



**İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**OSMANCIK FORMASYONU DELTA GELİŞİM MODELİ VE
KUMTAŞLARININ HAZNE KAYA ÖZELLİKLERİ :
İNCİLİBAYIR SAHASI / TRAKYA**

Mert AÇIKALIN

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman

Prof. Dr. M. Namık YALÇIN

Ekim, 2012

İSTANBUL

Bu alışma, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın 24.07.2009 tarih, B.15.2.TPAO.10.05.00/2820 sayılı Genel Müdürlük olurları ile Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık alışma prensiplerine bağlı kalınarak yapılmıştır.

Bu çalışma 03/10/2012 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi



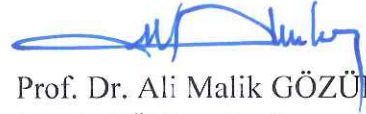
Prof. Dr. M. Namık YALÇIN
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi



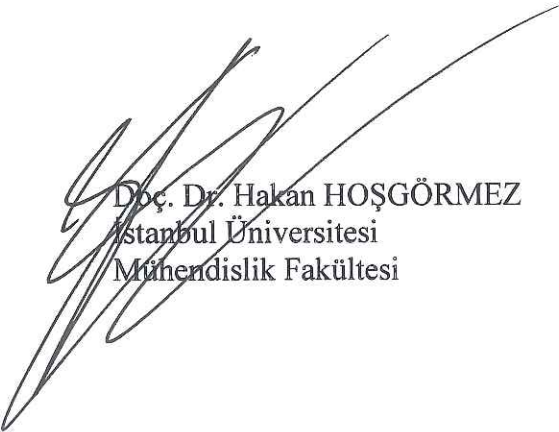
Prof. Dr. Simav BARGU
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi



Prof. Dr. Okan TÜYSÜZ
İstanbul Teknik Üniversitesi
Maden Fakültesi



Prof. Dr. Ali Malik GÖZÜBOL
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi



Doç. Dr. Hakan HOŞGÖRMEZ
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi

ÖNSÖZ

Bu çalışma, İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Ana Bilim Dalı'nda, Prof. Dr. M.Namık Yalçın danışmanlığında, Yüksek Lisans Tezi olarak yapılmıştır. Kullanılan veri paketi; Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı 24.07.2009 tarih, B.15.2.TPAO.10.05.00/2820 sayılı Genel Müdürlük olurları ile Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalarak çalışmaya dahil edilmiştir. ,

Tez danışmanım Prof. Dr. M. Namık YALÇIN'a en içten dileklerimle teşekkür ederim. **'Ortaklık yeraltı verilerinin gizliliğinin korunması prensibi'** doğrultusunda gerekli yazışmalar ve kurum bilgilendirmeleri çerçevesinde bu Yüksek Lisans Tezini hazırlamama yardımcı olan TPAO Arama Gurubu Daire Başkanı Ömer ŞAHİNTÜRK'e ve şahsında Ortaklık tüm çalışanlarına, bu çalışmanın gerçekleştirilmesi için gereken veri setini sağlayan Türkiye Petrolleri A.O'na, tez yazım aşamasında değerli katkılarını benden esirmeyen Uzman Müh. Atilla Özatar, Elektronik ve Haberleşme Y. Müh. Adem Polat, Harita Y. Müh. İlter Türkoğlu, Jeoloji Y. Müh. Emre Korhan Yaşar ile Ahmet Yiğit arkadaşına çok teşekkür ederim.

Her konuda bana maddi ve manevi desteğini esirgemeyen, her zaman yanımda olan aileme sonsuz teşekkür ederim.

Ekim, 2012

Mert AÇIKALIN

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
ŞEKİL LİSTESİ.....	v
TABLO LİSTESİ.....	ix
SEMBOL LİSTESİ.....	x
ÖZET	xiii
SUMMARY	xiv
1. GİRİŞ.....	1
1.1 TRAKYA HAVZASINDA HİDROKARBON ARAMACILIĞI VE SORUNLARI.....	1
1.2 ÇALIŞMANIN AMACI.....	2
1.3 ÇALIŞMA KAPSAMI	3
1.4 ÇALIŞMA ALANI.....	4
1.5 ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....	6
2. GENEL KISIMLAR	10
2.1 TRAKYA HAVZASININ JEOLojİSİ.....	10
2.1.1 Trakya Havzası'nın Tektonik Konumu	10
2.1.2 Trakya Havzası'nın Jeolojik Modeli ve Evrimi	12
2.1.3 Stratigrafi.....	18
2.1.3.1 Mezardere Formasyonu	20
2.1.3.2 Osmancık Formasyonu	20
2.1.3.3 Danişmen Formasyonu	26
2.1.4 Yapısal Jeoloji.....	28
2.1.4.1 Terzili Fay Bölgesi	29
2.1.4.2 Kuzey Osmancık Fay Bölgesi	30
2.2 DELTALAR.....	30
2.3 SEKANS STRATİGRAFİSİ.....	34
3. MALZEME VE YÖNTEM.....	38
3.1 SEKANS STRATİGRAFİSİ.....	39

3.2	KUYU LOG DEĞERLENDİRME PRENSİPLERİ	40
3.2.1	Gama Işını Logları	41
3.2.2	Sonik Log Prensipleri	42
3.2.3	Kuyu Loglarında Düşey Trend Analizleri	43
3.2.4	Kuyu Logları Yardımıyla Hesaplanan Petrofiziksel Parametreler	44
3.2.5	Elan Plus Yazılımının Hesapladığı Parametreler	45
3.2.6	Hidrokarbon Üretilabilir Rezervuarın Log Karakteristiği	45
3.3	KULLANILAN YAZILIMLAR	46
3.3.1	Surfer	46
3.3.2	Elan Plus	47
3.3.3	Winlog 3.25	47
4.	BULGULAR	48
4.1	İNCİLİBAYIR SAHASININ JEOLJİSİ	48
4.1.1	Stratigrafi	48
4.1.2	Yapısal Jeoloji	57
4.2	İNCİLİBAYIR SAHASININ PETROL JEOLJİSİ	57
4.2.1	Giriş	57
4.2.2	Ana Kayalar	58
4.2.3	Hazne Kaya	59
4.2.4	Örtü Kaya	61
4.2.5	Kapanlar	61
4.3	İNCİLİBAYIR SAHASINDAKİ OSMANCIK FORMASYONU KUMTAŞLARININ HAZNE KAYA ÖZELLİKLERİ	66
4.3.1	Log Değerlendirmesi	66
4.3.2	Porozite ve Permeabilite Özellikleri	68
4.3.3	Litolojik ve Petrografik Değerlendirme	72
4.3.4	Rezervuar Geometrisi	74
4.4	İNCİLİBAYIR SAHASINDA OSMANCIK FORMASYONU DELTA GELİŞİM MODELİ	75
4.4.1	Litofasiyes Analizi	75
4.4.1.1	<i>Osmancık Formasyonu Kalınlık ve Değişimleri</i>	76
4.4.1.2	<i>İzolite Değerlerinin Saptanması</i>	88

4.4.1.3	<i>Litofasiyese Dayalı Çıkarımlar</i>	104
4.4.2	Sekans Stratigrafisi Veri Tabanının Oluşturulması	106
4.4.3	İncilibayır Sahası’nda Osmancık Formasyonu Başlangıcının Yeniden Tanımlanması	107
4.4.4	İR 2-3-4-5 Sığ Kuyularındaki Sondaj Verilerinin İR-1 Kuyusu İle Korelasyon Sonucu Derinleştirilmesi	108
4.4.5	Osmancık Formasyonu İçerisindeki Litostratigrafik Dönemlerin (parasekansların) Belirlenmesi	109
4.4.6	İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu’nda Sekans Stratigrafisine Dayalı Çıkarımlar	125
5.	TARTIŞMA VE SONUÇ	127
	KAYNAKLAR	130
	ÖZGEÇMİŞ	137

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1: İncilibayır Sahası ve çevresindeki Hamitabat – Umurca – Alacaoğlu Sahalarını gösterir basitleştirilmiş Jeoloji Haritası (Siyako ve Huvaz, 2007 den değiştirilerek).....	5
Şekil 2.1: Trakya Havzası'nın jeoloji haritası (Siyako ve Huvaz, 2007).	11
Şekil 2.2: Istranca Rodop masifleri – Sakarya kıtası ayrımı (Şengör ve Yılmaz, 1981).	14
Şekil 2.3: Türkiye'nin orojenik mozaïği ile Pontidlerin tektonik birimleri (Yılmaz ve diğ., 1997'den yararlanılarak yeniden çizilmiştir)	15
Şekil 2.4: Trakya Havzası ile bunun çevresindeki yapılar arasındaki ilişkiyi gösteren jeolojik kesit ve çalışma alanının konumu (Görür ve Okay, 1996'dan yararlanılarak yeniden çizilmiştir).....	16
Şekil 2.5: Trakya Havzası'nın genel yapısal özelliklerini gösteren jeolojik kesit ve İncilibayır Sahası'nın konumu (Yılmaz ve Özdemir, 2008'den değiştirilerek)..	17
Şekil 2.6: Trakya Havzası'nın genelleştirilmiş kronostratigrafisi (Siyako, 2006).....	19
Şekil 2.7: Mezardere Formasyonu - Osmancık Formasyonu'ndan bir görüntü.....	22
Şekil 2.8: Osmancık Formasyonu'nun yakından bir görüntüsü.....	23
Şekil 2.9: Osmancık Formasyonu örneği, Marmara Ereğlisi sahili.....	23
Şekil 2.10: Klinoformların gözleendiği sismik kesit.....	24
Şekil 2.11: Osmancık Formasyonu mostrasının fotoğrafı, Malkara Çöplüğü yanı/ Tekirdağ.....	25
Şekil 2.12: Osmancık Formasyonu mostrasının fotoğrafı, Kermeyan Köyü / Malkara / Tekirdağ.....	25
Şekil 2.13: Osmancık Formasyonu'nda alt delta düzlüğü ve kanal ağzı çökellerinin gözleendiği lokasyon.....	26
Şekil 2.14: Yörücek köyü yakınında açık bir linyit ocağında çekilen fotoğraf.....	28
Şekil 2.15: Çalışma alanının ana yapısal bileşenleri (Sünnetçioğlu, 2008'den değiştirilerek).....	29
Şekil 2.16: Bir delta sisteminin bileşenleri (A. Scholle ve P. Spearing, 1982'den değiştirilerek)	30

Şekil 2.17: Sualtı delta düzlüğündeki dağıtım ağızı barı çökellerini özetler diyagram (A.Scholle, P.,Spearing D., 1982'den değiştirilerek).....	31
Şekil 2.18: “Exxon Slug”, sekans (Van Wagoner ve diğ., 1988) modeli.....	32
Şekil 3.1: Osmancık Formasyonu delta gelişim modeli ve kumtaşlarının hazne kaya özellikleri: İncilibayır sahası/Trakya yüksek lisans tez çalışması ve iş akış şeması.....	33
Şekil 3.2: Kuyu logu veri şablonu (Sünnetçioğlu, 2008'den değiştirilerek).	41
Şekil 3.3: Gama ışını eğrilerinde gözlemlenen ayırt edilebilir düşey log eğilimleri (Sünnetçioğlu, 2008'den değiştirilerek)	43
Şekil 4.1: İR-4, 1, 2, 3 ve 5 kuyularının log korelasyonu ve İncilibayır sahası kuyularının yerlerini gösteren lokasyon haritası	49
Şekil 4.2: İR - 1 arama kuyusunda gerçekleştirilen kesit	52
Şekil 4.3: İR - 2 arama kuyusunda gerçekleştirilen kesit	53
Şekil 4.4: İR - 3 arama kuyusunda gerçekleştirilen kesit	54
Şekil 4.5: İR - 4 arama kuyusunda gerçekleştirilen kesit	55
Şekil 4.6: İR - 5 arama kuyusunda gerçekleştirilen kesit	56
Şekil 4.7: İR - 1 arama kuyusu rezervuar seviyenin log görüntüsü	60
Şekil 4.8: İR - 1 kuyusundan geçen Linecross-0512 no'lu sismik hat	62
Şekil 4.9: İR - 1 kuyusu üzerinden geçen Linein-1528 no'lu sismik hat	63
Şekil 4.10: İR - 5 kuyusu üzerinden geçen Linecross-0229 no'lu sismik kesit	64
Şekil 4.11: İR - 3 kuyusu üzerinden geçen MAD-06-207 numaralı sismik kesit	65
Şekil 4.12: İR - 4 kuyusu üzerinden geçen Linecross-1251 numaralı sismik kesit	65
Şekil 4.13: İR - 2 kuyusu rezervuar seviyenin log görüntüsü.....	67
Şekil 4.14: İncilibayır sahası Osmancık Formasyonu rezervuar seviyelerin Porozite [Φ]; [p.u.] - Permeabilite [K]; [mD] ilişkisi	71
Şekil 4.15a: MTA - 01 örneğinin mikroskop görüntüsü	73
Şekil 4.15b: MTA - 01 örneğinin mikroskop altındaki bir başka görüntüsü.....	73
Şekil 4.16: MTA - 02 örneğinin mikroskop görüntüsü	74

Şekil 4.17: Trakya Havzası'nda kuzey-güney hattı boyunca Hamitabat-İncilibayır-Alacaoğlu Sahaları'nda Osmancık Formasyonu kalınlık değişimini gösterir, buradaki yüksek lisans tez çalışmasıyla yeni hazırlanan, stratigrafik kesit.....	77
Şekil 4.18: Hamitabat-İncilibayır-Alacaoğlu-Umurca Sahaları/Trakya Havzası'nda Osmancık Formasyonu kalınlık haritası	78
Şekil 4.19: Trakya Havzası'ndaki birimlerin delta fasiyesleri ve çökeltme ortamları ile ilişkilendirilen delta çökeltim modeli (Weimer, 1973'ten değiştirilerek)	79
Şekil 4.20: Delta yelpazesinin doğudan batıya doğru yön değiştirmesi ve Osmancık Formasyonu delta yelpazesi içerisinde delta loblarının üst üste gelmesinin temsili gösterimi	79
Şekil 4.21: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kalınlık haritası	80
Şekil 4.22: Şekil 4.21'deki A-A ^I hattı üzerinden geçen kesit	81
Şekil 4.23: Şekil 4.21'deki B-B ^I hattı üzerinden geçen kesit	81
Şekil 4.24: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu tavanı yapı kontur haritası	82
Şekil 4.25: Şekil 4.24'deki A-A ^I hattı üzerinden geçen kesit	83
Şekil 4.26: Şekil 4.24'deki B-B ^I hattı üzerinden geçen kesit	83
Şekil 4.27: İncilibayır Sahası'nın bir delta modeli üzerindeki yaklaşık konumu	84
Şekil 4.28: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kumtaşı izolit haritası	84
Şekil 4.29: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu şeyl izolit haritası	85
Şekil 4.30: İncilibayır Sahası kumtaşı / şeyl oran haritası	86
Şekil 4.31: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kırıntılı/karbonatlı çökel oran haritası.....	87
Şekil 4.32: İR-1 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu.....	110
Şekil 4.33: İR-2 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu.....	116
Şekil 4.34: İR-3 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu.....	118
Şekil 4.35: İR-4 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu.....	120

Şekil 4.36: İR-5 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu.....	123
---	-----

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1: Sekans stratigrafisi terminolojisinde kullanılan kısaltmalar	35
Tablo 2.2: Döngülerin sırası ve farklı sekans stratigrafisi çalışmalarının temel stratigrafik birimlerinin özeti	36
Tablo 4.1: İncilibayır Sahasında kesilen formasyonlar ve kuyulara bağlı değişen formasyon kalınlıkları.....	48
Tablo 4.2: İR - 1 kuyusunda tanımlanan litolojilerin genelleştirilmiş özet tablosu.....	49
Tablo 4.3: İncilibayır sahası rezervuar seviyelerdeki porozite ile permeabilite verilerinin özet tablosu	70
Tablo 4.4: İR - 1 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri.....	89
Tablo 4.5: İR - 2 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri.....	94
Tablo 4.6: İR - 3 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri.....	95
Tablo 4.7: İR - 4 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri.....	98
Tablo 4.8: İR - 5 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri	101
Tablo 4.9: İncilibayır Sahası'ndaki Osmancık Formasyonu izolit değerleri özeti	104
Tablo 4.10: İncilibayır Sahasındaki kuyular ve hidrokarbonca zengin parasekans dönemlerinin kalınlıkları.....	125
Tablo 4.11: Osmancık Formasyonu'ndaki hidrokarbonca zengin gaz içeren (rezervuar) parasekansların özet tablosu.....	126

SEMBOL LİSTESİ

A: Genel olarak GR api okumasının en düşük olduğu stratigrafik aralıktan en yüksek olduğu stratigrafik aralığın belirli bir stratigrafik dönem (parasekans) olduğu kabul edilerek Osmancık Formasyonu deltayık ortam içerisinde yukarıya doğru kil oranı azalan eğilim içinde bölümlenmeye Mezardere Formasyonu girişine kadar devam etmiştir. Burada stratigrafik dönemler A, B, C..., diye adlandırılarak en son ZXIV dönemine kadar isimlendirilmiştir. Parasekans ayırtlamasında litoloji paketlerindeki farklılık da göz önüne alınmıştır. Osmancık Formasyonu parasekans döngülerine (A, B, C, ...) şeklinde Mezardere Formasyonu'na kadar devam edecek şekilde ayrılmıştır. Özetle Osmancık Formasyonu içerisindeki ilk parasekans dönem "A" diye adlandırılmıştır.

ADM-072-60: Adm-072-60 no'lu sismik hat

ADM-082-60: Adm-082-60 no'lu sismik hat

ADM-06-205: Adm-052-60 no'lu sismik hat

API: American Petroleum Institute.

BC: Before Christ (Hz.İsa'nın doğumundan önceki zamanı belirtmektedir)

FO: Full Open (Tam açık, gaz keşfi sonrası yapılan üretim testlerinde manifoldtaki gaz vanasının tam açık olması durumu).

G: Güney

GD: Güneydoğu

GR (api): Gama Işını (Amerikan Petrol Enstitüsü)

GR - BHC (TTI) - CAL: Gama Işını - Sonik – Kuyu Çapı (Kaliper) logları

GR - CNT - CDL: Yoğunluk - Nötron

GR - FED: Gama Işını - Tabaka Eğimi Ölçer

HC: Hidrokarbon

Φ : Gözeneklilik (= porozite)

K: İletkenlik (=permeabilite)

K (2): Kuzey

⁴⁰K: Potasyumun radyoaktif izotopu

KB: Kelly Bushing (Zeminin 5-10 metre üzerinde sondaj masasının döndüğü seviye)

KB (2): Kuzeybatı

KİLTŞ: Kilitaşı

KAFZ: Kuzey Anadolu Fay Zonu

KM: Kargı Masifi

KOFZ: Kuzey Osmancık Fay Zonu

KT: Kumtaşı

LB/CUFT: Libre/kübik fit (yoğunluk birimi, bir fit küpteki libre sayısı)

LLD: Formasyon direnci (invazyon zonu ötesindeki kirlenmemiş formasyonun direnci), birimi ohmm cinsinden hesaplanır

LLS: İnvazyon zonunun (sondaj çamurunun formasyon içersinde etkilediği alanın) direnci, birimi ohmm cinsinden hesaplanır

MA: Metreler arası

MD: Measured Depth (ölçülen toplam kuyu derinliği)

mD: Mili darsi (Petrol Mühendisliğinde ve jeolojide geçirgenliği ifade etmek için kullanılır. Henry Darcy'den sonra bu ismi almıştır; bir mili darsi = 0.001 darsidir)

MS/FT: Mikrosaniye bölü ayak (Sonik log eğrisi birim skalası)

MSFL (ohmm): Sondaj çamuru'nun direnç değerleri

MTA: Maden Teknik Arama

Myö: Milyon yıl önce

mV: milivolt

NPHI (%):Sondaj çamuru içersinde formasyona gönderilen nötron parçacıklarından soğrulmadan geri dönebilenlerin% cinsinden sayısı

NÖTRON/ GM CM³: 1 cm³'lük hacime düşen nötron parçacığı sayısı – formasyon yoğunluğunu ölçmek için kullanılan bir birimdir.

OHMM: Ohm cinsinden metre başına düşen direnç(rezistivite toolun okuduğu) değeri

P: Page (Sayfa numarası)

p.u.: porozite (gözeneklilik) birimi, % cinsinden boşluk miktarını ifadede kullanılır

PHIT: Toplam Porozite

PIGE: Etkin Porozite

RHOB (neutron /gm cm³): Gama ışınları formasyondaki elektronlara çarparak enerji kaybeder. Dedektör geri yansıyan gama ışınlarının yoğunluğunu ölçer ki bu, formasyonun yoğunluğu ile ilişkilidir. Elektron yoğunluğu, toplam yoğunluğun bir ölçüsüdür

SLT: Silttaşı

SP (mv): Spontaneous Potential (Anlık potansiyel)

SP-DLL-MSFL: Anlık potansiyel, formasyon direnci, sondaj çamuru direnci değerler üçlüsü

SUWI: Süpürme zonundaki (flaş zonundaki) su doygunluğu

Swi: Sedimanter kayaçtaki asgari (minimum) su satürasyonu

SXWI: Temiz su satürasyonu

ŞH: Şeyl

TF: Ters Fay

TFZ: .Terzili Fay Bölgesi

TPAO: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

TVDSS: Deniz Seviyesi altındaki dikey derinlik (kot)

USA: Amerika Birleşik Devletleri

USPF: Her ayaktaki birim saniye sayısı

V: Volume (baskı no)

VCL: Kıl hacmi, (Elan Plus yazılımıyla veri işlem sonucu, 5 adet petrofiziksel parametre hesaplanır)

XRD: X Ray Diffraction (X ışını difraksiyonu)

2D: İki boyutlu

3D: Üç boyutlu

ÖZET

OSMANCIK FORMASYONU DELTA GELİŞİM MODELİ VE KUMTAŞLARININ HAZNE KAYA ÖZELLİKLERİ: İNCİLİBAYIR SAHASI / TRAKYA

Bu çalışmada Trakya Havzası'ndaki İncilibayır Sahası ve yakın çevresindeki kuyulara ait kompozit kuyu logları incelenerek; Osmancık Formasyonu'nun yeraltı jeolojisi değerlendirmesinin yapılması, Osmancık Formasyonu içerisindeki 11 adet rezervuar özellikli kumtaşı seviyelerinin petrofiziksel ve hazne kaya özelliklerinin saptanması, Osmancık Formasyonu'nun İncilibayır Sahası içerisindeki konumu ve çökeltme ortamının tanımlanması amaçlanmıştır.

Bu amaç doğrultusunda Osmancık Formasyonu'nun litostratigrafik korelasyonu, İncilibayır Sahası içerisinde ve İncilibayır Sahası'na komşu sahalarla yapılarak Osmancık Formasyonu litofasiyes analizi öncesi gerekli veri tabanı tamamlanmıştır. Litofasiyes analizi sonrası hazırlanan izolit-kalınlık haritaları yorumlanarak İncilibayır Sahası içerisinde Osmancık Formasyonu'nun çökeltme ortamı tanımlanmış, ayrıca Osmancık Formasyonu istifi 37 alt parasekans dönemine ayrılarak ("A" dan "ZXIV"'e kadar) adlandırılmış, bu dönemlerin üretimi devam eden hidrokarbon rezervuar aralıklarıyla ilişkisi sorgulanmıştır. Elan Plus yazılımı İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu'ndaki her bir rezervuar aralığı için 0,2 metrede bir porozite ve satürasyon değerleri hesaplamış; bu değerlerin yukarıda adı geçen 11 farklı rezervuar aralığı için ortalaması alınmıştır. Son olarak rezervuarların ortalama porozite-satürasyon değerleri, literatürde bilinen porozite-satürasyon-permeabilite denkleminde kullanılarak 11 farklı ortalama porozite-permeabilite veri ikilisi elde edilmiştir. Bunlara ek olarak rezervuar parametrelerinin İncilibayır Sahası içerisinde mekansal açıdan (1154-1222 m.a) değişimi de sorgulanmıştır.

