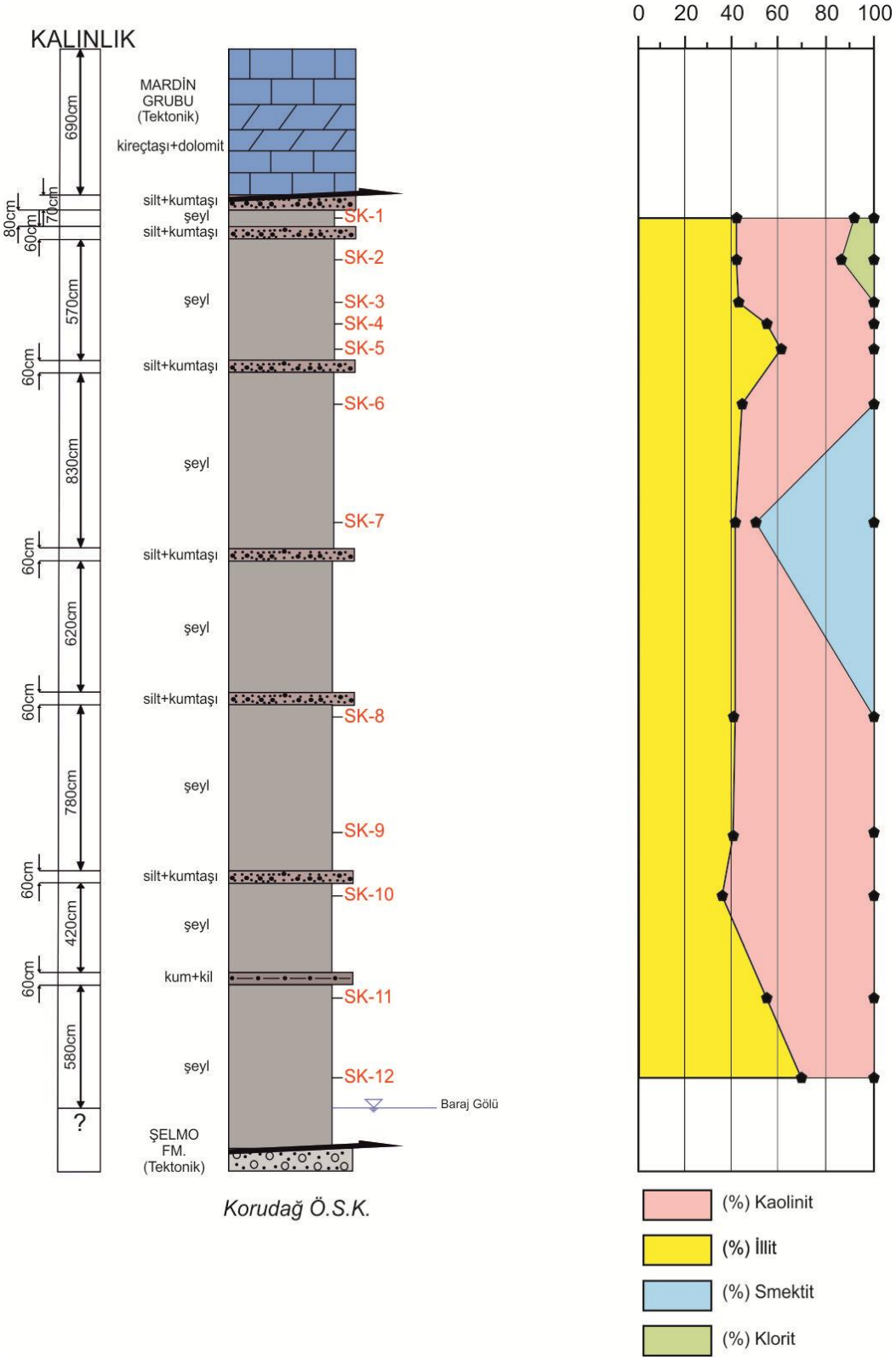
Örnek No	Kaolinit (%)	İllit (%)
SH-1	73,5	26,5
SH-2	75,0	25,0
SH-3	74,6	25,4
SH-4	73,9	26,1
SH-5	73,5	26,5
SH-6	74,6	25,4
SH-7	72,2	27,8
SH-8	73,6	26,4
SH-9	73,0	27,0
SH-10	72,5	27,5
SH-11	78,0	22,0
SH-12	77,0	23,0
SH-13	73,5	26,5
SH-14	73,5	26,5
SH-15	74,4	25,6
SH-16	75,6	24,4
SH-17	71,7	28,3



Şekil 4.3 Hazro kesiti XR-D kil çekimleri grafiksel gösterimi

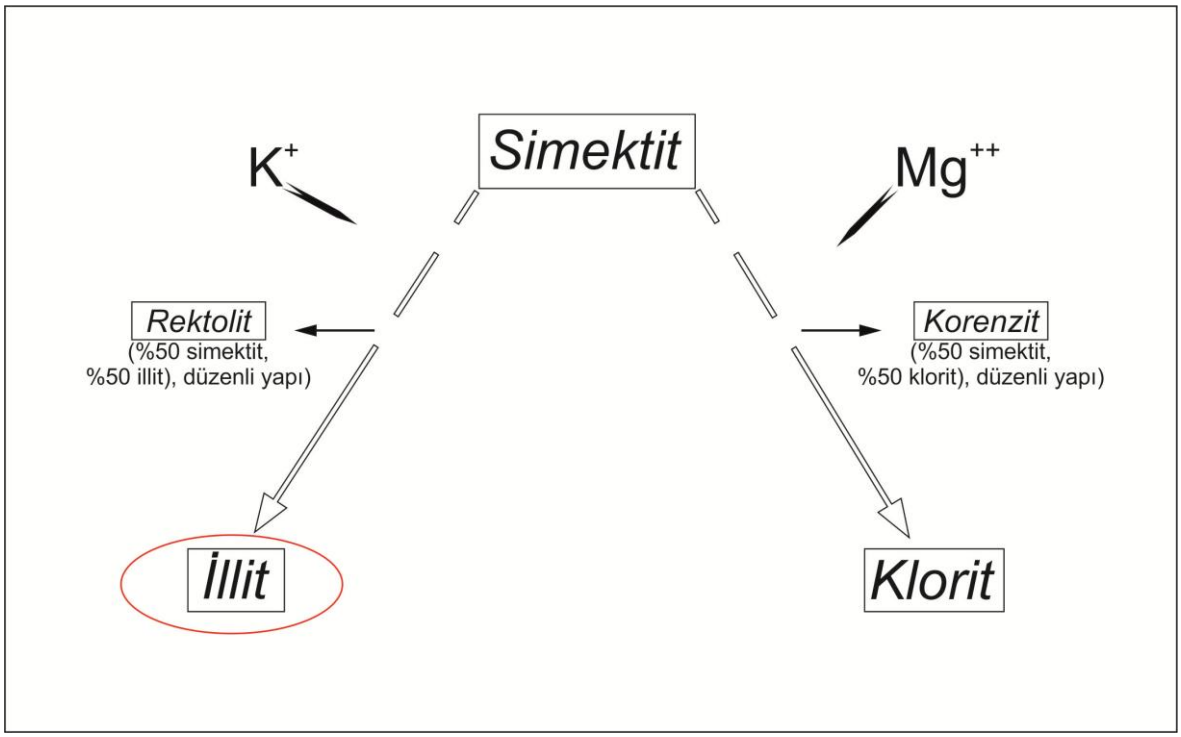
Çizelge 4.4 Korudağ kesiti numuneleri XR-D kil çekimleri sonuçları

Örnek No	Kaolinit (%)	İllit (%)	Simektit (%)	Klorit (%)
SK-1	50,8	41,7	-	2,9
SK-2	45,5	41,7	-	12,8
SK-3	57,4	42,6	-	-
SK-4	44,0	56,0	-	-
SK-5	38,1	61,9	-	-
SK-6	56,2	43,8	-	-
SK-7	4,6	45,4	50,0	-
SK-8	54,6	45,4	-	-
SK-9	58,2	41,8	-	-
SK-10	63,0	37,0	-	-
SK-11	38,8	61,2	-	-
SK-12	29,1	70,9	-	-



Şekil 4.4 Korudağ kesiti XR-D kil çekimleri grafiksel gösterimi

Her iki kesitte de kil minerali olarak illit ve kaolinitin baskın olduğu görülmektedir. Kaolinit mineralinin kökeni diyajenetik süreçlerdeki, dedritik oluşum mekanizmasıyla açıklanabilmektedir. Ortamda Korudağ kesitindeki SK-7 numunesi haricinde simektit mineraline rastlanmaması, buna karşın illit mineralinin bütün örneklerde bulunması; geç diyajenez evresinde sıcaklığın 100^0C'yi geçmesi ve gözenekliliğin azalmasından sonra duraysızlaşan simektitin, ortamda K^+ ya da Mg^{+2} iyonlarının bulunup bulunmayışına göre illit ya da klorit mineraline dönüşümüne bağlanmaktadır. Özetle illitin, K-feldispat kökenli olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır (Şekil 4.6).



Şekil 4.5 Simektitin illit ve klorite dönüşümü (Dunoyer de Segonzac, 1970)

4.1.4. İllit Mineralinin Kristalinite Değerleri

"İllit kristalinite" (IC) metodu; 1960'lı yılların başlarında, metamorfizma öncesi değişimleri karakterize etme amaçlı geliştirilmiş ve daha sonra yaygın olarak petrol araştırmalarında diyajenetik seviyelerin belirlenmesi için de kullanılmıştır (Kübler and Jaboyedoff, 2000).

IC yöntemi; bilhassa petrol araştırmalarında "ısısal olgunluğun" bir göstergesi olan ampirik bir yöntemdir.

İllit kristalinitesi; etilen glikollü çekimde, illit pikinin 10Å ‘deki boyunun, yarısındaki genişliği ölçülerek bulunur (FWHM-full width at half maximum, Kübler ve Jaboyedoff, 2000). Kübler indeksi olarak da bilinen buradaki illit kristalinitesinin sayısal değeri kristalinite arttıkça azalmaktadır. IC sınır değerleri ve karşılığındaki zonlar Kübler (1967)’de biraz daha detaylandırılmış, bu değerlerle birlikte zonlar Çizelge 4.5’de sunulmuştur.

Çizelge 4.5 Kübler (1967)’e göre IC sınır değerleri (Kübler, 1967 ve 1969’dan kısaltılarak alınmıştır)

IC		
Kübler (1967)	**Isısal Olgunluk**	
0,62-1,00	Üst Diy. üstü	Diyajenez
0,42-0,62	Üst Diyajenetik	
0,33-0,42	Alt Ankizon	Ankizon
0,25-0,33	Üst Ankizon	
< 0,25	Epizon	

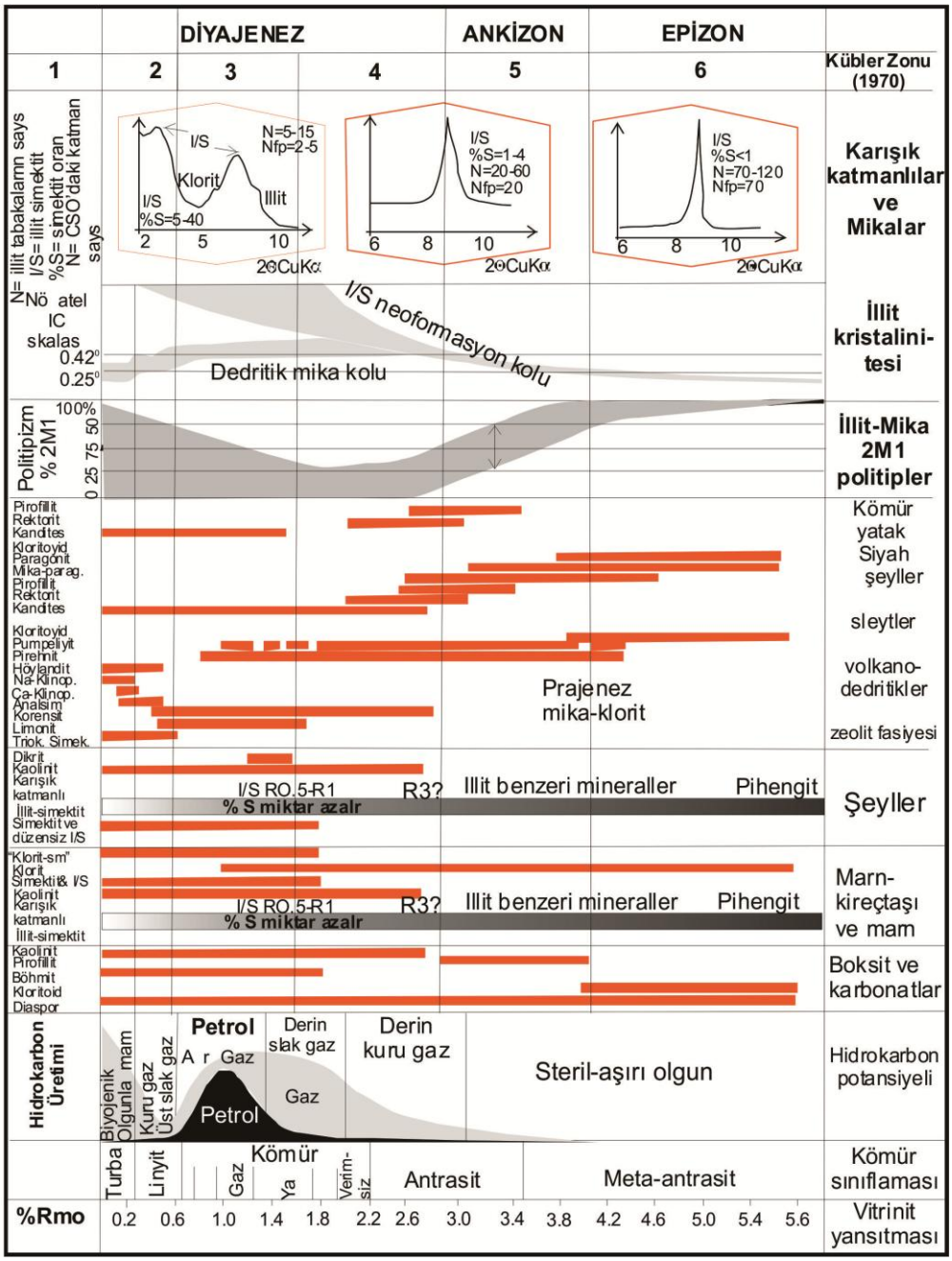
Tez kapsamındaki Hazro ve Korudağ kesitlerine ait 29 adet örneğin etilen glikollü difraktogramlar kullanılarak hesaplanmış IC değerleri Çizelge 4.6’da sunulmuştur.

Çizelge 4.6 İncelenen örneklerdeki illit kristaliniteleri

KESİT	ÖRNEK NO	IC (°Δ2ΘCuKα)	ZON
HAZRO	**SH-1**	1,10	Diyajenez
	SH-2	0,90	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-3	1,00	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-4	1,10	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-5	0,90	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-6	0,80	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-7	1,00	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-8	0,80	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-9	0,90	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-10	0,75	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-11	0,90	Diyajenez (Üst diy. üstü)

	SH-12	0,90	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-13	1,00	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-14	0,95	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-15	0,85	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-16	1,00	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SH-17	1,10	Diyajenez (Üst diy. üstü)
KORUDAĞ	**SK-1**	0,50	Diyajenez (Üst diy. üstü)
	SK-2	0,40	Ankizon (Alt ankizon)
	SK-3	0,50	Diyajenez (Üst diyajenetik)
	SK-4	0,50	Diyajenez (Üst diyajenetik)
	SK-5	0,40	Ankizon (Alt ankizon)
	SK-6	0,40	Ankizon (Alt ankizon)
	SK-7	0,40	Ankizon (Alt ankizon)
	SK-8	0,50	Diyajenez (Üst diyajenetik)
	SK-9	0,60	Diyajenez (Üst diyajenetik)
	SK-10	0,50	Diyajenez (Üst diyajenetik)
	SK-11	0,60	Diyajenez (Üst diyajenetik)
	SK-12	0,50	Diyajenez (Üst diyajenetik)

Hazro kesitine ait 17 tane örneğin tamamı üst diyajenetik üstü-diyajenez kısmında bulunmaktadır ve değerleri 0,75 ile 1,10 arasında değişmektedir. Korudağ örneklerinde; SK-2, SK-5, SK-6, SK-7 numuneleri alt ankizon-ankizon diğerleri üst diyajenetik-diyajenez zonunda bulunmaktadırlar. Isısal olarak yine SK-2, SK-5, SK-6 ve SK-7 numuneleri haricinde kalanlar Frey vd. (1980) ve Frey (1986)'e göre 200°C'nin altındaki sıcaklıklara maruz kalmışlar, ankizona giren bu dört örnek de 200 ile 300 ^{o}C arasında bir gömülmeyi temsil etmektedir. Termal olgunlaşma için kullanılabilecek parametreler Şekil 4.6'da belirtilmektedir (Kübler and Jaboyedoff, 2000).



Şekil 4.6 Jeotermometre olarak kullanılan parametreler (Kübler and Jaboyedoff, 2000)

4.2. Piroliz Bulguları

4.2.1. Korudağ Ö.S.K.

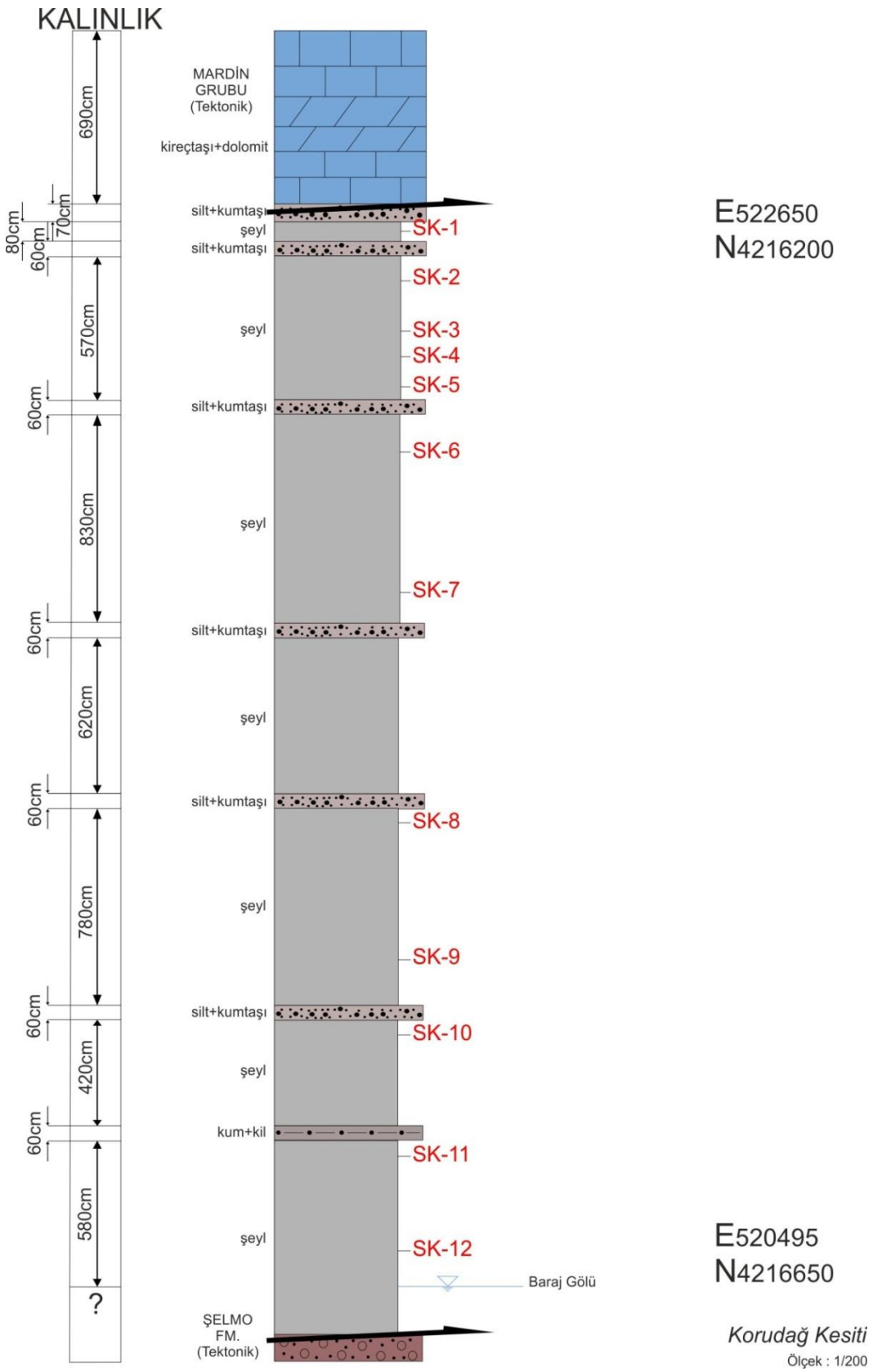
Diyarbakır, Kömürcüler köyü civarından Siluriyen yaşlı kaynak kayaçlara ait (Şekil 4.7,4.8,4.9) 12 adet örnek alınmıştır. Büyük kısmı Atatürk Baraj Gölü'nün doğusundaki yaklaşık 50 m'lik yüzlekten (Şekil 4.10) derlenen örneklerin ait olduğu birimler şeyl litolojisinde ince silt-kumtaşı birimleriyle ardalanmalı olup, altta Orta-Geç Miyosen yaşlı Şelmo Formasyonu ile üstte de Kretase yaşlı Mardin Grubu ile tektonik dokanaklıdır. Ölçülü stratigrafik kesit ile enine kesitler Şekil 4.11 ve 4.12'de sunulmuştur.

Şekil 4.7 SK-3, SK-4, SK-5 numunelerinin alındığı lokasyon

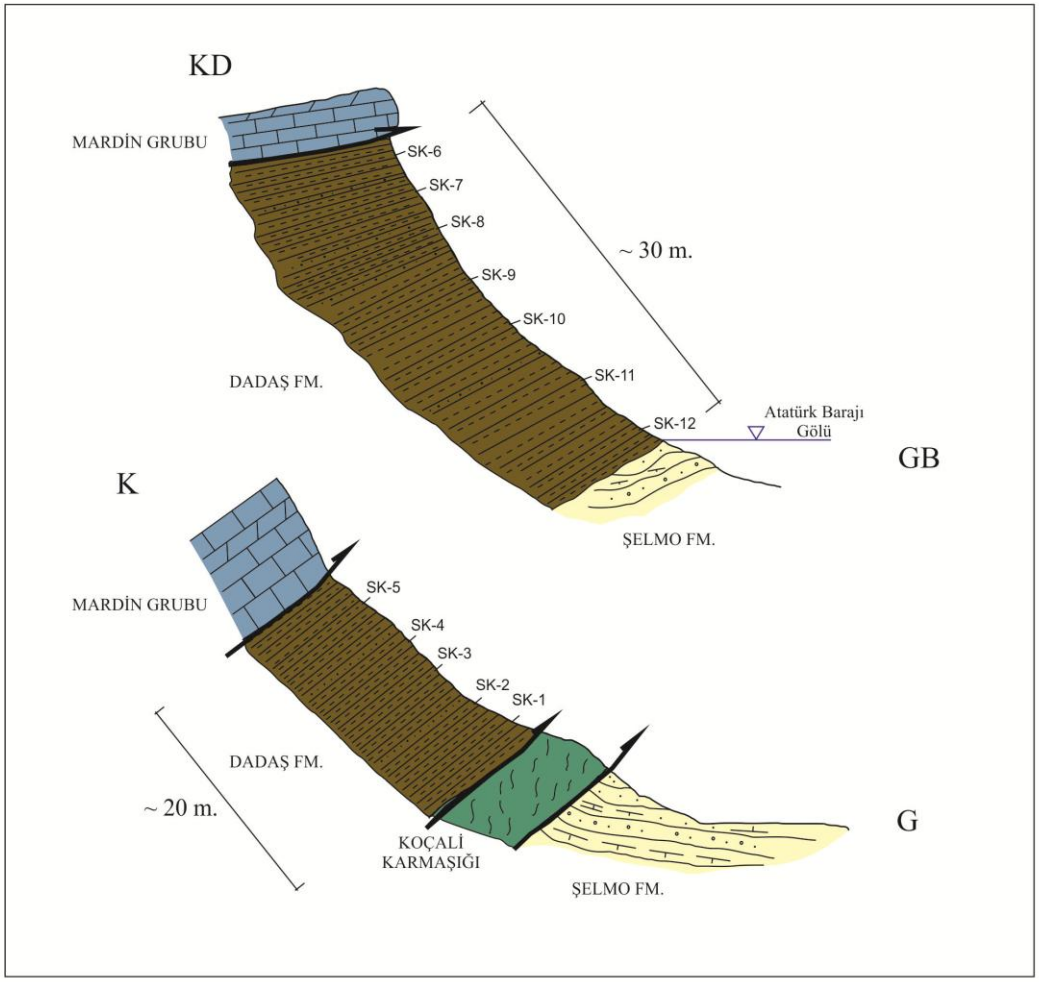
Şekil 4.8 SK-5 numunesinin alındığı çıkıntı, yakından

Şekil 4.9 Kömürcüler Köyü 1 km güneydoğusu, numune alımı

Şekil 4.10 Atatürk Baraj Gölü'nün yakınında Dadaş Formasyonu mostrası



Şekil 4.11 Korudağ Ölçülü Stratigrafik Kesiti



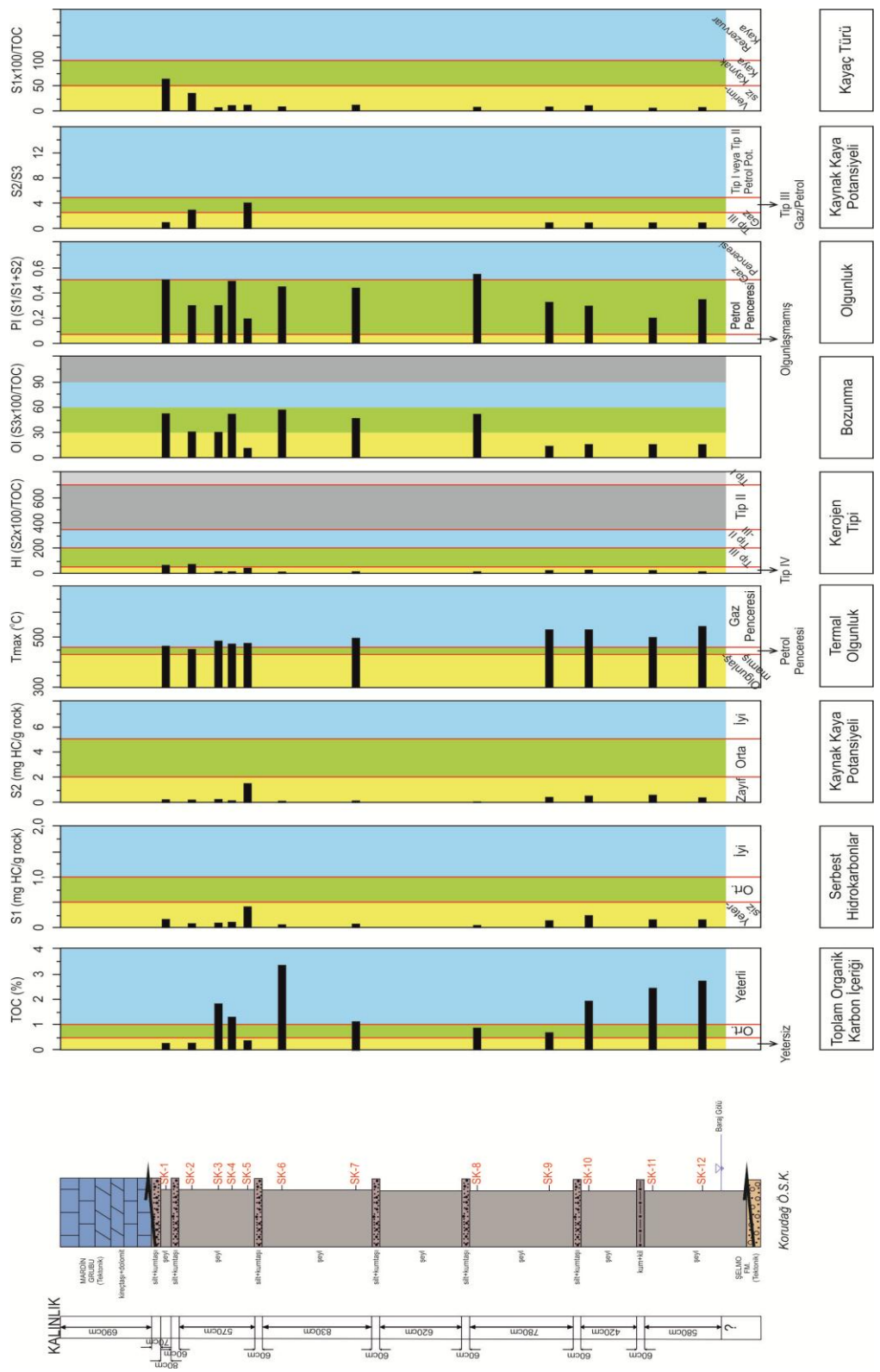
Şekil 4.12 Korudağ'da numune yerlerinin de belirtildiği enine kesitler

Korudağ Ölçülü Stratigrafik Kesitinden alınan örneklere ait Rock-Eval Piroliz sonuçları Çizelge 4.7'de görülmektedir. Bu kesitte toplam organik karbon (TOC) değerleri % 0,28 ile % 3,58 arasında değişmektedir. Ortalama TOC değeri % 1,75 olup ekonomiklik sınırı olan % 0,5'in üzeridir (Çizelge 3.1). Serbest hidrokarbonları belirten S1 pikleri ile türeyebilecek hidrokarbonları belirten S2 pikleri SK-6 ve SK-8 numunelerinde düşüktür. Dolayısıyla söz konusu numuneler için Tmax değerleri de ölçülememiştir. Diğer numuneler için S2 pikinin ortalama değeri 0,44 mg HC/g rock olup bu da Espitalie (1982)'ye göre *zayıf kaynak kaya* potansiyeline işaret etmektedir (Çizelge 3.2). SK-6 ve SK-8 haricindeki numuneler için ortalama Tmax değeri 495°C'dir. Espitalie et al., (1977,1984), Espitalie (1982) (Çizelge 3.3), Espitalie et al., (1985) (Çizelge 3.4)'e göre SK-1 ve SK-2 örnekleri gaz penceresinde, diğer numuneler ise aşırı olgun durumda görülmektedir. Hidrojen

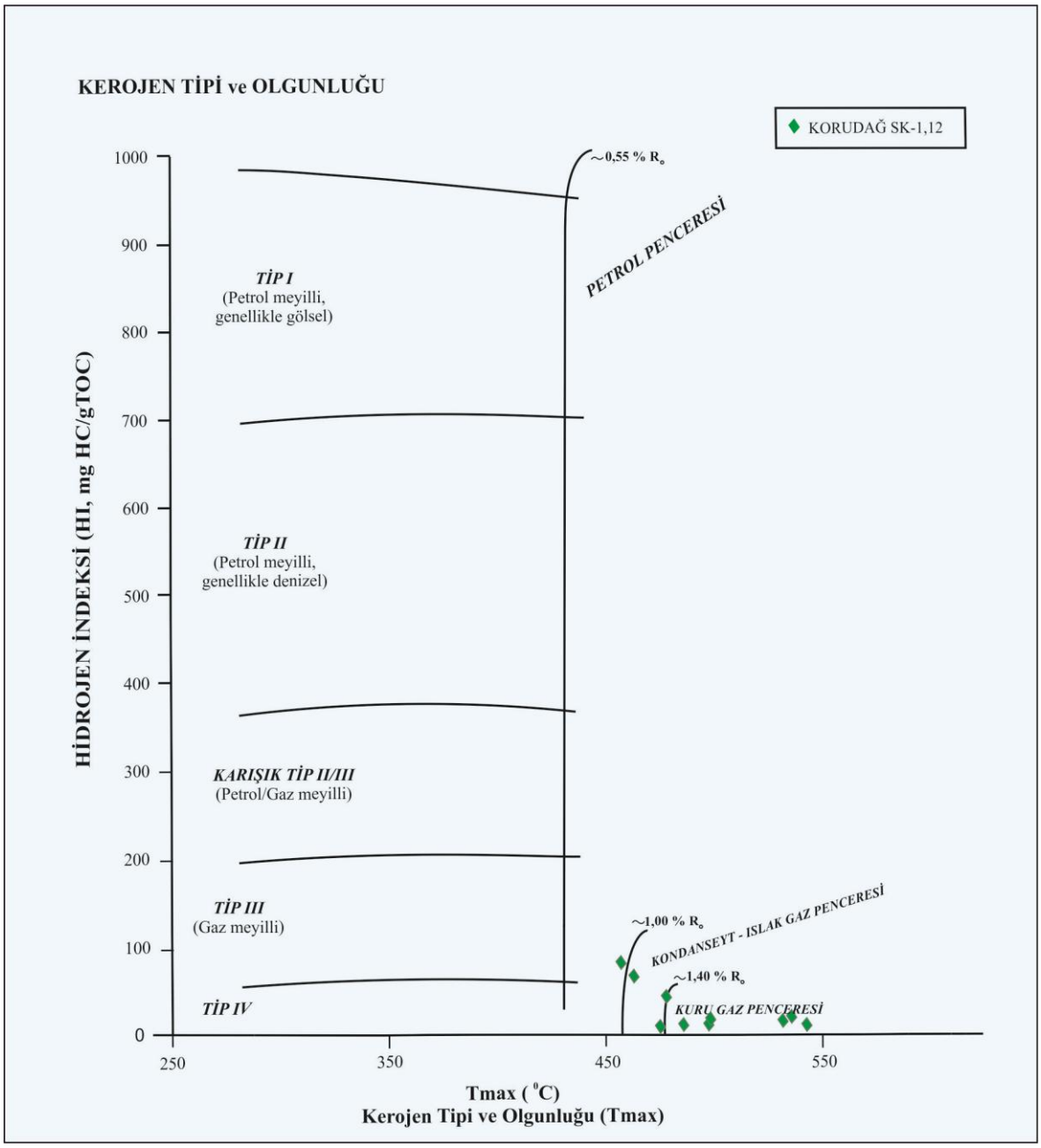
indeksi (HI) değerleri petrol potansiyelini belirtir ve HI değerlerine göre SK-1 ve SK-2 örnekleri için organik madde türü Tip III kerojen, diğer numuneler içinse Tip IV rezidüel kerojendir (Çizelge 3.5). Tüm analiz sonuçlarının grafiksel gösterimi Şekil 4.13'dedir. HI değerlerine karşılık Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısısal olgunlaşma grafiği (S3 değerlerinin güvenilirliğini de denetlemek maksadıyla) Şekil 4.14'de görülmektedir. Korudağ Ö.S.K. için analizlerden elde edilen değerler (TOC, Tmax, S1, S2, S3 değerleri) ve bu değerlerden itibaren hesaplanan oranlar (HI, OI, PI, S1/TOC, S2/S3 değerleri) aşağıda sunulmuştur.

Çizelge 4.7 Korudağ kesitinden alınan örneklerin piroliz analiz sonuçları (TOC: ağırlıkça % HC, S1, S2: mg HC/g rock, S3: mg organik CO_2/g rock, Tmax: ^oC, HI: [S2x100/TOC], OI: [S3x100/TOC], S1/TOC: mg petrol/g TOC, S2/S3: mg HC/mg CO_2, PI: [S1/S1+S2])

Örnek No	TOC	S1	S2	S3	Tmax	R_{0e}	HI	OI	S2/S3	S1/TOC	PI
SK-1	0,28	0,19	0,19	0,15	462	1,16	68	54	1	68	0,50
SK-2	0,28	0,11	0,23	0,09	456	1,05	82	32	3	39	0,32
SK-3	2,02	0,13	0,25	0,60	485	1,57	12	30	0	6	0,34
SK-4	1,43	0,14	0,15	0,74	474	1,37	10	52	0	10	0,48
SK-5	3,35	0,35	1,51	0,41	477	1,43	45	12	4	10	0,19
SK-6	1,14	0,08	0,10	0,63	0	-7,16	9	55	0	7	0,44
SK-7	0,85	0,09	0,11	0,42	496	1,77	13	49	0	11	0,45
SK-8	0,68	0,05	0,04	0,36	0	-7,16	6	53	0	7	0,56
SK-9	2,07	0,17	0,36	0,29	530	2,38	17	14	1	8	0,32
SK-10	2,56	0,25	0,57	0,45	534	2,45	22	18	1	10	0,30
SK-11	3,58	0,18	0,68	0,69	497	1,79	19	19	1	5	0,21
SK-12	2,76	0,19	0,34	0,51	541	2,58	12	18	1	7	0,36

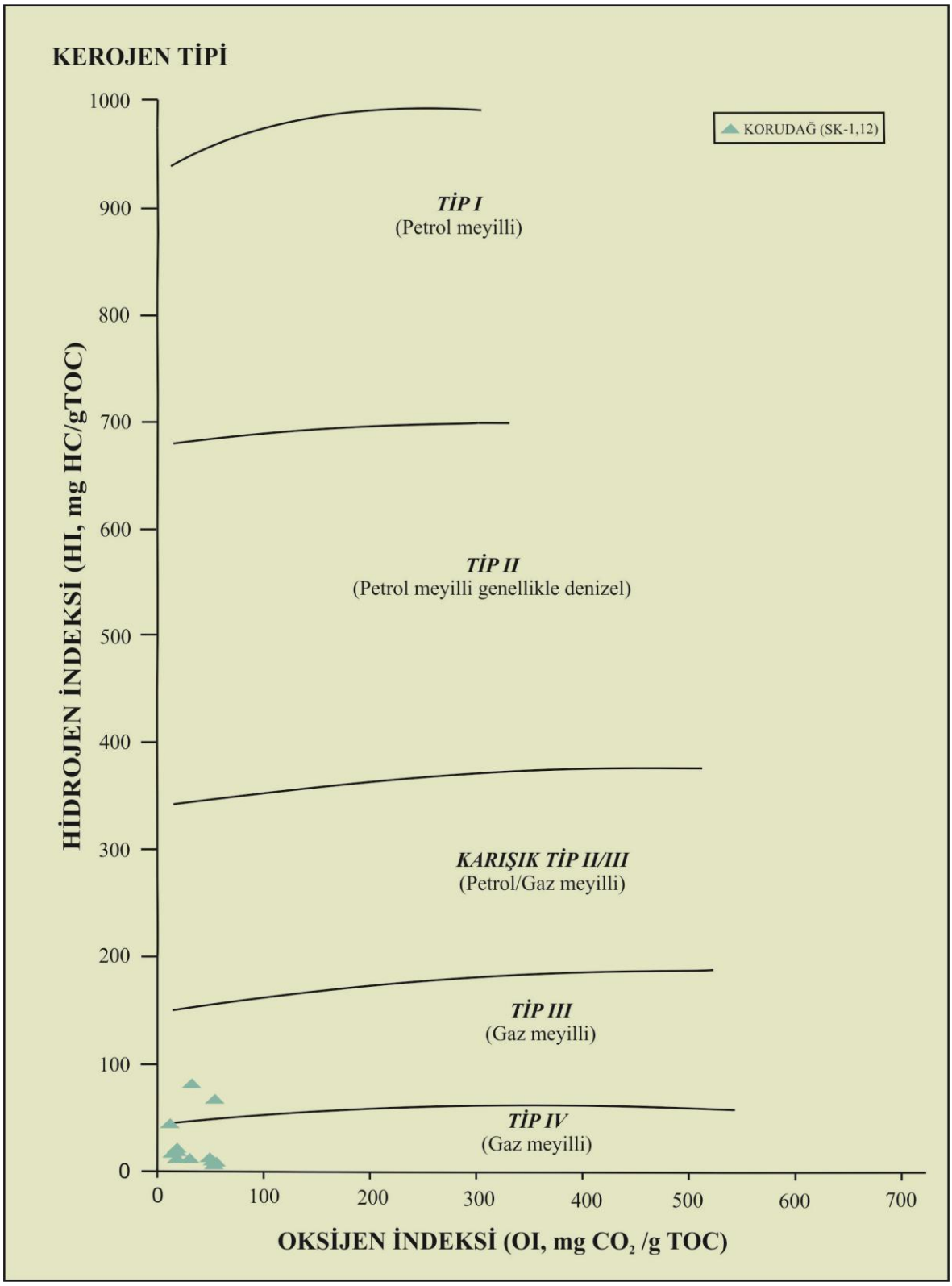


Şekil 4.13 Korudağ Ö.S.K. ve TOC, S1 (Stein, 2007), S2, Tmax, HI, OI, PI, S2/S3, S1x100/TOC değerlerinin ve organik jeokimyasal olarak anlamlarının grafiksel gösterimi



Şekil 4.14 Korudağ Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısısal olgunlaşma grafiği

Korudağ Ö.S.K.'ne ait numunelerin içerdikleri organik maddenin oksijenli bileşiklerce zenginliğinin ifadesi olan S3 piklerinin ortalama değeri 0,45 mg organik CO_2/g rock'dır. Oksijen indeksi değerlerinin ortalaması ise yaklaşık 34 mg CO_2/g TOC'dir. Hidrojen indeksine karşılık oksijen indeksi grafiği Şekil 4.15'de görülmektedir.

