T.C.

DİCLE ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DİYARBAKIR VE ÇEVRESİNİN KAYA GAZI POTANSİYELİ AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

Muhammet Akif İNAN

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MADEN MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DİYARBAKIR

Temmuz 2019

T.C. DİCLE ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜ

DİYARBAKIR

Muhammet Akif İNAN tarafından yapılan "Diyarbakır ve Çevresinin Kaya Gazı Potansiyeli Açısından Değerlendirilmesi" konulu bu çalışma, jürimiz tarafından Maden Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

Başkan : Doç. Dr. Hasan ÇELİK

Üye : Doç. Dr. Orhan KAVAK

Üye : Dr. Öğr. Üyesi M. Şefik İMAMOĞLU

Tez Savunma Sınavı Tarihi: 18/07/2019

Yukarıdaki bilgilerin doğruluğunu onaylarım.

.../...../.....

Prof. Dr. Sevtap SÜMER EKER

Enstitü Müdürü

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans danışmanlığımı üstlenerek çalışmalarımda desteğini eksik etmeyen Sayın Doç. Dr. Orhan KAVAK' a, özellikle ders aşamasında beni destekleyen TPAO Diyarbakır Saha ve Tesis Şefi Sayın Mehmet Selim REŞİTOĞLU' na, çizim ve grafikleriyle yardımlarını esirgemeyen arkadaşım Mürsel Tekiner'e, çalışmalarım süresince birçok konuda bana yardımcı olan çalışma arkadaşım Sayın Oytun ÖRS'e ve bu süreçte her konuda sonsuz sabır ve özveri gösteren değerli eşime ve aileme teşekkürlerimi sunarım.

Bu Çalışma Dicle Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri (DÜBAP) Koordinatörlüğü'nün "MÜHENDİSLİK.17.013" numaralı, "Diyarbakır ve Çevresinin Kaya Gazı Potansiyeli Açısından Değerlendirilmesi" adlı projesi kapsamında desteklenmiştir. Proje çalışması sırasındaki yönlendirme ve destekleri ile katkı sağlayan DÜBAP Birimi Yönetici ve Elemanlarına özellikle Şube Müdürü Şeyhmus DEMİR' e de ayrıca teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR I

ÖZET IV

ABSTRACT V

ÇİZELGE LİSTESİ VI

ŞEKİL LİSTESİ VII

1. GİRİŞ 1

1.1. Amaç ve Kapsam 1

1.2. Çalışma Alanı 1

1.3. Hidrokarbon Kaynakları 3

1.3.1. Konvansiyonel Hidrokarbon Kaynakları 4

1.3.2. Konvansiyonel Olmayan Hidrokarbon Kaynakları 4

1.3.3. Kaya Gazı 5

1.3.3.1. Kaya Gazı Üretiminde Kullanılan Teknikler 6

1.3.3.2. Dünya'da Kaya Gazı 9

1.3.3.3 Türkiye'de Kaya Gazı 9

1.4. Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Tektoniği Ve Yapısal Özellikleri 10

1.4.1. Diyarbakır'ın Tektoniği ve Yapısal Özellikleri 12

1.4.2. Dadaş Formasyonu 14

2. KAYNAK ÖZETLERİ 19

2.1. Çalışma Alanı İle İlgili Jeolojik Araştırmalar 19

2.2. Araştırma Konusu ile İlgili Önceki Çalışmalar 20

3. MATERYAL VE METOT 23

3.1. DMDA Kuyusu 23

3.1.1 Kuyulardan Alınan Log Verileri 26

3.2. Piroliz analizi 26

3.2.1. TOC (Toplam Organik Karbon) 26

3.2.2. S1 (mg hidrokarbon/ g kayaç) 27

3.2.3. S2 (mg hidrokarbon/ g kayaç) 27
3.2.4. S3 (mg CO_2/ g kayaç) 27
3.2.5. Tmax (°C) 28
3.2.6 Hidrojen İndeksi (HI) 28
3.2.7. Rezidüel Karbon (RC) 28
3.2.8. Üretim İndeksi (PI) 28
3.2.9. Oksijen İndeksi (OI) 29
3.3. Organik Petrografi Analizi 29
3.4. XRD Yarı Nicel Kil Mineral Analizi 29
3.5. SEM Morfolojik İç Yapı Analizi 30
4. BULGULAR VE TARTIŞMA 33
4.1 Piroliz Analizi 33
4.2 Organik Petrografi Analizi 38
4.3. XRD Yarı Nicel Kil Mineral Analizi 39
4.4. SEM Morfolojik İç Yapı Analizi 39
4.5. DMDA Kuyusundan Alınan Kuyu Logları 54
5. SONUÇ VE ÖNERİLER 57
6. KAYNAKLAR 59
EKLER 65
ÖZGEÇMİŞ 91

ÖZET

DİYARBAKIR VE ÇEVRESİNİN KAYA GAZI POTANSİYELİ AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Muhammet Akif İNAN

DİCLE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
MADEN MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

2019

Bu çalışmada Diyarbakır ilinde açılan DMDA kuyusunun sondajı sırasında Dadaş Formasyonu'ndan alınan kesinti ve kırıntı örneklerinin piroliz, organik petrografi, XRD yarı nicel kil mineral analizi ve SEM morfolojik içyapı analizleri yapılmıştır. Analiz sonuçları kuyunun sondajı sırasında alınan log verileri ile karşılaştırılarak kuyu ve yakın çevresinin kaya gazı potansiyeli açısından değerlendirmesi yapılmıştır.

Örneklerin XRD yarı nicel kil mineral analizi sonuçlarına göre örneklerin tamamında çoğunlukla illit ve daha sonra kaolinit minerallerinin olduğu tespit edilmiştir. Dadaş Formasyonu'nunda illit minerallerinin açılan kuyunun belirli seviyelerinde (3480-3510 metreler arası) daha yoğun olarak görüldüğü sonucuna ulaşılmıştır.

Organik petrografi analizi sonuçları incelendiğinde örneklerin büyük kısmının amorf kaynaklı olduğu görülmüş, illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği metrajlarda amorf miktarlarının %90'ın üzerine çıktığı tespit edilmiştir.

Yapılan piroliz analizi sonucunda DMDA kuyusu için Dadaş Formasyonu'nun 3490-3520 metreleri arasındaki seviyelerinin hidrokarbon açısından formasyonun diğer birimlerine göre daha yüksek potansiyele sahip olduğu görülmüştür. Bahsedilen aralığın ise piroliz analizleri sonucu yapılan kerojen sınıflandırmalarına dayanarak petrol üretim aralığında kaldığı dolayısıyla kaya gazı potansiyelinin çok düşük olduğu sonucuna varılmıştır.

Kuyudan alınan log verileri ile yapılan örnek analiz sonuçları birbiriyle uyumlu sonuçlar göstermiştir. Buna göre, Diyarbakır'ın 50 km kuzeydoğusunda açılan DMDA kuyusunu, deneştirilebilecek yakın çevresinde yapılacak olan kaya gazı ve hidrokarbon aramalarında Dadaş Formasyonu'nun alt seviyelerinin potansiyel açısından daha çok ümit vadettiği görülmüştür.

Anahtar kelimeler: Diyarbakır, Dadaş Formasyonu, Kaya Gazı, Konvansiyonel Olmayan Hidrokarbon Üretimi

ABSTRACT

ASSESMENT OF DIYARBAKIR AND ITS SURROUNDING IN TERMS OF SHALE GAS POTENTIAL

MASTER THESIS

Muhammet Akif INAN

DEPARTMENT OF MINING ENGINEERING
INSTITUE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY
UNIVERSITY OF DICLE

2019

In this study, pyrolysis, organic petrography, XRD semi-quantitative clay mineral analysis and SEM morphological internal structure analyzes of cutting samples taken from Dadas Formation during drilling of DMDA well in Diyarbakır province were performed. The results of the analysis were examined comparatively with the log data obtained during the drilling of the well and evaluated in terms of the shale gas potential of the well and its vicinity.

When the XRD semi-quantitative clay mineral analysis results of the samples are examined, it is determined that all samples contain mostly illite and kaolinite minerals. It is concluded that illite minerals in Dadas Formation are more intense at certain intervals (between 3480-3510 meters).

When the results of organic petrography analysis were examined, it was found that most of the samples are amorphous origin. It has been determined that amorphous amounts increase above 90% in the quantities where illite minerals are observed intensely.

As a result of the pyrolysis analysis, it is seen that Dadas Formation in the region has a higher hydrocarbon potential between 3490-3520 meters compared to other units of the formation. On the other hand, it is concluded that the range (3490-3520 meters) remains very low in the petroleum production range based on the kerogen classifications made by pyrolysis analysis.

The log data obtained from the well and the results of the sample analysis showed concordant results. Accordingly, it is observed that the lower levels of the Dadas Formation are more promising in terms of shale gas and hydrocarbon explorations to be carried out in the immediate vicinity of the DMDA well, 50 km northeast of Diyarbakır.

Keywords: Diyarbakir, Dadas Formation, Shale Gas, Unconventional Hydrocarbon Production

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge No	Sayfa
Çizelge 3.1. DMDA Kuyusundan alınan örnekler ve metrajları	25
Çizelge 3.2. TOC değerlerine göre kaynak kaya potansiyeli sınıflandırması	27
Çizelge 3.3. Tmax değerlerine göre organik madde olgunluk dereceleri	28
Çizelge 4.1. DMDA kuyusundan alınan örneklerin piroliz analizleri	33
Çizelge 4.2. DMDA kuyusundan alınan örneklerin organik petrografi analizleri	38
Çizelge 4.3. DMDA kuyusundan alınan örneklerin XRD yarı nicel kil mineral analizleri	39

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil No **Sayfa**

Şekil 1.1. Diyarbakır İli'nin Türkiye üzerindeki konumu 2
Şekil 1.2. Diyarbakır İli Yıllara Göre Nüfus Değişimi 3
Şekil 1.3. Konvansiyonel olmayan rezervuarların şematik gösterimi 5
Şekil 1.4. Yatay sondaj işleminin şematik gösterimi 7
Şekil 1.5. Bir hidrolik çatlatma operasyonu esnasında kuyu lokasyonunun görünümü 8
Şekil 1.6. Hidrolik çatlatma sonrasında formasyonun ve gaz akışının şematik gösterimi 8
Şekil 1.7. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde kaya gazı hedefli açılan kuyular 10
Şekil 1.8. Güneydoğu Anadolu Bölgesinin genel tektonik yapısı 12
Şekil 1.9. Dadaş Formasyonu'nun holostratotipi 15
Şekil 1.10. Dadaş Formasyonu'nun stratigrafisi, Kayayolu-2 kuyusu 18
Şekil 3.1. DMDA kuyusunun lokasyonu 23
Şekil 3.2. DMDA Kuyusundan bir görüntü 24
Şekil 3.3. DMDA kuyusundan alınan Dadaş Formasyonu kesinti örneği 25
Şekil 3.4. Analizde kullanılan taramalı elektron mikroskobu 30
Şekil 3.5. Analizi yapılacak örneğin elektron mikroskobuna yerleştirilmesi 31
Şekil 3.6. Elektron mikroskobuna yerleştirilen örneğin görüntülenmesi 31
Şekil 4.1. DMDA kuyusundan alınan örneklerin HI-OI değerlerine bağlı organik madde sınıflandırma grafiği 34
Şekil 4.2. DMDA kuyusundan alınan örneklerin HI-Tmax değerlerine bağlı organik madde sınıflandırma grafiği 35
Şekil 4.3. DMDA kuyusundan alınan örneklerin HI-TOC değerlerine bağlı kaynak kaya potansiyeli sınıflandırma grafiği 36
Şekil 4.4. DMDA kuyusundan alınan örneklerin S2-TOC değerlerine bağlı kaynak kaya potansiyeli sınıflandırma grafiği 37
Şekil 4.5. DMDA kuyusundan alınan örneklerin PI-Tmax değerlerine bağlı kaynak kaya potansiyeli sınıflandırma grafiği 38
Şekil 4.6. DMDA-1 nolu örneğin illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik iç yapı görüntüsü. 40
Şekil 4.7. Şekil 4.6'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 40
Şekil 4.8. DMDA-2 nolu örneğin illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik iç yapı görüntüsü. 41
Şekil 4.9. Şekil 4.8'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 41

Şekil 4.10. DMDA-3 nolu örneğin kuvars ve illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik iç yapı görüntüsü. 42
Şekil 4.11. Şekil 4.10.'da gözlenen kuvars minerallerine ait EDS analiz spektrumu 42
Şekil 4.12. Şekil 4.10.'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 43
Şekil 4.13. DMDA-4 nolu örneğin karışık tabakalı illit-smektit, illit ve barit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 43
Şekil 4.14. Şekil 4.13.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 44
Şekil 4.15. DMDA-5 nolu örneğin illit, pirit ve barit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 44
Şekil 4.16. Şekil 4.15.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 45
Şekil 4.17. DMDA-6 nolu örneğin illit ve dolomit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 45
Şekil 4.18. Şekil 4.17.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 46
Şekil 4.19. DMDA-7 nolu örneğin illit ve kalsit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 46
Şekil 4.20. Şekil 4.19.'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 47
Şekil 4.21. DMDA-8 nolu örneğin illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 47
Şekil 4.22. Şekil 4.21.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 48
Şekil 4.23. DMDA-9 nolu örneğin illit ve kuvars minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 48
Şekil 4.24. Şekil 4.23.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 49
Şekil 4.25. DMDA-10 nolu örneğin illit ve kuvars minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 49
Şekil 4.26. Şekil 4.25'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 50
Şekil 4.27. DMDA-11 nolu örneğin illit ve kuvars minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 50
Şekil 4.28. Şekil 4.27.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 51
Şekil 4.29. DMDA-12 nolu örneğin illit ve plajioklas minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 51
Şekil 4.30. Şekil 4.29.'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 52
Şekil 4.31. Şekil 4.29.'da gözlenen plajioklas minerallerine ait EDS analiz spektrumu 52
Şekil 4.32. DMDA-13 nolu örneğin muskovit, pirit, illit ve barit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü 53
Şekil 4.33. Şekil 4.32.'de gözlenen muskovit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 53

Şekil 4.34. Şekil 4.32.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu 54
Şekil 4.35. DMDA kuyusundan alınan kuyu logları 55

EK LİSTESİ

Ek No		Sayfa
Ek 1	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-1 örneğinin difraktogramı	65
Ek 2	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-2 örneğinin difraktogramı	66
Ek 3	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-3 örneğinin difraktogramı	67
Ek 4	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-4 örneğinin difraktogramı	68
Ek 5	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-5 örneğinin difraktogramı	69
Ek 6	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-6 örneğinin difraktogramı	70
Ek 7	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-7 örneğinin difraktogramı	71
Ek 8	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-8 örneğinin difraktogramı	72
Ek 9	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-9 örneğinin difraktogramı	73
Ek 10	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-10 örneğinin difraktogramı	74
Ek 11	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-11 örneğinin difraktogramı	75
Ek 12	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-12 örneğinin difraktogramı	76
Ek 13	Etilen glikol buharına doyurulmuş DMDA-13 örneğinin difraktogramı	77
Ek 14	DMDA-1 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	78
Ek 15	DMDA-2 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	79
Ek 16	DMDA-3 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	80
Ek 17	DMDA-4 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	81
Ek 18	DMDA-5 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	82
Ek 19	DMDA-6 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	83
Ek 20	DMDA-7 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	84
Ek 21	DMDA-8 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	85
Ek 22	DMDA-9 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	86
Ek 23	DMDA-10 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	87
Ek 24	DMDA-11 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	88
Ek 25	DMDA-12 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	89
Ek 26	DMDA-13 örneğinin analiz edilmiş difraktogramı	90

1. GİRİŞ

Son yıllarda petrol ve doğalgaza alternatif arayışları teknolojinin de gelişmesiyle hızlanmıştır. Gelişen dünya şartları ve teknoloji alternatif üretim tekniklerinin daha ekonomik hale gelmesini sağlamış, enerji sektöründe dengeler değişmeye başlamıştır. Bu alternatif kaynak arayışlarının en önemli sonuçlarından biri olan kaya gazı son on yılda enerji sektörünün gündeminde yerini almıştır. Türkiye'de de bu alternatif arayışlarına dayanılarak son yıllarda kaya gazı alanında bir takım çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmaların önemli bir kısmı Türkiye'nin en çok hidrokarbon üretimi yapılan bölgesi olan Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yapılmıştır (EIA 2015).

1.1. Amaç ve Kapsam

Dicle Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalında yüksek lisans tezi olarak hazırlanan bu çalışmada Türkiye'de kaya gazı çalışmalarının ağırlık kazandığı Diyarbakır ilinin sınırları içerisinde bulunan bir kuyudan kırıntı örneklerinin analizinin yapılması suretiyle bu örneklerin fiziksel, kimyasal ve petrografik-mineralojik açıdan değerlendirilmesi ve kuyudan elde edilecek diğer verilerin incelenerek kuyu ve yakın çevresinin kaya gazı potansiyeli açısından değerlendirilmesi amaçlanmıştır.

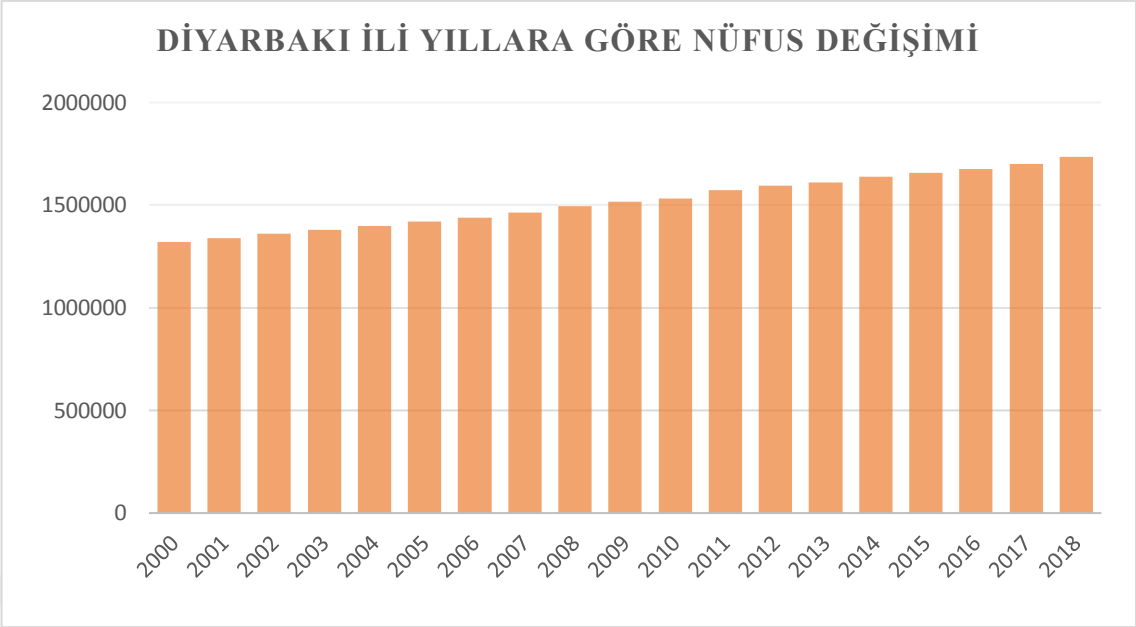
1.2. Çalışma Alanı

Çalışmanın yapıldığı Diyarbakır İli Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin en önemli şehirlerinden biridir. Yaklaşık 15 000 km^2'lik bir alana ve 1 732 396 nüfusa sahip ilin kuzeyinde Bingöl, Elazığ, doğusunda Batman, batısında Adıyaman, Malatya, güneyinde Şanlıurfa ve Mardin illeri bulunmaktadır (Şekil 1.1., Şekil 1.2.).



Şekil 1.1. Diyarbakır İli'nin Türkiye üzerindeki konumu (Google earth görüntüsü üzerinden uyarlanmıştır)

Diyarbakır'ın şehir olarak ne zaman kurulduğuyla alakalı kesin bir bilgi olmamasına karşın şehirdeki İç Kale'de yapılan araştırmalarda M.Ö. 3000 yıllarında bölgede egemenlik gösteren Hurrilere ait izler bulunmuştur (diyarbakir.gov.tr). Diyarbakır ili bölgede yaşayan neredeyse tüm krallıklar, devletler tarafından farklı isimlerle anılmıştır. İslam öncesi devirlerde şehir Amid, Omid, Emit, Amida isimleriyle anılmış, İslami dönemde ise Kara Amid, Diyar-ı Bekir isimleriyle anılmıştır. Cumhuriyet döneminde ise ilk olarak Diyarbekir adı verilmiş daha sonra ise Diyarbakır şeklinde değiştirilerek son halini almıştır (diyarbakir.gov.tr).



Şekil 1.2. Diyarbakır İli Yıllara Göre Nüfus Değişimi (tuik.gov.tr)

İlin denizden yüksekliği ortalama 650 metre olmakla beraber ilde yaygın olarak sert karasal iklim hâkimdir (diyarbakirkulturturizm.gov.tr). İlin kalkınmasında etkili olan sanayi ve tarım başlıca sektörlerdendir. Buğday, mısır ve pamuk Diyarbakır'da yetiştirilen başlıca tarım ürünleridir (diyarbakir.tarim.gov.tr).

Sanayi ve tarımla birlikte petrol ve doğal gaz üretimi de Diyarbakır için önemli bir rol oynamaktadır. 2019 yılı itibariyle Diyarbakır'da üretim yapan Türkiye Petrolleri (TPAO), Perenco, Güney Yıldızı ve Çalık Enerji şirketleriyle toplam yaklaşık 18 000 varil/gün ham petrol ve 20 000 m^3/gün doğal gaz üretimi yapılmaktadır (tp.gov.tr, güneyyildizi.com.tr, calikenerji.com).

1.3. Hidrokarbon Kaynakları

Hidrokarbonların ya da diğer bir tabirle fosil yakıtların doğada bulunan ölmüş bitki ve hayvan kalıntılarının yıllar boyunca toprak altında sıcaklık ve basıncın etkisiyle oluştuğu bilinmektedir (Namoğlu 2017). Kaynak kayada oluşan hidrokarbon daha sonra uygun yapıda bir hazne kaya içerisinde kapan kaya tarafından kapanlanır ve hidrokarbon rezervuarları meydana gelir (Erik 2016). Oluşan hidrokarbon rezervuarları ise jeolojik, jeofizik, sismik ve sonrasında yapılan sondaj çalışmaları neticesinde üretilebilir hale gelmektedir. Söz konusu hidrokarbon rezervuarlarının üretiminde kullanılan üretim

yöntem ve tekniklere göre hidrokarbon kaynakları kabaca konvansiyonel (geleneksel) ve konvansiyonel olmayan (geleneksel olmayan) kaynaklar olmak üzere iki grupta incelemek mümkündür (Namoğlu 2017).

1.3.1. Konvansiyonel Hidrokarbon Kaynakları

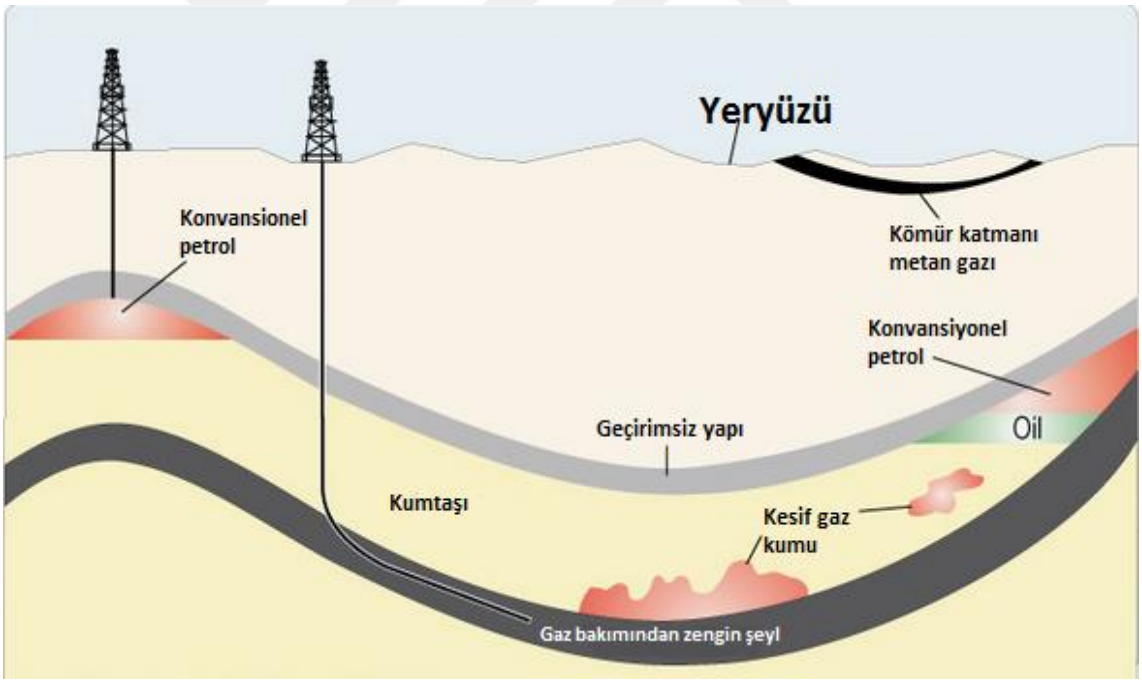
Konvansiyonel hidrokarbon kaynakları geleneksel yöntemlerle üretilen petrol ve doğal gaz kaynaklarına verilen genel bir tanım halini almıştır. Bu tür kaynaklarda rezervuarın bulunduğu hazne kaya iyi geçirgenlik (permabilite) ve gözeneklilik (porozite) değerlerine sahiptir. Bu iyi geçirgenlik ve gözeneklilik değerleriyle birlikte uygun bir kapanlanma (trap) yapısına bağlı olarak rezervuar hidrokarbon üretimi için uygun şartları bulundurmuş olmaktadır (Erik 2016). Bu tür kaynakların hazne kayaları başlıca kireçtaşları, dolomitik kireçtaşları, killi-kumlu kireçtaşları, dolomitler, kumtaşları ve silttaşlarından oluşmaktadır. Günümüzde üretilen petrol ve doğal gazın büyük kısmı konvansiyonel hidrokarbon kaynaklarından elde edilmektedir (Namoğlu 2017). Türkiye'de konvansiyonel hidrokarbon üretimi yoğun olarak Güneydoğu Anadolu Bölgesinden yapılmaktadır.

1.3.2. Konvansiyonel Olmayan Hidrokarbon Kaynakları

Dünyanın artan nüfusu ve gelişen teknoloji enerjiye olan talebin artmasına neden olmuştur. Mevcut petrol ve doğal gaz rezervlerinin giderek azalması, önümüzdeki yıllarda arzın talebi karşılayamayacağı düşüncesi, petrol ve dolayısıyla enerji fiyatlarının artması alternatif enerji kaynakları arayışını da beraberinde getirmiştir. Konvansiyonel olmayan kaynaklardan hidrokarbon üretimi bu arayışın bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır (EIA 2012). Bu kaynaklardaki hidrokarbon varlığı uzun yıllardır bilinmesine rağmen ekonomik olarak üretim yapılması mümkün olmadığından bu kaynaklardan yaygın hidrokarbon üretimi yapılamamıştır. Son yıllarda yapılan çalışmalar ve gelişen teknoloji sayesinde farklı metotlar kullanarak konvansiyonel olmayan kaynaklardan hidrokarbon üretiminin ekonomik hale gelebileceği görülmüştür (Erik 2016).

Konvansiyonel olmayan hidrokarbon kaynaklar konvansiyonel (geleneksel) yöntemlerle ekonomik olarak üretilemeyen kaynakların genel bir tanımı halini almıştır. Bu tür rezervuarlardan rezervuarın genellikle daha derinde olması, rezervuar yapısının düşük geçirgenlik yapısına sahip olması ve gözenek boşluklarının küçük olması gibi

nedenlerden dolayı konvansiyonel olarak üretim yapılamamaktadır (Şekil 1.3.). Diğer taraftan konvansiyonel olmayan rezervuarlar formasyonun bu yapısından dolayı hidrodinamik basınçlardan çok az etkilendiklerinden hidrokarbonların göçü/taşınımı da çok zor olmaktadır (Tuft 2015). Genellikle kaliteli konvansiyonel olmayan rezervuarlar % 4-12 ortalama gözenekliliğe ve 0,1 mD'den daha düşük geçirgenliğe sahiptirler. Bu rezervuarlar ince taneli ve kil bakımından zengin olduklarından kapiler (kılcal) güçler yüksektir. Rezervuar içerisindeki mevcut hidrokarbonlar genellikle gaz olduğundan kaynak kayalar yüksek boşluk basınçları içermektedir (Erik 2016). Konvansiyonel olmayan rezervuarlardan ancak ikincil yapay bir geçirgenlik oluşturabilmek için hidrolik çatlatma işlemleri yapılarak üretim yapılabilir. Dünya genelinde konvansiyonel olmayan rezervuarlardan başta kaya gazı (şeyl gazı) olmak üzere bitümlü şeyl, kömür katmanı metan gazı, kesif petrol ve kesif gaz kumu, gaz hidratları ve ağır petrollü kum taşları gibi hidrokarbonlar üretilmektedir (Namoğlu 2017, Erik 2016).



Şekil 1.3. Konvansiyonel olmayan rezervuarların şematik gösterimi (Ertürk 2013)

1.3.3. Kaya Gazı

Kaya gazı, şeyl adı verilen organik madde (kerojen) bakımından zengin özellikle ince taneli kil minerallerinin kırıntıları ile kuvars, kalsit gibi minerallerin ve kayaçların çok küçük kırıntılarının karışımından oluşan kırıntılı sedimanter kayaçlar içerisinde

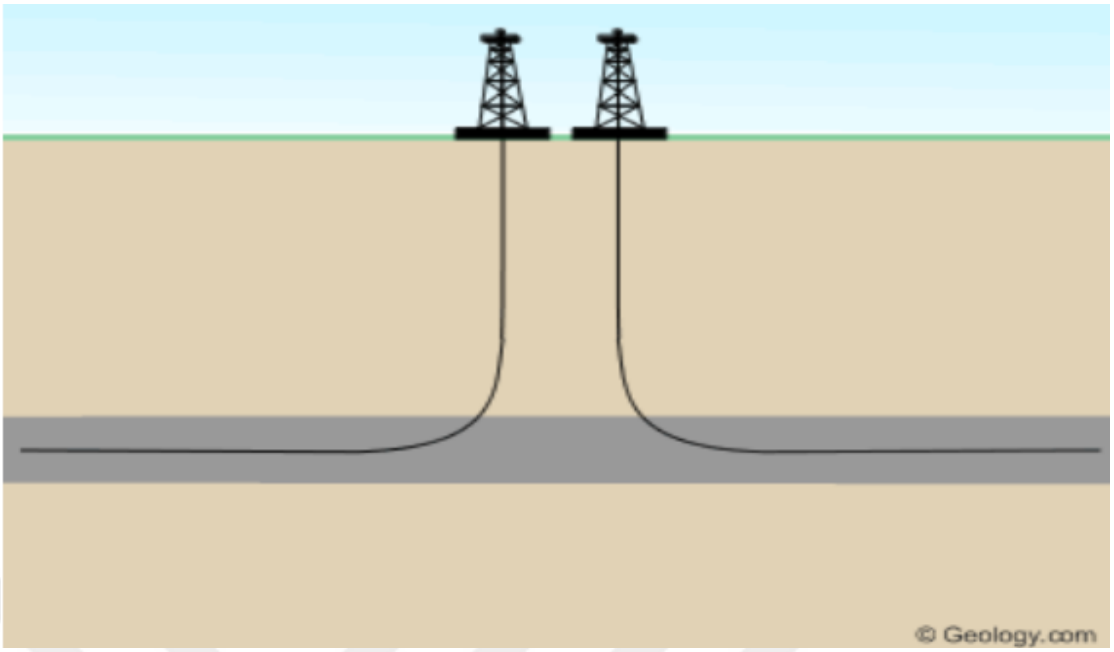
oluşan gazlardır (Namoğlu 2017). Şeyller ortalama olarak içeriklerinde %20-30 oranında kuvars, %50-60 civarında da kil minerali bulundurmaktadır (Hillier 2006). Kaya gazı içerik olarak doğal gazdan farklı olmayıp, %90 veya daha fazla metan gazından ve etan, propan gibi diğer gazlardan oluşmaktadır (Ertürk 2013).

Konvansiyonel gaz rezervuarlarında gaz boşluk hacminde serbest gaz olarak depolanırken şeyl içerisindeki gazların büyük bir kısmı tanecikler arası boşluklarda ve çatlaklarda serbest gaz olarak, kerojen ve bitümen içerisinde çözülmemiş gaz, kayaç taneciklerinin yüzeyinde ise adzorbe gaz olarak bulunmaktadır. (Deliang ve ark 2015, Yang ve ark. 2015). Toplam organik karbon içeriği (TOC), kerojen tipi, termal olgunluk, kerojen dönüşüm boyutu ve yerinde gaz içeriği gibi parametreler kaya gazı potansiyelini değerlendirebilmek için önemlidir (Xie ve ark. 2015). Boşluk özellikleri, organik açıdan zenginlik, formasyon basınç ve sıcaklığı ve mineral içeriği gibi etmenler de şeyl içerisinde bulunan gazın içeriğini etkileyen faktörlerdir (Bilgen ve ark. 2016).

1.3.3.1. Kaya Gazı Üretiminde Kullanılan Teknikler

Kaya gazı üretimi petrol ve doğal gazdan daha farklı litolojilerden üretildiği için kaya gazının sondajı ve üretimi esnasında farklı teknikler kullanılmaktadır.

Yatay Sondaj: Sondaj işlemi genel olarak üretim yapılacak kuyunun çeşitli matkaplar aracılığıyla kazılması olarak tanımlanmaktadır. Yatay sondaj ise kazılan kuyunun daha önceden belirlenen derinliklerinin düşey ile eğim yapacak şekilde kazılması işlemidir (Şekil 1.4.). Son yıllarda sondaj teknolojilerindeki gelişmeler sayesinde daha doğru ve kolay yapılabilmekte olan yatay sondajlar özellikle konvansiyonel olmayan hidrokarbon üretimlerinde sıkça kullanılmaktadır. Yatay sondajlarda üretim yapılacak derinlikte daha fazla yol alınıp akışın gerçekleşeceği yüzey alanı artırılarak kuyu içerisine daha fazla petrol ya da gaz akışının sağlanması hedeflenmektedir.

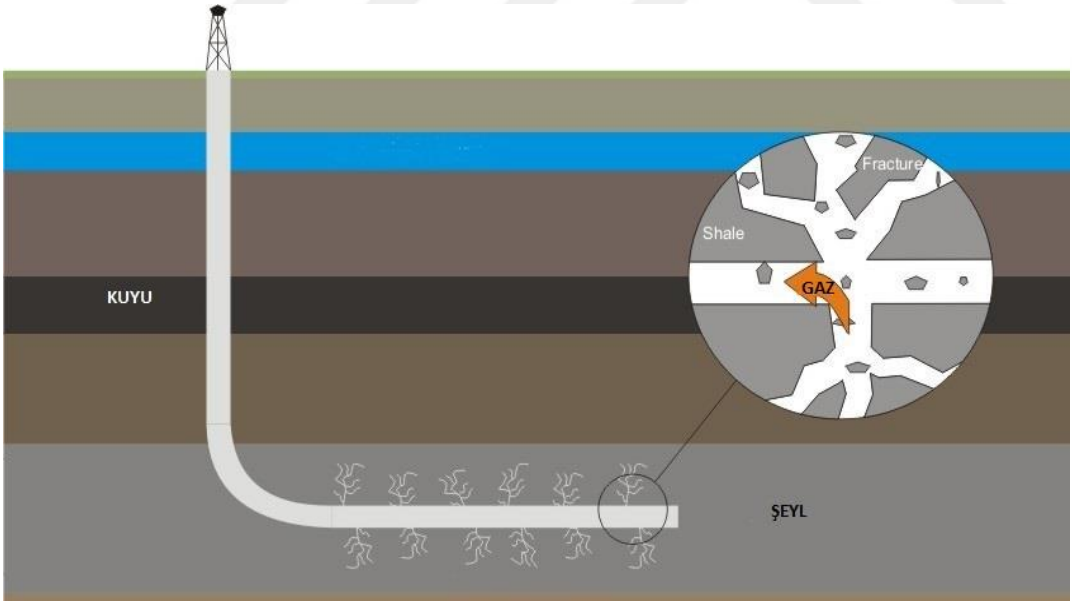


Şekil 1.4. Yatay sondaj işleminin şematik gösterimi (geology.com' dan uyarlanarak hazırlanmıştır)

Hidrolik Çatlatma: Petrol ve doğal gaz sektöründe ilk hidrolik çatlatma 1949 yılında Stanolind Oil and Gas Company adlı bir şirket tarafından Amerika'da uygulanmıştır. 1955 yılında ise yaklaşık yüz binden fazla hidrolik çatlatma operasyonu farklı sahalarda ve uygulamalarda denenmiştir (Hubbert ve Willis 1957). Hidrolik çatlatma kaya gazı üretiminde temel olarak geçirimliliği çok düşük olan şeyllerin yüzeyden yüksek basınçlı sıvı karışımlar yardımıyla çatlatılarak geçirimliliğinin yapay olarak artırılmasında kullanılmaktadır. Yüzeyden basınçlandırılmış su ve kimyasal karışımları çatlatılmak istenen derinliğe enjekte edilerek (Şekil 1.5.) formasyonda yapay çatlaklar oluşturulur, bu çatlaklar sayesinde hazne kayanın yüzey alanı artırılarak bu çatlaklardan kuyu içerisine akış meydana getirilir (Şekil 1.6.). Kullanılan karışımın yaklaşık %95'i sudan geri kalan kısmı ise kum, yüzey etkinleştirici madde, sürtünme azaltıcı, korozyon önleyici gibi maddelerden oluşmaktadır (Norton Rose Fullbright 2013).