Litofasiyes analizinden elde edilen izolit-kalınlık haritaları yorumlanarak İncilibayır Sahasında çökel taşıma yönü Kuzeybatı-Güneydoğu olarak tespit edilmiş, geometrisi ortaya çıkarılan çökeltme ortamının delta ortamında delta düzlüğünün sonu ve hemen delta önünün başladığı alanda, küçük bir dağıtım kanalı üzerinde, bulunabileceği belirlenmiştir. Parasekans analizinden elde edilen sonuçlara göre, dönemler içerisinde hidrokarbon içermeye potansiyeline göre en üretkeninin "F" dönemi olduğu, bunu sırasıyla G, H, E parasekanslarının takip ettiği (Tablo 4.5) görülmüştür. İncilibayır Sahası'ndaki Osmancık Formasyonu rezervuar kumtaşılarının hazne kaya petrofiziksel analiz sonuçlarına göre, Elan Plus yazılımı ile porozite değerleri: 0.08 – 0.19 p.u. arasında saptanmıştır. Literatürdeki denklem yardımı ile permeabilite değerleri 0.05 - 3.45 mD arasında hesaplanmıştır. Hesaplanan bu rezervuar parametreleri arasında bir regresyon analizi yapılmış ve $y = 287.7x^2 - 45.86x + 1.859$ bağıntısı yüksek bir güvenilirlik derecesiyle $R^2 = 0.989$ olarak hesaplanmıştır. İncilibayır Sahası içerisinde yaklaşık olarak aynı seviyeler için (1154-1222 m) malzeme taşınma yönü ile paralel olacak şekilde porozite ve permeabilite ve toplam rezervuar kalınlığında, dolayısıyla da rezervuar kalitesinde Kuzeybatıdan Güneydoğuya doğru bir artış olduğu görülmüştür.

SUMMARY

DELTA DEVELOPMENT MODEL OF OSMANCIK FORMATION AND RESERVOIR ROCK PROPERTIES OF SANDSTONES-INCILIBAYIR FIELD / THRACE

In this study it was aimed to conduct a subsurface geological evaluation of The Osmancık Formation, to determine the petrophysical and reservoir rock properties of natural gas producing sandstone levels within The Osmancık Formation and to define the geographical position and depositional environment of The Osmancık Formation within The İncilibayır Field.

For this purpose, lithostratigraphic correlation of The Osmancık Formation within The İncilibayır Field and nearby fields were made. So that the required database for The Osmancık Formation lithofacies analysis was completed. The isolith and thickness maps prepared after lithofacies analysis were interpreted to define depositional environment of The Osmancık Formation in The İncilibayır Field. In addition to that, The Osmancık Formation sequence was imparted to 37 sub-parasequence intervals (named from A to ZXIV) and their relationship with hydrocarbon production reservoir intervals was questioned. Elan Plus software calculated porosity and saturation values for each reservoir interval for every 0,2 meter. The approximate value of these parameters for 11 reservoir intervals were obtained to use in porosity-saturation-permeability equation. In addition to these, the spatial change of reservoir parameters (in between 854-922 m) within The İncilibayır Field was also questioned.

By interpreting the isolith and thickness maps obtained from lithofacies analyses, the sediment transportation direction in The İncilibayır Field was determined as from Northwest to Southeast. The depositional environment, with its recovered geometry, was determined to be at the end of a delta plain-just at the beginning of a delta front, on a small distribution channel. According to the results obtained from parasequence analysis, parasequence periods were grouped in relation to their hydrocarbon storage potential. The most hydrocarbon productive parasequences were determined as F, G, H and E parasequences in order. Petrophysical analysis results of hydrocarbon producing sandstones of The Osmancık Formation within İncilibayır Field was obtained by Elan Plus software. According to the results, the porosity and permeability values were calculated in between 0.08–0.19 p.u., 0.05-3.45 mD respectively. A regression analysis was made in between these reservoir parameters. Related equation $y = 287.7x^2 - 45.86x + 1.859$ was determined with a high reliability degree of $R^2 = 0.989$. Within The İncilibayır Field at depths (1154-1222) an increase in porosity-permeability values, in total reservoir thickness and so in the overall reservoir quality from Northwest to Southeast direction is observed.

1. GİRİŞ

Trakya Havzası, ülkemizdeki doğal gaz üretilen önemli bir havzadır. Trakya Havzası'nda hidrokarbon aramacılığı 1890' lara kadar uzanmaktadır. İlk ticari olmayan petrol keşfi 1900 yılında European Petroleum Corporation tarafından Hora kuyusunda Mürefte-Tekirdağ yakınlarında yapılmıştır. MTA, Mürefte yakınlarında 1937 ile 1947 arasında 8 adet kuyu açmıştır. 1954'teki yeni petrol yasasından sonra sondaj aktivitesi de hızlanmıştır. 1890'dan beri, 400'den fazla kuyu çoklukla TPAO tarafından kazılmıştır. İlk ticari gaz keşfi TPAO tarafından 1970'de Hamitabat Sahası'nda gerçekleştirilmiştir. Yaklaşık bir yüzyıl boyunca gerçekleştirilen arama çalışmaları 12 adet gaz sahasının ve 2 ana petrol sahasının keşfi ile sonuçlanmıştır. Bugün Trakya Havzası, 10 milyar metre küplük (kanıtlanmış ancak henüz işletilmemiş rezerv) gaz varlığıyla ülkemizdeki en üretken gaz havzası durumundadır.

1.1. TRAKYA HAVZASI'NDA HİDROKARBON ARAMACILIĞI VE SORUNLARI

Modern aramacılık kavramından bir bakışla Üst Eosen Hamitabat Formasyonu'nun türbiditik kumtaşları, Soğucak Formasyonu'nun yine Üst Eosen yaşlı resifal kireçtaşları ve Oligosen yaşlı Osmancık Formasyonu arama çalışmalarında rezervuar kayalar için 3 ana hedeftir. Bu hedeflere bağlı 1995'ten beri 3 boyutlu sismik çalışmalar, yapısal ve stratigrafik kapanların belirlenmesi için etkin olarak kullanılmaktadır.

Arama çalışmaları sonucunda Osmancık Formasyonu hakkında bugün gelinen noktada bilinenler şöyle özetlenebilir:

Osmancık Formasyonu'nun; deltayik geçiş ortamı ürünü bir çökel istifi olduğu, deltayik geçiş ortamı çökel istifi içerisindeki litolojilerin ağırlıklı olarak kumtaşı ve şeylden oluştuğu, kumtaşlarının özellikle üstten itibaren ilk 250-300 m'lik kısmının iyi rezervuar karakteri (porozite ve permeabilite açısından) gösterdiği bilinmektedir.

Bu verilerin ışığında Osmancık Formasyonu için geliştirilen arama projelerinin birçoğu büyük bir başarıyla sonuçlanmış ve bu formasyondan ciddi miktarda gaz üretimi gerçekleştirilmiştir (Atilla Özatar ile sözlü görüşme, 2012).

Bugüne kadar yapılan çalışmalarda Osmancık Formasyonu’nun özellikle havza kenarlarına yakın alanlardaki kumtaşlarının daha iyi rezervuar olduğu sonucuna ulaşılmışken, havzanın orta-derin kısımlarında Osmancık Formasyonu’nun üretken olamayacağı (havzanın derin kısımlarına doğru Osmancık Formasyonu kumtaşlarının killilikten dolayı iyi rezervuar olamayacağından yola çıkılarak) düşünülmekteydi.

Havzanın ortaya yakın bir coğrafi konumundaki İR-1 kuyusunun açılması ve doğal gaz keşfi ile sonuçlanmasıyla havzanın orta kısmındaki Osmancık Formasyonu’na ait kumtaşlarının killi olmasına ve kumtaşlarının daha ince taneli olmasına rağmen rezervuarın üretken olabileceği ortaya çıkarılmış ve İncilibayır Sahası’nın geliştirilerek Osmancık Formasyonu hedefli toplam 5 kuyunun kazılması planlanmıştır.

Sonuç olarak havzanın derinlerinde çökelen ve oldukça kalın (yaklaşık 1500 m kalınlığa sahip), çoğunluğu şeylden ve daha az oranda da kumtaşlarından oluşan Osmancık Formasyonu’nun (rezervuar özelliği çok iyi olmasa da) gaz üretebileceği ortaya çıkarılmıştır. Bundan dolayıdır ki, Trakya Havzası’nda İncilibayır Sahası’nın 8 - 12 km doğusunda ve güneyinde yer alan ve daha önce farklı formasyonlar için açılan derin kuyularda (Umurca Sahası’nda ve Alacaoğlu Sahası’nda) göz ardı edilen Osmancık Formasyonu önem kazanmıştır. Böylece Osmancık Formasyonu’na yönelik arama çalışmalarına Trakya Havzası genelinde başlanmıştır. Bu hidrokarbon arama çalışmalarının başarısının, Osmancık Formasyonu kumtaşlarının rezervuar özelliklerinin havzanın derin kısımlarında hangi ortam koşuluyla denetlendiğinin anlaşılmasına bağlı olduğu görülmüştür.

1.2. ÇALIŞMANIN AMACI

“Osmancık Formasyonu delta gelişim modeli ve kumtaşlarının hazne kaya özellikleri: İncilibayır Sahası / Trakya” adlı bu çalışmada Trakya Havzası’ndaki İncilibayır Sahası ve yakın çevresinde;

- i) Osmancık Formasyonu'nun yeraltı jeolojisi değerlendirmesinin yapılması,
- ii) Osmancık Formasyonu rezervuar özellikli kumtaşı seviyelerinin petrofiziksel ve hazne kaya özelliklerinin saptanması,
- iii) Osmancık Formasyonu'nun İncilibayır Sahası'ndaki kesiminin delta ortamındaki konumunun ve gelişim modelinin tespiti ile İncilibayır Sahası ve yakın çevresindeki Osmancık Formasyonu'nun çökeltme ortamının tanımlanması amaçlanmaktadır.

1.3. ÇALIŞMANIN KAPSAMI

Bu Yüksek Lisans tezi hazırlanırken Trakya Havzası'ndaki İncilibayır Sahası ve yakın çevresindeki kuyulara ait kompozit kuyu logları incelenerek Osmancık Formasyonu'nun fasiyes analizinin yapılması, Osmancık Formasyonu rezervuar kumtaşı seviyelerinin petrofiziksel özelliklerinin saptanması ve sahanın delta ortamındaki konumu ile gelişim modelinin tespiti hedeflenmiştir.

Çalışmanın ilk aşamasında konuyla ilgili jeolojik – jeofizik yöntemler ile elde edilen veriler, yürütülen çalışmalar ve bölgede yapılan incelemeler ile var olan literatür değerlendirilerek mevcut bilgi ve veri birikimi derlenmiştir.

Tez çalışması kapsamında önce İncilibayır Sahası'nda İR-1 kuyusu dışındaki sığ kuyuların (İR-2,3,4,5) eksik olan Osmancık Formasyonu litoloji verileri (İR-1 kuyusu ile litostratigrafik korelasyon sonucu) tamamlanmıştır. Daha sonra sahanın yakın çevresindeki 18 adet kuyunun kompozit kuyu logu da değerlendirilerek Osmancık Formasyonu için litofasiyes analizi gerçekleştirilmiştir. Bu bağlamda İncilibayır Sahası için;

- i) Osmancık Formasyonu kalınlık
 - ii) Osmancık Formasyonu tavanı için yapı kontur
 - iii) Osmancık Formasyonu kumtaşı kalınlık
 - iv) Osmancık Formasyonu kumtaşı/şeyl oranı
 - v) Osmancık Formasyonu şeyl kalınlık
 - vi) Osmancık Formasyonu kırıntılı / karbonatlı çökel oranı
- haritaları hazırlanmıştır.

Bunlara ek olarak Osmancık Formasyonu litofasiyes analizi tamamlanan İncilibayır Sahası'nın çevresindeki Umurca – Alacaoğlu – Hamitabat Sahaları ile litostratigrafik korelasyon yapılarak;

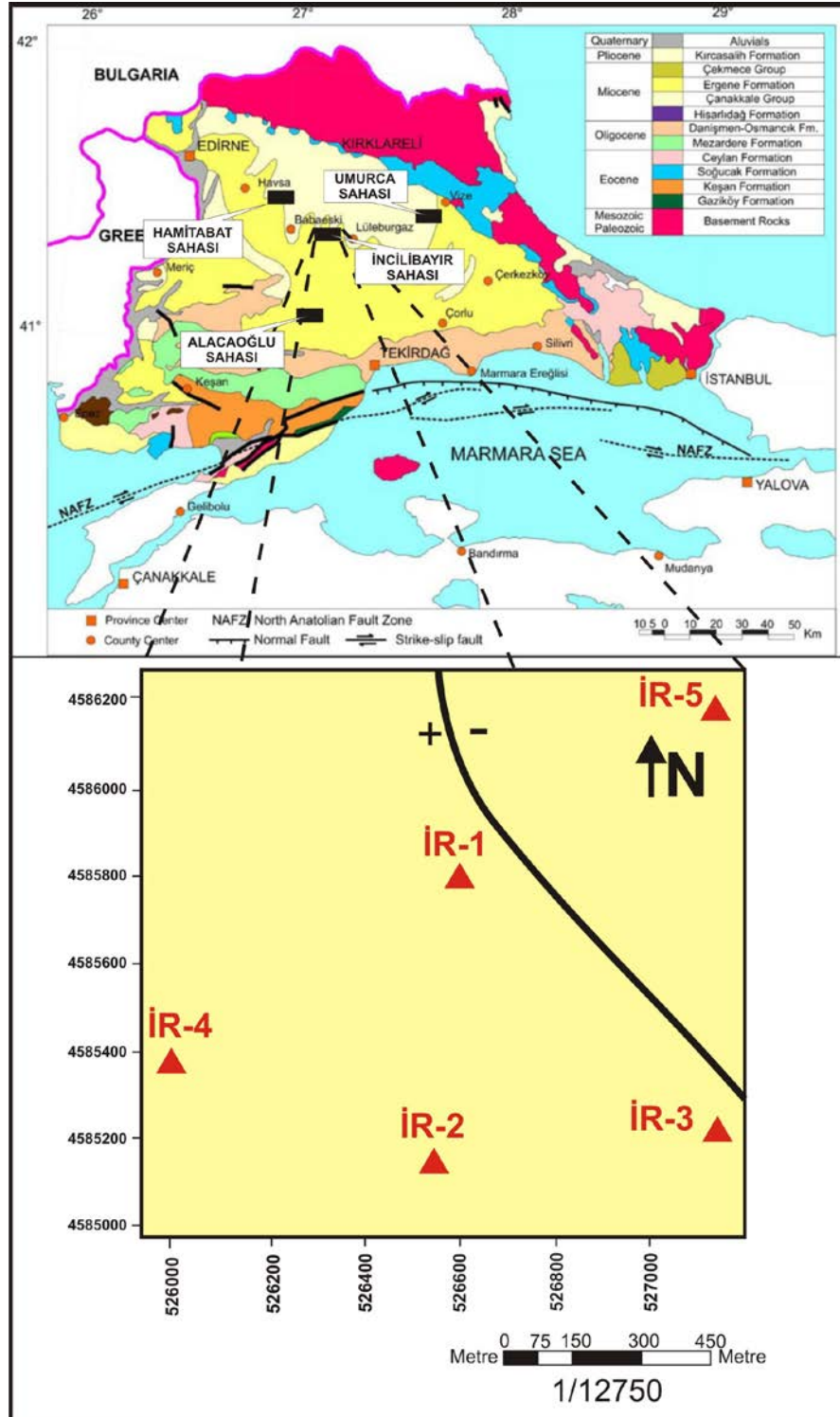
- i) Trakya Havzası'nda kuzey güney hattı boyunca Hamitabat – İncilibayır – Alacaoğlu Sahaları'nda Osmancık Formasyonu kalınlık değişimini gösteren bir stratigrafik kesit,
- ii) 595 km² lik bir alan içerisinde Osmancık Formasyonu kalınlık haritası oluşturulmuştur.

Bunlara ek olarak İncilibayır Sahası'ndaki kuyularda kesilen Osmancık Formasyonu A'dan başlayarak ZXIV'e kadar 37 adet parasekans dönemine ayrılmış, HC'ca zengin rezervuar aralıklarının parasekans dönemi ile ilişkisi incelenmiştir. Ayrıca, İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu'nda rezervuar seviye aralıkları dahilindeki kuyu log verilerinin ilgili yazılım ile yorumlanması sonucu 0.2 metrede bir iki farklı porozite ve satürasyon değeri hesaplanmıştır. Bu değerler literatürdeki porozite-satürasyon-permeabilite denkleminde birer veri girdisi (input data) olarak kullanılarak Osmancık Formasyonu içerisindeki 11 rezervuar aralığının her 0,2 m'sinde bir 4 farklı porozite-permeabilite-satürasyon değeri hesaplanarak 44 farklı ortalama porozite, satürasyon, permeabilite değeri elde edilmiştir. 11 rezervuar için hesaplanan 4 adet 11'li porozite, satürasyon, permeabilite değerinden daha önce laboratuvar ortamında elde edilen sonuçlara en yakın 11'i seçilmiştir.

1.4. ÇALIŞMA ALANI

Çalışma alanı olan İncilibayır Sahası, Lüleburgaz ilçesinin yaklaşık 3 km kuzeybatısında, Hamitabat Doğal Gaz Sahası'nın 7,5 km güneydoğusunda, Umurca Doğal Gaz Sahası'nın 8,5 km batısında, Alacaoğlu Sahası'nın 12 km kuzeyinde yer almaktadır (Şekil 1.1). 2006 yılının Temmuz ayında İR-1 arama kuyusunda Oligosen yaşlı Osmancık Formasyonu'nda gaz keşfi gerçekleşmiş olup sahanın geliştirilmesi amacıyla İR-2, 3, 4, 5 kuyuları açılmıştır. Çalışma alanındaki 1.65 km²'lik İncilibayır Sahası'nın 5 kuyusuna ek olarak çevredeki (Umurca - Hamitabat - Alacaoğlu Sahaları)

44 kuyudan sağlanan jeolojik verilerden de çalışmanın çeşitli aşamalarında yararlanılmıştır.



Şekil 1.1: İncilıbayır Sahası ve çevresindeki Hamitabat – Umurca – Alacaoglu Sahalarını gösterir basitleştirilmiş jeoloji haritası (Siyako ve Huvaz, 2007’den değiştirilerek)

1.5. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Trakya Havzası'nın tektonik kavram olarak kökeni konusunda şu görüşler öne sürülmüştür:

Yılmaz ve Polat, 1998; çalışmasında, Trakya Havzası'nın bir okyanus kalıntısı baseninde, Neotetis okyanus tabanının tamamen tüketilmesinden sonra - Kuzeyde Istranca Rodop Masifi ile Güneyde Sakarya kıtasının çarpışmasından sonra oluştuğunu belirtmiştir. Ayrıca, kenet kuşağında birbirine çarpan karasal parçaların kalıntıları daha sonra tamamen Alt Eosen Karaağaç Formasyonu tarafından örtüldüğünü anlatmıştır.

Bununla beraber Trakya Havzası için gözde olan model, ön ülke havzasıdır. Çünkü havza, kuzeyde magmatik yay ile güneyde dalma batma yığılma karmaşığı arasında yer almaktadır (Saner, 1980; Görür ve Okay, 1996; Elmas, 2003; Zattin ve diğ., 2005).

Trakya Havzası'nın stratigrafisi konusundaki görüşler özetle şöyledir:

Holmes, A.W., 1961; Istranca Dağları'nın batısı ve Merkezi, Istranca Dağları'nın doğusu, Ergene Havzası kuzey deniz kenarı ve merkezi, Ergene Havzası için 4 ayrı sütun halinde adlandırma yapmıştır.

Druitt, C.E., 1961; yine aynı tarihte yazmış olduğu raporunda "Istranca" adlı bir sütun halinde sunduğu adlandırmada değişik isimler kullanmıştır.

Kemper, E., 1961; çalışmasında Trakya Havzası'nın kuzey kenarındaki Üst Eosen – Alt Oligosen çökellerinin resifal kireçtaşı olan kısmına özel bir dikkat sarfetmiş olmasına rağmen kullandığı yeni adlar yerine, çalıştığı şirketin havzanın diğer bölümlerini de içine alan genel adlandırmalarını kendi tablosunda kullanmış ve daha önce sedimanter kayaç tanımında kullanılan birçok adı güneyden kuzeye taşımıştır.

Ünal, O.T., 1967; bugüne kadar yapılan çalışmaları gözden geçirdiği raporunda, petrol şirketlerince kullanılan tüm adlardan yeni bir sentez yapmıştır.

Keskin C., 1966; Istranca'nın kuzey deniz kenarında yerel bir alanda karbonatları hedef alan ayrıntılı bir inceleme yapmış olup önceki araştırmacıların kullandıkları adları bazı merteye değişiklikleri yaparak kullanmış, ayrıca tek bir yeni ad teklif etmiştir.

Keskin C., 1974; çalışmasında, şimdiye kadar verilen litostratigrafi isimlerini korele eden bir tablo sunmuştur. Bunun yanı sıra kendi görüşü olarak, çalışma sahasındaki çökelleri, Kuleli–Babaeski yükselimi, kuzey Ergene Havzası ve kuzey Ergene Havzası deniz kenarı gibi 3 ayrı ortam ürünü istifler olarak ayırmıştır.

Doust H., Arıkan Y., 1974; çalışmasında şeyl-kiltaşı-silttaşı ve ince taneli zayıf seçilmiş kumtaşların türbiditik akımlar tarafından çökeldiği izlenimini verdiğiine değinmiştir. Aynı çalışmasında Eosen transgresyonundan sonra Alt Oligosenden Alt Miyosen'e kadar regresif bir döngü görüldüğünü, bu dönemden sonra gömülmenin sona ererek havzada hızlı bir çökelmanin başladığını anlatmıştır.

Turgut ve diğ., 1983; çalışmasında, sedimantasyonun Orta Eosende, Güneybatı-Kuzeybatı yönündeki bir transgresyon ile başladığını ve Eosen transgresyonundan sonra Alt Oligosenden Alt Miyosen'e kadar regresif bir döngü görüldüğünü belirtmiştir. Yine çalışmasında, bu zamandan sonra gömülmenin sona erdiğini ve basende hızlı bir çökeme başladığını açıklamıştır.

Turgut ve diğ., 1991; çalışmasında, orta andezitik volkanizmanın, Trakya Havzası'na önemli miktarda kül girmesine sebep olduğundan bahsetmiştir.

Aksoy, Z., 1992; İncilibayır Sahası'nı da içerisine alarak gerçekleştirdiği çalışmada Trakya Havzası'ndaki Oligosen yaşlı delta sedimanlarını çalışarak Ceylan ve Ergene Grubu sedimanları arasında yer alan istifi en incesi 21 m, en kalını 523 m olacak şekilde 13 çökeme dönemine ayırmıştır.

Siyako ve Huvaz, 2007; stratigrafik zaman aralıklarının belirlenmesinde yüzlerce yayımlanmamış sismik hat ve kuyulardan elde edilen veriyi yeniden yorumlanmıştır.

Yılmaz, M., Özdemir, O., 2008; TPAO Hidrokarbon aramacılığı çalışmaları kapsamında Osmancık Formasyonu rezervuar seviyenin zaman yapı haritası ile genlik-zaman yapı haritalarını yorumlamışlardır.

Sünnetçioğlu, M.A., 2008; Trakya'da denizaltı kanyonlarının oluşumunda bölgesel değişkenlerin, tektonik etkinin ve Trakya Havzası morfolojisinin rolüne ışık tutarak Hamitabat türbidit sistemini kontrol eden değişkenleri açıklamıştır.

Trakya Havzası yapısal jeolojisi konusunda şu çalışmalar yapılmıştır:

Turgut ve diğ., 1991; çalışmasında, Trakya Havzası'nın gelişmesinin ilk aşamasını Oligosen'e kadar tamamladığından bahsetmiş, iki adet tam paralel olmayan doğrultu atımlı fayın, tüm havza boyunca yayıldığını ve kuzeyden güneye: Kuzey Osmancık Fay Zonu ile Terzili Fay Zonu olarak tanımlamıştır.

Perinçek, D., 1991; çalışmasında, doğrultu atımlı rejimin, havzayı Orta Miyosen'de etkilediğinden bahsetmiştir.

Trakya Havzası'nın Petrol Jeolojisi konusunda ise;

Turgut ve diğ., 1991; çalışmasında, organik maddelerin hidrokarbon oluşturabilecekleri olgunluğa 2500 metreden sonra ulaştıklarını belirtmiştir.

Trakya Havzası'nda yapılan çalışmalarda bir veya birden çok ana kayanın bulunduğu saptanmıştır. (Soylu ve diğ., 1992), Trakya Havzası'nda petrol oluşum derinliğinin 2000-2500 metre; (Bürkan, 1992) ise 2000-2800 metre; gaz oluşumunun 3200-4000 metre arasında olduğunu belirtmişlerdir.