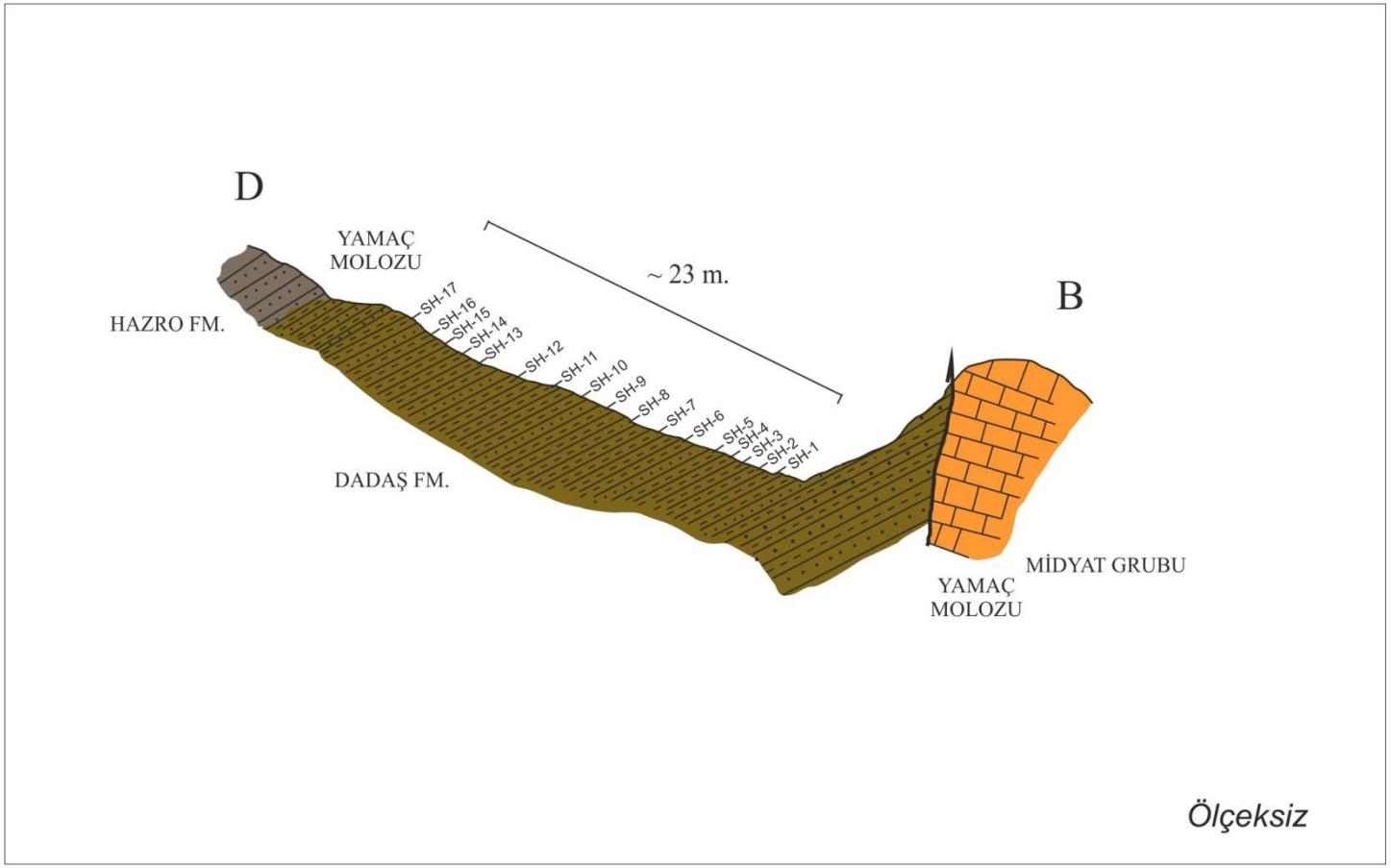


Şekil 4.15 Korudağ Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-OI değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma grafiği (Espitalie et al., 1985)

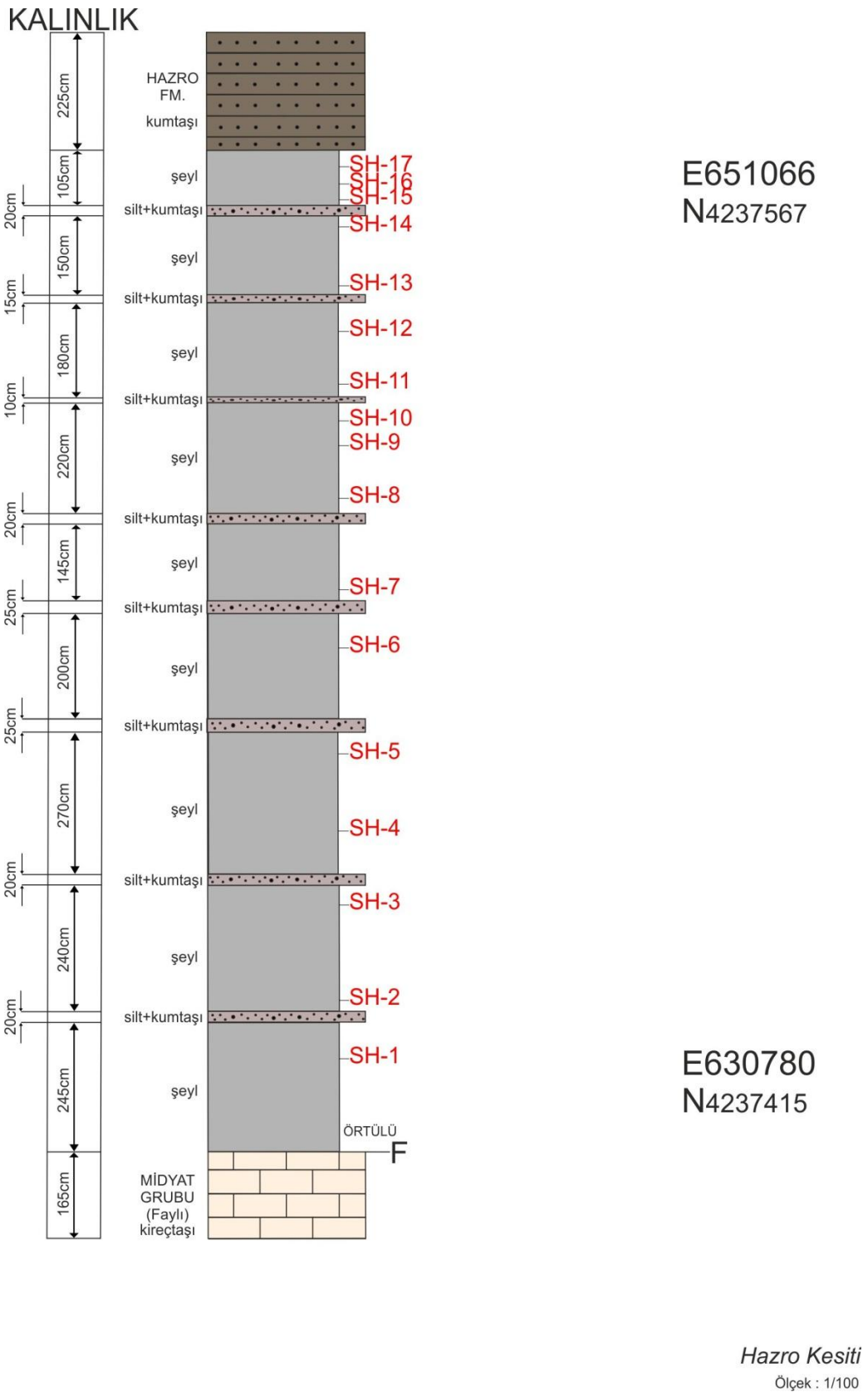
Espitalie et al. (1985) tarafından önerilen bu grafiğe göre örnekler “düşük hidrojen içerikli tip III kerojen” türünde organik maddeye sahiptir. Örneklerin ortalama S2/S3 değeri 1 olup Clementz et al. (1979)’a göre (Çizelge 3.7) numuneler “gaz potansiyelli tip III kerojen” içermektedirler. S1/TOC oranlarına bakıldığında; 50 mg petrol/g TOC’nin üzerinde, 68 mg petrol/g TOC S1/TOC değerine sahip SK-1 numunesi haricindeki numunelerin ortalama değeri yaklaşık 11 mg petrol/g TOC’dir. Bu da Jarvie and Baker (1984)’a göre (Çizelge 3.8) “verimsiz” kayaç potansiyeline işaret etmektedir. Ortalama üretim indeksi (PI) değeri 0,37 olup, Espitalie (1982)’ye göre (Çizelge 3.6) örneklerin “petrol penceresinde” olduğu söylenebilir.

4.2.2. Hazro Ö.S.K.

Diyarbakır ili Hazro ilçesine bağlı (Hazro ilçesine yaklaşık 10 km uzaklıkta) Dadaş köyünde, Hazro Antiklinali’nin çekirdeğinde, kuru dere boyunca (Dadaş deresi) aşağıdan yukarıya doğru yürünerek Dadaş Formasyonu’nun ilk görüldüğü yerden itibaren sık aralıklarla 17 adet kaynak kaya numunesi derlenmiş, Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde Siluriyen yaşlı yaklaşık 23 m’lik ikinci bir ölçülü stratigrafik kesit oluşturulmuştur. Bu kesit “Hazro ölçülü stratigrafik kesiti” olarak adlandırılmıştır. Birimlerin; köy yolu ile üzerlerine gelen Hazro Formasyonu’nun kumtaşlarının arasında kalan bir yamaçta bittiği görülmüş, örnek alımı bu noktada sonlandırılmıştır. Siluriyen yaşlı birimler için, hakim litoloji şeyl olup Korudağ Ö.S.K.’de olduğu gibi arada ince silt-kumtaşı birimleriyle ardalanmalıdır. Alttan Eosen-Oligosen yaşlı Midyat Grubu ile tektonik dokanaklıdır. Üzerinde Erken Devoniyen yaşlı Hazro Formasyonu’na ait kumtaşı birimleri uyumlu olarak gelmiştir. Numune yerlerinin de belirtildiği en kesit Şekil 4.16’de, ölçülü stratigrafik kesit, Şekil 4.17’de, Hazro Ö.S.K. için analizlerden elde edilen değerler (TOC, Tmax, S1, S2, S3 değerleri) ve bu değerlerden itibaren hesaplanan oranlar (HI, OI, PI, S1/TOC, S2/S3 değerleri) Çizelge 4.8’de sunulmuştur. Tüm analiz sonuçlarının grafiksel gösterimi de Şekil 4.18’de görülmektedir.



Şekil 4.16 Hazro enine kesiti ve numune yerleri

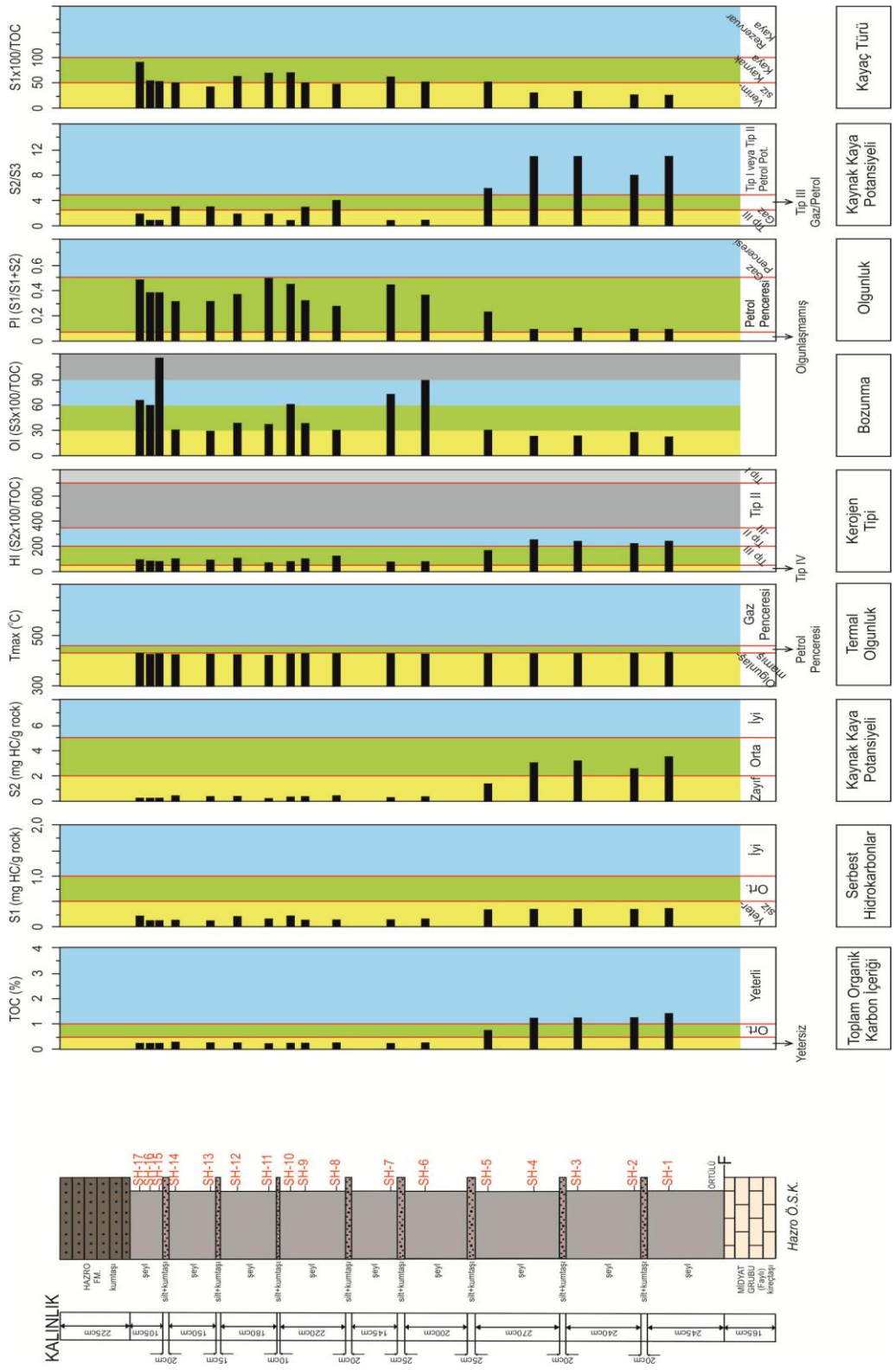


Şekil 4.17 Hazro Ölçülü Stratigrafik Kesiti

Çizelge 4.8 Hazro kesitinden alınan örneklerin piroliz analiz sonuçları (TOC: ağırlıkça % HC, S1, S2: mg HC/g rock, S3: mg organik CO_2/g rock, Tmax: ^oC, HI: [S2x100/TOC], OI: [S3x100/TOC], S1/TOC: mg petrol/g TOC, S2/S3: mg HC/mg CO_2, PI: [S1/S1+S2])

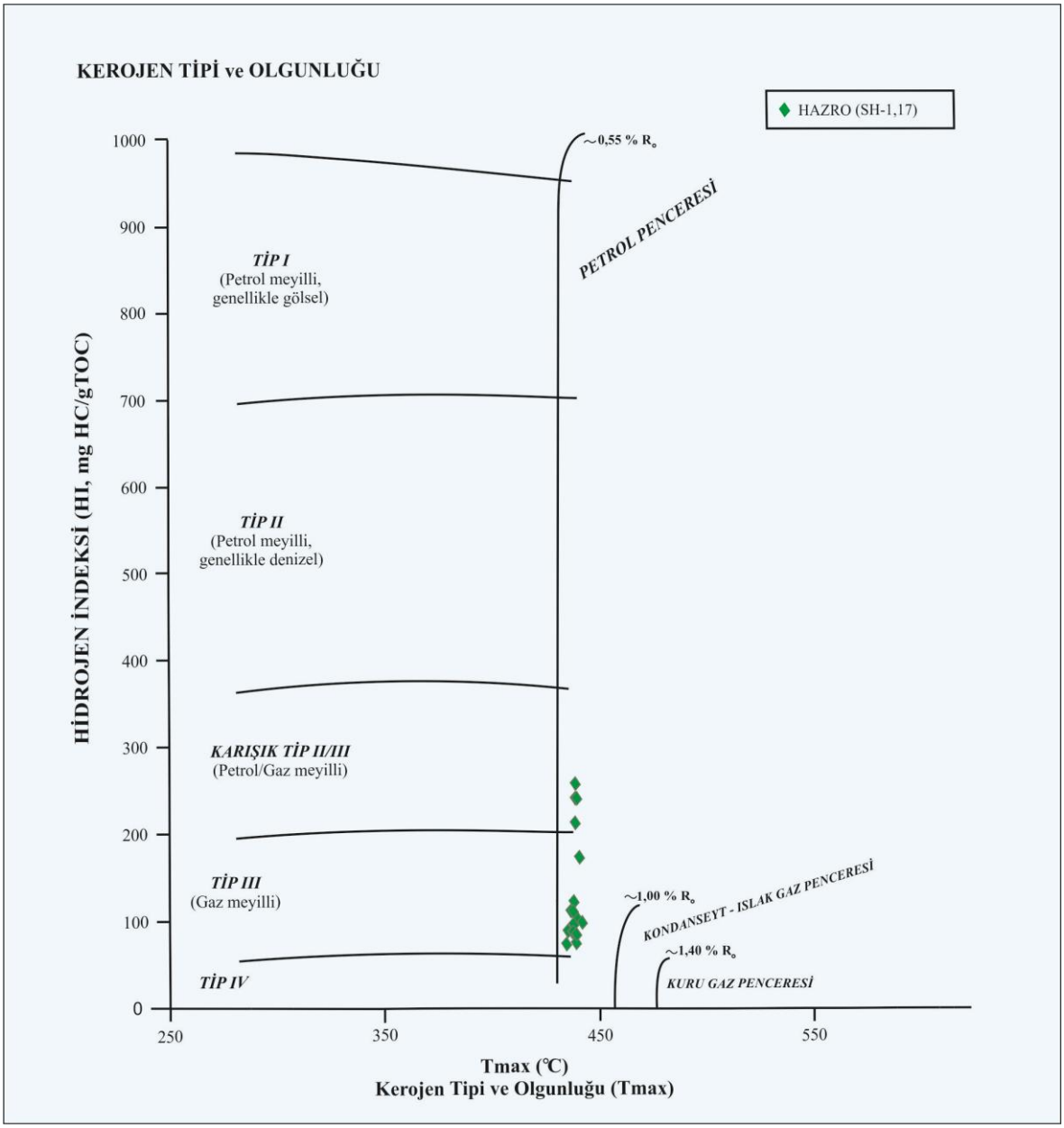
Örnek No	TOC	S1	S2	S3	Tmax	R_{0e}	HI	OI	S2/S3	S1/TOC	PI
SH-1	1,48	0,40	3,58	0,32	438	0,72	242	22	11	27	0,10
SH-2	1,27	0,35	2,72	0,35	438	0,72	214	28	8	28	0,11
SH-3	1,32	0,43	3,19	0,29	439	0,74	242	22	11	33	0,12
SH-4	1,19	0,34	3,07	0,27	438	0,72	258	23	11	29	0,10
SH-5	0,80	0,43	1,40	0,25	440	0,76	175	31	6	54	0,23
SH-6	0,37	0,19	0,33	0,33	435	0,67	89	89	1	51	0,37
SH-7	0,29	0,17	0,22	0,20	439	0,74	76	69	1	59	0,44
SH-8	0,34	0,16	0,42	0,11	437	0,71	124	32	4	47	0,28
SH-9	0,32	0,16	0,34	0,13	439	0,74	106	41	3	50	0,32
SH-10	0,32	0,23	0,28	0,20	437	0,71	88	63	1	72	0,45
SH-11	0,24	0,17	0,18	0,09	434	0,65	75	38	2	71	0,49
SH-12	0,32	0,21	0,36	0,18	436	0,69	113	56	2	66	0,37
SH-13	0,32	0,14	0,31	0,09	437	0,71	97	28	3	44	0,31
SH-14	0,34	0,17	0,38	0,11	437	0,71	112	32	3	50	0,31
SH-15	0,26	0,14	0,22	0,30	439	0,74	85	115	1	54	0,39
SH-16	0,25	0,14	0,22	0,15	437	0,71	88	60	1	56	0,39
SH-17	0,25	0,23	0,25	0,16	441	0,78	100	64	2	92	0,48

Hazro Ö.S.K.'de toplam organik karbon (TOC) değerleri % 0,24 ile % 1,48 arasında olup ortalaması yaklaşık % 0,57'dir. Bu değer ekonomiklik sınırı olan % 0,5'in biraz üzerinde görülmektedir (Çizelge 3.1). Serbest hidrokarbonları belirten S1 piklerinin ortalaması 0,24; türeyebilecek hidrokarbonları belirten S2 piklerinin ortalaması da 1,03 mg HC/ g rock'dır. Bu da Korudağ Ö.S.K.'de olduğu gibi Espitalie (1982)'ye göre (Çizelge 3.2) zayıf kaynak kaya potansiyeli demektir. 17 numuneye ait ortalama Tmax değeri 438°C'dir. SH-11 numunesi haricindeki numuneler, Espitalie et al., (1977,1984), Espitalie (1982) (Çizelge 3.3), Espitalie et al., (1985) (Çizelge 3.4)'e göre petrol penceresindedir. Hidrojen indeksi (HI) değerlerine bakıldığında; SH-1,SH-2, SH-3, SH-4 numunelerindeki organik madde türü Jones (1984)'a göre (Çizelge 3.5),



Şekil 4.18 Hazro Ö.S.K. ve TOC, S1 (Stein, 2007), S2, Tmax, HI, OI, PI, S2/S3, S1x100/TOC değerlerinin ve organik jeokimyasal olarak anlamlarının grafiksel gösterimi

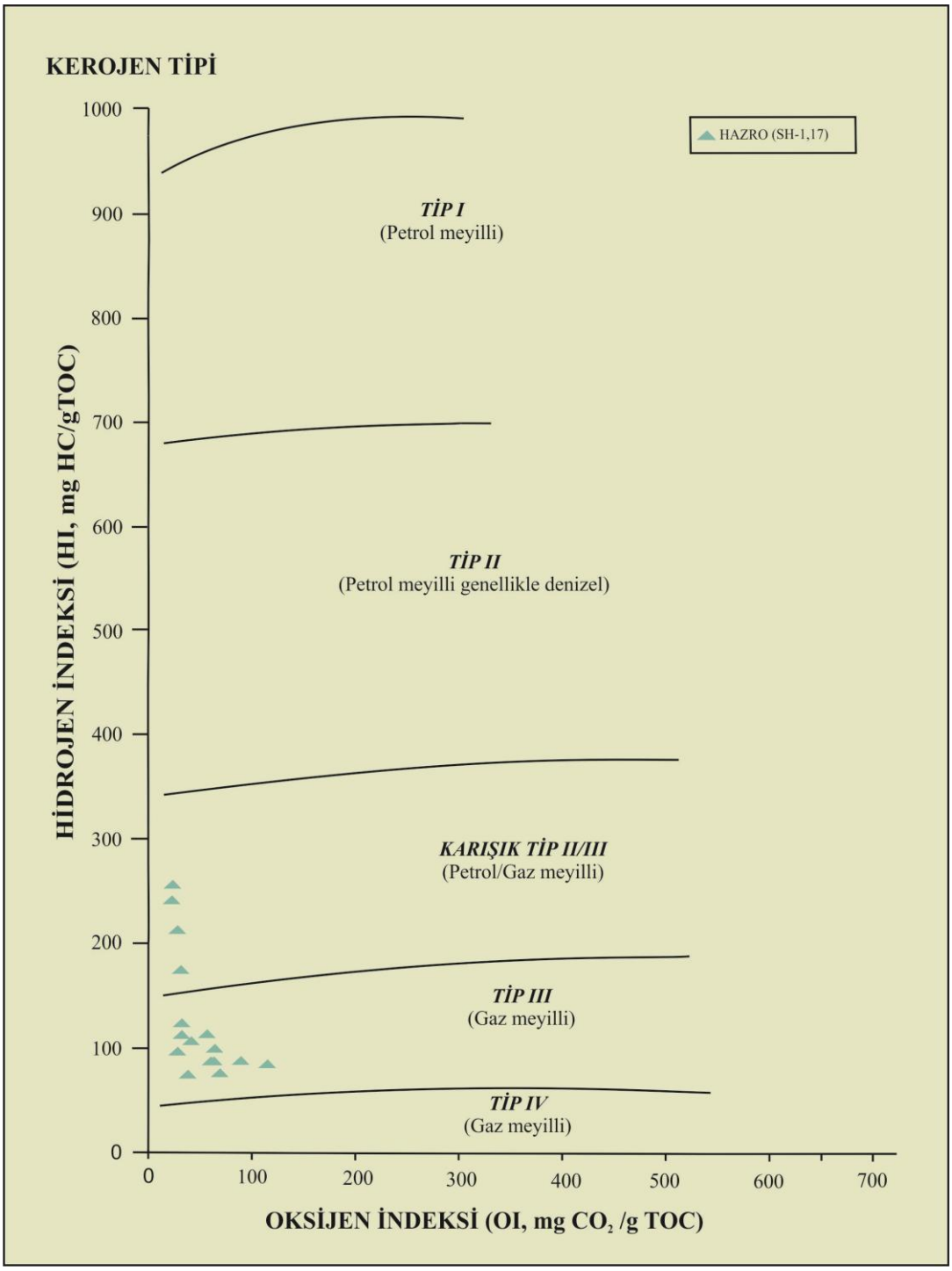
tip II/tip III karışık kerojen, diğer numunelerdeki organik madde türü ise tip III kerojendir. HI değerlerine karşılık Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısısal olgunlaşma grafiği aşağıda sunulmuştur.



Şekil 4.19 Hazro Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısısal olgunlaşma grafiği

Kesitteki S3 piklerinin ortalama değeri 0,22 mg organik CO_2/g rock'dır. Oksijen indeksi (OI) değerlerinin ortalaması 48 mg CO_2/g TOC'dir. Bu değerlere göre Hazro Ö.S.K. numunelerinin Korudağ Ö.S.K. numunelerine göre bozunmasının

biraz daha fazla olduğu sonucu çıkarılabilir. Hidrojen indeksine karşılık oksijen indeksi grafiği Şekil 4.20'de görülmektedir.



Şekil 4.20 Hazro Ö.S.K.'den alınan örneklerin HI-OI değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma grafiği (Espitalie et al., 1985)

Espitalie et al. (1985) tarafından önerilen bu grafiğe göre örneklerin çoğunluğu "düşük hidrojen içerikli tip III kerojen" daha az bir kısmı ise "karışık tip II/III kerojen" türünde organik maddeye sahiptir. Örneklerin ortalama S2/S3 değeri 4'dür ve Clementz et al. (1979)'a göre (Çizelge 3.7) numuneler "gaz/petrol potansiyelli tip III kerojen" içermektedirler. S1/TOC değerleri baz alındığında Jarvie and Baker

(1984)'a göre (Çizelge 3.8); SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-8 ve SH-13 numuneleri "verimsiz", diğer numuneler "olgun kaynak kaya" potansiyelindedir. Ortalama üretim indeksi (PI) değeri 0,31'dir, Espitalie (1982)'ye göre (Çizelge 3.6) örneklerin "petrol penceresinde" olduğu söylenebilir.

4.3. Şeyl Gaz ile İlgili Yorum

Hidrokarbon aramacılığında kaynak kayada bulunan gazın eldesi (şeyl gaz) artan enerji ihtiyacını karşılayabilmesi ve çevreye daha az zarar vermesi sebebiyle günümüzde büyük bir önem arz etmektedir. Başta Amerika Birleşik Devletleri olmak üzere birçok ülkede şeyl gaz arama faaliyetleri sürdürülmektedir. Teknolojinin ilerlemesi, yeni metotların bulunması (hidrolik çatlatma gibi) ve yeni teorik yaklaşımların, hesaplamaların da yapılmasıyla birlikte birincil olarak kerojenden ve ikincil olarak da ham petrolden itibaren türemiş gaz, kaynak kayaya yapılan direkt yatay sondajlarla elde edilebilmektedir.

Yaklaşık on yıldır bu alanda devam eden gelişmelere göre, şeyl gaz kaynakları farklı alanlarda oldukça değişiklik göstermektedirler. Ancak genel itibariyle; iyi-mükemmel TOC değerlerine sahip denizel şeyller olmaları (TOC>%1), termal olgunluk olarak gaz penceresinde bulunmaları, organik olarak hem zengin hem yetersiz litofasiyesleri içermeleri ve kırılgan kayaç dokuları (% 30 ve daha fazla silis/kuvars minerali içermeleri) çalışılmış en iyi şeyl gaz sistemlerinin birkaç tipik özelliğidir (Jarvie, 2012).

Şeyl gaz sistemleriyle ilgili, geliştirilen hesaplamalarda yeni birtakım parametreler de ortaya atılmıştır. Bunlardan bazıları, orijinal karbon içeriği (TOC_o), orijinal hidrojen indeksi (HI_o) ve Tmax bazlı hesaplanmış vitrinit yansıtması ($\%R_{0e}$) dır. Orijinal TOC ve orijinal HI değerleriyle kaynak kayanın herhangi bir hidrokarbon

türümüne başlamadan önce sahip olduğu orjinal potansiyel öngörülebilinmektedir. HI_o için önerilen matematiksel ifade aşağıda verilmiştir.

[$HI_o = (\%tipI/100x750)+ (\%tipII/100x450)+ (\%tipIII/100x125)+ (\%tipIV/100x50)$]

(Jarvie vd., 2007). Yukarıdaki formüle göre kerojen tipinin kaynak kayadaki oranından itibaren HI_o değeri hesaplanabilinmektedir. Örneğin kaynak kayadaki organik madde türünün tamamının tip II kerojen olduğu düşünülürse HI_o değeri 450 olarak bulunacaktır (Jarvie vd., 2007). TOC_o değeri için de matematiksel bir

ifade bulunmakla birlikte daha pratik bir yaklaşım şekli geliştirilmiştir. Jarvie (vd., 2001)'ye göre aşırı olgun örnekler üzerinde bugünkü ya da normal TOC değeri üzerinden geri hesaplamayla TOC_o değerleri saptanabilir. Amerika Birleşik Devletleri Texas eyaletindeki Barnett Şeyli için yapılan hesaplama; [$TOC_p / 0,64 = TOC_o$] (Jarvie vd., 2001). Diğer bir parametre, Tmax bazlı hesaplanmış vitrinit yansıtması vitrinit maseralinin bulunmasının zor olduğu Devoniyen öncesi Paleozoyik yaşlı kayaçlarda kullanılmaktadır. Matematiksel eşitlik, [$Cal.\% R_0 = 0,0180xTmax-7,16$] (Jarvie vd., 2001) dir.

Jarvie (2012)'e göre şeyl gaz açısından işletilebilir durumda bulunan veya halihazırda işletilen en verimli üretim sahalarındaki kaynak kayalarda, tipik olarak gözlenen karakteristiklerden bazıları şu şekilde sıralanmaktadır:

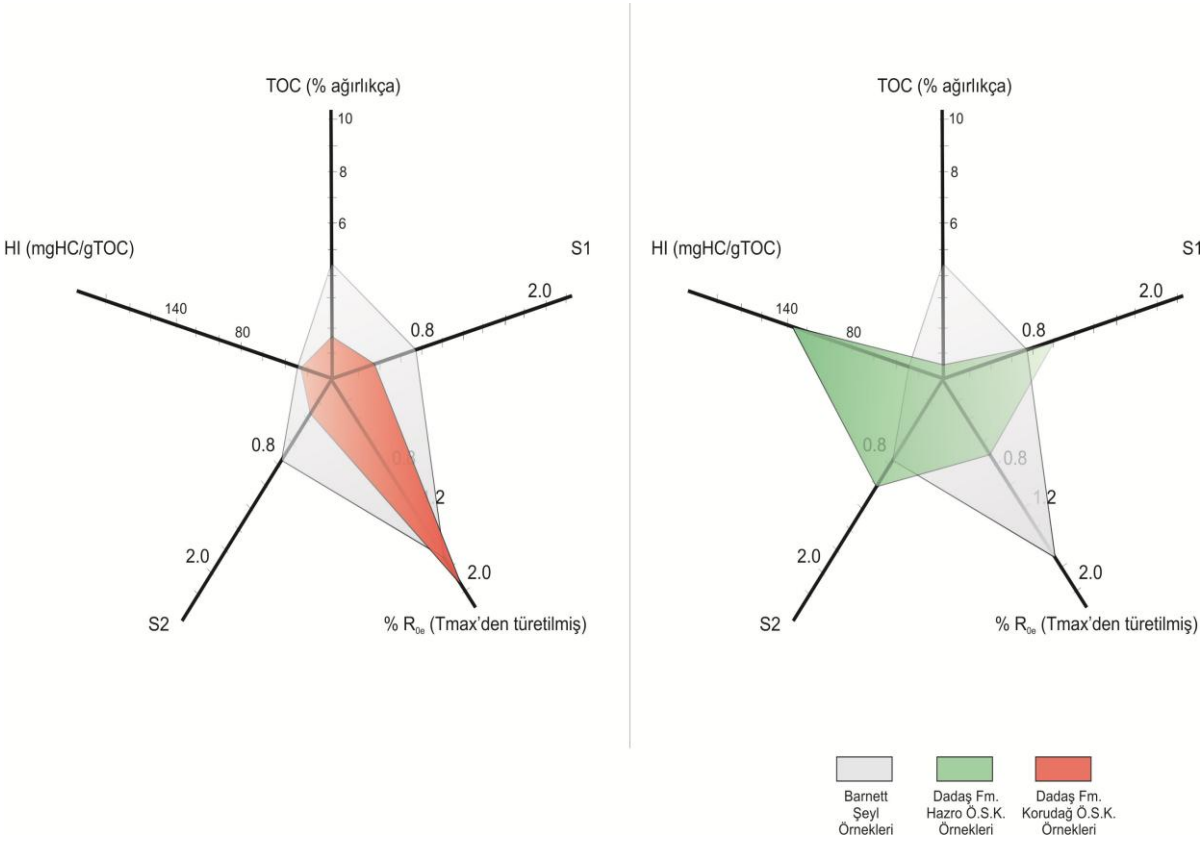
- ✓ Organik madde türü olarak genellikle tip II kerojen içeren denizel şeyllerdir (HI_o= 250-800 mg/g).
- ✓ Tmax bazlı hesaplanan vitrinit yansıtma değerleri yüzdece 1,4'den büyüktür (>1,4 % R_{0e}).
- ✓ Organik maddece zengindirler (>1,0 ağırlıkça % TOC).
- ✓ Bünyelerindeki kil mineralleri şişmeyen türdendir.

Bunların ışığında, Güneydoğu Anadolu Bölgesi Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu içerisinde tez kapsamında Hazro ve Korudağ ölçülü stratigrafik kesitlerinden alınan örnekler değerlendirilmiştir. Hazro kesitinin SH-1, SH-2, SH-3 ve SH-4 numunelerinde TOC değerleri %1'den büyüktür (ortalama %1,32) fakat bu numuneler için hesaplanmış vitrinit değerleri %1,4'ün çok altında kalmaktadır (ortalama %0,73). Dolayısıyla Hazro numunelerinde TOC ve hesaplanmış vitrinit yansıtması bakımından şeyl gaz potansiyeli gözlenmemektedir. Korudağ kesitinde ise SK-3, SK-5, SK-9, SK-10, SK-11 ve SK-12 numunelerinde, Hazro örneklerine nazaran yüksek TOC oranları gözlenmektedir (ortalama %2,72). Bu örneklere ait R_{0e} değerleri ise %1,4'ün üzerindedir (ortalama %2,03). Kil analizlerinde simektit grubu şişen türden kil mineraline rastlanmamıştır. Şeyl gaz potansiyeli açısından değerlendirilebilecek Korudağ numunelerinin orijinal TOC (TOC_o) ve hesaplanmış vitrinit yansıtmaları (R_{0e}) Çizelge 4.9'da belirtilmektedir. İyi bir şeyl gaz potansiyeline sahip Amerika Birleşik Devletleri/Texas'daki Misissipiyen-Pensilvaniyen yaşlı Barnett Şeyli'ne ait kuyu numunelerinden elde edilen TOC, HI,

S1, S2 ve R_{0e} değerleri ile Hazro ve Korudağ örneklerinin değerleri Şekil 4.21'deki polar diyagramda karşılaştırılmıştır.

Çizelge 4.9 Korudağ Ö.S.K.'de şeyl gaz potansiyeli bulunan örneklerin TOC_o (%) ve R_{0e} (%) değerleri

Örnek No	TOC_o (%)	R_{0e}(%)
SK-3	3,61	1,57
SK-5	4,57	1,43
SK-9	3,70	2,38
SK-10	4,93	2,45
SK-11	5,98	1,79
SK-12	6,39	2,58



Şekil 4.21 Barnett Şeyli ile Dadaş Formasyonu TOC, HI, S1, S2, R_{0e} ortalama değerlerinin karşılaştırılması

5. TARTIŞMA

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki Siluriyen yaşlı birimlerin hidrokarbon kaynak kaya potansiyelini araştırmak için yapılan bu çalışmada; aralarında yaklaşık 160 km'lik mesafe bulunan, Diyarbakır ili, Hazro ve Çermik ilçelerinde "Hazro" ve "Korudağ" olarak isimlendirilen iki adet ölçülü stratigrafik kesitten toplam 29 adet şeyl örneği alınıp bu örnekler üzerinde XR-D tüm kayaç ve kil analizleri ile birlikte piroliz analizleri yapılmıştır. Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu'na ait örneklerin mineralojik bileşimlerine bakıldığında çoğunluğunu illit ve kaolinitin oluşturduğu kil minerallerinin yanında mika mineralleri, kuvars ve feldispat minerallerinin bulunduğu anlaşılmaktadır. Ancak, hemen hemen aynı mineralojik bileşimdeki, aynı formasyona ait farklı lokasyonlardaki iki grup örneğin, olgunluk bakımından ise aynı pencerede olmadığı gözlenmektedir. Korudağ kesiti örnekleri, genel itibariyle "aşırı olgun" gaz zonunda iken Hazro kesiti örnekleri "olgun" petrol zonunda bulunmaktadır. Aynı birimlerdeki jeokimyasal açıdan ortaya çıkan bu farkın, Çermik/Korudağ bölgesinde Geç Kretase zamanında Mardin Grubu birimlerinin Dadaş Formasyonu'nu üzerlemesi ve Eosen tektoniğinin de etkisiyle Siluriyen şeyllerinin Hazro'daki eşleniklerine göre daha derine gömülmesi neticesinde oluştuğu düşünülmektedir.