Şekil 1.5. Bir hidrolik çatlatma operasyonu esnasında kuyu lokasyonunun görünümü (geology.com' dan uyarlanarak hazırlanmıştır)



Şekil 1.6. Hidrolik çatlatma sonrasında formasyonun ve gaz akışının şematik gösterimi (geology.com' dan uyarlanarak hazırlanmıştır)

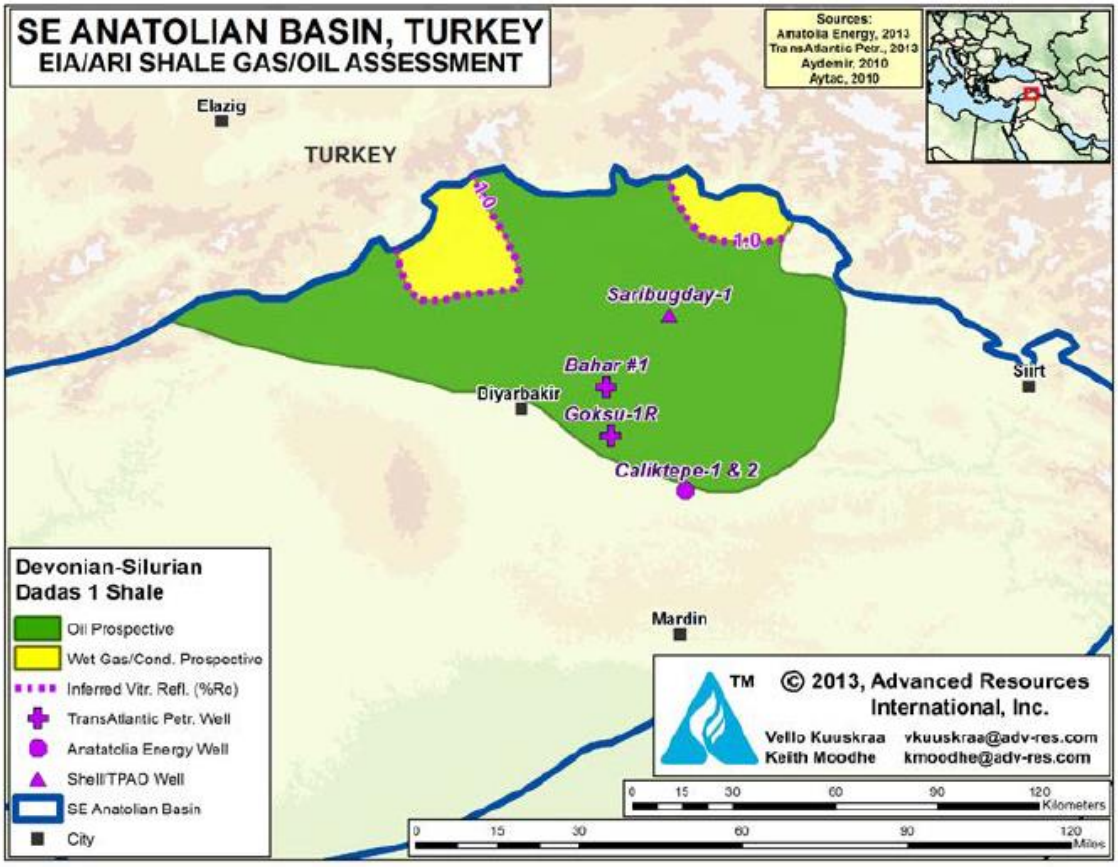
1.3.3.2. Dünya'da Kaya Gazı

Dünya'daki ilk kaya gazı üretimi ABD'nin Teksas eyaletinde 1981 yılında yapılmıştır. Fakat o zamanki şartlarda üretim yapmak ekonomik olmadığından üretime devam edilmemiş, yeni tekniklerle ekonomik üretim yapmanın yolları üzerinde çalışılmıştır. İlk ekonomik üretim yine ABD'de 1998 yılında Barnett Şeyli' nden yapılmış olup bu aşamadan sonra hızlanan kaya gazı sondajları ve üretimi giderek artmaya devam etmiştir (Miller ve ark. 2012). Barnett Şeyli'ndeki ekonomik üretimden sonra kaya gazı ABD'nin birincil enerji kaynağı olma yolunda hızla ilerlemiş ve diğer ülkelerde de kaya gazı rezervleri araştırılıp hesaplanmaya başlanmıştır (EIA 2012). Dünya genelindeki 41 ülkede toplamda 206 trilyon m^3 teknik olarak üretilebilir kaya gazı rezervi bulunmaktadır (EIA 2013). Yaklaşık 31 trilyon m^3 gaz rezervi ile Çin dünyada en fazla kaya gazı rezervine sahip ülkedir (EIA 2013). Diğer 37 ülkede üretilebilir kaya gazı rezervi olmasına rağmen dünyada sadece ABD, Kanada, Çin ve Arjantin ticari anlamda kaya gazı üretimi yapmaktadır (www.eia.gov). Dünya kaya gazı sektörüne öncülük eden ABD, 2017 yılında toplam doğal gaz üretiminin %62'sini kaya gazı üretiminden elde etmiştir (www.eia.gov).

1.3.3.3 Türkiye'de Kaya Gazı

Amerikan Enerji Bilgi Yönetim İdaresi'nin raporuna göre Türkiye toplamda 4,6 trilyon m^3 kaya gazı rezervine sahiptir (EIA 2015). Bu rezervin yaklaşık 3,6 trilyon m^3'ü Güneydoğu Anadolu bölgesindeki Dadaş Formasyonu'nda 1 trilyon m^3'ü ise Trakya Havzası'ndaki Hamitabat Formasyonu'nda olduğu tahmin edilmektedir (EIA 2015). Türkiye'de kaya gazı hedefli birçok sondaj yapılmasına rağmen henüz aktif bir kaya gazı üretimi yapılamamaktadır. Kaya gazı hedefli yapılan sondajların büyük bir kısmı Diyarbakır sınırları içerisinde yapılmıştır. TPAO-Shell ortaklığında kazılan Sarıbuğday-1, Transatlantic Petroleum şirketinin kazmış olduğu Bahar-1, Göksu-1R ve Anatolia Energy şirketinin kazdığı Çalıktepe-1 ve 2 kuyuları bölgede kazılan başlıca kaya gazı hedefli kuyulardır (Şekil 1.7.) (EIA 2015). 2019 yılı itibariyle TPAO'nun Diyarbakır sınırları içerisinde iki adet tamamlanmış ve bir adet de sondajı devam eden kaya gazı hedefli kuyusu bulunmaktadır. 2019 yılında sondajı tamamlanan kuyularda henüz ekonomik üretime geçilmemiş olup kuyuların testleri devam etmektedir. Yapılan tüm bu

sondaj çalışmalarında hedeflenen formasyon bölgedeki ana kayalardan biri olan Dadaş Formasyonu' dur.



Şekil 1.7. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde kaya gazı hedefli açılan kuyular (EIA 2015)

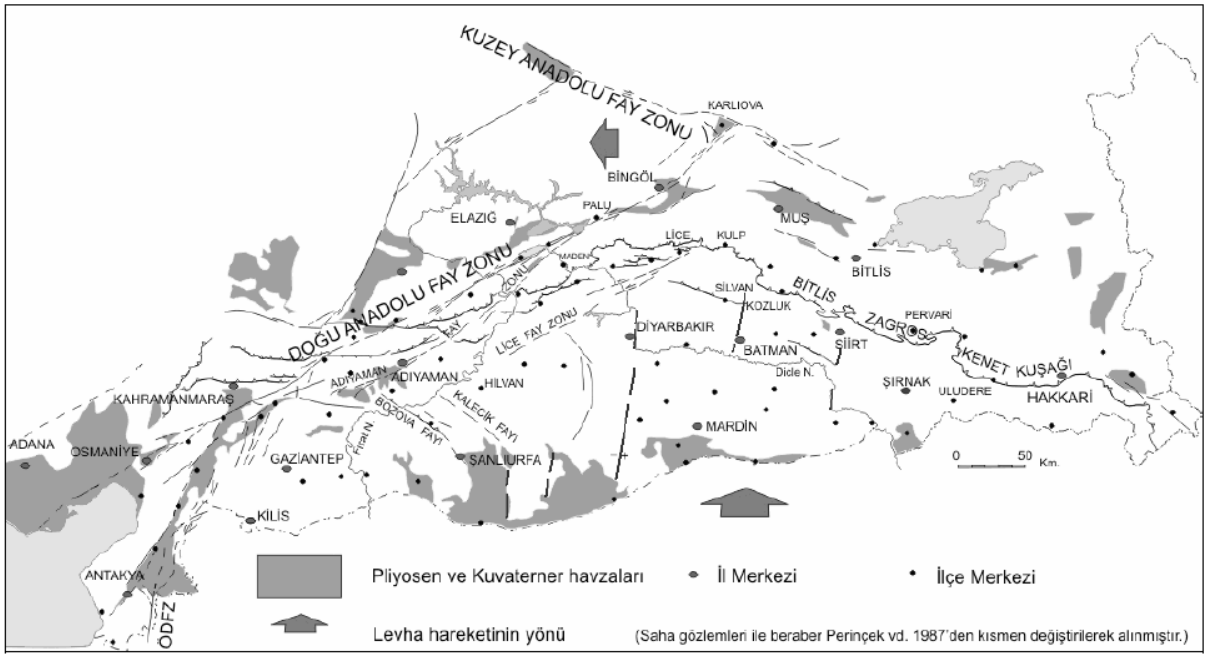
1.4. Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Tektoniği Ve Yapısal Özellikleri

Güneydoğu Anadolu Bölgesi Paleozoyik'ten bugüne kadar farklı yaşlarda ve bölge itibariyle geniş yayılımlı birçok stratigrafik birim bulundurmaktadır. Bu birimlerin büyük bir kısmı bölge geneline geniş bir şekilde yayılım göstermişken, bir kısmı da lokal olarak yüzeylenmiştir. Bölgede genelinde yayılmış olan bu birimlerin önemli bir kısmı yeterli miktarda gözeneklilik ve geçirgenlik değerlerine sahip sedimanter kayaçlardan oluşurken, diğer bir kısmı da düzenli yayılım gösteren ve geçirimsiz olan kiltaşlarından meydana gelmiştir. Hazne ve kapan kaya olma özelliği taşıyan bu kayaçlar bölgedeki tektonik hareketlerin de etkisiyle kıvrımlanarak antiklinal ve senklinaller oluşturmaktadırlar. Bunlara bağlı olarak da petrol ve doğal gaz gibi hidrokarbonlar için

kapanlar meydana gelmiştir. Bölge genelinde kuzey-güney yönlü sıkışmanın etkisiyle yer kabuğunda doğu-batı yönünde bir gerilme oluşmuş ve oluşan bu gerilme çatlakları boyunca astenosferden bazaltik magma yükselimi olmuştur. Diyarbakır'ın batısında bulunan Karacadağ bölgesinde, Gaziantep Yavuzeli yöresinde ve İdil-Cizre yöresinde yüzeye kadar çıkan bazaltik magma birkaç evre halinde akarak geniş alanların lav akıntıları altında kalmasına neden olmuştur (İmamoğlu 2009).

Sungurlu'nun (1974) belirttiğine göre Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde biri Geç Kretase diğeri Miyosen sonunda olmak üzere iki büyük tektonik aktivitenin varlığı sedimantolojik istiflerde görülmektedir. Bu tektonik aktiviteler bölgedeki hazne ve kapan kaya fasiyeslerini doğrudan etkilemiştir. Bölge Miyosen sonunda Geç Kretasede oluşmuş bir kısım yapıları yeniden deformasyona uğratan ve diğer taraftan da Arabistan Levhası'nın da ön ülkesini etkileyen yeni bir tektonik aktivitenin etkisi altında kalmıştır. Güneydoğu Anadolu'nun şu anki yapısal konumu bu evrede şekillenmiştir (Canatalı 2010).

Şengör ve Yılmaz'a (1981) göre Afrika plakasını çevreleyen okyanus ortası sırtlarının ıraksayan levha sınırlarındaki hareket ve Kızıldeniz'deki açılma nedeniyle Arabistan Levhasu Afrika Levhası ile beraber kuzeye doğru kayarak Afrika, Arabistan ve Avrasya Levhaları'nın kuzey-güney doğrultuda yakınlaşmalarına ve birbirlerini sıkıştırmalarına neden olmuştur. Bunun sonucunda ise Arabistan Levhası, Bitlis-Zagros Kenet Kuşağı veya Güneydoğu Anadolu bindirmesi boyunca Avrasya Levhası'nın altına dalarak çarpışmışlardır. Günümüzde halen devam eden bu sıkışmanın etkisiyle Güneydoğu Anadolu Bölgesi ve kuzeyinde kuzey-güney yönlü sıkışmanın özelliklerin gösteren bir fay sistemi gelişmiş ve bu bu fay sistemi içinde bindirme fayları, makaslama fayları, normal faylar ve büyük açılma çatlakları gelişmiştir (Şekil 1.8.). Bölgede etkisini gösteren bu fayların en büyükleri Doğu Anadolu Fay Zonu ve Bitlis Zagros Kenet Kuşağı adı verilen bindirme faylarıdır (İmamoğlu 2009).



Şekil 1.8. Güneydoğu Anadolu Bölgesinin genel tektonik yapısı (İmamoğlu 2009)

1.4.1. Diyarbakır'ın Tektoniği ve Yapısal Özellikleri

Diyarbakır Arabistan Levhası ile Avrasya Levhası'nın çarpıştığı yere yakın bir noktada konumlandığından bu çarpışma Diyarbakır'ın kuzey kesiminden geçen doğu-batı yönlü bir kenet kuşağının oluşmasına neden olmuştur (İmamoğlu ve ark. 2014). Metamorfik kayaçlar ve ofiyolitik kayaç birlikleri bu kenet kuşağı boyunca yoğun olarak yüzeylemektedir (Güven ve ark. 1991).

Bölgenin en yaşlı birimi bir bindirme ile kuzeyden güneye Miyosen yaşlı birimler üzerine doğru hareket eden allokton kütleden oluşur. Geç Kretase'den Miyosen'e farklı evreleri bilinmekte olup, hat boyunca birçok bindirmenin olduğu bir kuşak meydana gelmiştir. Diyarbakır jeoloji haritasında bir çizgi halinde görülebilen bu kuşak Çermik-Ergani-Dicle-Kulp hattı boyunca gözlenebilir (Genç 1985). Bu allokton kütlenin en önemli iki üyesinden biri olan ofiyolitler Kampaniyen-Alt Mestrihtiyen yaşta olmakla birlikte çoğunlukla serpantinleşmiş ultrabazik kayaçlardan oluşmaktadır. Allokton kütlenin diğer önemli üyesi olan metamorfik kayaçlar ise genellikle mermerlerden oluşmaktadır. Kretase yaşlı kayaçlar çoğunlukla ince pelajik kireçtaşı tabakaları halinde

görülür. Bölgede Eosende geniş karbonat platformu dönüşümü görülmüş ve bu arada kalın kireçtaşı düzeyleri çökelmeleri meydana gelmiştir. Miyosende bölgenin doğu kesiminde sığ self karbonatları ve resifal kireçtaşları çökelmesi olurken, bölgenin batısında ise derin şelfte yer yer kireçtaşı düzeyleri içeren kil-marn, tebeşirli killi kireçtaşı ardalanmasından oluşan bir istif çökelmiştir.

Karacadağ volkanik dağı bölgenin jeolojik yapısında önemli rol oynamaktadır. Karacadağ volkanizmasının Geç Miyosende başlayarak tarihsel zamanlara kadar etkin olduğu bilinmektedir (Haksal 1981) ve genellikle bazik lavlarla temsil edilen tipik kalkan şeklinde bir volkandır. Karacadağ volkanitleri olarak adlandırılan volkanik alan kuzeyde Dicle ve Fırat nehirleri ile volkanitlerin dokanağından gelişmiş olan Dicle-Fırat yan dereleri ile sınırlanır. Güneyde ise tam olarak topografik sınırı çizilemeyen volkanitler Şanlıurfa-Mardin karayoluna kadar ulaşmaktadır (İmamoğlu ve ark. 2014).

Diyarbakır bölgesi Güneydoğu Anadolu Bindirme Kuşağı'nın güneyindeki kenar kıvrımları kuşağında yer almaktadır. Miyosen, tektonik hareketlerin etkin olduğu bir dönem olup Midyat grubu birimleri regresif olarak çökelim süreçlerini tamamlamış devamında ise Miyosen başında bölgenin kuzey kesimi alçalmaya, deniz seviyesi yükselmeye başlamıştır. Buna bağlı olarak da Silvan Grubu'na ait Fırat Formasyonu transgresif olarak çökelmeye başlamıştır. Orta Miyosen başlarında sıkışma tektoniğinin etkinliğiyle Lice Formasyonu çökelmiş ve Alt Miyosen çanağı kapanmıştır. Eosen'de okyanus tabanının dalıp batarak tüketilmesi sonucunda farklı tektonik birimler birbirlerine yakınlaştırılmıştır. Giderek sığlaşmasına rağmen denizel çökelimin sürekliliğinden de anlaşılacağı üzere her ne kadar okyanusal levha tüketilse de Güneydoğu Anadolu genelinde denizel ortam varlığı devam etmiştir. (Yılmaz 1983). Kuzey güney yönlü sıkıştırma hareketinin sonucu olarak ortaya çıkan sıkışma ve kısalma, bölgenin topluca yükselmesine neden olmuş, denizel ortamın zamanla sığlaşması sonucunu ortaya çıkarmıştır. Bölgesel ölçekte sığlaşan denizel ortam Fırat Formasyonu'nun çökelmesine neden olmuştur. Daha sonra allokton kütlelerin otokton birimler üzerine ilerlemesi, otokton karbonat birimleri üzerinde kırıntılardan oluşan Lice Formasyonu'nun çökelmesine neden olmuştur.

Sıkışma tektoniğinin Orta Miyosen döneminde etkinliğinin artması Miyosen döneminde oluşan çökelim çanaklarının genellikle kapanmasına neden olmuş, böylece

bölgenin günümüz tektonik konumunu şekillendiren sürüklenimler gelişmeye başlamıştır. Sıkışma kuvvetlerinin bölgede etkisini artırmasıyla Geç Miyosen döneminde kuzey güney yönlü açılma çatlakları gelişmiş ve buna bağlı olarak da Karacadağ volkanitleri bölgedeki daha yaşlı birimleri örtmüştür (Şaroğlu ve Emre 1987).

1.4.2. Dadaş Formasyonu

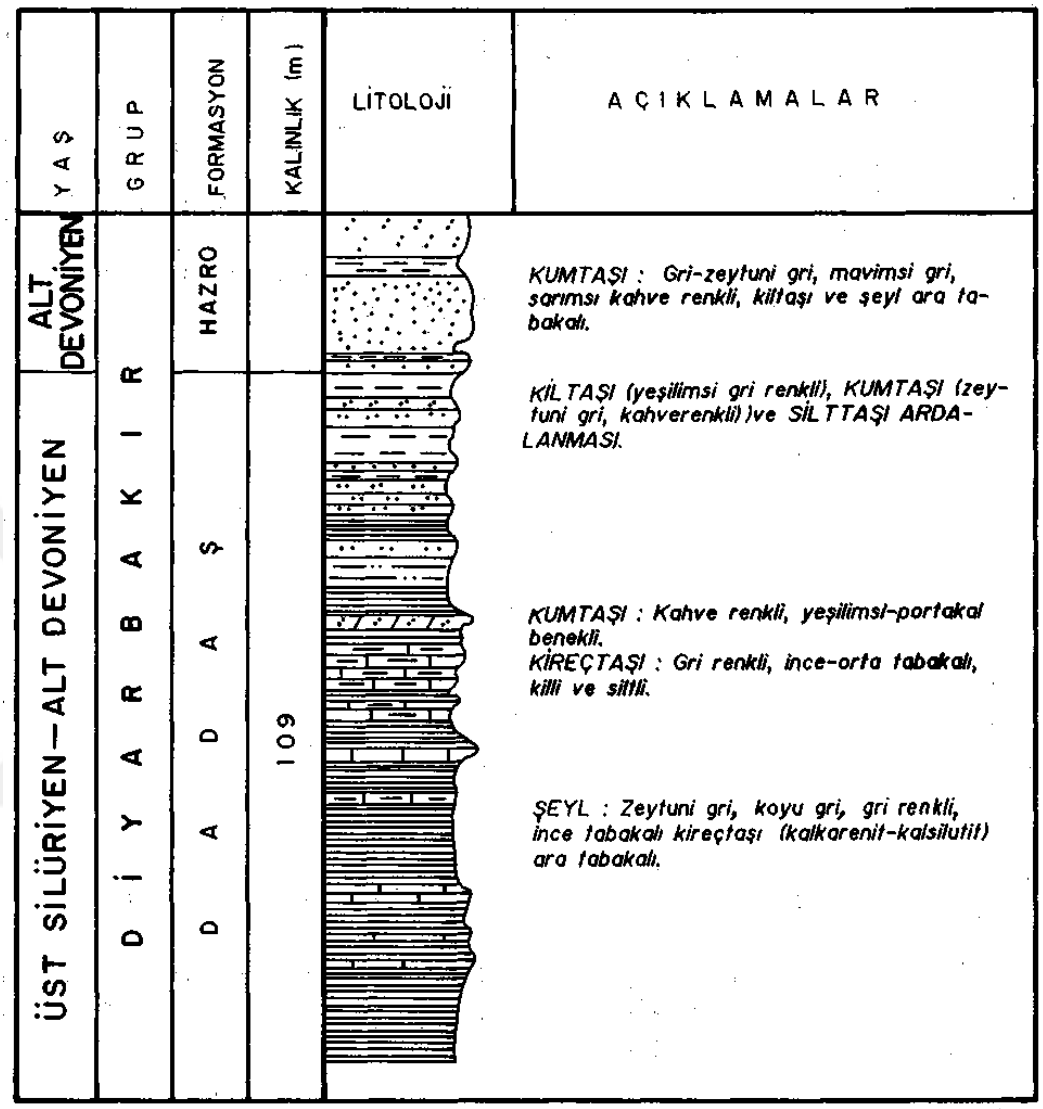
Dadaş Formasyonu Diyarbakır'ın Hazro ilçesi Dadaş köyünün yaklaşık 2 km kadar doğu-kuzeydoğusu tipik olarak yüzeylenmektedir. Formasyon Diyarbakır Grubu'nun en alt formasyonudur. Güneydoğu Anadolu'da kazılmış kuyularda Dadaş Formasyonu alttan üste doğru Dadaş-I, Dadaş-II ve Dadaş-III olmak üzere üç üyeye ayrılarak incelenmektedir (Kozlu ve ark. 2002). Dadaş-I karbonat ara tabakaları barındıran koyu şeyllerden oluşurken, Dadaş-II kumtaşı ara bantlı, organik madde bakımından zengin koyu renkli şeyllerden ve Dadaş-III ise şeyl, kumtaşı, dolomit ve marn litolojilerinden oluşmaktadır. Dadaş-I'in tamamı ile Dadaş-II'nin alt bölümleri Güneydoğu Anadolu bölgesinin hiçbir yerinde mostra vermemektedir.

Formasyon, ilk olarak Kellogg (1960) tarafından Diyarbakır ili Hazro ilçesi civarında ölçülen Hacertumdağ yüzey kesitinde "Dadas Formation" ismiyle tanımlanmıştır.

Dadaş Formasyonu'nun holostratotipi Kellogg (1960) tarafından, Diyarbakır ili Hazro ilçesi Dadaş Köyü'nün kuzeydoğusunda bulunan Hacertum Dağı dolayında ölçülen Hacertumdağ ölçülmüş stratigrafi kesitidir.

Holostratotipinde (Hacertumdağ ölçülmüş stratigrafi kesitinde), Dadaş Formasyonu'nun tabanı mostra vermez Formasyonun yüzeyleyen kısmı birbirinden farklı iki kısımdan oluşmaktadır (Şekil 1.9.). Alt kısımda yer alan 71 m kalınlıktaki birinci bölümü gri, koyu gri renkli, düzensiz çatlaklı ve gri renkli, iri taneli, sıkı, kalkarenitik kireçtaşı ara tabakaları içeren şeyllerden oluşmaktadır. Bu kireçtaşları taban seviyelerde az miktarda bulunurken, tavan seviyelerde oldukça yaygın miktarda bulunmaktadır. Bölgesel silt dokusunda, killi ve siltli, ince orta tabakalı kalsilutit tabakalar da bulunabilmektedir. En üstteki 2 metrelik bölüm kahve renkli ve yeşilimsi, köşeli, çok ince taneli, orta kalın tabakalı kumtaşından oluşmuştur. 38 m kalınlıkta olan ikinci bölüm, yeşilimsi gri renkte, yer yer çatlaklı, gri veya kahve renkli, boylanması iyi olan, yarı

köşeli, ince taneli, hafif kırılgan, gözenekli, yer yer kireçli ve silttaşı dönüşümlü bol kumtaşı ara bantlarını içeren kiltaşlarından oluşmaktadır.



Şekil 1.9. Dadaş Formasyonu'nun holostratotipi (Kellogg 1960)

Stratotipinde, Dadaş Formasyonu'nun taban kesimleri (Dadaş I) mostra vermediğinden, formasyon için Kayayolu-2 kuyusu hipostratotip olarak önerilmiştir. Kayayolu-2 kuyusu 1979 yılında Diyarbakır'ın yaklaşık 40 km kuzeydoğusunda Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından kazılmıştır. Kayayolu-2 kuyusunda Dadaş Formasyonu 3340,5-3608 metreler arasında 267,5 m kalınlıkta kesilmiş olup, aşağıdan yukarıya doğru Dadaş-I, Dadaş-II ve Dadaş-III üyelerinden oluşmaktadır (Şekil 1.10). 62 metre kalınlıkta olan Dadaş-I üyesi, gri, koyu gri, kahve yer yer yeşilimsi gri renkli,

kireçli şeyllerden oluşmaktadır. Üst seviyelerinde kirli beyaz, yer yer kahveye benzer renkli, kesif, bol killi, asfalt lekeli, yer yer marn dönüşümlü kireçtaşı ile şeyller sıralanmaktadır. Dadaş-II üyesi 169 metre kalınlıktadır ve gri, koyu gri, yer yer kahve renkli, yumuşakça, karbonatsız, asfalt lekeli, yer yer silttaşı ve kireçtaşı bantlı, piritli şeyllerden oluşmuştur. Yaklaşık 36,5 metre kalınlıktaki Dadaş-III üyesi ise, kirli beyaz, bazı kısımlarda kahve renkli kireçtaşı ve grimsi beyaz gri renkli silttaşı ara bantlarını içeren gri, koyu gri, yeşilimsi gri, kahve renkli, karbonatsız şeyllerden oluşmaktadır (Yılmaz ve Duran 1997).

Holostratotipinde, Dadaş Formasyonu'nun alt dokanağı yüzeylemezken üzerine gelen Hazro Formasyonu ile olan dokanak ilişkisi ise uyumludur. Hipostratotipinde (Kayayolu-2 kuyusunda) Bedinan Formasyonu üzerinde uyumsuzdur ve üst dokanağı Hazro Formasyonu ile uyumludur (Günay 1998).

Dadaş Formasyonu'nun alt dokanağı Güneydoğu Anadolu bölgesinin hiçbir bölgesinde mostra vermemektedir (Işık 2013). Diyarbakır'ın Çüngüş ilçesi Derdere köyü yakınlarındaki Korudağ mevkiinde Mardin Grubu'nun karbonatları birimin üzerine açısal olarak uyumsuz bir şekilde gelmektedir. Hazro ilçesi yakınlarında ise üst dokanak Hazro Formasyonu ile uyumlu olarak gelmektedir (Bozdoğan ve ark. 1988).

Stratotipi ve yakınlarında, Dadaş Formasyonu'nun mostra veren kalınlığı 90 ile 152 metre aralığındadır (Kellogg 1960). Mostra veren kalınlıklar Diyarbakır Çüngüş ilçesi Derdere köyü yakınlarında bulunan Korudağ antiklinalinde 90-112 metre, Çermik ilçesinin kuzeybatısında bulunan Zeynalan mevkiinde 87 metredir (Yılmaz ve Duran 1997).

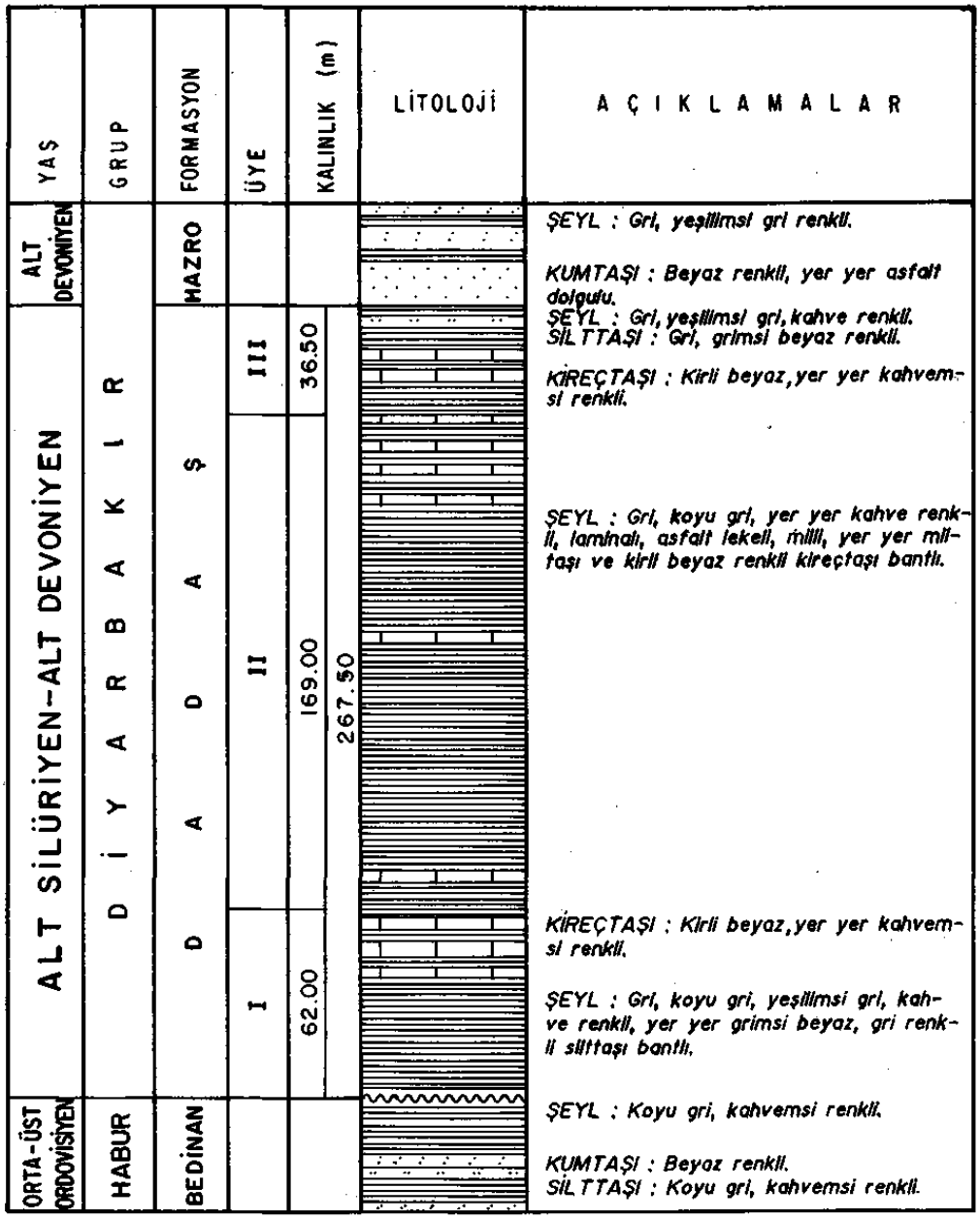
Yer altında, Dadaş Formasyonu'nun sıfır hattı Diyarbakır Çermik-Zeynalan bölgesinin güney kısımlarından başlayıp Hamuk-1, Üçtaş-1 kuyularından doğu-güneydoğu yönünden ve Batı Savur-1 kuyusundan itibaren Raman, Silivanka ve Şelmo sahalarından geçip kuzey istikametine doğru yönelmektedir. Sıfır hattından kuzeye doğru, Raman, Silivanka ve Şelmo sahalarından batı-kuzeybatı yönüne gidildikçe Dadaş Formasyonu'nun kalınlığı artmaktadır (Karabulut ve ark. 1982).

Diyarbakır Çüngüş ilçesi Derdere köyünün hemen güneyindeki Korudağ antiklinalinin Dadaş Formasyonu çekirdeği ile Hazro yükseliminde mostra vermektedir. Korudağ antiklinalinin çekirdeğinde, tabanı görülmeyen Dadaş Formasyonu'nun alt

seviyeleri koyu gri, yeşilimsi gri, iyi tabakalanmış, kireçsiz, az miktarda mikali, tavana yakın kısımlarında birkaç ince kumtaşı bandı içeren graptolitli şeyllerden ibarettir (Perinçek 1979). Bu seviyenin üzerine açık gri, kahve renkli, sıkışık, ince-orta taneli, yuvarlak taneli, gözenekli, ince-orta tabakalı, yer yer killi, silis çimentolu ve demirli kuvars kumtaşlarından oluşan bir seviye konumlanmaktadır. Bu seviyede karbon ve canlı izlerine rastlanabilmektedir. Birimin en üst seviyelerinde ise beyaz renkli, kompakt, ince taneli ve zayıf boylanmalı, az köşeli-yuvarlak kuvars elemanlı, gözenekli, kırılgan, silis çimentolu, siyah mineralli kumtaşları şeyller ile ardalanmalıdır.

Genel olarak tipik bir regresif istif özelliğine sahip birimin her üyesi kendi içerisinde yukarıya çıktıkça sığlaşan bir karakteristik göstermektedir. Hazro yükseliminde Dadaş-III üyesinin tamamı ile Dadaş-II üyesinin üst kesimi yüzeylemektedir. Dadaş-I üyesi Bedinan Formasyonu'nun aşınmış tavan topografyası üzerinde bulunan çukur alanlarının ani deniz basması sonucu dolması ile oluşmuştur. Dadaş-I çökelimine kirli beyaz, koyu kahve renkli, tebeşirli, piritli, stilolitli, yer yer kumlu ve siltli ince kireçtaşı mercekli, yeşilimsi, siyahımsı gri renkli, mikali, organik madde bakımından zengin, iri sporlu şeyllerle başlayıp, daha üste doğru kumlu, kavkı parçalı, yer yer biyomikrit tipindeki kalın tabakalı kireçtaşları ile devam etmektedir. Dadaş-II üyesi çukur alanların dolmasıyla nispeten düzgün bir topografyaya sahip olmuş ve çökelimine transgresif olarak başlamıştır. Kahve ve kirli beyaz renkli, tebeşirli, kumlu, fosfatlı, ince kireçtaşı bant ve laminalarını içeren yeşilimsi gri, bol organik malzemeli, bol mikro planktonlu, mikali şeyller ile başlayan Dadaş-II, yukarı doğru tekdüze bir biçimde devam etmektedir. Daha geniş yayılıma sahip üye içinde karbonat çimentolu kumtaşı mercekleri ile silttaşı ara bant ve laminaları gözlenebilir. Aynı şekilde tipik regresif özellikleri sergileyen Dadaş-III üyesi ise, şeyller ile başlar ve üste doğru kireçtaşı ara bantlı şeyllere, silttaşı, kumtaşı ve son olarak kumlu dolomitlere geçiş yapar. Kireçtaşları kumlu, glokonili ve turmalin mineralli iken kumtaşları beyaz, açık gri renkli, çok ince-ince kuvars elemanlı, dolomit çimentolu, kil matriksli, düzensiz kil lamina ve mercekli, glokonili, fosfatlı, anhidrit yama ve mercekli, brakiyopod kavkılı ve biyotürbasyonludur (Yılmaz ve Duran 1997). Bu birimde şeyller, grimsi yeşil, koyu gri, karbonatsız, yer yer çakıltaşı bantlı, paralel ve düzensiz dalga laminalı ve yer yer biyotürbasyonludur. En üst kısımda bulunan siyahımsı gri renkli şeyller ise, dolomit ve dolomitik marn ara bantlı ve küçük brakiyopod fosillidir (Perinçek 1979).

Dadaş Formasyonunun yaş aralığı Erken Siluriyen-Erken Devoniyen, ortamı ise sığ deniz-kıyı yakını dalga-gel/gitdir (Bozdoğan ve ark. 1988).



Şekil 1.10. Dadaş Formasyonu'nun stratigrafisi, Kayayolu-2 kuyusu (Bozdoğan ve ark. 1988)

2. KAYNAK ÖZETLERİ

Bu bölümde çalışmanın konusu ve amacına dönük daha önce yapılan araştırmalar özetlenmeye çalışılacaktır. İlk olarak çalışma alanı ve çevresinde yapılmış olan jeolojik çalışmalarla ilgi bilgiler verilecek, daha sonra ise çalışma konusu olan konvansiyonel olmayan hidrokarbonlar ve kaya gazıyla ilgili çalışmalar özetlenecektir.

2.1. Çalışma Alanı İle İlgili Jeolojik Araştırmalar

Sungurlu (1974) Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde biri Geç Kretase diğeri Miyosen sonunda olmak üzere iki büyük tektonik aktivitenin varlığı sedimantolojik istiflerde görüldüğünü belirtmiştir.

Şengör ve Yılmaz (1981) Afrika Levhasını çevreleyen okyanus ortası sırtlarının ıraksayan levha sınırlarındaki hareket ve Kızıldeniz'deki açılma nedeniyle Arabistan Levhası Afrika Levhası ile beraber kuzeye doğru kayarak Afrika, Arabistan ve Avrasya levhalarının kuzey-güney doğrultuda yakınlaşmalarına ve birbirlerini sıkıştırmalarına neden olduğundan bahsetmiştir.

Haksal (1981) Karacadağ volkanik dağı bölgenin jeolojik yapısında önemli rol oynadığını söylemiş, Karacadağ volkanizmasının Geç Miyosende başlayarak tarihsel zamanlara kadar etkin olduğunu ve genellikle bazik lavlarla temsil edilen tipik kalkan şeklinde bir volkan olduğunu belirtmiştir.

Karabulut ve ark. (1982) Dadaş Formasyonu'nun birimlerini detaylı olarak incelemişler, Dadaş-II birimi Dadaş Formasyonu'nun en kalın, en geniş yayılımlı ve homojen dağılımlı üyesi olduğunu söylemişlerdir.

Yılmaz (1983) denizel çökelimin sürekliliğinden yola çıkarak Güneydoğu Anadolu genelinde denizel ortam varlığının devam ettiğini dile getirmiştir.

Genç (1985) bölgenin en yaşlı biriminin bir bindirme ile kuzeyden güneye Miyosen birimler üzerine doğru hareket eden allokton kütleden oluştuğunu ve hat boyunca birçok bindirmenin olduğu bir kuşak meydana geldiğini ifade etmiştir. Yine Genç (1985)'e göre Diyarbakır jeoloji haritasında bir çizgi halinde görülebilen bu kuşak Çermik-Ergani-Dicle-Kulp hattı boyunca gözlenebilir.

Saroğlu ve ark. (1987)'nın belirttiğine göre sıkışma kuvvetlerinin bölgede etkisini artırmasıyla Geç Miyosen döneminde kuzey güney yönlü açılma çatlakları gelişmiş ve buna bağlı olarak da Karacadağ volkanitleri bölgedeki daha yaşlı birimleri örtmüştür.

Bozdoğan ve ark. (1988), Dadaş Formasyonu'nun mostra veren kısımları Dadaş-II ve Dadaş-III üyeleri olduğunu, Dadaş-I üyesinin hiçbir yerde mostra vermediğini çalışmalarında ifade etmişlerdir.

Güven ve ark. (1991) metamorfik kayaçlar ve ofiyolitik kayaç birliklerinin Diyarbakır'ın kuzeyinden geçen doğu-batı yönlü bir kenet kuşağında yoğun olarak yüzeylediğini söylemiştir.

Yılmaz ve ark. (1997), Dadaş Formasyonu'nun kalınlığının 30 ile 450 metre arasında değişebildiğini ifade etmişlerdir.

Günay (1998) Dadaş-II biriminin aşağı seviyelerde ince kireçtaşı mercekli şeyl olup yukarıya doğru kalın tabakalı kireçtaşları şeklinde devam ettiğini söylemişlerdir.

İmamoğlu (2009) Diyarbakır'ın batısında bulunan Karacadağ bölgesinde yüzeye kadar çıkan bazaltik magmanın, bölge genelinde kuzey-güney yönlü sıkışmanın etkisiyle yer kabuğunda doğu-batı yönünde bir gerilme oluştuğunu ve oluşan bu gerilme çatlakları boyunca astenosferden bazaltik magma yükselimi nedeniyle olduğunu vurgulamıştır.

Canatalı (2010), Bölgenin Miyosen sonunda Geç Kretasede oluşmuş bir kısım yapıları yeniden deformasyona uğratan ve diğer taraftan da Arabistan Levhasının'da ön ülkesini etkileyen yeni bir tektonik aktivitenin etkisi altında kaldığını ve Güneydoğu Anadolu'nun şu anki yapısal konumunun bu evrede şekillendiğini dile getirmiştir.

İmamoğlu ve ark. (2014)'e göre Diyarbakır Arabistan Levhası ile Avrasya kıtasının çarpıştığı yere yakın bir noktada konumlandığından bu çarpışma Diyarbakır'ın kuzeyinden geçen doğu-batı yönlü bir kenet kuşağının oluşmasına neden olmuştur.