Hamitabat ve Ceylan Formasyonları'nın şeylleri % 0.01 – 3.52 TOC içeriklerine bağlı olarak Tip II ve çoğunlukla da Tip III organik madde içeren formasyonlardır. Her iki formasyon da gaz ve sınırlı petrol ana kayası olarak tanımlanmıştır (Soylu ve diğ., 1992). Bununla beraber Ceylan Formasyonu gibi düşük iletkenlikli seviyeler, termal gradyanı (kabuktan transfer edilen ısıyı bloke ederek) düşürecektir. Bu etki, Ceylan Formasyonu kalınlığının 1000 m'ye kadar çıktığı basenin merkezinde şiddetlenirken formasyonun göreceli olarak daha ince olduğu sınırsal lokasyonlarda minimize olur (Huvaz ve diğ., 2007). Dolayısıyla Ceylan Formasyonu'nun incelendiği coğrafi bölgeler, Hidrokarbon aramacılığı açısından tercih sebebidir. Mezardere Formasyonu % 0.22 – 3.12' lik TOC'ye bağlı olarak (Tip II ve III organik madde içeren) iyi bir petrol-gaz üretebilecek ana kaya olarak tanımlanmıştır (Bürkan, 1992; Soylu ve diğ., 1992).

Hoşgörmez, H., Yalçın, M.N, 2005; Ceylan ve Mezardere Formasyonları'nda gaz üretmeye 32 ile 23 milyon yıl önce başladığını ve her iki formasyonda gaz üretiminin günümüzde devam ettiğini belirtmişlerdir. Ayrıca bir başka modellerinde gaz

oluşumunun Hamitabat Formasyonu'nda, Trakya Havzası'nın merkezinde yalnızca 38 milyon yıl öncesinden 16 milyon yıl öncesine kadar devam ettiğinden bahsetmişlerdir.

Hoşgörmez, H., Yalçın, M.N., 2005; Gaz-kaynak kaya korelasyonu çalışmasında Trakya Havzası'ndaki gaz sahalarının oluşumunu sağlayan kaynak kayaları kökenlerine göre sınıflandırmış, Trakya Havzası'nda gaz sahalarının oluşumuna: a. karışık organik malzemeli olgunlaşmış kaynak kaya b. temelde denizel malzemeli erken olgunlaşmış kaynak kaya c. biyojenik kaynağın neden olduğunu ortaya koymuşlardır. Yine çalışmalarında gaz-kaynak kaya sorgulamasının sağlıklı yürütülmesi için:

- i) olgunlaşma zaman bağlı değişirken (farklı kaynak kayalardaki) gaz üretiminin,
- ii) gaz üretimi sırasındaki (kritik zaman) kapanların varlığının sorgulanması gerektiğine değinmişlerdir.

Sonuç olarak yürüttükleri çalışmada üç kaynak kayanın gaz sahalarında drenaj alanlarındaki olgunlaşma ile gaz üretim hikayesini, basen modellemesi ile belirlemişlerdir. Buna göre gaz sahalarının (ilgili petrol sistemlerindeki) drenaj alanlarındaki değerlendirmesine göre (çalışmalarında C drenaj alanı sınırlarına dahil edilen) Hamitabat Formasyonu, Hamtitabat Sahası'nda üretilen gazın kaynak kayası olarak tesbit edilmiştir.

Hoşgörmez, H., ve diğ., 2005; Trakya Havzası'ndaki gazların moleküler ve izotopik kompozisyonlarının analizini yapmışlardır. Buna göre Hamitabat, Kuzey Marmara ve Karacaoğlan Sahaları'nda saf termojenik gaz üretilmekte olup üretilen gazın kaynak kayası 1.3-1.6 vitrinit yansımali ve karışık tip (denizel+karasal) organik malzeden oluşmaktadır. Çalışmada "A grubu" olarak tanımlanan bu gaz sahalarına, Hamitabat Doğal Gaz Sahası'nın 7.5 km güneydoğusundaki, buradaki çalışma konusu olan İncilibayır Doğal Gaz Sahası'nın da aynı grup başlığı altında (A grubu) sınıflandırılabilceği düşünülmektedir.

2. GENEL KISIMLAR

Bu bölüm dört ana başlık olarak sunulacaktır:

- 1) Trakya Havzası'nın Jeolojisi
- 2) Deltalar
- 3) Sekans Stratigrafisi
- 4) Önceki Çalışmalar

2.1. TRAKYA HAVZASI'NIN JEOLJİSİ

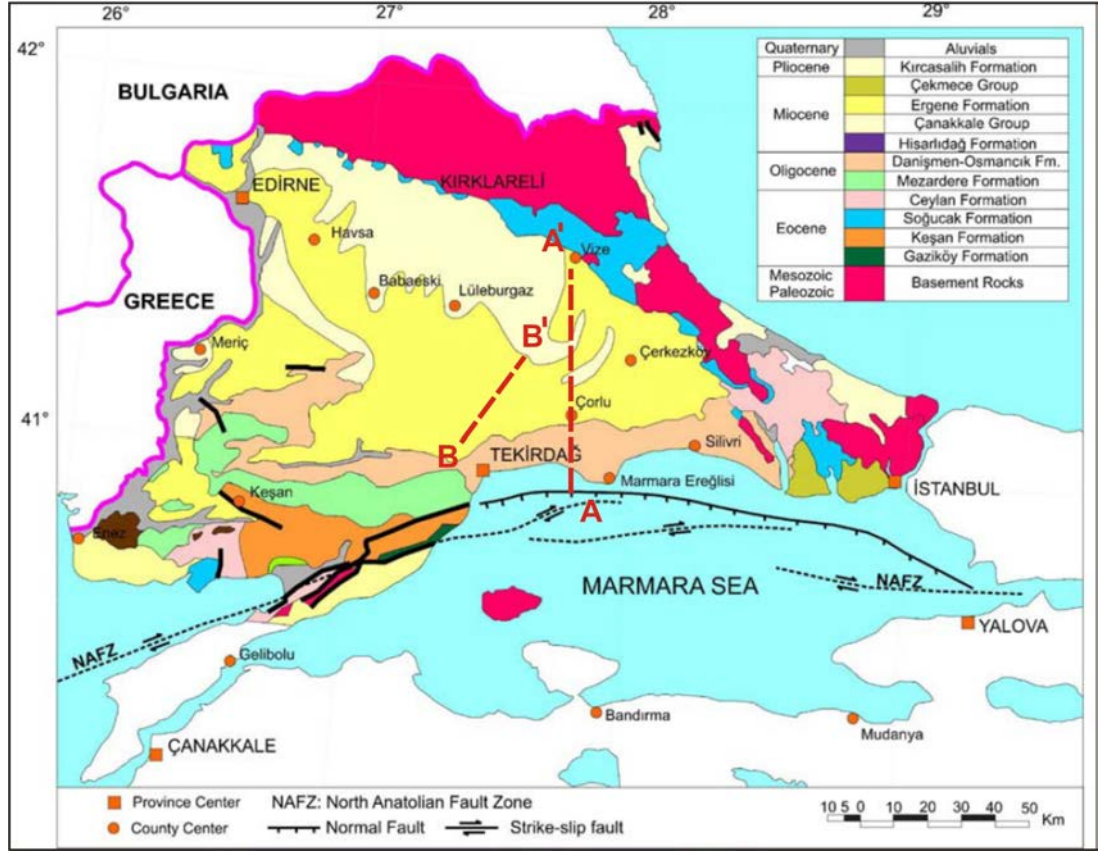
2.1.1 Trakya Havzası'nın Tektonik Konumu

Trakya Havzası, kuzeydeki Istranca Masifi ile batıdaki Rodop Masifi ve güneydeki Sakarya Kıtası arasında Tersiyer yaşlı volkano - çökel istif tarafından doldurulmuş bir çukur alan olarak tanımlanabilir.

Havza'nın güney sınırı ile ilgili bilgiler eksiktir çünkü Marmara Denizi bu kenarı kapatmaktadır. Yalnızca Kuzey Anadolu Fay Bölgesi'ndeki aktif sınırı boyunca Alt Eosen birimlerin bazı mostraları (Tekirdağ'daki Gaziköy Formasyonu) kısmen karada gözlenebilir. Ofiyolitik melanjin bir mostrası (ki muhtemelen güneyde Sakarya kıtasının Intrapontid kenet bölgesi ile kuzeyde Rodop-Istranca bölgesi arasında yer alır) burada bulunur.

Havza, Türkiye'nin tektonik kuşaklarından Pontidler'de yer almaktadır. Pontidler, doğu-batı yönünde uzanan orojenik bir kuşak olup bir araya getirilmiş tektonik birlikleri temsil etmektedir. Burada tektono-stratigrafik olarak 3 farklı birim birbirinden ayırt edilebilir (Yılmaz ve diğ., 1997):

- a) Batı Pontidler
- b) Orta Pontidler
- c) Doğu Pontidler (Şekil 2.3)



Şekil 2.1: Trakya Havzası'nın jeoloji haritası (Siyako ve Huvaz, 2007)

Alanın çoğu Miyosen yaştaki Ergene Formasyonu ile (sarı renk) örtülüdür ve Kırcalılı Formasyonu Pliyosen yaşındadır (soluk sarı renk). Havzanın güney kenarı, Miyosen sonunda yükselmiş ve erozyona uğramıştır. Bu durum, birçok formasyonun yüzeye çıkmasına sebep olmuştur.

Batı Pontidler, şu tektonik elementlerden oluşmuştur:

Istranca-Rodop Masifi

İstanbul-Zonguldak Bölgesi

Armutlu- Almacık Bölgesi

Sakarya kıtası (Yılmaz ve diğ., 1997)

Intra-Pontid keneti, kuzeydeki Istranca-Rodop Masifi'nden güneydeki Sakarya Kıtasını ayırmaktadır. Bu zon Doğu-Batı yönünde, Marmara Denizi'nin altında, doğuda Geyve Armutlu bölgesinde ve batıda Saros Körfezi ile Şarköy'de ofiyolitik melanjin mostralılarıyla temsil edilmektedir (Şengör ve Yılmaz, 1981).

2.1.2. Trakya Havzası'nın Jeolojik Modeli ve Evrimi

Trakya Havzası, Neotetis okyanus kabuğunun tamamen tükenmesinden sonra oluşmuştur. Bu tükenme, kuzeyde Istranca – Rodop Metamorfizi ile güneyde Sakarya Kıtası arasındaki çarpışması sonucu gerçekleşmiştir (Yılmaz ve diğ., 1997) .

Batı Türkiye'nin Geç Kratese – Erken Eosen evrimi, ofiyolit üzerlemesi (ophiolite obduction), metamorfizma, gömülme, yay magmatizması ve kıta-kıta çarpışması tarafından karakterize edilmiştir (Okay ve diğ., 2001). Pontidler, Geç Kratese sonunda Pontidler ve Sakarya kıtaları arasındaki çarpışma sonucu yüzeye çıkmışlardır (Yılmaz ve diğ., 1997). Görür ve Okay (1996) bu kıtasal çarpışmanın, Intrapontid Okyanusun doğu parçasının İstanbul bölgesinin güneyi ile birleşmesini sağladığını önermişlerdir. Bu okyanusun batı kısmı açık kalmıştır ve Eosen boyunca kuzeye doğru dalmaya devam etmiştir. Söz konusu okyanus dalımıyla ilişkilendirilen sıkışma, İstanbul ile Sakarya zonları arasındaki göreceli hareket ile eşleştirilemez. Bu sıkışmanın, kaymakta olan Istranca bölgesi üzerinde gelişen Rodop - Pontid magmatik yayı, açılmaya ve uzamaya başlamış ve sonuçta Trakya Havzası'nın oluşumu ile bağdaştırılmıştır. Şekil 2.3'te bu durumu doğrulayan jeolojik bir kesit görülmektedir. Burada Trakya Havzası ve çevresinin ana yapısal bileşenleri de gözlenmektedir.

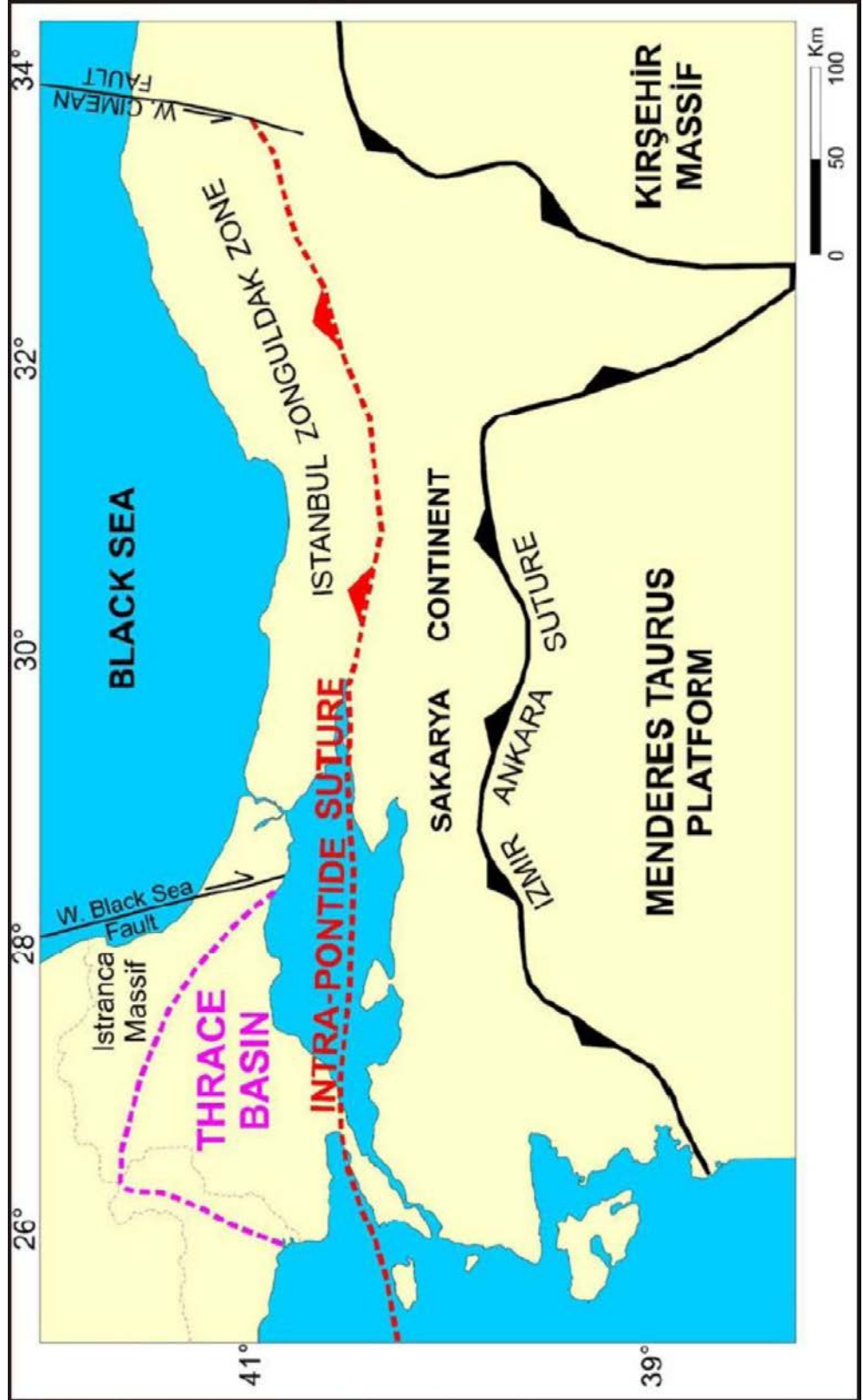
Üst Kratese-Paleosen Lört Formasyonu ve Okay ile Tansel'in (1992) Şarköy'deki gözlemleri ortaya koymuştur ki, iki kıta arasındaki çarpışma Orta Paleosende olmamış ve Intrapontid Okyanusu, en azından Orta Paleosene kadar derin okyanusal havza olarak kalmıştır. Diğer yandan bazı araştırmacılar (Doust ve Arıkan, 1974; Perinçek, 1991; Çoşkun, 2000)' a göre Trakya Havzası bir dağ arası (intermountain) havzadır.

Trakya Havzası'nın Tersiyer çökelleri kuzeyde Istranca ve Rodop Metamorfikleri ile güneybatıdaki ofiyolitik melanj arasında kalmıştır (Şengör ve Yılmaz, 1981; Görür ve Okay, 1996). Havzanın kuzey sınırı boyunca ilk birim (metamorfik kayalar üzerindeki) Orta Eosen-Oligosen yaşlı Soğucak Formasyonu'dur (Doust ve Arıkan, 1974).

Bununla beraber havzanın kuzey kenarındaki birçok kuyuda, Soğucak Formasyonu altındaki başka bir birim (Orta Eosen yaşlı Hamitabat Formasyonu) kesilmiştir. Bu birim genel olarak denizel türbiditik fasiyesin klastik birimlerinden oluşmakla beraber bazı lokasyonlarda daha sık çökelim ortamını belirten kayaç özellikleri de

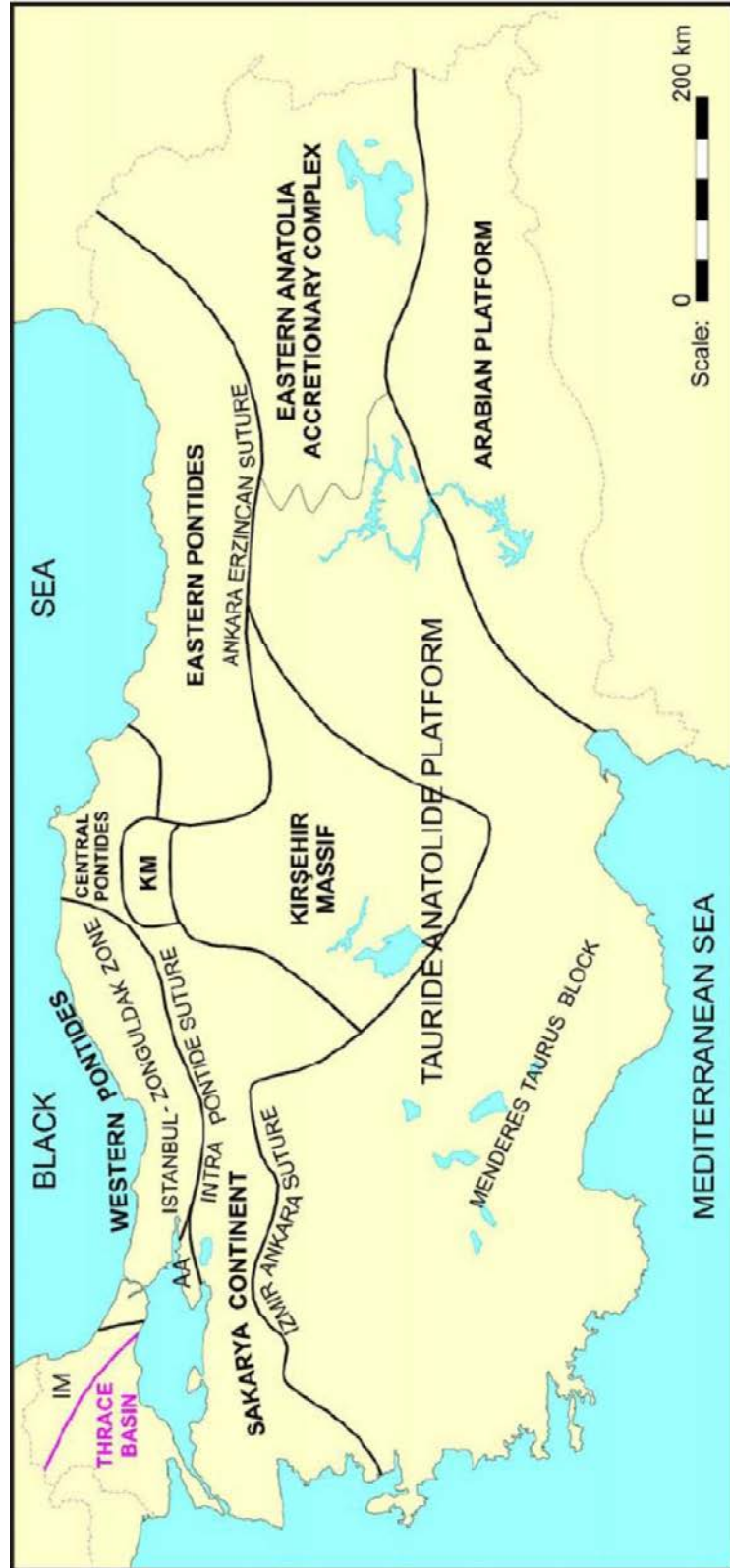
görülmektedir. Yetersiz yeraltı verisi olduğundan Hamitabat Formasyonu'nun ayrıntılı bir litofasiyes analizi yapılamasa da fayla kontrol edilen bir çökelme ile (en azından Havza'nın kuzey kanadı boyunca) temsil edildiği bilinmektedir. Bu çökelme Orta Eosen 'den Oligosen başına kadar etkili olmuştur.

Daha derin denizel çökelme, Üst Eosen Ceylan Formasyonu tarafından temsil edilir. Transgresif evre, maksimum noktasına Oligosen başında (Mezardere Formasyonu'nun kumtaşları ve şeyl'leri çökeldiğinde) ulaşmıştır. Zamana bağlı transgresif evre boyunca eş zamanlı bir volkanik aktivite tuf seviyelerinin oluşumu ile sonuçlanmıştır ki bunlar Hamitabat-Ceylan-Mezardere Formasyonlarının çökelleri ile geçişlidir (Turgut ve diğ., 1991). Orta Oligosende havzada, regresyon etkili olmuş ve Osmancık ile Danişmen Formasyonu'nun deltayik kumtaşları Erken Miyosenin bitimine kadar çökelmişlerdir. Orta-Geç Miyosen periyodu yükselme ve aşınma dönemidir. Bu dönemde havzanın önceki dolgusunun yaklaşık 450 m'lik kısmı erozyona uğramıştır. Bu evre ayrıca Kuzey Anadolu Fay bölgesinde sıkışma tektoniği ile devam etmiştir ki bu tektonik genel olarak transpresyonel karakterdedir (Perinçek, 1991). Bu fay bölgesi boyunca yüzlerce metreyi bulan düşey atımlar gözlenmiştir. Bu tektonik aktivite daha önce çökelen birimlerin Geç Miyosen-Pliyosen'den önce kıvrımlanması ve faylanmasına neden olmuştur. Bu dönemde fluviyal Ergene Formasyonu'nun çökmesi başlamıştır. Bu çökelme, Geç Pleistosen'e kadar devam etmiştir. Daha sonra yükselme ve erozyonun II. fazı başlamış olup bu süreç günümüzde de etkisini devam ettirmektedir.



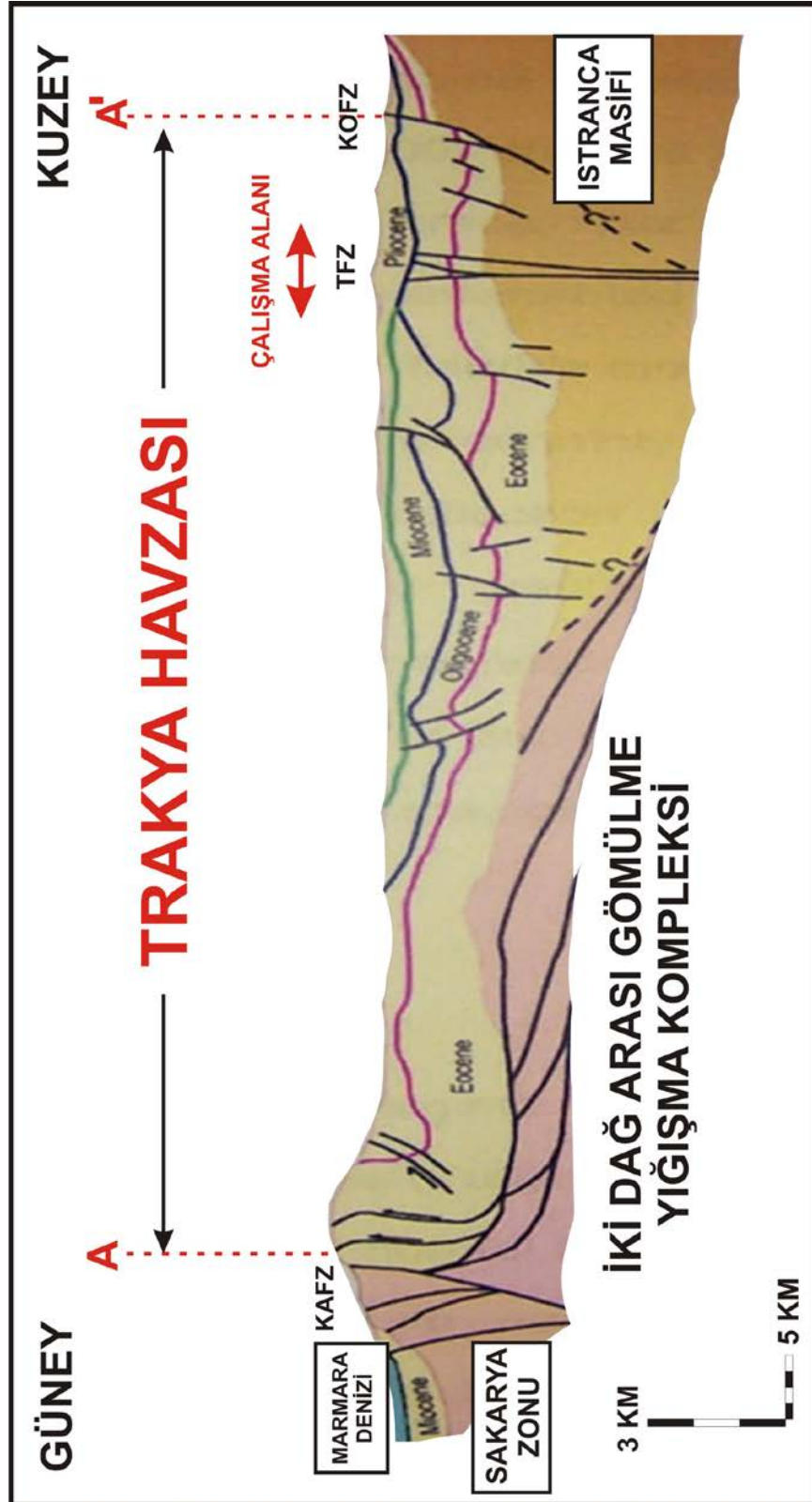
Şekil 2.2: Istanca Rodop masifleri – Sakarya kıtası ayrımı (Şengör ve Yılmaz, 1981)

Trakya Havzası'ndaki Intra Pontid Çizgisi (kırmızı noktalı çizgili) Kuzeydeki Istanca ve Rodop masiflerini, Güneydeki Sakarya kıtasından ayırmaktadır. Bu çizgi, Marmara Denizi'nin altında Doğudaki Geyve Armutlu bölgesindeki ofiyolitik melanji ile batıdaki Saroz ve Şarköy körfezi arasında uzanmaktadır.