Ticari olarak oldukça elverişli olan Amerika Birleşik Devletleri Texas'daki Barnett Şeyli ile Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu; depolanma ortamları, organik zenginlik, yatay sondaj ve hidrolik çatlatma için gereken kalınlık, petrol ve gaz zonlarının bulunması, yüksek TOC ve potansiyel verim (S1+S2) parametreleri bakımından benzer bulunmuş ancak Dadaş Formasyonu'nun Barnett Şeyle göre kalınlığının daha fazla ve daha derinde olması, gaz üretmeye meyilli zonunun daha dar olması ve şu ana kadar Dadaş Formasyonu için sınırlı sayıda gözlem kuyusu açılırken Barnett Şeylde oldukça fazla sayıda gözlem kuyusu açılması da bu ik birimdeki farklılıklar olarak değerlendirilmektedir (Aydemir, 2011). Öte yandan Dadaş Formasyonu'nun bu tez kapsamında incelendiği kadarıyla, silis içeriğini belirten kuvars minerali bolluğu ortalama % 5 civarında iken Barnett şeyldeki kuvars minerali bolluğu % 40-60 arasında değişmektedir zira bu birimdeki gaz üretkenliği ve teknik açıdan (hidrolik çatlatma) gazın akışının sağlanması için gereken mikrorezervuar bölümlerinin oluşumu kuvars içeriğine bağlanmaktadır (Jarvie, 2007).

6. SONUÇLAR

Tez kapsamında Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin bilinen mostralarından örnekleme yapılarak Siluriyen yaşlı birimlerin kaynak kaya potansiyeli incelenmiş ve alınan sonuçlar yorumlanmıştır. Çalışmalardan çıkan bu sonuçlar aşağıda özetlenmiştir.

1- Tez kapsamında toplam 29 adet (12 tanesi Korudağ bölgesinde, 17 tanesi Hazro bölgesinde olmak üzere) kaynak kaya özelliğinde şeyl örneği alınmıştır. Örneklerin tümünde yapılan XR-D tüm kayaç difraktogram çekimleri sonucunda; kil mineralleri, mika mineralleri, kuvars ve feldispat mineralleriyle birlikte yer yer de kalsit ve dolomite rastlanmıştır. Kil çekimlerinde ise; Hazro kesiti örneklerinde illit, daha fazla oranda kaolinit, Korudağ kesiti örneklerinde yine illit ve kaolinit bunların yanında da SK-1, SK-2 numunelerinde klorit, sadece SK-7 numunesinde de yüksek oranda simektit minerali tespit edilmiştir.

2- Korudağ Ö.S.K.'de; toplam organik karbon (TOC) değerleri baz alındığında, kaynak kaya kalitesi olarak SK-1, SK-2 örnekleri "yetersiz", SK-7, SK-8 örnekleri "ortalama" diğer sekiz örnek ise "yeterli/iyi" kaynak kayadır. Ancak, S2 pikleri değerlendirildiğinde, örneklerin "zayıf kaynak kaya potansiyelinde" oldukları anlaşılmıştır. Tmax değerleri ölçülemeyen SK-6 ve SK-8 numuneleri dışında kalan örneklerin ortalama Tmax değeri 495°C olup, SK-1, SK-2 numuneleri "gaz penceresinde", diğer numuneler ise "aşırı olgun zondadır". HI değerlerine göre yine SK-1, SK-2 örneklerindeki organik madde türü "tip III kerojen", diğer örneklerde ise "tip IV kalıntı kerojendir". Kaynak kayaların termal olgunluğunun bir göstergesi olan S1/TOC oranlarına bakıldığında örneklerin kaynak kaya potansiyellerinin "verimsiz" olduğu görülmektedir.

3- Hazro Ö.S.K.'de; toplam organik karbon içeriği bakımından SH-5 numunesi "ortalama" kaynak kaya; SH-1, SH-2, SH-3 ve SH-4 numuneleri "yeterli/iyi" kaynak kaya, diğer on iki numune ise "yetersiz" kaynak kaya kalitesindedir. Örneklerin S2 piki değerleri, toplam organik karbon içeriklerine paralel olarak SH-1, SH-2, SH-3 ve SH-4 numunelerinde "ortalama kaynak kaya potansiyeli" diğer numunelerde ise "zayıf kaynak kaya potansiyeli" aralığındadır. Ortalama Tmax değeri 438°C'dir. Buna göre örnekler "petrol penceresindedir". S2 piki değerleri, SH-1, SH-2, SH-3 ve SH-4 numunelerinin organik madde türünün "tip II/tip III karışık kerojen", diğer

örneklerin ise “tip III kerojen” olduğunu belirtmektedir. S1/TOC oranlarında; SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-8 ve SH-13 numuneleri “verimsiz”, diğer numuneler “olgun kaynak kaya” potansiyelinde görülmektedir.

4- Tez kapsamındaki toplam 29 adet örnek için hesaplanan IC değerleri hesaplanmış ve Çizelge 3.6’da sunulmuştur. Hazro kesitine ait 17 tane örneğin tamamı üst diyajenetik üstü-diyajenez kısmında bulunmaktadır ve değerleri 0,75 ile 1,10 arasında değişmektedir. Gömülme sıcaklıkları 200°C’nin altında olmalıdır. Korudağ örneklerinde; SK-2, SK-5, SK-6, SK-7 numuneleri alt ankizon-ankizon diğerleri üst diyajenetik-diyajenez zonunda bulunmaktadırlar. Isısal olarak yine SK-2, SK-5, SK-6 ve SK-7 numuneleri haricinde kalanlar 200°C’nin altındaki sıcaklıklara maruz kalmışlar, ankizona giren bu dört örnek de 200 ile 300 ^{o}C arasında bir gömülmeyi temsil etmektedir.

5- Kaynak kaya özelliği gösteren örnekler, çoğunlukla aşırı olgun özelliktedir. Tez kapsamındaki saha gözlemleri sırasında “Güney Sahaları” olarak bilinen ve Mardin/Nusaybin’in batısında yer alan “Güney Dinçer”, “Batı Kozluca”, “Çamurlu” ve “Sınırtepe” üretim sahaları görülmüştür. Bu sahalarda üretilen petrol ve doğalgazın kaynak kayasının Orta Triyas-Geç Jura yaşlı “Cudi Grubu” içerisinde olduğu belirtilmesine rağmen, asıl kaynak kayanın Siluriyen yaşlı “Dadaş Formasyonu” olduğu daha kuvvetle muhtemeldir (Günay, 2009 sözlü görüşme). Diğer yandan Telhasan-1 kuyusunda 2700 m derinlikten itibaren Paleozoyik birimleri tanımlanmış, Kuyunun tabanında 2850-2917 m arası Alt Siluriyen çökelleri kesilmiştir (İztan, 1991).

6- Korudağ Ö.S.K.’ne ait SK-3, SK-5, SK-10, SK-11 ve SK-12 numuneleri şeyl gaz açısından ümitli görülmektedir. Diyarbakır’ın Çermik ilçesi civarında yüzeyleyen Siluriyen yaşlı istiften derlenen örneklerdeki potansiyelin, bölgeye yakın yerlerde yapılacak gözlem kuyuları, mostrada alınacak yeni numuneler, bunlardan yapılacak parlatma kesitleriyle daha detaylı değerlendirmelerin yapılması burada ilerisi için uygun olacaktır.

DEĞİNİLEN BELGELER

Alsharhan, A., S. and Nairn, A., E., M., 1997 Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East. Elsevier, 843p.

Altınlı, İ., E., 1966 Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi. MTA Dergisi. 66, 35-74, 67, 1-24.

ASTM, 1972 Inorganic index to the powder diffraction file, Joint Committee on Powder Diffraction Standarts, Pennsylvania, 1432 p.

Aydemir, A., 2011 Comparison of Mississippian Barnett Shale, Northern-Central Texas, USA and Silurian Dadas Formation in Southeast Turkey. Journal of Petroleum Science and Engineering. 80, 81-93.

Beydoun, Z., R., 1991 Arabian Plate Hydrocarbon Geology and Potential-A Plate Tectonic Approach. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 77p.

Bozkaya, Ö., Yalçın, H. ve Kozlu, H., 2009 Hazro (Diyarbakır) Bölgesi Paleozoyik-Alt Mesozoyik Yaşlı Sedimanter İstifin Mineralojisi. TPJD Bülteni. 21, 1, 53-81.

Claypool, G.E. and Reed, P.R., 1976. Thermal-Analysis Technique for Source-Rock Evaluation: Quantitative Estimate of Organic Richness and Effects of Lithologic Variation. AAPG Bulletin, V.60 (4), pp. 608-626.

Clementz, D., M., 1979 Effect of Oil and Bitumen Saturation on Source-Rock Pyrolysis, AAPG Bull., Vol.63, 2227-2232.

Demaison, G.., Holck, A.J.J., Jones, R.W. and Moore, G.T., 1983. Predictive source bed stratigraphy; a guide to regional petroleum occurrence. Proceedings of the 11th World Petroleum Congress, London. V. 2, p. 17-29.

Demirel, İ., H., Yurtsever, T., Ş. ve Güneri, S., 2001 Petroleum Systems of the Adiyaman Region, Southeastern Anatolia, Turkey. Marine and Petroleum Geology. 18, 391-410.

Dunoyer de Segonzac, G., 1970. Les minéraux argileux dans la diagenèse. Passage au métamorphisme, Mém. Serv. Carte géol. Alsace Lorraine, 29, 321 p.

Egeran, N., E., 1951 Güneydoğu Türkiye'de Mevcut Petrol Sahaları Hakkında. MTA Dergisi. 41, 53-58.

Erentöz, C. ve Ternek Z., 1959 Türkiye Sedimantasyon Havzalarında Petrol İmkanları. MTA Dergisi. 53, 21-36.

Espitalie, J., Laporte, J., L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P. and Paulet, J., 1977 Methode Rapide de Caracterisation des Roches Meres, de Leur Potentiel Petrolier et de Leur Degre D'evolution. Institute François Petroleum Review, 32, 23-43.

Espitalie, J., 1982 Institut Français du Petrole, Syntheses Geologiques et Geochimie 7020 dated April 28, 1982.

Espitalie, J., Makadi, K., S., and Trichet, J., 1984 Role of the Mineral Matrix during Kerogen Pyrolisis: Organic Geochemistry, V.6, 365-382.

Espitalie, J., Deroo, G. and Marquis, F., 1985 La Pyrolyse Rock Eval et ses Applications. Review Institute Français Petroleum 10, 755-784

Frey, M., Teichmüller, M., Teichmüller, R., Mullis, J., Künzi, B., Breitschmid, A., Gruner, U. and Schwizer, B., 1980 Very Low-Grade Metamorphism in External Parts of the Central Alps: Illite Cristallinity, Coal Rank, and Fluid Inclusion Data. Eclogea Geol. Helv. 73, 173-203.

Frey, M., 1986 Very Low-Grade Metamorphism of the Alps-an Introduction. Schweiz. Mineral. Petrogr. Mitt., 66, 13-27

Günay, Y., 1996 Ergani ile Dicle (Diyarbakır) Arasında Yer Alan Abdülaziz Dağı'nın Jeolojisi ve Tektoniği. Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Doktora Tezi, 159 s.

Günay, Y., 1998 Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi ve Stratigrafi. TPAO Rapor No: 3939.

Günay, Y. ve Demirkol, C., 1999 Ergani ile Dicle (Diyarbakır) Arasında Yer Alan Abdülaziz Dağı'nın Jeolojisi ve Dubleks Yapısı. TPJD Bülteni. 11, 1, 17-29.

Günay, Y., 2007 Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi ve Tektoniği. TPAO Rapor No: 5015.

İztan, H., 1991. Telhasan-1 kuyusunda kesilen Kaş ve Tanf formasyonlarının Jeokimyasal Değerlendirilmesi. TPAO Araştırma Rapor No: 1991.

Jarvie, D., M. and Baker, D., R., 1984 Application of the Rock-Eval III Oil Show Analyzer to the Study of Gaseous Hydrocarbons in an Oklahoma Gas Well, 187th ACS National Meeting, St. Louis.

Jarvie, D., M., 1991 Total Organic Carbon (TOC) Analysis; in, Source Migration Processes and Evaluation Techniques, Merrill, R., K., ed: American Association of Petroleum Geologists, Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology 113-118.

Jarvie, D., M., and Tobey, M., H., 1999 TOC, Rock-Eval and Sr Analyzer Interpretive Guidelines Application Note 99-4. Humble Instruments and Services, Inc. Geochemical Services Division, Texas, 11p.

Jarvie, D., M., and Lundell, L., L., 2001 Chapter 15: Amount, Type and Kinetics of Thermal Transformation of Organic Matter in the Miocene Monterey Formation, in Caroline M. Isaacs and Jurgen, Rullkotter, eds., The Monterey Formation: From Rocks to Molecules: Columbia University Press, 553p., 268-295

Jarvie, D., M., Claxton, F., H. and Breyer, J., T., 2001 Oil and Shale Gas From the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas: AAPG Annual Meeting Program, 10, A100.

Jarvie, D., M., Hill, R., J., Ruble, T., E. and Pollastro, R., M., 2007 Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin 91, 4, 475-499.

Jarvie, D., M., 2012 Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1-Shale-Gas Resource Systems. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin 97, 69-87.

Jones, R., W., 1984, Comparison of Carbonate and Shale Source Rocks, in AAPG Studies in Geology 18, Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks, J. Palacas, ed.

Ketin, İ., 1966 Güneydoğu Anadolu'nun Kambriyen Teşekkülleri ve Bunların Doğu İran Kambriyeni ile Mukayesesi. MTA Dergisi. 66, 75-87.

Klemme, H., D., and Ulmishek, G., F., 1991 Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors, AAPG Bul.V.75, No: 12 (December, 1991), p.1809-1851

Kranendonck, O., 2004 Geo-and Biodynamic Evolution at the Northern Margin of Gondwana During Late Silurian to Early Devonian Time (Hazro Area, SE Turkey), Gastwissenschaftleram Institut für Sedimentäre Systeme, Forschungszentrum Jülich, GmbH Dissertation, 268s.

Kurtman, F., Akkuş ve M., F., 1971 Doğu Anadolu'daki Ara Basenler ve Bunların Petrol Olanakları. MTA Dergisi. 77, 1-9.

Kübler, B., 1967 a. La cristallinité de l'illite et les zones tout à fait supérieures de métamorphisme. In: Schaer, J.P. (Ed.), Colloque sur les étages tectoniques, À la Baconnière, Neuchâtel, pp. 105-122.

Kübler, B., 1969. Crystallinity of illite. Detection of metamorphism in some frontal part of the Alps. Referate der Vortrage auf der 47 Jahrstagung des Deutsch, mineral, pp. 29-40.

Kübler, B., and Jaboyedoff, M., 2000 Illite Cristallinity. Earth and Plenatary Sciences, 331, 75-89

Lebküchner, R., F., 1969 Güneydoğu Türkiye'deki Asfaltik Maddelerin Zuhur ve Teşekkülleri. MTA Dergisi. 72, 124-145.

Lebküchner, R., F., 1976 Güneydoğu Anadolu'nun Hazro Antiklinali'nin Paleozoyik Çekirdeği Hakkında Ek Bilgiler. MTA Dergisi. 66, 75-87.

Okay, A., İ., 2008 Geology of Turkey: A Synopsis. Anschnitt. 21, 19-42.

Perinçek, D., Bozdoğan, N., Duran, O. ve Çoruh, T., 2003 Kuzey Arap Plakası'nın Paleocoğrafik Gelişimi. 56. Türkiye Jeoloji Kurultayı Bildirileri.

Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V.70, p. 329.

Stein, R., 2007 Upper Cretaceous/Lower Tertiary Black Shales Near The North Pole: Organic-Carbon Origin and Source-Rock Potential. Marine and Petroleum Geology. 24, 67-73

Sungurlu, O., 1974 VI. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi. Türkiye 2. Petrol Kongresi Bildirileri. 340-350.

Sütçü, Y., F., 2008 MTA 1:100 000 Ölçekli Türkiye Jeoloji Haritaları No: 72 Muş-L45 Paftası.

Şengör, A., M., C. and Yılmaz, Y., 1981 Tethyan Evolution of Turkey, A Plate Tectonic Approach. Tectonophysics, 75, 181-241.

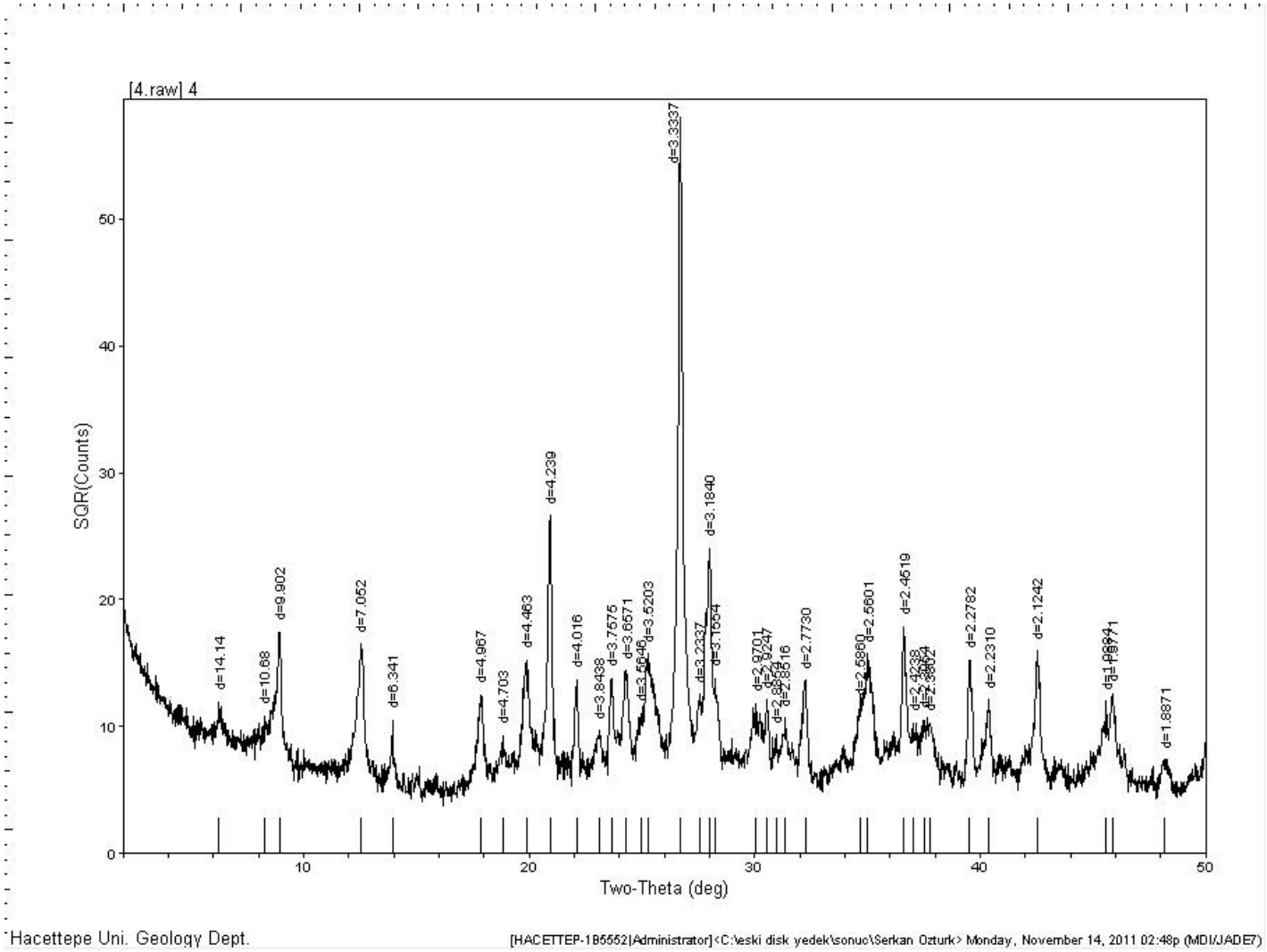
Tarhan, N., 2002 MTA 1:500 000 Ölçekli Türkiye Jeoloji Haritası Erzurum Paftası.

Tissot, B.P., Durand, B., Espitalié, J. and Combaz, A., 1974. Influence of the nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 58, p. 499-506.

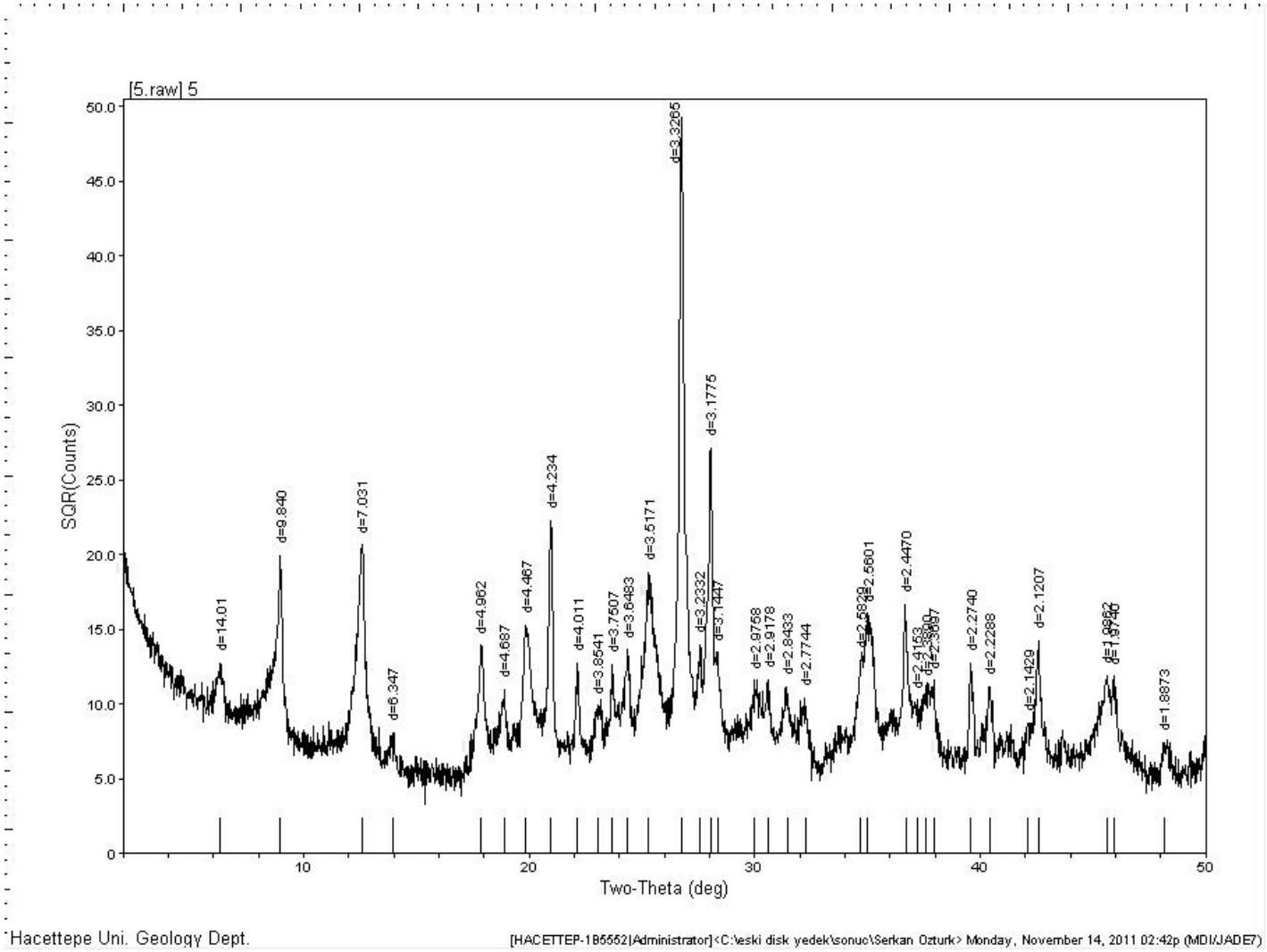
Tissot, B., P., and Welte, J., 1984 Petroleum Formation Occurrence. Springer-Veriag, 669p.

Van Krevelen, D.W., 1984. Organic Geochemistry - old and new. Org. Geochem., V. 6, pp. 1-10.

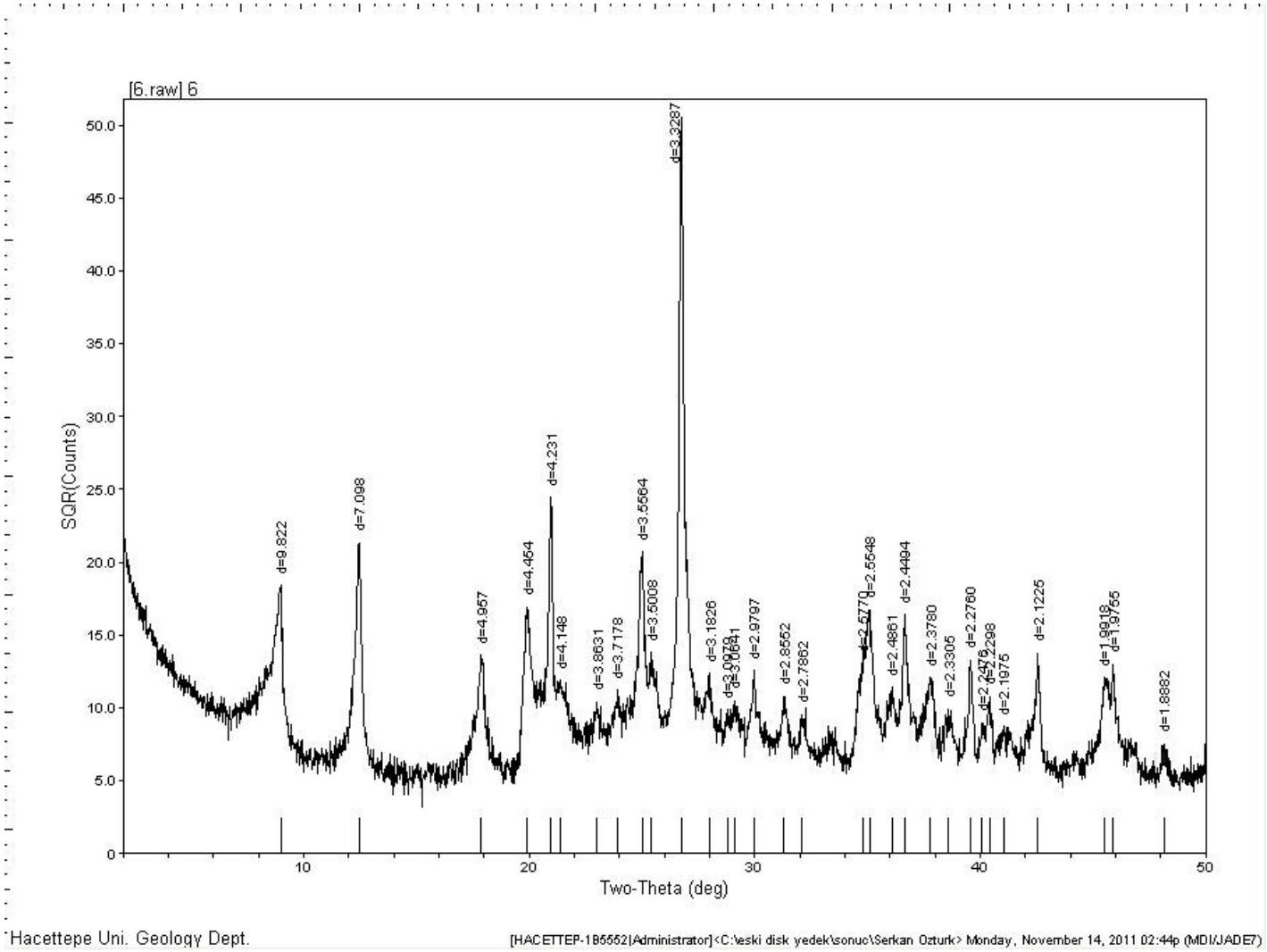
Yılmaz, Y., 1993. New Evidence and Model on the Evolution of the SE Anatolian Orogen. Geological Society of America Bulletin. 105, 251-271.



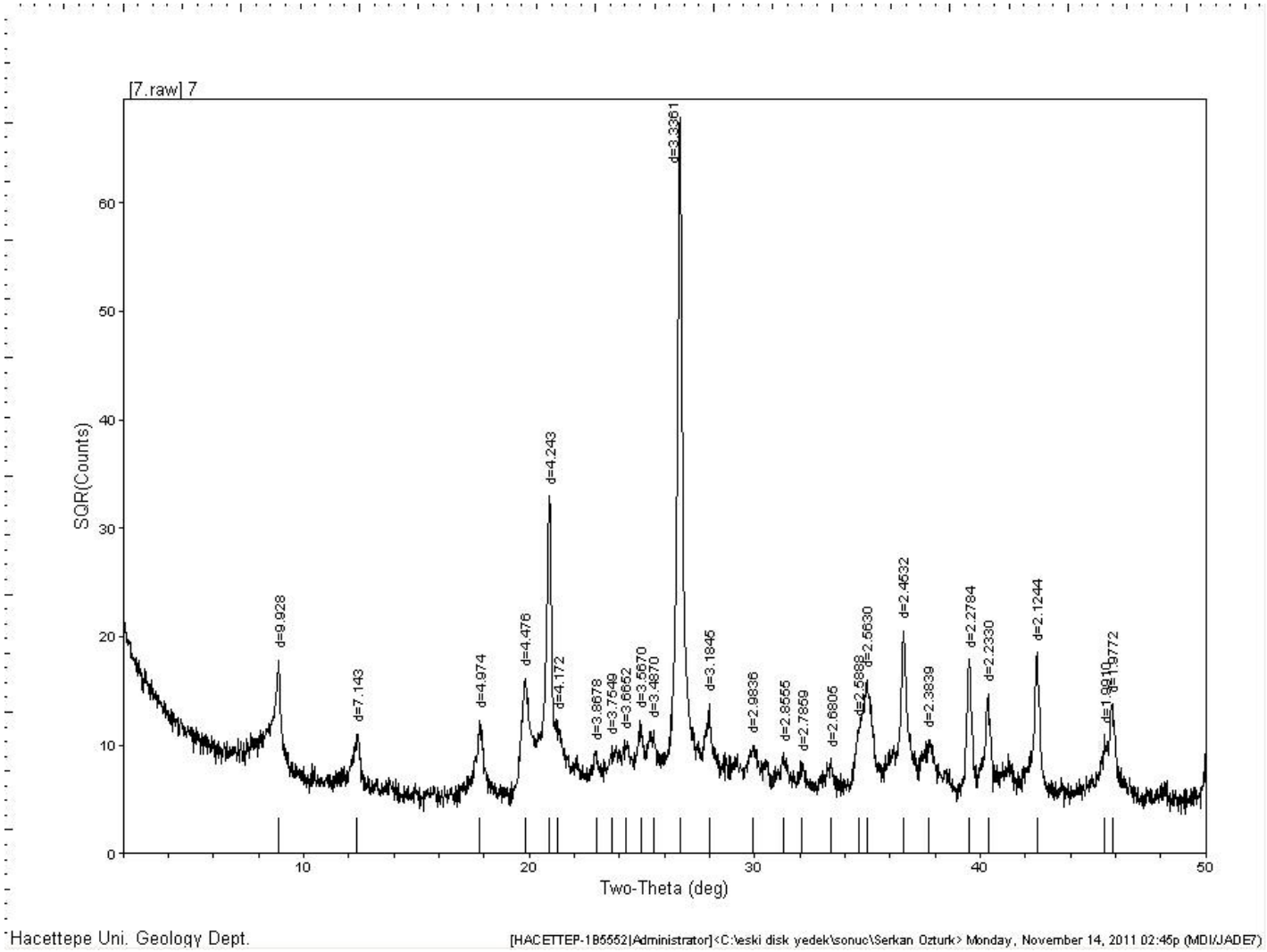
Ek Şekil 1. SK-1 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



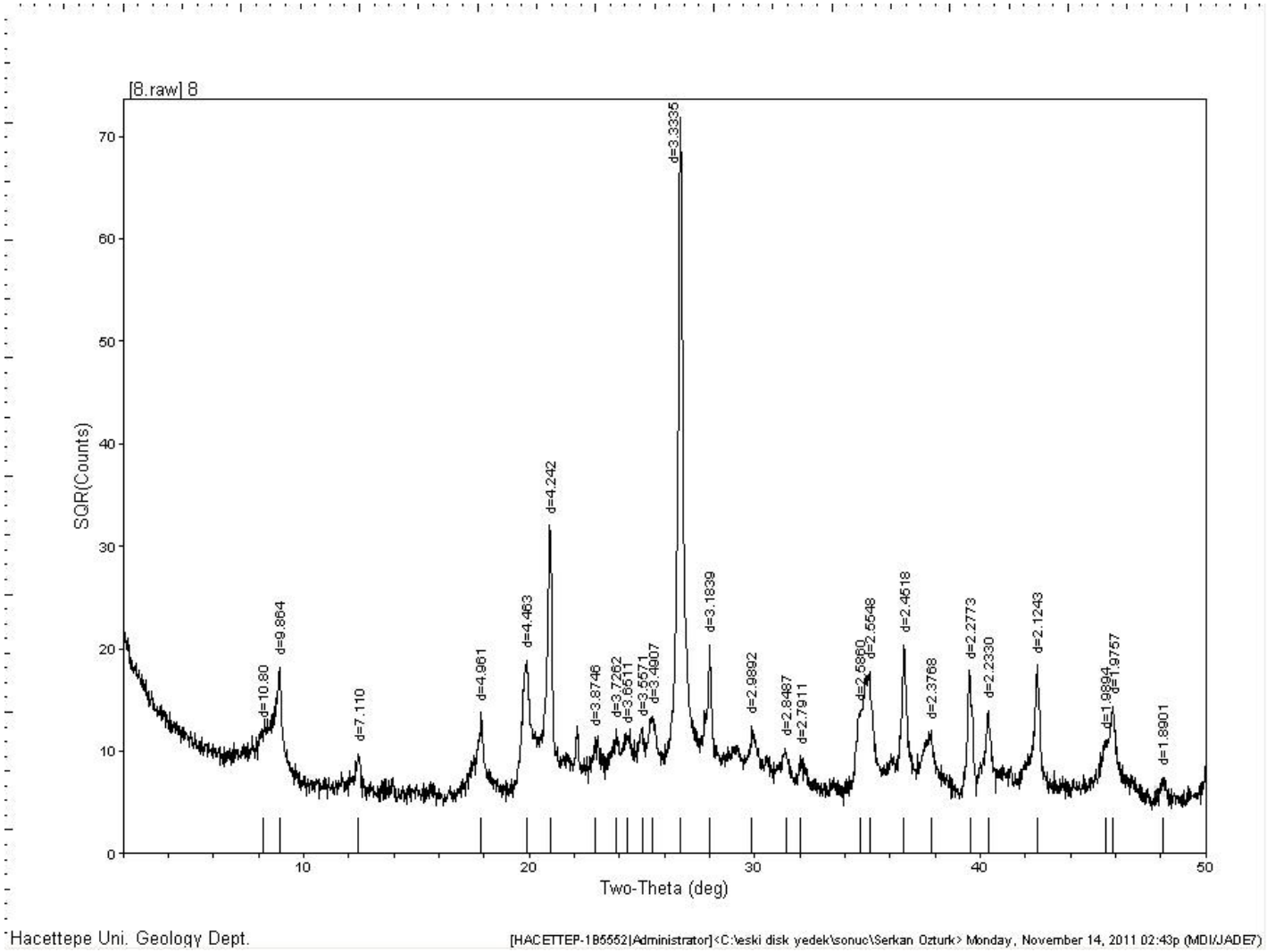
Ek Şekil 2. SK-2 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



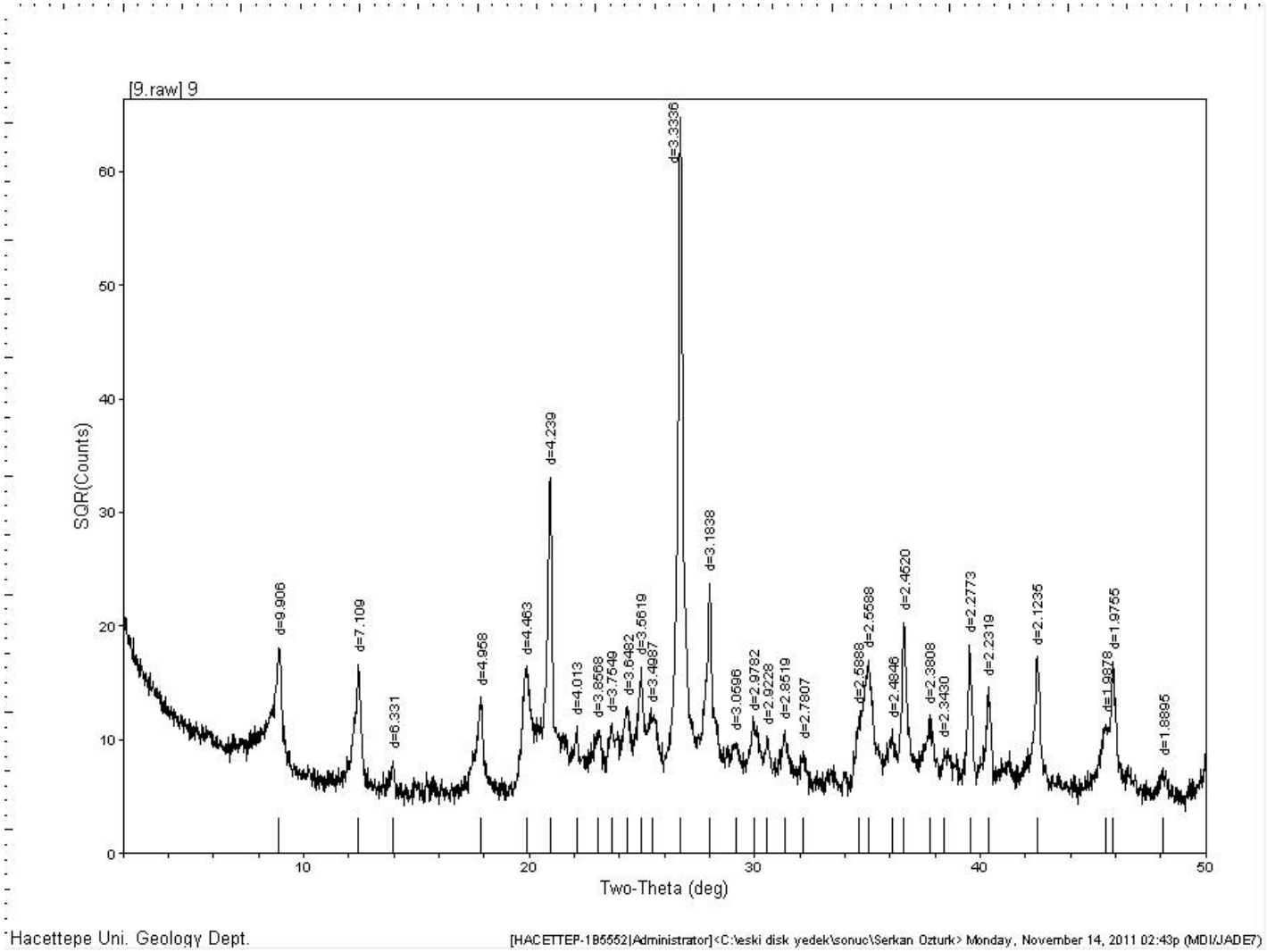
Ek Şekil 3. SK-3 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