2.2. Araştırma Konusu ile İlgili Önceki Çalışmalar

Hubbert ve ark. (1957) ilk hidrolik çatlatmanın 1949 yılında yapıldığını, 1955 yılında ise yüz bini aşkın hidrolik çatlatma operasyonunun yapıldığını belirtmiştir.

Miller ve ark. (2012), ilk ekonomik kaya gazı üretiminin 1998 yılında ABD'nin Barnett Şeyli'nde yapıldığına çalışmasında yer vermiştir.

Ertürk (2013) doktora tezinde kaya gazının içerik olarak doğal gazdan farklı olmayıp, %90 veya daha fazla metan gazından ve etan, propan gibi diğer gazlardan oluştuğunu söylemiştir.

EIA (2015) raporuna göre Türkiye'de toplam 4,6 trilyon m^3 kaya gazı rezervi bulunmakta ve bu rezervin büyük kısmının Dadaş Formasyonu'nda olduğu tahmin edilmektedir.

Tuft (2015) konvansiyonel olmayan rezervuarlar formasyonun farklı yapısından dolayı hidrodinamik basınçlardan çok az etkilendiklerinden hidrokarbonların göçü/taşınımının da çok zor olduğunu belirtmiştir.

Xie ve ark. (2015) 'a göre toplam organik karbon içeriği (TOC), kerojen tipi, termal olgunluk, kerojen dönüşüm boyutu ve yerinde gaz içeriği gibi parametreler kaya gazı potansiyelini değerlendirebilmek adına önemli parametrelerdir.

Erik (2016) çalışmasında, rezervuar içerisindeki mevcut hidrokarbonların genellikle gaz olmasından dolayı kaynak kayaların yüksek boşluk basınçları içerdiğini ifade etmiştir.

Namoğlu (2017) çalışmasında kaya gazının tanımını, "şeyl" adı verilen organik madde (kerojen) bakımından zengin özellikle ince taneli kil minerallerinin kırıntıları ile kuvars, kalsit gibi minerallerin ve kayaçların çok küçük kırıntılarının karışımından oluşan kırıntılı sedimanter kayaçlar içerisinde oluşan gazlardır şeklinde yapmıştır.

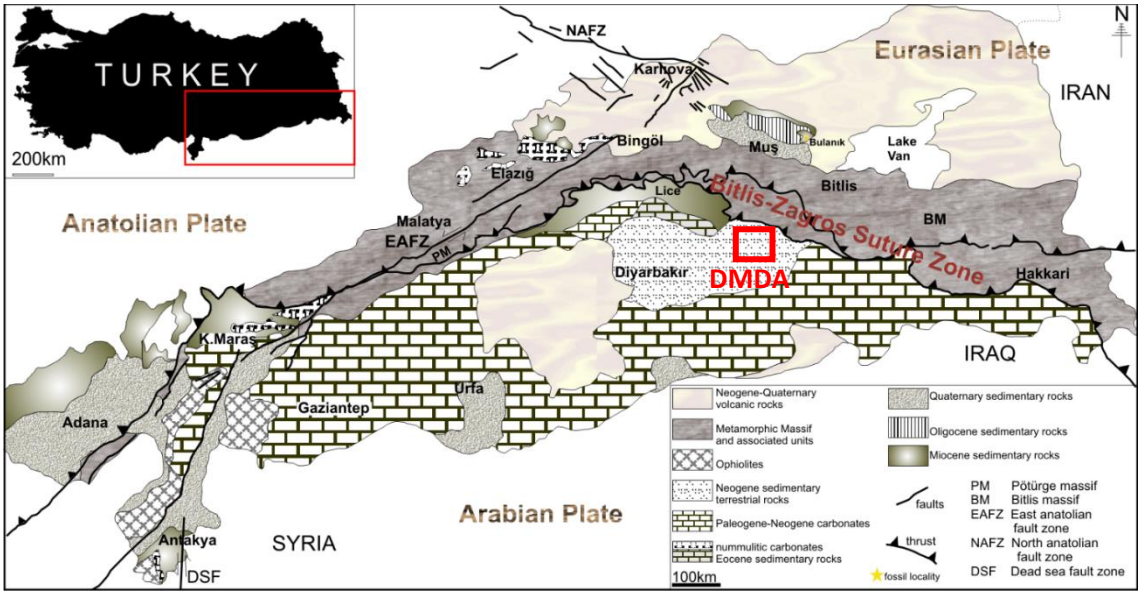
3. MATERYAL VE METOT

Bu çalışmada Diyarbakır bölgesindeki DMD kuyusunun sondajı sırasında Dadaş Formasyonu'nun farklı derinliklerinden kırıntı ve kesinti örnekleri alınmıştır. Alınan örnekler Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Ar-Ge Daire Başkanlığı Sedimantoloji ve Rezervuar Jeolojisi Müdürlüğünde analiz edilerek değerlendirilmiştir. Analiz sonuçları ayrıca kuyunun sondajı ve tamamlaması esnasında alınan log verileri ile karşılaştırılarak kaya gazı potansiyeli açısından değerlendirilmiştir.

Alınan örneklerin piroliz analizi, organik petrografi analizi, XRD yarı nicel kil mineral analizi, SEM morfoloji içyapı analizi ve EDS mikro analizleri yapılmıştır.

3.1. DMDA Kuyusu

2018 yılında sondajı tamamlanan DMDA kuyusu Diyarbakır ili sınırları içerisinde Diyarbakır il merkezinin yaklaşık 50 km kuzeydoğusunda açılmıştır (Şekil 3.1, Şekil 3.2.). Kuyuda Hazro Formasyonu sonrasında yaklaşık 3400 metre derinliğinde Dadaş Formasyonu kesilmeye başlanmış ve 3550 metre derinliğinde ise Dadaş Formasyonu'ndan çıkılarak Bedinan Formasyonu'na girilmiştir. Kuyudaki son derinlik ise 3700 metreler civarındadır. DMDA kuyusundan 3420 metreden sonra her on metrede bir kesinti örneği alınarak analizleri yapılmıştır (Şekil 3.3.) (Çizelge 3.1.).



Şekil 3.1. DMDA kuyusunun lokasyonu (Murray ve Hoşgör 2013)



Şekil 3.2. DMDA Kuyusundan bir görünüş



Şekil 3.3. DMDA kuyusundan alınan Dadaş Formasyonu'na ait kesinti örneği

Çizelge 3.1. DMDA Kuyusundan alınan örnekler ve metrajları

Örnek Adı	Örnek Metrajı
DMDA-1	3420
DMDA-2	3430
DMDA-3	3440
DMDA-4	3450
DMDA-5	3460
DMDA-6	3470
DMDA-7	3480
DMDA-8	3490
DMDA-9	3500
DMDA-10	3510
DMDA-11	3520
DMDA-12	3530
DMDA-13	3540

3.1.1 Kuyulardan Alınan Log Verileri

Hidrokarbon üretimi amacıyla sondaj yapılan kuyularda kuyunun fiziksel özelliklerini belirlemek amacıyla kuyu logları alınmaktadır. Kuyudan alınan log ölçümlerine göre formasyonun geçirgenlik, gözeneklilik, hidrokarbon varlığı hakkında fikir sahibi olmak mümkündür (Namoğlu 2017). Self potansiyel (SP) logu, Gamma Ray (GR) logu gibi loglar ile formasyonun elektrik iletkenliği ölçümlerinden faydalanılarak formasyonun özellikler hakkında yorum yapılabilmektedir.

3.2. Piroliz analizi

Piroliz analizi kayacın oksijensiz ortamda ısıtılarak içerisindeki organik maddelerin ayrıştırılması işlemidir. Kaynak kayanın olgunluğunu ve organik maddece zenginliğini ölçmek için piroliz analizleri kullanılmaktadır (Espitalie 1982). Bu çalışma için yapılan piroliz analizleri Rock Eval-6 (RE-6) cihazında IFP 160000 (Institut Francais du Petrole) standardı kullanılarak yapılmıştır. Analizler sonucunda TOC (toplam organik karbon), S1, S2, S3, Tmax, HI (hidrojen indeksi), PI (üretim indeksi), OI (oksijen indeksi), RC (rezidüel karbon) ve PC (pirolize karbon) gibi parametreler elde edilmiştir. Bu parametrelerden kayacın kerojen tipi hakkında (Tip I,II,III ve IV) yorum yapabilmek mümkündür (Demaison ve ark. 1983).

Tip I kerojenler hem gölsel hem de denizel ortamlarda oluşabilmesinin yanında doymuş hidrokarbonlarca zengindir, petrol ve gaz oluşturma kapasiteleri yüksektir (Özcan 2012). Tip II kerojenler ise petrol oluşturma oranı Tip I kerojene göre düşük olmakla birlikte, gaz oluşturma oranı Tip I'e göre biraz daha fazladır (Öztürk 2013) . Tip II kerojenler genellikle denizel kaynaklardan oluşmuşlardır. Tip III kerojenlerin petrol oluşturma potansiyelleri oldukça düşüktür (Özcan 2012). Çok rastlanılmayan Tip IV kerojenlerin ise petrol ya da gaz oluşturma ihtimalleri çok azdır (Demaison ve ark. 1983).

3.2.1. TOC (Toplam Organik Karbon)

TOC (toplam organik karbon) kayaç içerisindeki organik maddenin kütlece yüzdesi olarak adlandırılır. TOC değerleri kayacın petrol ya da gaz üretimine kaynak olabilme potansiyeli hakkında değerlendirme yapmak için kullanılmaktadır. Sondaj sırasında kaynak kayacın sondaj çamuru ya da diğer etmenlerle kirlenmesi sonucu TOC değerleri değişebilmektedir. Bu nedenle TOC değerleri kayacın kaynak potansiyeli

hakkında kesin bilgi vermeyebilir. Bu nedenle örneklerin analiz öncesinde dikkatli bir şekilde temizlenmesi gerekmektedir (Espitalie ve ark. 1985).

TOC değerine göre kayacın kaynak kaya potansiyeli sınıflandırması Çizelge 3.2.'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.2. TOC değerlerine göre kaynak kaya potansiyeli sınıflandırması (Tissot ve ark. 1984)

TOC (% ağırlıkça)	Kaynak Kaya Potansiyeli
0.1-0.5	Zayıf
0.5-0.1	Orta
1.0-2.0	İyi
2.0-10.0	Zengin

3.2.2. S1 (mg hidrokarbon/ g kayaç)

S1 değeri kayaç içerisinde bulunan serbest ve ısıl işlem sonucunda açığa çıkartılabilen hidrokarbon miktarını göstermektedir (Jarvie ve ark. 1999). Sondaj esnasında kullanılan sondaj çamuru ve diğer kimyasal maddeler S1 değerinin kayacın sahip olduğu gerçek değerden fazla okunmasına sebep olabilir.

3.2.3. S2 (mg hidrokarbon/ g kayaç)

S2 değeri hidrokarbona dönüşmemiş fakat kayaca yapılan piroliz işlemi sonucunda hidrokarbona dönüşen organik madde miktarını göstermektedir (Tissot ve ark. 1984). Espitalie'ye göre (1982) S2 değeri 0-2 arasında olan kayaçlar zayıf kaynak potansiyeline, 2-5 arasında olan kayaçlar orta seviyede kaynak potansiyeline, 5 ve üzeri arasında olan kayaçlar ise yüksek kaynak potansiyeline sahiptirler.

3.2.4. S3 (mg CO_2/ g kayaç)

S3 değeri düşük piroliz sıcaklığında ölçülen organik karbondioksit miktarıdır (Öztürk 2013).

3.2.5. Tmax (°C)

Tmax değeri S2 pikinin en yüksek seviyede olduğu noktadaki sıcaklığı göstermektedir (Espitalie 1977). Tmax değerinden organik maddenin olgunluğu hakkında bilgi sahibi olmak mümkündür (Philip ve ark. 1991). Tmax değerine göre organik madde sınıflandırması Çizelge 3.3'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3. Tmax değerlerine göre organik madde olgunluk dereceleri (Espitalie ve ark. 1977).

Tmax (°C)	Olgunluk
< 430-435	Olgunlaşmamış
430-460	Petrol Penceresi
455-465	Gaz Penceresi

3.2.6 Hidrojen İndeksi (HI), ((100xS2)/TOC)

Hidrojen indeksi S2 değerinin TOC değerine oranıyla bulunmaktadır. Hidrojen indeksi organik maddenin hidrojen açısından zenginliğini göstermektedir. Hidrojen indeksi değerleriyle Tmax değerleri karşılaştırılarak organik maddenin kerojen tipi hakkında bilgi sahibi olmak mümkündür (Espitalie 1986).

3.2.7. Rezidüel Karbon (RC), (TOC-[0,83-(S1+S2)/10])

Rezidüel karbon diğer bir deyişle artık karbon, kerojenin içerisinden bulunan fakat hidrokarbon oluşturma kapasitesi düşük olan karbon miktarını göstermektedir (Öztürk 2013). TOC içerisinde bulunan artık karbon miktarı tip III kerojende daha fazlayken tip I kerojene doğru kademeli olarak azalır (Jarvie ve ark. 1999).

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

Üretim indeksi kerojenin serbest hidrokarbonlara dönüşümünü gösteren bir parametredir (Espitalie 1977). Tmax ve üretim indeksi arasında bir bağlantı olduğu görülmüş, üretim indeksi ve Tmax'ın birlikte arttığı ve böylelikle organik maddenin olgunluğunu belirlemede kullanılabileceği ifade edilmiştir (Tissot ve ark. 1984).

3.2.9. Oksijen İndeksi (OI), ((100xS3)/TOC)

S3 değerinin TOC değerine olan oranı oksijen indeksini vermektedir (Espitalie 1977). Bu parametre ile organik maddenin oksijen açısından zenginliği tespit edilmiş olur. Van Krevelen diyagramı ile hidrojen ve oksijen indeksleri kıyaslanarak organik maddenin tipi hakkında yorum yapmak mümkündür (Jarvie ve ark. 2005).

3.3. Organik Petrografi Analizi

Organik petrografi analizleri organik maddelerin tanımlamalarını, içeriklerini ve olgunluk derecelerini belirlemek amacıyla yapılan analizlerdir (mta.gov.tr). Organik petrografi analizleri organik maddenin hidrokarbon potansiyeli hakkında yorum yapabilmek açısından önem arz etmektedir.

3.4. XRD Yarı Nicel Kil Mineral Analizi

X Işını Kırınım yöntemi kil mineral analizinde (XRD), organik madde içerisindeki her kristalin kendine has atomik düzeydeki dizilim farklılıklarına dayanarak, X ışınlarını karakteristik bir düzen içerisinde kırması esasına dayanır. Her kristal için farklı olan kırınım profilleri kristalin cinsini tanımlanmasını sağlamaktadır (metu.edu.tr).

İncelenmek üzere gelen örnekler Retsch RS-200 halkalı öğütücüde öğütülmüş, XRD yarı nicel kil mineral analizleri öncesinde ilk olarak karbonatlardan arındırılmış ve sonrasında kil plaketleri hazırlanarak oda sıcaklığında kurutulmuş, etilen glikol buharı ile doyurulmuş (60°C'de 2,5 saat) ve fırınlanmış (550°C'de 2,5 saat) olarak üç farklı XRD kil mineral analizine tabi tutulmuştur. XRD yarı nicel kil mineral analizleri aşağıdaki aletsel koşullarda gerçekleştirilmiştir:

- Jeneratör: Rigaku D/Max-2200 Ultima+/PC
- Tüp: Cu
- Gerilim: 40 kV
- Akım: 20 mA
- Dalga Boyu : (CuKα1) 1.54059 Å
- Tarama hızı: 1°/dk

Elde edilen XRD difraktogramları, difraktometre'ye bağlı olan bilgisayarda bulunan MDI Jade 7.0 yazılımında, ICDD (International Centre for Diffraction Data)'nin ICSD (Inorganic Crystal Structure Database) veri tabanına göre değerlendirilmiştir. Bu bağlamda, analiz sonucunda cihaz çıktısı olarak elde edilen difraktogramlardaki XRD desenleri, difraktometreye bağlı bilgisayardaki MDI Jade 7.0 yazılımında profil bazlı eşleştirmeler ve "Easy Quant" programındaki referans şiddet oranları (RIR) dikkate alınmıştır. Böylelikle örnekleri oluşturan ve XRD analizi ile cihazın algılama sınırları içerisinde algılanabilen kil mineralleri, tür ve bağıl bolluk olarak, (k=2 için) 0.01 genişletilmiş belirsizlik oranı (%1) ile belirlenmiştir.

3.5. SEM Morfolojik İç Yapı Analizi

Taramalı elektron mikroskobu (SEM) analizleri, elektron kaynağından gönderilen elektronların analizi yapılacak olan örnekle etkileşimi sonucunda alınan verilerden görüntü elde edilmesi yöntemine dayanmaktadır (metu.edu.tr).

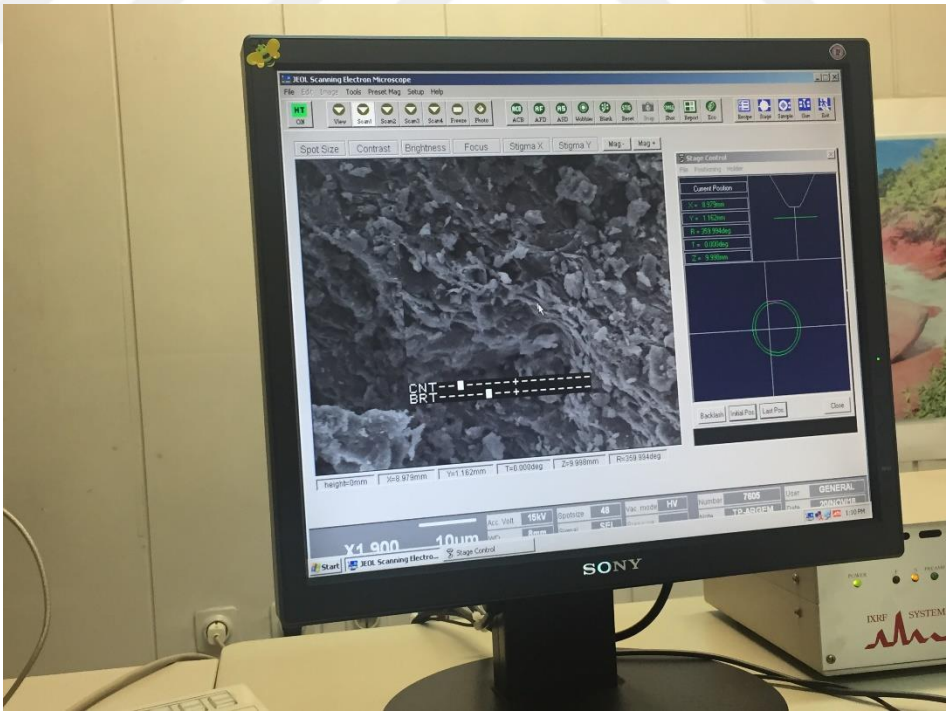
Analizde kullanılan elektron mikroskobu, örneğin mikroskoba yerleştirilmesi ve örneğin görüntülenmesi Şekil 3.4, 3.5 ve 3.6'de görülmektedir.



Şekil 3.4. Analizde kullanılan taramalı elektron mikroskobu



Şekil 3.5. Analizi yapılacak örneğin elektron mikroskobuna yerleştirilmesi



Şekil 3.6. Elektron mikroskobuna yerleştirilen örneğin görüntülenmesi

İncelenmek üzere gelen örneklerden temsil edici şekilde seçilen örnekler, bileşen görüntülerinin elde edilmesi ve mineral element bileşimlerinin belirlenmesi amacıyla JEOL JSM-6490LV taramalı elektron mikroskobu (SEM) ve bu mikroskoba bağlı IXRF enerji dağınımlı spektrometresi (EDS) kullanılarak analiz edilmiştir. SEM/EDS analizleri için örnekler, taşıyıcıların üzerine karbon yapıştırıcı yardımıyla yerleştirilerek 60°C fırında 2 saat boyunca kurutulmuştur. Kurutulan örnekler EMS-550X model kaplama cihazı ile iletken yüzey kazandırılması amacıyla 200Å kalınlığında altın ile kaplanmıştır. Kaplaması yapılan örnekler, JEOL JSM-6490LV ve IXRF-EDS-2004 cihazları ile birlikte aşağıdaki aletsel çekim koşullarında analiz edilmiştir:

- SEM Hızlandırıcı Gerilimi : 15 kV
- SEM Demet Akımı : 1 µA
- SEM Çalışma Uzaklığı : 5-48 mm
- EDS Analiz Programı : SQ
- EDS Düzeltme Programı : ZAF

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmada DMDA adlı kuyunun sondajı esnasında Dadaş Formasyonu'ndan kırıntı ve kesinti örnekleri alınarak detaylı olarak incelenmiştir. Alınan örneklerin piroliz, organik petrografi, XRD yarı nicel kil mineral analizi ve SEM morfolojik içyapı analizleri yapılmıştır. Daha sonra analiz sonuçlarıyla kuyudan alınan log verileri karşılaştırılarak incelenmiştir.

4.1 Piroliz Analizi

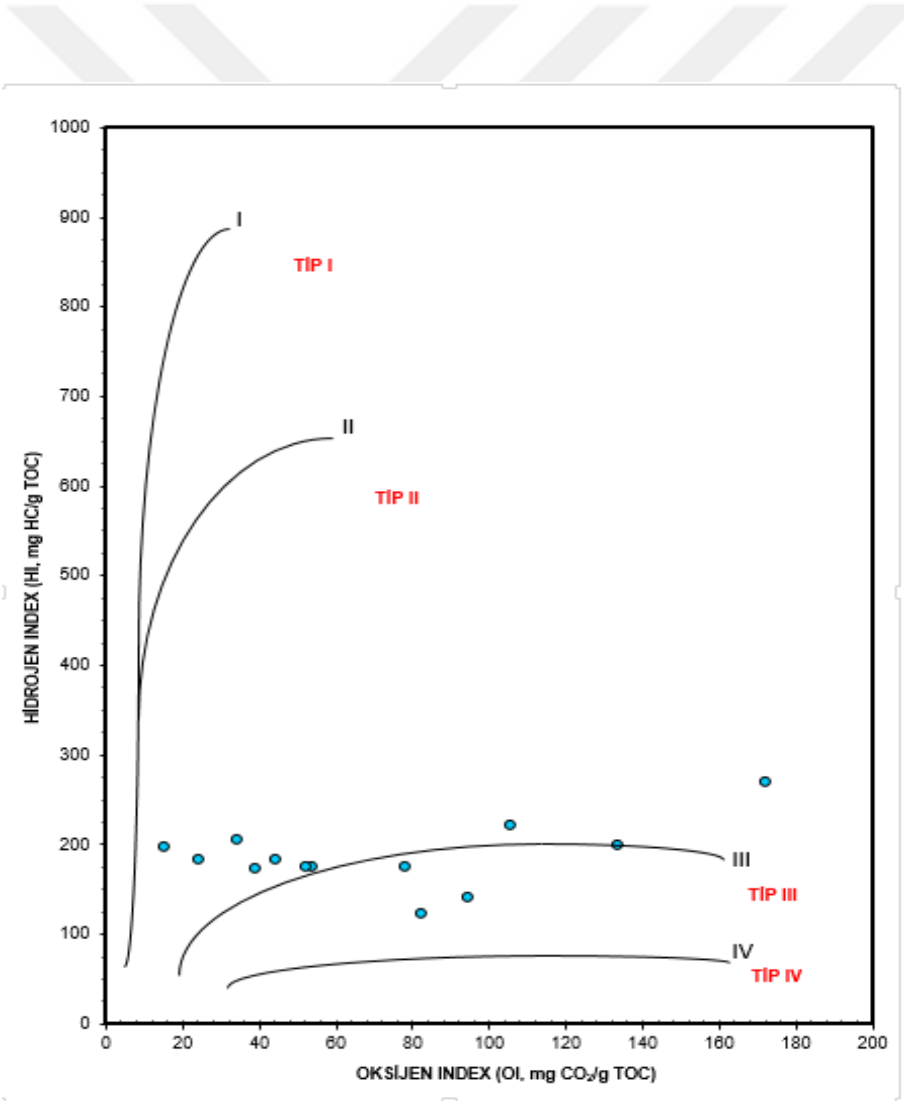
DMDA kuyusundan alınan 13 adet sondaj kesinti örneğinin piroliz analizi sonuçları Çizelge 4.1.'de görülmektedir. Örneklerin TOC değerleri ağırlıkça %1,10 ile %4,92 arasında farklılık göstermekle birlikte ortalama TOC değeri % 2,59 olarak ölçülmüştür. Tissot ve ark. (1984)'a göre DMDA kuyusunda kesilen Dadaş Formasyonu %2,59 TOC değeri ile yüksek kaynak kaya potansiyeline sahiptir. TOC değerleri DMDA-8,9 ve 10 örneklerinin olduğu derinliklerde en yüksek seviyelere çıkmaktadır. Örneklerin S2 değerleri ise 1,80 mg HC/g ve 9,81 mg HC/g arasında değişmektedir. Örneklerin ortalama S2 değerinin ise 4,86 mg HC/g olduğu görülmektedir. Espitalie (1982)'ye göre Dadaş Formasyonu bu kuyuda orta seviyede kaynak kaya özelliği göstermektedir. S2 değerleri TOC değerleri ile paralellik göstererek DMDA-8,9 ve 10 örneklerinin alındığı derinliklerde en yüksek değerlere ulaşmaktadır. Örneklerin Tmax değerlerine bakıldığında ise değerlerin 431°C ile 451°C arasında değiştiği ve ortalama Tmax değerinin ise 441°C olduğu görülmektedir. Espitalie (1977)'ye göre bu değer petrol penceresinde kalmaktadır. TOC ve S2 değerlerinin maksimum seviyede olduğu DMDA-8,9 ve 10 örneklerinin Tmax değerlerinin ortalaması da 448°C değerini vermekte ve aynı şekilde petrol penceresinde kalmaktadır.

Çizelge 4.1. DMDA kuyusundan alınan örneklerin piroliz analizleri (TOC: % ağırlıkça, S1,S2: mg hidrokarbon/ g kayaç, S3: mg CO2/ g kayaç, Tmax: °C, HI (hidrojen indeksi): (100xS2)/TOC, OI (oksijen indeksi): (100xS3)/TOC, PI (üretim indeksi): S1/S1+S2, RC (residüel karbon): TOC- [0,83(S1+S2)/10], PC (pirolize karbon): % ağırlıkça)

	TOC	S1	S2	S3	T_{max}	HI	OI	PI	RC (%)	PC (%)
DMDA-1	1,63	1,11	3,00	0,71	445	184	44	0,27	1,25	0,38
DMDA-2	1,40	0,94	2,80	1,86	438	200	133	0,25	1,02	0,38
DMDA-3	1,10	0,73	2,98	1,89	435	271	172	0,20	0,71	0,39
DMDA-4	1,69	1,18	3,77	1,77	432	223	105	0,24	1,21	0,48
DMDA-5	2,54	1,66	4,46	1,97	431	176	78	0,27	1,95	0,59

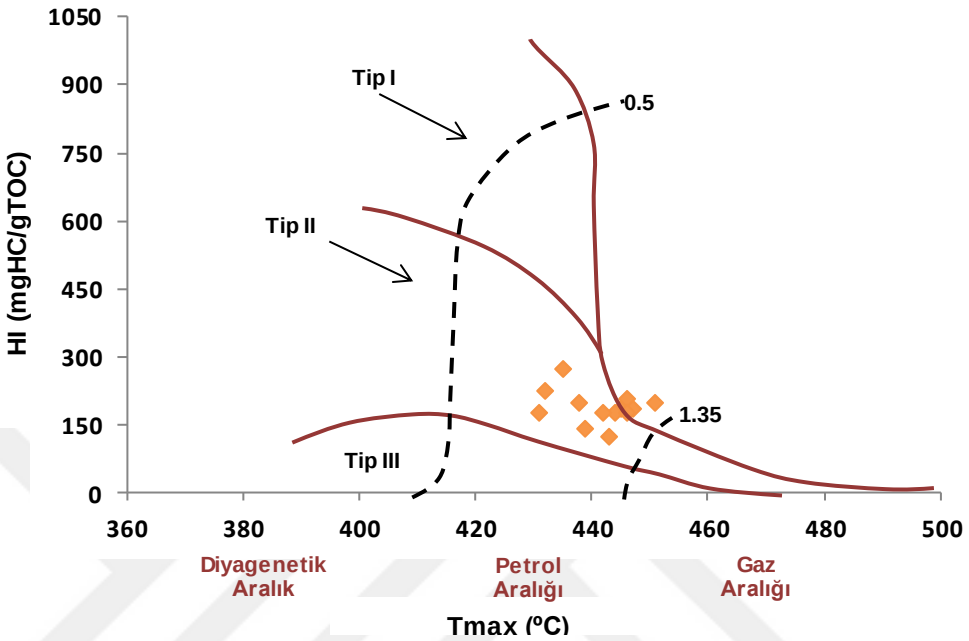
DMDA-6	1,83	1,22	3,22	0,97	444	176	53	0,27	1,42	0,41
DMDA-7	1,95	1,30	2,42	1,60	443	124	82	0,35	1,58	0,37
DMDA-8	4,48	2,53	9,28	1,54	446	207	34	0,21	3,44	1,04
DMDA-9	4,92	2,88	9,81	0,72	451	199	15	0,23	3,83	1,09
DMDA-10	4,91	2,35	9,06	1,19	447	185	24	0,21	3,91	1,00
DMDA-11	3,65	1,78	6,39	1,41	446	175	39	0,22	2,91	0,74
DMDA-12	2,35	1,51	4,14	1,23	442	176	52	0,27	1,83	0,52
DMDA-13	1,27	0,58	1,80	1,20	439	142	94	0,24	1,02	0,25

Şekil 4.1.'de örneklerin oksijen ve hidrojen indekslerinden yola çıkılarak organik madde sınıflandırması yapılmış ve bu kuyudan alınan Dadaş Formasyonu örneklerinin tamamının Tip-II ve Tip-III kerojen sınıfında olduğu görülmüştür.



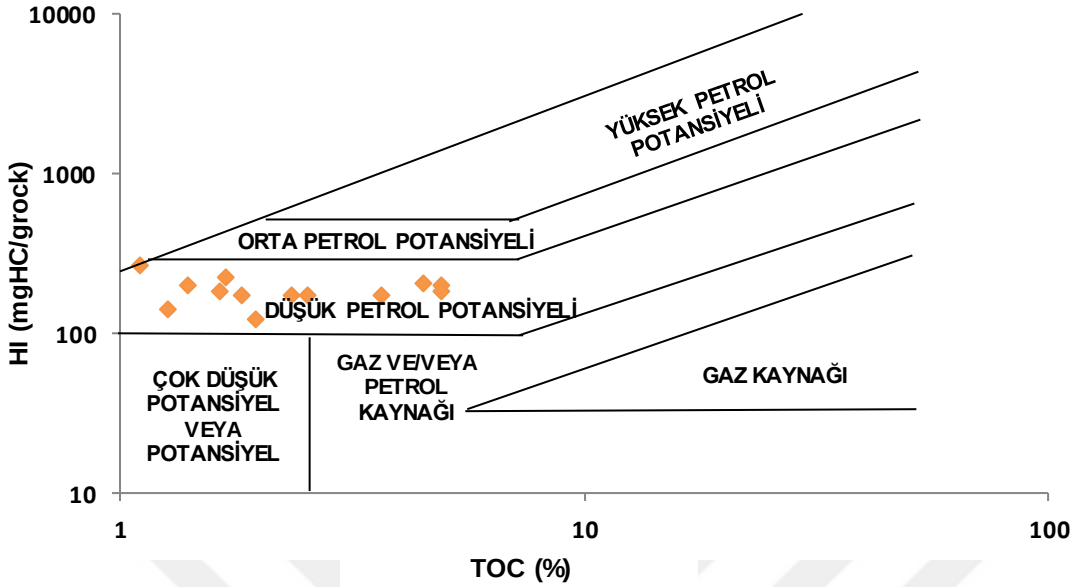
Şekil 4.1. DMDA kuyusundan alınan örneklerin HI-OI değerlerine bağlı organik madde sınıflandırma grafiği (Espitalie 1977)

Şekil 4.2.'de örneklerin hidrojen indeksi ve Tmax değerleri göz önünde bulundurularak organik madde sınıflaması yapılmıştır. Buna göre alınan örnekler çok yüksek oranda Tip II kerojen sınıfında ve petrol aralığında kalmaktadır.



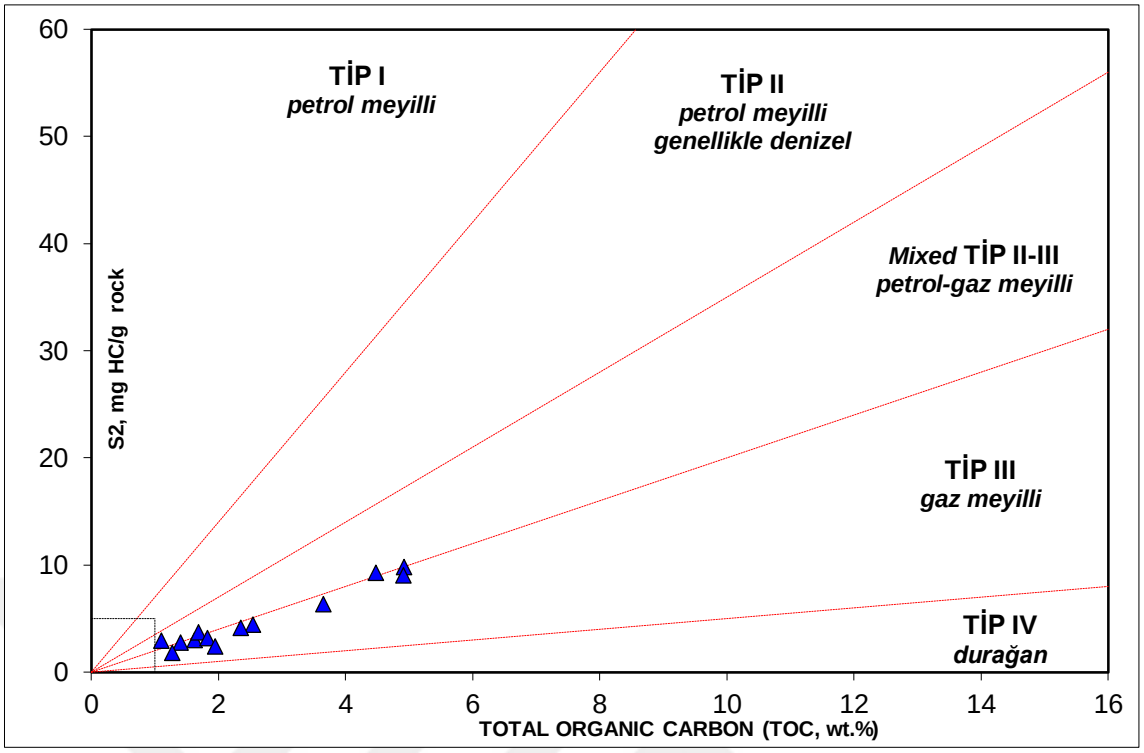
Şekil 4.2. DMDA kuyusundan alınan örneklerin HI-Tmax değerlerine bağlı organik madde sınıflandırma grafiği

Şekil 4.3'de örneklerin hidrojen indeksi ve TOC değerlerine bağlı olarak kaynak kaya potansiyelleri değerlendirilmiştir. Jackson (1985)'in sınıflandırmasına göre alınan örnekler düşük petrol potansiyelli kayaçlar olarak görünmektedir.



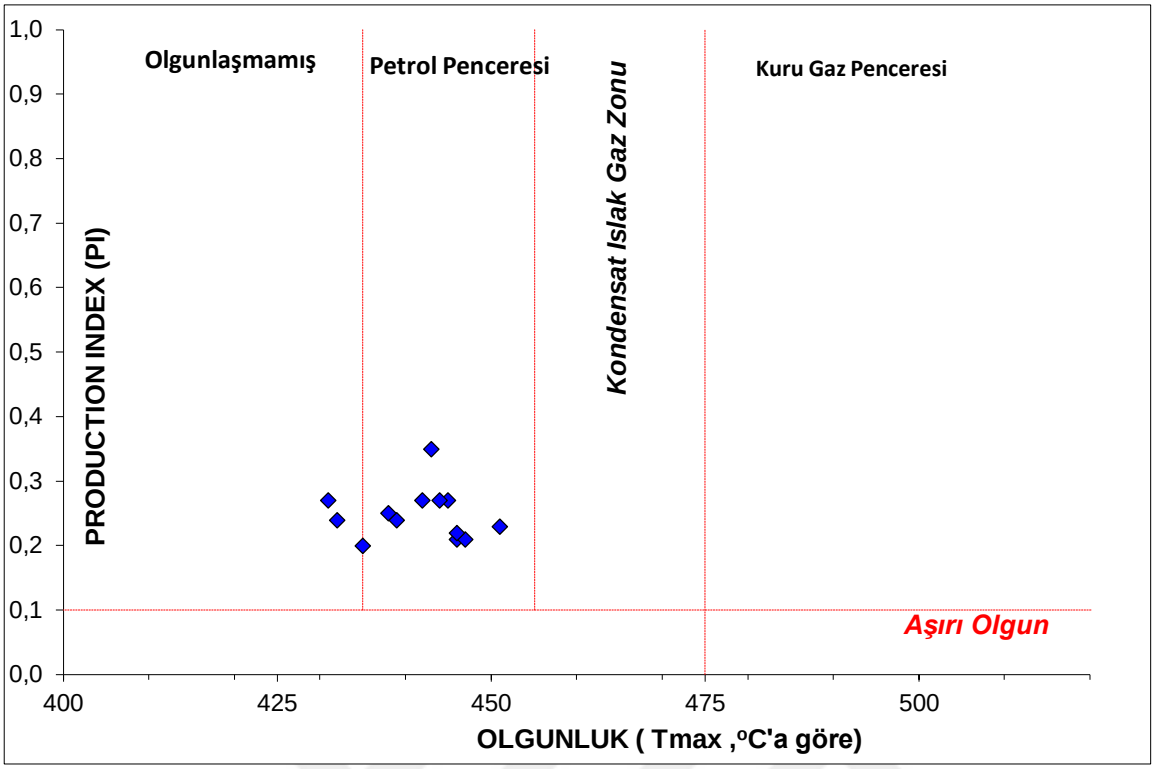
Şekil 4.3. DMDA kuyusundan alınan örneklerin HI-TOC değerlerine bağlı kaynak kaya potansiyeli sınıflandırma grafiği (Jackson 1985)

Şekil 4.4.'de örneklerin S2 ve TOC değerlerine bağlı olarak kaynak kaya potansiyelleri değerlendirildiğinde kayacın petrol-gaz ve gaz meyilli Tip II ve Tip III kerojen sınıfında olduğu görülmektedir.



Şekil 4.4. DMDA kuyusundan alınan örneklerin S2-TOC değerlerine bağlı kaynak kaya potansiyeli sınıflandırma grafiği (Jarvie 2005)

Şekil 4.5.'de ise örneklerin üretim indeksi ve Tmax değerlerine bağlı olarak kaynak kaya potansiyelleri değerlendirilmiştir. Buna göre kayacın petrol zonunda olduğu ve gaz üretim zonunda olmadığı görülmüştür.



Şekil 4.5. DMDA kuyusundan alınan örneklerin PI-Tmax değerlerine bağlı kaynak kaya potansiyeli sınıflandırma grafiği (Jarvie 2005)

4.2 Organik Petrografi Analizi

DMDA kuyusundan alınan örnekler organik petrografi analizine tabi tutulmuşlardır. Analiz sonuçlarına göre tüm örnekler yüksek oranda amorf kaynaklıdır. Özellikle piroliz analizinde yüksek TOC ve S2 değeri içeren DMDA-8,9 ve 10 numaralı örnekler neredeyse tamamen amorf kaynaklıdır (Çizelge 4.2.).