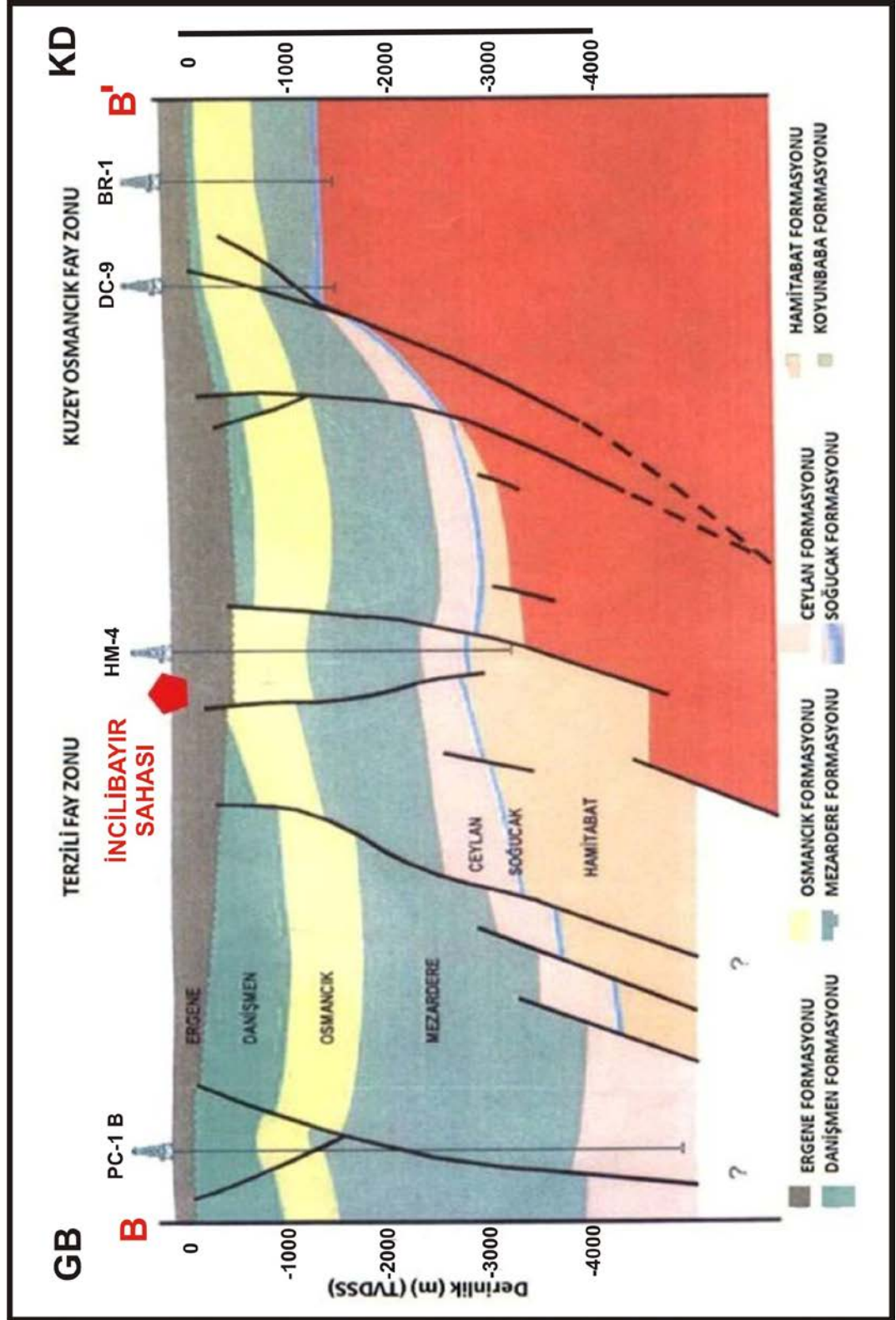
Şekil 2.3: Türkiye'nin orojenik mozaığı ile Pontidlerin tektonik birimleri (Yılmaz ve diğ., 1997'den yararlanılarak yeniden çizilmiştir)

Batı Pontidler; Istranca-Rodop Metamorfizi (IM), İstanbul-Zonguldak Bölgesi, Armutlu-Almacık Bölgesi (AA), Kargı Masifi (KM) ve Sakarya Kıtası'ndan oluşur.



Şekil 2.4: Trakya Havzası ile bunun çevresindeki yapılar arasındaki ilişkiyi gösteren jeolojik kesit ve çalışma alanının konumu (Görür ve Okay, 1996'dan yararlanılarak yeniden çizilmiştir)

TFZ: Terzili Fay Bölgesi, KOFZ: Kuzey Osmaniye Fay Zonu. KAFZ: Kuzey Anadolu Fay Zonu. Çalışma alanı, TFZ ile Istanca Yükselimi arasında yer almaktadır. Şekil 2.1 üzerinde jeolojik kesitin alındığı hat (A-A') gösterilmiştir.



Şekil 2.5: Trakya Havzası'nın genel yapısal özelliklerini gösteren jeolojik kesit ve Incilibayır Sahası'nın konumu (Yılmaz ve Özdemir, 2008'den değiştirilerek)

Şekil 2.1 üzerinde jeolojik kesitin alındığı hat (B-B') gösterilmiştir.

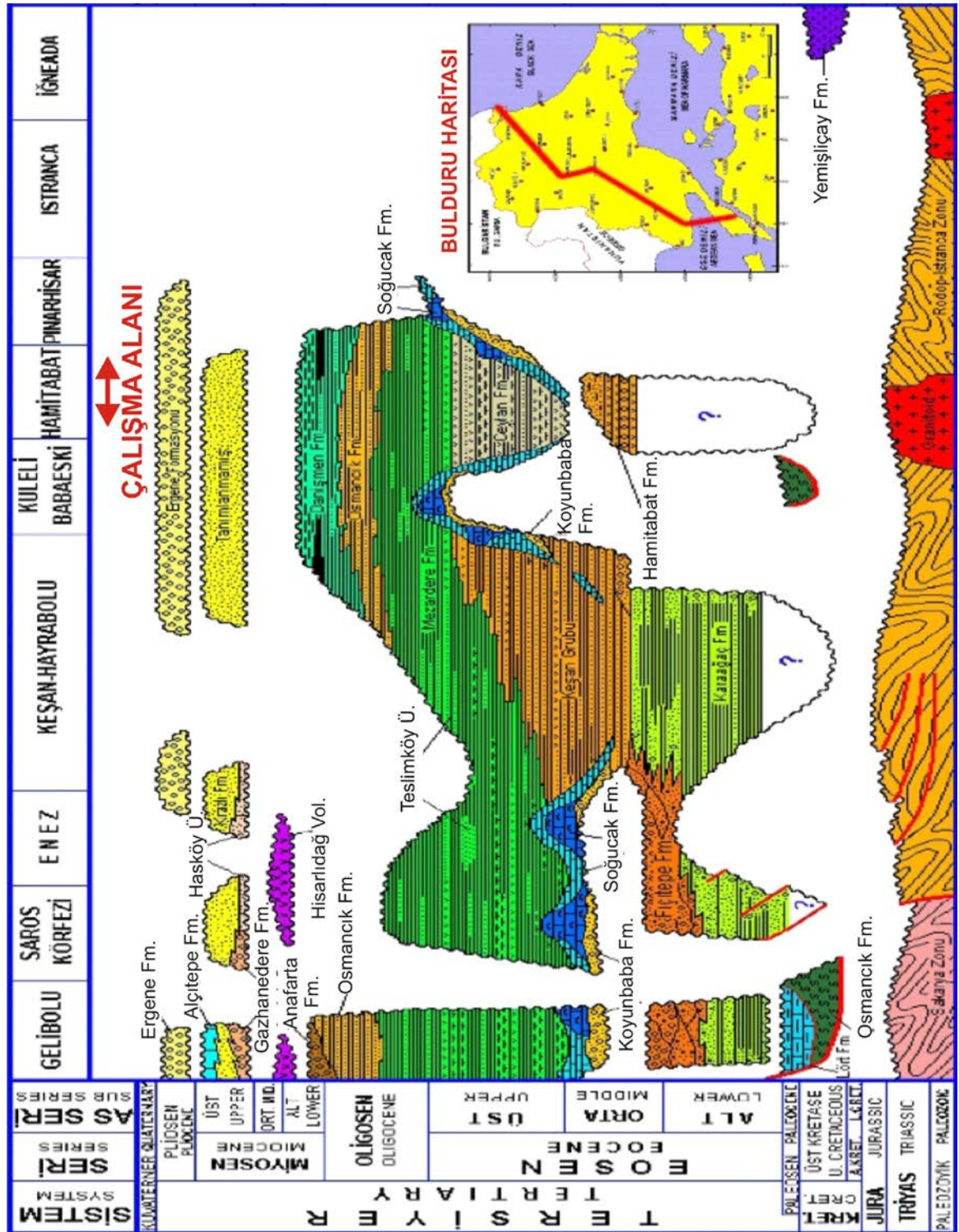
2.1.3. Stratigrafi

Trakya Havzası Tersiyer çökel kayaları çoğunlukla silisiklastik ve volkanoklastik kayalardan ve yer yer de karbonatlardan oluşmaktadır. Çökel kalınlığı, merkez kısımlarda 9000 metreye ulaşır ve Havza'nın kenarlarına doğru giderek incilir. Çalışma alanı, Pliyosen yaştaki Kırcaali Formasyonu tarafından örtülüdür. Miyosen yaşlı Ergene Formasyonu ve Eosen yaşlı Soğucak Formasyonu ile Oligosen ve Eosen yaşlı diğer formasyonlar Havza'nın kuzey ve güney kısımlarında mostra vermektedir.

Siyako (2006) havzanın stratigrafisini 7 farklı zaman aralığında incelemiştir:

1. Paleosen-Alt Eosen: Çeltik Formasyonu
2. Alt Eosen - Orta Eosen: Trakya Havzası'nın güneyindeki Gaziköy ve Keşan Formasyonları, Trakya Havzası'nın kuzeyindeki Hamitabat Formasyonu, Gelibolu yarımadasındaki Karaağaç ve Fıçitepe Formasyonları
3. Orta Eosen-Alt Miyosen: Koyunbaba Formasyonu, Soğucak Formasyonu, Ceylan Formasyonu ve Yenimuhacir Grubu (Mezardere, Osmancık ve Danişmen Formasyonları)
4. Üst Oligosen-Orta Miyosen: Hisarlıdağ Formasyonu
5. Miyosen: Ergene Formasyonu, Çanakkale ve Çekmece Grupları
6. Alt Miyosen-Pliyosen: Trakya Formasyonu
7. Pleistosen: Kırcaali Formasyonu

Şekil 2.6, Trakya Havzası'ndaki Tersiyer çökellerinin genelleştirilmiş litostratigrafisi ve kronostratigrafisini göstermektedir. Bu çalışmada Orta Eosen- Alt Miyosen birimleri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu nedenle yalnızca bu zaman aralığında çökelen Osmancık Formasyonu'nun litoloji birimleri çalışmanın konusu olmuştur.



Şekil 2.6: Trakya Havzası'nın genelleştirilmiş kronostratigrafisi (Siyako, 2006)

Şekil, güneyde Gelibolu Yarımadası'ndan kuzeyde Iğneada'ya kadar uzanmaktadır. Çalışma alanı, Babaeski ve Demirköy ilçeleri arasında yer almaktadır.

2.1.3.1. Mezardere Formasyonu

Mezardere ismi ilk defa Ünal (1967) tarafından, Kuzey Trakya'da açılan Mezardere-1 petrol kuyusundaki birimleri adlandırmak amacıyla, Yenimuhacir Grubu'na bağlı bir formasyon şeklinde ve Mezardere şeyli olarak kullanılmıştır. Daha sonra Kasar ve diğ. (1983), birimin sadece şeyllerden oluşmaması nedeniyle Mezardere Formasyonu adını benimsemiştir. Birim içindeki kumtaşları Teslimköy Üyesi olarak ayrılmıştır.

Mezardere Formasyonu'nun asıl litolojisini, delta ilerisi fasiyesindeki şeyl ve marn (Şekil 2.7) ile bunlara ek olarak kılavuz seviye olarak bilinen tüfitler oluşturur. Mezardere Formasyonu tüfitleri beş farklı seviye olarak ayrılmıştır (Bürkan, 1992). Birim içerisinde kumtaşı katkılarının sıkça gözlemlendiği kesimler, Teslimköy Üyesi olarak ayrı haritalanabilir.

Mezardere Formasyonu'nun tip kesitinde 1540 metre kalınlık ölçülmüştür (Kasar ve diğ., 1983). Kopp ve diğ. (1969), Mezardere Formasyonu için 1200 m kalınlık verir. Sismik verilere göre yeraltındaki görünür kalınlığı 2500 metreye kadar çıkar.

Mezardere Formasyonu altında yer alan Ceylan ve Keşan formasyonları ile dereceli geçişlidir. Altta Ceylan Formasyonu'nun olmadığı alanlardaki yerel diskordanslar dışında, Soğucak Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Üstüne ise dereceli olarak Osmancık Formasyonu gelir.

Sümengen ve diğ. (1987)'nin derlediği nannoplanktonlara göre, Mezardere Formasyonu Geç Eosen yaşlıdır. Diğer taraftan 1980'li yılların başından itibaren çok sayıda kuyu örneğinde TPAO tarafından yürütülen palinolojik çalışmalarda tanımlanan karasal ve denizel kökenli palinofom taksonlarına dayanarak birimin yaşının Geç Eosen-Erken Oligosen, hatta havzanın doğusunda kalan alanlarda Geç Oligosen'e kadar çıkabileceği tespit edilmiştir (Alişan, 1985; Alişan ve Gerhard, 1987; Ediger ve Alişan, 1989; Batı ve diğ., 1993; 2002).

Delta ilerisi fasiyesi Mezardere Formasyonu'nun asıl çökelme ortamıdır.

2.1.3.2. Osmancık Formasyonu

Bu ad ilk defa, Kuzey Trakya'da açılan Osmancık-1 ve Ceylan-1 petrol kuyularında görülen istif için Holmes (1961) tarafından Osmancık-Ceylan kumtaşı olarak

kullanılmıştır. Birim, Ünal (1967) tarafından formasyon aşamasına çıkartılmış ve Osmancık kumtaşı adı benimsenmiştir. Kasar ve diğ. (1983) ise litolojinin homojen olmaması nedeniyle Osmancık Formasyonu adlandırmasını yapmışlardır.

Osmancık Formasyonu, tane boyu üste doğru giderek irileşen, delta önü fasiyesinde çökemiş regresif bir istifdir; esas olarak kumtaşı ve şeyllerden oluşur ve az miktarda çakıltı, kireçtaşı ve tuf seviyeleri içerir. Havzanın ani yükselme ve alçalma dönemleri arasında gelişen ve mostrada seyrek olarak görülen linyit seviyelerinin dağılım ve kalınlıkları Danişmen Formasyonu linyitleri kadar büyük değildir.

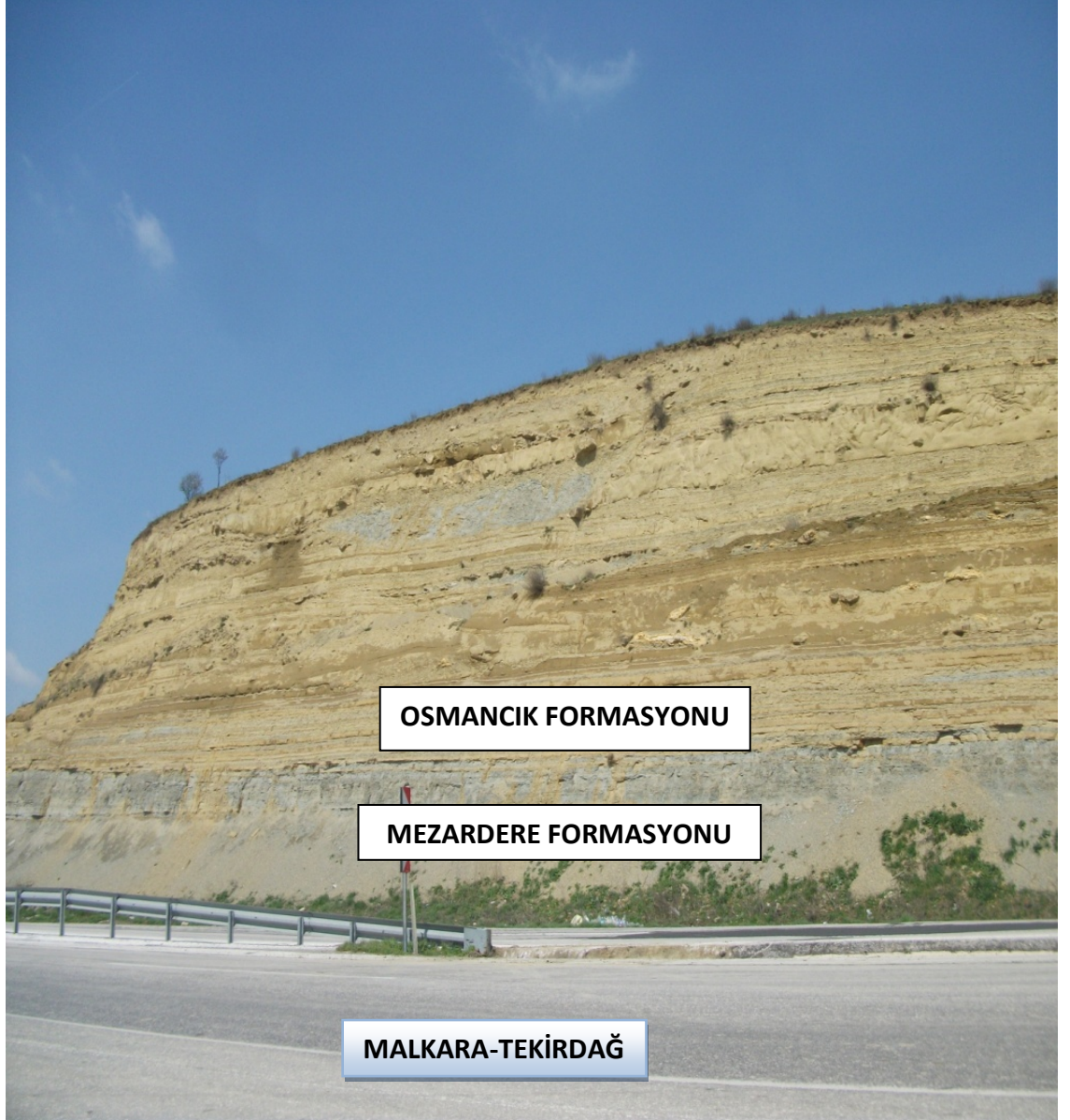
Osmancık Formasyonu, Yağmurcuk mostrasındaki tip kesitinde 780 metre kalınlığında ölçülmüştür (Atalık, 1992).

Osmancık Formasyonu altındaki Mezardere ve üstündeki Danişmen Formasyonları ile genelde geçişlidir. Bu tedrici geçiş nedeniyle, Trakya’da yeraltında Osmancık – Danişmen dokanağını ayırtlamak bazen sorun olmaktadır. Kuzey ve Doğu Trakya’da sismik kesitler ve açılan kuyulardan tanımlanan ve TPAO’da “kömürlü seviyelerin tabanı” (Hasan Emiroğlu ile sözlü görüşme) veya “Intra Danişmen” (A.Kadir Yılmaz ve İsmail Abaloğlu ile sözlü görüşme) olarak adlandırılan seviye bir sekans sınırı olup işaretçi katman gibi yeraltında çok uzun mesafelerde takip edilebilmekte ve Danişmen’i ikiye ayırmaktadır. Bu ayrıma göre oluşan Alt Danişmen’in litolojileri, Osmancık Formasyonu litolojilerine benzemekte ve belirgin bir özellik olarak, Üst Danişmen’in aksine, linyit içermemektedir (Hasan Emiroğlu ve Mustafa Akpınar ile sözlü görüşme, 2004). Bu nedenlerle, yeraltı değerlendirmelerinde “Alt Danişmen”in de Osmancık’a dahil edilerek, “Intra Danişmen” seviyesinin iki formasyonun dokanağı olması Muzaffer Siyako’nun 2005 yılındaki Trakya ve yakın çevresinin Tersiyer Stratigrafisi adlı çalışmasında kabul edilmiştir. Bunun İncilibayır Sahası’ndaki detayları daha sonraki bölümlerde ele alınacaktır. Osmancık ve Danişmen Formasyonları birçok bölgede Ergene Grubu ve Trakya Formasyonu tarafından uyumsuzlukla örtülür.

Osmancık Formasyonu’ndaki lamellibrans, gastropod ve ostrakod fosilleri genel olarak Oligosen yaşını vermektedir (Lebküchner, 1974). Saha ve kuyu örneklerinde yürütülen palinolojik çalışmalarda da karasal ve denizel kökenli palinoformlara dayanarak birimin

yaşınının Geç Oligosen olduğu belirlenmiştir (Alişan, 1985; Alişan ve Gerhard, 1987; Ediger ve Alişan, 1989; Batı ve diğ., 1993; 2002; Akyol ve Aygün, 1995).

Osmancık Formasyonu bir delta ortamındaki çökelmenin ürünüdür.



Şekil 2.7: Mezardere Formasyonu - Osmancık Formasyonu'ndan bir görüntü

Şarköy yol ayrımı, Tekirdağ-Malkara asfaltında çekilen fotoğrafta; Mezardere Formasyonu - Osmancık Formasyonu geçişi görülmektedir. Koordinatlar: 40°51'38" K, 25°16'47" D.