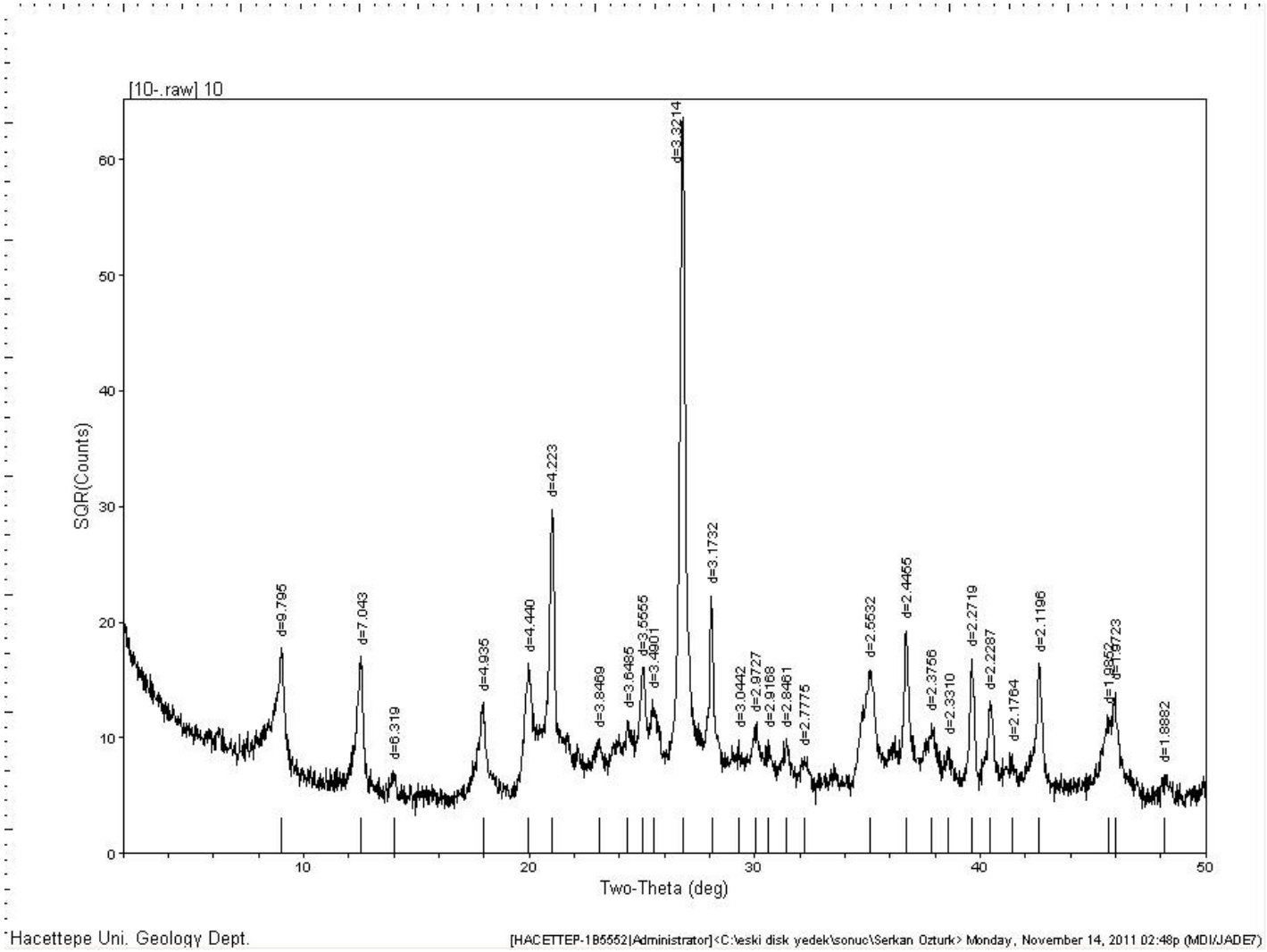
Ek Şekil 4. SK-4 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



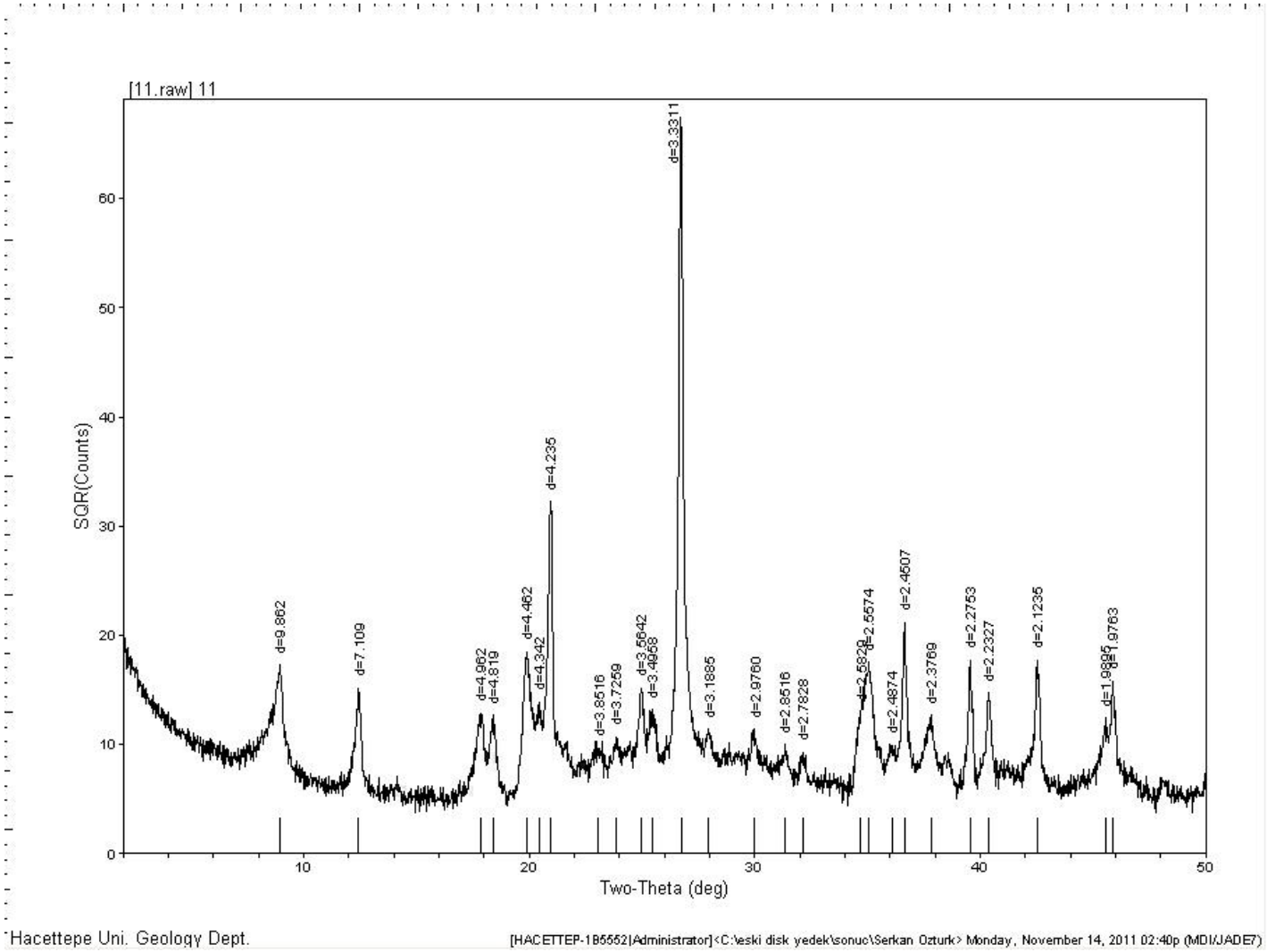
Ek Şekil 5. SK-5 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



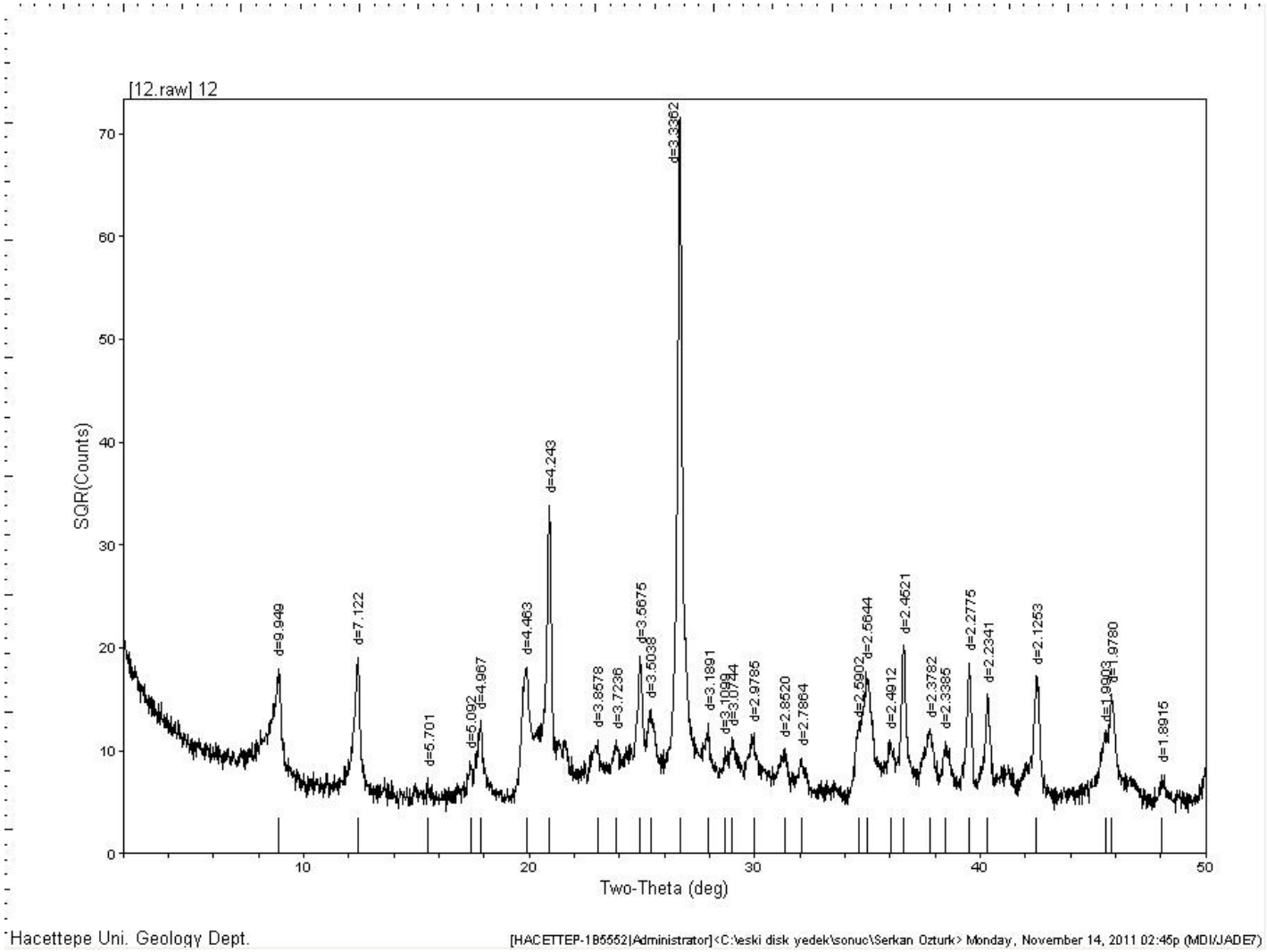
Ek Şekil 6. SK-6 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



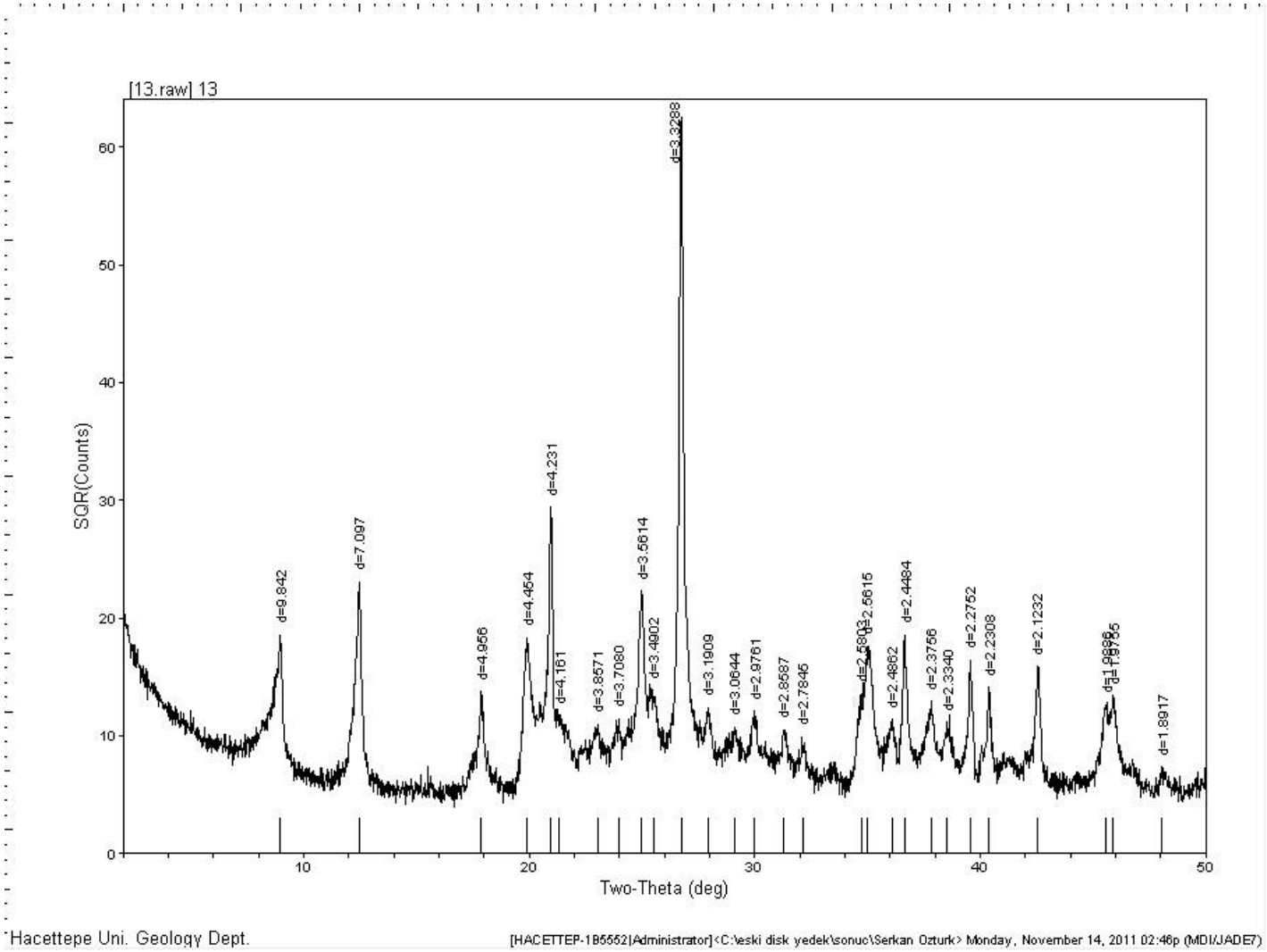
Ek Şekil 7. SK-7 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



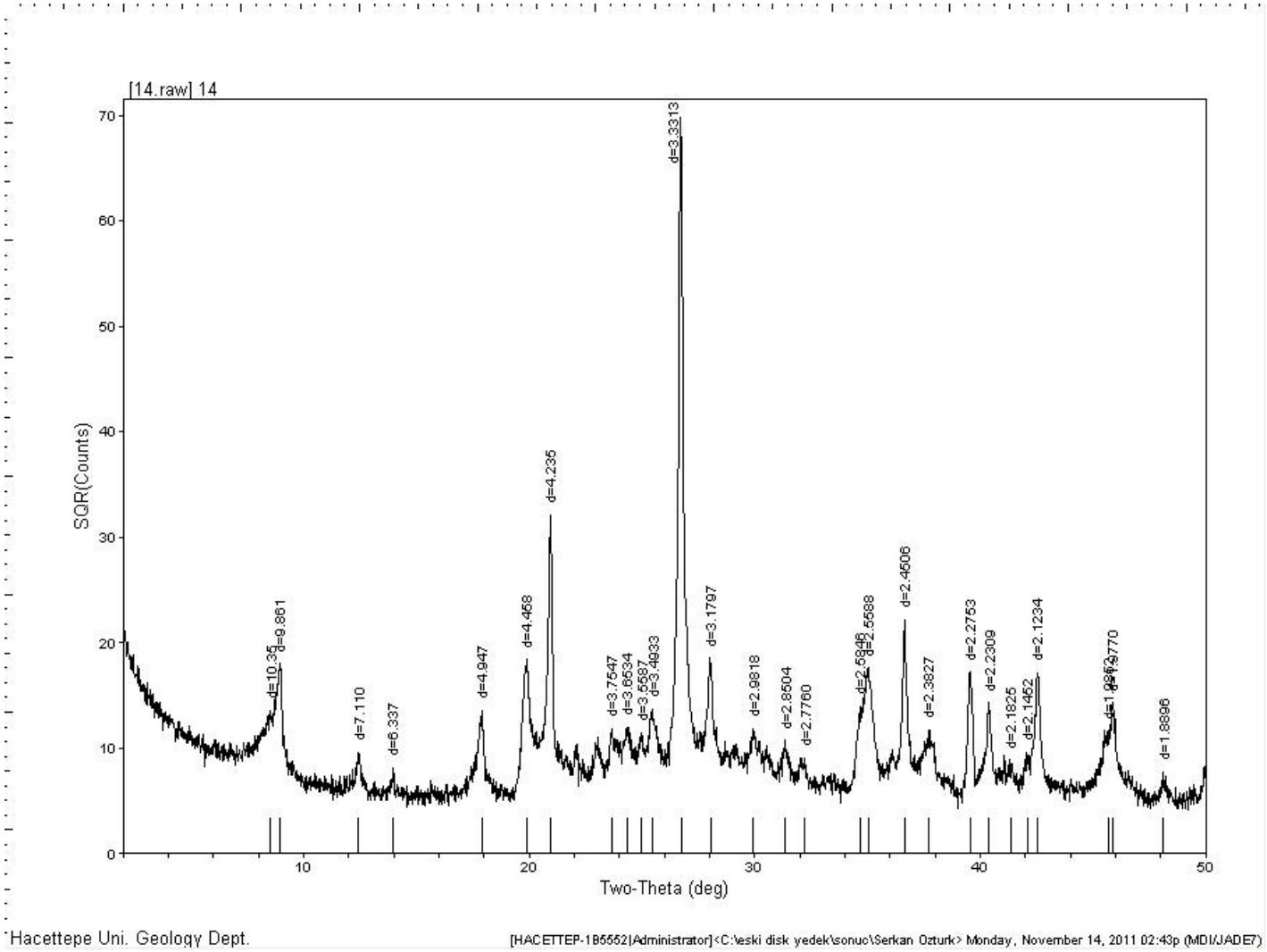
Ek Şekil 8. SK-8 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



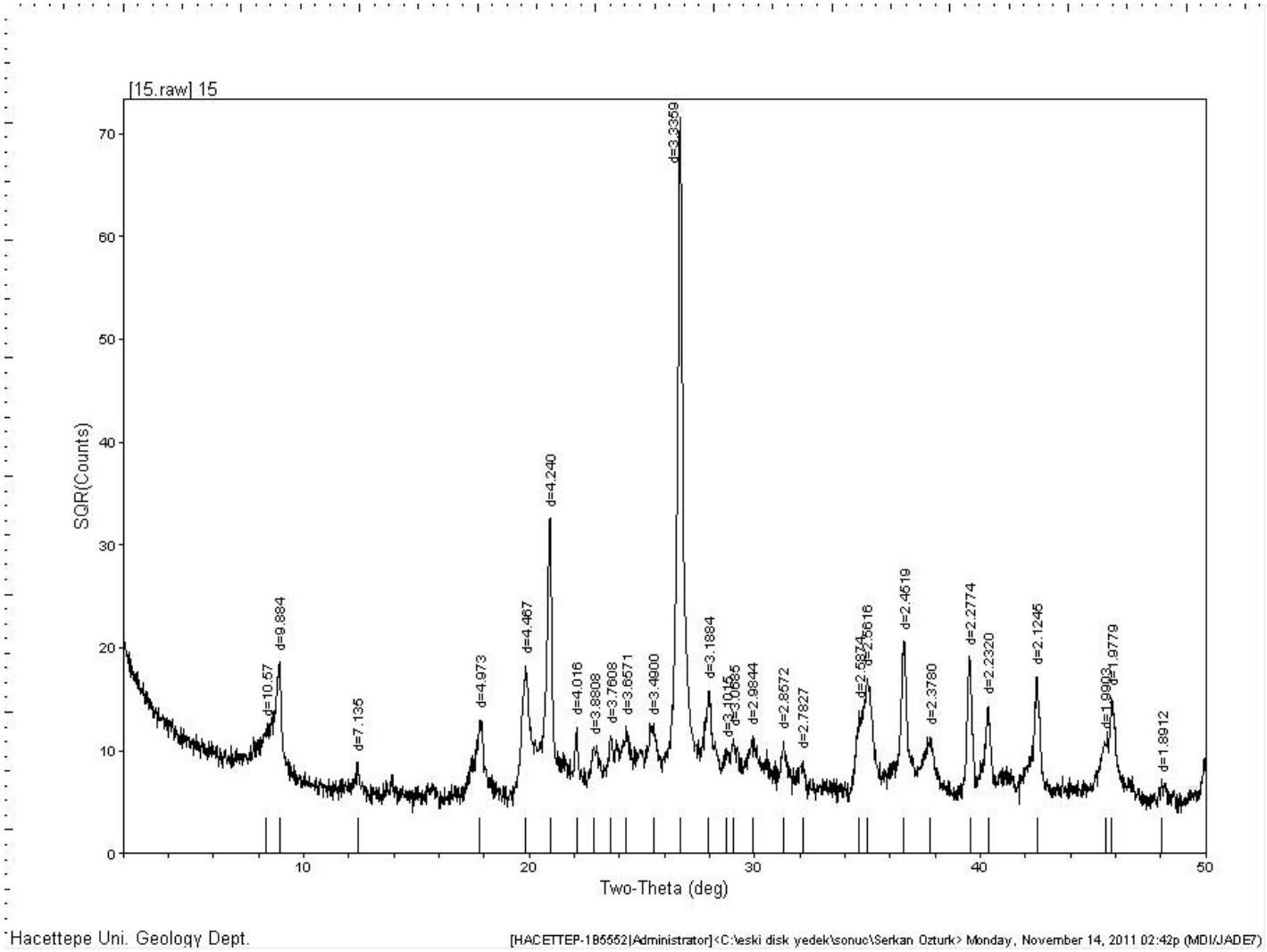
Ek Şekil 9. SK-9 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



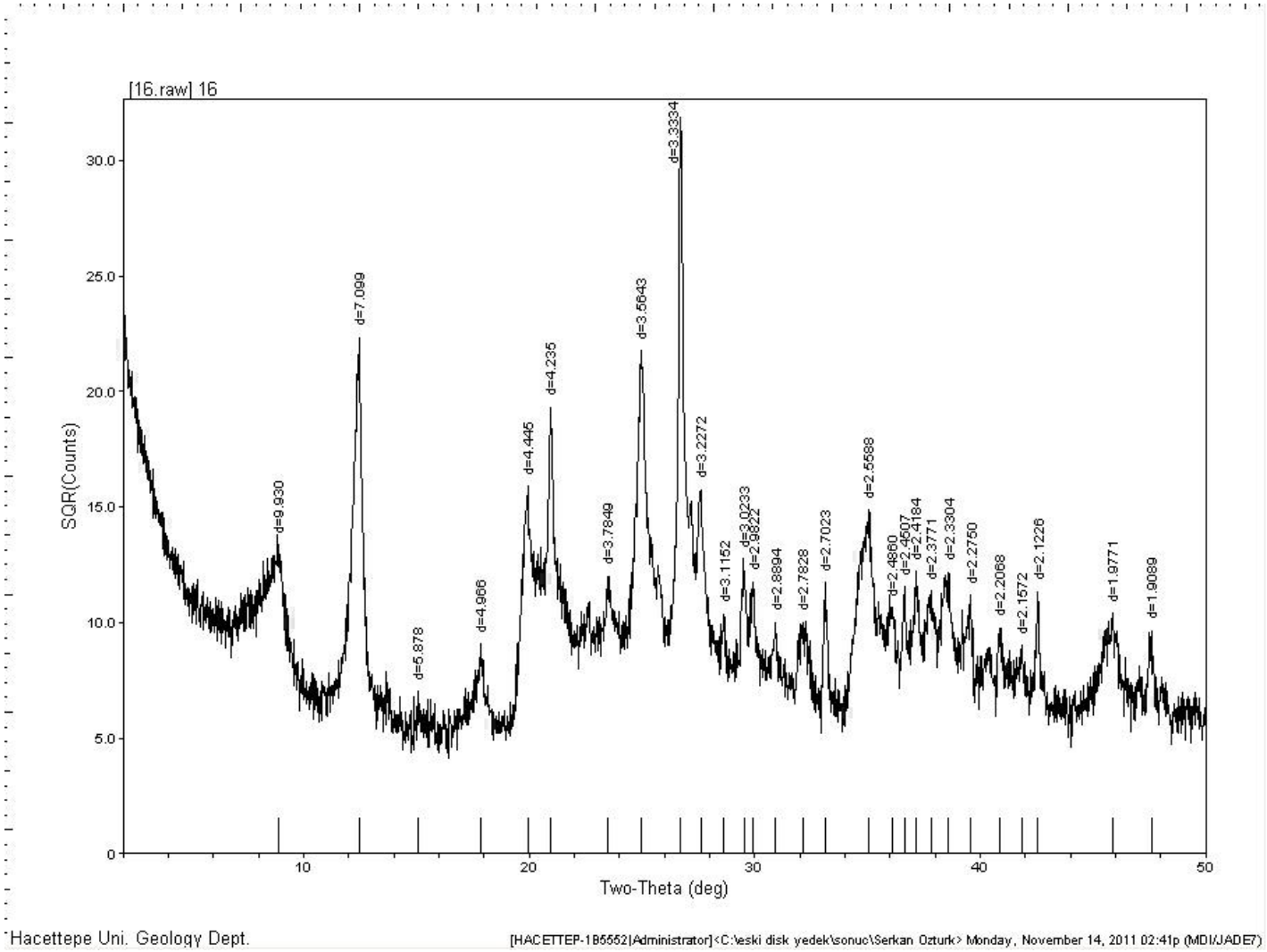
Ek Şekil 10. SK-10 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



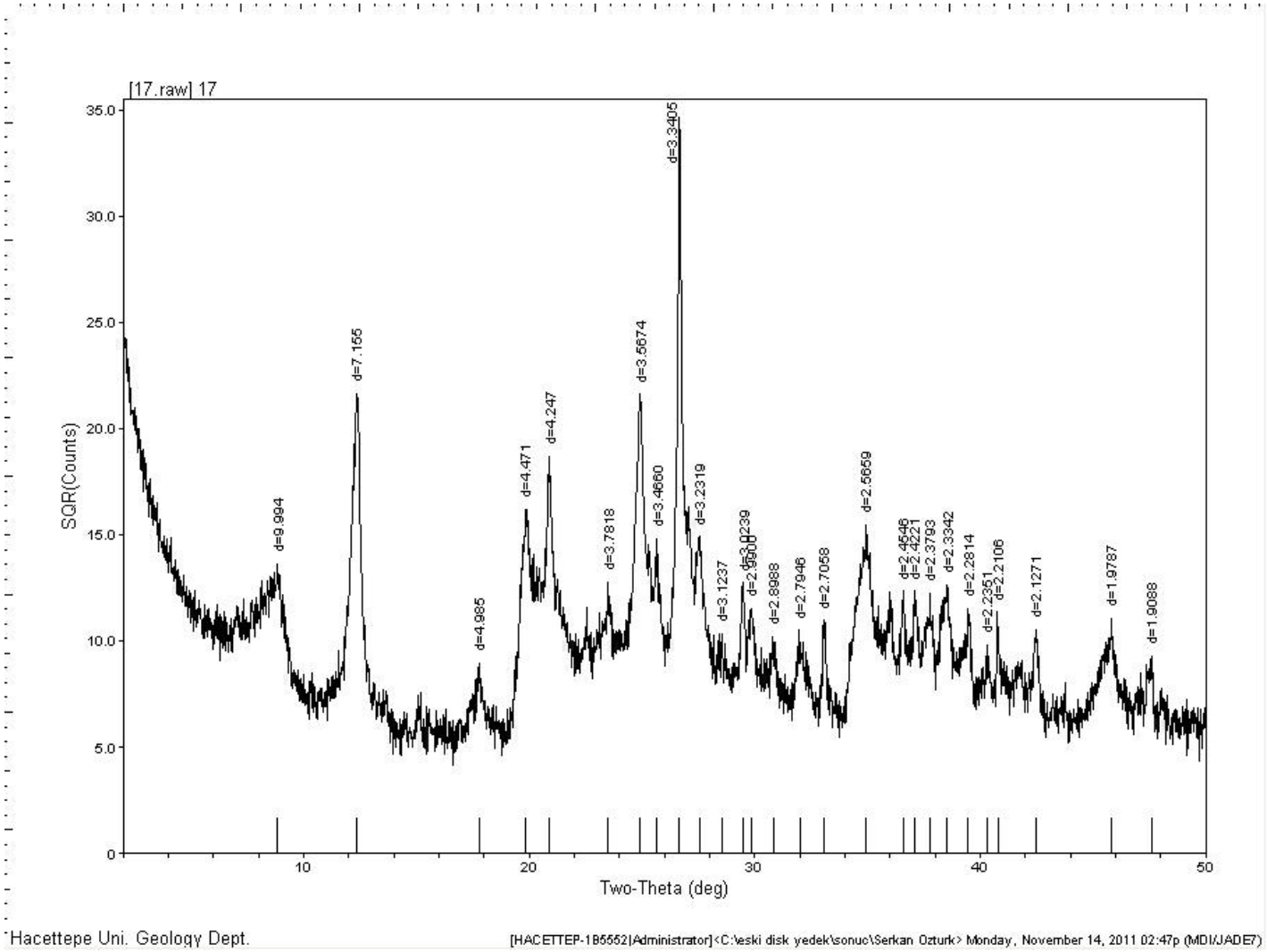
Ek Şekil 11. SK-11 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



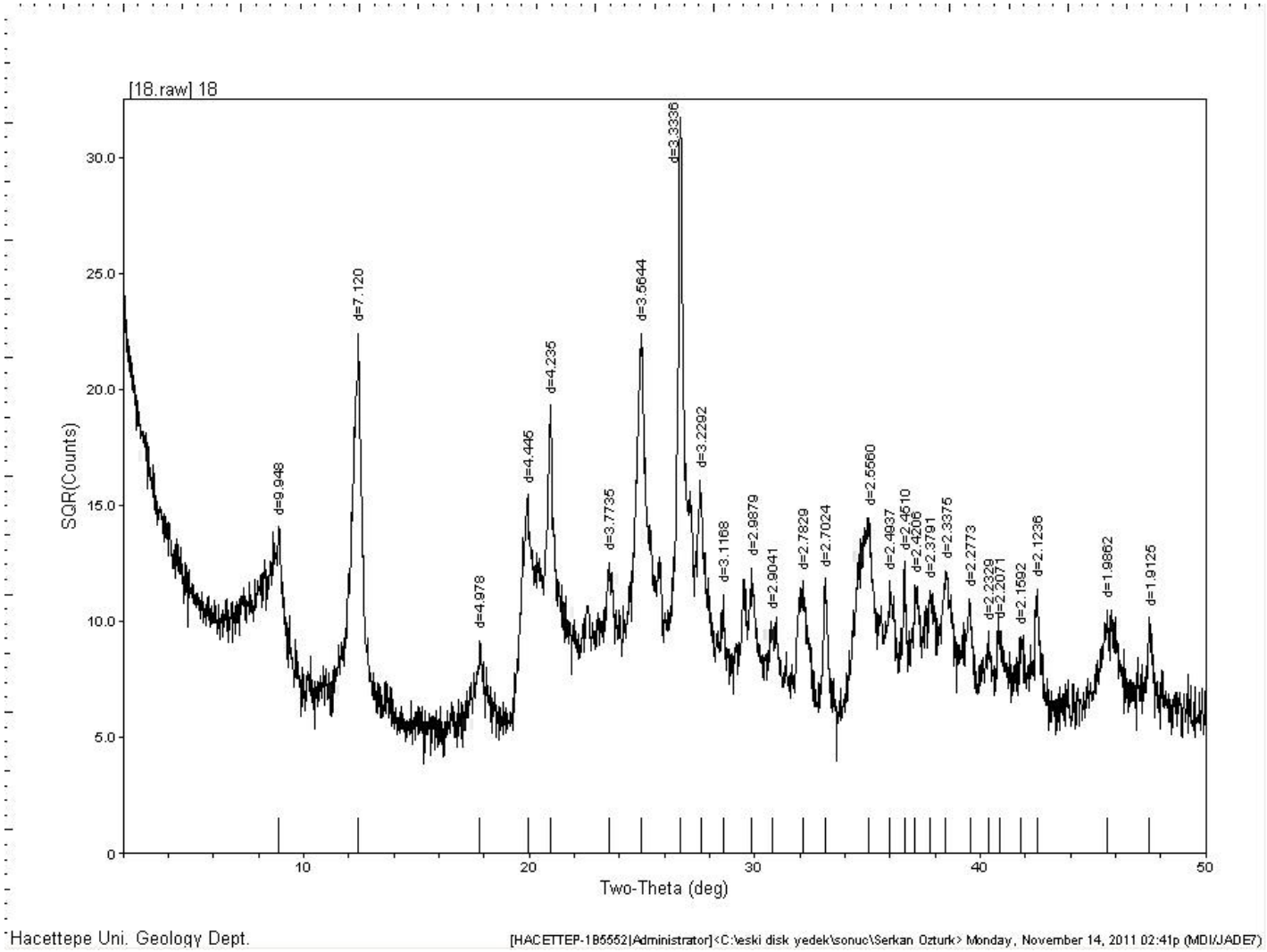
Ek Şekil 12. SK-12 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



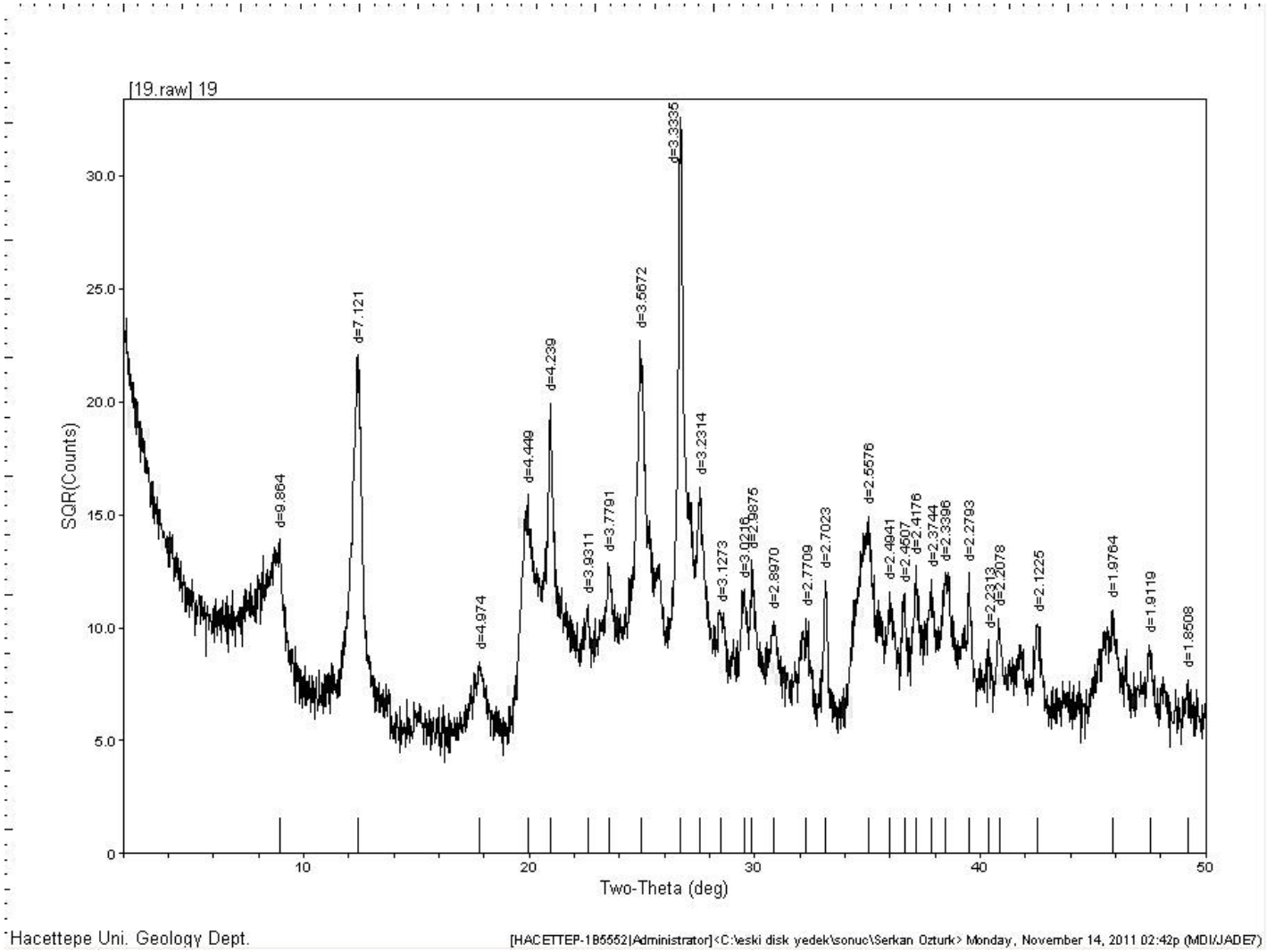
Ek Şekil 13. SH-1 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