Çizelge 4.2. DMDA kuyusundan alınan örneklerin organik petrografi analizleri

	Amorf (%)	Otsu (%)	Odunsu (%)	Kömürsü (%)
DMDA-1	60	35	5	0
DMDA-2	70	29	1	0
DMDA-3	64	30	5	1
DMDA-4	70	28	2	0
DMDA-5	50	45	0	5
DMDA-6	55	35	5	5
DMDA-7	85	10	3	2
DMDA-8	95	5	0	0
DMDA-9	100	0	0	0

DMDA-10	95	5	0	0
DMDA-11	95	5	0	0
DMDA-12	95	5	0	0
DMDA-13	60	40	0	0

4.3. XRD Yarı Nicel Kil Mineral Analizi

XRD yarı nicel kil mineral analiz sonuçları incelendiğinde örneklerin ortalama % 73 illit, % 19,5 kaolinit içerdiği görülmüştür (Çizelge 4.3.). Bu verilerde Dadaş Formasyonu'nun belirli kısımlarında derinliğe bağlı olarak mineral yoğunluğunun çeşitlilik gösterdiği, özellikle 3490-3500 metre derinliğinde illit yoğunluğunun maksimum seviyelere ulaştığı tespit edilmiştir. Ayrıca etilen glikol buharına doyurulmuş örneklerin difraktogramları ile analiz edilmiş difraktogramları çıkarılmıştır (Ek 1-26).

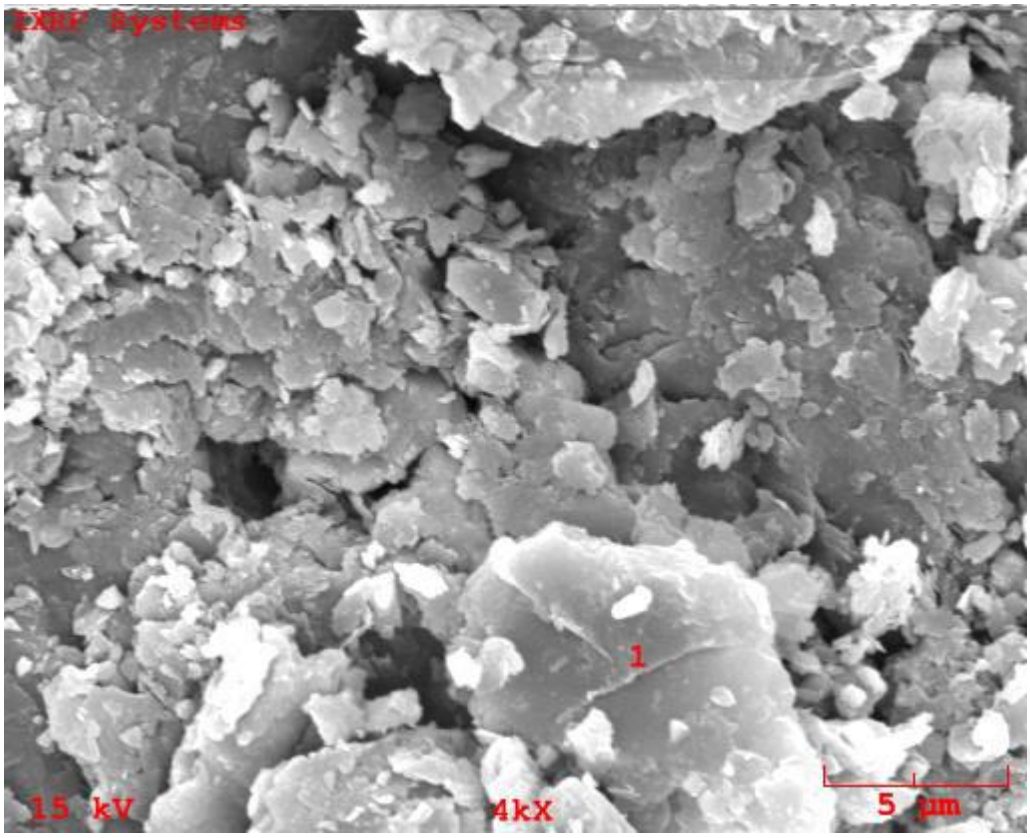
Çizelge 4.3. DMDA kuyusundan alınan örneklerin XRD yarı nicel kil mineral analizleri

	İllit (%)	**Smektit (%)**	**Kaolinit (%)**	**Klorit (%)**
DMDA-1	63	1,9	31	4,2
DMDA-2	65	2,3	29,9	2,8
DMDA-3	75,7	1,3	20,6	2,4
DMDA-4	75,3	1,3	20,1	3,3
DMDA-5	70	2,6	24,2	3,3
DMDA-6	62,4	5,7	27,7	4,2
DMDA-7	78,6	4,7	13,8	2,9
DMDA-8	88,6	3,7	5,8	1,9
DMDA-9	80,1	6,7	9	4,3
DMDA-10	78,2	3,3	12,3	6,2
DMDA-11	74,6	1,9	16,9	6,6
DMDA-12	69,7	3	20,4	6,9
DMDA-13	68,7	4,2	22,2	4,9

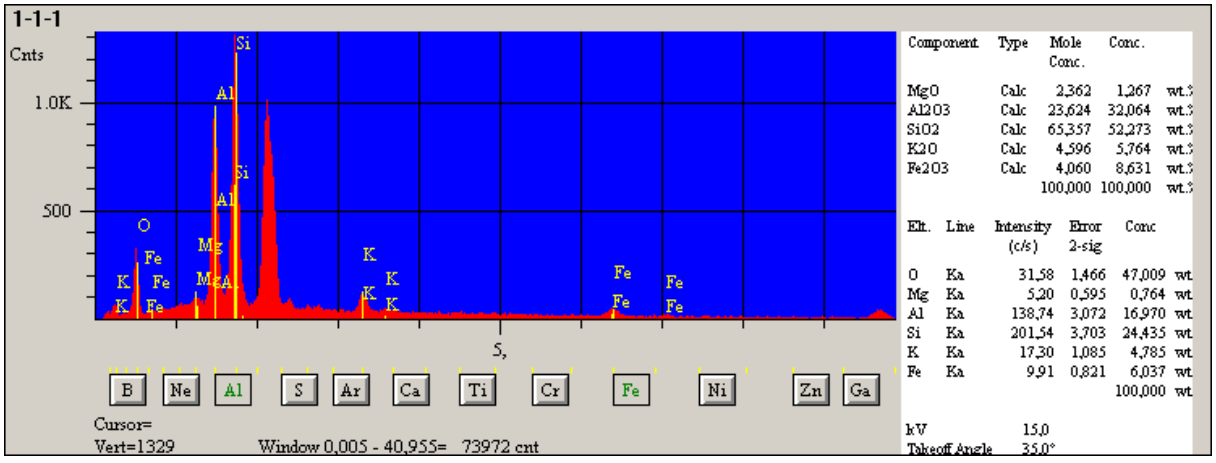
4.4. SEM Morfolojik İç Yapı Analizi

SEM analizleriyle alınan her örneğin görüntülenmesi sağlanmış ve EDS analiz spektrumları çıkarılmıştır. Yapılan analizler sonucunda illit mineralleri içerisinde sırasıyla en çok silisyum, alüminyum ve kükürt elementleri, barit mineralleri içerisinde sırasıyla en çok kükürt ve baryum elementleri görülmüştür (Şekil 4.6-34). TOC değerinin maksimum olduğu (% 4,92) DMDA-9 örneğinin içyapısı (Şekil 4.23.) ile TOC değerinin

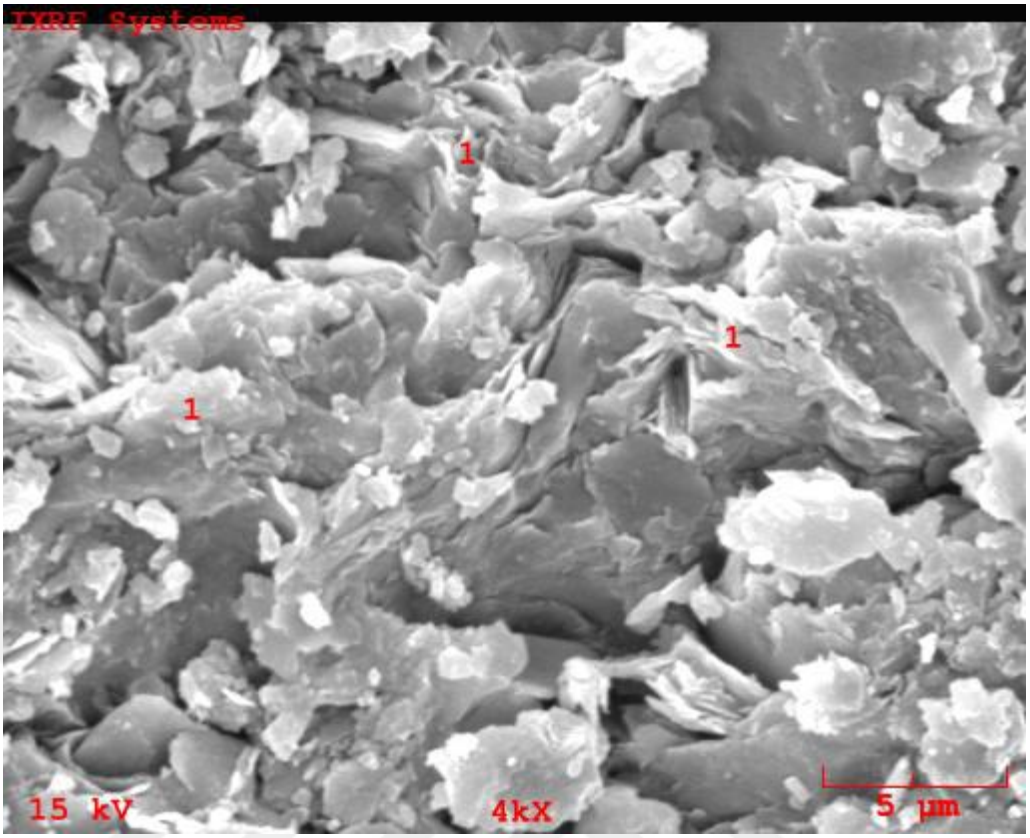
minimum olduğu (%1,10) DMDA-3 örneğinin içyapısı (Şekil 4.10.) karşılaştırıldığında DMDA-3 örneğinin daha yoğun ve boşluksuz bir yapıya sahip olduğu görülürken, DMDA-9 örneğinin iç yapısının daha boşluklu bir iç yapıya sahip olduğu görülmüştür.



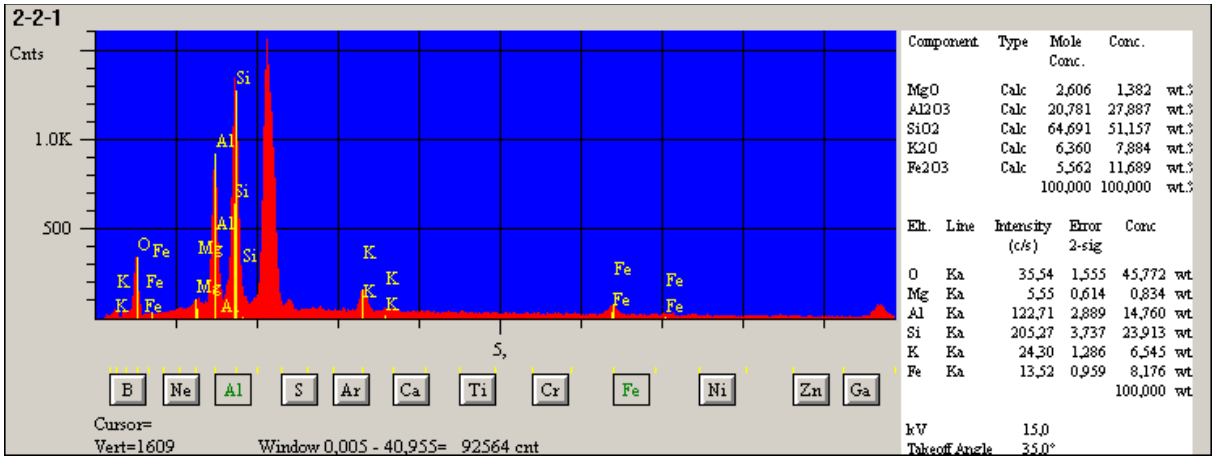
Şekil 4.6. DMDA-1 nolu örneğin illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik iç yapı görüntüsü. (1: illit)



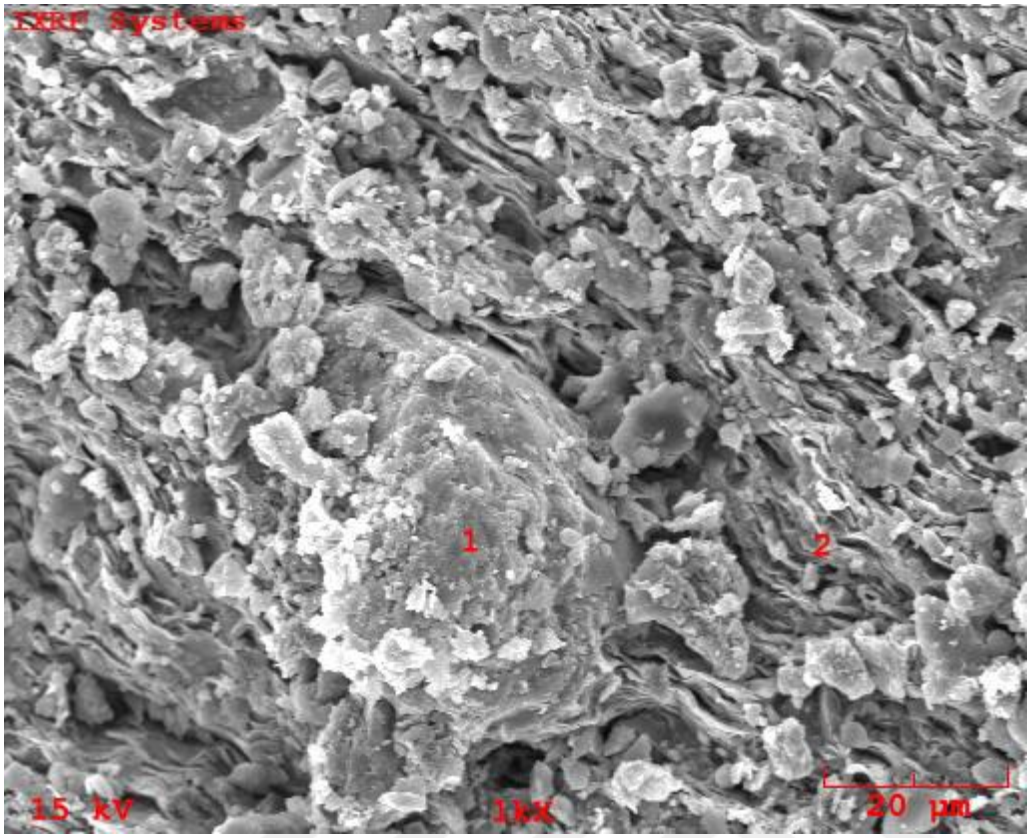
Şekil 4.7. Şekil 4.6'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



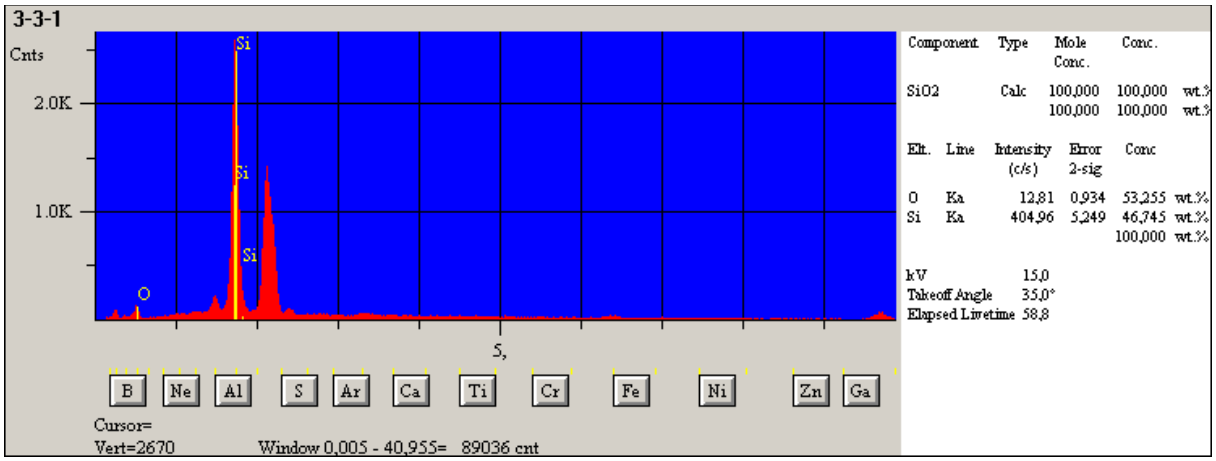
Şekil 4.8. DMDA-2 nolu örneğin illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik iç yapı görüntüsü. (1: illit)



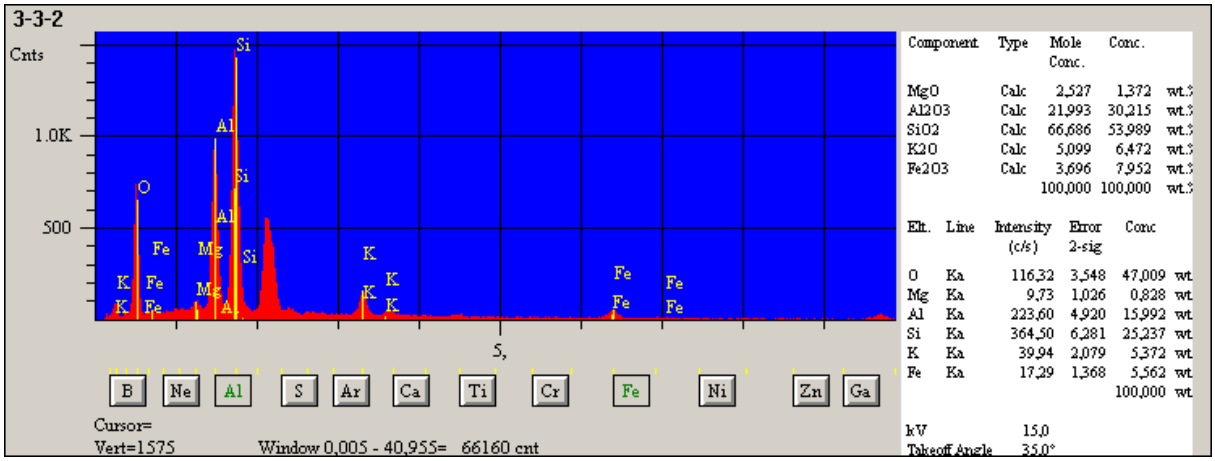
Şekil 4.9. Şekil 4.8'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



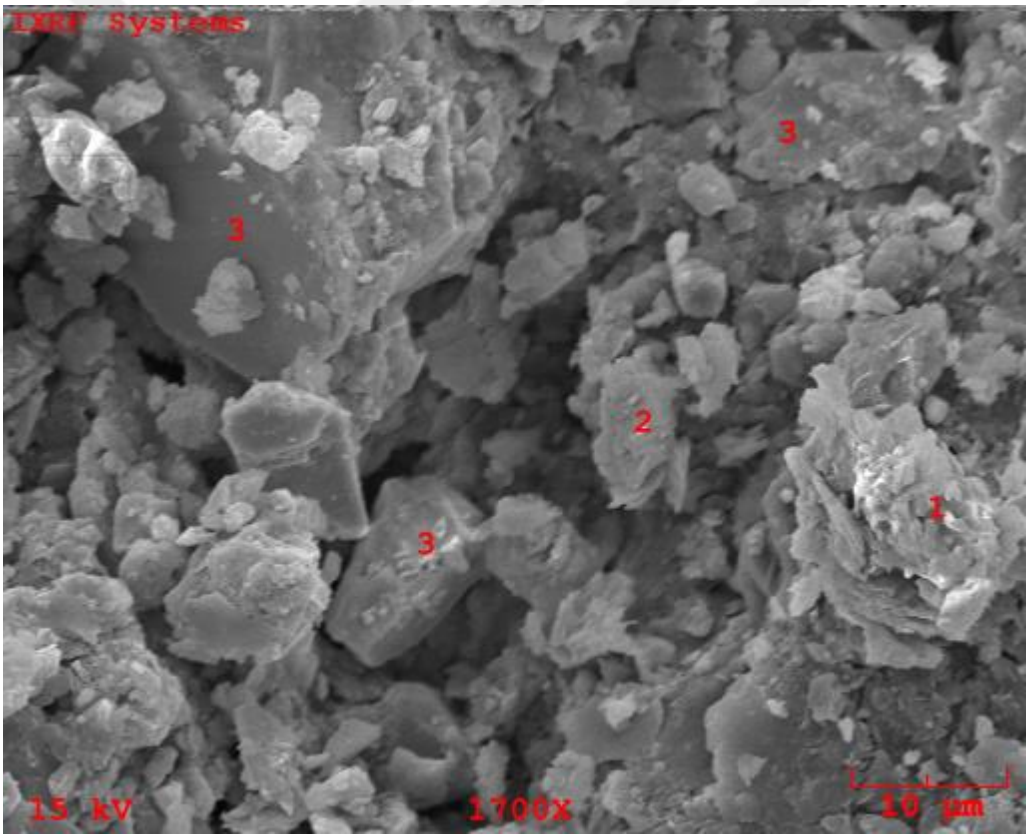
Şekil 4.10. DMDA-3 nolu örneğin kuvars ve illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik iç yapı görüntüsü. (1: kuvars, 2: illit)



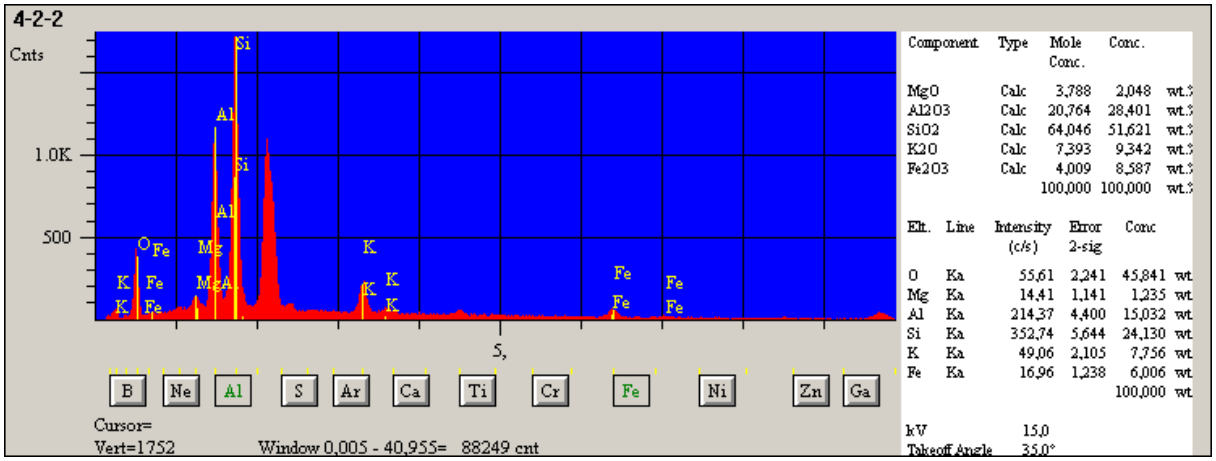
Şekil 4.11. Şekil 4.10.'da gözlenen kuvars minerallerine ait EDS analiz spektrumu



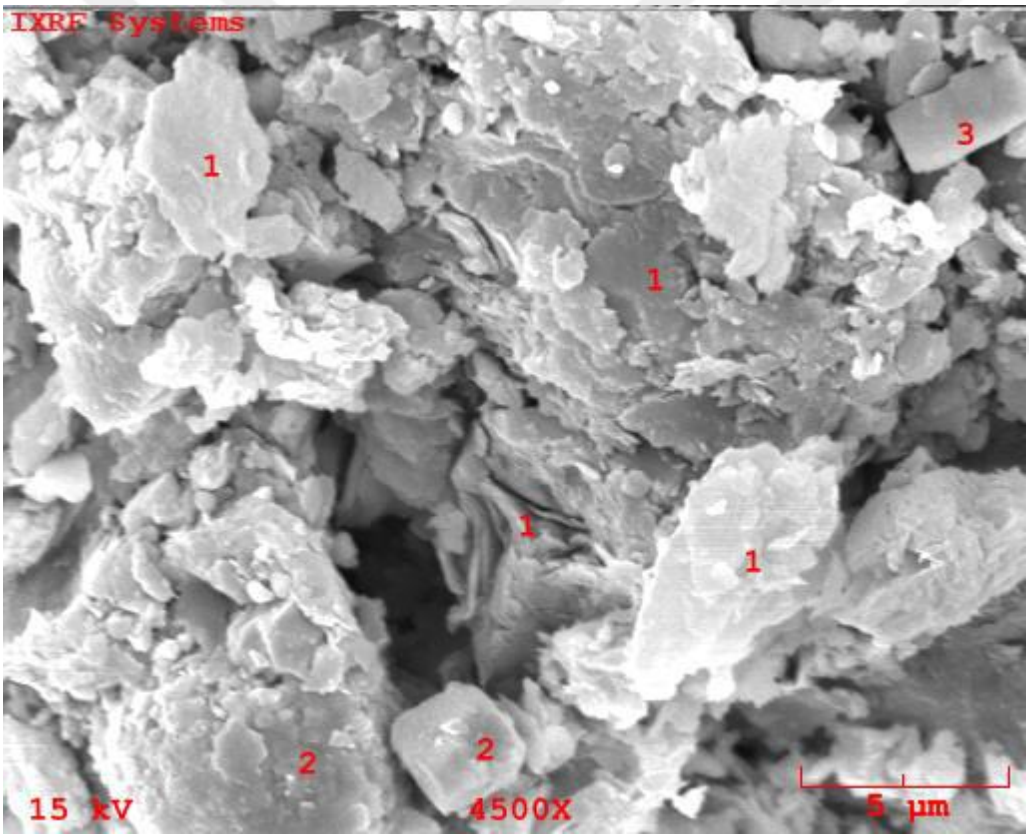
Şekil 4.12. Şekil 4.10.'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



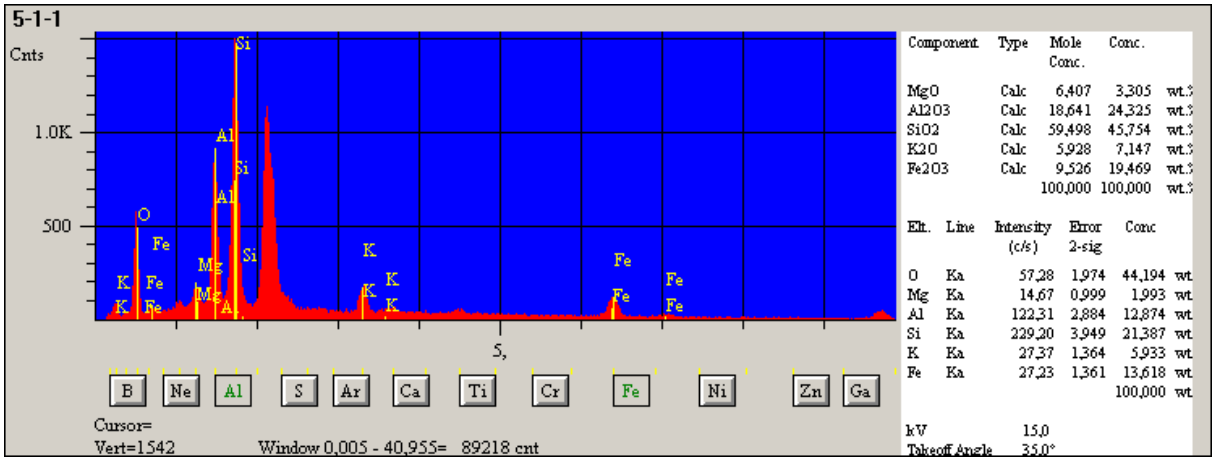
Şekil 4.13. DMDA-4 nolu örneğin karışık tabakalı illit-smektit, illit ve barit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: karışık tabakalı illit-smektit, 2: illit, 3: barit)



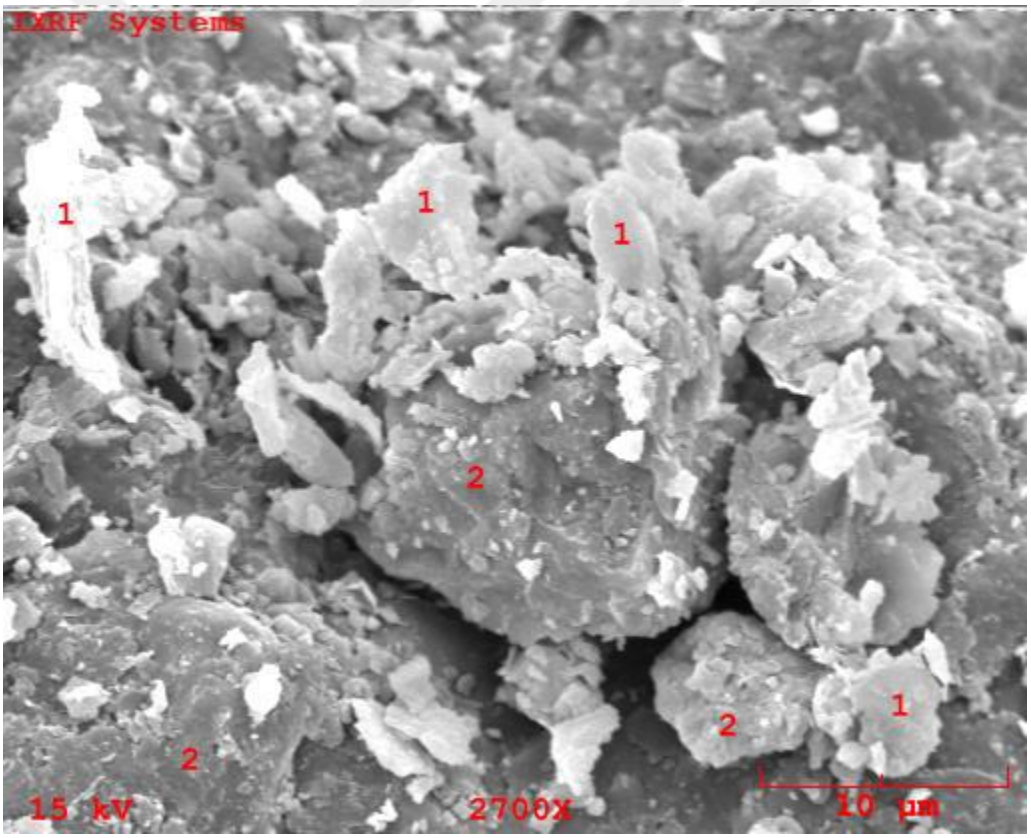
Şekil 4.14. Şekil 4.13.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



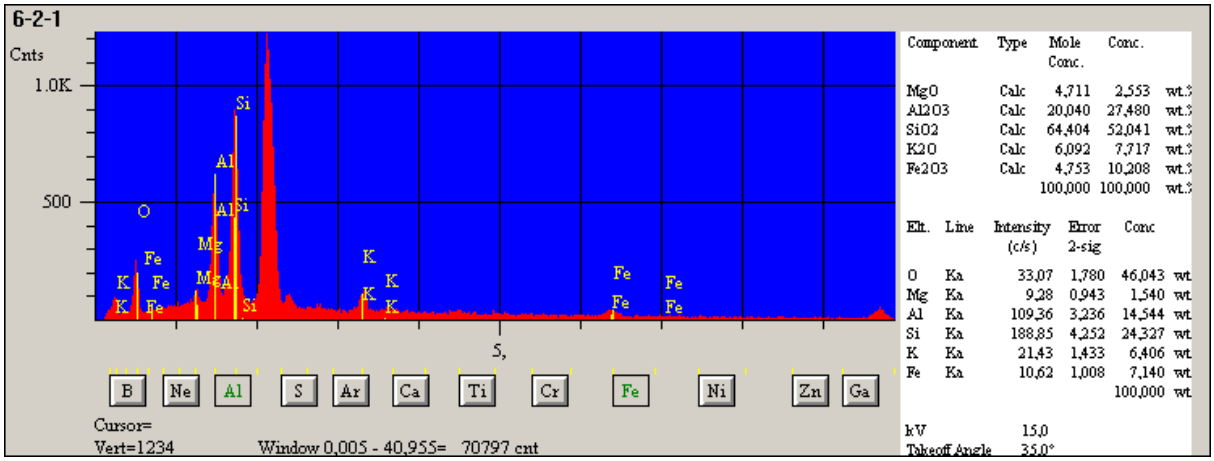
Şekil 4.15. DMDA-5 nolu örneğin illit, pirit ve barit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: pirit, 3: barit)



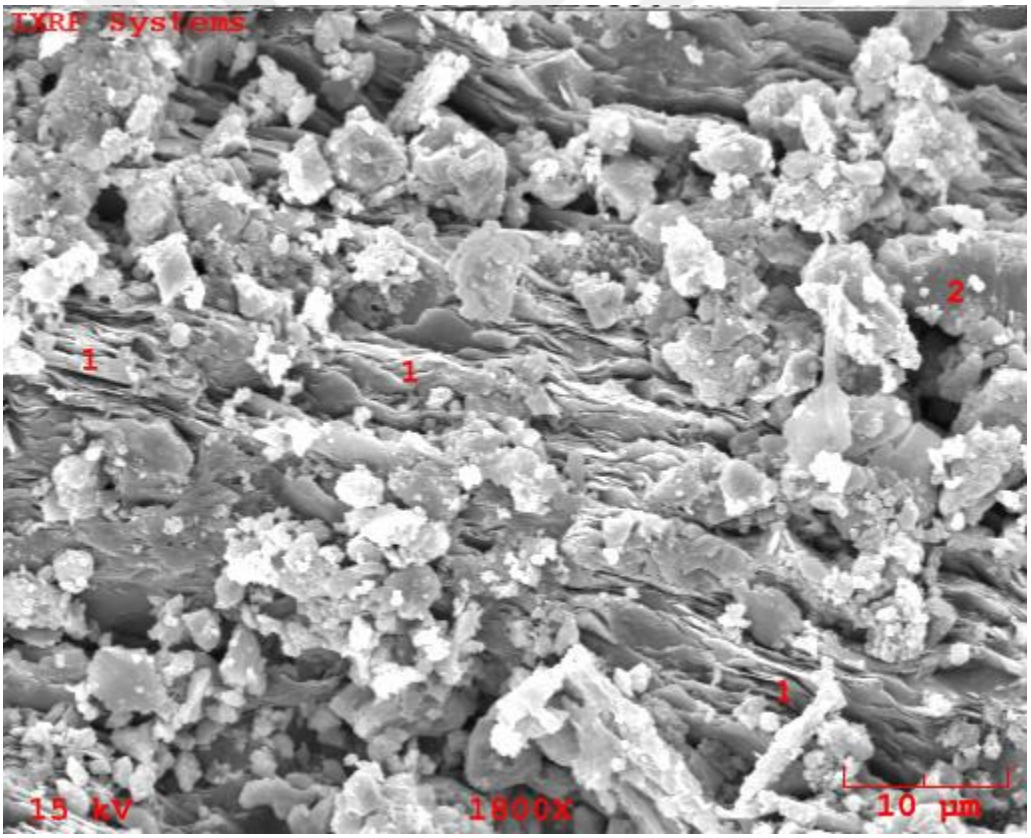
Şekil 4.16. Şekil 4.15.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



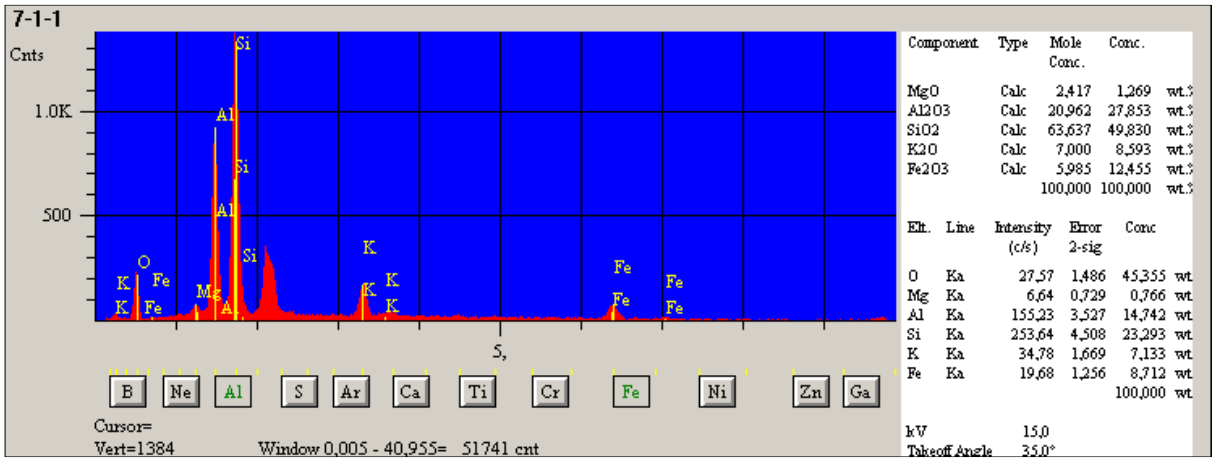
Şekil 4.17. DMDA-6 nolu örneğin illit ve dolomit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: dolomit)



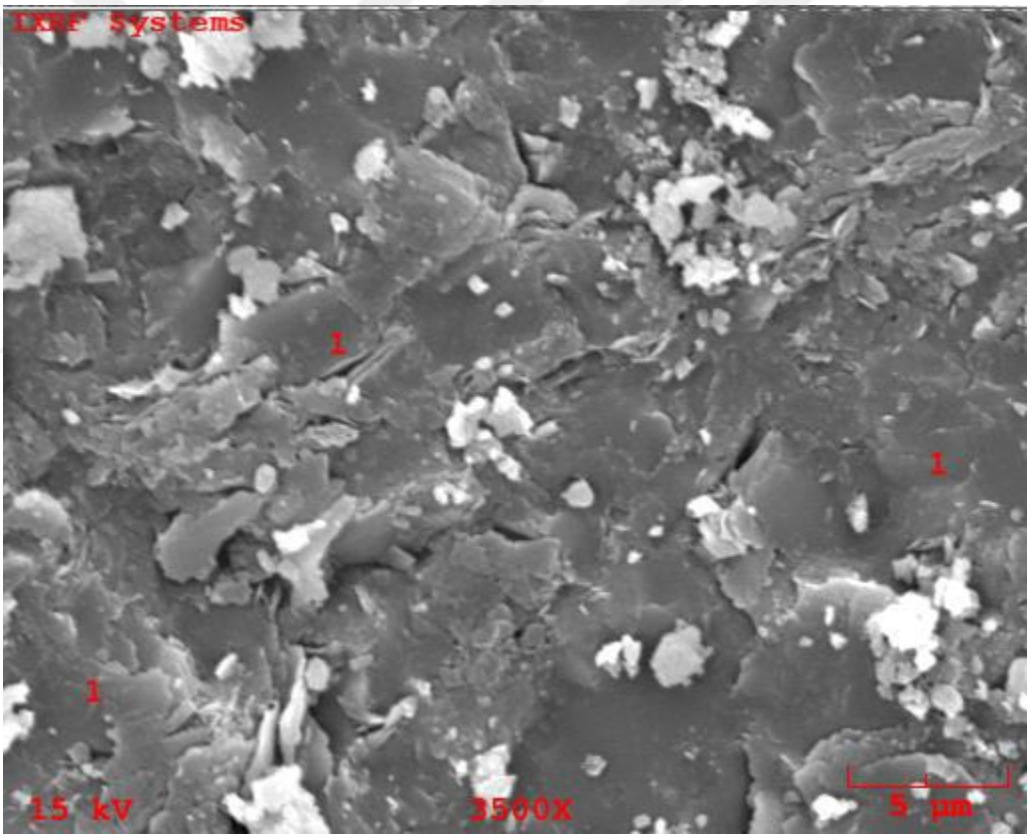
Şekil 4.18. Şekil 4.17.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