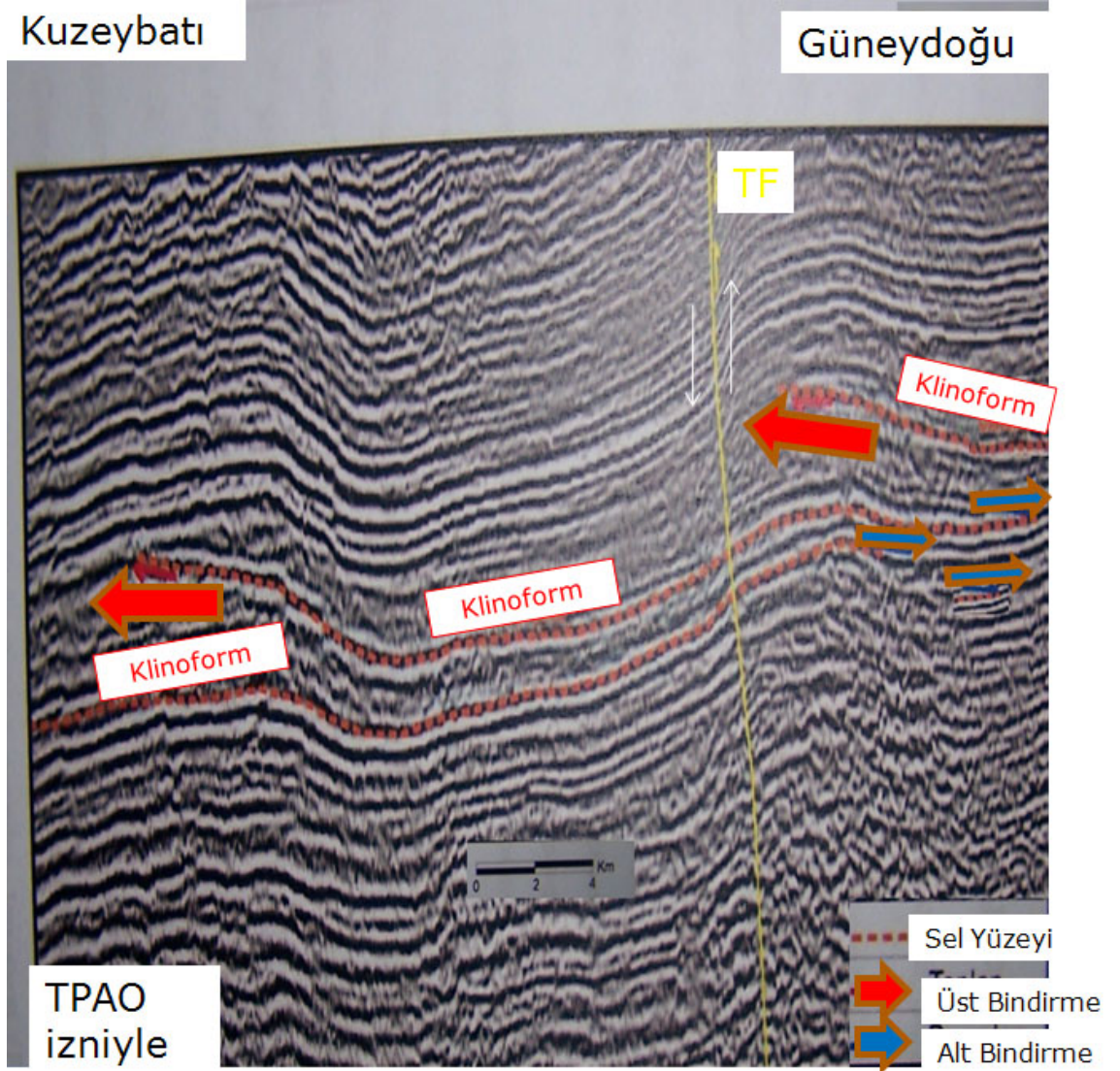
Şekil 2.8: Osmancık Formasyonu'nun yakından bir görüntüsü (Sünnetçioğlu, 2008)

Osmancık Formasyonu'nun yakından çekildiği fotoğrafta Osmancık Formasyonu kumtaşı ve küçük taneli çakıltaşları görülmektedir. Dağıtım kanalları çakıltaşları genellikle kanal dolgusu olarak oluşmuştur. Koordinatlar: 40°56'8" K, 26°38'12" D.



Şekil 2.9: Osmancık Formasyonu örneği, Marmara Ereğlisi sahili (Sünnetçioğlu, 2008)

Osmancık Formasyonu'nda tipik fluvio-deltayik yukarıya doğru tane boyu artan eğilim, Marmara Ereğlisi sahilinde çekilen bu fotoğrafta gözlenmektedir. Tane boyu ve tabakaların kalınlığı istiftteki resmin sağ alt kesiminden, sol üst kesimine doğru artmaktadır. Koordinatlar: 40°57'58" K, 27°57'9" D.



Şekil 2.10: Klinoformların gözlemlendiği sismik kesit (Sünnetçioğlu, 2008)

Sismik kesitte delta loblarının bağlayıcı sel yüzeylerinde yüksek genlikli, sürekli refleksiyonlar (klinoformlar) görülmektedir. Sürekli olmayan, sel yüzeyleri arasındaki düşük değerlikli sismik paketler, kum oranı yüksek aralıkları temsil etmektedir. Osmancık Formasyonu ilerlemeli delta parasekanslarından oluşmuştur. TF: Ters Fay. Sismik kesitin alındığı hattın coğrafi koordinatları gizli tutulmuştur.

Sismik refleksiyon verileri, Osmancık Formasyonu'nun delta sistemini parasekanslara ayırmak için kullanılmıştır. Buradaki bölümlenme, refleksiyon bitişleri ile sismik yüzeyler arasındadır. Her sismik olarak çözülebilir parasekans (parasequence), sel yüzeyleri tarafından sınırlandırılmıştır. Bunlar, sismik kesitlerde yüksek genlikli ve sürekli eğilimli refleksiyonlar olarak gösterilir. Bu refleksiyonlar, deltaların iki boyutlu geometrik indikasyonları olarak ilk kez Rich tarafından 1951'de, 'klinoform' olarak tanımlanmıştır. Çökelim açısından klinoformlar, mekanik ve süspansiyon süreçleri arasındaki geçiş bölgesini temsil eder. Örneğin dağıtım ağzında çökelen kumtaşı ve delta öncesi fasiyeslerde biriken killeri (Pigott, 1995). Kumtaşı baskın delta lobları, düşük genlikli ve sürekli sismik paketler olarak gösterilir.



Şekil 2.11: Osmancık Formasyonu mostrasının fotoğrafı, Malkara Çöplüğü yanı / Tekirdağ

Tekirdağ'da çekilen fotoğrafta Osmancık Formasyonu içerisindeki kumtaşı paketlerinin çapraz tabakalarla kamalanarak sonlanması görülmektedir. Bu lokasyonda petrografik incelemeler için örnekleme yapılmıştır (MTA-O1 örneği). Koordinatlar: 40°53'55" K, 26°54'14" D.



Şekil 2.12: Osmancık Formasyonu mostrasının fotoğrafı, Kermeyan Köyü / Malkara / Tekirdağ. Koordinatlar: 40°55'36" K, 27°06'26" D. Buradaki lokasyonda petrografik incelemeler için örnekleme (MTA-O2 örneği) yapılmıştır.



Şekil 2.13: Osmancık Formasyonu'nda alt delta düzlüğü ve kanal ağzı çökellerinin görüldüğü lokasyon

Yukarıdaki fotoğraf Barboros Çeşmesi yanı / Tekirdağ'da çekilmiştir. Koordinatlar: 40°55'10" K, 27°28'14" D.

2.1.3.3. Danişmen Formasyonu

Danişmen Formasyonu adını ilk defa Boer (1954), Beer ve Wrigth (1960) kullanmıştır. Ancak bu kullanımlarda, Osmancık Formasyonu da bu birime dahil edilmiştir. Ünal (1967) Osmancık Formasyonu'nu ayrı tutarak, formasyon aşamasında Danişmen şeylinin tanımını yapmıştır. Kasar ve diğ. (1983) litolojinin homojen olmaması

nedeniyle bunu Danişmen Formasyonu olarak değiştirmişlerdir. Birimin tabanında Taşlısekban ile Pınarhisar ve içerisinde yanal girik olarak Armutburnu üyeleri ayrılmıştır.

Yer yer varlıklı olan şeyller, kıltaşları, kumtaşı, çakıltası ve kömürler, birimi oluşturan ve havza ortalarında görülen asıl litolojilerdir. Kuzey Trakya'daki mostralarda balık fosilleri, Güney Trakya'da ise silisifiye ağaç fosilleri yaygındır. Seyrek olarak tuf-tüfit ve kireçtaşı seviyeleri de görülür.

Danişmen Formasyonu'nun yeraltında tespit edilen kalınlığı 1000 metreye kadar çıkmaktadır. Havza'nın kenarlarına doğru giderek inceler.

Yüzeylediği alanlarda alttaki Osmancık Formasyonu ile dereceli geçişli olan birimin, yeraltı çalışmalarında bu formasyon ile Oligosen içerisindeki bir sekans sınırı ile ayrılması kabul edilmiştir. Danişmen Formasyonu üstten aşındırılmış olup genç birimlerle diskordanslıdır. Birim Istranca eteklerinde, Osmancık ve Mezardere formasyonlarının olmadığı alanlarda, daha yaşlı birimler üzerinde diskordanslıdır.

Birime; Akartuna (1953) Geç Miyosen, Ülkümen (1960), Rückert-Ülkümen (1960) ve Aslaner (1956), Kasar ve Eren (1986) Geç Oligosen, Saraç (1987) Erken Oligosen, Alişan (1985) Geç Oligosen – Erken Miyosen, Gerhard ve Alişan (1987) Geç Oligosen - Erken Miyosen, Batı ve diğ. (1993) Geç Oligosen- Erken Miyosen, Batı (1996) ile Batı ve diğ. (2002) Geç Oligosen yaşlarını vermişlerdir. Danişmen Formasyonu içinde özellikle linyit damarlarında zengin vertebrata faunası bulunur. Bu faunalar 1960 ve 1970'lerde Erken Oligosen (Tongriyen ve Stampaniye) olarak yaşlandırılmışlardır (Ozansoy, 1962; Lebküchner, 1974). Buna karşın daha sonraki linyit düzeylerinde yapılan omurgalı fosil tanımlamalarına göre Oligosen' in orta kesimlerine karşılık gelen yaşlar verilmiştir (Umut ve diğ., 1983; 1984; Sümengen ve diğ., 1987).

Danişmen Formasyonu, Mezardere Formasyonu ile başlayan regresif sisteminin en üst birimidir. Göl, bataklık, taşkın ovası ve akarsu çökellerinden oluşur.



Şekil 2.14: Yörücek köyü yakınında açık bir linyit ocağında çekilen fotoğraf (Sünnetçioğlu, 2008)

Fotoğrafta Danişmen Formasyonu (delta ortamında çökelmiş kilaşı-şeyl-kömür tabakaları ile koyu gri-siyah renkli) gözlenmiştir. Danişmen Formasyonu, Miyosen yaşındaki Ergene Formasyonu tarafından aşıl uyumsuzlukla (kırmızı renk) örtülmüştür. Koordinatlar: 40°55'36" K, 27°06'26" D.

2.1.4. Yapısal Jeoloji

Tektonik rejim, Trakya Havzası'nı Geç-Orta Eosende şekillendirmiştir (Turgut ve diğ., 1991). Ana yapısal unsurları, temelle ilişkili normal faylardır Bu unsurlar kuzeyde güneydoğuya, güneyde de kuzeydoğuya eğilimlidir. Buradaki sınır fayları, Kuzey Osmancık Fay bölgesi olarak bilinir (Turgut ve diğ., 1991). Fay bölgesi, paralel-yarı paralel, yüksek açılı normal fayları içerir (Şekil 2.15, Şekil 4.24, Şekil 4.26).

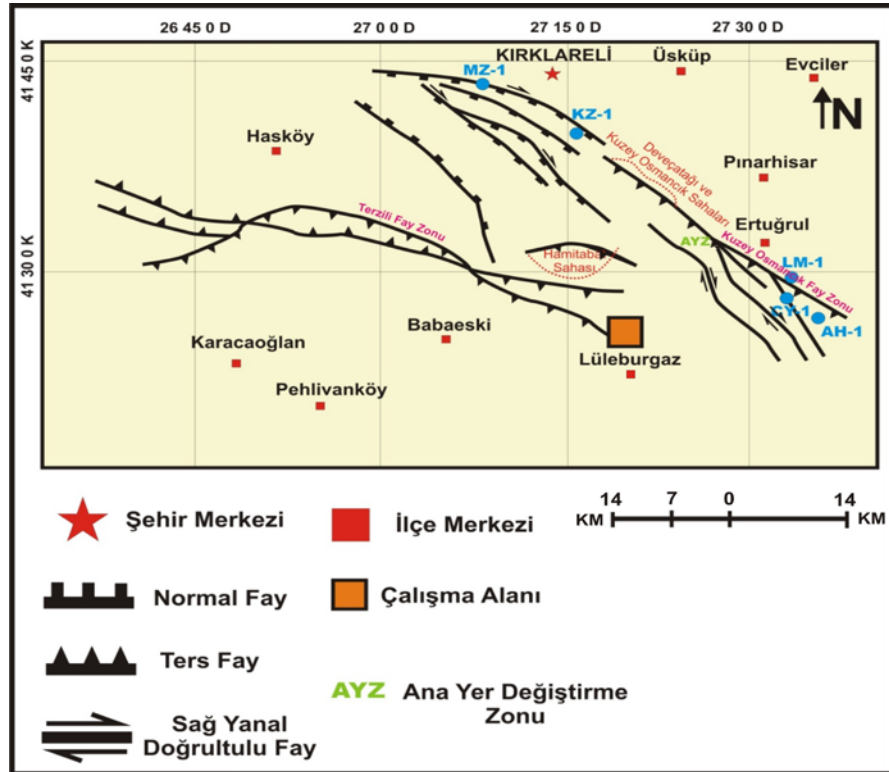
Havza'nın derin kısmındaki temeldeki birçok taban fayının pasif olmasına karşın, havza sınırlarındaki faylar aktivitelerine devam etmişlerdir. Sonuç olarak havzanın merkez ve kenar kısımlarında dengesiz bir çökelme hızı gelişmiştir. Bu durum ayrıca ters yapıların (inverted structure) gelişimine de sebep olmuştur (Turgut ve diğ., 1991).

Doğrultu atımlı tektonik rejim, havzayı Orta Miyosende etkilemiştir (Perinçek, 1991). Ana yapısal unsurlar, kuzeybatıdan güneydoğuya doğru uzanan doğrultu atımlı sağ yanal bileşenli faylardır. İki adet yarı tam paralel olmayan doğrultu atımlı fay bölgesi

tüm havzayı katetmiştir. Bunlar kuzeyden güneye Kuzey Osmancık Fay bölgesi ile Terzili Fay Bölgesi'dir (Turgut ve diğ., 1991). Terzili fay bölgesindeki en büyük yer değiştirme havzanın merkezinde meydana gelmiş, sıkışma zonları boyunca şiddetli erozyon gerçekleşmiştir. Bu fay bölgesindeki doğrultu atımlı fayların özelliklerinin çoğu sismik kesitler üzerinde görülmektedir. Bu özellikler, serbest bırakılan (releasing) bükümler; sıkışma bükümleri ve pozitif/negatif çiçek yapılarıdır.

2.1.4.1. Terzili Fay Bölgesi

Trakya Havzası'ndaki en büyük düşey yer değiştirme, havzanın merkez kısmında Terzilli Fay bölgesi boyuncadır. Fay bölgesi, Hamitabat Sahası'nın güneyinden Türkiye-Yunanistan sınırına kadar uzanmaktadır. Bu fay bölgesi, Hamitabat Sahası'nın güneyini keser ve TZ-2 kuyuları civarında kuzeye doğru kıvrımlanır. Bu kıvrımlanma daha ileride batı 'ya doğru AK-1 kuyusuna kadar devam eder. TZ-2 ve AK-1 kuyuları arasındaki bölge (Şekil 2.15), sıkıştırılan bölge olarak tanımlanabilir. Burada yapısal eğim yönündeki sismik profiller, keskin eğimleri olan pozitif çiçek (flower) yapısı örneği göstermektedir.



Şekil 2.15: Çalışma alanının ana yapısal bileşenleri (Sünnetçioğlu, 2008'den değiştirilerek)

Terzili ve Osmancık Fay zonları, sağ yanal doğrultu atımlı Trakya Fay sisteminin ana bileşenleridir.

2.1.4.2. Kuzey Osmancık Fay Bölgesi

Kuzey Osmancık Fay bölgesi, doğuda AH-1 kuyusu ile batıdaki MZ-1 kuyusu arasındaki havzanın kuzey kenarı boyunca tanımlanmıştır. LM-1 kuyusunun güneyini CY-1 kuyusuna kadar keser, Deveçatağı ve Kuzey Osmancık Sahası'na kadar Eosen sonu kıta-eğim sınırı olarak devam eder ve üç hat boyunca MZ-1 kuyusuna kadar yayılım gösterir.

2.2. DELTALAR

Deltalar ortamı çeşitli çökeltme unsurları (dalga enerjisi-gelgit akıntıları- iklim gibi birbirini etkileyen faktörlerin akarsu kökenli kırıntıları yeniden işlemesi ve dağıtması ile) etkisi altında gelişen farklı fasiyeslerin sedimantasyonu sonucunda oluşur. 'Delta' terimi ilk kez Yunanlı filozof Herodot tarafından (440 BC) Nil nehri çökelleri tarafından biriktirilen üçgen kara alanı için kullanılmıştır. En geniş anlamı ile deltalar, hem karada hem de su altında fluviyal çökeller tarafından oluşturulan çökelimlerdir. Çoğu durumda akarsu çökellerinin çökmesi deniz tarafından (dalgalar-akıntılar-gelgitler) etkilenir. Deltalarda beklenen çökeltme yapıları bu yüzden büyük değişiklikler gösterir. Çökeltme yapıları dağıtım kanalları-nehir ağzı barları-dağıtım körfezi-dağıtım ağzı körfezi-gelgit sırtları-sahiller-rüzgâr kumu karasal düzlükleri- bataklıklar ve evaporit düzlüklerini de içerir.

Önemli bir delta birikmesi ve yeterli miktarda klastik çökeltim için bir nehir sisteminin varlığını gerektirmektedir. Modern deltalar çevresel süreçlerin etkisinde oluşmuşlardır. Bazı deltalar ihmal edilebilir gelgitlerin gözlemlendiği sahiller boyunca minimum dalga enerjisi ile oluşur. Diğer yandan farklı tipdeki bazı deltalar gelgit aralığının aşırı olduğu ve dalga enerjisinin yoğun olduğu yerlerde oluşmuştur.

Çevresel zorluklarına rağmen aktif olarak ilerleyen tüm deltaların ortak bir özelliği vardır: Bir nehirin sahile ve çevresindeki deniz kıyısına, denizel süreçler tarafından dağıtılabileceğinden daha hızlı bir şekilde çökel vermesi ve bu yüzden de regresif bir çökel istif ortamında oluşması.

Bir delta düzlüğü genellikle fizyografik bulguları ile ayırt edilebilir. Her bir delta, hava ve su ile temas halinde ana iki bileşene sahiptir. Hava ile temas halinde olan bileşen

(subarial), genellikle üst ve alt delta düzlükleri olarak iki başlığa ayrılır (Şekil 2.16). Üstteki düzlük hava ile temas halindeki deltanın daha yaşlı halidir ve önemli gelgit-deniz etkisinin hemen üzerinde yer almaktadır. Bununla beraber eski kayaç istiflerinde sadece faunalı kayıt bu iki ana bileşeni ayırmak için kullanılır. Üstteki delta düzlüğü alüvyonlu bir vadinin genellikle devamıdır ve nehir kökenli süreçler tarafından işlenir. Alt delta düzlüğü, nehir-deniz etkileşiminin içerisinde bulunur ve ‘düşük gelgit sınırından gelgitin görüldüğü etki alanına doğru’ uzanır. Bu yüzden alt delta düzlüğü, gelgit düzleminin geniş ve denize doğru eğim ile topoğrafik rölyefin düşük olduğu yerlerde en etkili olarak gelişmiştir. Sualtı delta düzlüğü, düşük gelgitli su seviyesinin altındaki deltadır ve göreceli olarak denizel fauna içermektedir.

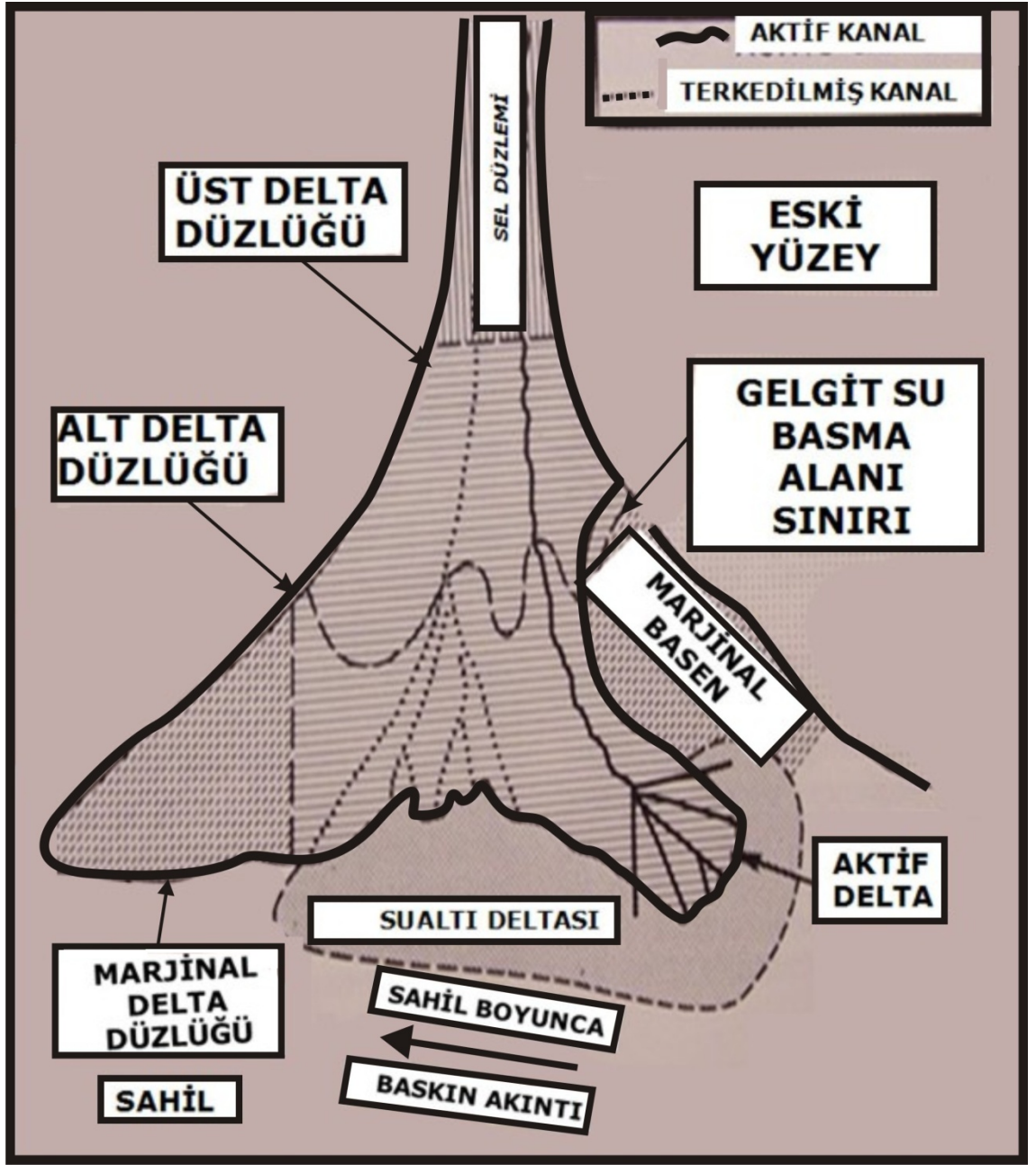
Deltalar, baskın olan süreçlerin tipine göre:

Gelgit Etkisi Baskın Deltalar

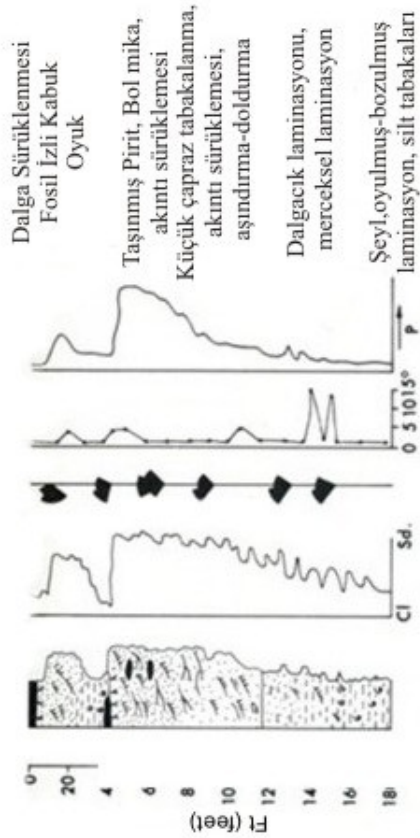
Dalga Etkisi Baskın Deltalar

Nehir Etkisi Baskın Deltalar olarak sınıflandırılabilir.