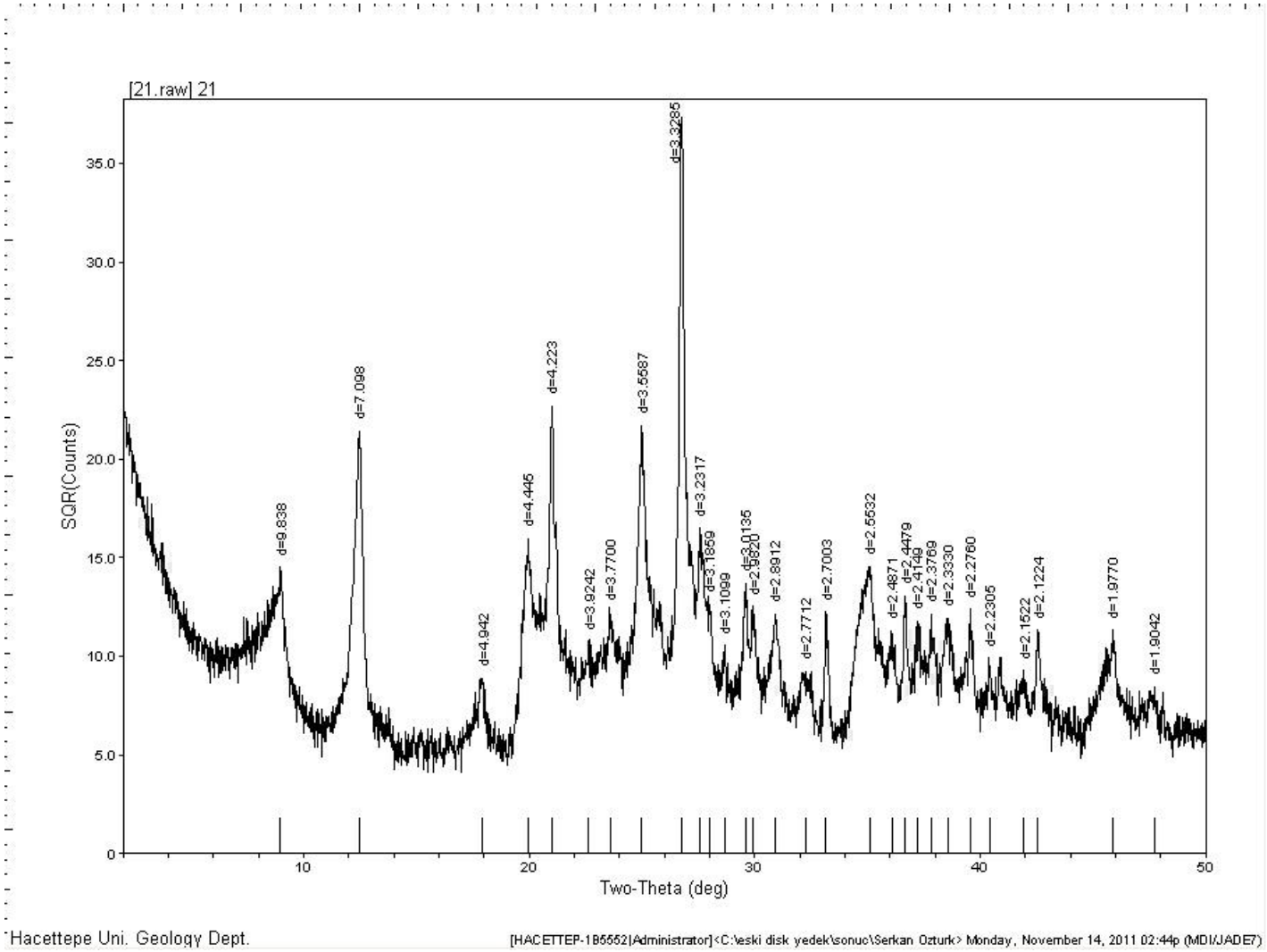
Ek Şekil 14. SH-2 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



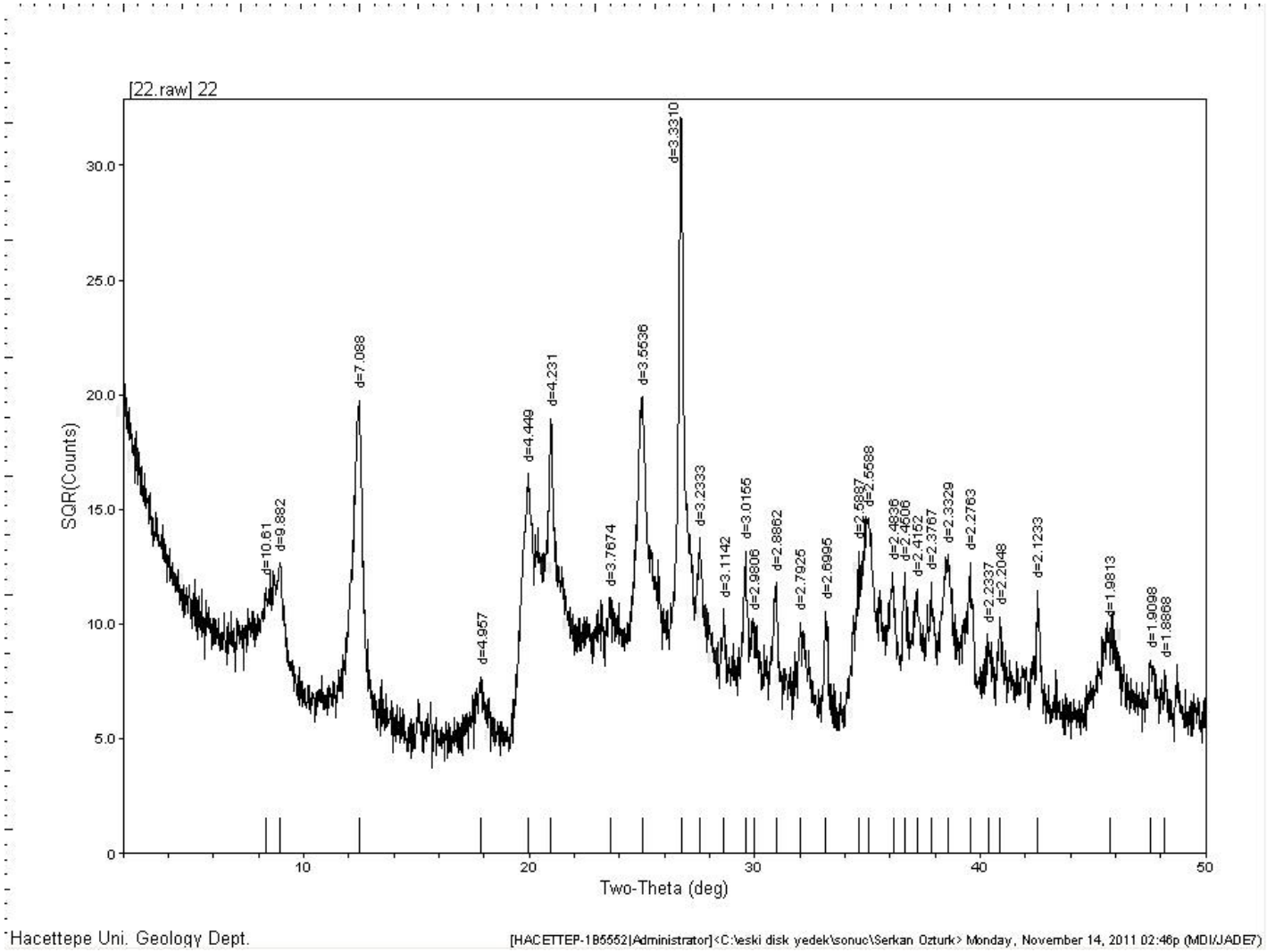
Ek Şekil 15. SH-3 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



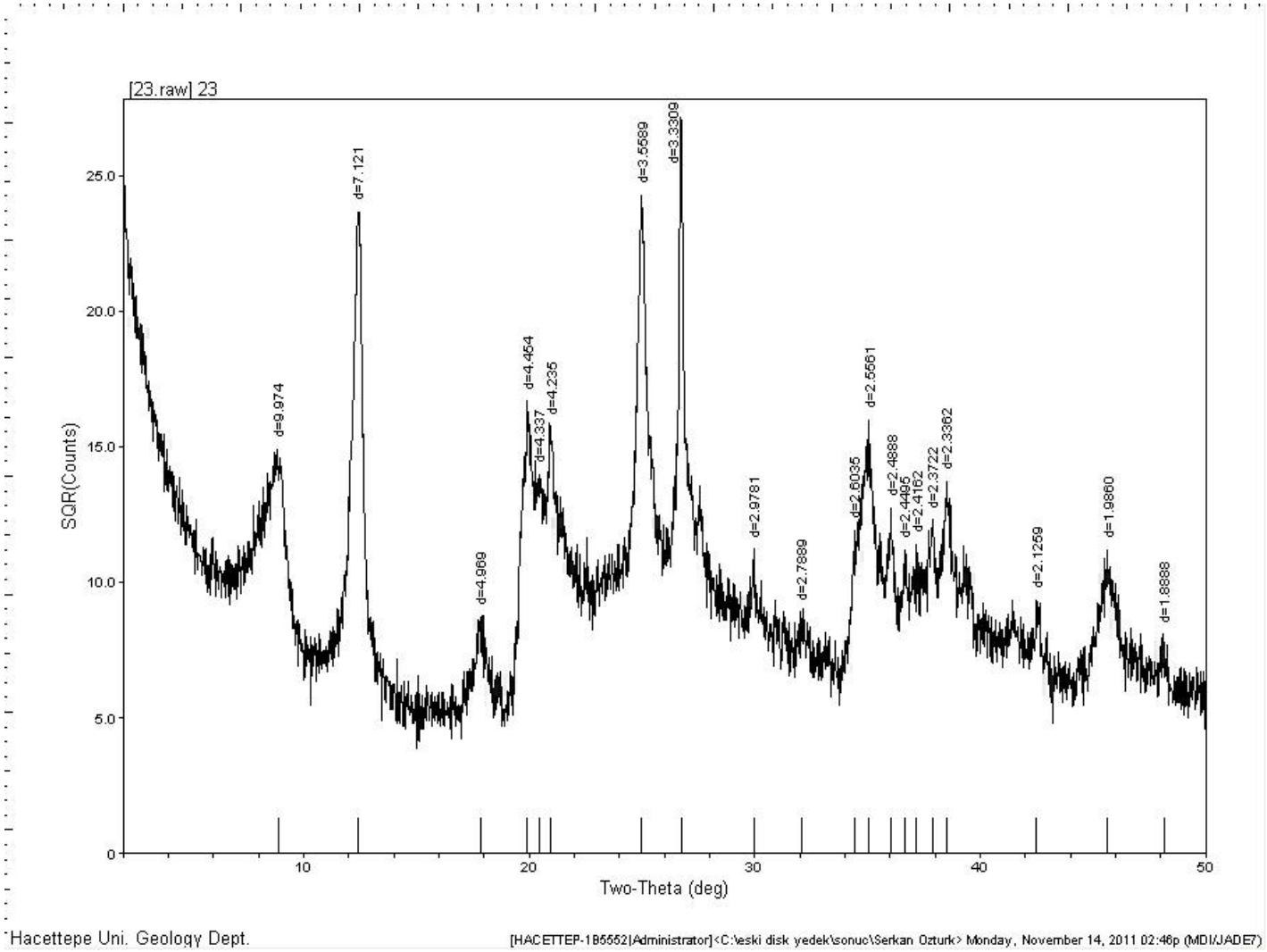
Ek Şekil 16. SH-4 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



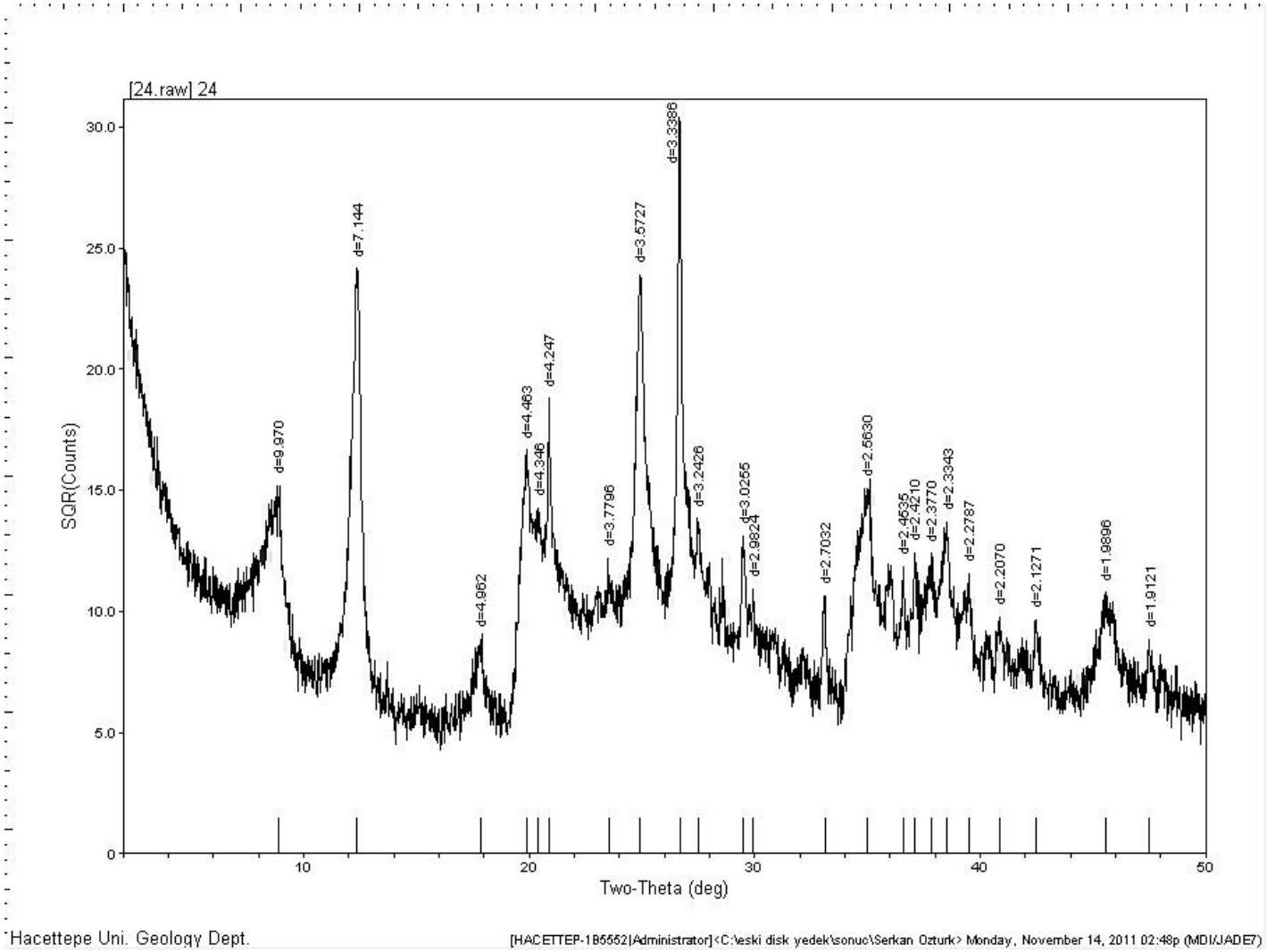
Ek Şekil 17. SH-5 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



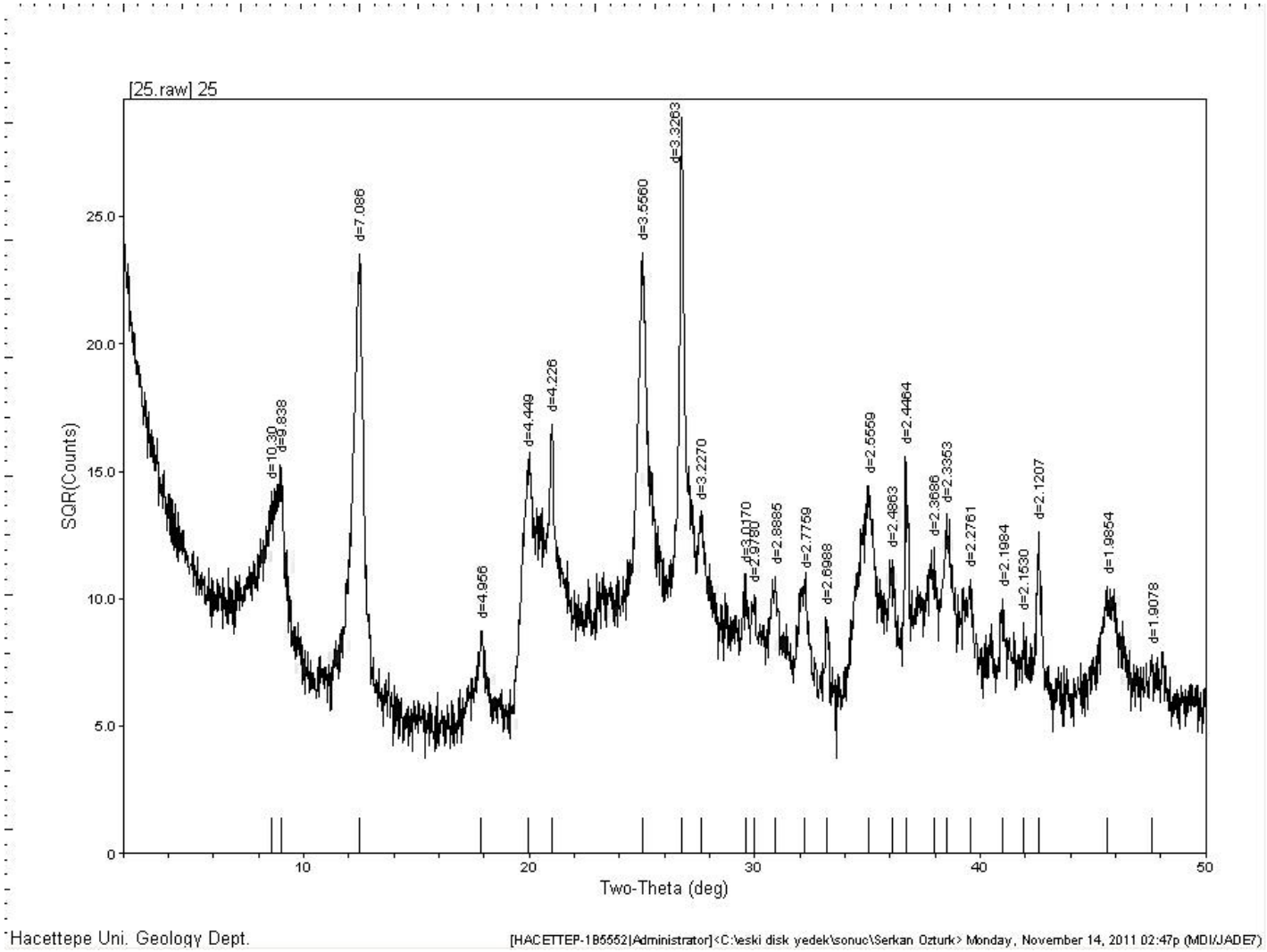
Ek Şekil 18. SH-6 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



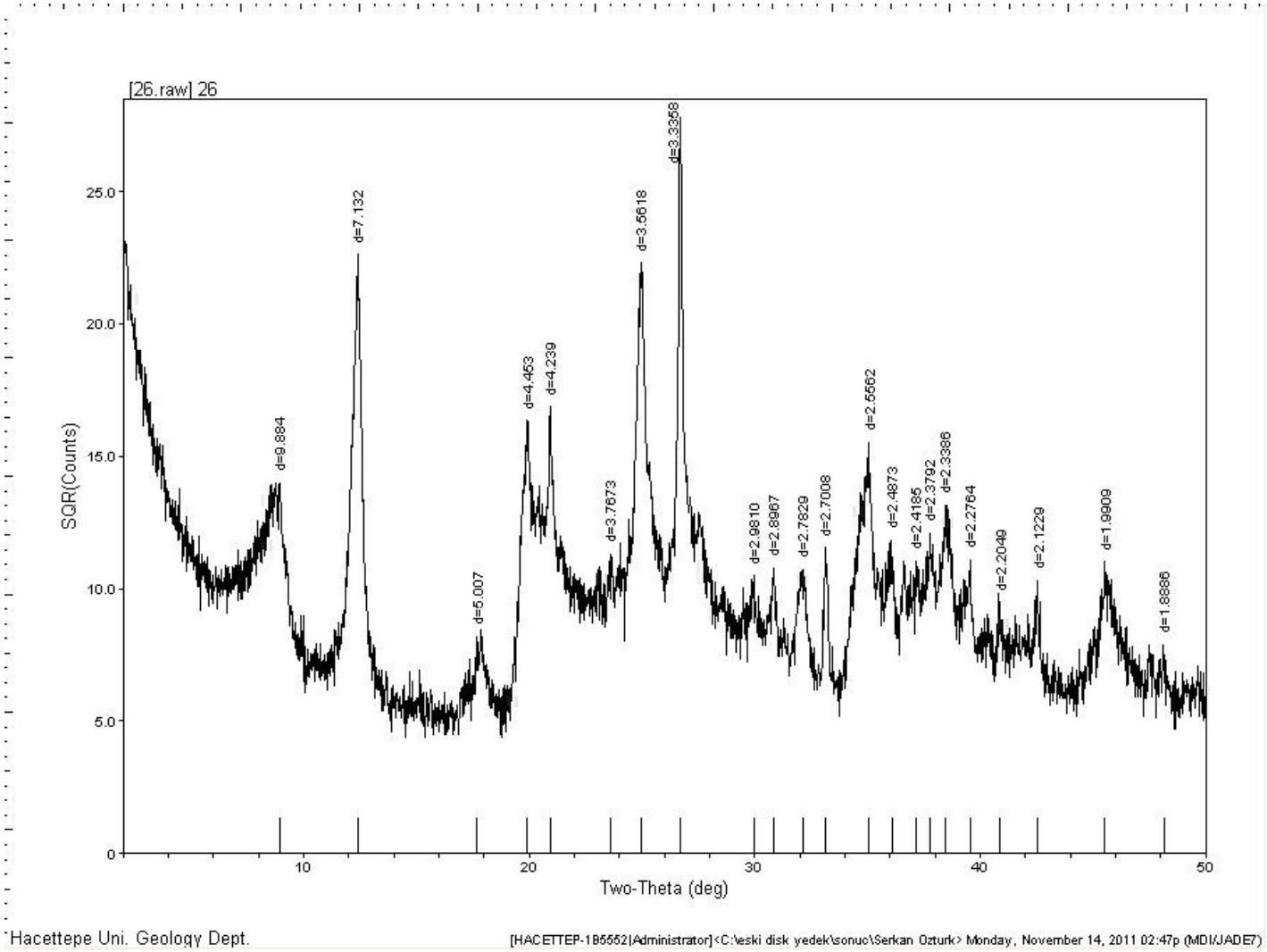
Ek Şekil 19. SH-7 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



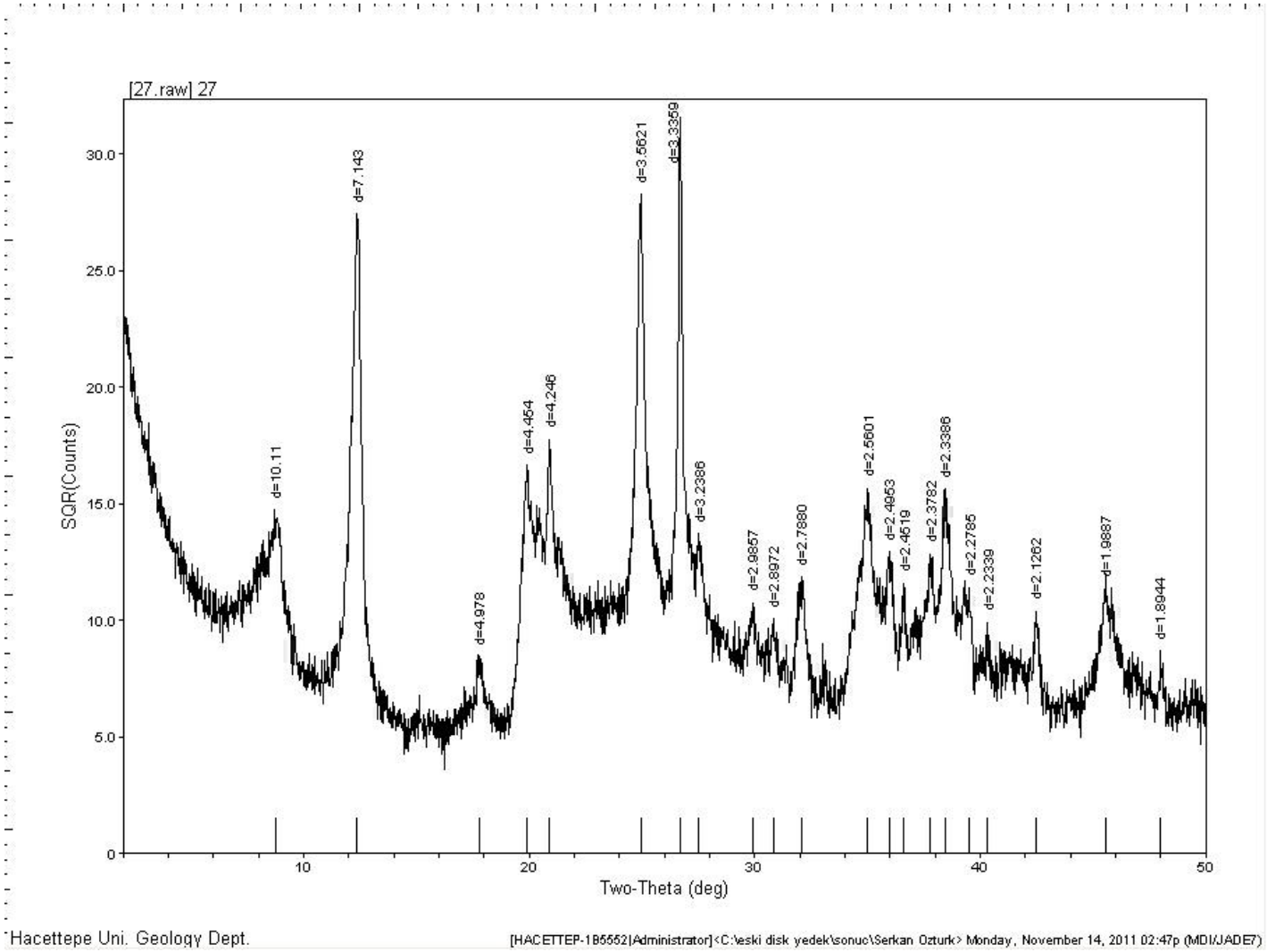
Ek Şekil 20. SH-8 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



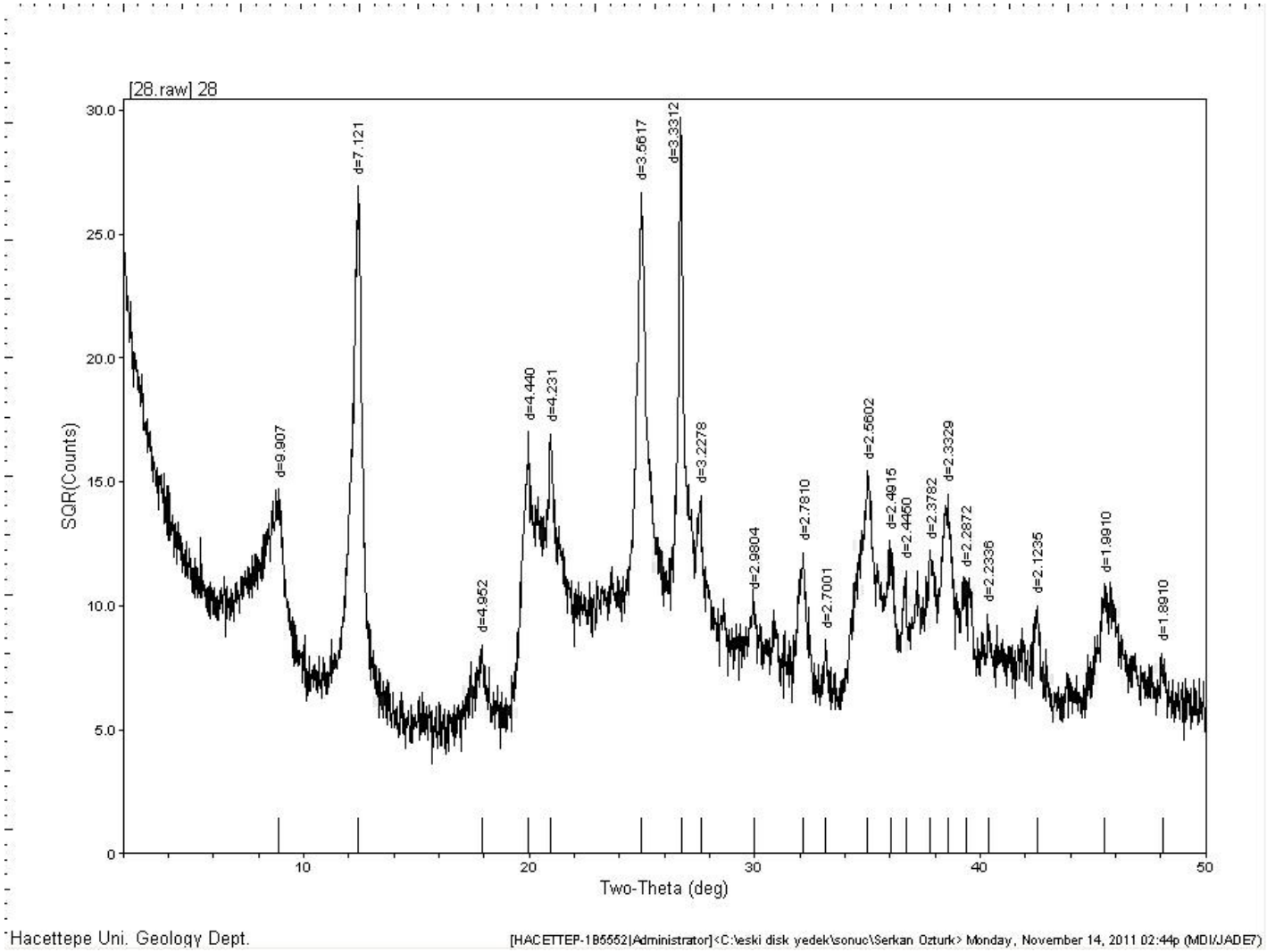
Ek Şekil 21. SH-9 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



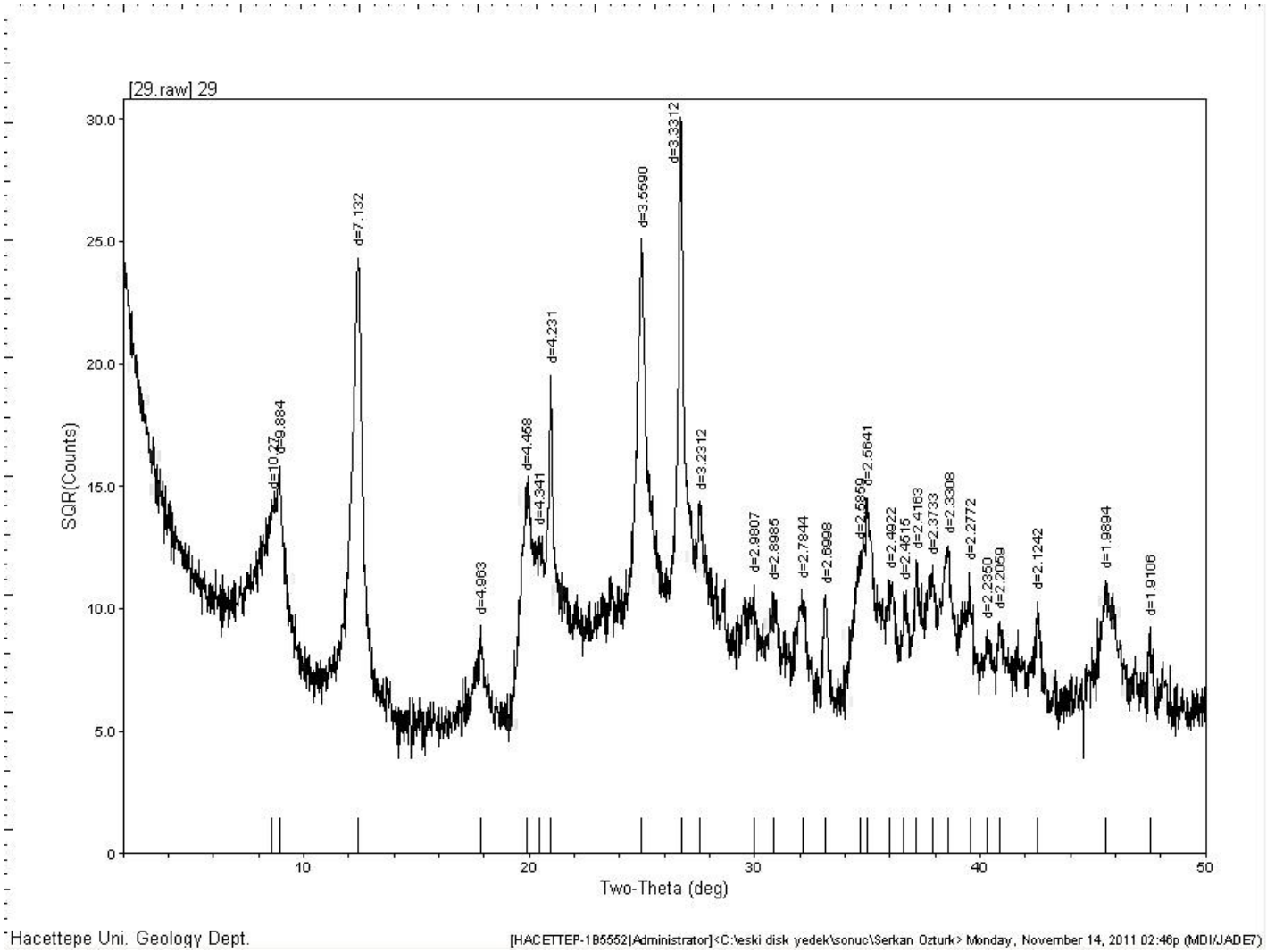
Ek Şekil 22. SH-10 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



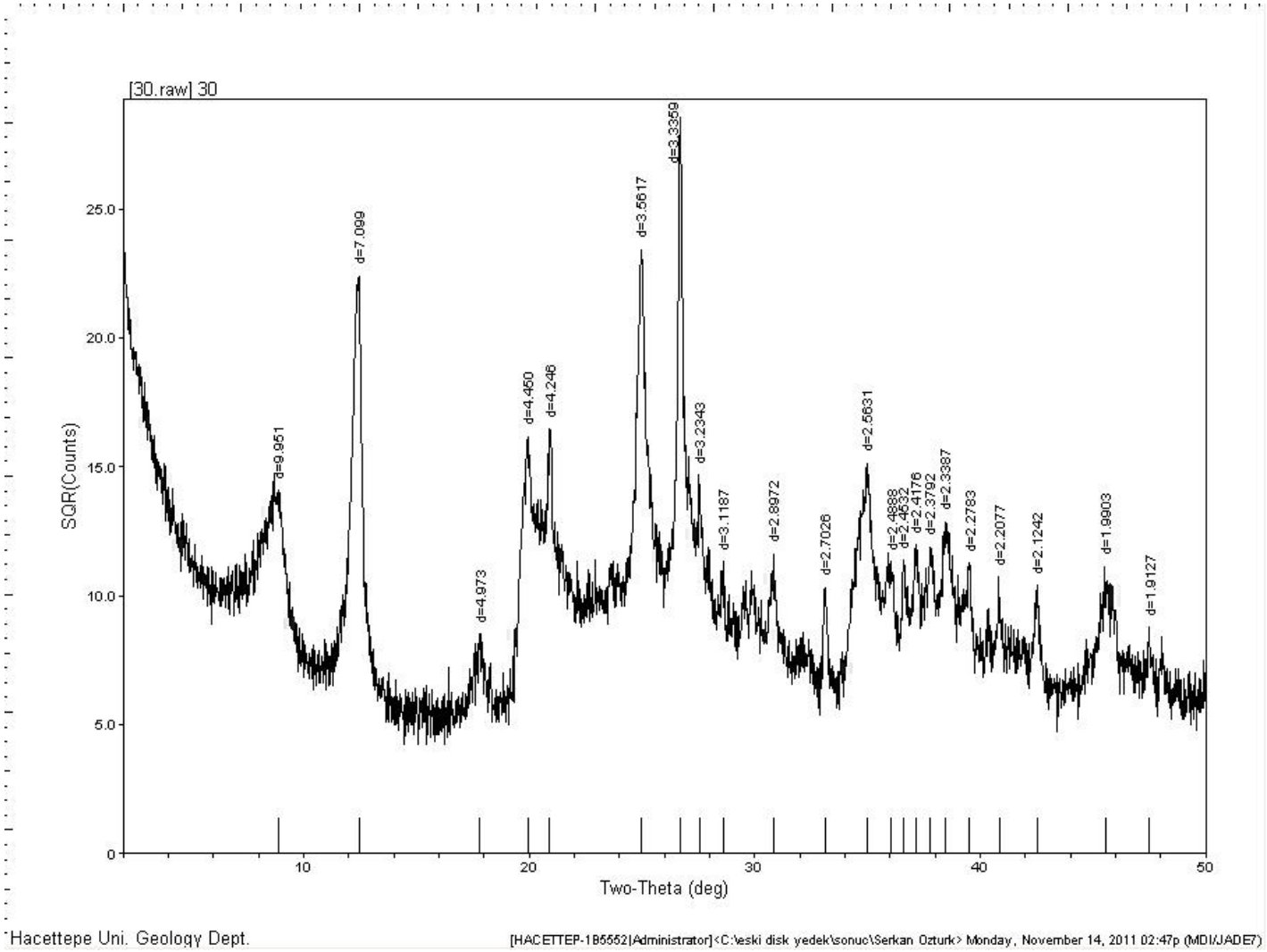
Ek Şekil 23. SH-11 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



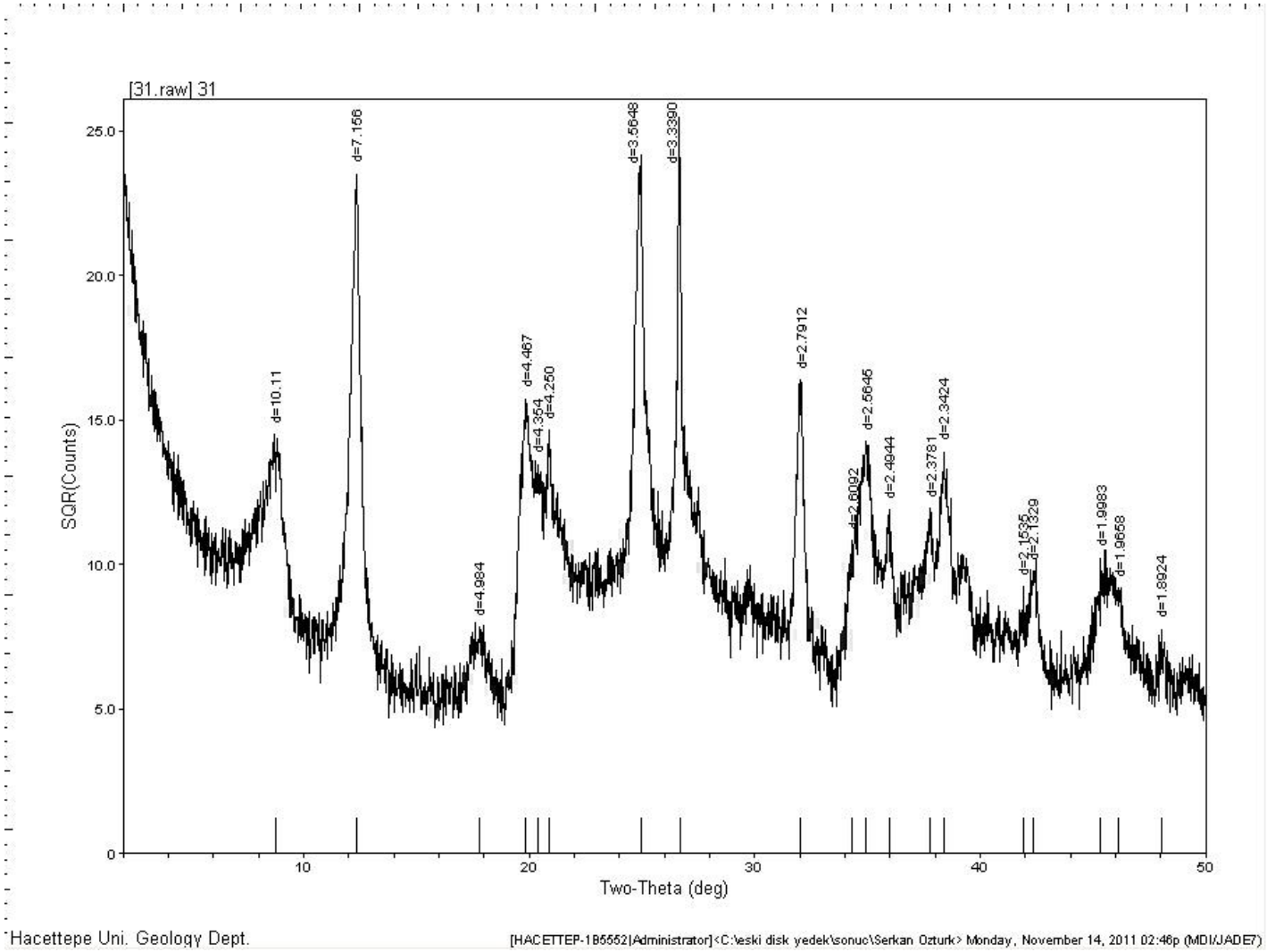
Ek Şekil 24. SH-12 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