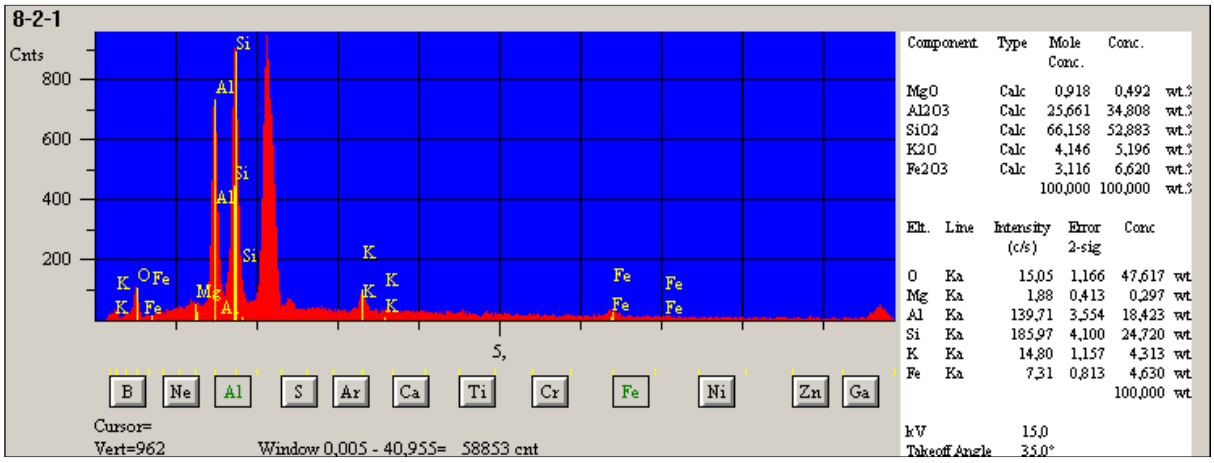
Şekil 4.19. DMDA-7 nolu örneğin illit ve kalsit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: kalsit)



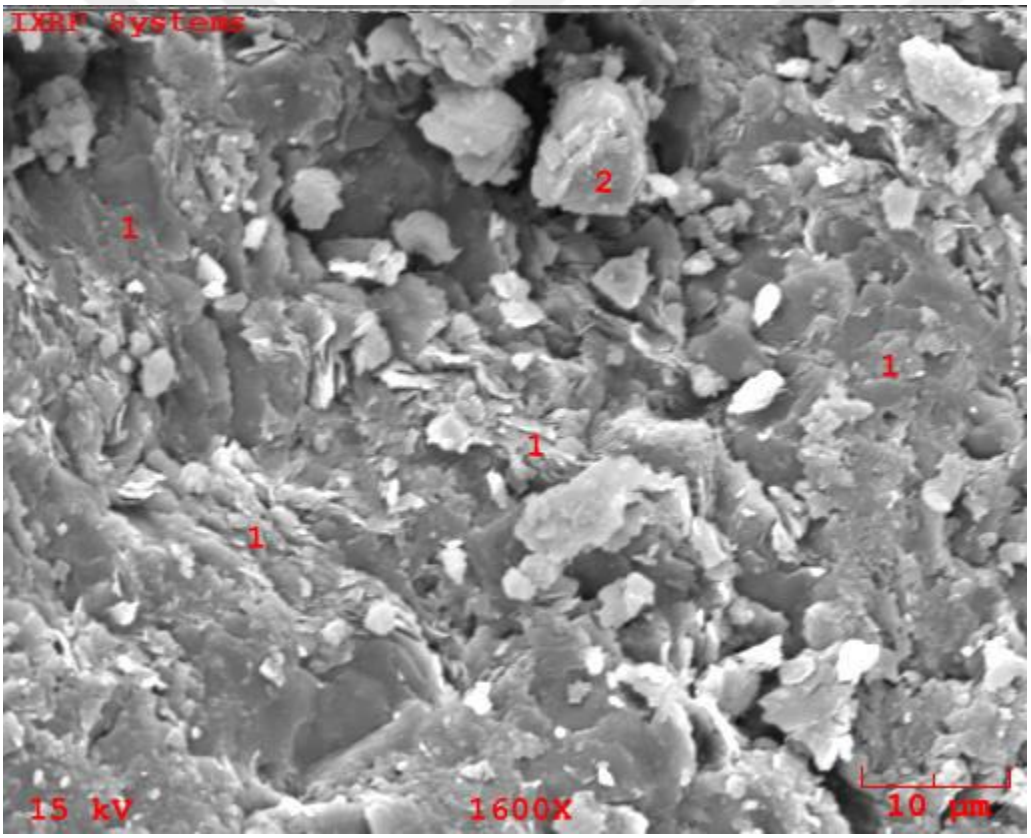
Şekil 4.20. Şekil 4.19.'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



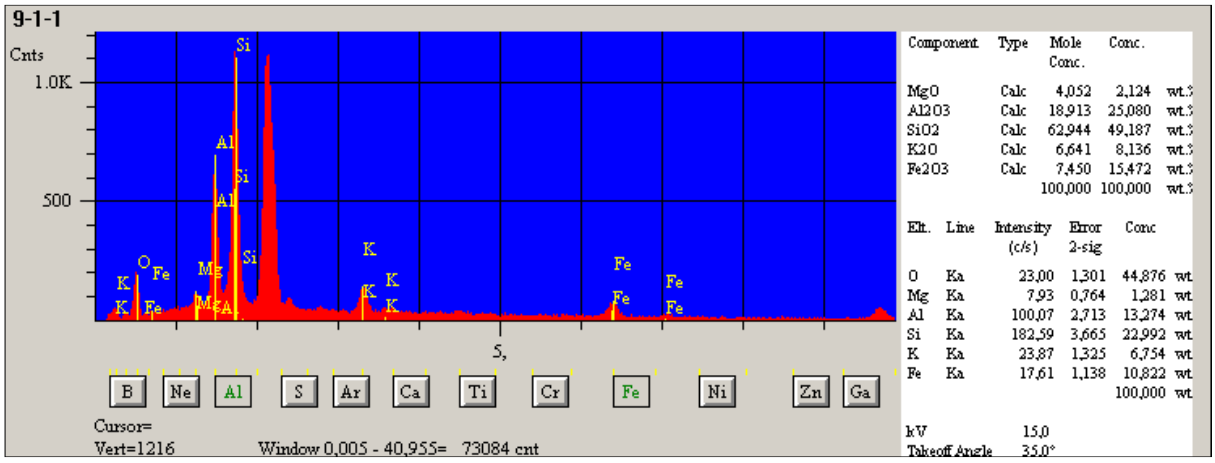
Şekil 4.21. DMDA-8 nolu örneğin illit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit)



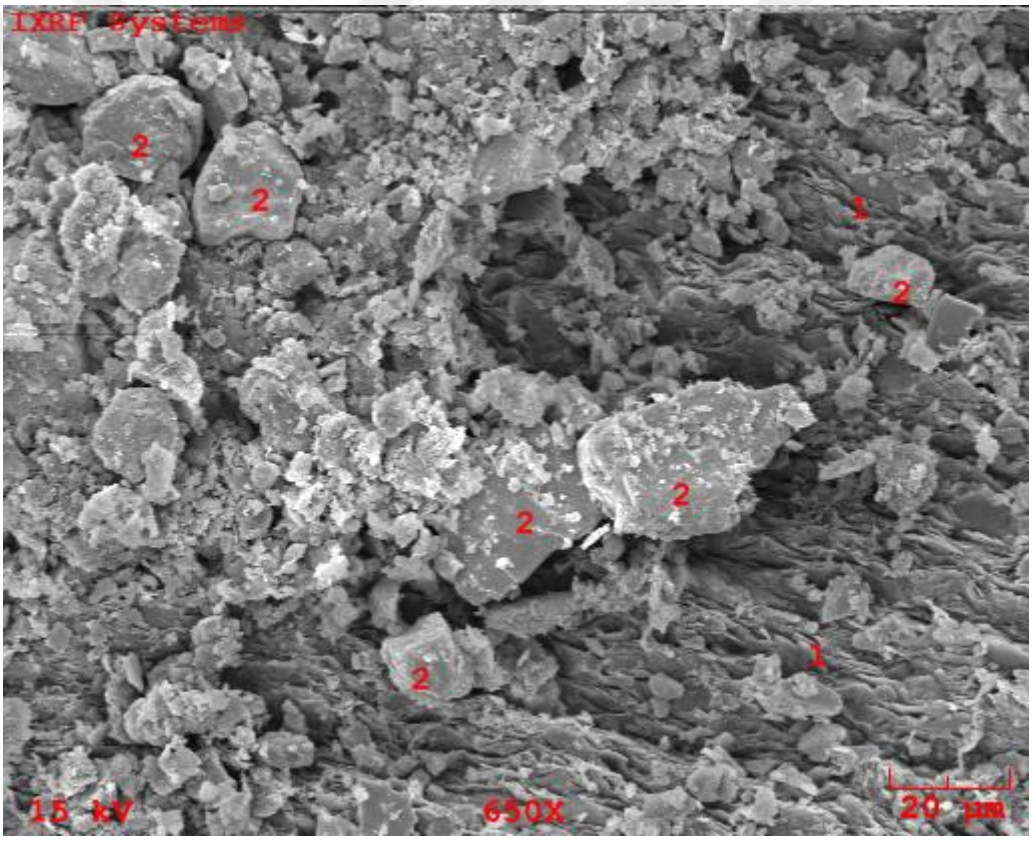
Şekil 4.22. Şekil 4.21.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



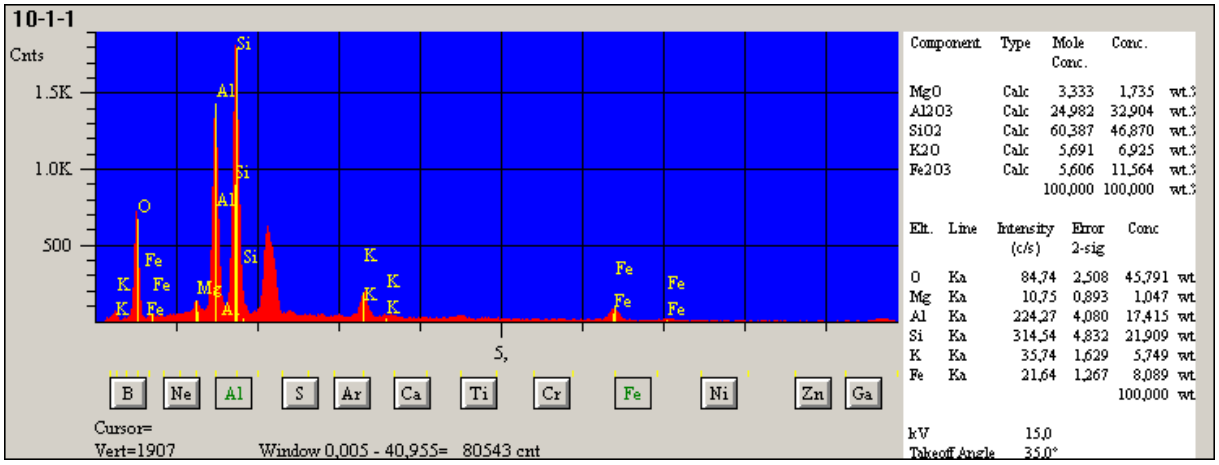
Şekil 4.23. DMDA-9 nolu örneğin illit ve kuvars minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: kuvars)



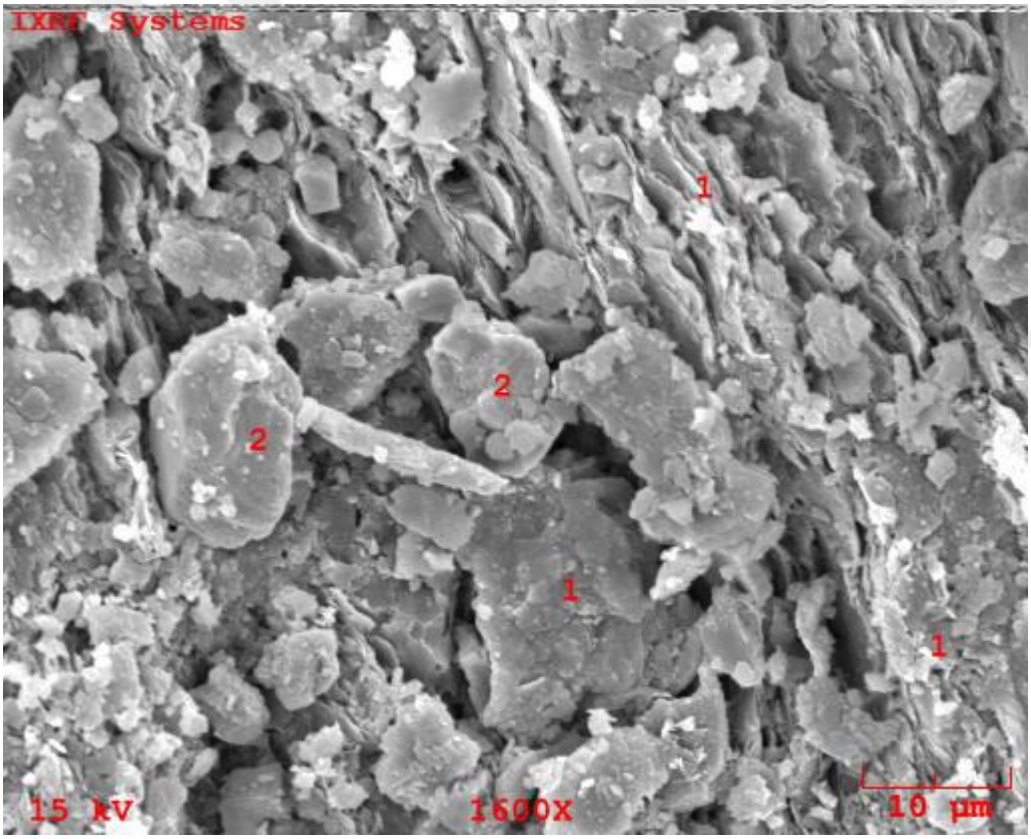
Şekil 4.24. Şekil 4.23.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



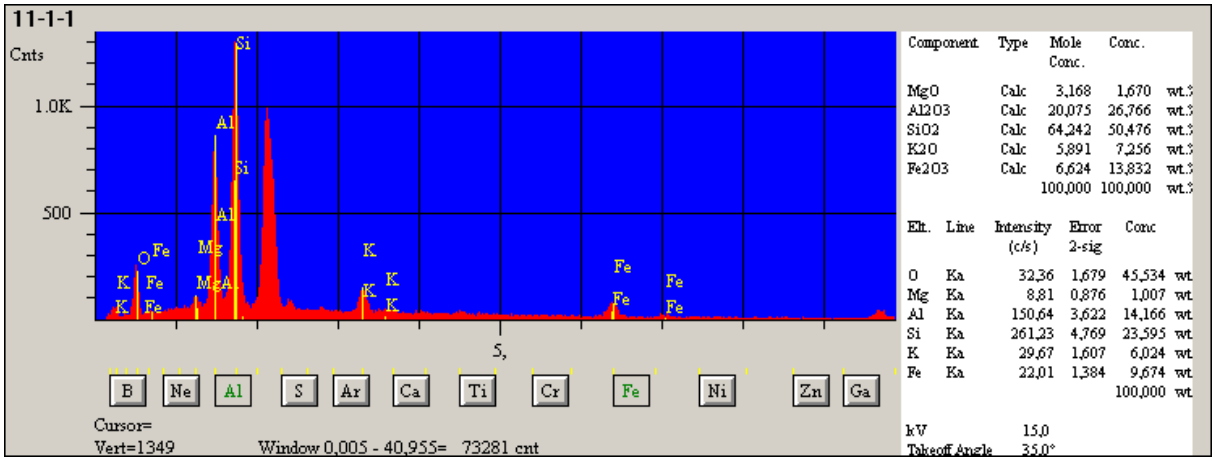
Şekil 4.25. DMDA-10 nolu örneğin illit ve kuvars minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: barit)



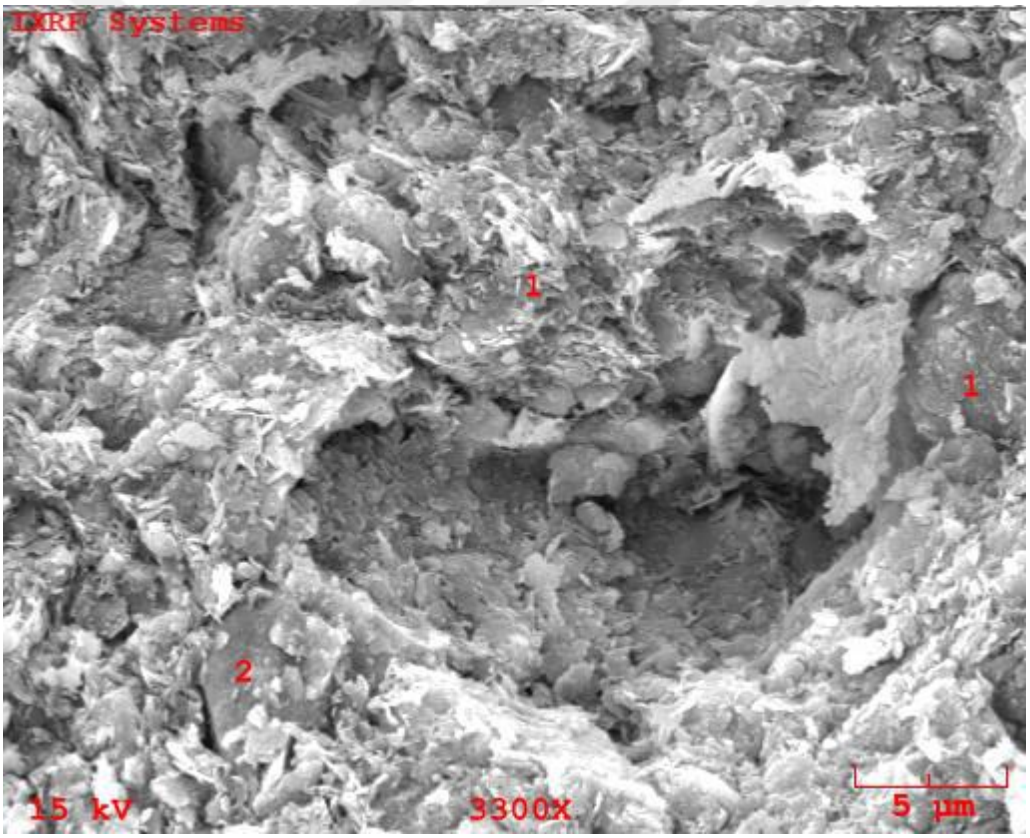
Şekil 4.26. Şekil 4.25'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



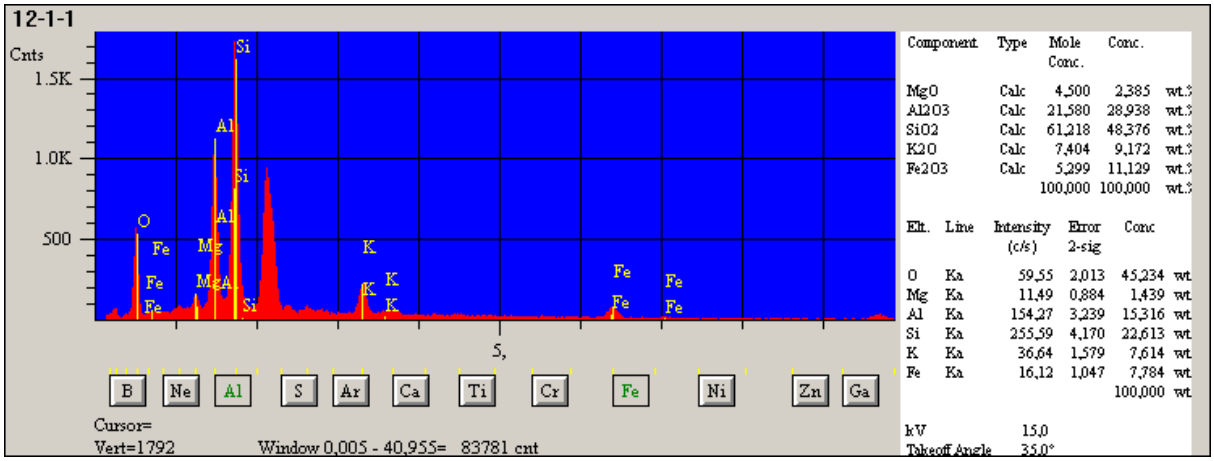
Şekil 4.27. DMDA-11 nolu örneğin illit ve kuvars minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: barit)



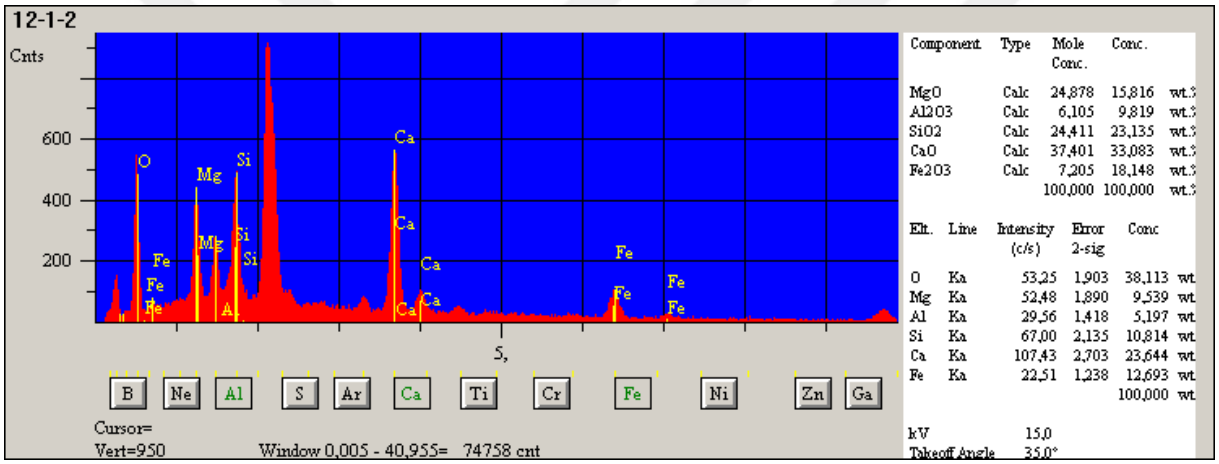
Şekil 4.28. Şekil 4.27.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



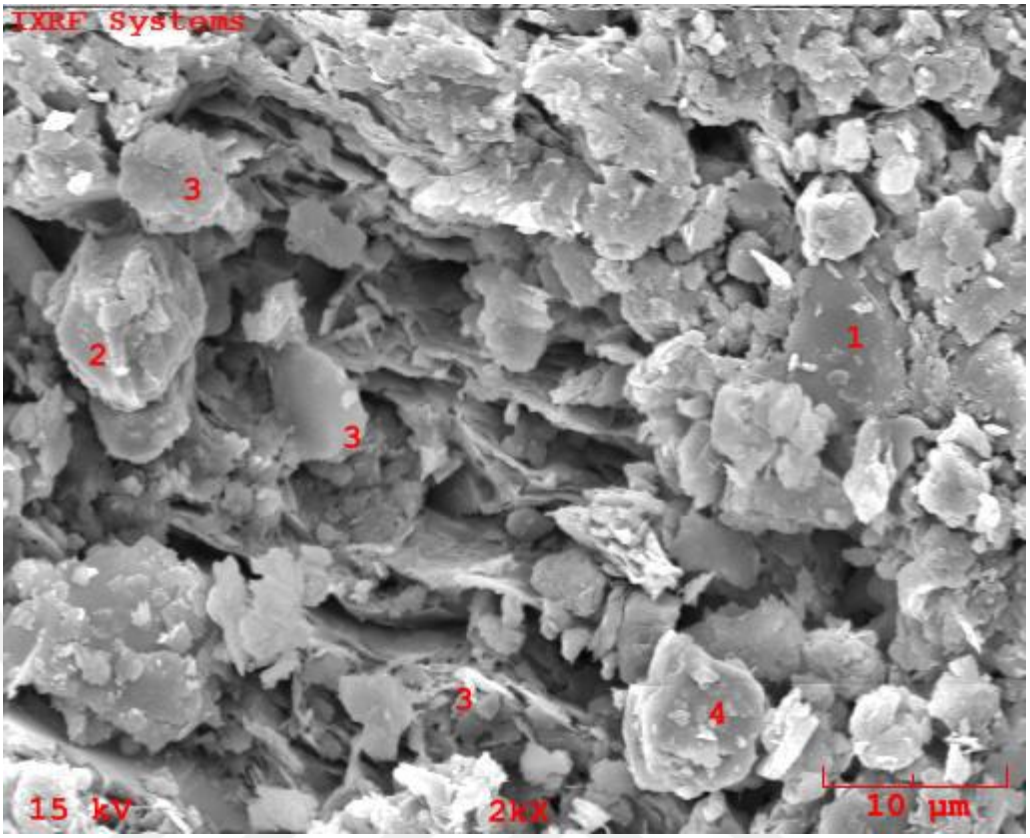
Şekil 4.29. DMDA-12 nolu örneğin illit ve plajioklas minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: illit, 2: plajioklas)



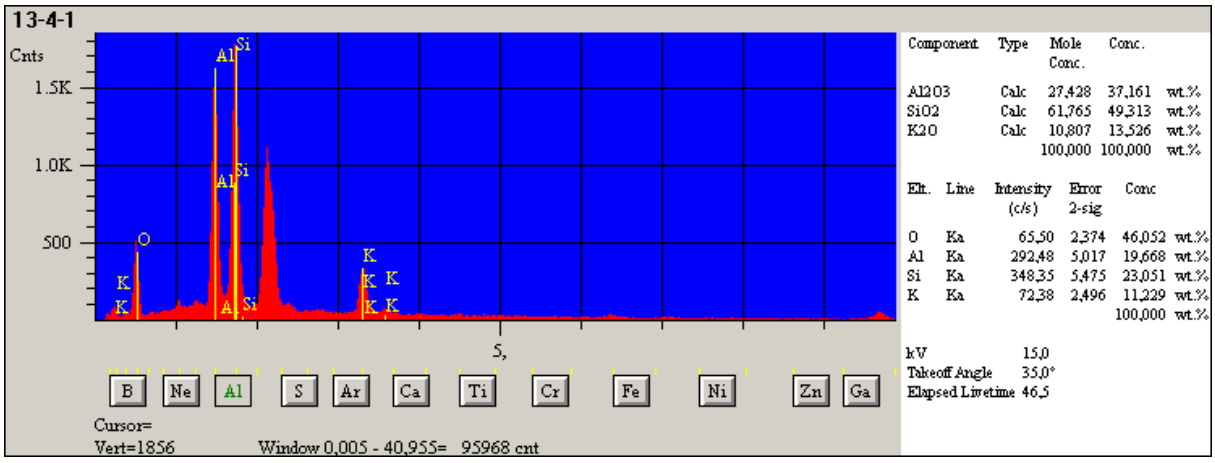
Şekil 4.30. Şekil 4.29.'da gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu



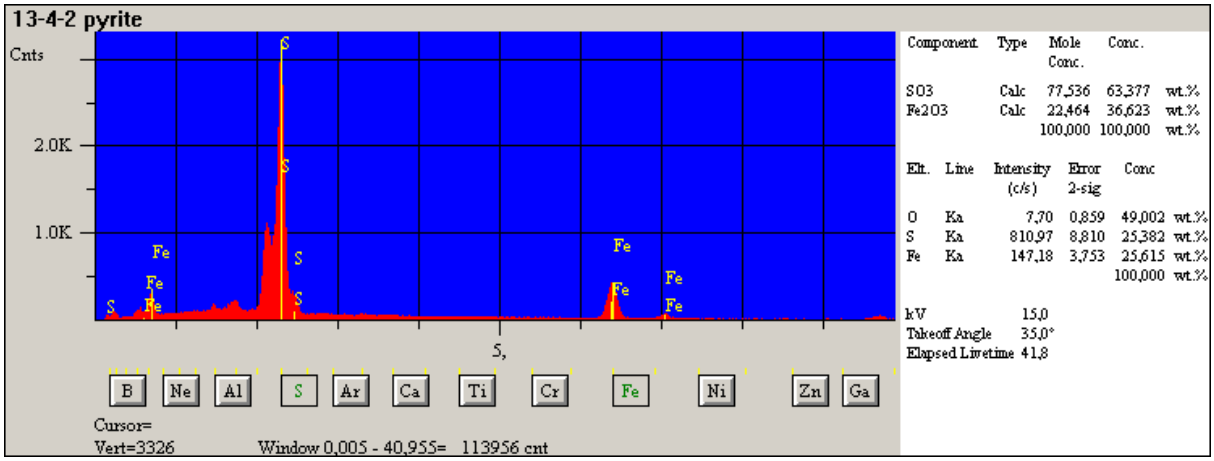
Şekil 4.31. Şekil 4.29.'da gözlenen plajioklas minerallerine ait EDS analiz spektrumu



Şekil 4.32. DMDA-13 nolu örneğin muskovit, pirit, illit ve barit minerallerinin yoğun olarak gözlendiği SEM morfolojik içyapı görüntüsü. (1: muskovit, 2: pirit, 3: illit, 4: barit)



Şekil 4.33. Şekil 4.32.'de gözlenen muskovit minerallerine ait EDS analiz spektrumu

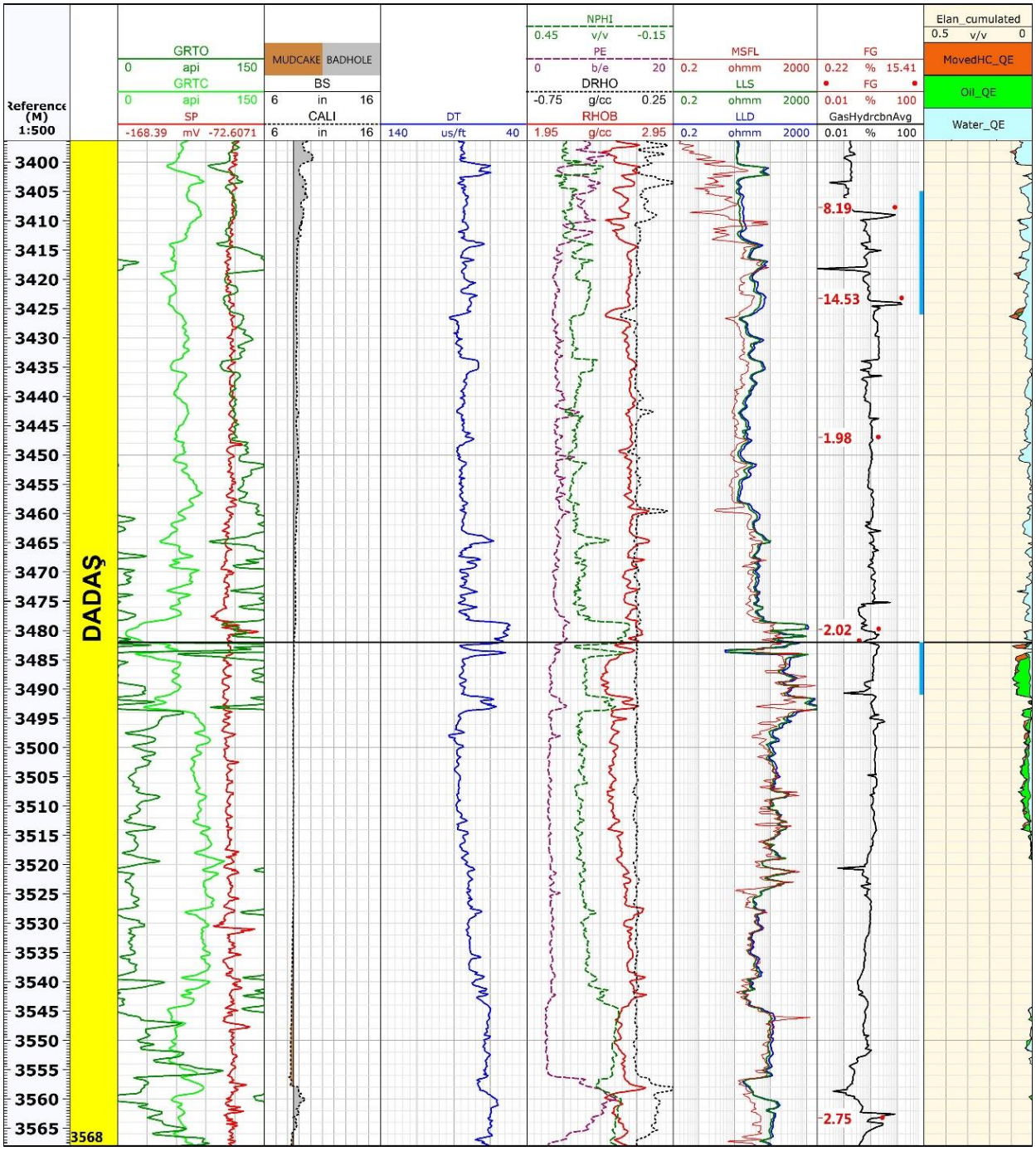


Şekil 4.34. Şekil 4.32.'de gözlenen illit minerallerine ait EDS analiz spektrumu

4.5. DMDA Kuyusundan Alınan Kuyu Logları

DMDA kuyusunun sondajı sırasında ve sonrasında kuyudan alınan self potansiyel (SP), gamma ray (GR), latero log (LLD), ortalama gaz ve hidrokarbon varlığını gösteren log (GasHydrcrbnAvg), su, petrol ve taşınan petrol varlığın gösteren (Elan_cumulated) log verileri Şekil 4.35.'de gösterilmiştir.

SP, GR ve LLD loglarının kombine şekilde gösterildiği Şekil 4.35.'de 3400-3465 metre derinliklerinde GRTO (gamma ray total) log verilerinden formasyonda kil varlığı görülmekte, 3465-3495 metreler arasında ise kil miktarının düştüğü görülmektedir. 3480-3495 metreler arasında LLD (laterolog) değerleri ise maksimum değerlere ulaştığından bu aralıkta iletkenliğin azaldığı anlaşılmakta dolayısıyla hidrokarbon varlığı yorumu yapılabilmektedir. SP log verilerinden özellikle formasyonun tamamı boyunca geçirgenlik değerinin düşük olduğu anlaşılmaktadır. 3410 metre ve sonrasında Dadaş Formasyonu'nda gaz ve hidrokarbon varlığı görünmekte olup (GasHydrcrbnAvg logu) 3425 metre derinliğinde formasyondaki gaz varlığının maksimum seviyede olduğu görülmektedir. Alınan tüm log verilerinin proses edilerek yorumlanmış hali olan "Elan_cumulated" loglarına bakıldığında ise 3485-3520 metreler arasında petrol varlığı görülmektedir.



Şekil 4.35. DMDA Kuyusundan alınan kuyu logları

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada DMDA adlı kuyunun sondajı esnasında Dadaş Formasyonundan kırıntı ve kesinti örnekleri alınarak detaylı olarak incelenmiştir. Alınan örneklerin piroliz, organik petrografi, XRD yarı nicel kil mineral analizi ve SEM morfolojik içyapı analizleri yapılmıştır.

Örneklerin XRD yarı nicel kil mineral analizleri sonucunda örneklerin tamamında çoğunluklu olarak illit ve daha sonra kaolinit minerallerine rastlanmıştır. Formasyonun 3480-3510 metreleri arasında (tahmini Dadaş-II birimi) illit minerali yüzdesinin formasyonun üst (3420-3480 metre) ve alt (3510-3540) birimlerine göre daha fazla olduğu görülmüştür.

Organik petrografi analizi sonuçları incelendiğinde örneklerin büyük kısmının amorf kaynaklı olduğu görülmüş, 3490-3530 metreler arasından alınan (tahmini Dadaş-II ve Dadaş-I) örneklerde amorf miktarlarının %90'ın üzerine çıktığı tespit edilmiştir.

Yapılan piroliz analizi sonucunda bölgedeki Dadaş Formasyonu'nun 3490-3520 metreler arasının (tahmini Dadaş-II) hidrokarbon açısından formasyonun diğer kısımlarına göre daha yüksek potansiyele sahip olduğu görülmüştür. Bahsedilen aralığın ise piroliz analizleri sonucu yapılan sınıflandırmalara dayanarak petrol üretim aralığında kaldığı dolayısıyla kaya gazı potansiyeline sahip olmadığı sonucuna ulaşılmıştır.

Alınan örneklerin piroliz analizi sonuçlarına göre kerojen sınıflandırmaları yapılmıştır. Bu sınıflandırmalara göre örneklerin büyük bir kısmı Tip II kerojen ya da Tip II, Tip III kerojen sınır çizgisinde kalmıştır. Alınan hiçbir örneğin Tip I kerojen sınıfına girmediği, dolayısıyla düşük petrol veya gaz potansiyeli içerdiği sonucu ortaya çıkmıştır.

DMDA kuyusundan alınan loglara bakıldığında ise 3450 metre derinliğinde formasyonun gözeneklilik ve geçirgenlik değerlerinin düştüğü, dolayısıyla karakteristik bir konvansiyonel olmayan rezervuar özelliği sergilediği görülmüştür. 3410 metre ve sonrasında gaz ve hidrokarbon varlığı tespit edilmiş, 3485-3520 metreler arasında petrol varlığı görülmüştür.

Sonuç olarak kuyudan alınan log verileri ile yapılan örnek analiz sonuçları birbiriyle uyumlu sonuçlar göstermiştir. Buna göre, Diyarbakır sınırlarında bulunan DMDA kuyusunda ve yakın çevresinde yapılacak olan kaya gazı ve hidrokarbon

aramalarında Dadaş Formasyonu'nun alt seviyeleri (yaklaşık Dadaş-II) potansiyel açısından daha çok ümit vadettiği, yapılan sondaj çalışmalarında Dadaş Formasyonu'nun üst kısımlarında sonlandırılmadan Dadaş-II birimi mertebelerine inilmesi gerektiği görülmüştür.

6. KAYNAKLAR

Bilgen, S., Sarıkaya, İ. 2016. New horizon in energy: shale gas. ***Journal of Natural Gas Science and Engineering 35***, sayfa: 638-639.

Bozdoğan, N., Bayçelebi, O., ve Alişan, C., 1988. Güneydoğu Anadolu X. ve XI. Bölgeler kuzeyindeki Ordovisiyen sonrası Paleozoik istifin stratigrafisi. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no.1280, sayfa: 26.

Canatalı, A.O. 2010. Güneydoğu Anadolu Bölgesi Suriye Sınırı Petrollerinin Organik Jeokimyasal Değerlendirmesi, Ankara Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, Ankara, sayfa: 7.