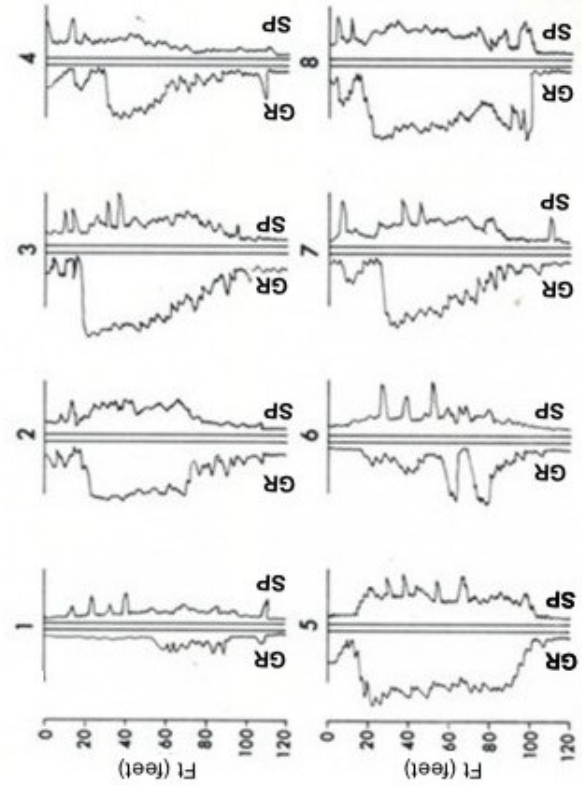
Şekil 2.17’de Sualtı delta düzlüğündeki dağıtım ağzı barı çökellerinin özet diyagramı görülmektedir. Diyagram içerisinde: Sol üst pencerede dağıtım ağzı barı temsili şekli verilmiştir. Burada dikey derinlik ayak, yatay mesafe ise mil türünden hesaplanmıştır. Sol alt köşede dağıtım ağzı barı topoğrafyası kontür diyagramı vardır; burada nehrin dağıtım ağzı boyunca izlediği yollar ile delta düzlüğünde coğrafi konuma bağlı olarak değişen topoğrafya kalınlıkları görülmektedir. Yine 1’den 8’e kadar numaralı lokasyonlar buralarda açılan kuyuların yerlerini temsil etmektedir. Bu kuyulara ait litolojilerin (yüzeyden itibaren ilk 120 ayak için) GR- SP elektrik logları sağ alt köşede verilmiştir. Sağ üst köşede ise dağıtım ağzı barı temsili stratigrafik kesiti verilmiştir. Burada dağıtım ağzı barı çökelim ortamındaki sedimanter yapılar, tabakalar-eğimleri, litolojilerin hepsi bir arada karşılaştırmalı olarak derinlik bazlı verilmiştir.



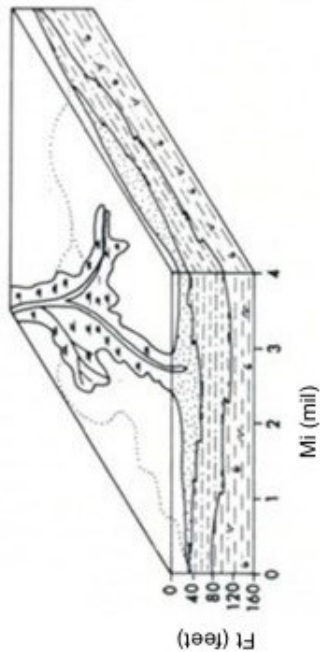
Şekil 2.16: Bir delta sisteminin bileşenleri (A.Scholle, P., Spearing D., 1982'den değiştirilerek)



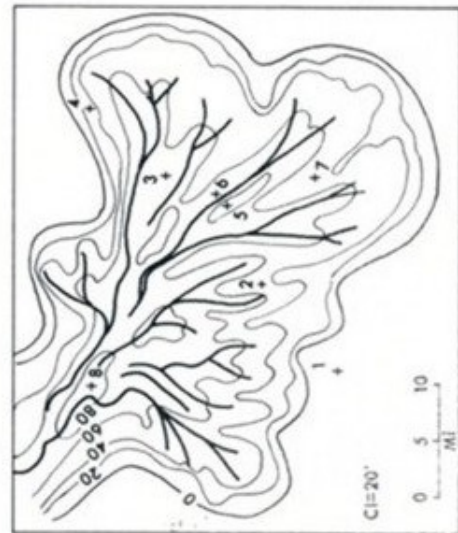
Dağıtım Ağızı Barı Temsili Stratigrafik Kesiti



Dağıtım Ağızı Barındaki Farklı Lokasyonların (1-8) Elektrik Logları



Dağıtım Ağızı Barı Temsili Şekli

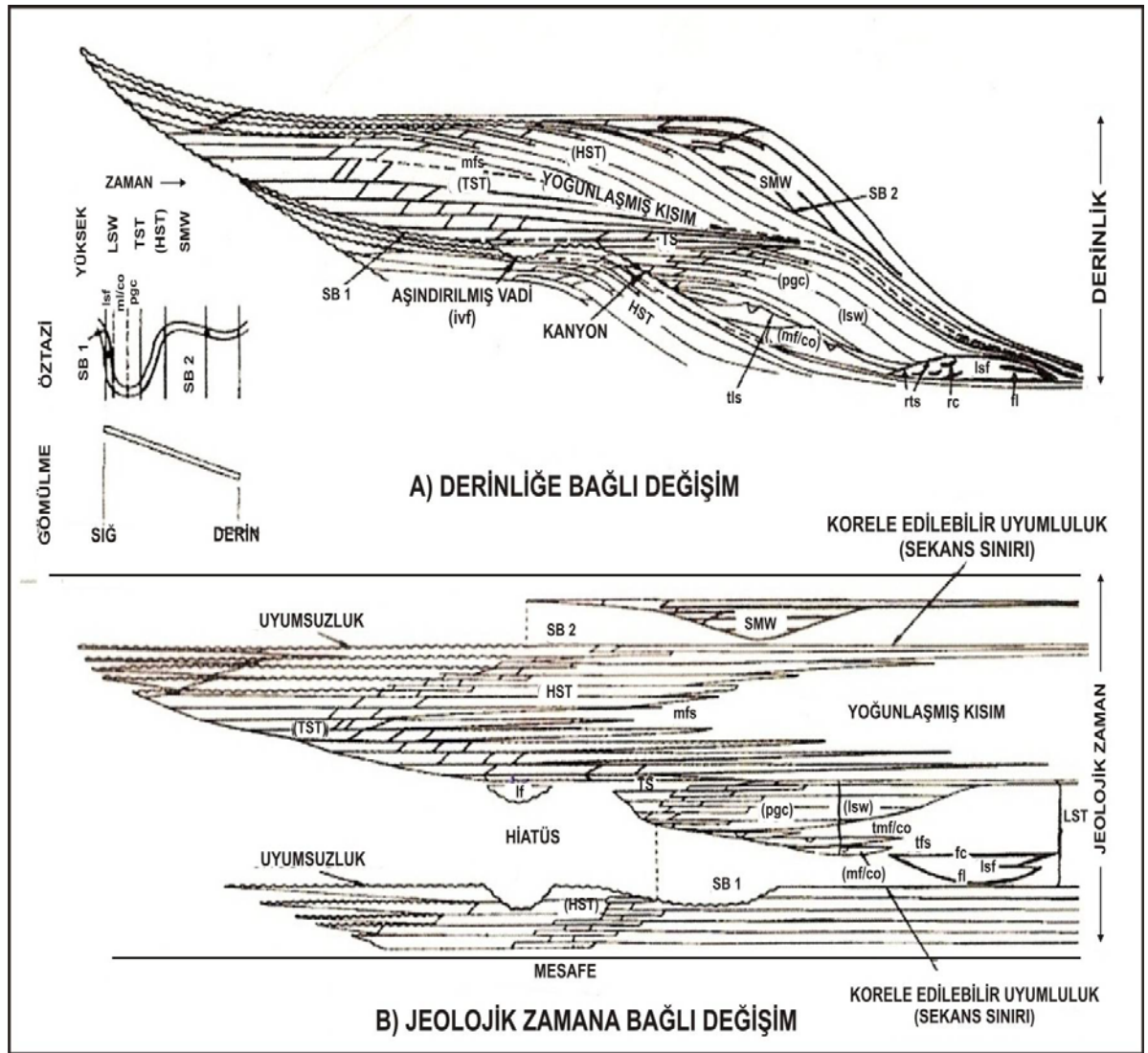


Dağıtım Ağzı Barı Kontür Diyagramı

Şekil 2.17: Sualtı delta düzlüğündeki dağıtım ağızları barınak çökellerini özetler diyagram (A.Scholle, P., Spearing D., 1982’den değiştirilerek)

2.3. SEKANS STRATİGRAFİSİ

Posamentier ve Allen (1999) sekans stratigrafisini, çökel kayıtlardaki döngüsellüğün temel fonksiyon parametreleri olarak tanımlamışlardır. Bu parametreler, çökelme desenini kontrol etmektedir. Van Wagoner ve diğ. (1988) ise sekans stratigrafisini şöyle tanımlamışlardır: Sekans Stratigrafisi, kronostratigrafik çerçeve içerisinde çökelim kayaçlarının birbirleriyle olan ilişkilerinin çalışılmasıdır. Şekil 2.18’de “Exxon slug” adlı sekans modeli özetlenmiştir.



Şekil 2.18: “Exxon Slug”, sekans modeli (Van Wagoner ve diğ., 1988’den değiştirilerek)

Burada sekans stratigrafisinin ana yüzeyleri görülmektedir. Tablo 2.1’de burada kullanılan kısaltılmış terimlerin açıklaması verilmiştir. Tip-1 ve Tip-2 (Van Wagoner ve diğ., 1988).

1. Tip Sekans Sınırı, hava yüzeyine maruz kalma ile karakterize olmuştur ve devam eden (concurrent) hava ile doğrudan temas erozyonu, nehirlerin aşındırması (incision) ile ilişkilendirilmiştir. Havzaya doğru fasiyeslerin değişimi, fasiyeslerin aşağı doğru yüzey değiştirmesi ile ilişkilidir. Birinci tip sekans stratigrafilerde (vadi aşındırması (incision) ile ilişkili uyumsuzluklar), ikinci tip sekans sınırına (korele edilebilir uyumsuzluklar) çökeltme çizgisi boyunca (çökelimsel eğim gibi - Poster ve Allen, 1999), 3 boyutlu uzantılarda diferansiyel gömülme oranlarına bağlı olarak, geçiş yapılabilir. Bir sekans, göreceli deniz seviyesinin belirli fazları boyunca üç farklı stratigrafik birime bölünebilir ki bunlara sistem kapanımları ('tracts') denir. Bir sistem kapanımı, Brown ve Fisher (1977) tarafından geçici çökeltim dönemlerinin bağlanması olarak tanımlanmıştır.

Tablo 2.1: Sekans stratigrafisi terminolojisinde kullanılan kısaltmalar

Buradaki kısaltmaların çoğu Şekil 2.18'de kullanılmıştır.

SB	Sekans Sınırı	HST	Yüksek Duruşlu Sistemler Bölgesi
SB-1	1.Tip Sekans Sınırı	TST	Transgresif Sistemler Bölgesi
SB-2	2.Tip Sekans Sınırı	LST	Düşük Duruşlu Sistemler Bölgesi
SB-3	3.Tip Sekans Sınırı	FSST	Düşüş Aşaması Sistemler Bölgeleri
DLS	Aşağı Kıvrımlı Yüzey	Ivf	Aşındırılmış Vadi
Mfs	Maksimum Sel Yüzeyi	Lsw	Düşük Duruşlu Kama
Tfs	En Üst Fan Yüzeyi	Pgc	İlerleyen Kompleks
Tmf/co	En Üst Kitle Akışı/Set Üstü Kanal	Lsf	Düşük Duruşlu Fan
TS	Maksimum Regresyon Üzerindeki İlk Sel Yüzeyi	SMW	Sahil-Sınır Kama Sistemleri Bölgesi

Jeolojik hikâyenin çökelmesindeki sınırlamalar 4 farklı birbirini izleyen ve durağan (eustatic) döngü tarafından başlatılır : Birinci, İkinci, Üçüncü ve Dördüncü durağan döngüler (cycles). Bir durağan döngü, deniz seviyesinin yüksek bir pozisyondan düşük bir pozisyona düştüğü ve yüksek (highstand) pozisyona tekrar geri döndüğü zamanı simgeler.

Tablo 2.2: Döngülerin sırası ve farklı sekans stratigrafisi çalışmalarındaki temel stratigrafik birimlerinin özeti

Burada döngü, deniz seviyesinin iki adet farklı durağan pozisyonu arasında geçen sürece karşılık gelir.

Vail ve diğ., 1991	Mitchum ve diğ., 1977; Mitchum ve Van Wagoner, 1991	Haq ve diğ., 1987	Sünnetçioğlu, 2008
-	-	Mega sekans	Birinci Mertebe Sekans
Sekans 3 – 50 Myö	Kompozit Sekans 9 -10 Myö	Süper sekans	İkinci Mertebe Sekans
Sekans 0,5 – 3 Myö	Depozisyonel Sekans 1-2 Myö	Sekans	Üçüncü Mertebe Sekans Çökelimsel Sekans
<i>Parasekans</i> 0,08 – 0,5 Myö	<i>Parasekans</i> 0,1- 0,2 Myö	<i>Parasekans</i>	<i>Dördüncü Mertebe Sekans</i>
Parasekans 0,03 – 0,08 Myö	Parasekans 0,01 – 0,02 Myö	Parasekans	Beşinci Mertebe Sekans

Birinci merteye durağan döngüler (kıtasal kopma döngüleri), 50 milyon yıldan uzun zaman sürekliliğine sahiptir. Bunlar, kratonlara karşı üst üste bindirmeler gösterirler ve tektonik aktivitelerdeki uyumsuzluklarca kontrol edilir (Duval ve diğ., 1998).

İkinci merteye durağan döngüler, 9 ila 10 milyon yıllık zaman döngülerine sahiptir. Mitchum ve Van Wagoner (1991) ikinci sınıf stratigrafik birimi “kompozit istif” olarak adlandırmıştır.

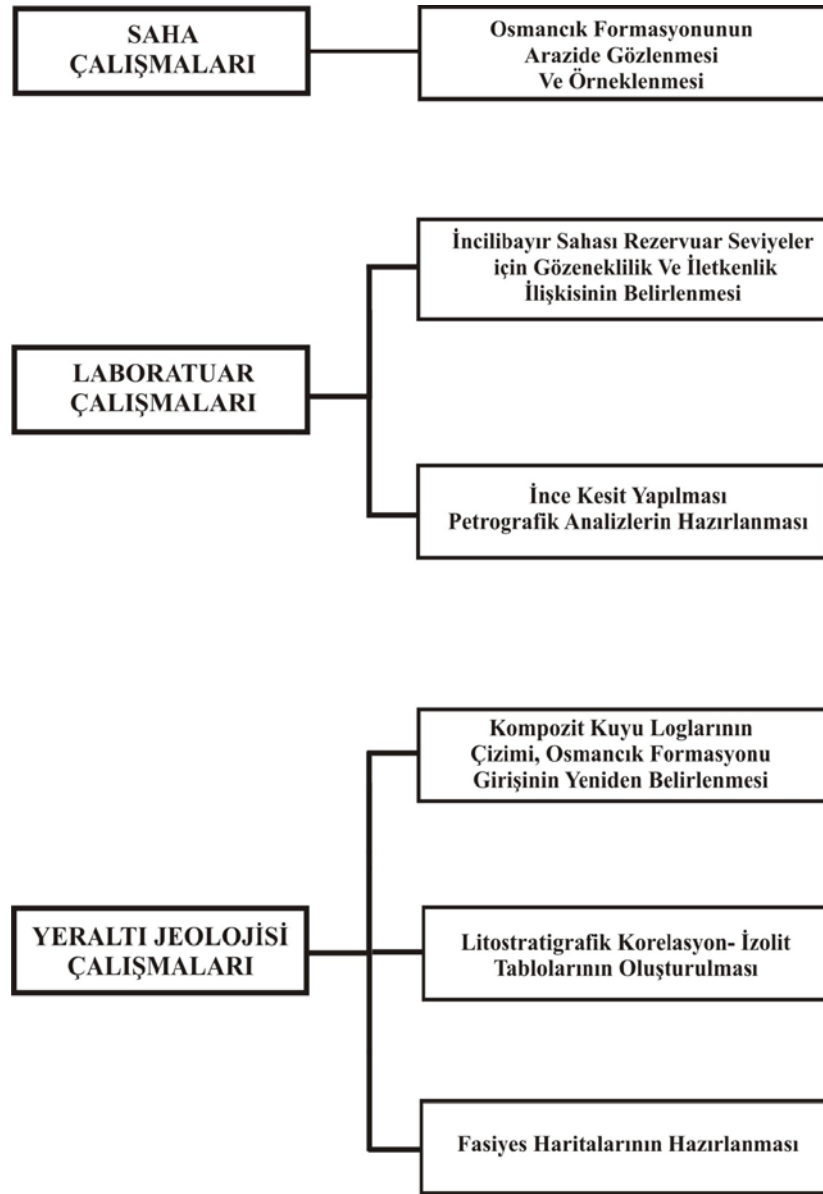
Üçüncü merteye durağan döngüler, 0.5 ila 3 milyon yıllık sürekliliğine sahiptirler. Bunlar buzul çağı sırasındaki durağan döngüler tarafından (Vail ve diğ., 1977) oluşturulmuştur.

Yüksek-dereceli deniz seviyesi değişen döngüler (dördüncü ve beşinci mertebeden döngüler), parasekans döngüleri olarak bilinir ve parasekans döngüleri olarak tanımlıdır. Bunlar 0,1-0,2 ile 0,01-0,02 milyon yıllık döngülere sahiptirler. 4. ve 5. merteye döngülerin temel stratigrafik birimi: ‘parasekans’dır. Bu birimler tabakalardan ve tabaka oluşumlarından meydana gelmiştir.

Dolayısıyla parasekans’lar, deniz-delta-sahil-gel git, nehir ağzı ortamında ve sahil çevresinde tanımlanmışlardır (Van Wagoner ve diğ., 1990; Posamentier ve Allen, 1999).

3. MALZEME VE YÖNTEM

Bu çalışmada İncilibayır Sahası'ndaki Osmancık Formasyonu'nun fasiyes analizinin yapılması, rezervuar nitelikli kumtaşı seviyelerinde petrofiziksel özelliklerin saptanması ve birimin delta ortamındaki konumunun ve gelişim modelinin tespiti amaçlanmıştır. Bu amaç doğrultusunda yapılan çalışmalar, saha - laboratuvar - yeraltı jeolojisi çalışmaları olmak üzere üç aşamada gerçekleştirilmiştir. Yapılan çalışmaların iş akış şeması Şekil 3.1'de verilmiştir.



Şekil 3.1: Osmancık Formasyonu Delta Gelişim Modeli ve Kumtaşlarının Hazne Kaya Özellikleri: İncilibayır Sahası/Trakya yüksek lisans tez çalışması iş akış şeması

3.1. SEKANS STATİGRAFİSİ

Sekans stratigrafisinin genel kısımlarda özetlenen prensipleri (Geç Oligosen boyunca çökelmiş bilinen) Osmancık Formasyonu delta istifindeki döngüsellikleri ayırt etmek için kullanılmıştır. Burada Osmancık Formasyonu (korelasyonda [4.4.3] referans alınan derin sondaj) İR-1 kuyusunda 37 alt döneme, A döneminden ZXIV dönemde kadar (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, R, S, T, U, V, Y, Z, ZI, ZII, ZIII, ZIV, ZV, ZVI, ZVII, ZVIII, ZIX, ZX, ZXI, ZXII, ZXIII, ZXIV şeklinde) ayrılmıştır. Burada herhangi bir parasekans dönemine karşılık gelen zaman dilimi şöyle hesaplanır:

(Osmancık Formasyonu çökelimi için geçen toplam süre) / (Dönem sayısı) = (Üst Oligosen başlangıcı-Oligosen sonu) / dönem sayısı = (~ 8 milyon yıl) / 37 = ~ 0.22 milyon yıl. Hesaplanan bu zaman dilimi Tablo 2.2'ye göre Dördüncü Mertebe Sekans'a karşılık gelmektedir. Sonuç olarak buradaki Yüksek lisans tez çalışması kapsamında incelenen ve A'dan **ZXIV** dönemine kadar isimlendirilerek ayrılan stratigrafik dönemler çoğunlukla birer *parasekans*'tır.

Örneğin E dönemi ortalama kalınlığının bir parasekans sınıflandırma çalışmasında hangi gruba karşılık gelebileceği bilinmek istenirse aşağıdaki gibi bir hesaplama yapılır:

Var olan veriler:

İncilibayır Sahası'nda Osmancık Formasyonu için hesaplanan toplam ortalama kalınlık: 996 m

E çökelim dönemi ortalama kalınlığı: 58 m

Osmancık Formasyonu çökelimi için geçen toplam süre: Geç Oligosen başlangıcı – Oligosen sonu = ~ 33 Myö – ~ 25 Myö = ~ 8 Milyon yıl.

'E' çökelim dönemi için geçebilecek toplam süre: (8 Milyon yıl X 58 m) / 996 m = 0.49 milyon yıl.

0.49 milyon yıllık sürecin karşılığındaki jeolojik zaman dilimi Tablo 2.2'deki 4 farklı sınıflandırmanın üçünde de *Parasekans* olarak, aynı tablodaki Sünnetçioğlu (2008)'in sınıflandırmasında ise *Dördüncü Mertebe Sekans* olarak adlandırılmıştır.

Benzer hesaplama Tablo 4.10'da geçen daha az kalınlıktaki diğer hidrokarbonca zengin çökelim dönemlerinin her biri için (G,H,F) yapıldığında, onların da birer *Dördüncü Mertebe Sekans* olduğu, dolayısıyla birer *parasekans* olarak sınıflandırılacağı görülür.

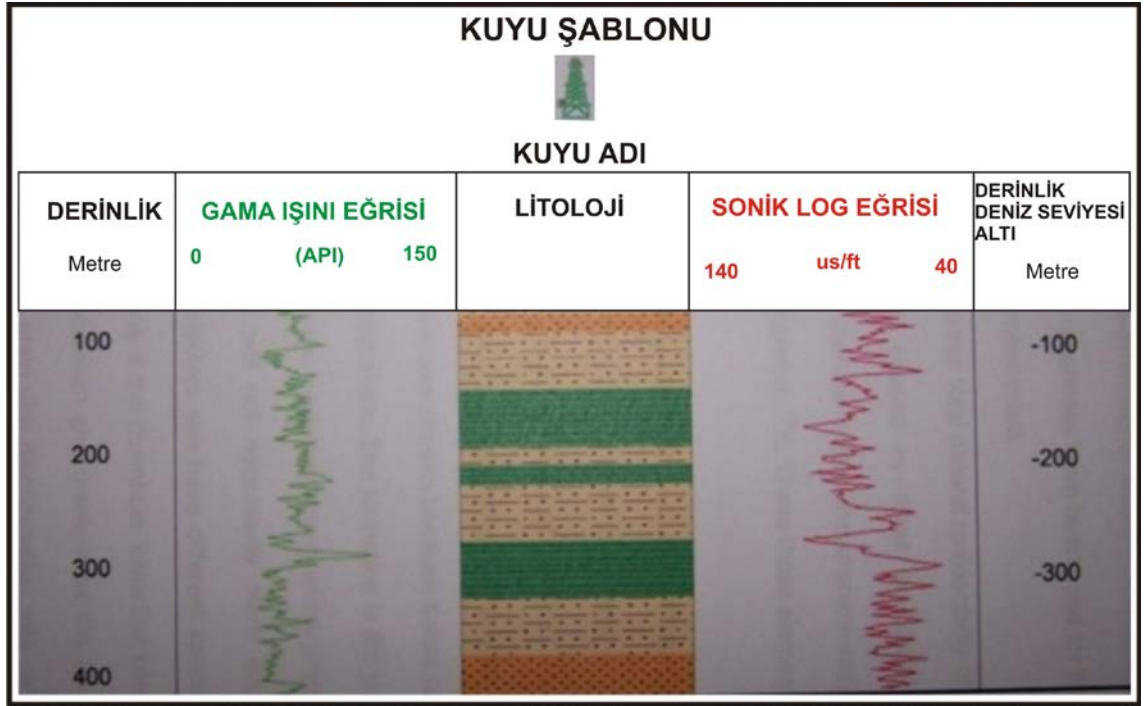
Hidrokarbon varlığının parasekans ile ilişkisini irdelemek açısından 11 adet mercek şeklinde hidrokarbon rezervuarının içerisinde bulunduğu E,F,G,H dönemlerini sırasıyla incelemek yeterli olacaktır. Tablo 4.11’te İncilibayır Sahası’nda açılan kuyuların hidrokarbonca zengin parasekans dönemlerini özetleyen bir tablo verilmiştir.

3.2. KUYU LOG DEĞERLERLENDİRME PRENSİPLERİ

Kuyularda log alma süreci, sondajlarda ulaşılan kayaç ve/veya bilinmeyen sıvıların çeşitli fiziksel-kimyasal-elektriksel ve diğer özelliklerinin kayıt altına alınmasına verilen addır. Çalışmada Osmancık Formasyonu litolojisi gama ışıını logları ve sonik loglar temel alınarak betimlenmiş ve yorumlanmıştır. Bu yaklaşım ile litoloji ve temsil ettiği tabakasal mimari belirlenir ve belirli bir çökeltme ortamı için farklı log davranışları gözlenir (Coleman ve Prior, 1982; Galloway ve Hobday, 1983; Pirson, 1983, Cant, 1984, Rider 1986).