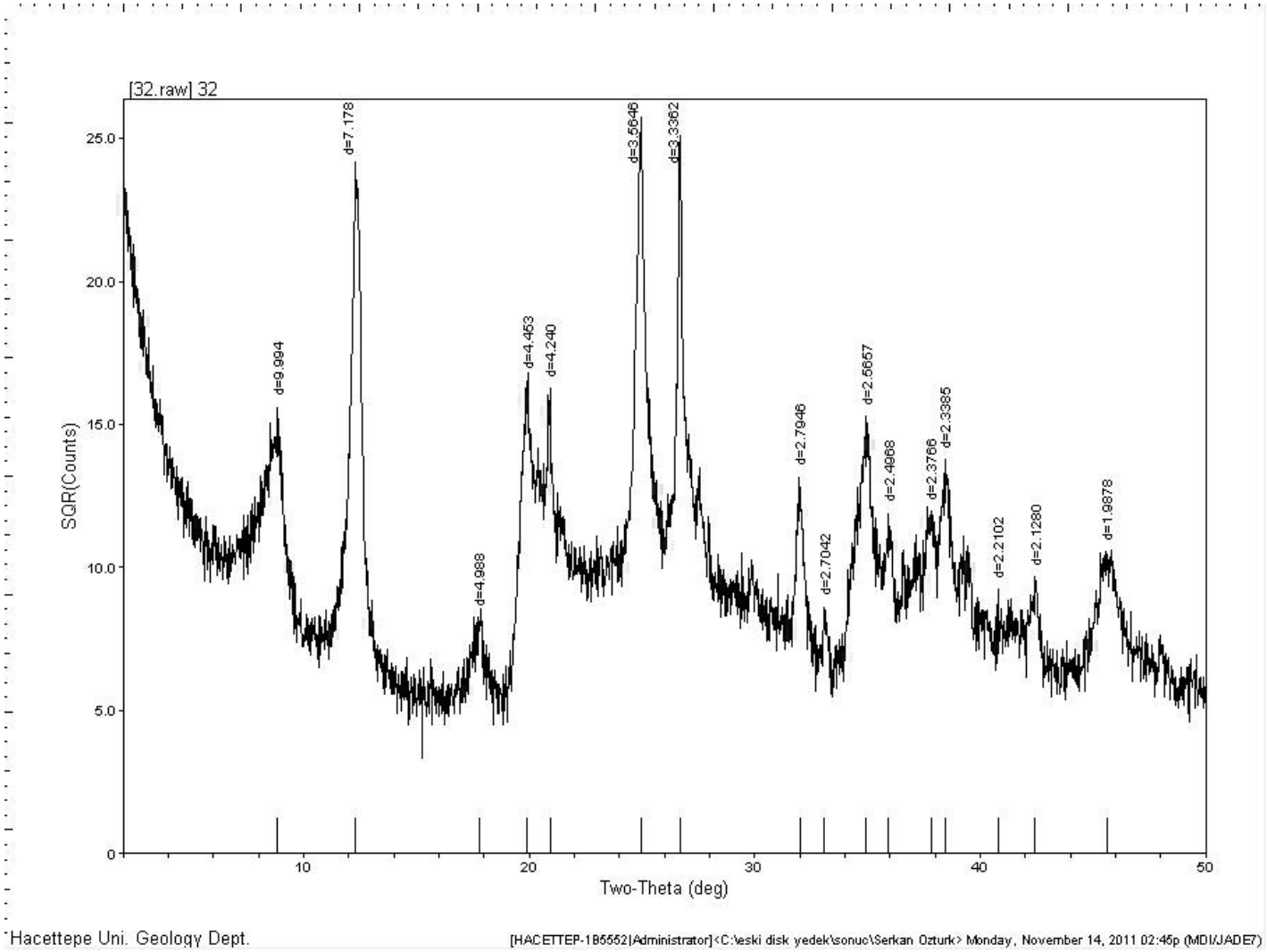
Ek Şekil 25. SH-13 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



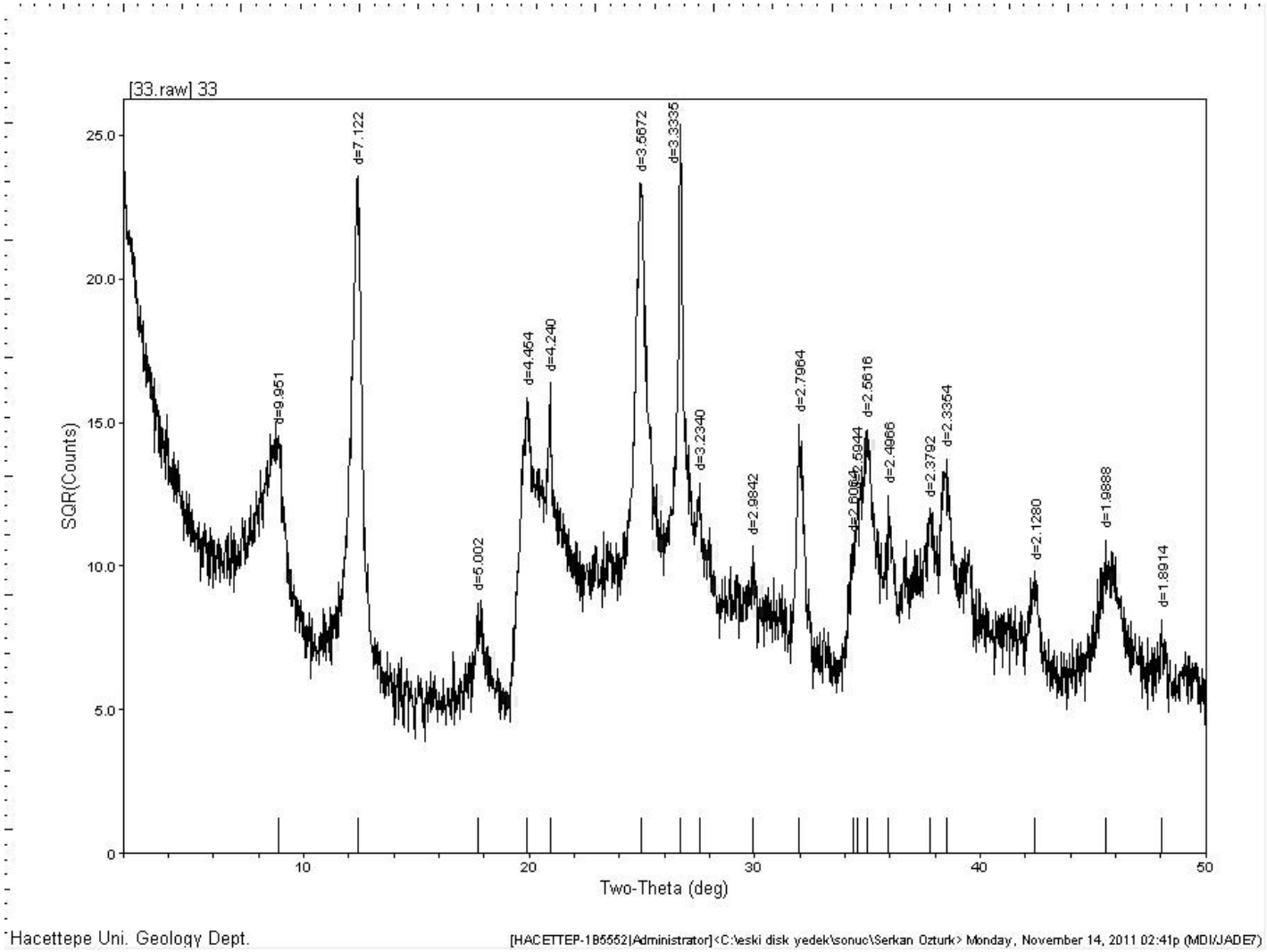
Ek Şekil 26. SH-14 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



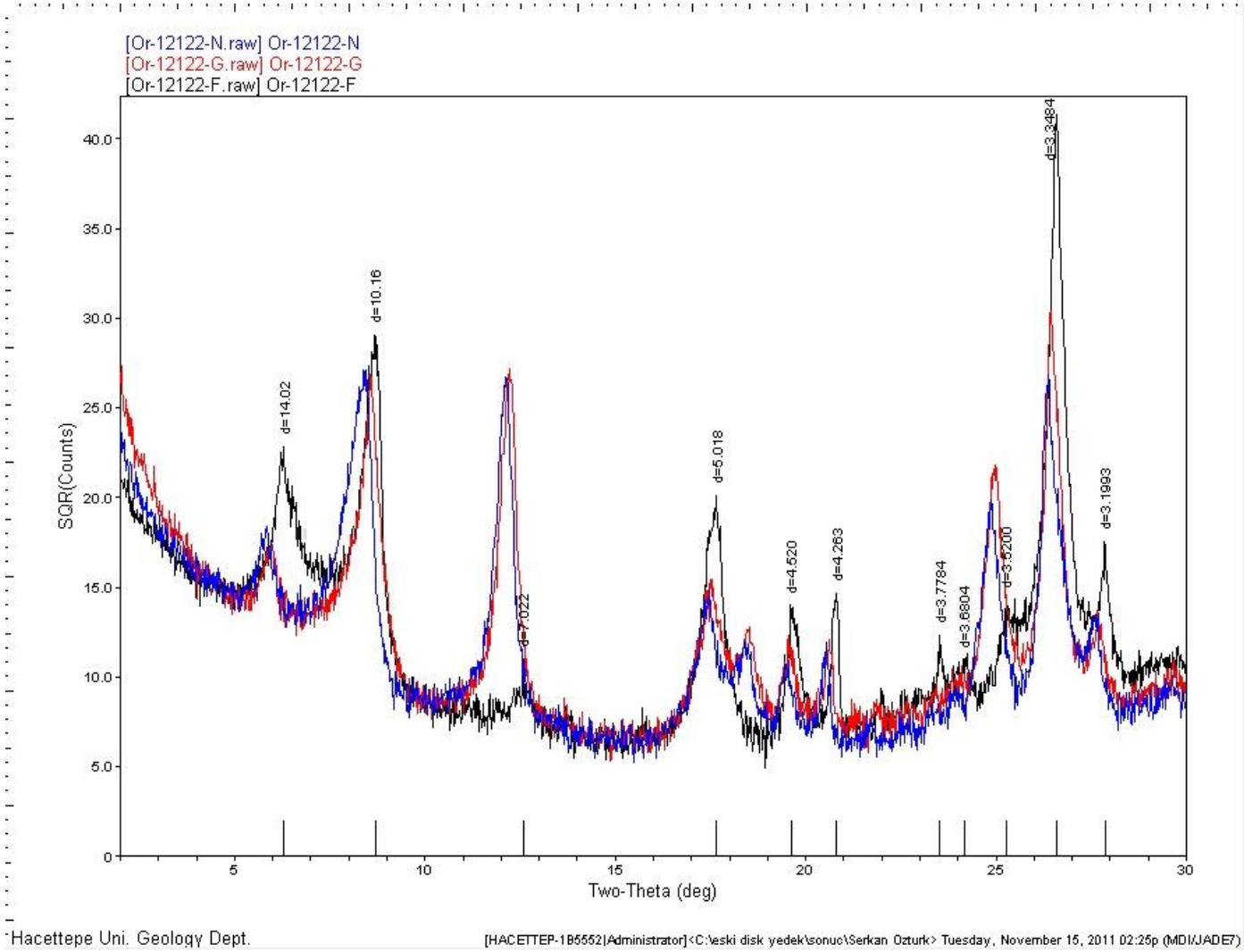
Ek Şekil 27. SH-15 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



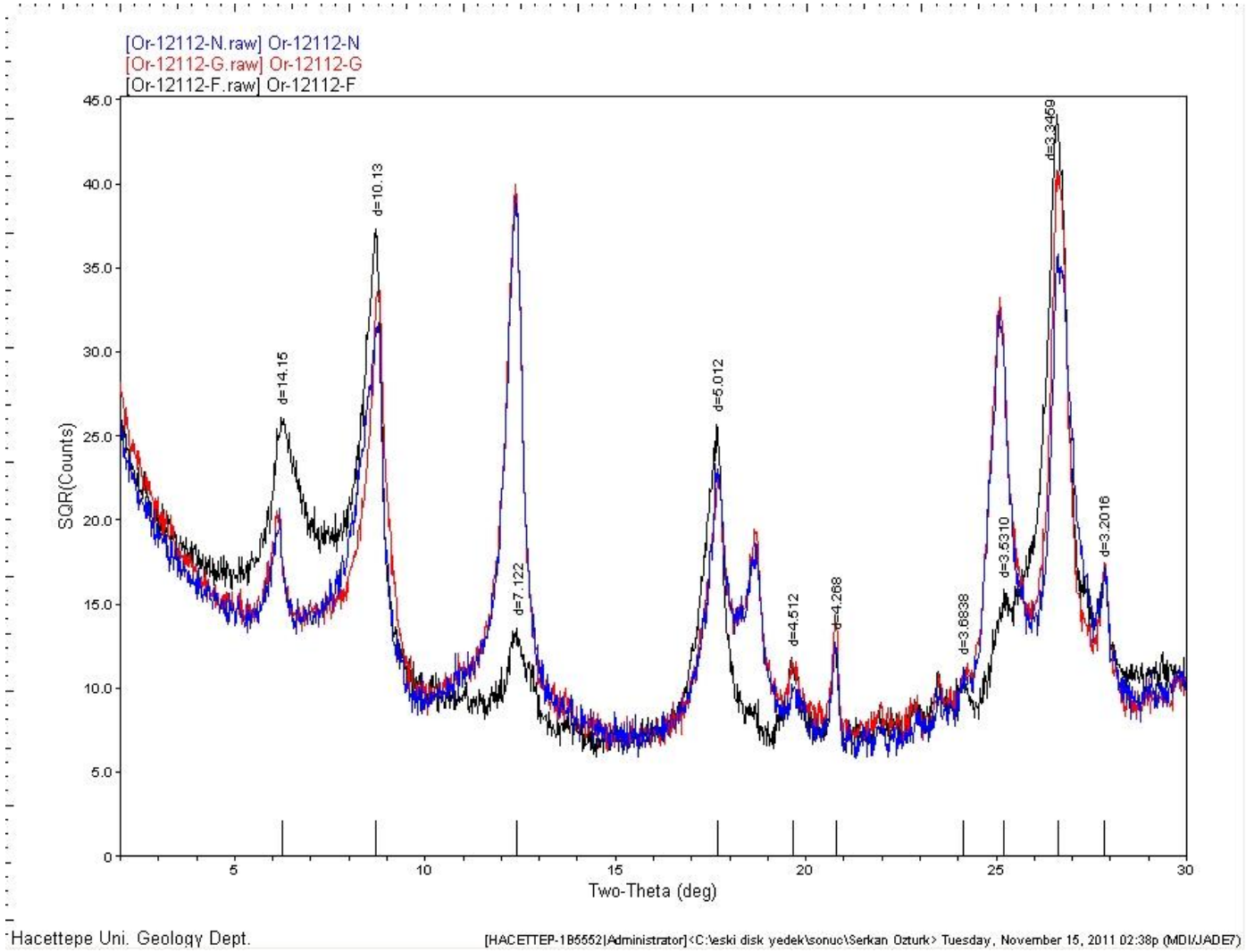
Ek Şekil 28. SH-16 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



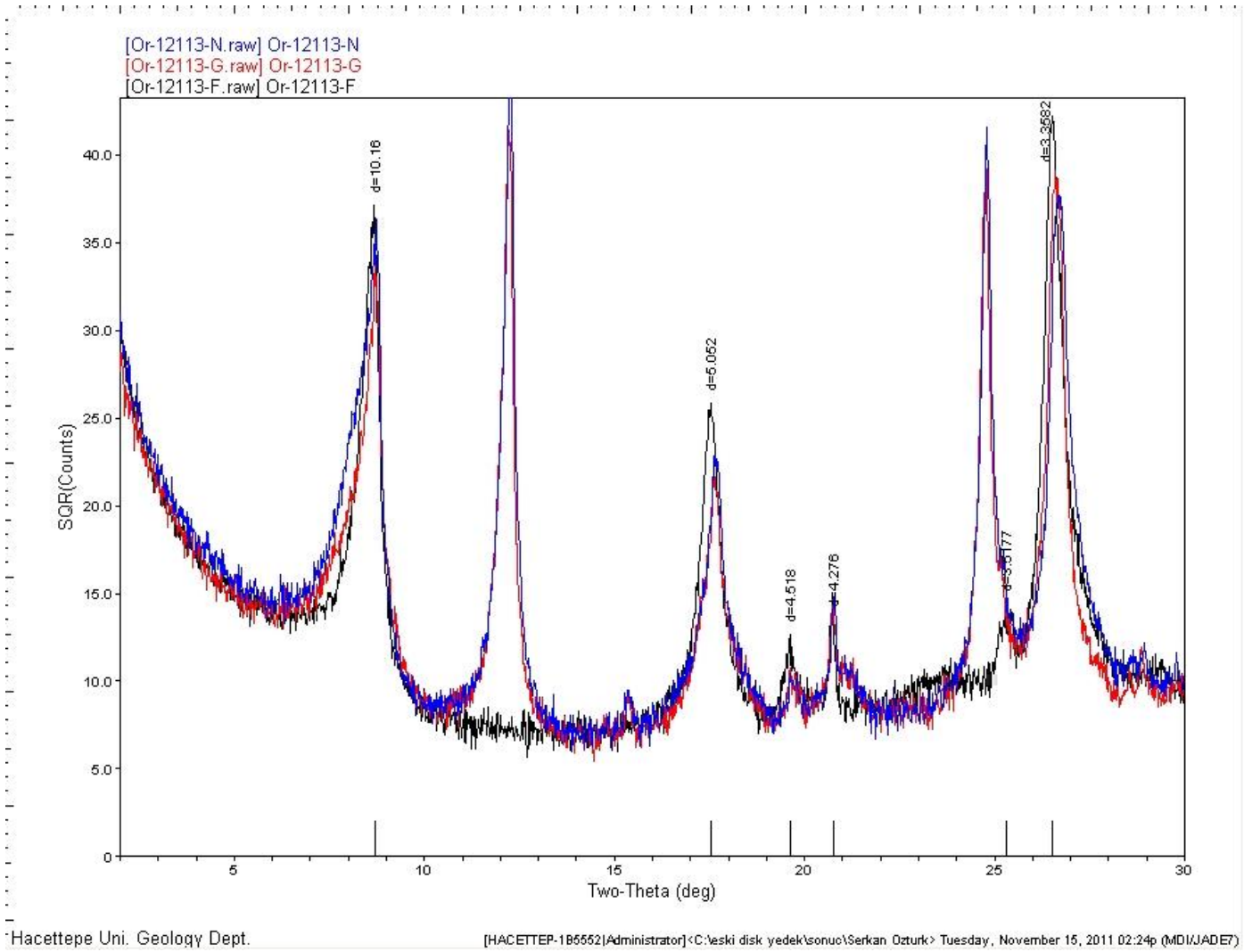
Ek Şekil 29. SH-17 nolu şeyl örneğinin XR-D tüm kayaç difraktogramı



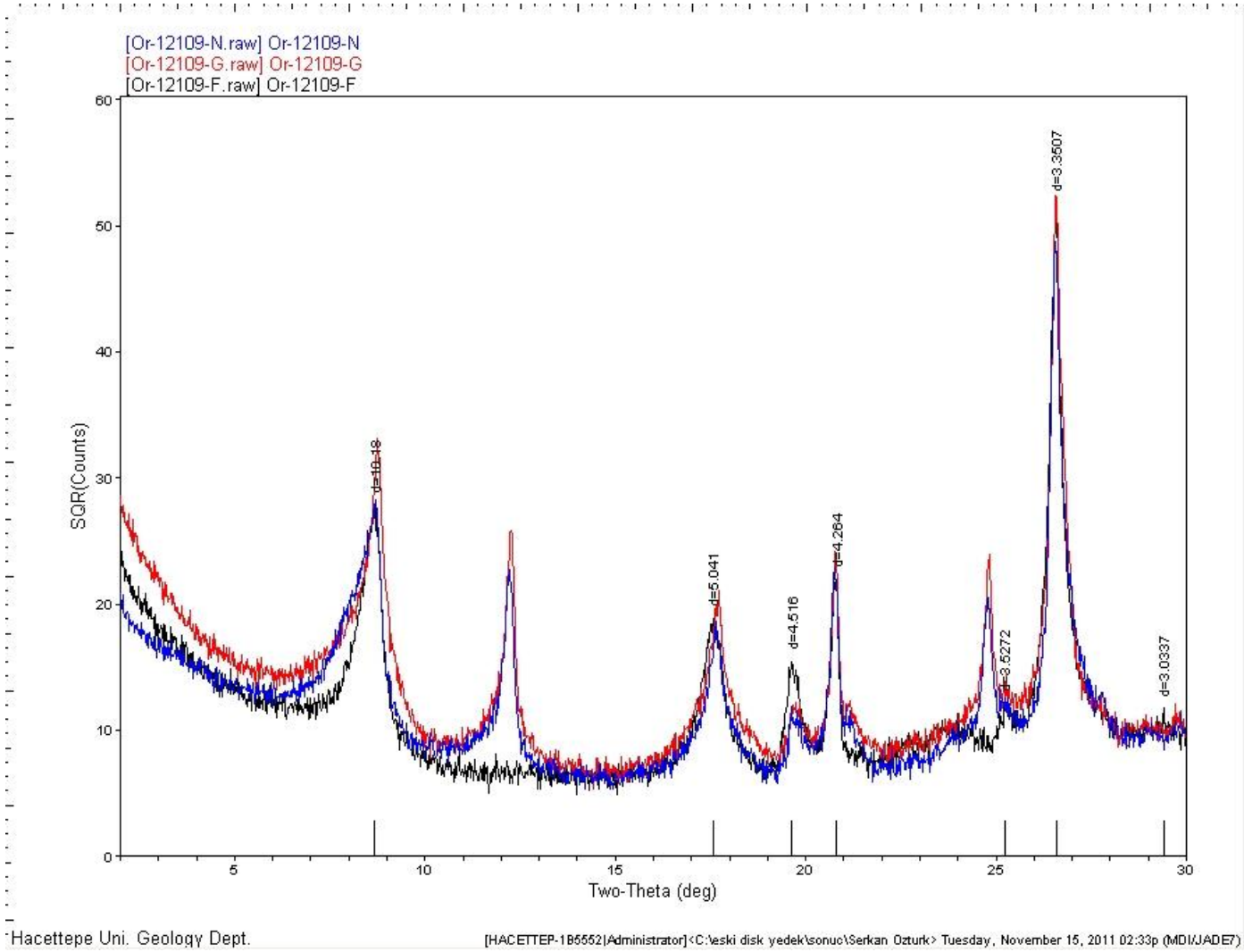
Ek Şekil 30. SK-1 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



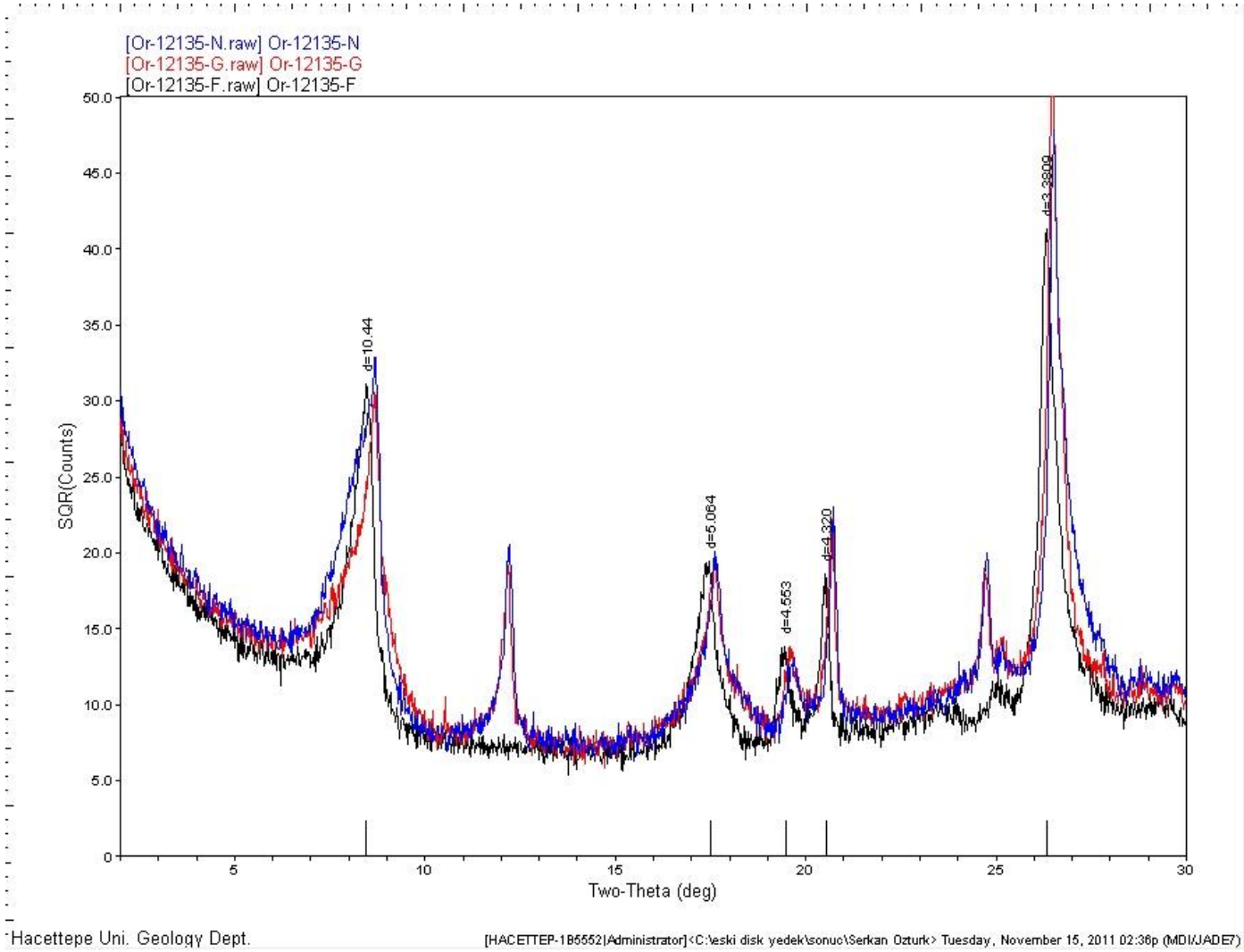
Ek Şekil 31. SK-2 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



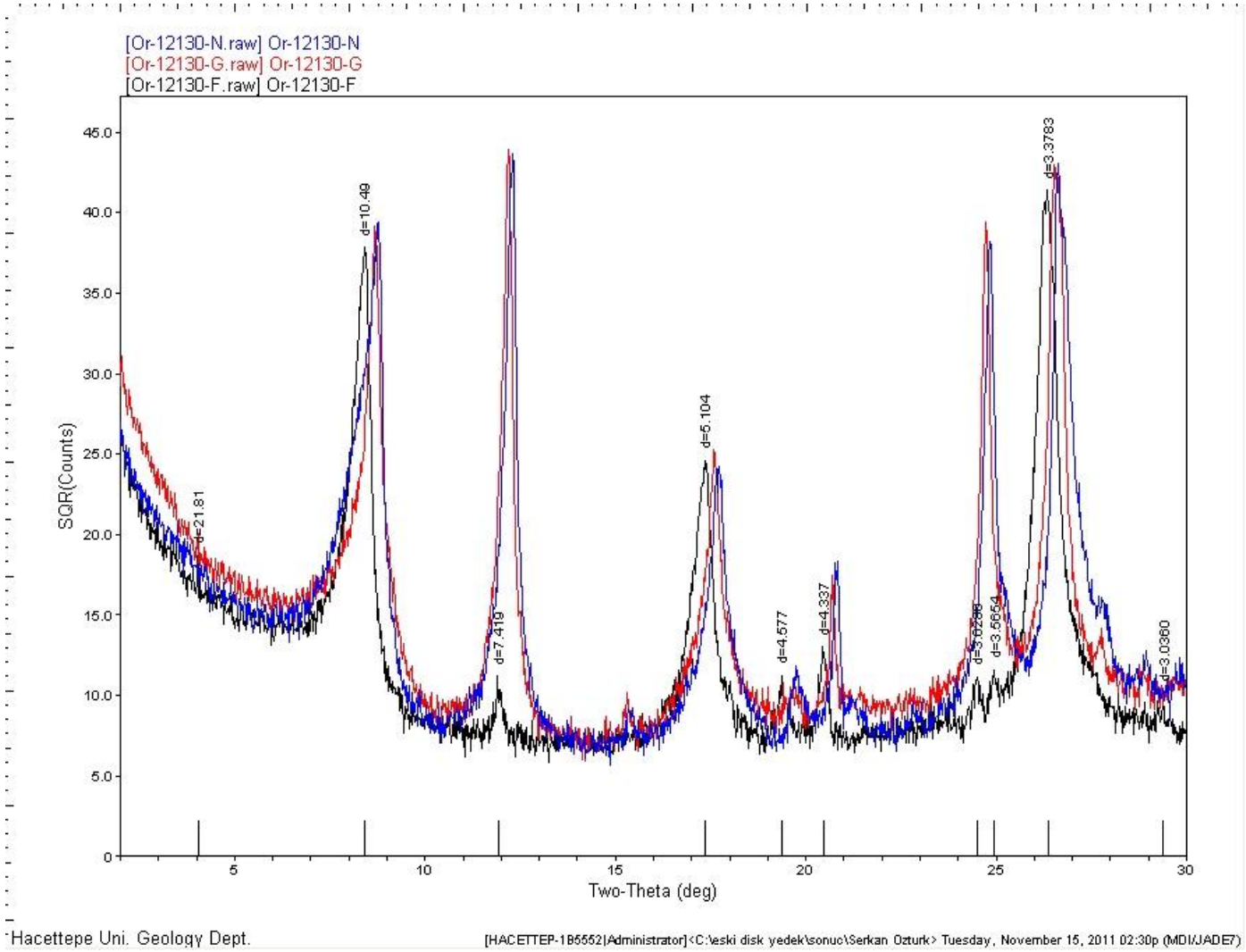
Ek Şekil 32. SK-3 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



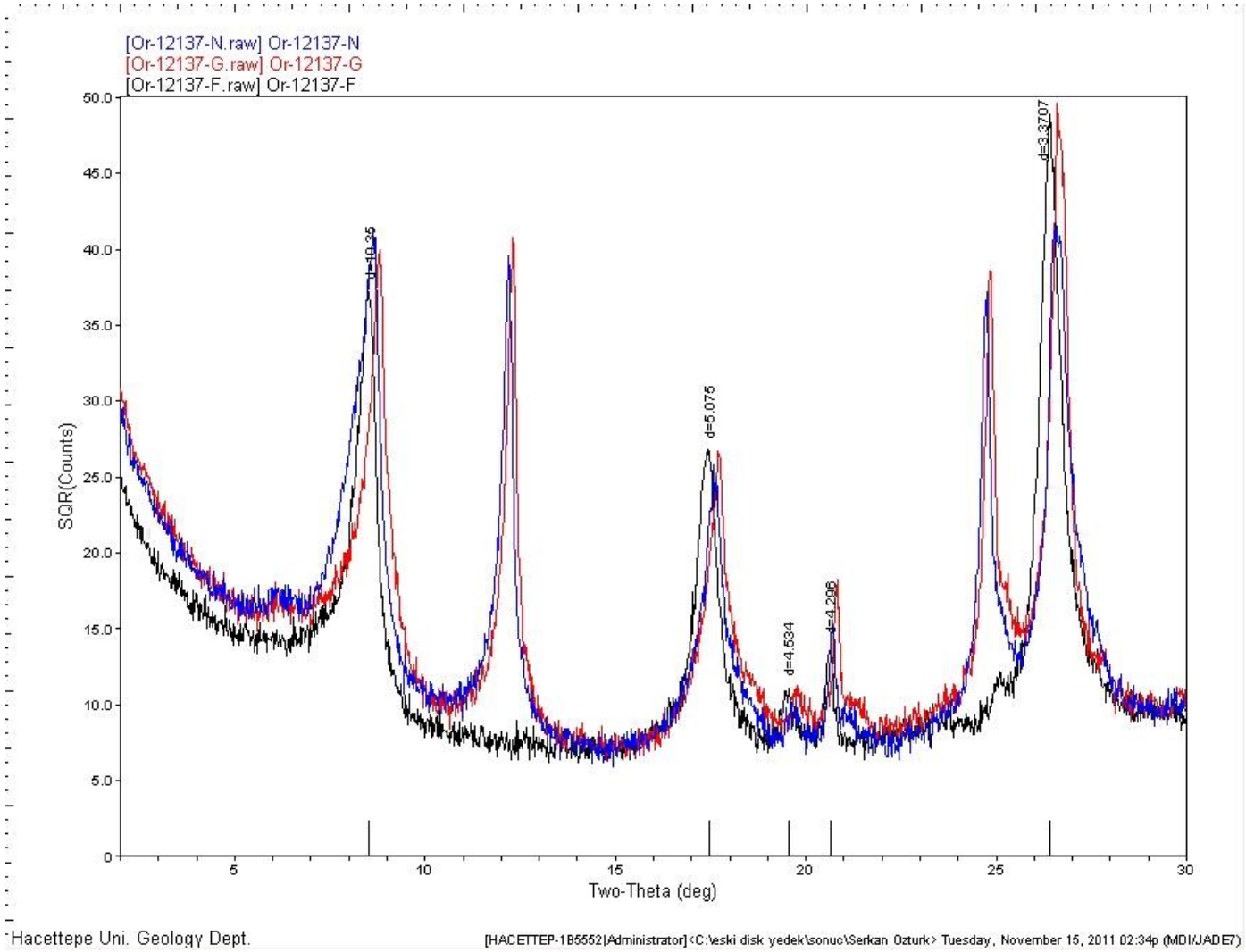
Ek Şekil 33. SK-4 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



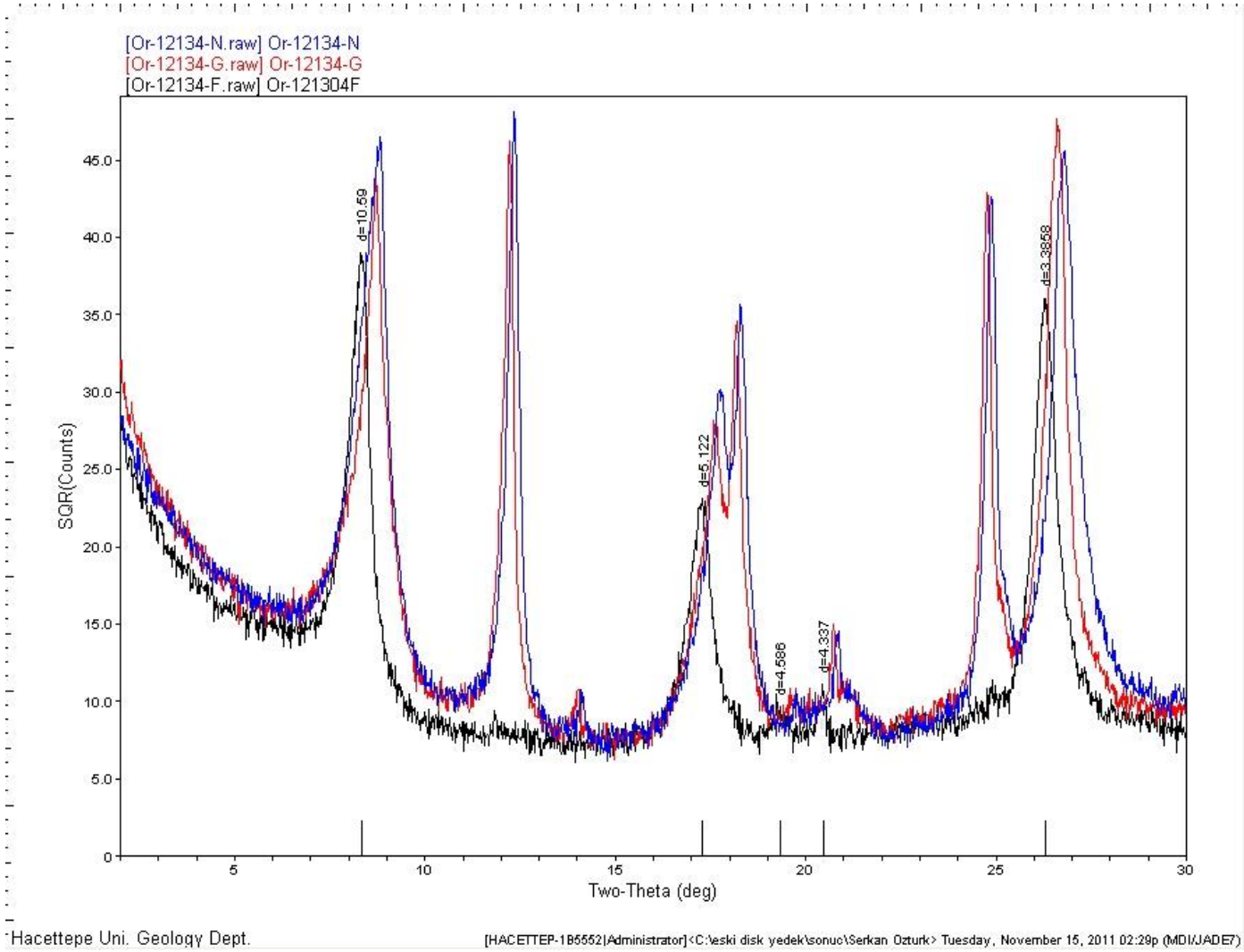
Ek Şekil 34. SK-5 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