Çalık Enerji, http://www.calikenerji.com/Pages/ProjectDetail.aspx?ID=24, (erişim: 28.2.2018)

Deliang, Z., Liehui, Z., Jingjing, G., Yuhui, Z., Yulong, Z. 2015. Research on the production performance of multistage fractured horizontal well in shale gas resrvoir, ***Journal of Natural Gas Science and Engineering No: 26***. Sayfa: 279-289.

Demaison G., Holck A.J.J., Rones R.W., Moore G.T. 1983. Predictive source bed stratigraphy; a guide to regional petroleum occurence. Proceedings of the 11th World Petroleum Congress, Londra, sayfa: 17-29.

Diyarbakır İl Gıda Tarım ve Hayvancılık Müdürlüğü, https://diyarbakir.tarim.gov.tr/Menu/25/Tarimsal-Yapi, (erişim: 28.2.2018).

Diyarbakır İl Kültür ve Turizm Müdürlüğü, http://www.diyarbakirkulturturizm.gov.tr/TR,56880/genel-blgiler.html , (erişim: 28.2.2018).

EIA, 2012. Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Washington.

EIA, 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, US Department of Energy, Washington.

EIA, 2015. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Turkey. US Department of Energy, Washington.

EIA, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=110 , (erişim: 27.03.2018)

EIA, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=19991, (erişim: 07.02.2019)

Erik, N.Y. 2016. Şeyl Gazı: Jeolojik Özellikleri, Çevresel Etkileri ve Küresel Ekonomik Anlamı, Türkiye Jeoloji Bülteni Cilt: 59, Sayı:2, sayfa: 212-237.

Ertürk, M.C. 2013. Production Performance Analysis of Coal Bed Methane, Shale Gas and Tight Gas Reservoirs with Different Well Trajectories and Completion Techniques, ODTÜ Yüksek Lisans Tezi, Ankara, sayfa: 9-14.

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.

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

Espitalie, J.1986. Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: Burrus, J. (Ed.), Thermal Modelling in Sedimentary Basins. Technip, Paris, sayfa: 475-496.

Genç, S. 1985. Bitlis Masifi Lice-Kulp (Diyarbakır) ve Çökekyazı-Gökay (Hizan, Bitlis) Yöreleri Gnays Amfibolitlerinin Köken Sorunun İrdelenmesi, ***Jeoloji Mühendisliği***, Sayı 23, sayfa: 31-38.

Günay, Y. 1998. Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi (Stratigrafi), sayfa: 49-61.

Güney Yıldızı Petrol, http://www.guneyyildizi.com.tr/uretim-sahalari/ , (erişim: 28.2.2018)

Güven, A., Dinçer, A., Tuna E.M. 1991. Çoruh T., "Stratigraphics evolution of the Campanian-Paleosen autochthonous succession of the Southeast Anatolia", Ozan Sungurlu Symposium Proceedings, 'Tectonics and Hyrdrocarbon Potential of Anatolia and Surrounding Regions', ***Türkiye Petrol Jeologları Derneği***, sayfa: 238-261.

Haksal, A. 1981. Petrographie und Geochemie des Schildvulkans Karacadag, unpublished doctoral dissertation, University of Hamburg, Germany.

Hillier, S. 2006. Appendix A. Mineralogical and chemical data, in GM Reeves, I Sims, and JC Cripps eds., Clay materials used in construciton, Geological Society, Engineering Geology Special Publications Volume 21, London, sayfa: 449-459.

Hubbert, M.K., Willis, D.G. 1957. Mechanics of Hydraulic Fracturing. Transactions of Society of Petroleum Engineers of AIME, V.210.

Işık, Ü. 2013. Derindere ve Çeltikli Sahalarında (Bismil Doğusu, Diyarbakır) Dadaş Formasyonu'nun Kil Mineralojisi, İnorganik ve Organik Kimyasal Özellikleri, Fırat Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, sayfa: 16-18.

İmamoğlu, M.Ş. 2009. "Tektonik Yapısı ve Stratigrafisi Işığında Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Jeotermal Enerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi", V. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Diyarbakır.

İmamoğlu, M.Ş., Kavak O., Kaya M. 2014. Diyarbakır İli Ergani İlçesi ve Çevresinin Jeolojik Özellikleri, Tüm Yönleriyle Ergani İlçesi ve Turizm, Ergani Kaymakamlığı-Dicle Üniversitesi, Ocak , sayfa: 266-269.

Jackson, K.S., Hawkins, P.J., Bennett, A.J.R. 1985. Regional Facies And Geochemical Evolution of Southern Denison Ttough, ***APEA Journal***, 20, sayfa 143-158.

Jarvie D.M., 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.

Jarvie, D. M., Hill, R. J. Pollastro, R. M. 2005. Assessment of the gas potential and yields from shales: the Barnett Shale model. In: Cardott, B. J. (Ed.) Unconventional energy resources in the southern Midcontinent, 2004 Symposium. Oklahoma Geological Survey Circular 110.

Karabulut A., Tezcan Ü.Ş., Güven A., Bozdoğan N. 1982. Hazro Antiklinal Alanında Dadaş Formasyonu ile Tanin Grubunun Stratigrafisi, Palinoloji, Paleontoloji ve Hazro Formasyonu Fasiyes Analizi. TPAO Arma Rapor No: 1645.

Kellogg, H.E. Stratigraphic Report, Hazro area, Petroleum District V, SE Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report): Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu no:126, rapor no:1, sayfa 42.

Kozlu,H., Sachanski, V., Günay, Y., 2002. Güneydoğu Anadolu'da ve Toros Kuşağında Yer Alan Alt Silüryen İstifinin Stratigrafisi ve Biyostratigrafisi, TPAO Arama Grubu. Rapor no.4355. Ankara.

Miller, R., Loder A., Polson J. 2012. "Americans Gaining Energy Independence". *Bloomberg*.

MTA, http://www.mta.gov.tr/v3.0/sayfalar/hizmetler , (erişim: 3.3.2018)

MTA, http://www.mta.gov.tr/v3.0/hizmetler/organik-komur , (erişim: 23.04.2019)

Murray A.M., Hosgor I. 2013. Late Miocene fishes from the Eurasian/Afro Arabian contact zone in Eastern Anatolia, Turkey. ***Journal of Vertebrate Paleontology*** Vol:33. sayfa 1293.

Namoğlu, A.C. 2017. Petrol-Doğal Gaz Rezervuar Jeolojisi ve Mühendisliği, Poyraz Ofset, sayfa: 9-19, Ankara.

Norton Rose Fullbright, Shale Gas Handbook, Kasım 2013, sayfa: 9.

ODTÜ, http://merlab.metu.edu.tr/tr/x-isini-difraktometresi , (erişim: 23.04.2019)

Özcan A.K. 2012. Petrol Jeolojisi Çalışma Notları, http://www.kursatozcan.com/ders_notlari/petrol_jeolojisi.pdf. (erişim: 01.07.2019)

Özdemir F., Ünlügenç U.C. 2013. Gökiçi (Diyarbakır) Yapısının Stratigrafisi ve Hidrokarbon Potansiyeli Açısından İncelenmesi, ***Çukurova Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi***, Sayı 28, sayfa: 127-141.

Öztürk S.S. 2013. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Yer Alan Siluriyen Yaşlı Birimlerin (Korudağ ve Hazro) Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyeli, Hacettepe Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, Ankara.

Perinçek D. 1979. Hazro, Korudağ, Çüngüş, Maden, Hazar, Elazığ, Malatya Dolayının Jeolojisi. TPAO Arama Grubu Rapor no: 1395. Sayfa 62.

Philp, R.P., Sinibaldi G. 1991. Charectarization of Organic Matter by Various Pyrolysis Techniques.In, Source ve Migration Processesand Evaluation Techniques (Merrill, R.K., ed.), Oklahoma.

Sungurlu O. 1974. VI. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi, Türkiye 2. Petrol Kongresi Tebliğleri, 1974, sayfa: 85-107.

Şaroğlu F., Emre Ö. 1987. "Karacadağ volkanitlerinin genel özellikleri vd Güneydoğu Anadolu otoktonundaki yeri", Türkiye 7. Petrol Kongresi, sayfa: 384-391.

Şengör, A.M.C., Yılmaz Y. 1981. "Tethyan Evolution of Turkey: A Plate Tectonic Approach", ***Techtonophysics***, Sayı:75, sayfa: 226.

T.C. Diyarbakır Valiliği, http://diyarbakir.gov.tr/diyarbakir-tarihi, (erişim:10.07.2019)

Tissot, B.P., Welte, D.H.. 1984. Petroleum Formation and Occurence, SpringerVerlag, Berlin Heidelberg, Germany.

TÜİK, http://www.tuik.gov.tr/PreTablo.do?alt_id=1059, (erişim: 10.07.2019)

Xie, L., Sun, Y., Jiang, A., Wang, F., Chen, J. 2015. Experimental study on the gas generation processes of lacustrine and marine shales in North China: source implications for shale gas. ***Marine and Petroleum Geology***, 67, sayfa: 204-216.

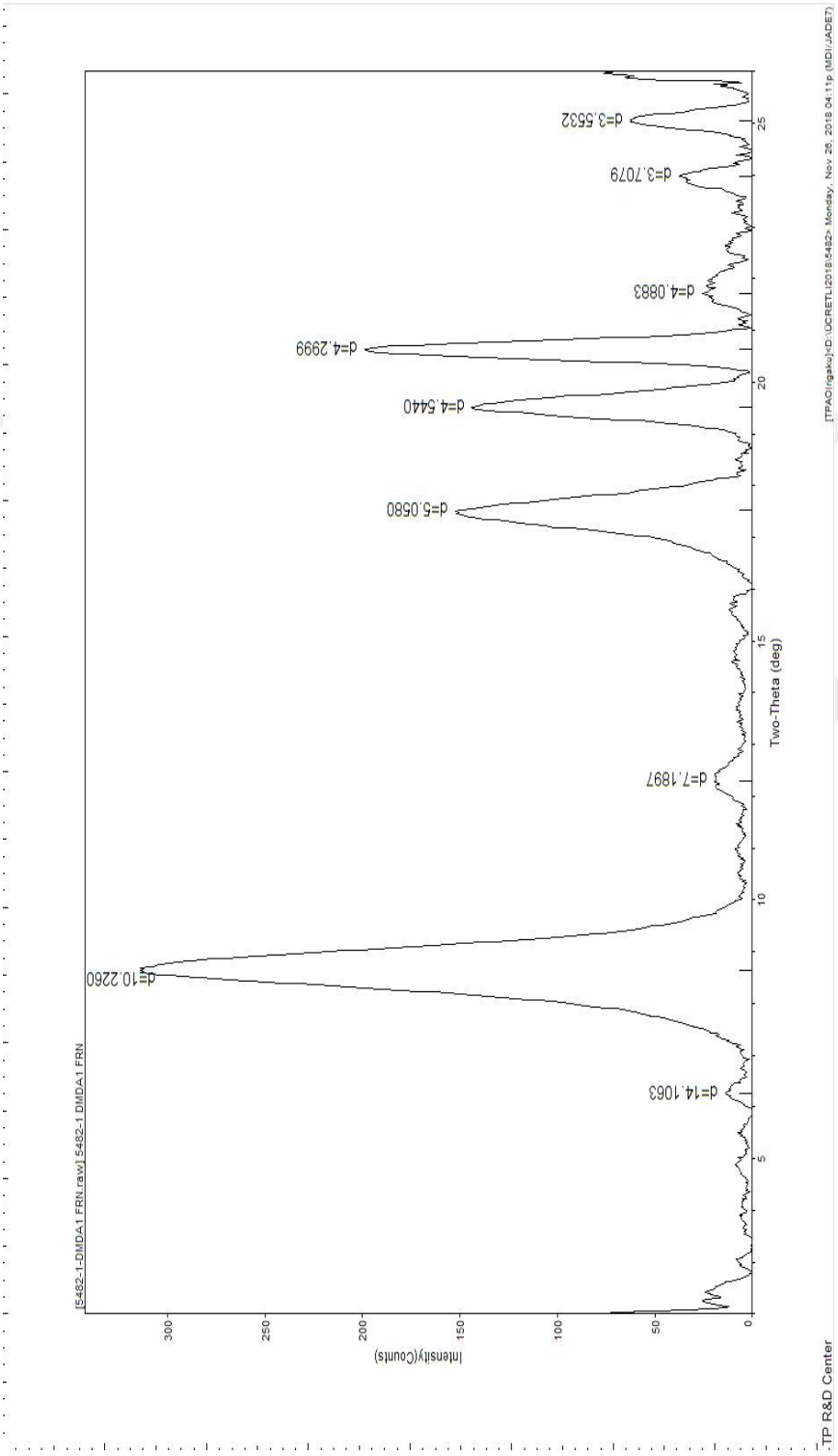
Yang, T., Li, X., Zhang, D. 2015. Quantitative dynamic analysis of gas desorption contribution to production in shale gas reservoirs. ***Journal Unconventional Oil and Gas Resources***, 9, Sayfa:18-30.

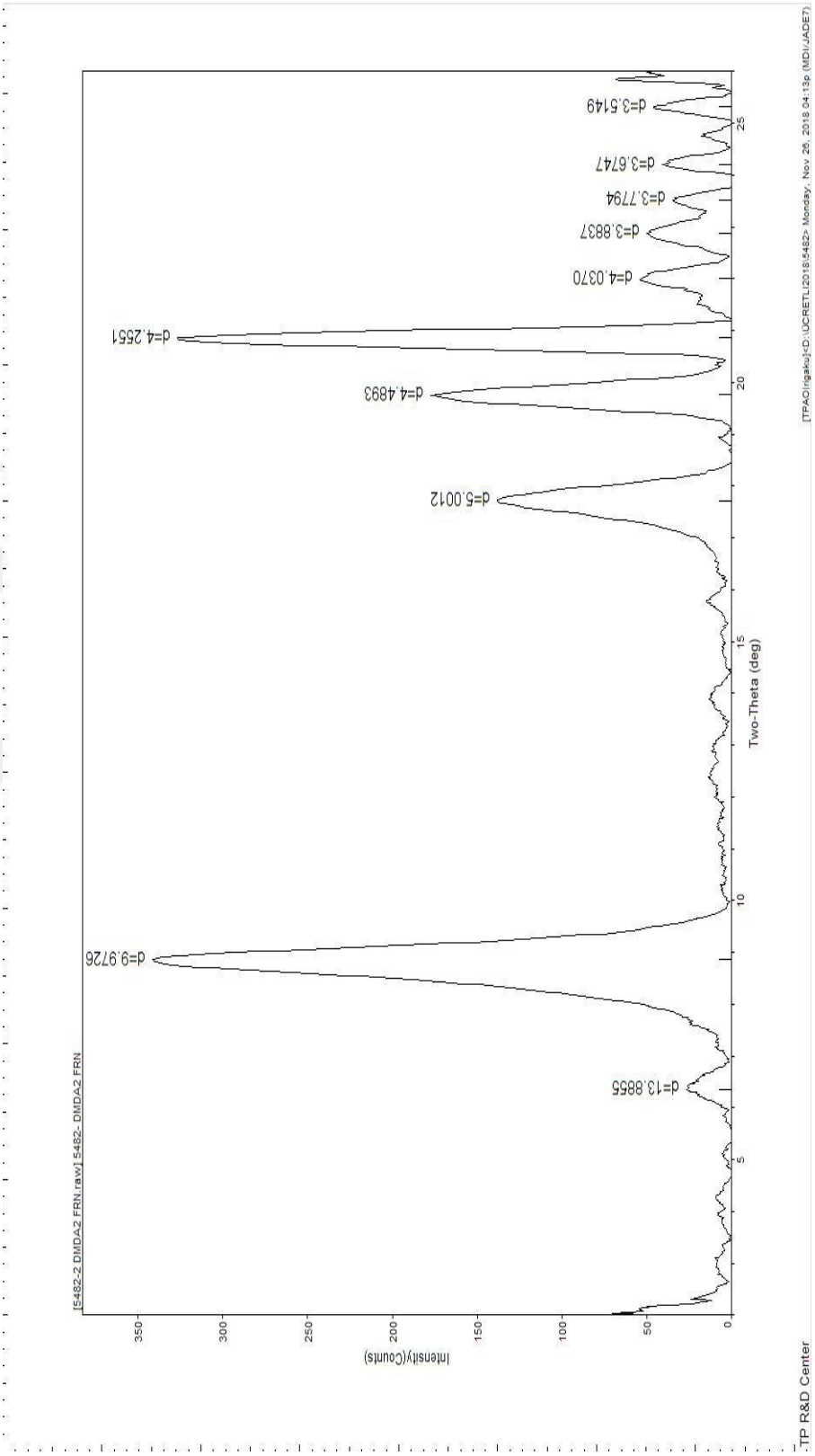
Yılmaz E., Duran O. 1997. Güneydoğu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüğü (LEXICON), TPAO Araştırma Merkezi Grubu Başkanlığı, Eğitim Yayınları No:31, Ankara. Sayfa: 67-72.

Yılmaz, Y. 1983. "Türkiye'de Tetis'in Evrimi: Levha Tektoniği Açısından Bir Yaklaşım", TJK Yerbilimleri Özel Dizisi, sayfa: 75.

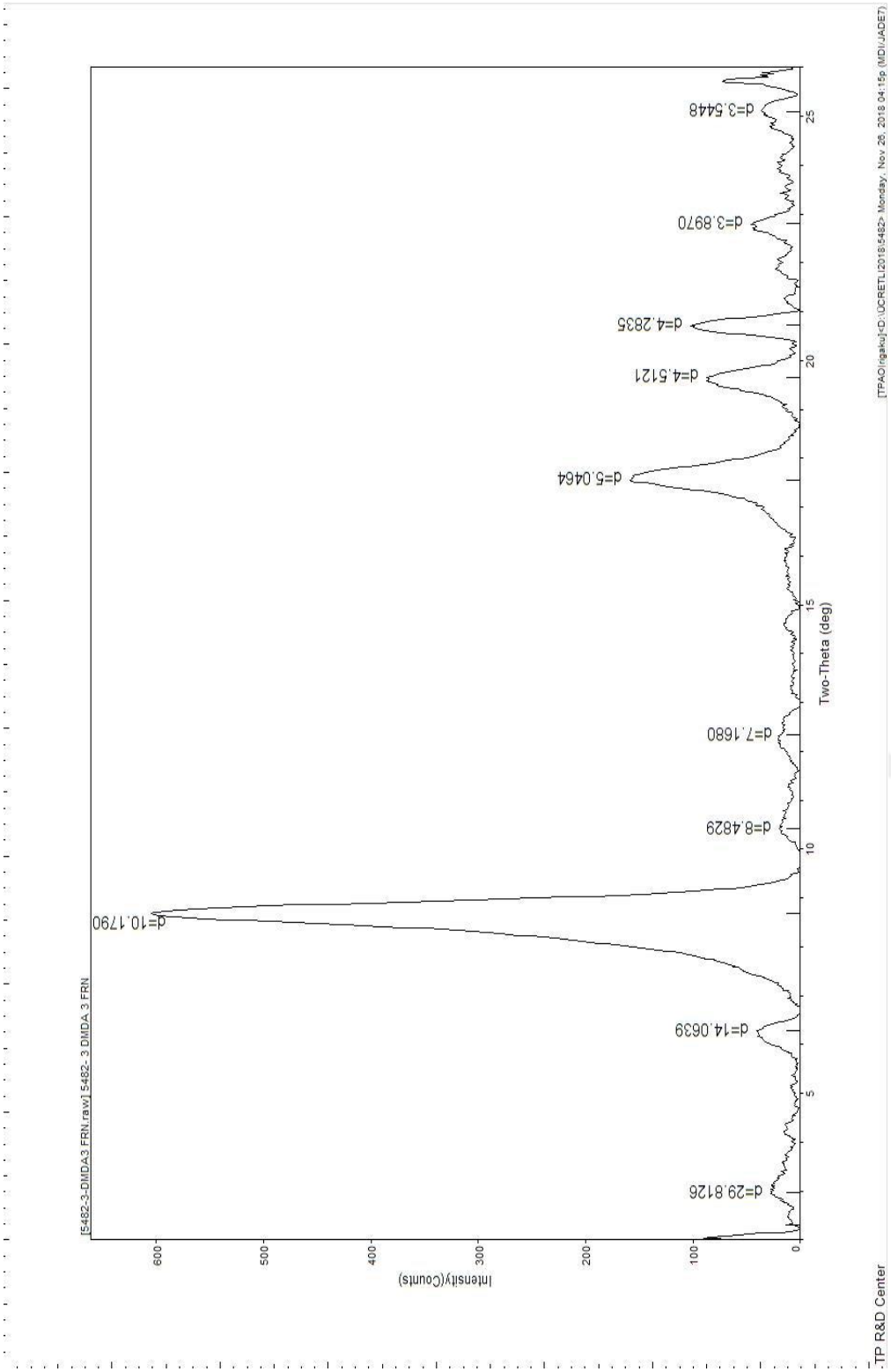
EKLER

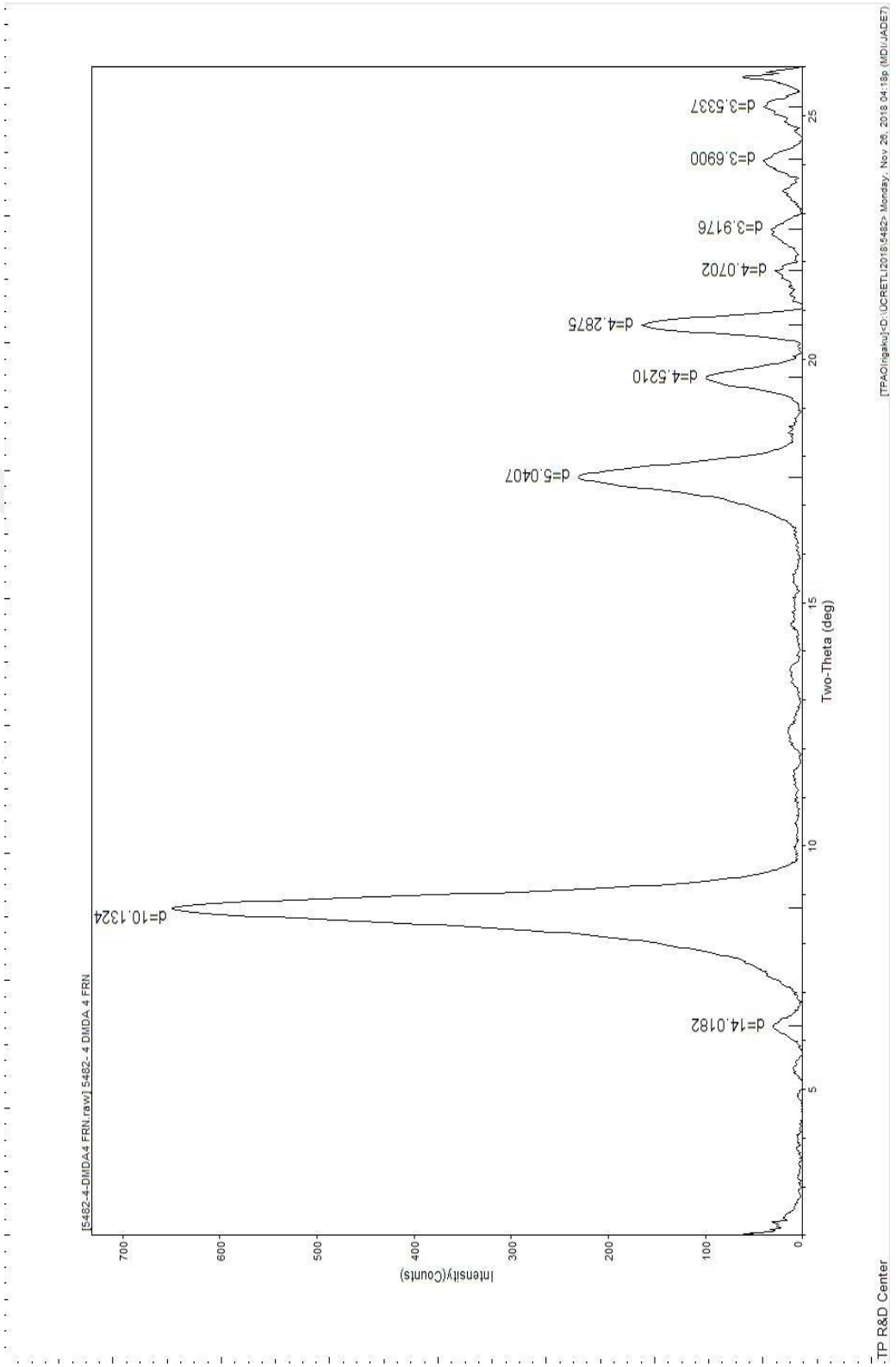
Ek 1


[5482-1-DMDA1 FRN.raw] 5482-1 DMDA1 FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=10.2260
d=14.1063
d=7.1897
d=5.0580
d=4.5440
d=4.2999
d=4.0883
d=3.7079
d=3.5532
TP R&D Center

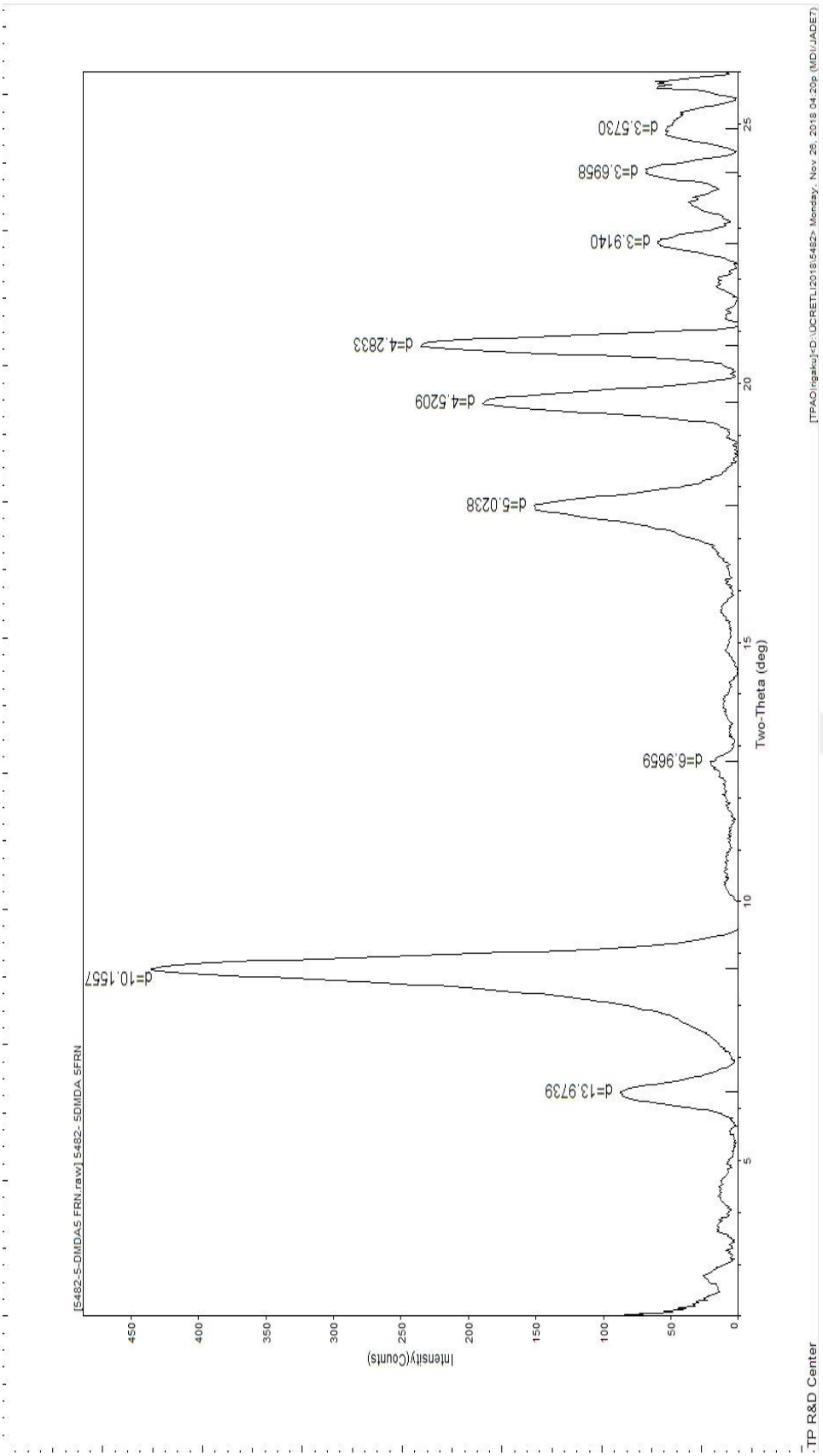

[5482-2 DMDA2 FRN.raw] 5482- DMDA2 FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=9.9726
d=13.8855
d=5.0012
d=4.4893
d=4.2551
d=4.0370
d=3.8837
d=3.7794
d=3.6747
d=3.5149
[TPAO(rigaku)-I:\D:\UCRETLI\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:13p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

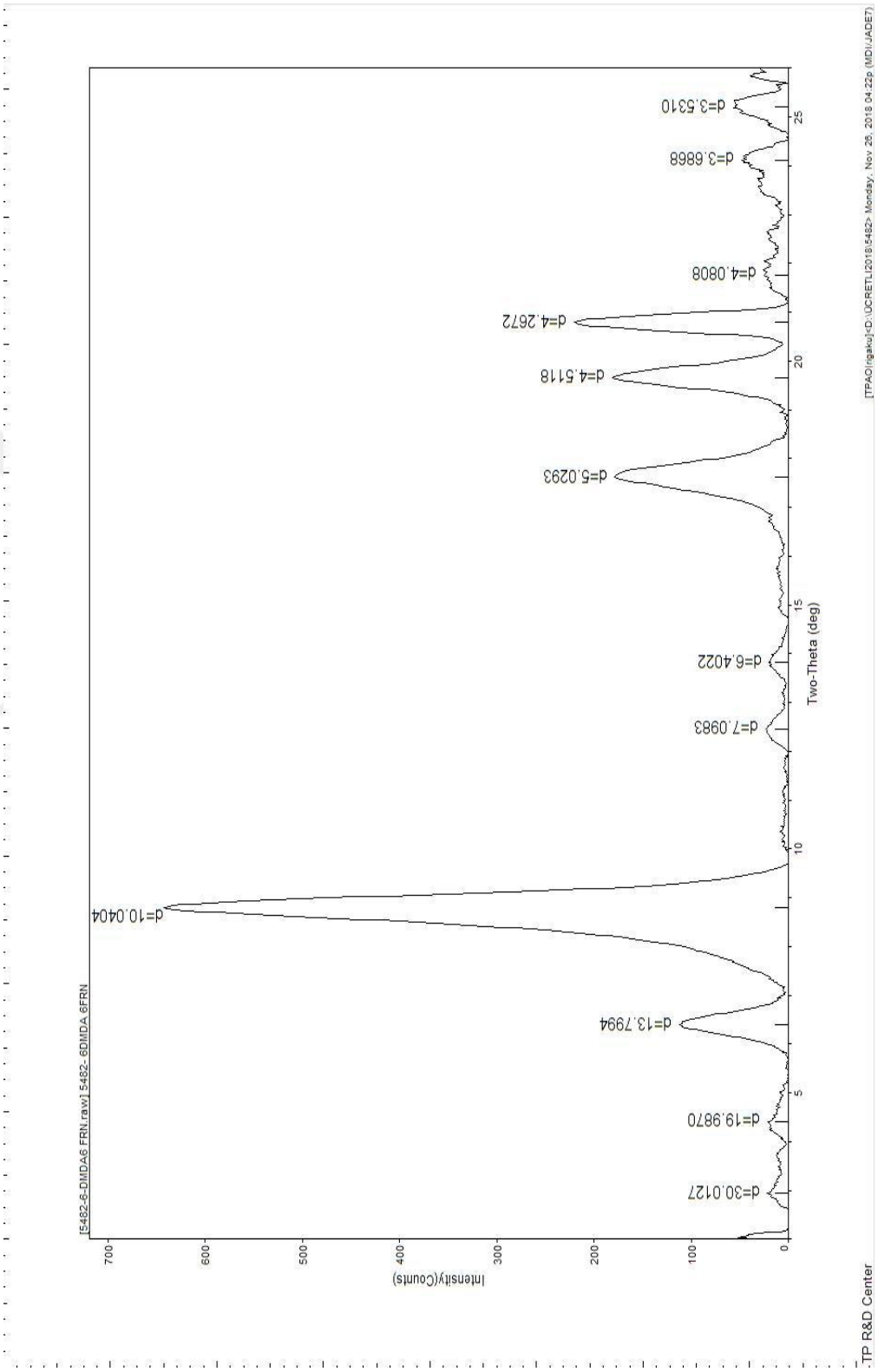
Ek 3


[5482-3-DMDA3 FRN.raw] 5482- 3 DMDA 3 FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=10.1790
d=14.0639
d=29.8126
d=8.4829
d=7.1680
d=5.0464
d=4.5121
d=4.2835
d=3.8970
d=3.5448
TP R&D Center
[TPAO(rigaku)]<D:\UCRET\L\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:15p (MDI/JADE7)

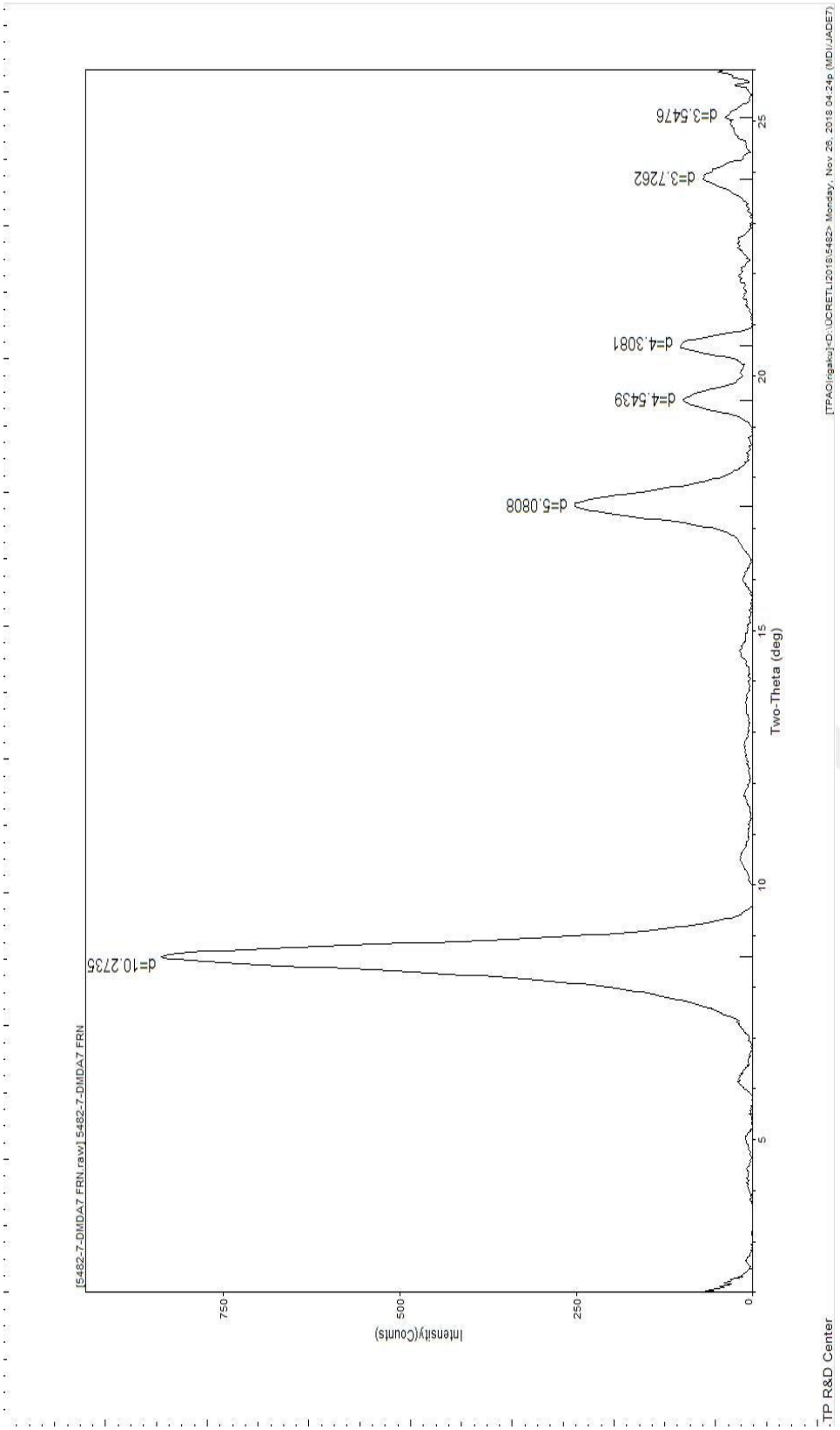

[5482-4-DMDA4 FRN.raw] 5482- 4 DMDA 4 FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=14.0182
d=10.1324
d=5.0407
d=4.5210
d=4.2875
d=4.0702
d=3.9176
d=3.6900
d=3.5337
[TPAO(rigaku)-D:\DCRETL\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:18p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

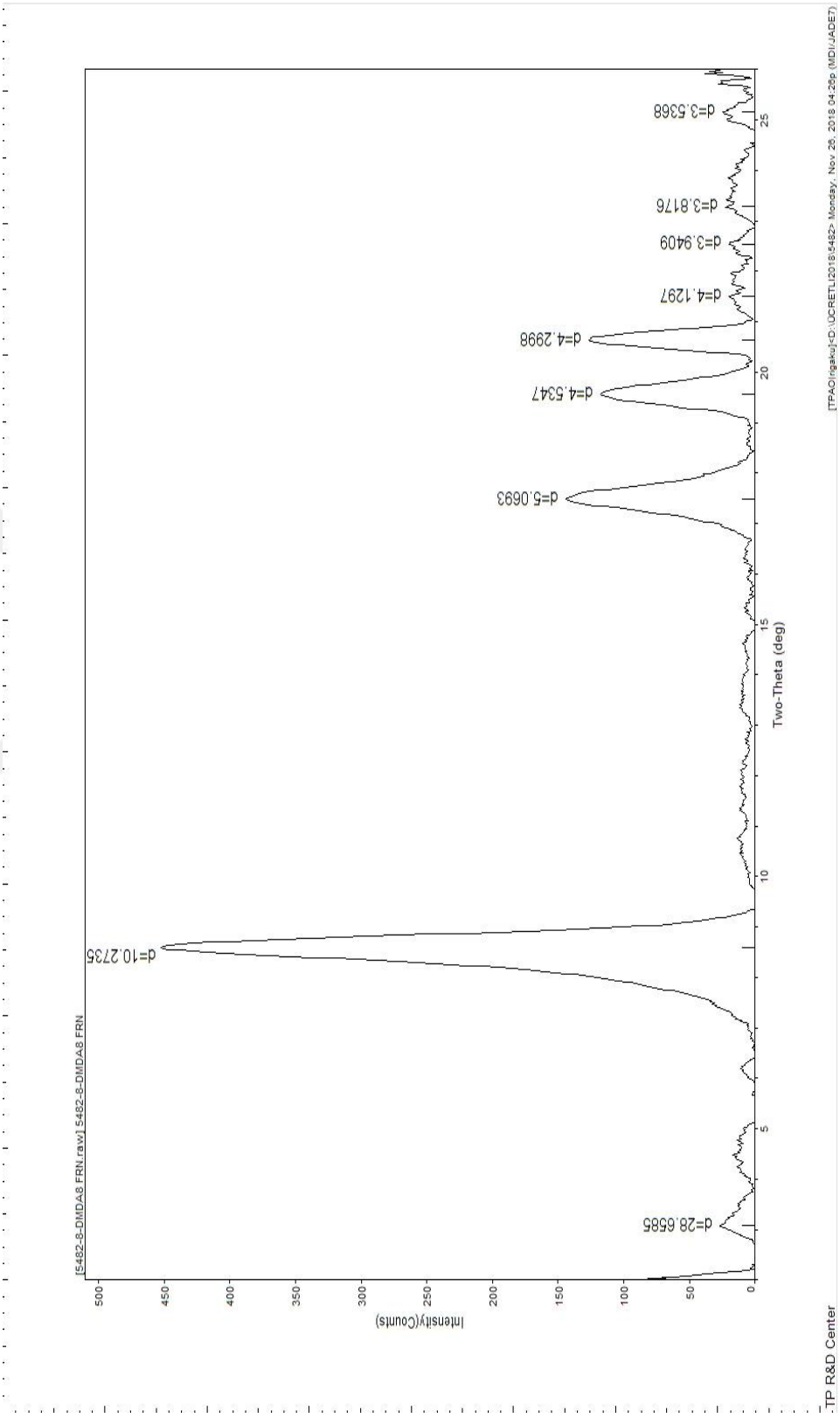
Ek 5


[5482-5-DMDA5 FRN.raw] 5482- 5DMDA 5FRN
d=10.1557
d=13.9739
d=6.9659
d=5.0238
d=4.5209
d=4.2833
d=3.9140
d=3.6958
d=3.5730
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO/ngaku]<D:\UCRETL\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:20p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