Kayaların fiziksel özelliklerini gösteren gözlemler, son yorum için var olan verilerle kontrol edilmelidir. Çalışma boyunca kesinti numuneleri, varsa alınan karotlar ve sismik yansıma verileri kuyuların log eğilimlerini doğrulamak için kullanılmalıdır.

Bu çalışmada kullanılan kuyu veri şablonu, Şekil 3.2’de gösterilmiştir. Şablon, 5 ayrı sütundan oluşmuştur. Birinci sütunda ölçülmüş derinlik (Measured Depth - MD) metre cinsinden verilmiş, ikinci sütunda API, gama ışıını birimi olarak gösterilmiştir. Birim skalası 0 ila 150 API arasında değişir. Üçüncü alan, litoloji sütunudur ki burada her litoloji farklı renkte gösterilmiştir. Dördüncü sütunda sonik logu eğrisi gösterilmiştir. Birim skalası, (ms/ft) cinsinden gösterilmiştir ve 40 ila 140 arasında farklı değerler sunar. Beşinci sütunda derinlik, ayrıca dikey derinlik (TVDSS) deniz seviyesi altındaki derinliği (Kot) temsil edecek şekilde gösterilmiştir.



Şekil 3.2: Kuyu logu veri şablonu (Sünnetçioğlu, 2008'den değiştirilerek)

Bu çalışmada kullanılan 5 farklı özellik sütun olarak gösterilmiştir. Soldan sağa; derinlik, gama ışını eğrisi (yeşil), litoloji, sonik log eğrisi (kırmızı) ve kot seviyesi (metre olarak ölçülmüştür) ayrı ayrı gösterilmişlerdir.

3.2.1. Gama Işını Logları

Gama ışını logları, bir boyutlu radyoaktif formasyon kayıtlarıdır. Bu çalışmada gama ışını log yanıtları, tane boyunu ve çökeltme ortamını yorumlamak için kullanılmıştır. Gama ışını aleti, kayaların doğal radyoaktivitesini ölçer. Formasyonların radyasyonları 3 bileşenli kaynak tarafından oluşturulur;

- 1) Toryum ailesinin radyoaktif elamanları
- 2) Uranyum-Radyum ailesi
- 3) Potasyumun radyoaktif izotopu ^{40}K .

Bu üç element, gama ışınını aniden yayar.

Sıradan gama ışını loglarının ölçtüğü radyoaktivitenin birimi API (American Petroleum Institute)'dır. Bu birim, Houston Üniversitesi - Texas Üniversitesi - USA Üniversitesi'ndeki yapay radyasyonlu bir blok kütesine dayanmaktadır. Bu çimento blok 200 API'lık bir radyoaktiviteye sahiptir ve gama ışını loglarını kalibre etmek için temel standarttır. Bununla beraber, düzgün olarak kalibre edilse dahi farklı aygıt

(tool)'ların gama ışını okumaları, kuyu tabanında benzer okumalara sahip olmayacaktır. Çünkü farklı GR aygıtlarının detektörleri farklı spektral duyarlılığa sahip olabilir. Çeşitli GR aygıtları (tool) ancak tabandaki formasyon aynı oranda toryum, potasyum ve uranyum değerlerine sahipse (Houston Standardı, 2002) aynı okumayı yapacaklardır. Bu yüzden gelen kesinti numuneleri her kuyu için gama ışını okumaları kum-şeyl temel ayırıcı çizgi (baseline) metodu ile gruplanarak yorumlanmış ve kompozit kuyu logları çizilmiştir.

3.2.2. Sonik Log Prensipleri

Sonik log, formasyonların bir boyutlu seyahat zamanlarının kayıtlarıdır. Bu kayıt, formasyonun ses dalgalarını iletme kapasitesini ölçer. Temel çalışma prensibi, kuyu dibindeki sonik kaynağın (transducer), formasyonlar içerisinde ilerleyen ses dalgalarının yayınlaması ve alıcıya tekrar geri kazanımını sağlamasına dayanır.

Sonik log aleti, temel olarak kompresyonel veya P dalgalarını kayıt için tasarlanmıştır. Sonik değerler, ayak başına karşılık gelen (1 mikro saniye, 1×10^{-6} saniyedir) mikro saniyelerle (μs) ölçülür ve t ya da DT ile ifade edilir. Kayaların en yaygın seyahat zamanı, 40 μs ve 140 μs arasında değişir. Metrik derinlik skalasında seyahat zamanı birimi $\mu s/ft$ olarak verilir.

Formasyonların ses dalgalarını iletme kapasitesi, litoloji, kaya dokusu, görülebilir gözenek tarafından kontrol edilen bir fonksiyondur. Şeyller, benzer gözeneklilikteki kumtaşlarına göre daha uzun seyahat zamanı (transit time) verir. Bu yüzden sonik log, bazen tane boyu belirteci (indikatörü) olarak da kullanılır.

Kömürde ve siyah şeyl litolojilerindeki yüksek konsantrasyonlu organik malzeme, daha yüksek seyahat zamanı (transit time) verir. Bununla beraber seyahat zamanı ölçümleri, çökelme sonrasındaki çökelme ve sıkışma ile de kontrol edilir.

Sonik loglar yalnızca zaman-derinlik dönüşümü için değil, aynı zamanda da tane boyu göstergesi olarak kullanılırlar. Taşkın ovası yüzeylerinin (üstteki ve alttaki litolojilere karşı) daha düşük hız içeriği, sonik loglarda kolaylıkla fark edilir. Buna ek olarak, kırıntılı-karbonatlı karışık sistemdeki kireçtaşı litolojisi de hızdaki ani değişimden dolayı kolayca ayırt edilir.

3.2.3. Kuyu Loglarında Düşey Trend Analizleri

Gama ışını loglarında 5 farklı log eğilimi (trend) değerlendirilmiştir. Bunlar;

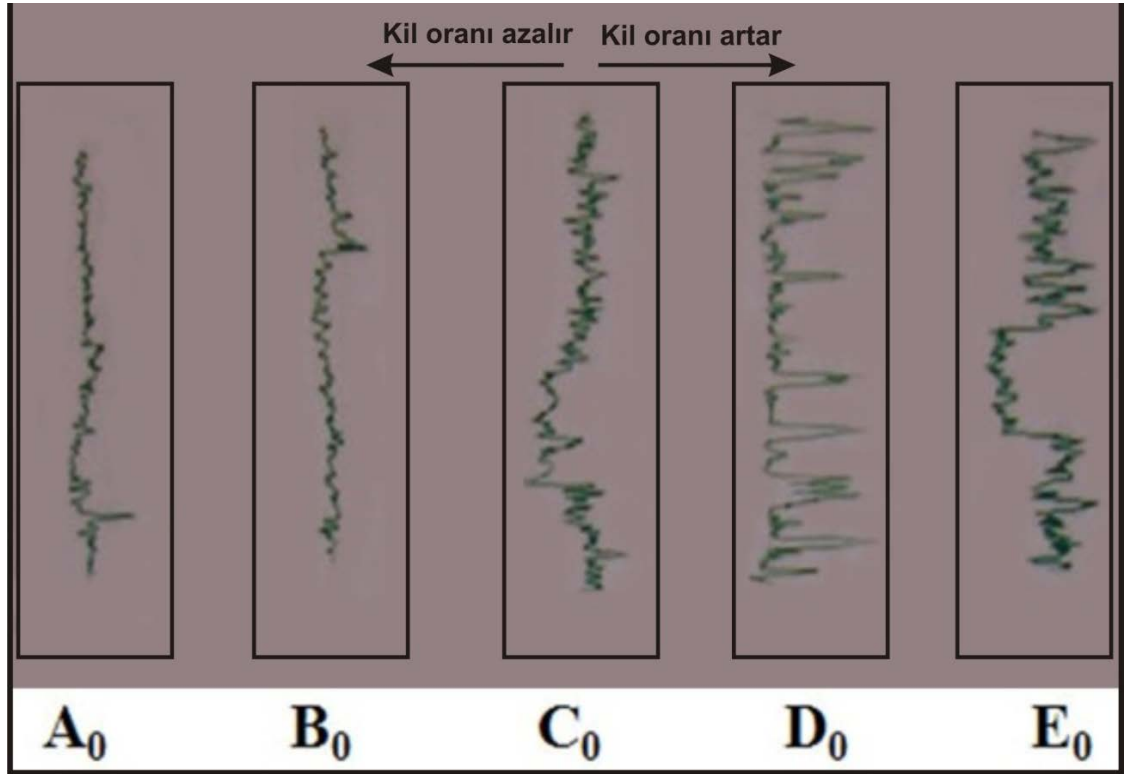
A)Yukarıya doğru temizlenme eğilimi,

B)Yukarıya doğru kirlenme eğilimi,

C)Silindirik eğilim,

D)Pruva (baş) eğilim,

E)Düzensiz eğilim (Şekil 3.3)'dir.



Şekil 3.3: Gama ışını eğrilerinde gözlemlenen ayırt edilebilir düşey log eğilimleri (Sünnetçioğlu, 2008'den değiştirilerek)

Bu eğriler kil içeriğini ve bu yüzden de çökelme ortamındaki enerjiyi gösterebilir. Veriler, Trakya Havzası'ndaki çeşitli kuyulardan elde edilmiştir. **A₀**: Osmancık Formasyonu'nun deltayık ortamı içerisinde elde edilen yukarıya doğru kil oranı artan (tane boyu küçülen) eğilim **B₀**: Osmancık Formasyonu'nun delta ortamı içerisinde yukarıya doğru kil oranı azalan (tane boyu irileşen) eğilim. **C₀**: Osmancık Formasyonu'nda point bar çevresinde yukarıya doğru kil oranı artan (tane boyu incelen) eğilim. **D₀**: Hamitabat Formasyonu'nun türbiditik istifinden elde edilen keskin tabanlı ve keskin tavanlı blok şekil. **E₀**: Danişmen Formasyonu'nun fluvial bir kanalıdan elde edilen keskin tabanlı ve keskin tavanlı blok şeklinde eğilim.

Yukarıya doğru temizlenme eğilimi, gama ışını okumalarında dereceli düşüşü (düşük enerjili çökelme ortamlarındaki kil varlığına bağlı olarak) temsil eder. Sığ denizel

ortamlarda genellikle şeylce zengin litolojilerden kumlu litolojilere geçiş temsil edilmiştir. Klastik karbonat çökelme ortamına ya da dereceli düşüşten anoksik ortamdan killi ortama geçiş de yukarı doğru temizlenme eğilimi olarak gösterilebilir.

Yukarı doğru kirlenme eğilimi, gama ışıını okumalarında (kil minerali miktarındaki artışa bağlı olarak) dereceli artışı temsil eder. Kumtaşından şeyl'e yukarı doğru dereceli geçiş, bu tür eğilime neden olabilir. Menderes tipi kanallar veya gelgit tipi kanallar, denizin geri çekilmesine ya da deniz kıyısının boşaltılmasına sebep olur. Örneğin transgresif deniz kenarı kıyıları, yukarı doğru kirlenen eğilimler olarak temsil edilir.

Blok haline gelmiş eğilim, göreceli olarak daha düz olup taban ve tavan kısımlarında keskin geçişlere sahiptir. Fluvial kanallar şeyl tarafından sınırlandırılmış türbidit ve rüzgar taşıması (eolian) kumları silindirik log eğilimleri verir. Osmancık Formasyonu içerisindeki fluvial kanal kumları silindirik eğilim (şekil 3.3) göstermektedirler.

Düzensiz eğilim, gama ışıını okumalarında sistematik bir değişiklik göstermez (şekil 3.3). Deniz kenarı veya derin deniz ortamlarındaki killi ve siltli litoloji derecelenmeleri, düzensiz eğilimler olarak gösterilebilir.

3.2.4. Kuyu Logları Yardımıyla Hesaplanan Petrofiziksel Parametreler

Kuyu loglarıyla temel olarak şu petrofiziksel özellikleri belirlenir:

- Kayacın elektron yoğunluğu
- Kayacın akustik seyahat zamanı
- Kayaç rezistivitesi, invazyon zonu rezistivitesi, çamur rezistivitesi
- Nötron emilme oranı
- Kayaç yüzeyi /sondaj çamurunun etkileşim yüzeyi
- Kayaçta açılan kuyunun apı
- Akış hızı ve kuyudaki sıvıların yoğunluğu
- Formasyon sıvısının viskozitesi ve formasyon yoğunluğu

-Formasyonu oluşturan litolojinin radyoaktivitesi

-İlk 8 maddedeki temel parametreler ve diğer bazı değerler (sondaj çamuru yoğunluğu, viskozitesi, pH'ı gibi) hesaplamalarda kullanılarak çıkarılan yeni petrofiziksel parametrelerdir.

Tez çalışması kapsamında İncilibayır Sahası içerisindeki kuyuların kompozit kuyu logları oluşturulurken:

- i) Kayacın akustik seyahat zamanı (2 No'lu petrofiziksel parametre: birimi DT)
- ii) Formasyonu oluşturan litolojinin radyoaktivitesi (8 No'lu petrofiziksel parametre; birimi API) kullanılmıştır.

3.2.5. Elan Plus Yazılımının Hesapladığı Parametreler

Elan Plus yazılımıyla yapılan veri işlem sonucu, 5 adet petrofiziksel parametre hesaplanmıştır:

- 1) VCL: Kil hacmi,
- 2) SXWI: Temiz su satürasyonu,
- 3) SUWI: Süpürme bölgesindeki (flush zone) su satürasyonu,
- 4) PIGE: Etkin Porozite,
- 5) PHIT: Toplam Porozite.

Bu parametrelerden Etkin porozite (**PIGE**) ve Temiz su satürasyonu (**SXWI**) 4.3.2'de geçen Porozite – Permeabilite hesaplamasında kullanılan denklemde sırasıyla Φ ve S_{wi} değerlerinin yerine kullanılır.

3.2.6. Hidrokarbon Üretilabilir Rezervuarın Log Karakteristiği

Hidrokarbonca zengin seviyelerin log okumalarında bu aralığın üst ve altına göre göreceli olarak;

GR okuması göreceli olarak düşük,

SP (mV) okuması yüksek,

DT (uspf) yüksek,

MSFL (ohmm) ve LLS (ohmm) - LLD (ohmm) dirençlerinin grafik çizimleri arasında yüksek seperasyona sahip oldukları,

NPHI (%) - RHOB (nötron/gm cm³) okumalarının düşük olduğu görülür. Temel olarak hidrokarbonca zengin kumtaşı rezervuarın karşılığındaki log okumalarında, rezervuar aralığının üst ve altına göre göreceli olarak;

- 1) Düşük kil oranı – radyoaktivite,
- 2) Yüksek akım ve voltaj,
- 3) Ses hızının ilerleme hızı daha düşük,
- 4) Sondaj sıvısı ve formasyon invazyon bölgesi-formasyon dirençleri arasındaki fark yüksek,
- 5) Gönderilen nötron parçacıklarının büyük yüzdesi gazlı rezervuar seviye tarafından soğurulmuş,
- 6) Gazlı kumtaşının yoğunluğu gaz bulunmayan kumtaşının yoğunluğuna göre göreceli olarak daha düşüktür.

3.3. KULLANILAN YAZILIMLAR

3.3.1. Surfer

Surfer'ın bilinen ve en sık kullanılan uygulaması X; Y; Z veri dosyasından grid(ağ) tabanlı bir harita hazırlanmasıdır.

Grid data (ağ verileri) komutu, X; Y; Z biçimindeki verilerin bir araya getirilmesinden bir ağ verisi (grid dosyası) üretmek için kullanılır. Grid dosyası daha sonra Map menü komutlarının çoğu tarafından topoğrafya haritalarını oluşturmak için kullanılır.

Buradaki yüksek lisans tez çalışmasında hazırlanan kalınlık ve yapı kontur haritaları için Surfer yazılımı kullanılmış, gridleme yöntemi seçim aşamasında *en yakın komşu* (*nearest neighbour*) metodu tercih edilmiştir.

3.3.2. Elan Plus

Elan Plus, 3.1.2’de Kuyu Logları Yardımıyla Hesaplanan Petrofiziksel Parametreler alt başlığında değinilen parametreleri kullanarak:

1) VCL: Kil hacmi, 2) SXWI: Temiz su satürasyonu, 3) SUWI: Süpürme bölgesindeki (flush zone) su satürasyonu, 4) PIGE: Etkin Porozite, 5) PHIT: Toplam Porozite, 6) Bağlayıcı su – kum – kil oranları 7) Su – Gaz – Hareket eden hidrokarbon – hareket eden su gibi oranları hesaplayabilen bir petrofizik yazılımıdır.

Bu çalışma hazırlanırken İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu hidrokarbon üreten rezervuar seviyeler boyunca her 0.2 m’de bir petrofizik parametrelerinin hesaplanmasında Elan Plus yazılımı kullanılmış, 2 – 4 no’lu maddelerde geçen SXWI ve PIGE petrofiziksel parametrelerinin her bir rezervuar aralığı için ortalama değeri hesaplanmıştır.

3.3.3. Winlog 3.25

Winlog 3.25 kuyu log verilerinin yüklenerek kuyu kompozit kuyu loglarının çiziminde ve kuyuya ait her çeşit jeolojik verinin saklanması için kullanılan bir yazılımdır. İncilibayır Sahası’ndaki 5 kuyunun çiziminde ve log verilerinin yorumlanarak kompozit kuyu loglarının oluşturulmasında bu yazılım kullanılmıştır.

4. BULGULAR

4.1. İNCİLİBAYIR SAHASI'NIN JEOLJİSİ

4.1.1. Stratigrafi

İncilibayır Sahası'nda kesilen formasyonlar ve kuyulara bağlı değişen kalınlıkları aşağıdaki tabloda özetlendiği gibidir.

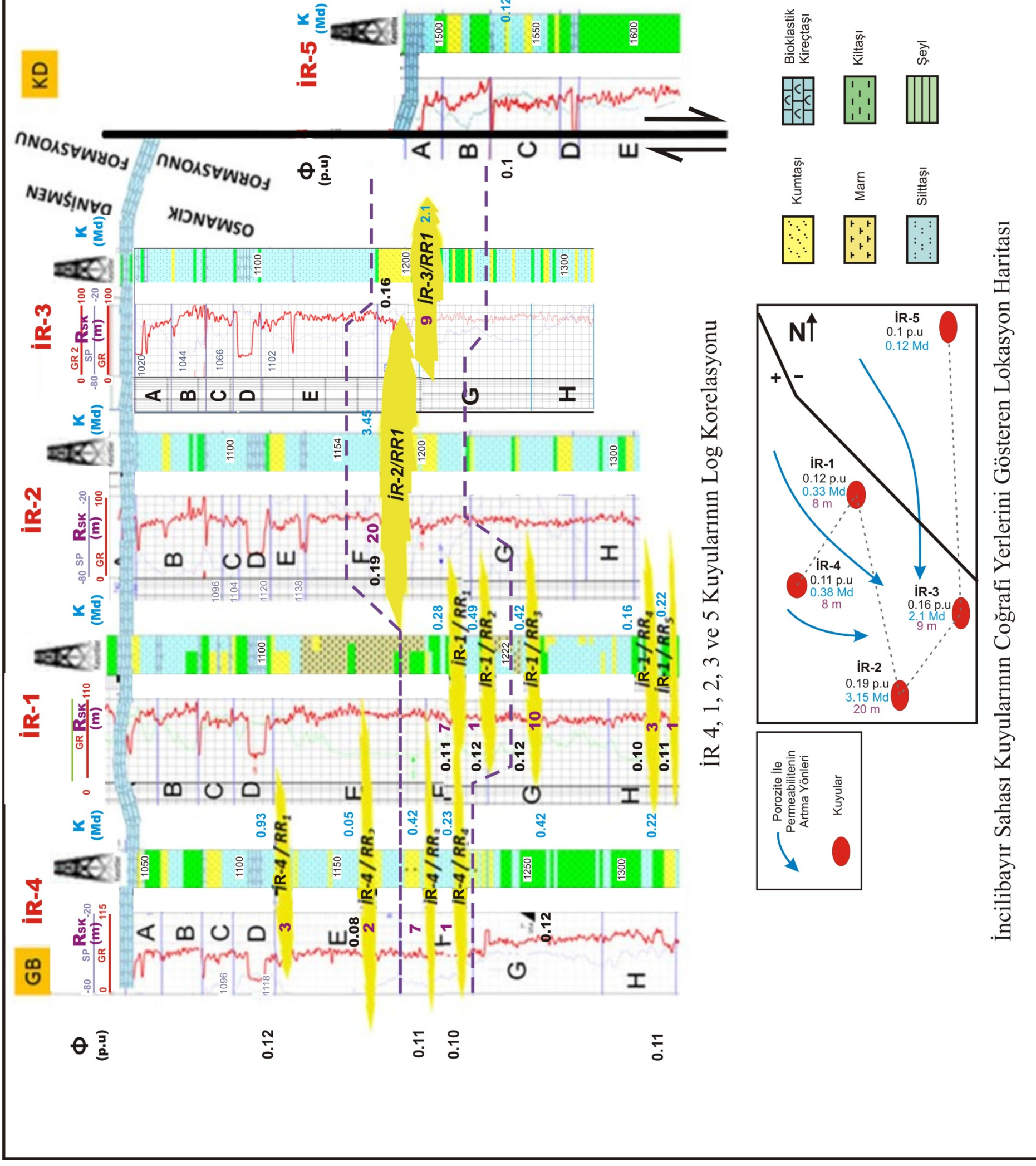
Tablo 4.1: İncilibayır Sahası'nda kesilen formasyonlar ve kuyulara bağlı değişen formasyon kalınlıkları

Buradaki tablo İR-1 kuyusu ile litostratigrafik korelasyon öncesi hazırlanmıştır. P: Penetrasyon

Kuyu Adı/Formasyon Adı	ERGENE FM (m)	DANIŞMEN FM (m)	OSMANCIK FM (m)	MEZARDERE FM (m)
İR-1	963	53	1013.5	49
İR-2	945	98	307(P)	-
İR-3	1008	12	412(P)	-
İR-4	921	118	561(P)	-
İR-5	1324	159	317(P)	-

İR-1 kuyusunda yüzeyde Ergene Formasyonu ile başlayan sondajda sırasıyla Danişmen ve Osmancık Formasyonları kesilmiş ve kuyu Mezardere Formasyonu içinde bitirilmiştir. İncilibayır Sahası'ndaki diğer İR-2,3,4,5 kuyularında sondaj Osmancık Formasyonu içerisinde bitirilmiştir; Dolayısıyla bu sığ kuyular ile İR-1 derin sondaj kuyusu arasında litostratigrafik korelasyon yapılarak eksik olan litoloji bilgisi tamamlanmıştır.

Tablo 4.1'deki Formasyonlar ve kalınlıkları incelendiğinde İR-1 kuyusundan İR-5 kuyusuna Ergene Formasyonu kalınlığındaki ani artış dikkat çekmektedir. İR-1 kuyusundan İR-5 kuyusuna Ergene Formasyonu kalınlığındaki 361 m'lik artış (Tablo 4.1), İR-5 kuyu lokasyonunun (450 m'lik düşey atımlı) normal fayın düşük bloğunda (Şekil 4.1) olması ve buradaki çökelimin çevresel koşullarının farklı olması sebebiyledir.



Şekil 4.1: İR-4, 1, 2, 3, 5 kuyularının log korelasyonu ile İncilibayır Sahası kuyularının coğrafi yerlerini gösteren lokasyon haritası

İncilbayır Sahası Kuyularının Coğrafi yerlerini Gösteren Lokasyon Haritası üzerinde saha içerisindeki kuyuların her birinin 1154-1222 metreler arası sırasıyla ortalaması 1154-1222 m civarında yer almaktadır. Saha içerisindeki kuyuların 1154-1222 m civarında yer alması, bu bölgenin birinci teras alanı olduğunu göstermektedir. Saha içerisindeki kuyuların 1154-1222 m civarında yer alması, bu bölgenin birinci teras alanı olduğunu göstermektedir. Saha içerisindeki kuyuların 1154-1222 m civarında yer alması, bu bölgenin birinci teras alanı olduğunu göstermektedir.

Tablo 4.2’de İR-1 kuyusunda yapılan litoloji tanımlarının genelleştirilmiş özeti verilmiştir. Buradaki litoloji tanımlarının İncilibayır Sahası’nda açılan diğer kuyuların (İR-2,3,4,5) litoloji tanımları ile yakın benzerlik gösterdiği görülmüştür. Dolayısıyla İR-1 kuyusu için daha önce sondaj aşamasında yapılmış litoloji tanımları, İncilibayır Sahası’ndaki çökelim ortamını betimlemede yeterli olmuştur.