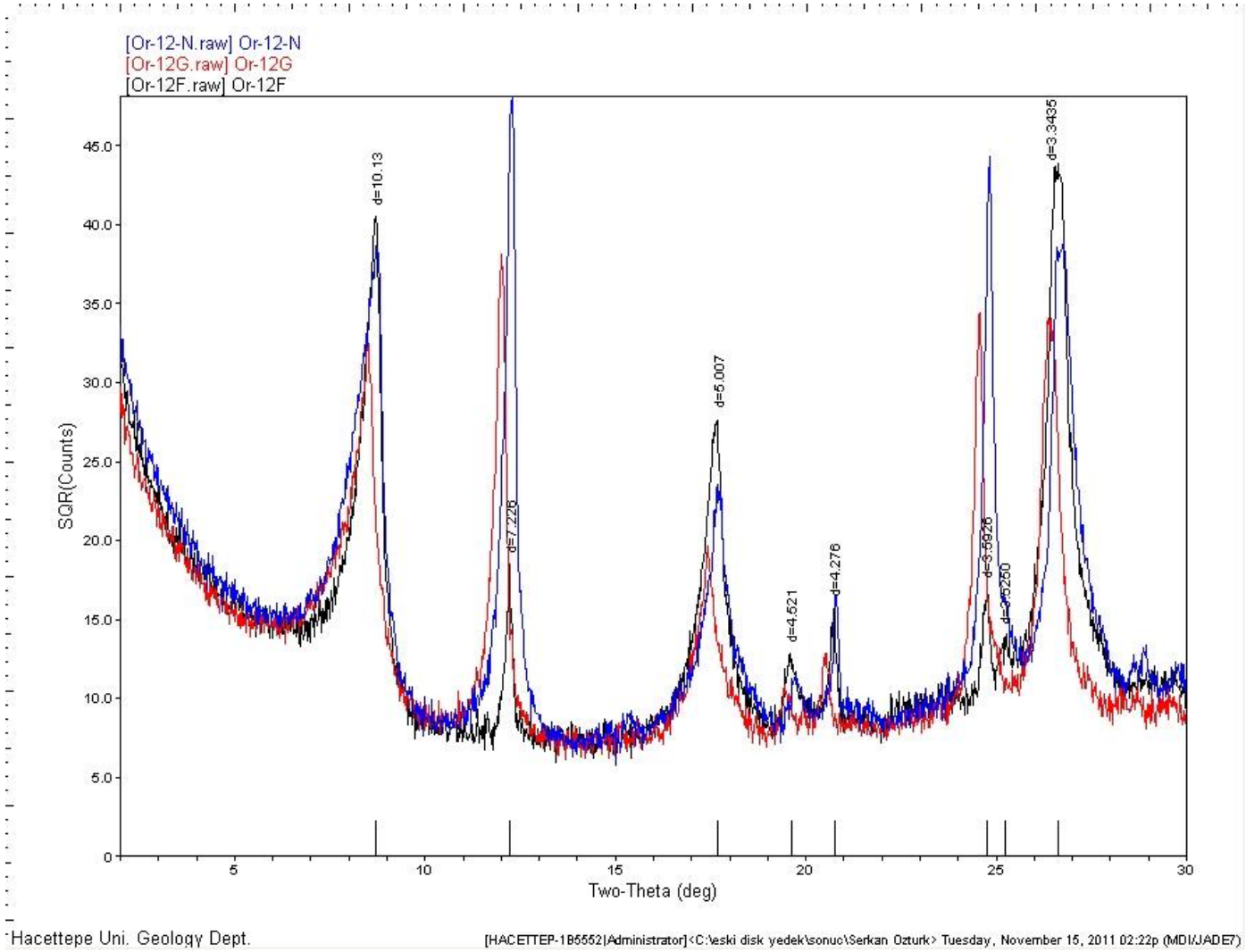
Ek Şekil 35. SK-6 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



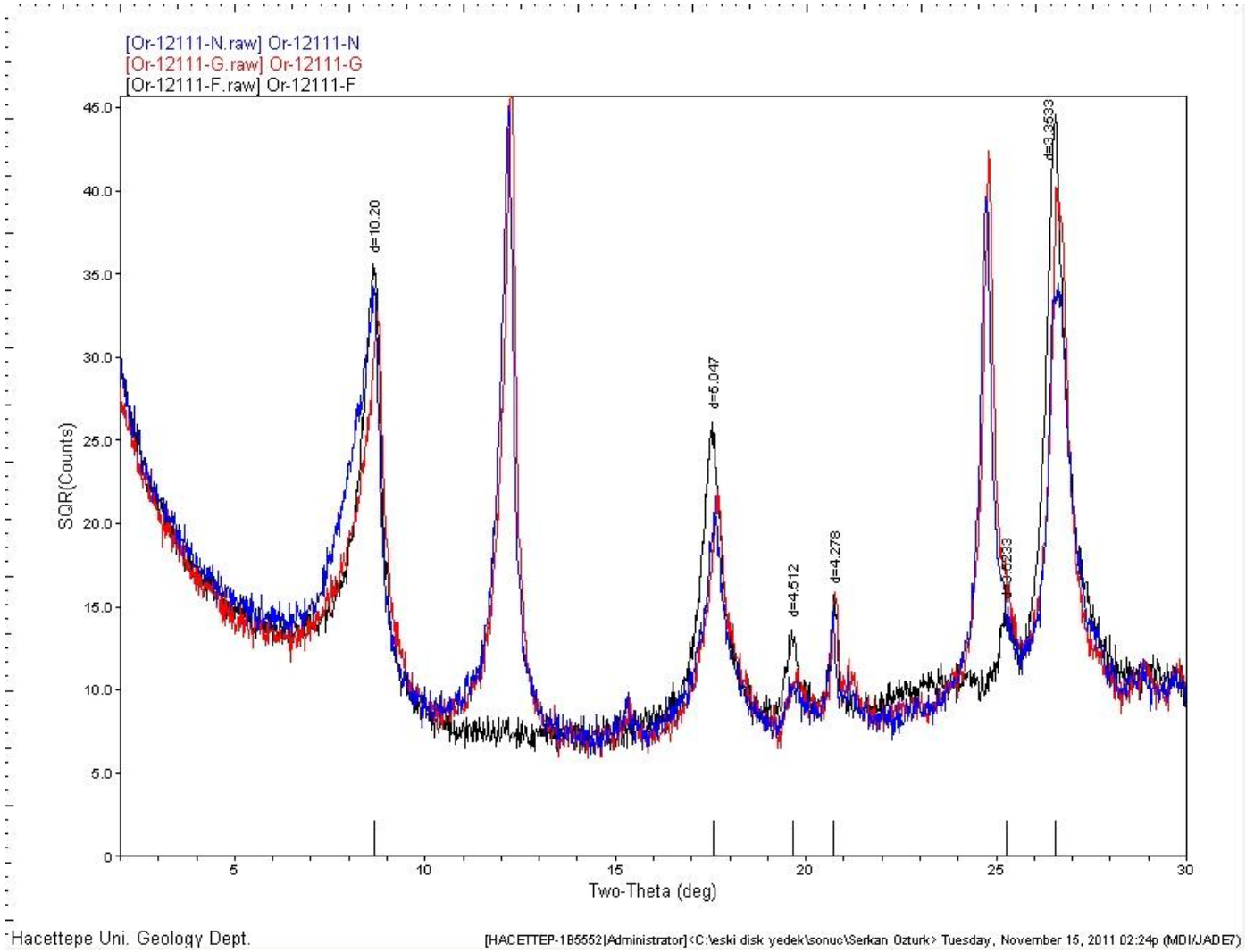
Ek Şekil 36. SK-7 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



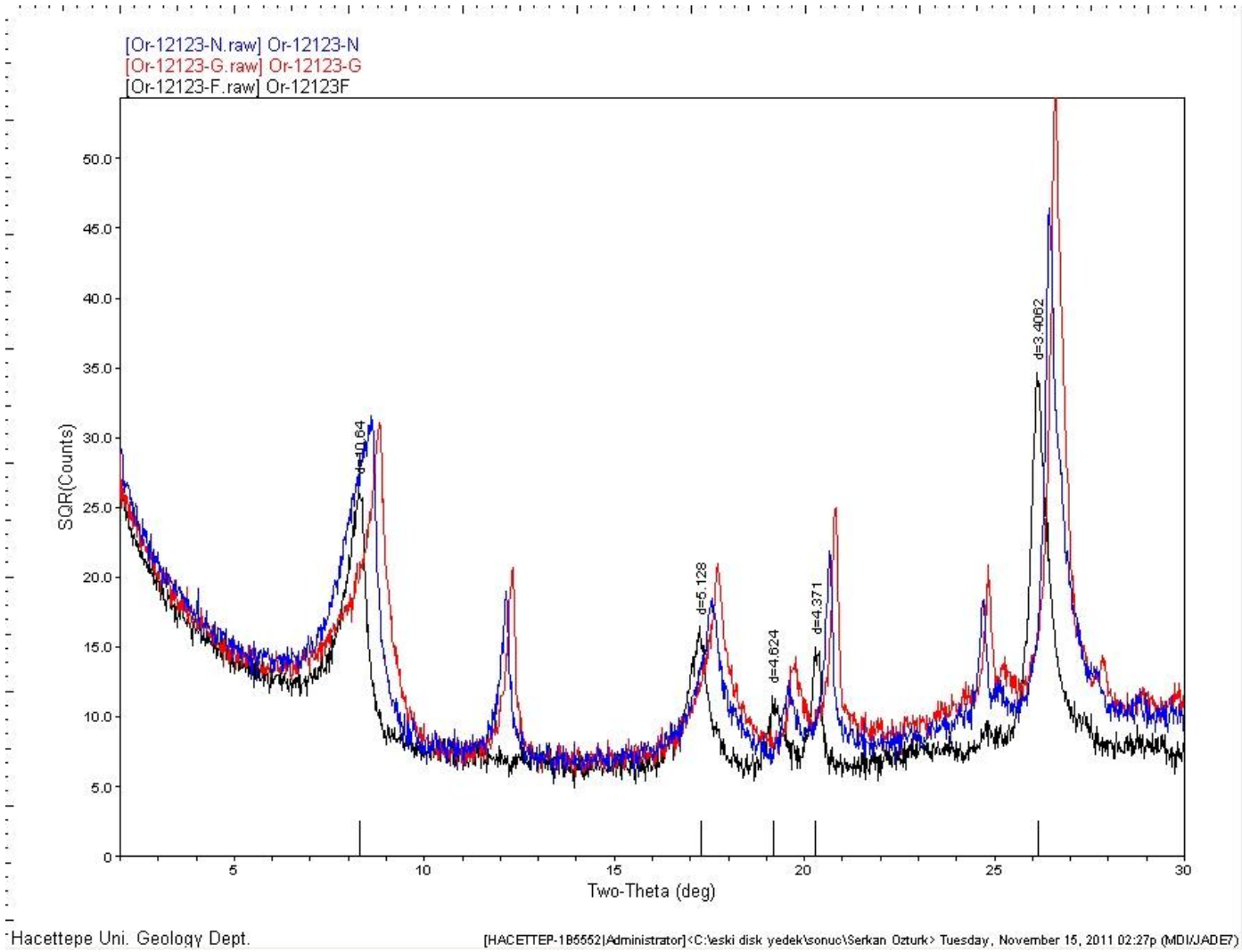
Ek Şekil 37. SK-8 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



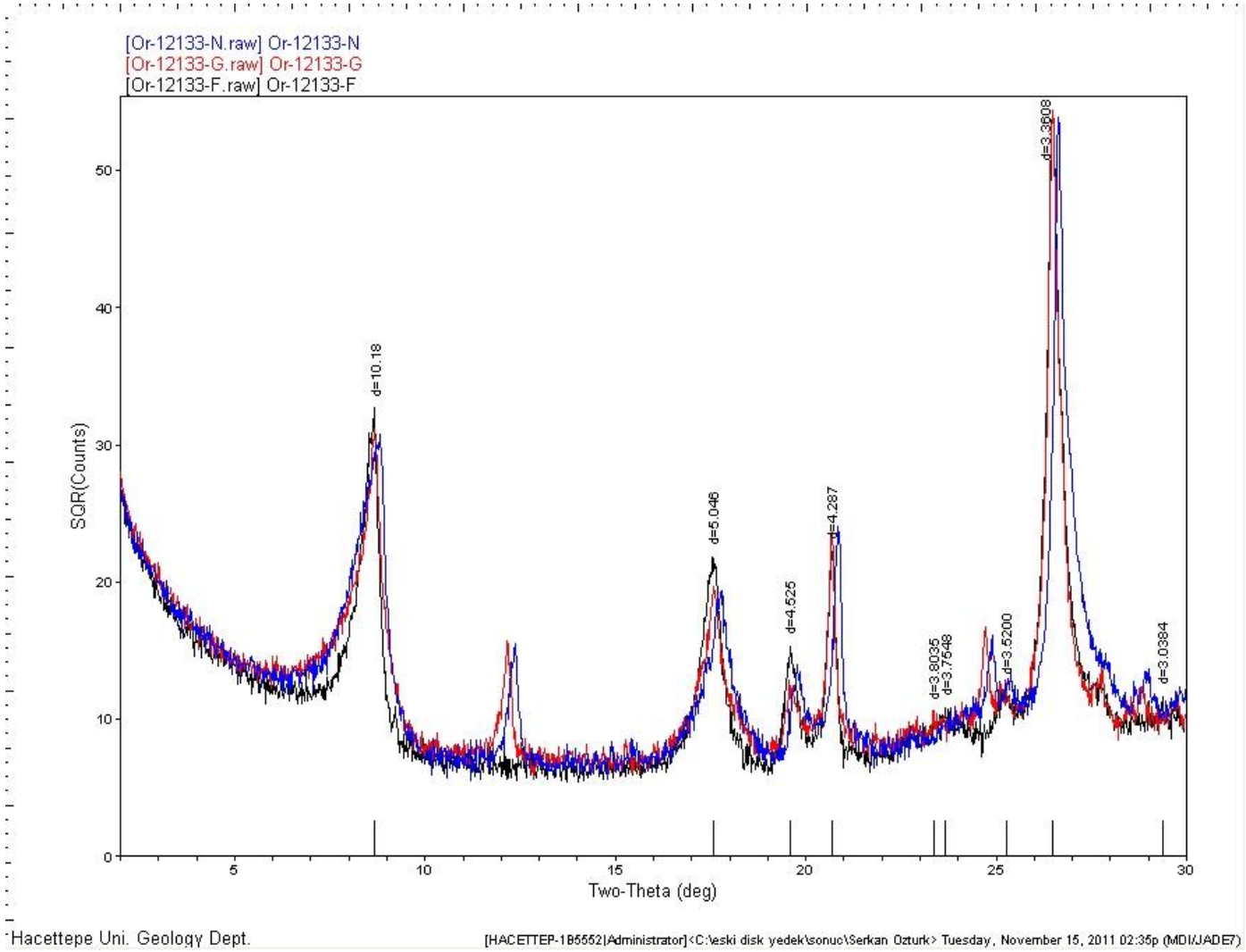
Ek Şekil 38. SK-9 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



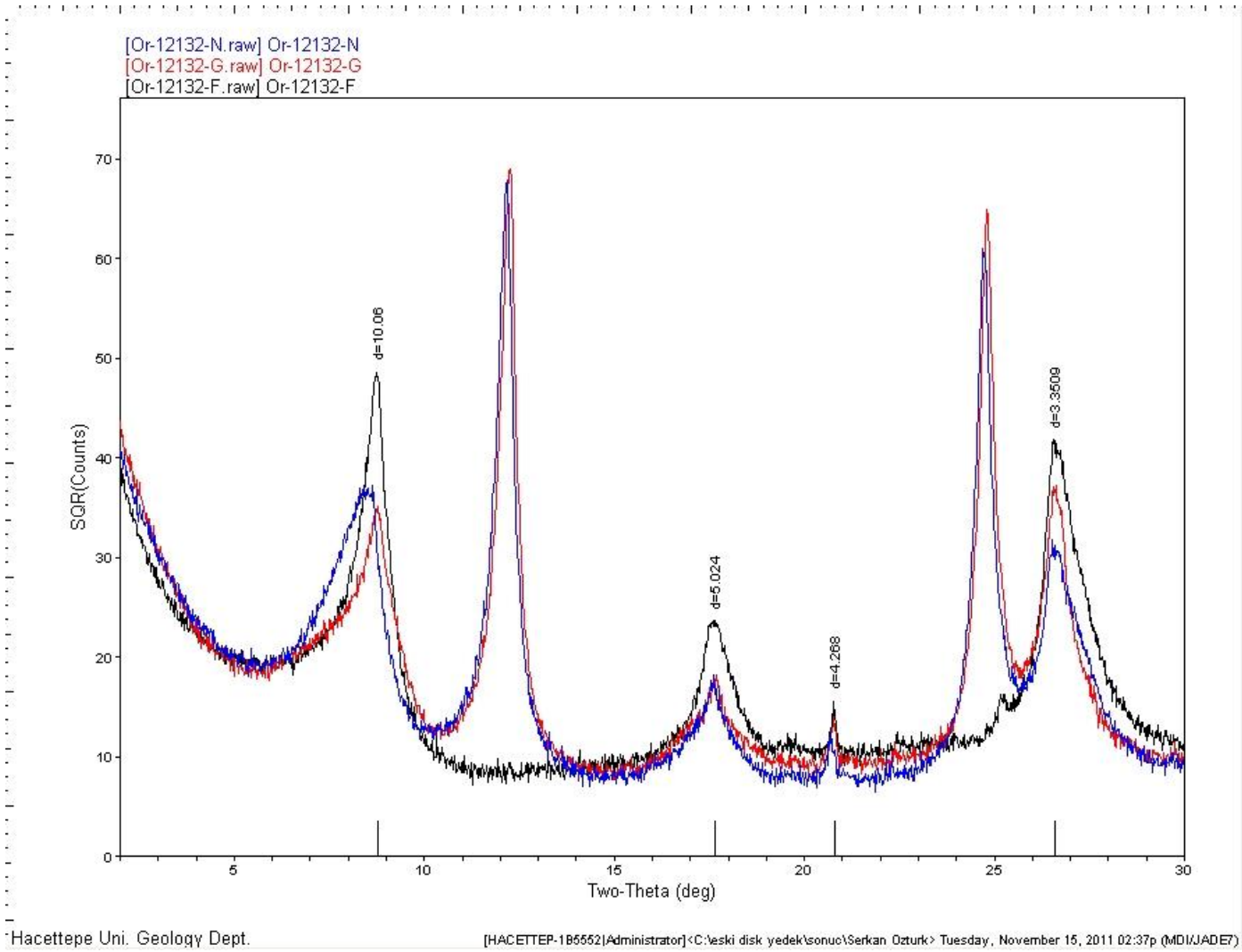
Ek Şekil 39. SK-10 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



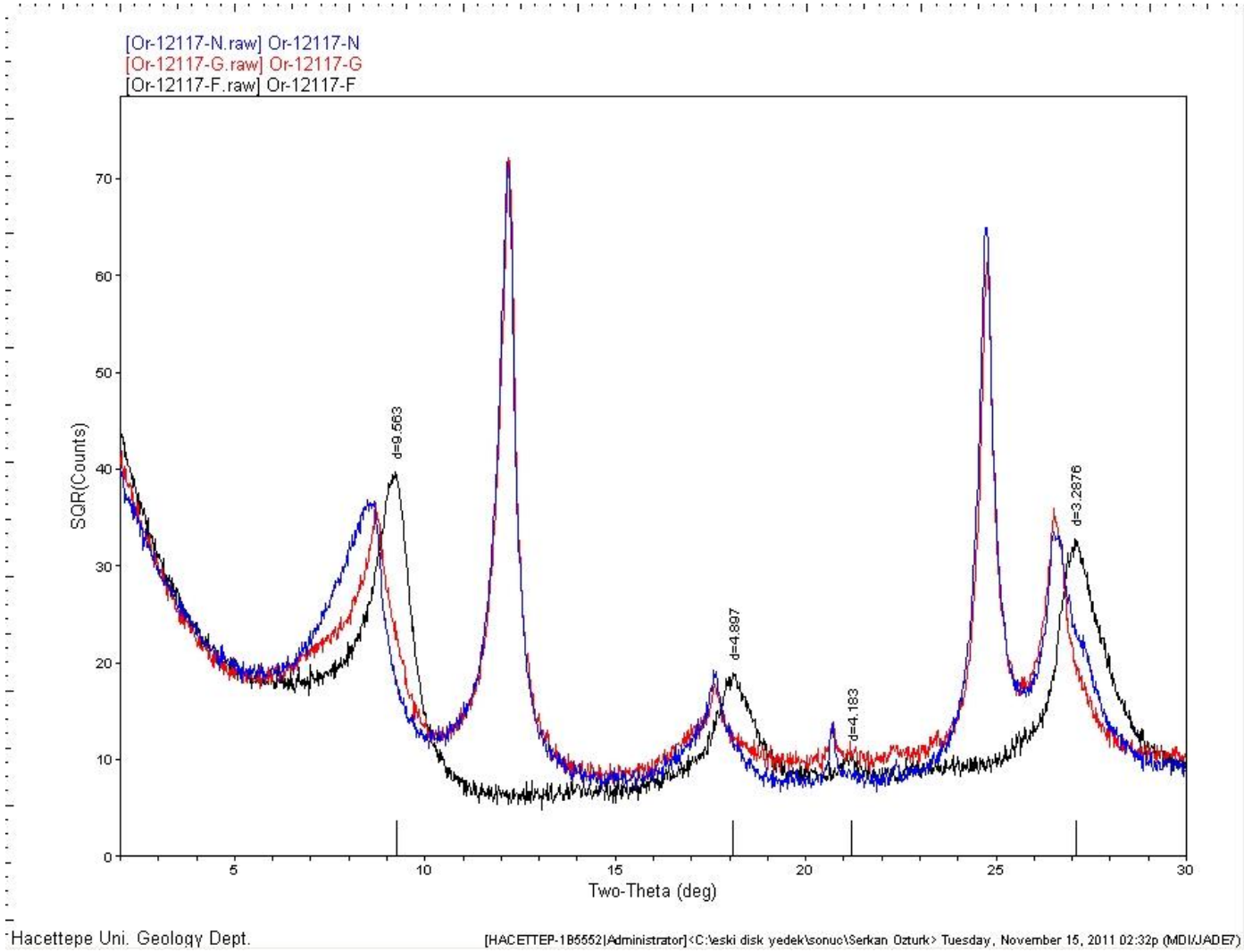
Ek Şekil 40. SK-11 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



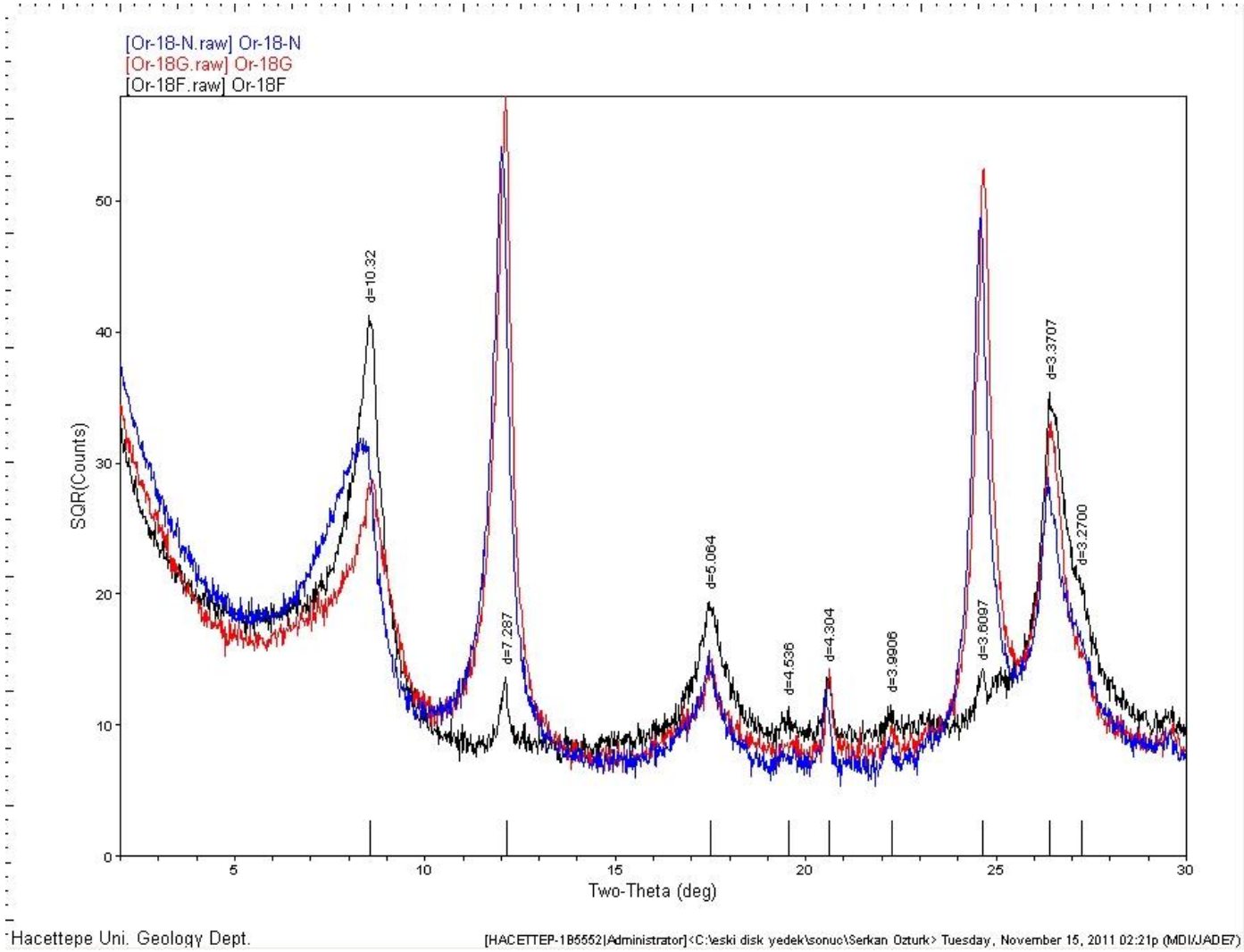
Ek Şekil 41. SK-12 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



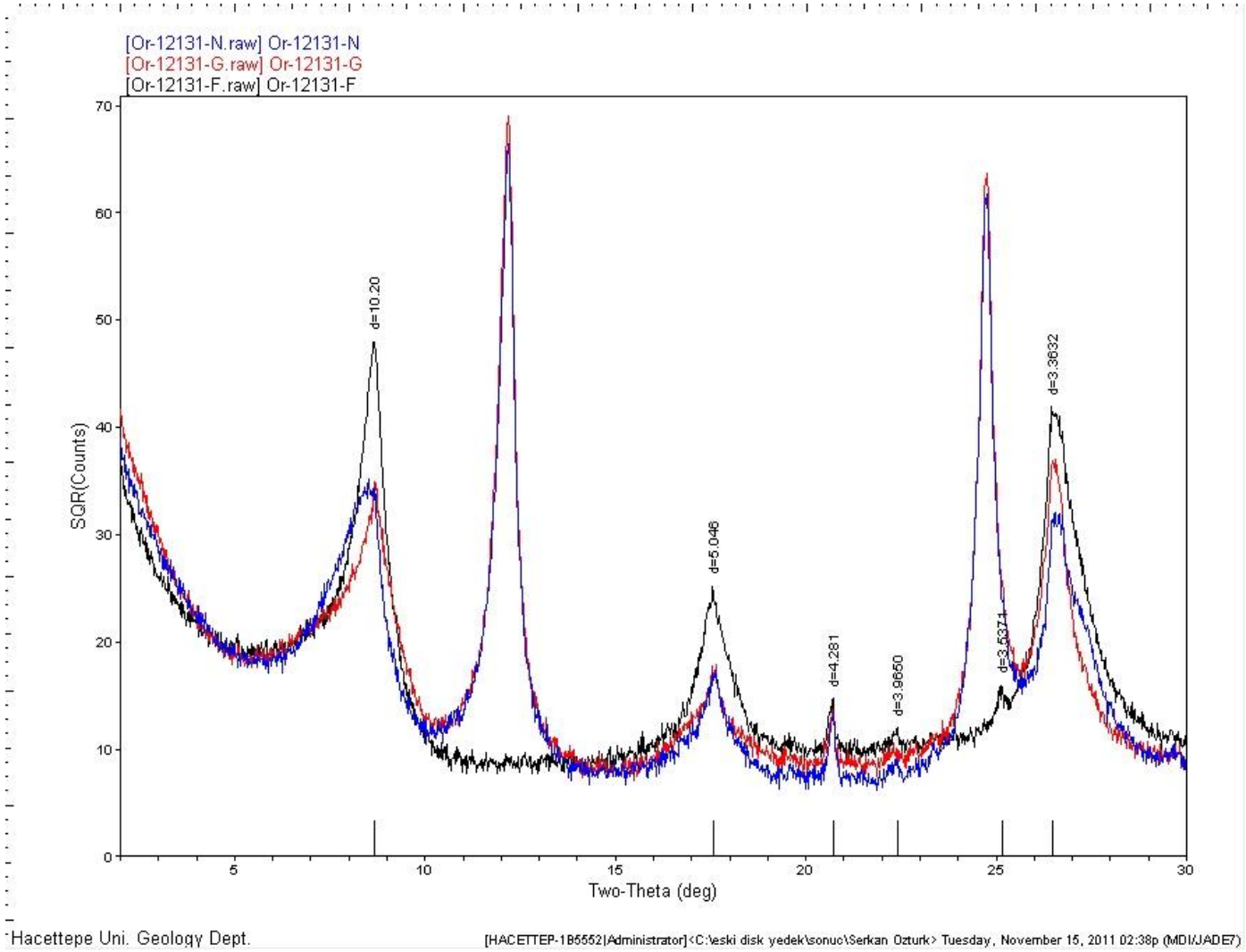
Ek Şekil 42. SH-1 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



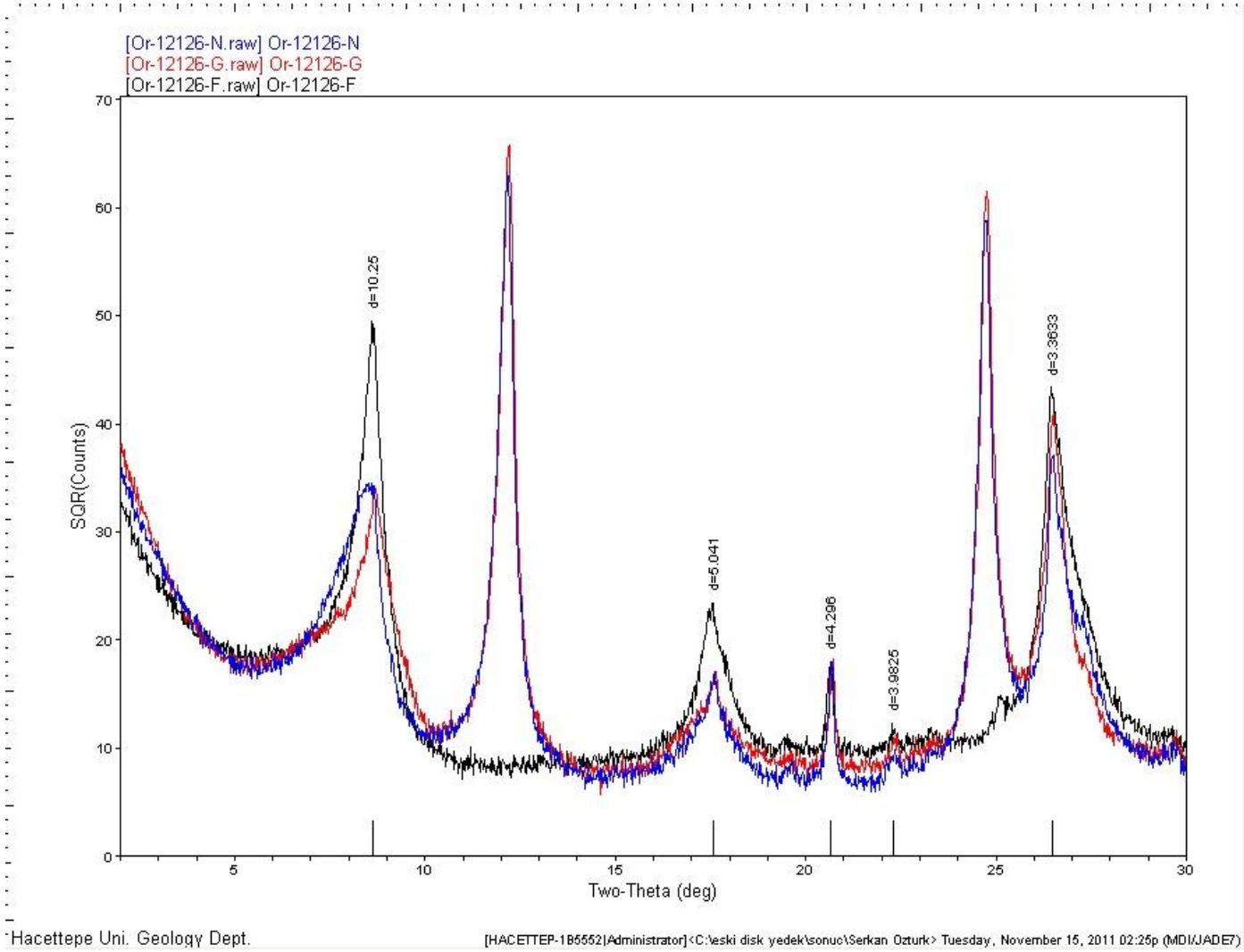
Ek Şekil 43. SH-2 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



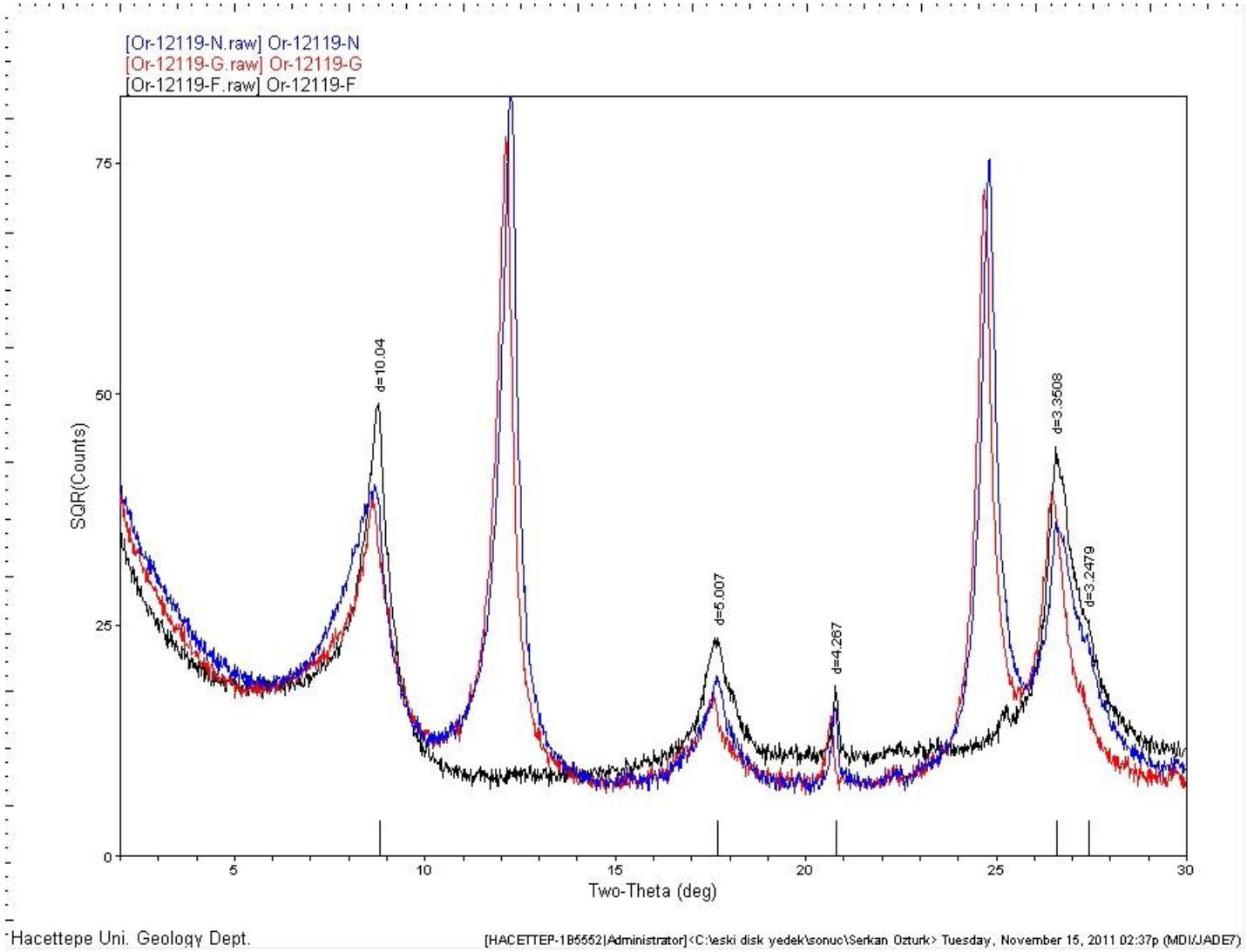
Ek Şekil 44. SH-3 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



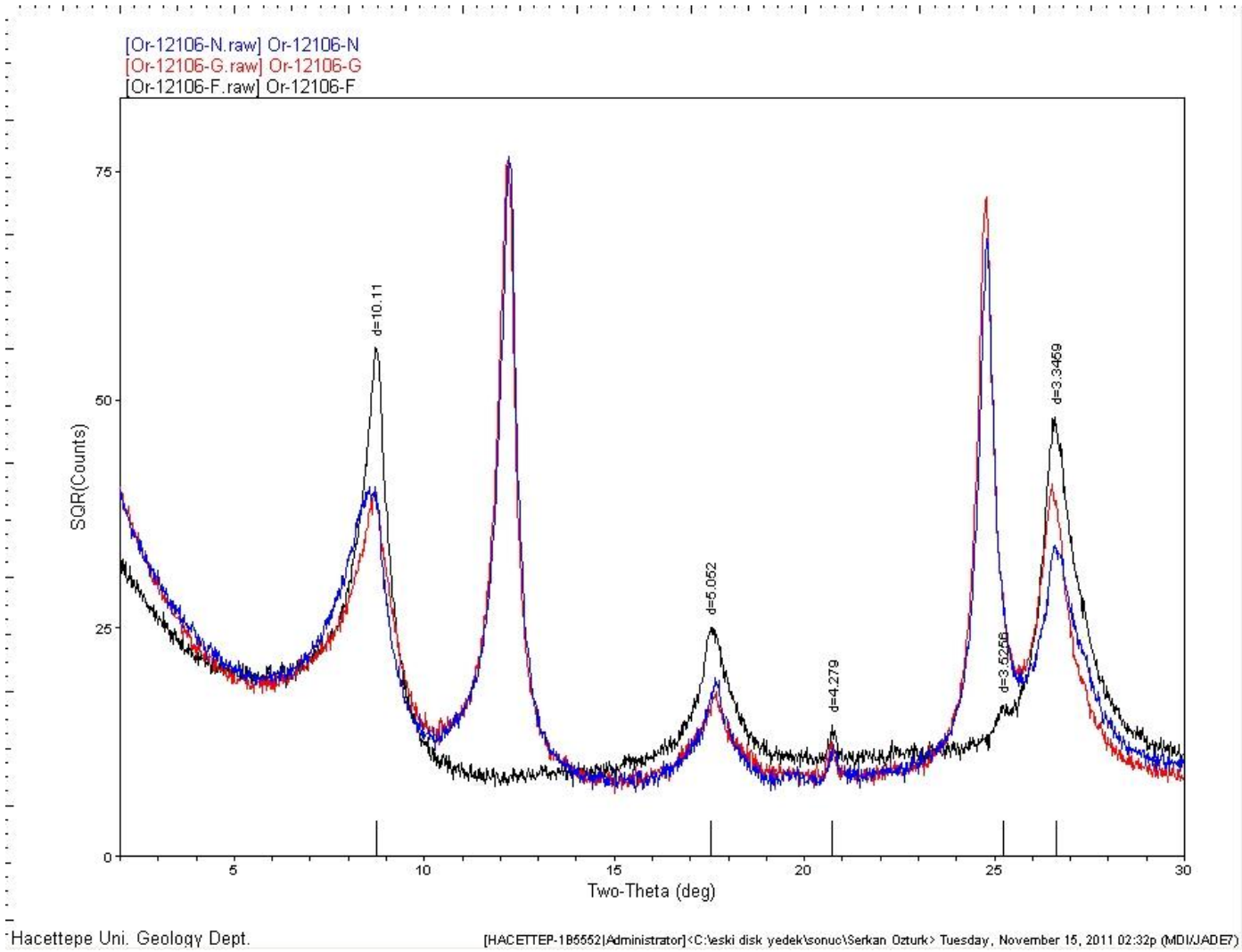
Ek Şekil 45. SH-4 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