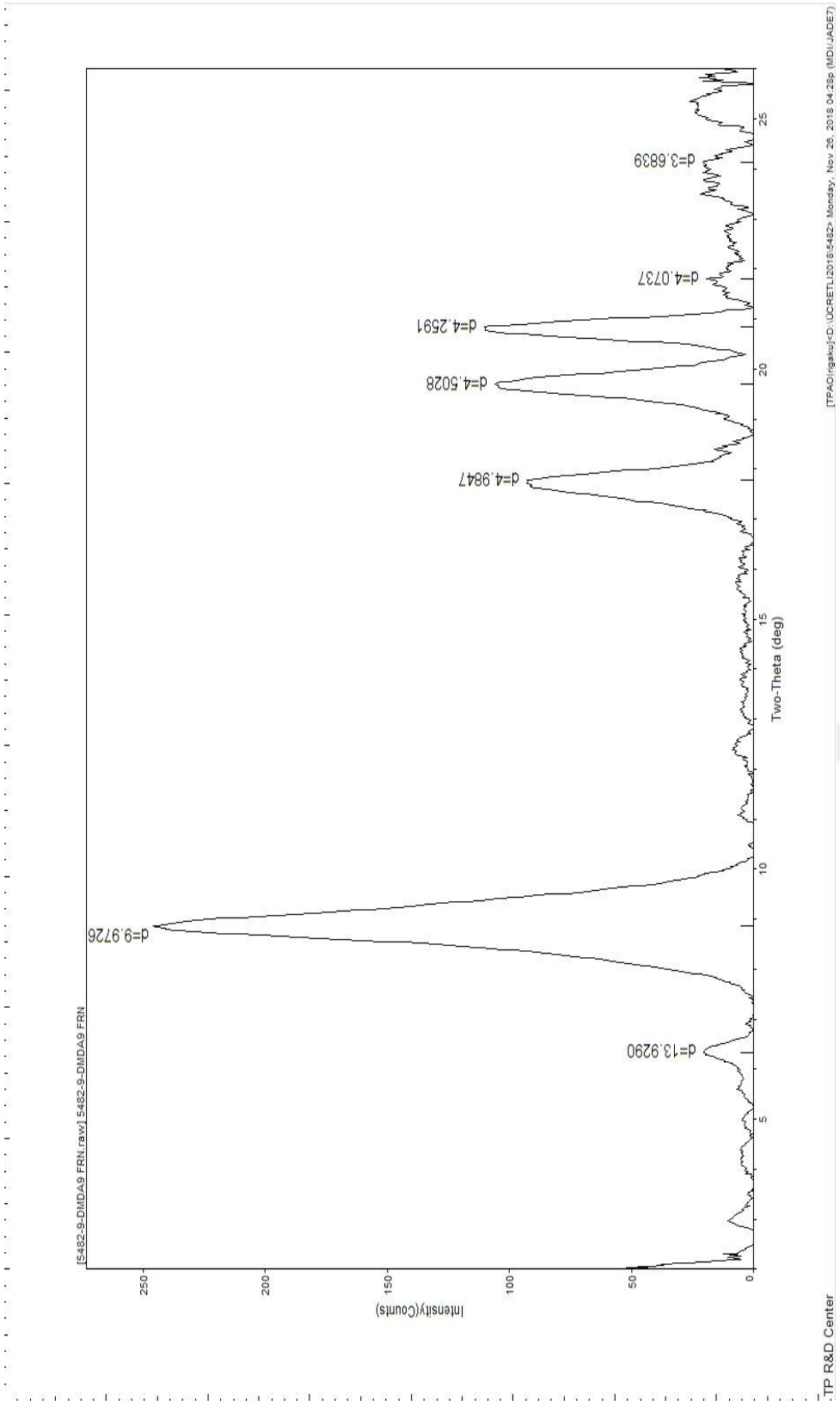

[5482-6-DMDA6 FRN.raw] 5482- 6DMDA 6FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=30.0127
d=19.9870
d=13.7994
d=10.0404
d=7.0983
d=6.4022
d=5.0293
d=4.5118
d=4.2672
d=4.0808
d=3.6868
d=3.5310
TP R&D Center

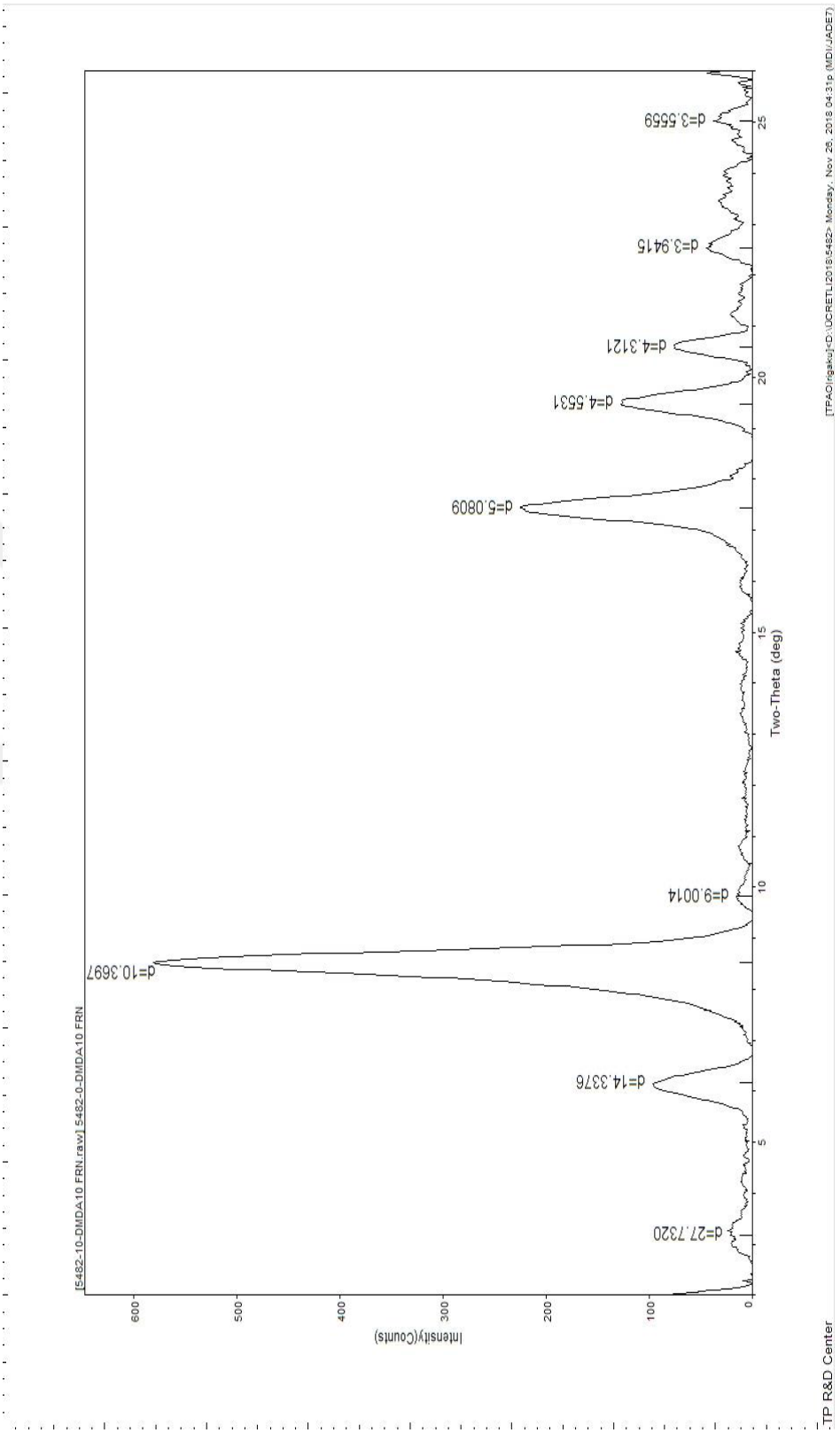
Ek 7


[5482-7-DMDA7 FRN.raw] 5482-7-DMDA7 FRN
d=10.2735
d=5.0808
d=4.5439
d=4.3081
d=3.7262
d=3.5476
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
TP R&D Center

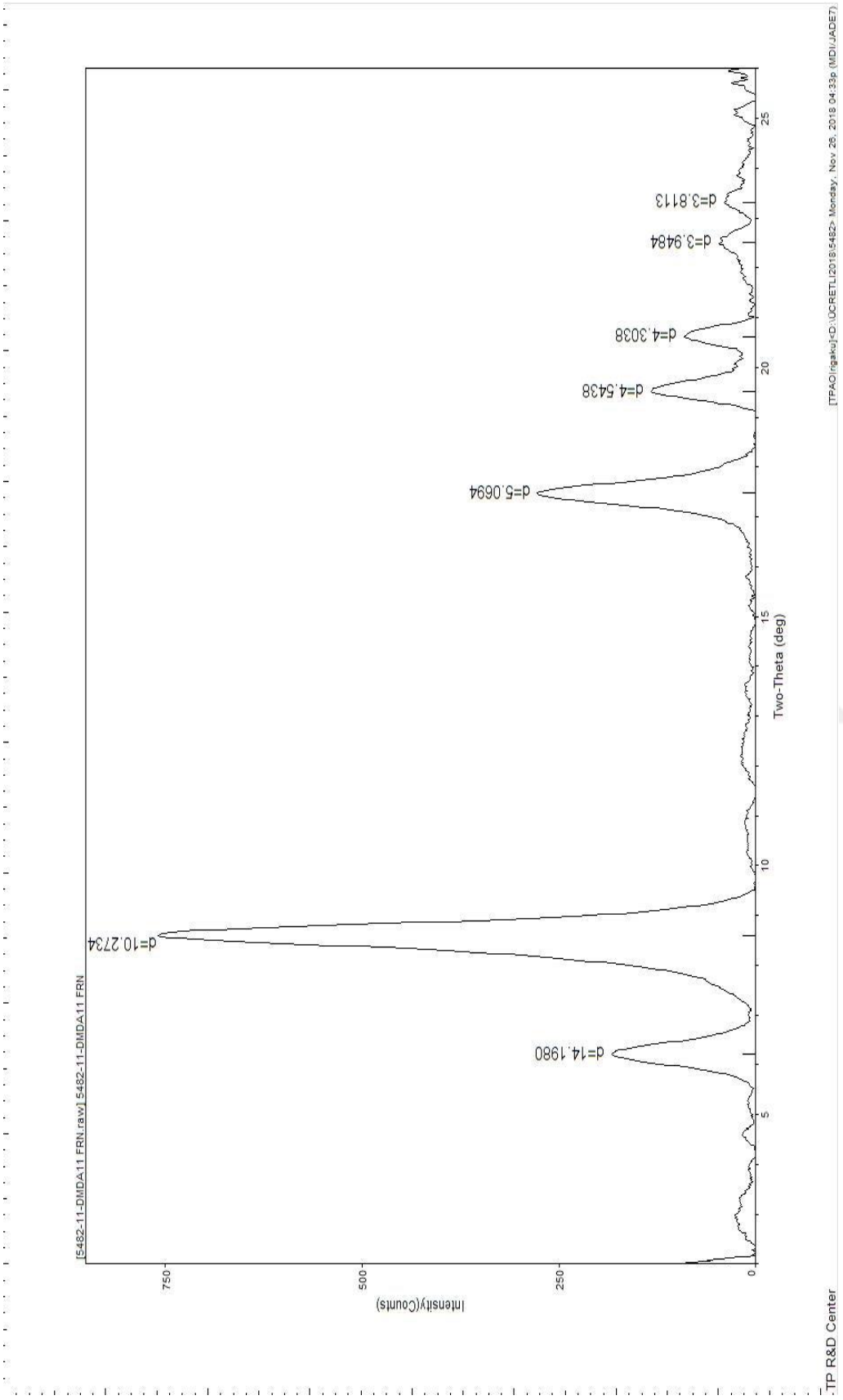

[5482-8-DMDA8.FRN,raw] 5482-8-DMDA8.FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=28.6585
d=10.2735
d=5.0693
d=4.5347
d=4.2998
d=4.1297
d=3.9409
d=3.8176
d=3.5368
[TPAO(rigaku)-[-D:\UCRETLI2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:26p (MDI/JADE7)
-TP R&D Center

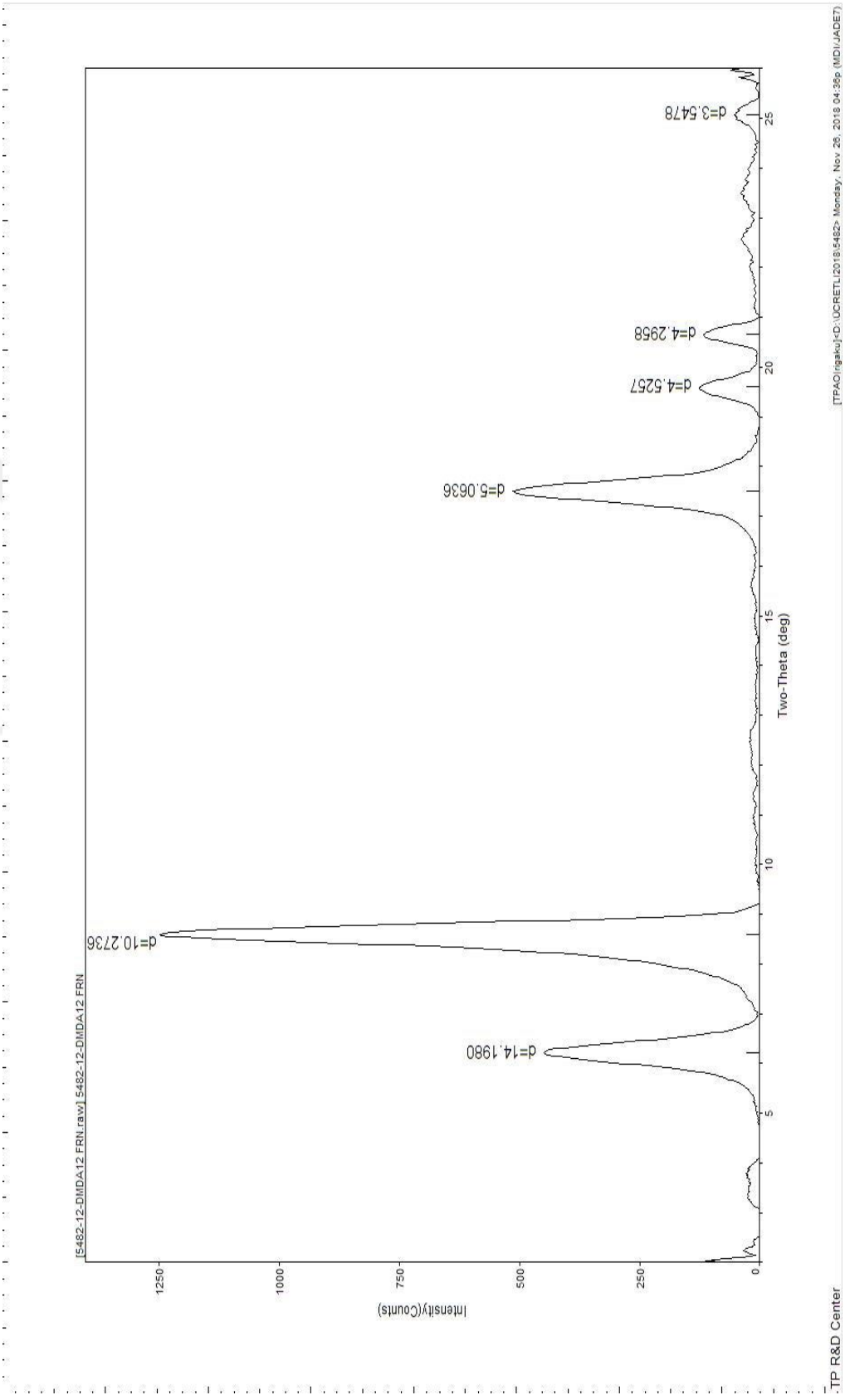
Ek 9


[5482-9-DMDA9 FRN.raw] 5482-9-DMDA9 FRN
d=9.9726
d=13.9290
d=4.9847
d=4.5028
d=4.2591
d=4.0737
d=3.6839
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO:\rigaku\<D:\UCRET\L\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:28p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

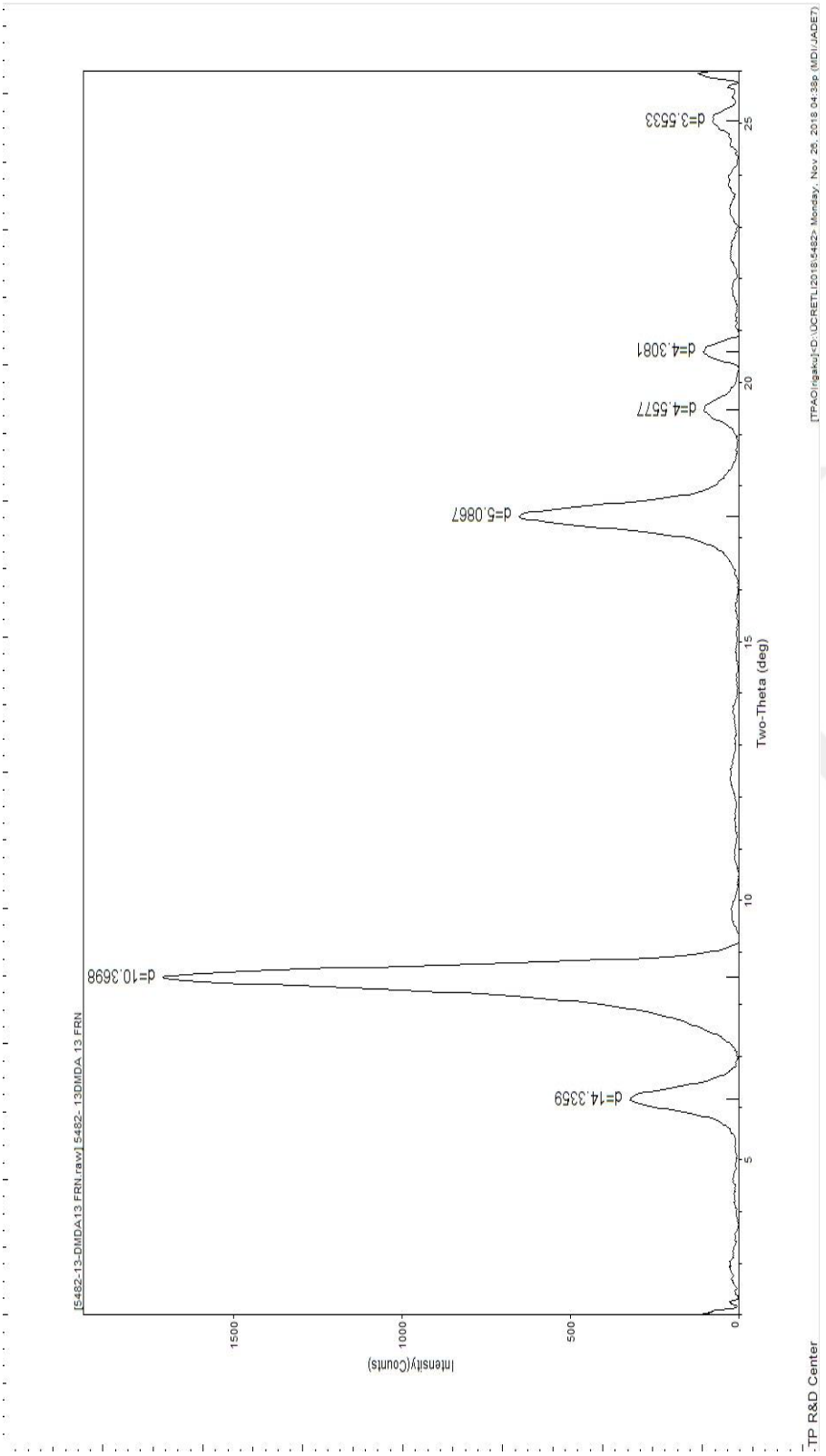

[5482-10-DMDA10 FRN.raw] 5482-0-DMDA10 FRN
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=27.7320
d=14.3376
d=10.3697
d=9.0014
d=5.0809
d=4.5531
d=4.3121
d=3.9415
d=3.5559
[TPAO(ngaksi]<D:\UCRETLI\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:31p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

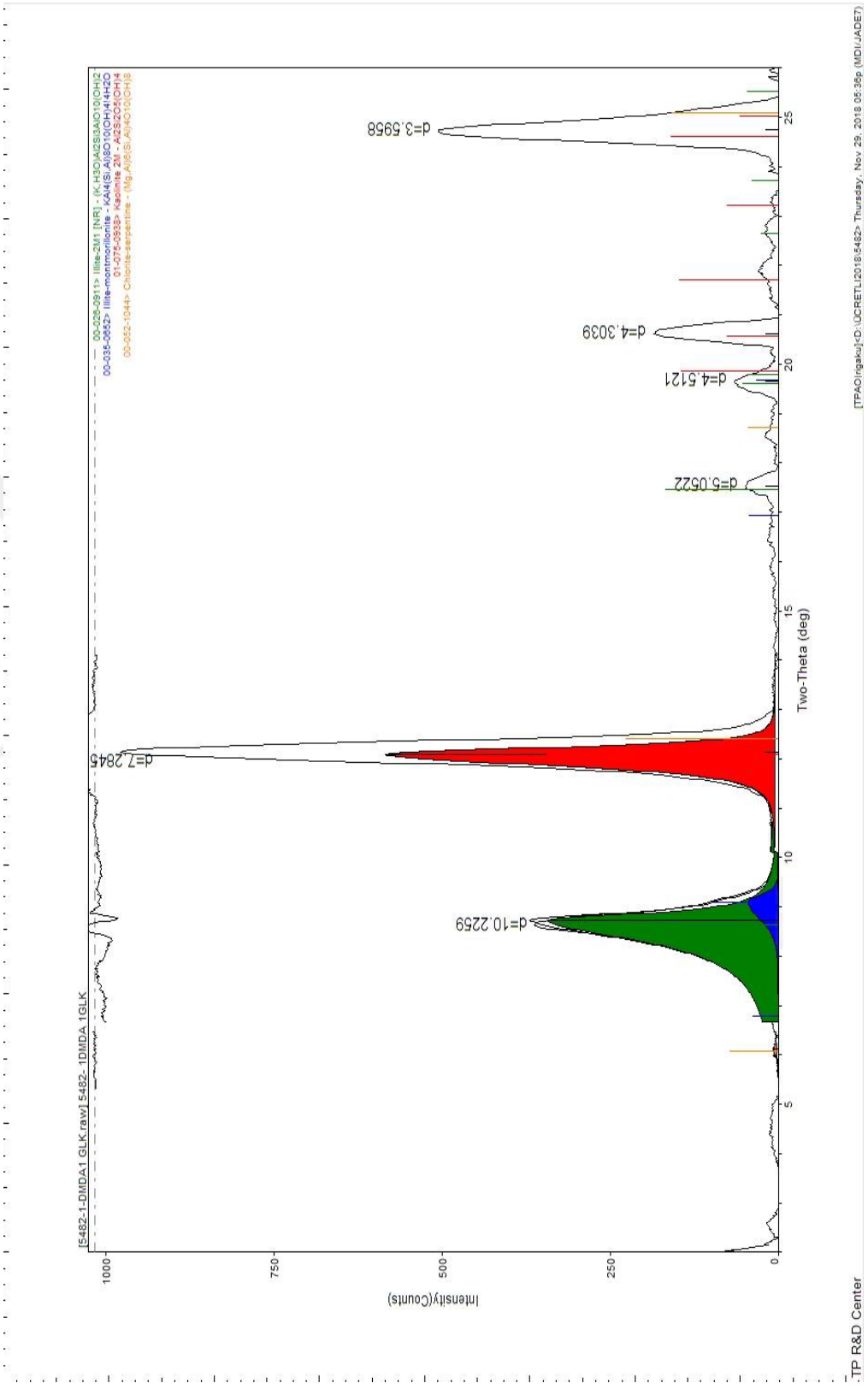
Ek 11


[5482-11-DMDA11 FRN.raw] 5482-11-DMDA11 FRN
d=10.2734
d=14.1980
d=5.0694
d=4.5438
d=4.3038
d=3.9484
d=3.8113
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO(ngaku)]=D:\DCRETL\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:33p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

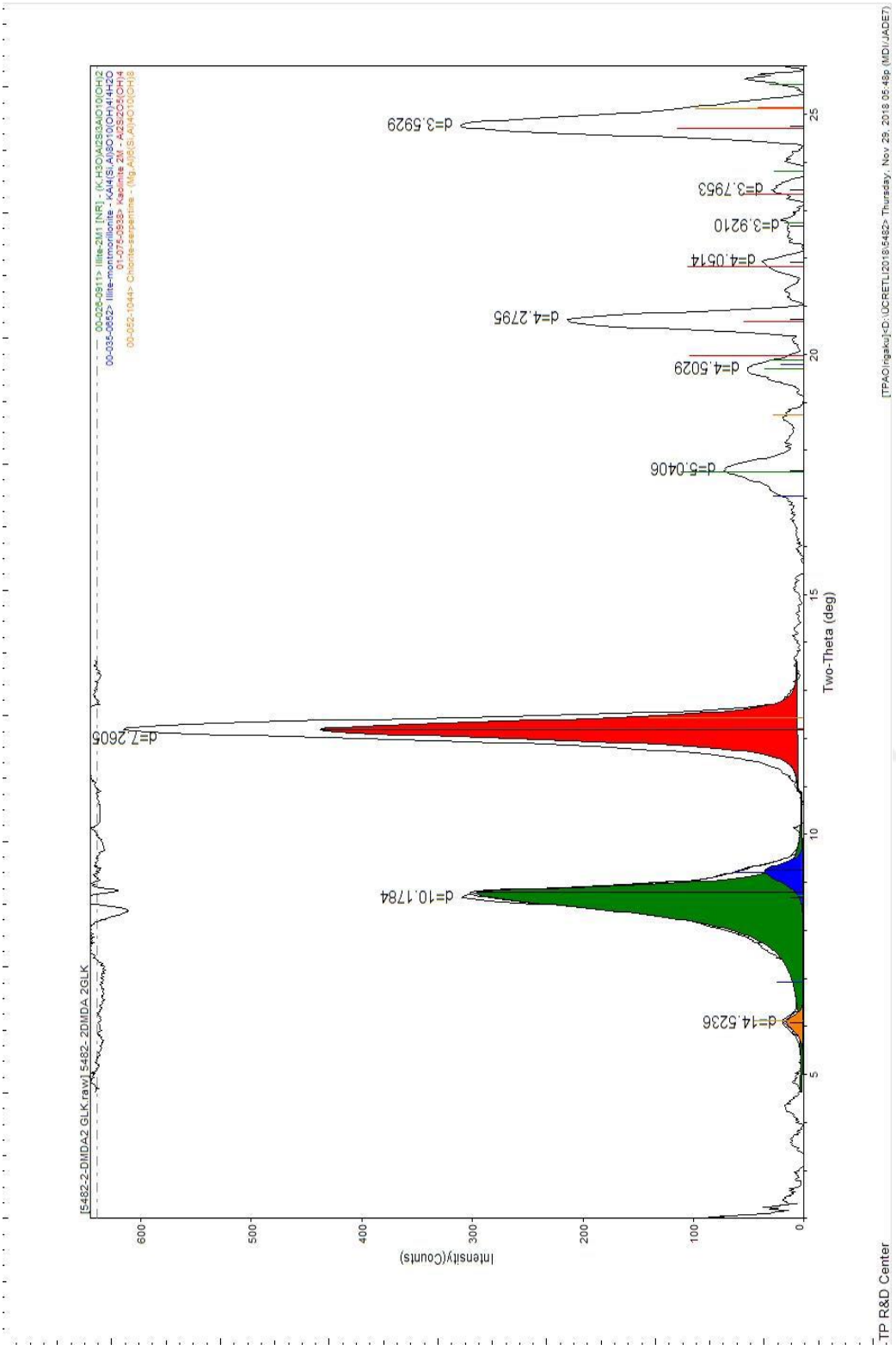

[5482-12-DMDA12 FRN.raw] 5482-12-DMDA12 FRN
d=10.2736
d=14.1980
d=5.0636
d=4.5257
d=4.2958
d=3.5478
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO(rigaku)<D:\UCRETU\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:36p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

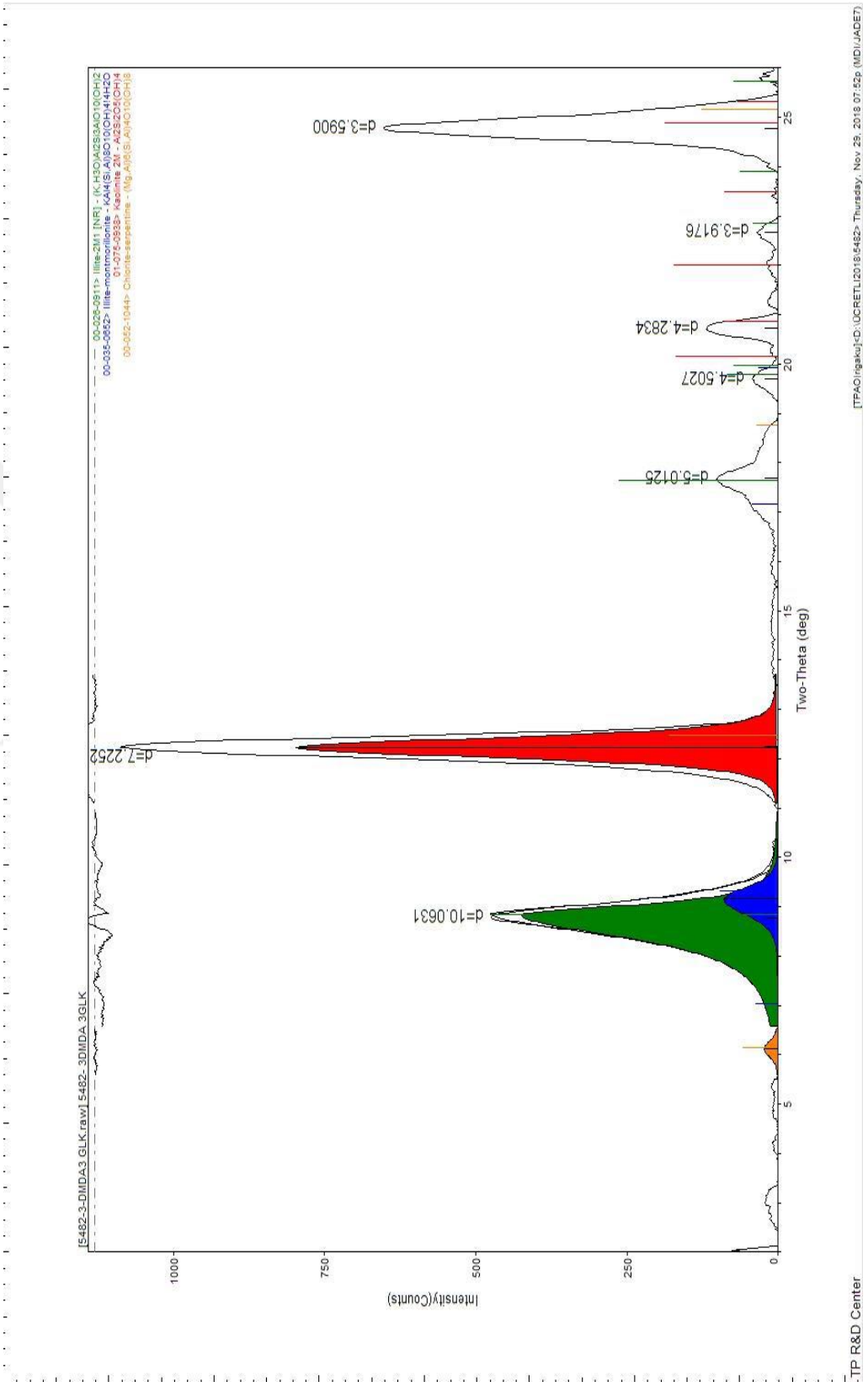
Ek 13


[5482-13-DMDA13 FRN raw] 5482_13DMDA 13 FRN
d=10,3698
d=14,3359
d=5,0867
d=4,5577
d=4,3081
d=3,5533
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO/ngaku]-D:\DCRETL\2018\5482> Monday, Nov 26, 2018 04:38p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

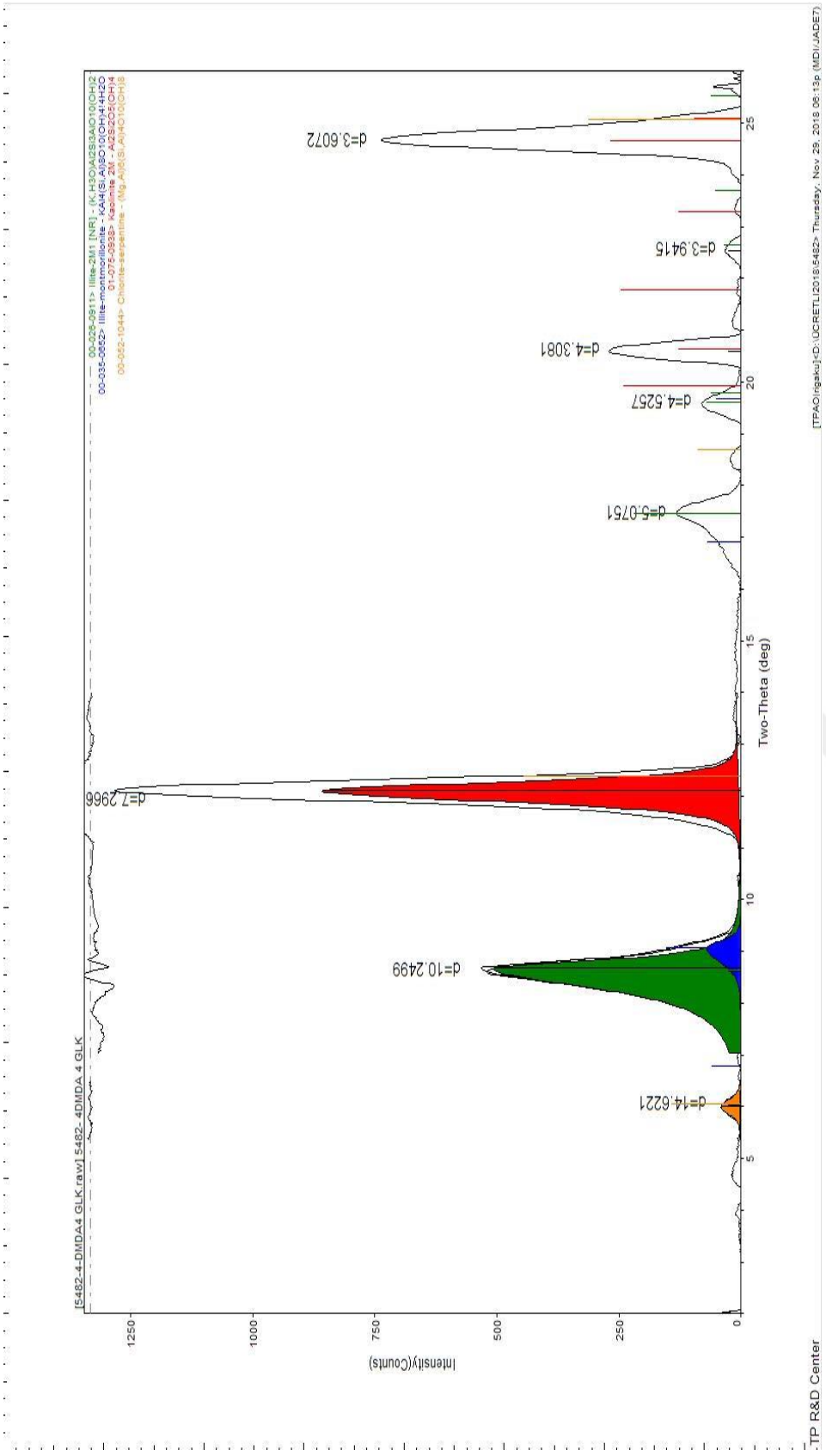

[5482-1-DMDA1 GLK.raw] 5482- 1DMDA 1GLK
00-026-0911> Illite-2M1 (NR) - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0652> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4H2O
01-075-0938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1043> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=7,2845
d=10,2259
d=3,5958
d=4,3039
d=4,4521
d=5,0522
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO]nga4uj]<D:\DCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 05:36p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