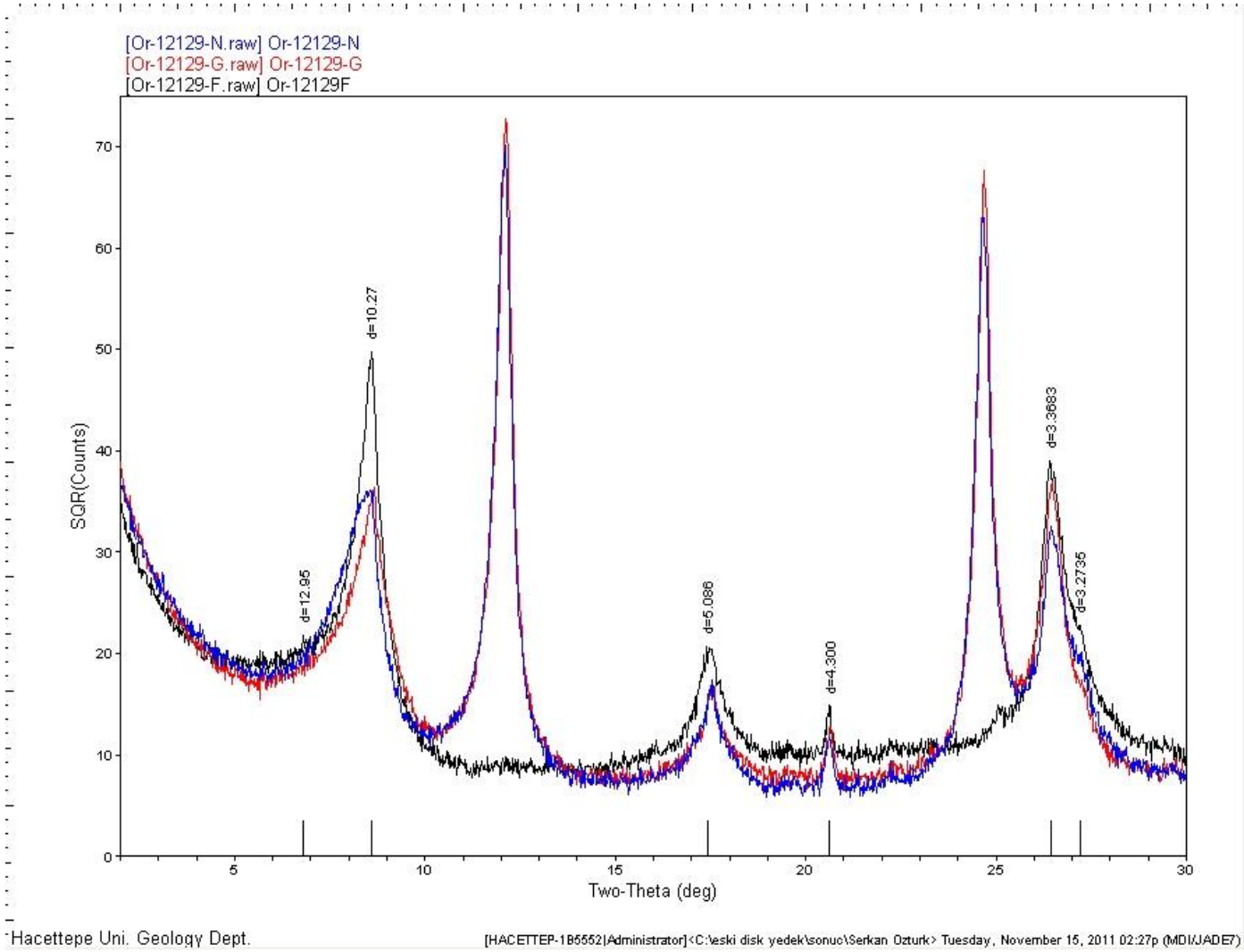
Ek Şekil 46. SH-5 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



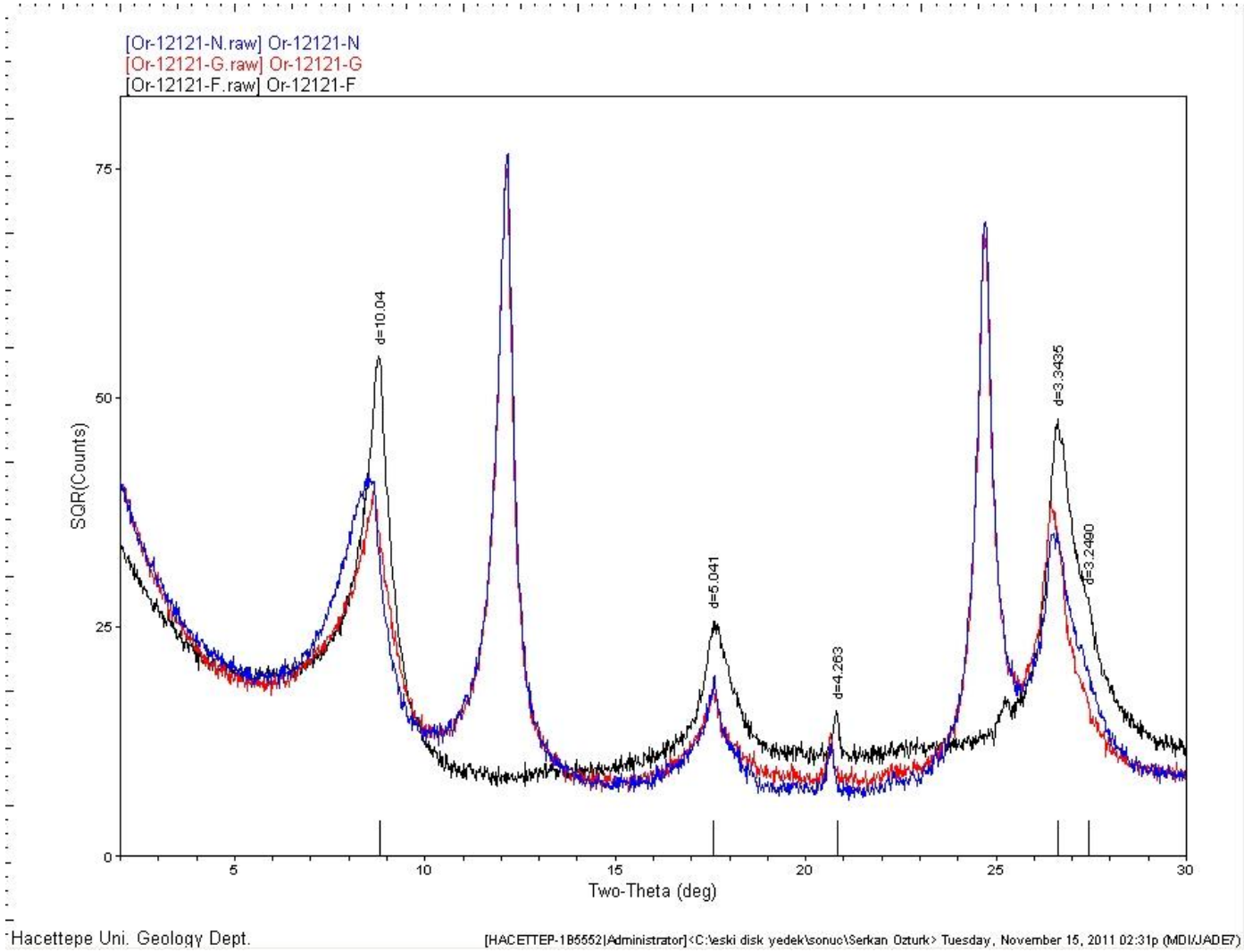
Ek Şekil 47. SH-6 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



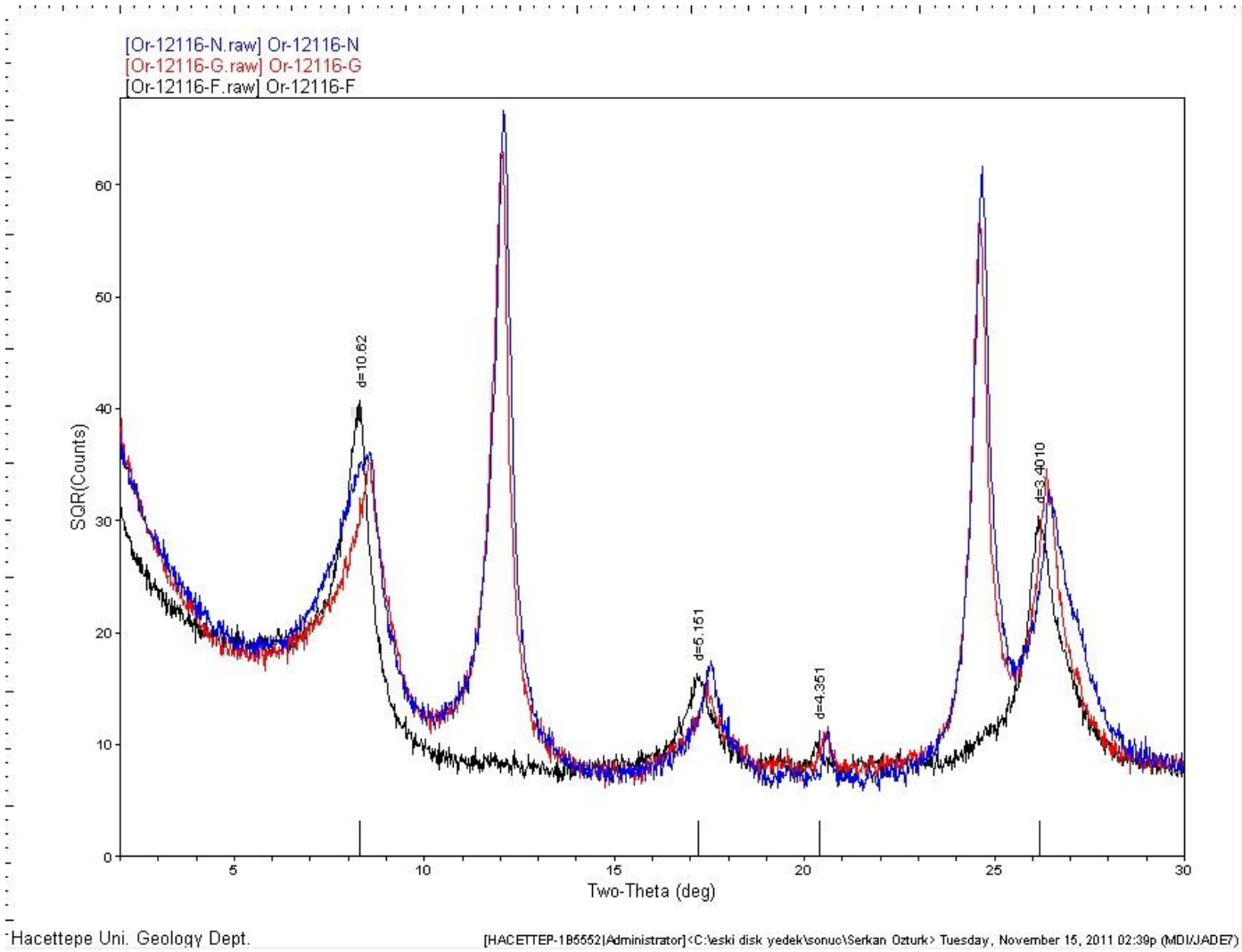
Ek Şekil 48. SH-7 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



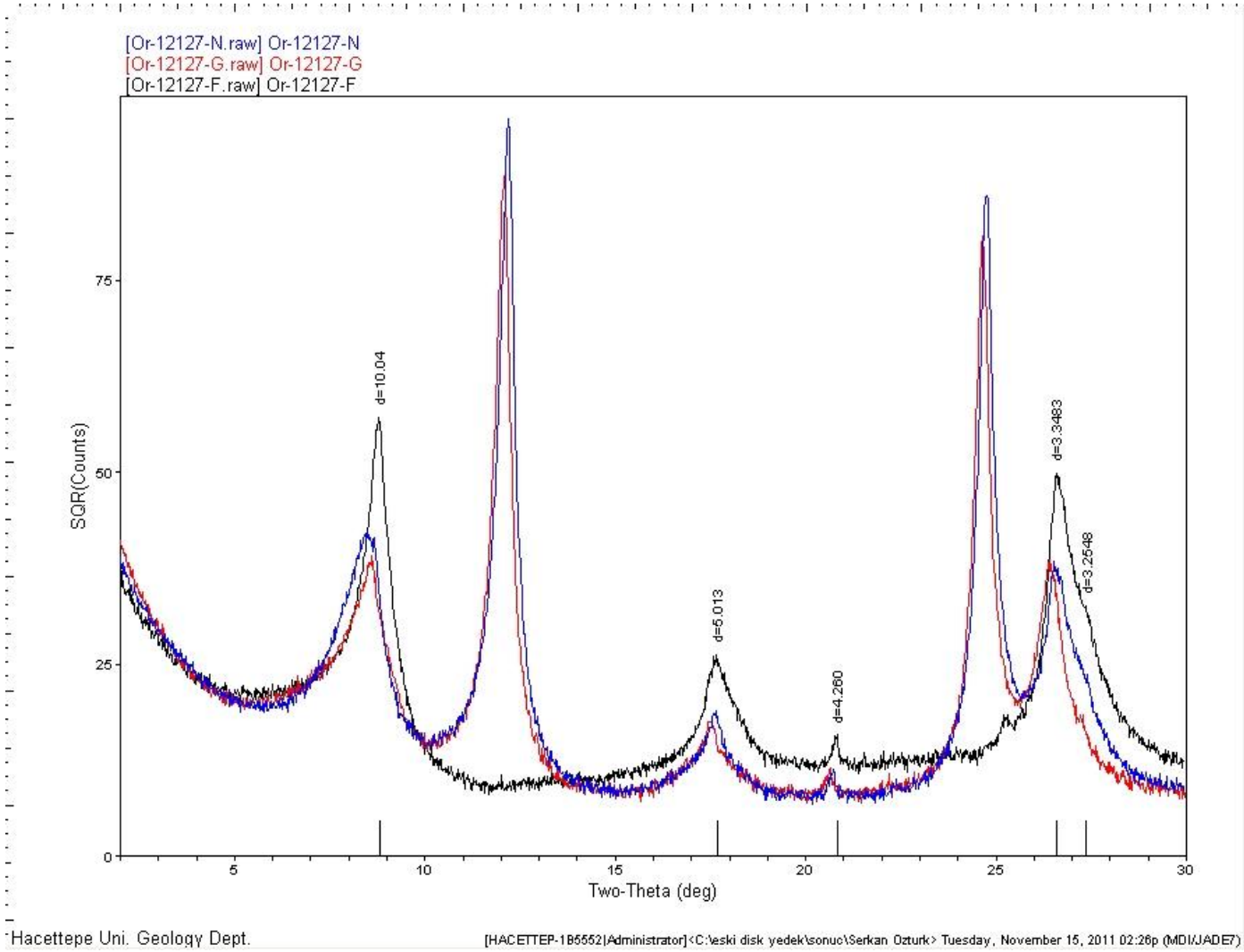
Ek Şekil 49. SH-8 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



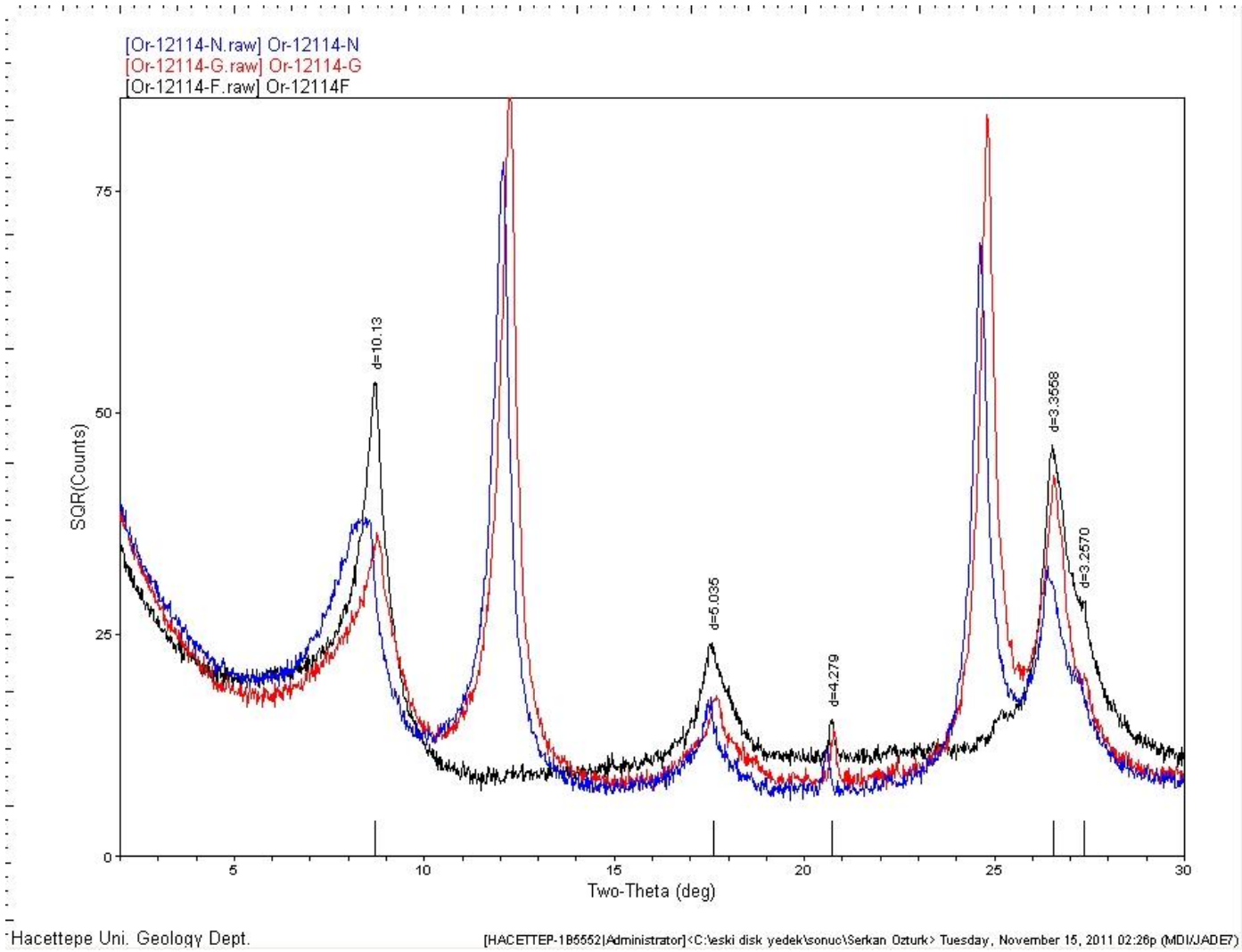
Ek Şekil 50. SH-9 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



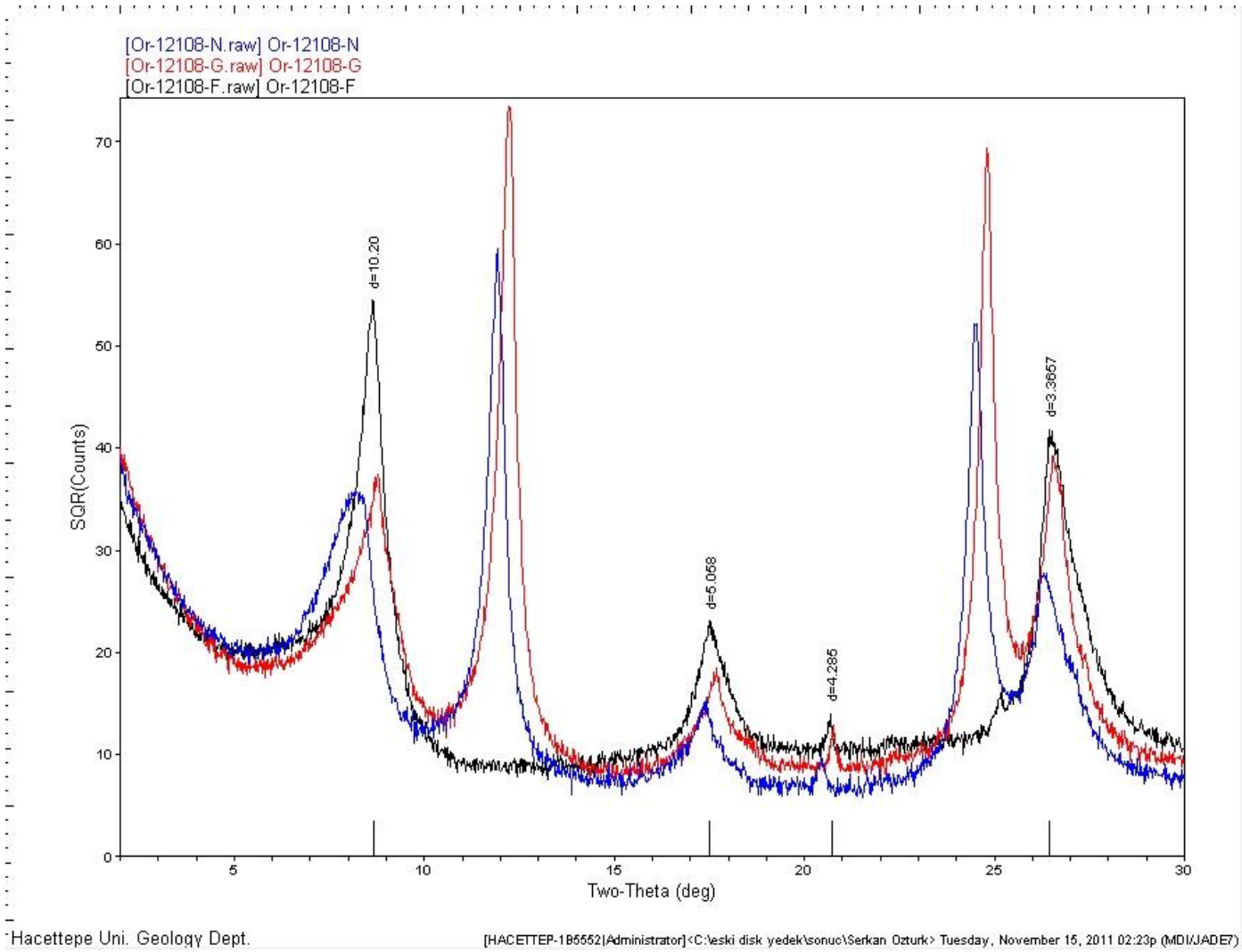
Ek Şekil 51. SH-10 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



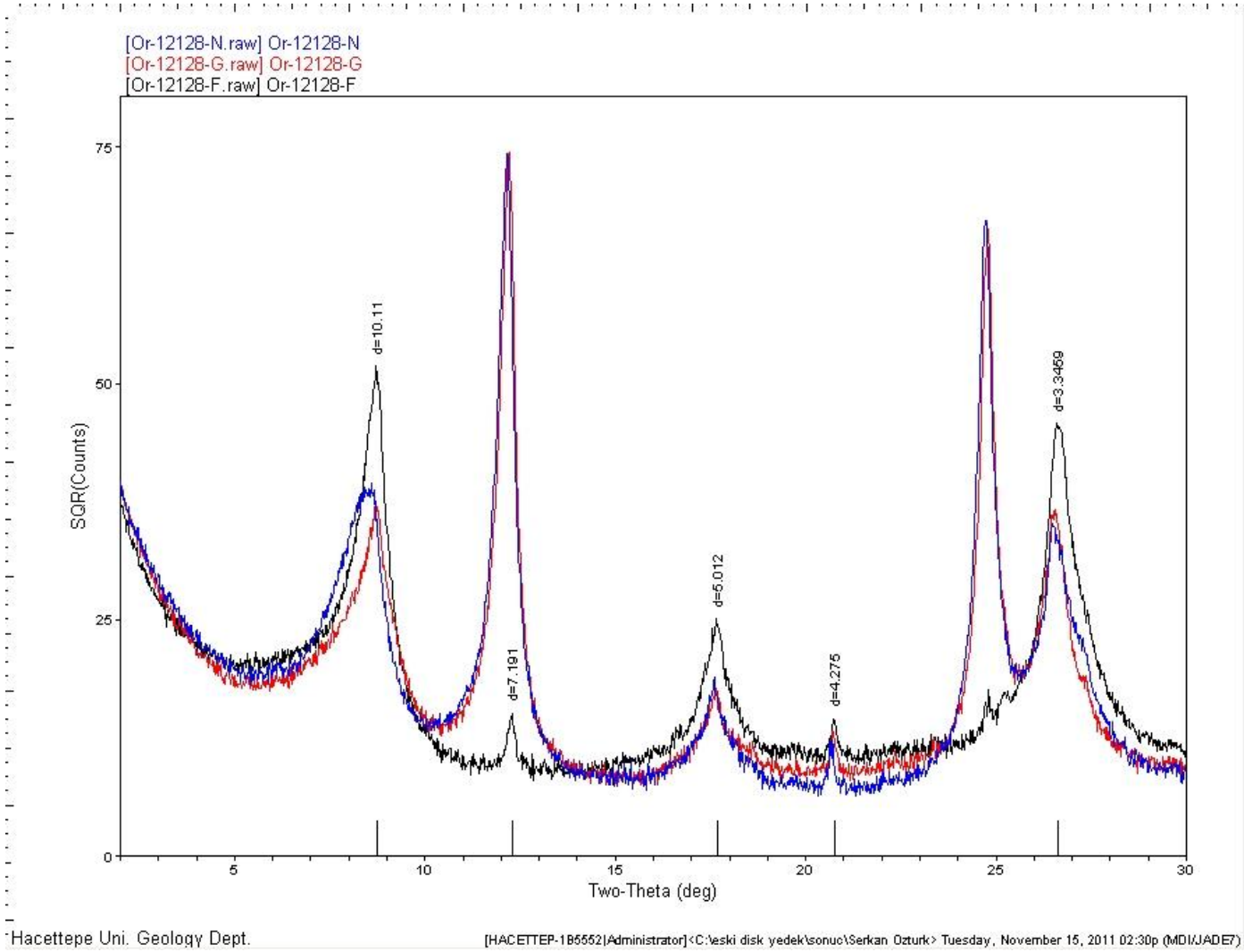
Ek Şekil 52. SH-11 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



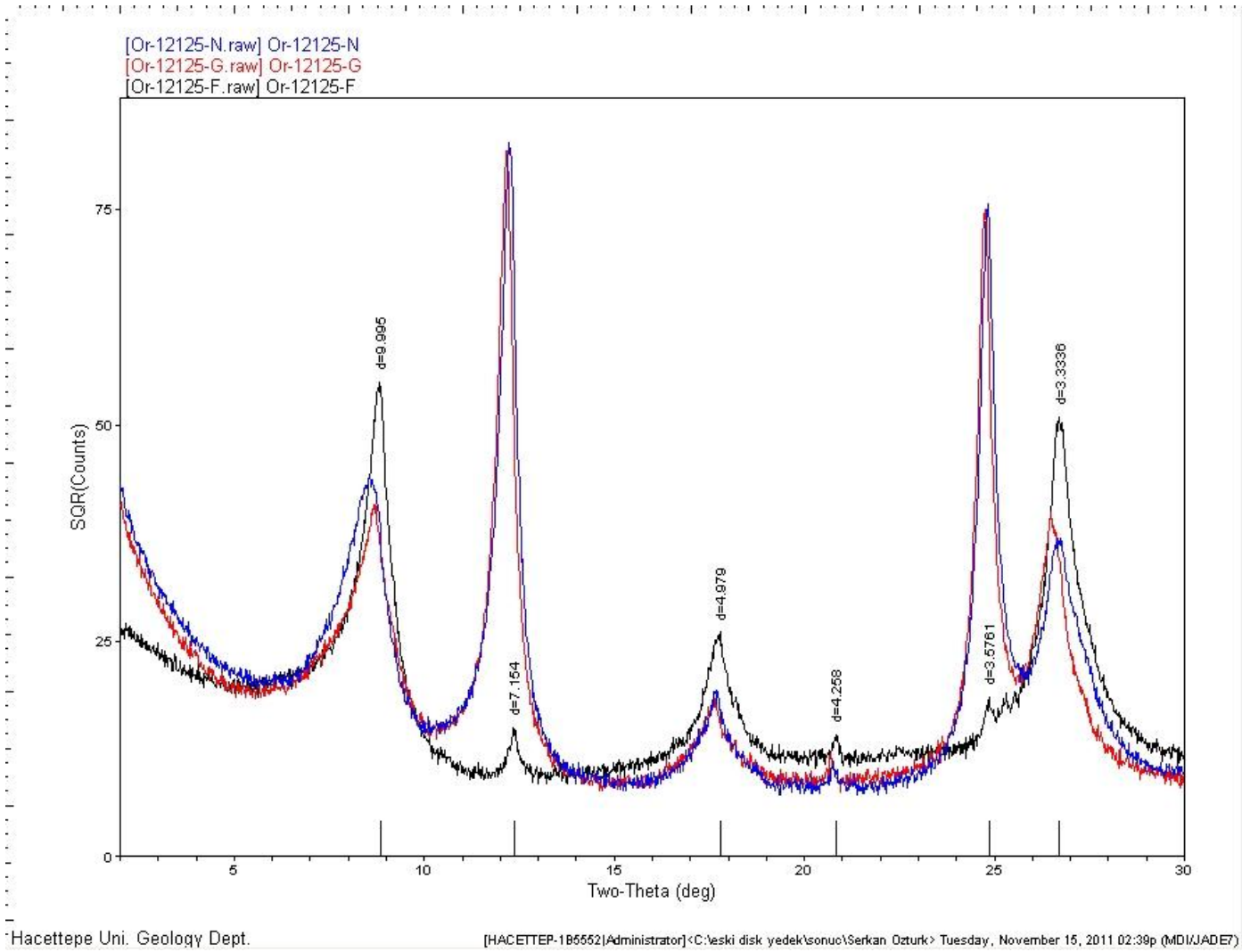
Ek Şekil 53. SH-12 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



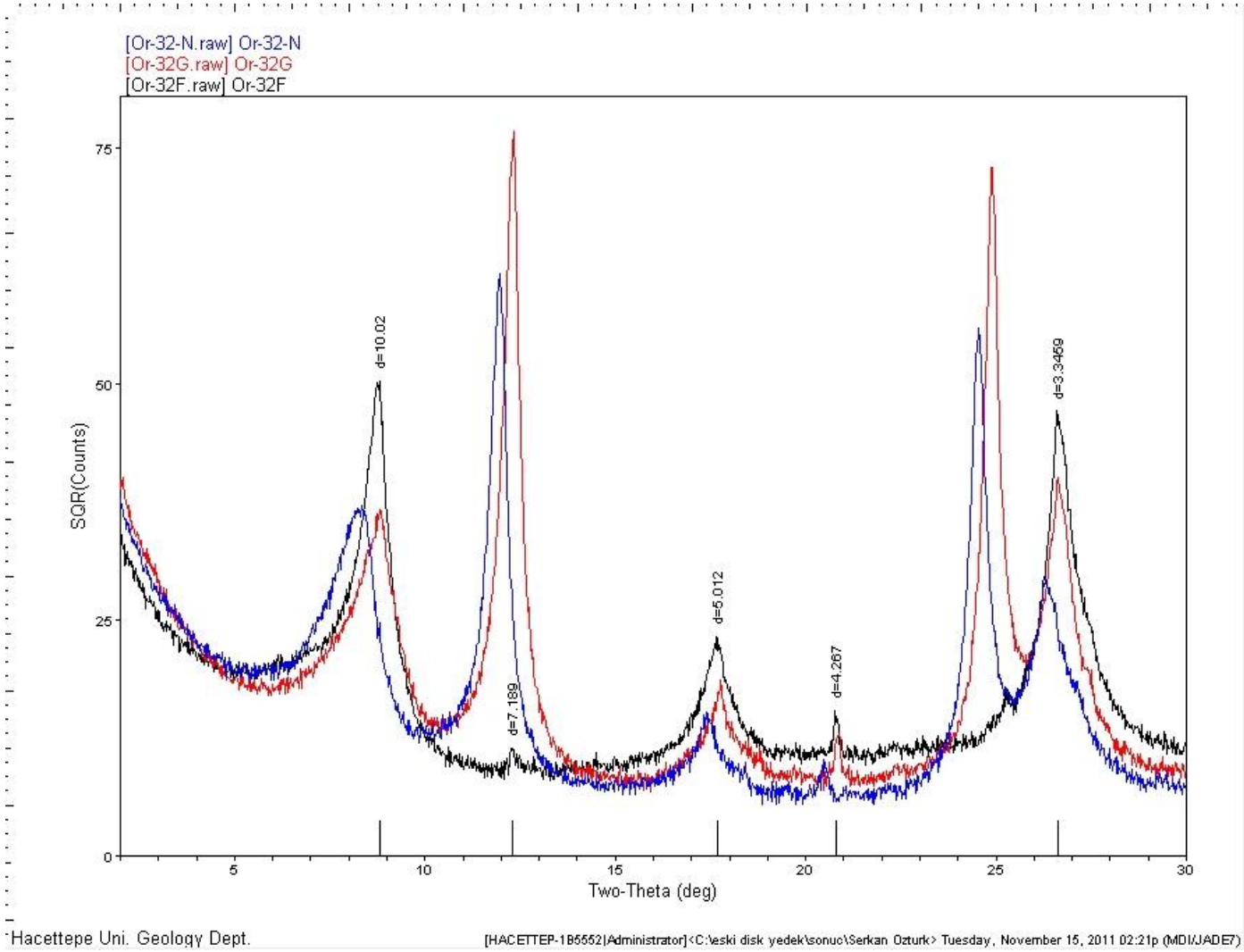
Ek Şekil 54. SH-13 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



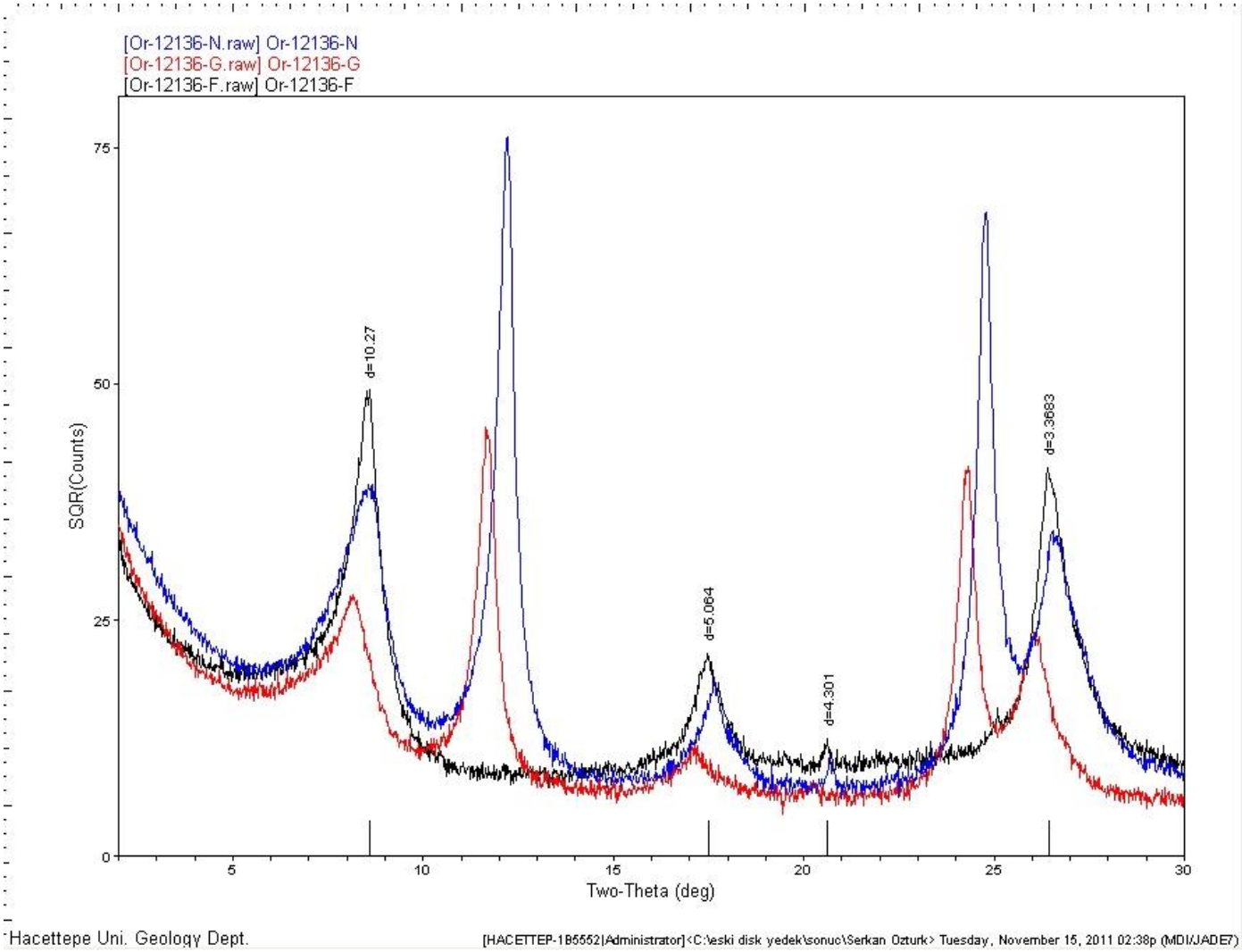
Ek Şekil 55. SH-14 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



Ek Şekil 56. SH-15 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



Ek Şekil 57. SH-16 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı



Ek Şekil 58. SH-17 nolu şeyl örneğinin XR-D kil difraktogramı

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Selim Serkan ÖZTÜRK

Doğım Yeri : Ankara

Doğum Tarihi : 27.07.1984

Eğitim ve Akademik Durum

Lise : 1998-2002 Gazi Anadolu Lisesi

Üniversite : 2003-2008 H.Ü. Müh. Fak. Jeoloji Mühendisliği Bölümü

Yabancı Dil : İngilizce

İş Tecrübesi

2011- : TCDD (Türkiye Cumhuriyeti Devlet Demiryolları) 5. Bölge Müdürlüğü Yol Servisi'nde Jeoloji Mühendisi