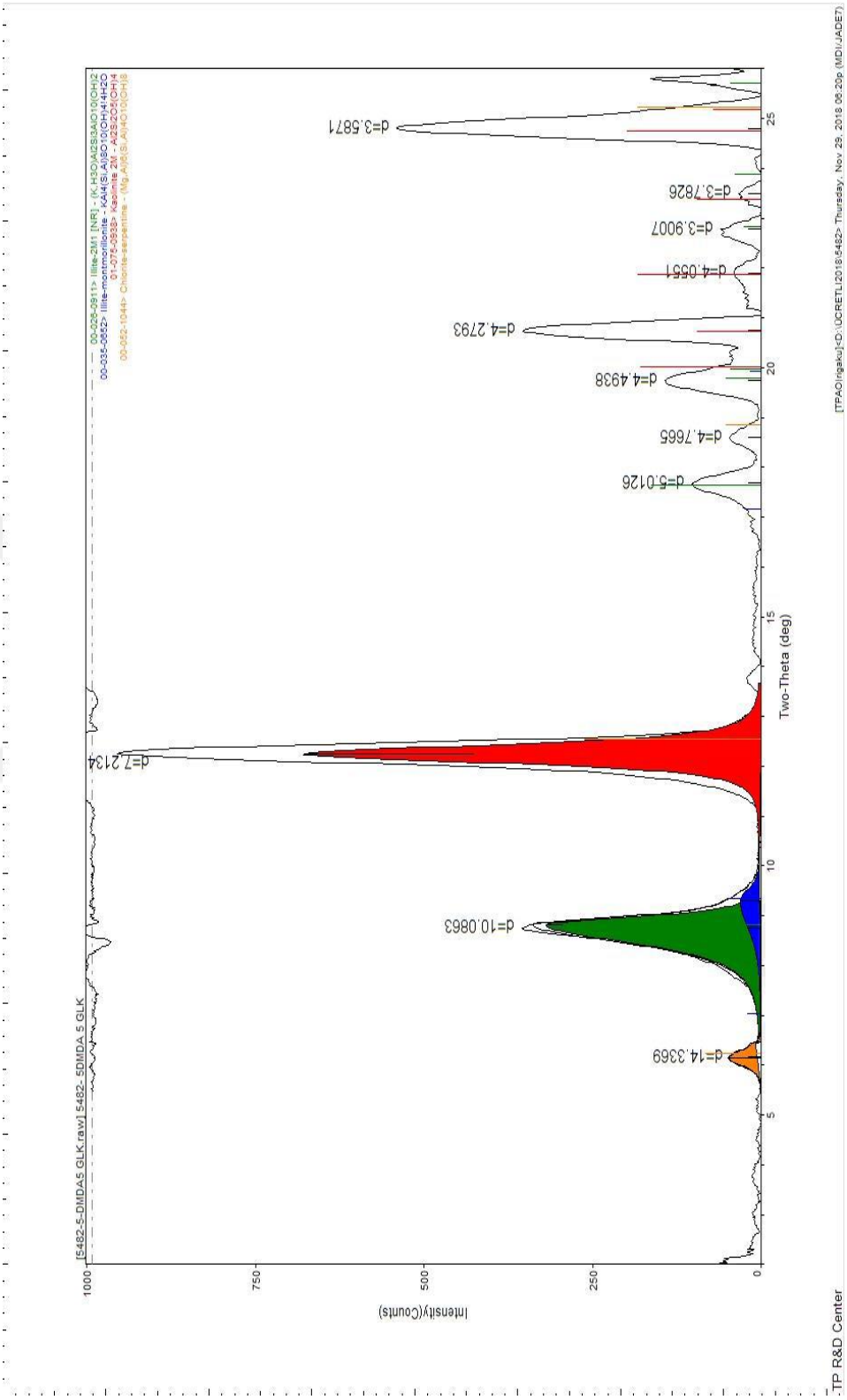
Ek 15

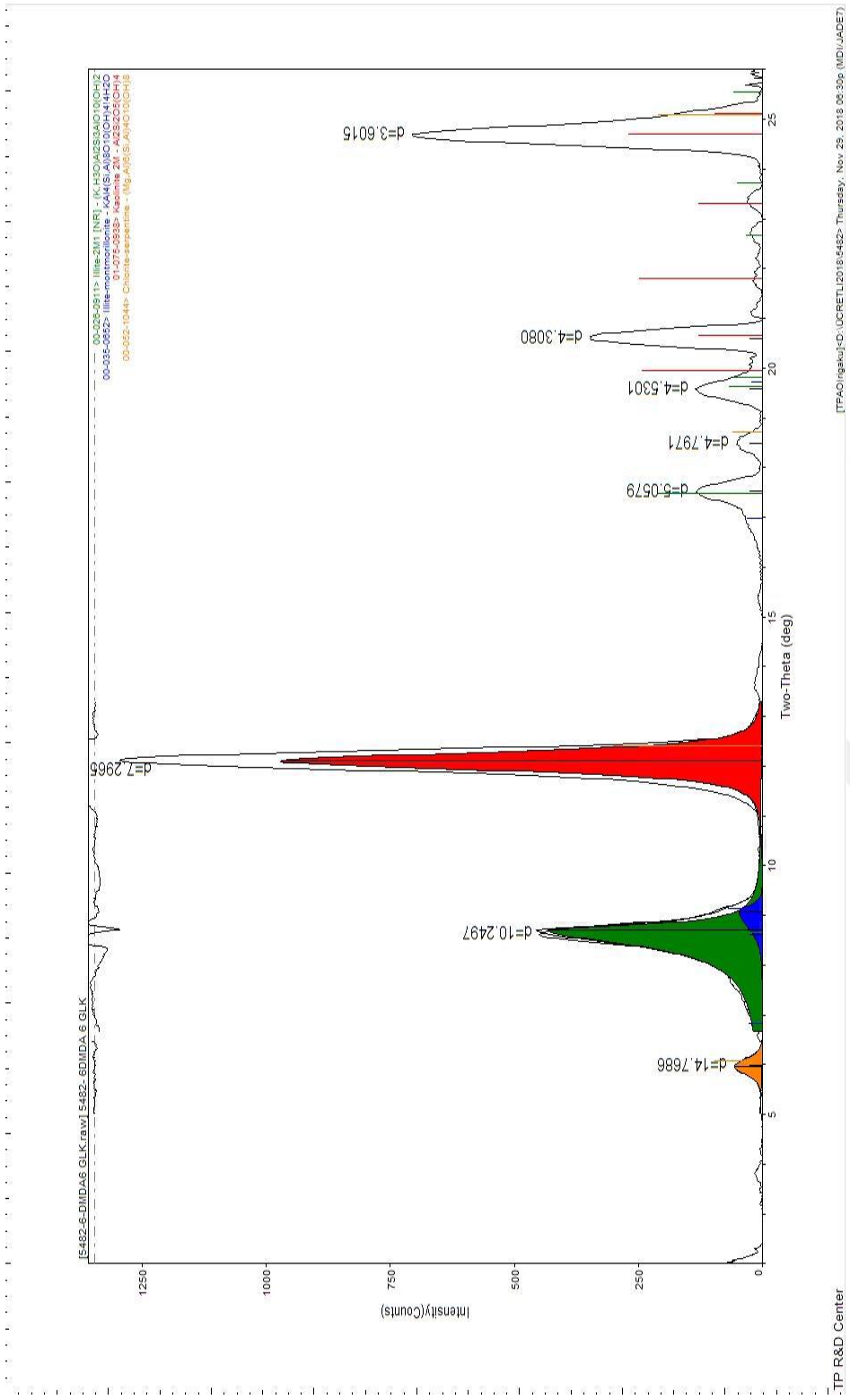

[5482-2-DMDA2 GLK.raw] 5482- 2DMDA 2GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-038-0662> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4!4H2O
01-075-3938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=7.2605
d=10.1784
d=14.5236
d=5.0406
d=4.5029
d=4.2795
d=4.0514
d=3.9210
d=3.7953
d=3.5929
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO]ngaku]<D:\DCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 05:48p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

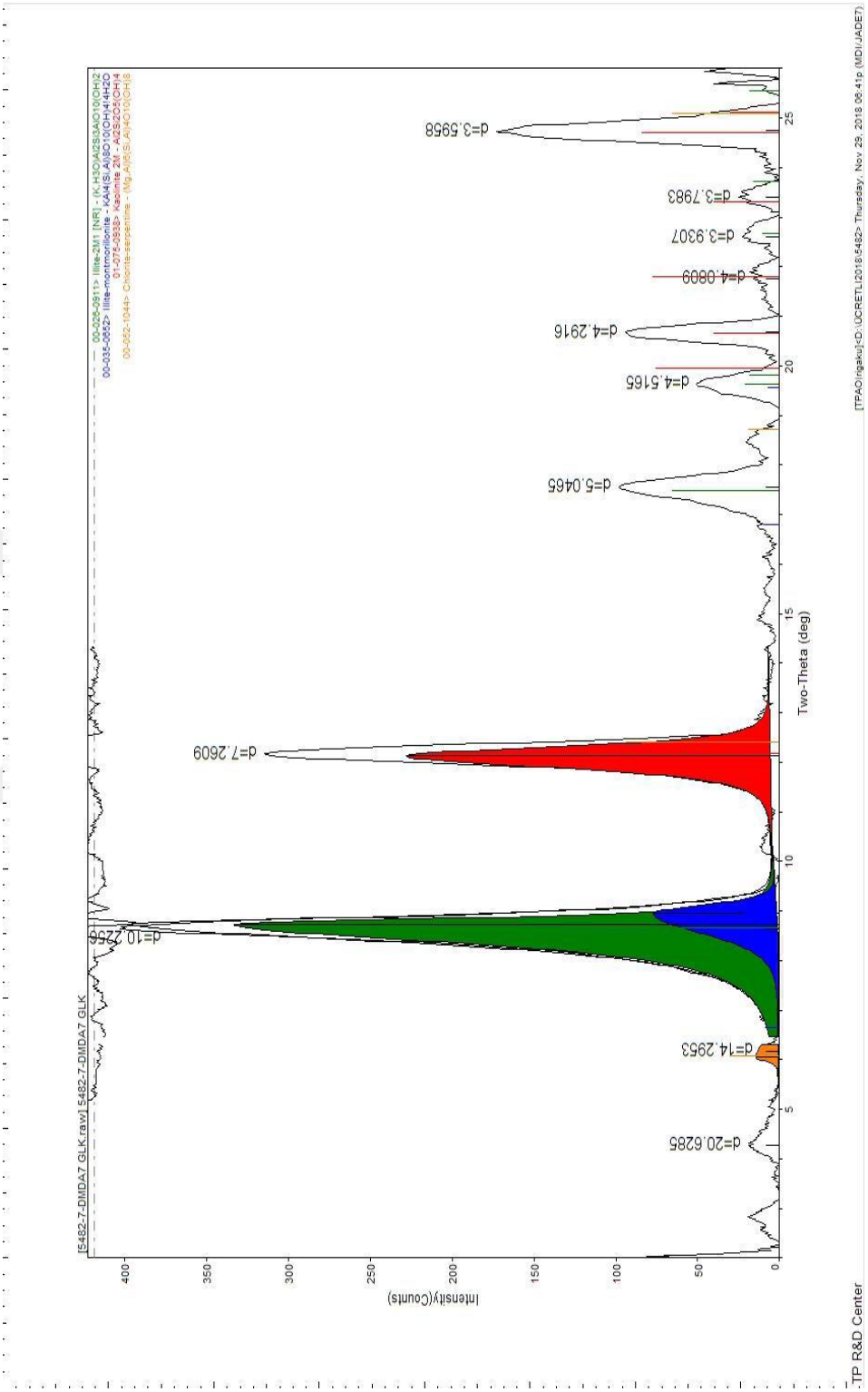

[5482-3-DMDA3 GLK.raw] 5482- 3DMDA 3GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)(Al2Si3Al)O10(OH)2
00-035-0662> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4H4H2O
01-075-0938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=10.0631
d=7.2252
d=5.0125
d=4.5027
d=4.2834
d=3.9176
d=3.5900
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO:ingaku]<D:\UCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 07:52p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

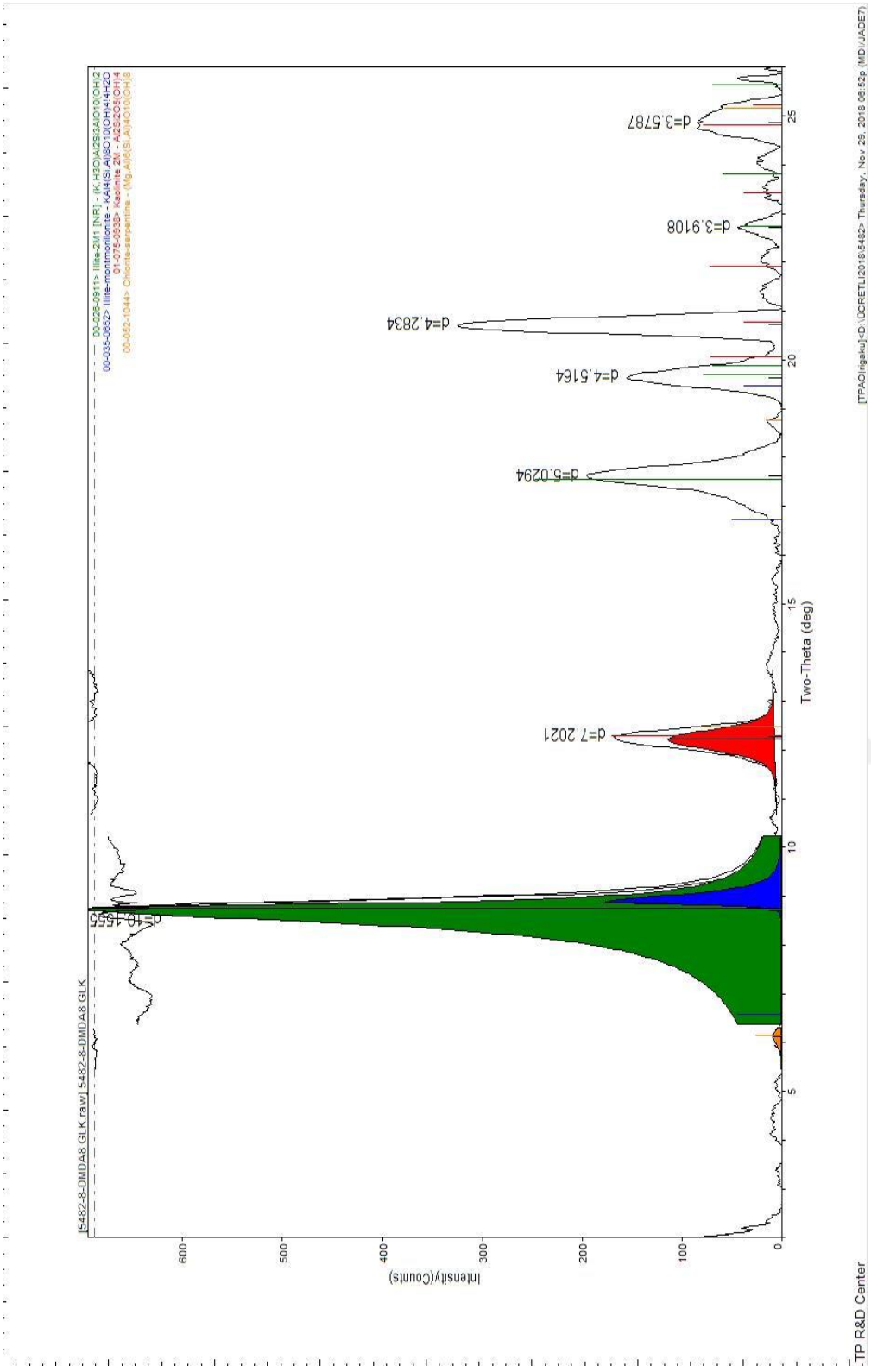
Ek 17

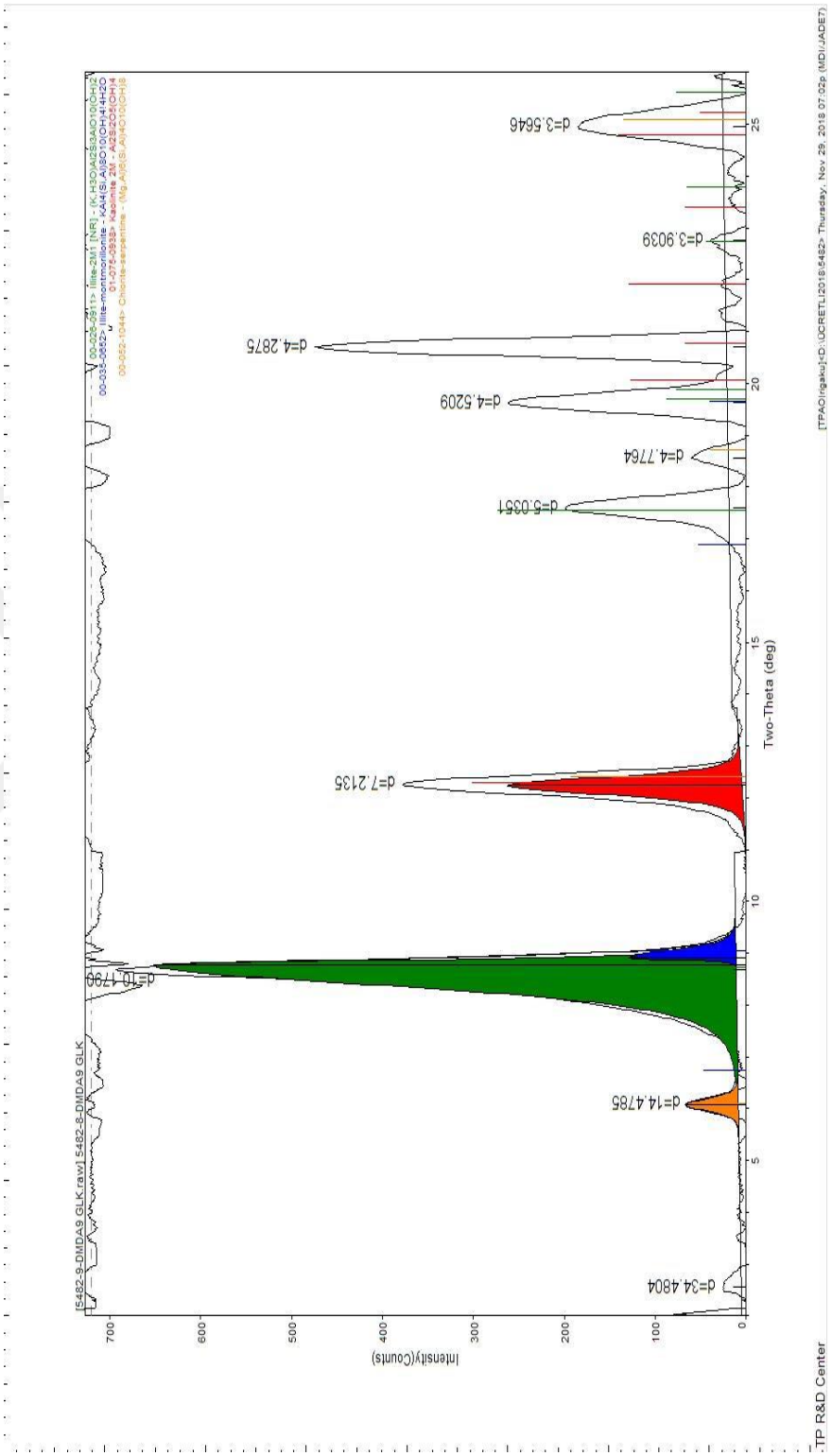

[5482-4-DMDA4 GLK.raw] 5482- 4DMDA 4 GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0662> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4!4H2O
01-075-0938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=7.2986
d=10.2499
d=14.6221
d=3.6072
d=3.9415
d=4.3081
d=4.5257
d=5.0751
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO:\rigaku\]<D:\DCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 08:13p (MDI/JADE7)
TP R&D Center


[5482-5-DMDA5 GLK.raw] 5482_5DMDA 5 GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0662> Illite-montmorillonite - KAl4(SiAl)8O10(OH)4·H2O
01-076-0833> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=14.3369
d=10.0863
d=7.2134
d=5.0126
d=4.7665
d=4.4938
d=4.2793
d=4.0651
d=3.9007
d=3.7826
d=3.5871
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO]\rigaku\<D:\UCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 06:20p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

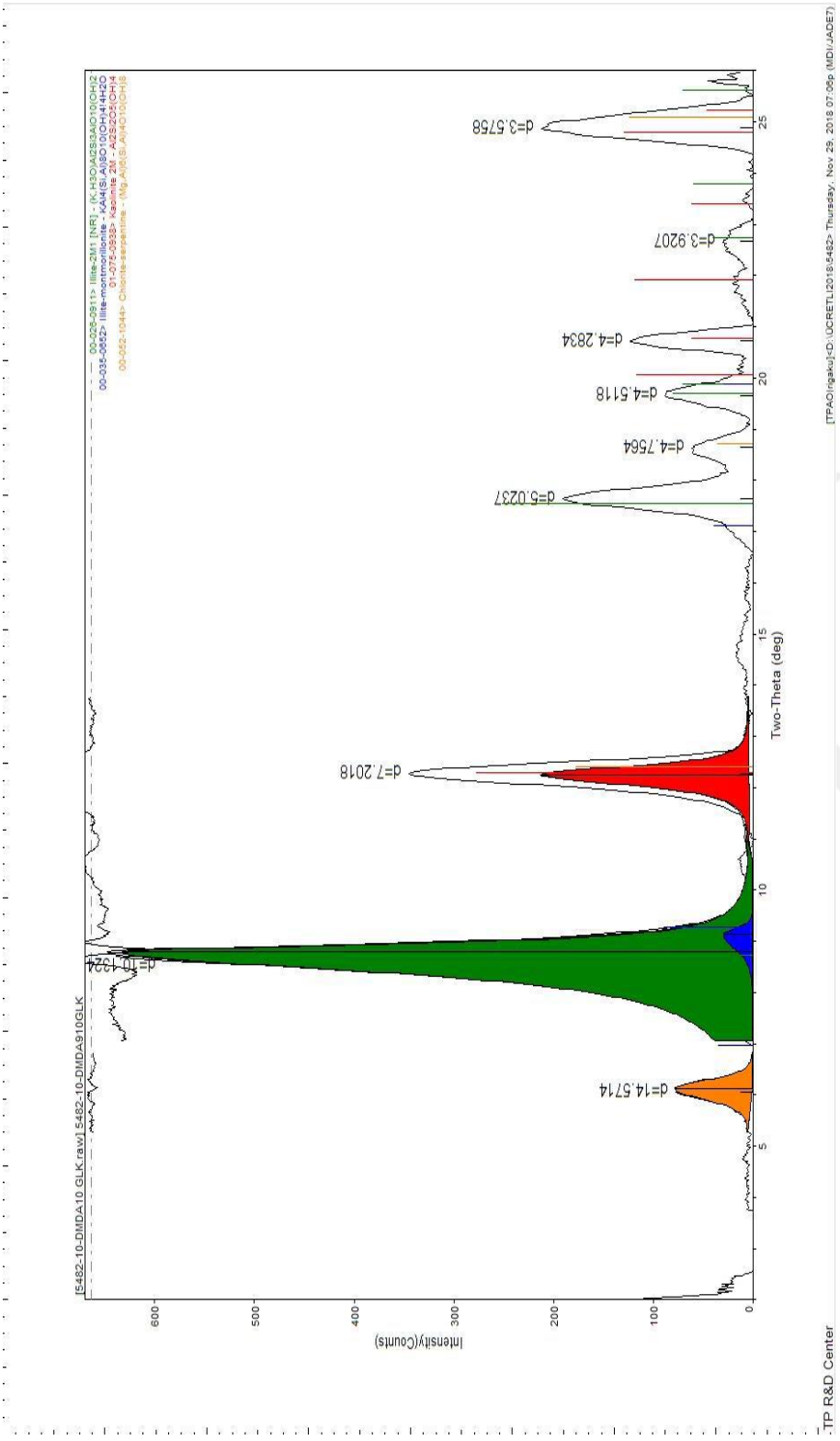

[5482-6-DMDA6 GLK.raw] 5482- 6DMDA 6 GLK
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=7.2966
d=10.2497
d=14.7686
d=5.0579
d=4.7971
d=4.5301
d=4.3080
d=3.6015
TP R&D Center

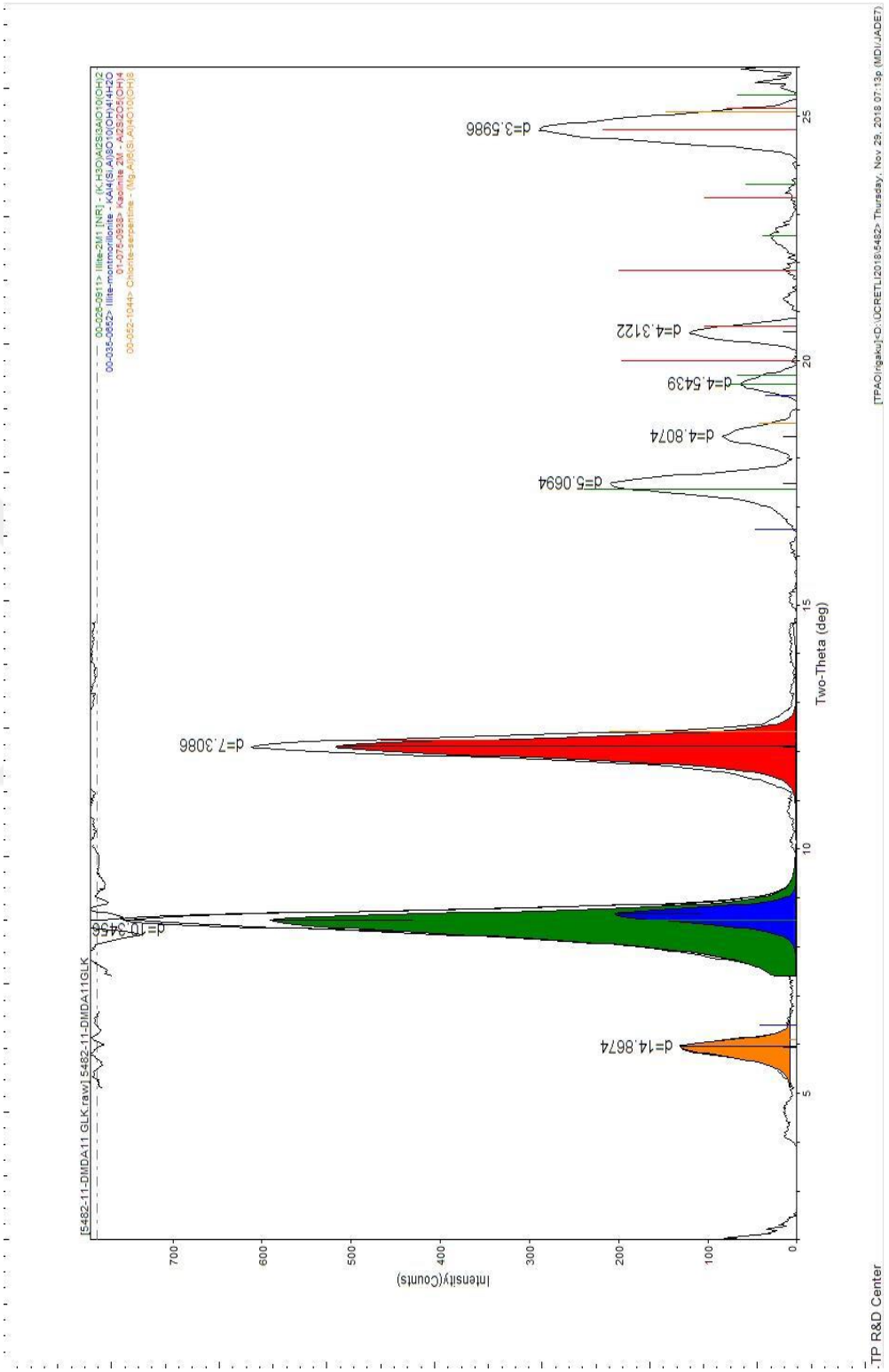

[5482-7-DMDA7 GLK.raw] 5482-7-DMDA7 GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)(Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0662> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4!4H2O
01-075-0938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
05-052-1044> Clinoptilolite - (Mg,Al)5Si,Al)36O72(OH)18
d=20.6285
d=14.2953
d=10.2256
d=7.2609
d=5.0465
d=4.5165
d=4.2916
d=4.0809
d=3.9307
d=3.7983
d=3.5958
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO/ngakoj]<D:\UCRET\L2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 08:41p (MDI/JADE7)
TP R&D Center


[5482-8-DMDA8 GLK raw] 5482-8-DMDA8 GLK
00-026-0911> Illite-2M1 (NR) - (K,H3O)(Al2Si3Al)O10(OH)2
00-035-0652> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4.H2O
01-072-2433> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=10.1557
d=7.2021
d=5.0294
d=4.5164
d=4.2834
d=3.9108
d=3.5787
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO]\rigaku]<D:\OCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 06:52p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

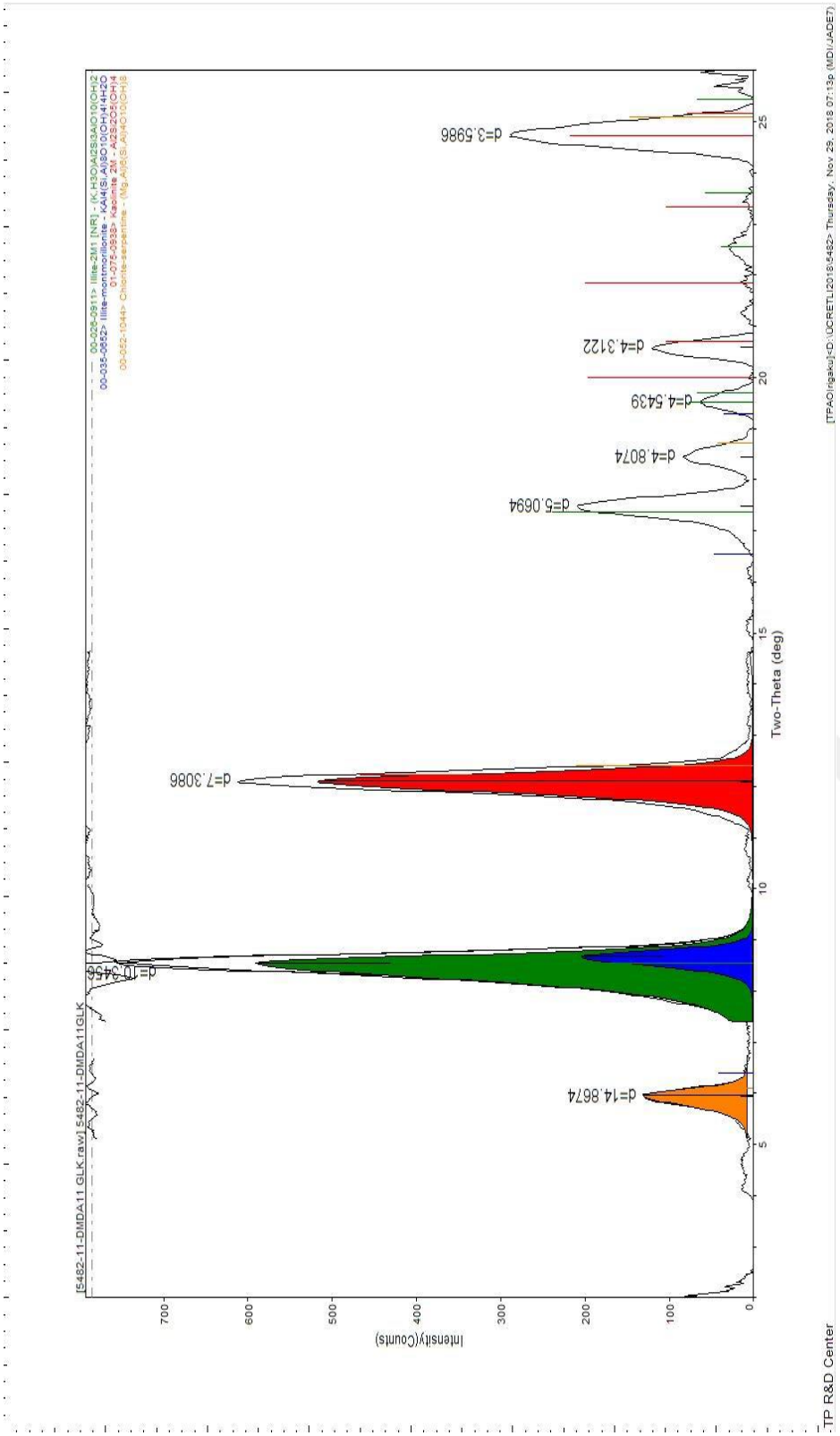

[5482-9-DMDA9 GLK.raw] 5482-8-DMDA9 GLK
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
d=34.4804
d=14.4785
d=10.1790
d=7.2135
d=5.0351
d=4.7764
d=4.5209
d=4.2875
d=3.9039
d=3.5646
TP R&D Center

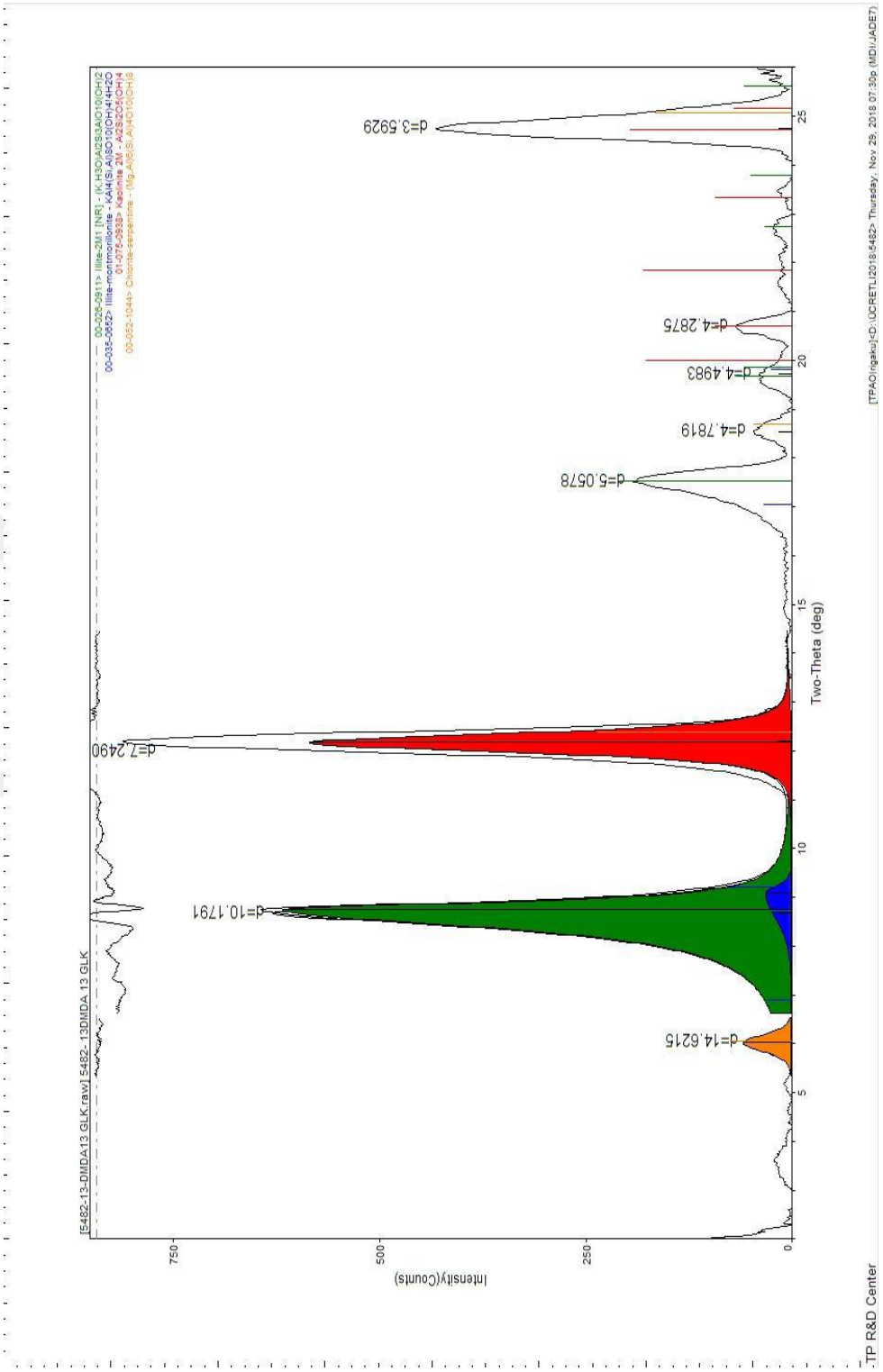
Ek 23


[5482-10-DMDA10-GLK.raw] 5482-10-DMDA910GLK
00-026-0911> Illite-2M1 (NR) - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0652> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4.H2O
01-075-0938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=10.1224
d=7.2018
d=14.5714
d=5.0237
d=4.7564
d=4.5118
d=4.2834
d=3.9207
d=3.5758
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO]ngaku]=D:\DCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 07:06p (MDI/JADE7)
TP R&D Center


[5482-11-DMDA11 GLK.raw] 5482-11-DMDA11GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)(Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0652> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4!4H2O
01-075-0938> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1043> Chlorite serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=14.8674
d=10.2456
d=7.3086
d=5.0694
d=4.8074
d=4.5439
d=4.3122
d=3.5986
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO:\rigaku]-D:\UCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 07:13p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

Ek 25


[5482-11-DMDA11 GLK raw] 5482-11-DMDA11GLK
00-026-0911> Illite-2M1 [NR] - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0652> Illite-montmorillonite - KAl4(Si,Al)8O10(OH)4·H2O
00-029-1498> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-052-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=14.8674
d=10.3456
d=7.3086
d=5.0694
d=4.8074
d=4.5439
d=4.3122
d=3.5986
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO\Ingaku]-D:\UCRETLI\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 07:19p (MDI/JADE7)
TP R&D Center


[5482-13-DMDA13 GLK.raw] 5482- 13DMDA 13 GLK
00-026-0911> Illite-2M1 (NR) - (K,H3O)Al2Si3AlO10(OH)2
00-035-0662> Illite-montmorillonite - K4Al(Si,Al)8O10(OH)4H2O
01-076-0933> Kaolinite 2M - Al2Si2O5(OH)4
00-002-1044> Chlorite-serpentine - (Mg,Al)6(Si,Al)4O10(OH)8
d=14.6215
d=10.1791
d=7.2490
d=5.0578
d=4.7819
d=4.4983
d=4.2875
d=3.5929
Intensity(Counts)
Two-Theta (deg)
[TPAO]<gaksu>[<D:\DCRETL\2018\5482> Thursday, Nov 29, 2018 07:39p (MDI/JADE7)
TP R&D Center

ÖZGEÇMİŞ

13.12.1989'da Ordu/Fatsa'da doğdu. İlk ve orta öğrenimini Ankara'da tamamladı. Ankara Süleyman Demirel Anadolu Lisesi'nden 2007 yılında mezun oldu. 2012 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği bölümünden mezun oldu. 2013 yılında TPAO Batman Bölge Müdürlüğü'nde mühendis olarak işe başladı, 2018 yılında TPAO Genel Müdürlüğü'ne kıdemli mühendis olarak atandı. Evli ve iki çocuk babasıdır.

DİCLE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
TEZ İNTİHAL FORMU

ÖĞRENCİ BİLGİLERİ	
ADI VE SOYADI	MUHAMMET AKİF İNAN
ÖĞRENCİ NO	15807004
EĞİTİM – ÖĞRETİM YILI	2018-2019
YARIYIL	☐ Güz ☒ Bahar
ANABİLİM DALI	MADEN MÜHENDİSLİĞİ
PROGRAM	Yüksek Lisans
TEZ KONUSU	DİYARBAKIR VE ÇEVRESİNİN KAYA GAZI POTANSİYELİ AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ
İNTİHAL RAPORU BİLGİLERİ	
RAPOR TÜRÜ	Tez Savunma Sınavı Sonrası
SAYFA SAYISI	103
BENZERLİK ORANI	% 22
RAPORLAMA TARİHİ	29/07/ 2019

Yukarıda başlığı/konusu gösterilen tez çalışmamın kapak sayfası, giriş, ana bölümler, sonuç ve tartışma kısımlarından oluşan toplam 103 sayfalık kısmına ilişkin, 29/07/2019 tarihinde şahsım/tez danışmanım tarafından Turnitin adlı intihal tespit programından aşağıda belirtilen filtrelemeler uygulanarak alınmış olan intihal raporuna göre, tezimin benzerlik oranı % 22 'tür.

Uygulanan filtrelemeler:

☒Kabul/Onay sayfaları hariç,
☐Kaynakça hariç
☐Alıntılar hariç/dâhil
☐Diğer

Dicle Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Lisansüstü Programlarda Tez Çalışması İntihal Raporu Uygulama Esasları'nı inceledim ve bu Uygulama Esasları'nda belirtilen azami benzerlik oranlarına göre tez çalışmamın herhangi bir intihal içermediğini; aksinin tespit edilmesi durumunda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Gereğini saygılarımla arz ederim.

(Öğrencinin Adı Soyadı)
Muhammet Akif İNAN

(İMZA/TARİH) 29.07.2019

Orhan Kavak
Tez Danışmanı
(İMZA/TARİH)

Mustafa Aydın
Anabilim Dalı Başkanı
(İMZA/TARİH)

Formdaki bilgiler bilgisayar ortamında doldurulmalıdır. El yazısı ile doldurulan formlar geçersiz sayılmaktadır.