Bu tablodaki formasyonların içindeki benzer litolojilerin tanımları ve formasyon içerisindeki yüzde dağılımları birbirleriyle karşılaştırıldığında:

- i) Kırıntılı litoloji oranında azalma, karbonatlı litoloji oranında artış,
- ii) Litolojilerin çimento tanımlarında silis-kil matriksinden karbonata geçiş,
- iii) Litolojilerin tane boyu açıklamasında: iri-orta taneliden ince-çok ince taneliye geçiş gözlenir.

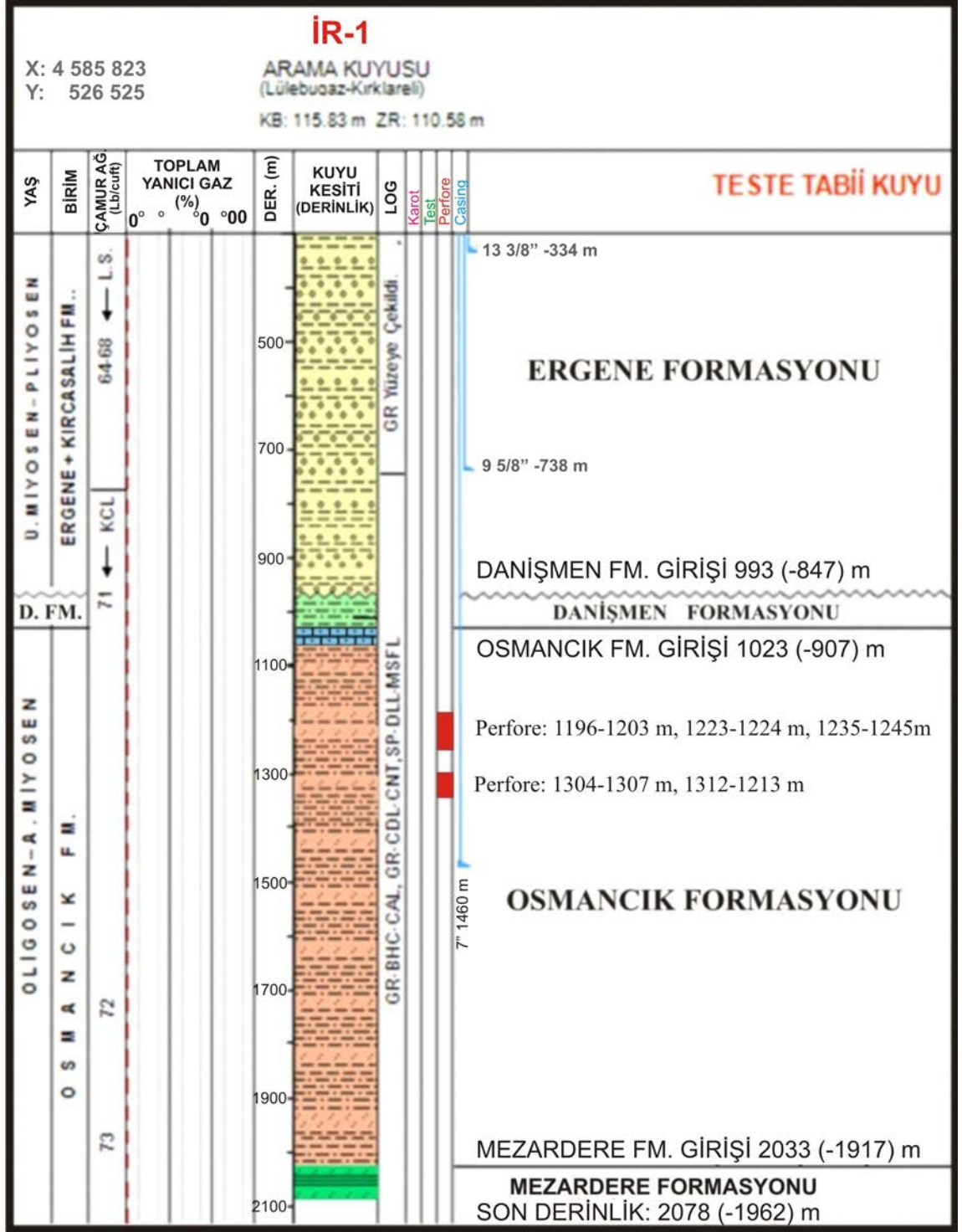
Sonuç olarak bu tablodan elde edilen veriler, Şekil 4.21’de özetlenen Trakya Havzası delta fasiyesleri ve çökeltme ortamları ile ilişkilendirilen delta çökelim modelinin oluşturulmasına önemli katkı sağlamıştır.

Şekil 4.2 - 4.6’ da İncilibayır Sahası’nda yapılan sondajların gerçekleşen kesitleri verilmiştir. Bu kesitlerde soldan sağa doğru sütunlar boyunca şu veriler sıralanmıştır:

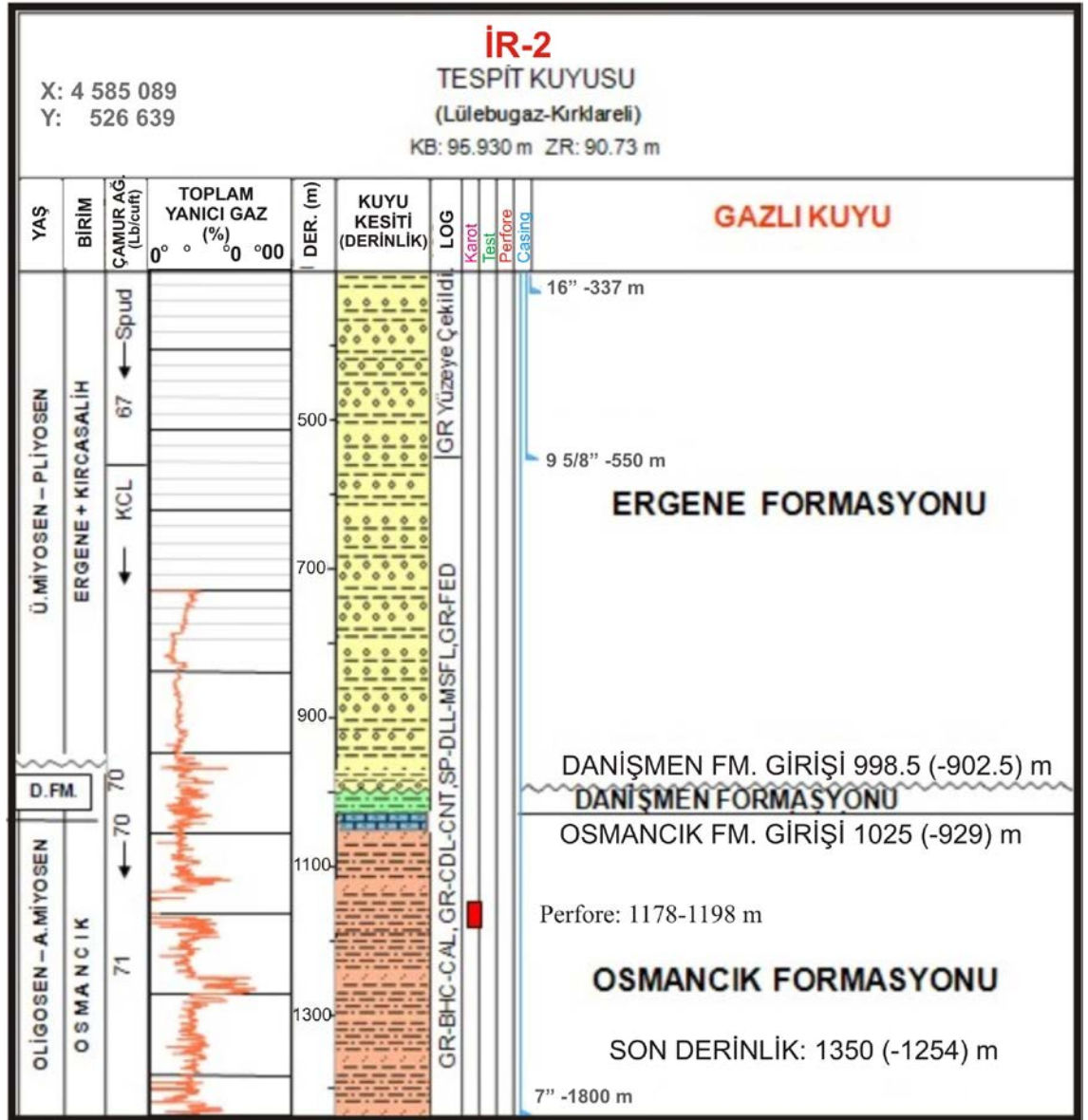
- İR-1 kuyusunun coğrafi koordinatları
- Kuyuda kesilen birimin adı
- Kuyuda kesilen birimin yaşı
- Sondaj sırasında kullanılan çamurun ağırlığı (lb/cuft cinsinden) ve çamurun türü,
- Kuyuda sondaj sırasında ölçülen toplam yanıcı gaz yüzdesi (%)
- Derinlik (metre)
- KB (Kelly Busing Rakımı) ile ZR (Zemin Rakımı)
- Kesilen birimlerinin litolojisi
- Kuyuda alınan logların türü
- Kuyu stabilitesi için kullanılan muhafaza borularının tipleri ve indirildikleri derinlikler
- Formasyon adları, dokanak giriş metreleri, kuyu son derinlikleri ve kuyu bitiş şekilleri, kuyuda yapılan perforelerin derinlikleri özetlenmiştir.

Tablo 4.2: İR-1 kuyusunda tanımlanan litolojilerin genelleştirilmiş özet tablosu (Özdemir, 2006)

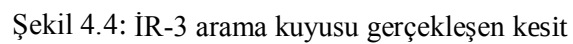
Formasyon Adı	Litoloji [yüzdeleri çoktan aza doğru sıralanmıştır]	Tanım
ERGENE FORMASYONU	Çakıltası	Yeşil renkli, polijenik elemanlı, orta-iri taneli, köşeli, kötü boylanmalı.
	Kiltaşı	Camgöbeği-krem-gri renkli, yumuşak-dağılgan, karbonatsız
	Marn	Krem-beyaz, camgöbeği yeşili-pembemsi krem renkli, yumuşak, dağılgan, milli, kumlu.
DANIŞMEN FORMASYONU	Silttaşı	Açık yeşil-camgöbeği yeşili gri, krem-bej renkli, yumuşak-dağılgan, saçılmış ince piritli, kiltası bantlı, karbonatsız.
	Kumtaşı	Açık gri-yeşil renkli, genellikle kuvars elemanlı, ince-orta taneli, az köşeli-az düz, iyi boylanmalı, tane destekli, cüzi kil matriksli.
	Kiltaşı	Koyu yeşil-bej renkli, sertçe, karbonatsız.
OSMANCIK FORMASYONU	Silttaşı	Yeşilimsi beyaz-gri renkli, yumuşak, fosilli, bol karbonatlı.
	Kumtaşı	Kirli beyaz açık gri renkli, polijenik elemanlı, çok ince taneli, orta boylanmalı, az köşeli, kil matriksli, karbonat çimentolu.
	Kiltaşı	Gri renkli, yumuşak-dağılgan, bol karbonatlı.
	Şeyl	Gri renkli, yumuşak, yer yer kumlu, varırlı, bol karbonatlı.
	Bioklastik Kireçtaşı	Kirli sarı beyaz-kirli beyaz renkli, köşeli, orta boylanmalı, organik maddeli.
MEZARDERE FORMASYONU	Şeyl	Kahve renkli, sıkı dokulu, yumuşakça.
	Kiltaşı – Marn	Bejimsi gri renkli, yumuşak-dağılgan, milli, yer yer tebeşirli.
	Dolomit	Kahve renkli, kriptokristalen, sert, kesif.



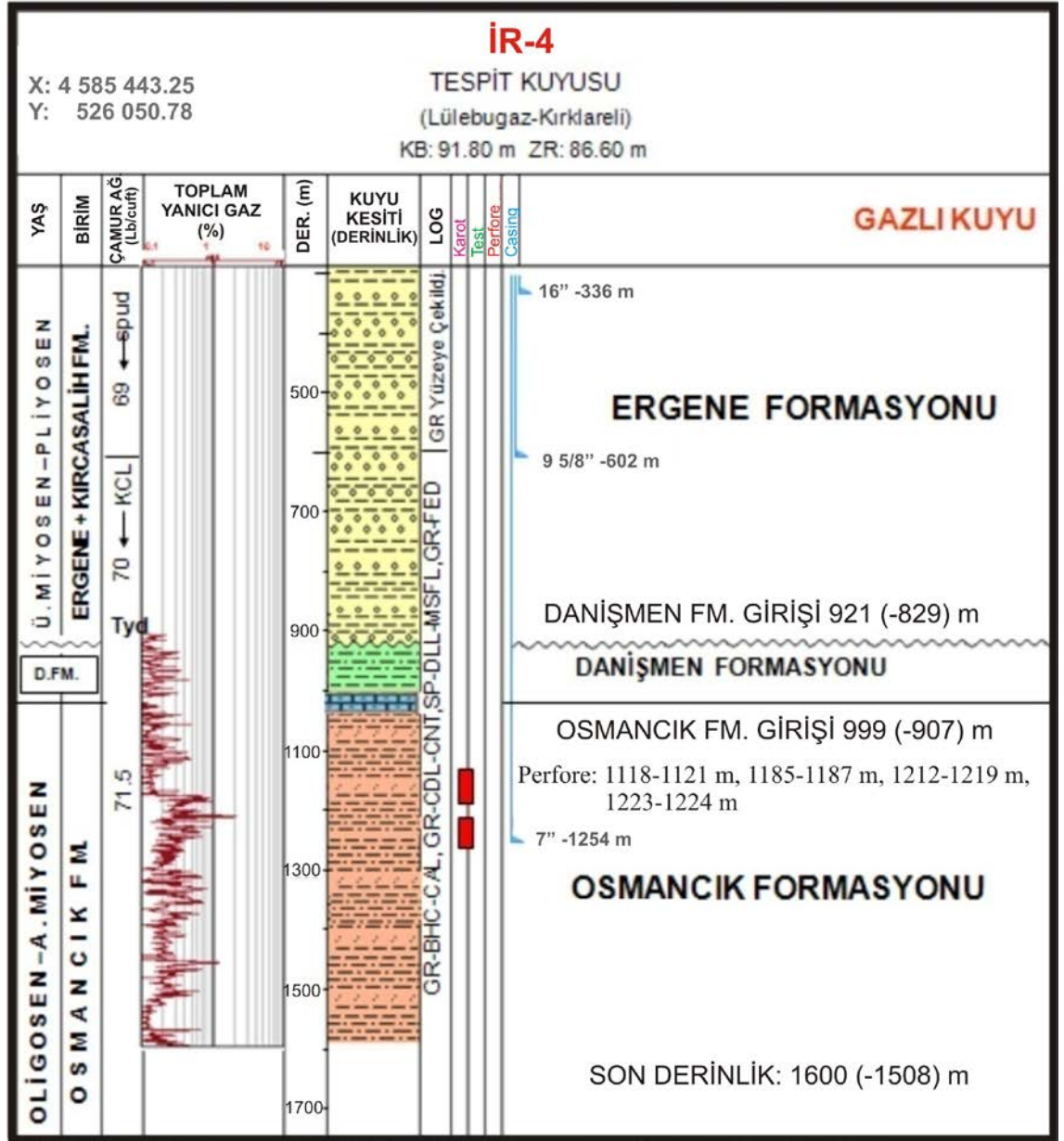
Şekil 4.2: İR-1 arama kuyusu gerçekleşen kesit



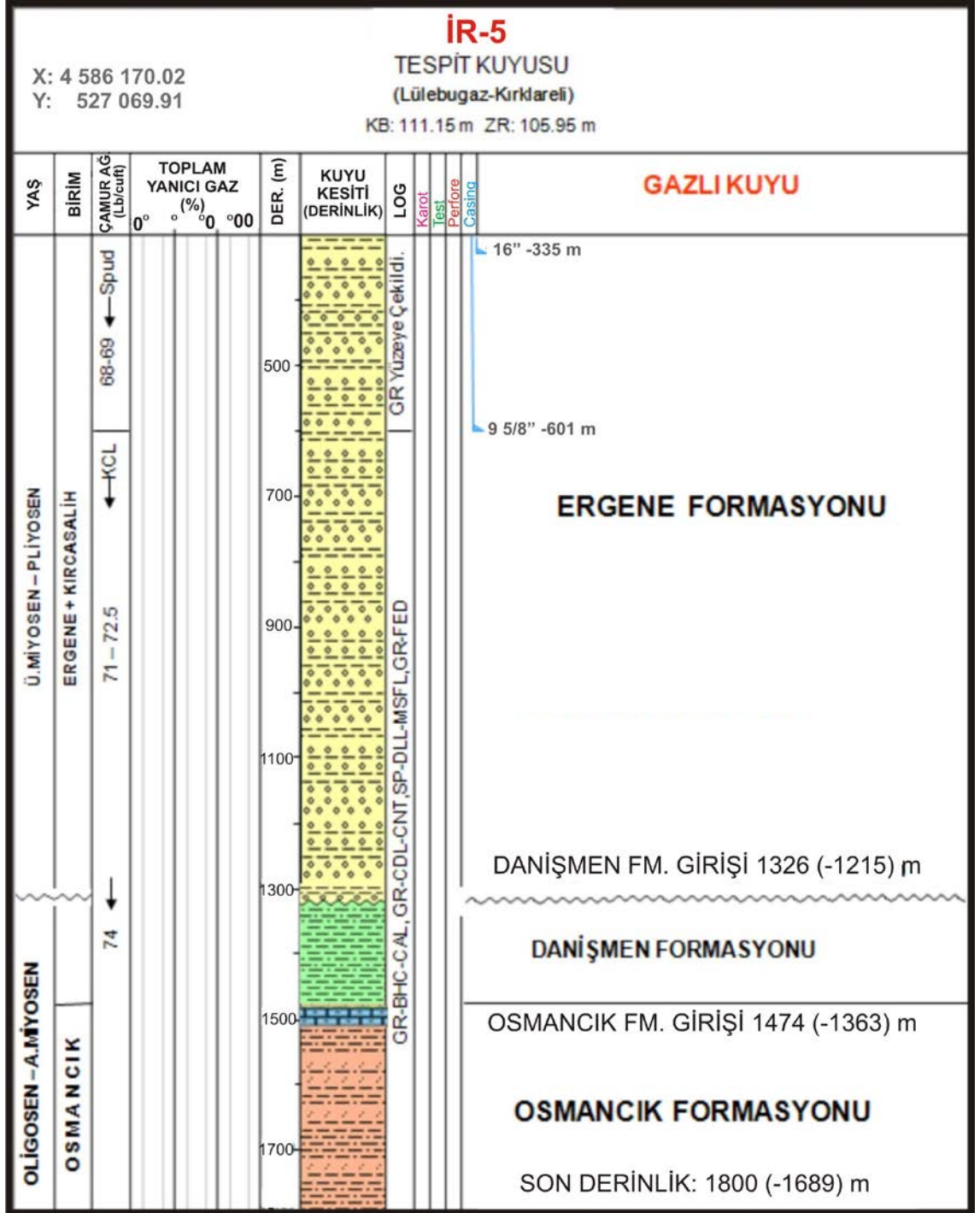
Şekil 4.3: İR-2 arama kuyusu gerçekleşen kesit



Şekil 4.4: İR-3 arama kuyusu gerçekleşen kesit



Şekil 4.5: İR-4 arama kuyusu gerçekleşen kesit



Şekil 4.6: İR-5 arama kuyusu gerçekleşen kesit

4.1.2. Yapısal Jeoloji

İncilibayır Sahası kuyuları Hamitabat-3D sismik alanın güneydoğusunda, doğrultu atımlı Terzili fay bölgesi üzerinde yer almaktadır.

Erken Miyosen sonunda bölgede hâkim olan sıkışma tektoniği nedeniyle Trakya Havzası'nın ortasında Terzili, kuzeyinde Kuzey Osmancık doğrultu atımlı fay zonları ve buna bağlı yapılar oluşmuştur. İncilibayır Sahası'nda açılan kuyular (İR-1,2,3,4) bu yapılardan doğrultu atımlı Terzili fay bölgesinde, bu sisteme paralel normal faya yaslı bir yükselim (Şekil 4.1, Şekil 4.24, Şekil 4.26) üzerinde açılmıştır.

İR-1, 2, 3 ve 4 kuyuları fayın yüksek bloğundadır. İR-5 kuyusu ise fayın düşük bloğuna verilmiştir. İncilibayır Sahası doğrultu atımlı fay bölgesinde olduğundan çalışma alanında da doğrultu atımlı fayın normal fay bileşenleri görülmektedir. Sismik kesitlerde tespit edilen fayın düşey atımı yaklaşık 450 m civarındadır. İR-5 kuyusunda, kuyu açılmadan önce 3D sismik verisinden yorumlanan rezervuar seviye, kuyu açıldıktan sonra alınan loglar sonucunda Osmancık Formasyonu girişine gelmektedir. Sonuç olarak İncilibayır Sahası'nda fayın yüksek bloğunda gaz alınan seviye fayın düşük bloğunda gözlenmemektedir.

4.2. İNCİLİBAYIR SAHASI'NIN PETROL JEOLJİSİ

4.2.1. Giriş

Trakya Havzası'nda flüviyal ve delta ortamı çökellerinden oluşan Danişmen ve Osmancık Formasyonları'nın belirli kumtaşı seviyelerinde yapılan üretim 1990'lı yıllardan itibaren artış göstermektedir. 2006 yılı Temmuz ayında İR-1 arama kuyusunda Oligosen yaşlı Osmancık Formasyonu'nda gaz keşfi gerçekleştirilmiş olup sahanın geliştirilmesi amacıyla İR-2, 3, 4, 5 kuyuları açılmıştır. Bölgede gerçekleştirilmiş olan üç boyutlu (3D) sismik veri, 320 km²'lik bir alana sahiptir. Bu sismik verinin çalışılması sonucunda İR-1 ,4 ve 5 kuyularının yerleri saptanmıştır. İR-1 arama kuyusunda Oligosen yaşlı Osmancık Formasyonu içerisinde tespit edilen 1196-1203 m ve 1235-1245 m gazlı kum rezervuarlarının doğu ve güneydoğu devamlılıkları görülmediğinden, sahada 2007 yılında 45 km uzunluğunda iki boyutlu

(2D) sismik çalışma önerilmiştir. Bu iki boyutlu (2D) sismik verinin çalışılması sonucunda da İR-2 ve 3 kuyuları önerilmiştir.

İR-5 tespit kuyusu 1500 m’de, Osmancık Formasyonu içinde gaz emareli kuru kuyu olarak bitirilmiştir. Kuyuda sondaj sırasında, Osmancık Formasyonu içinde %2 civarında gaz okuması gözlenmiştir. Alınan loglar sonucunda gazlı rezervuar seviyesi tespit edilememiştir. İR-5 kuyusunun faylı alanın düşük bloğunda olması, killiğinin yüksek olması ve rezistivitelerin suyu göstermesinden dolayı bu kuyuda ekonomik anlamda bir gaz üretimi yapılamayacağı sonucuna varılmıştır.

İR-1, 2, 3 ve 4 kuyuları Hamitabat üç boyutlu (3D) sismik alanının güneydoğusunda, doğrultu atımlı Terzili fay bölgesi üzerinde, bu fay bölgesine paralel olan normal fayın yüksek bloğunda açılmış olup ‘gazlı kuyu’ olarak bitirilmiştir.

İR-5 kuyusu ise yine Terzili fay bölgesi üzerinde, aynı fay bölgesine paralel olan normal fayın düşük bloğunda açılmış olup ‘gaz emareli kuru kuyu’ olarak bitirilmiştir.

4.2.2. Ana Kayalar

Önceki organik jeokimya çalışmalarına göre Hamitabat-Ceylan-Mezardere Formasyonları Trakya Havzası’ndaki potansiyel kaynak kayalar olarak tanımlanmıştır (Bürkan, 1991). Üç kaynak kayanın her biri, beklenen olgunlaşmayı ve organik madde tipi ön koşulunu havzanın farklı noktalarında gösterebilirler. Bunlara ek olarak bu parametrelerin tüm havza boyunca yayılımları bilinmemektedir. Çünkü yeraltı verileri yetersizdir ve veri noktalarının coğrafi dağılımı bütün bir Trakya Havzası’nı temsil eder durumda değildir. Dolayısıyla Trakya Havzası için tam bir doğal gaz-kaynak kaya korelasyonu henüz bulunmamaktadır.

İncilibayır Sahası, Hamitabat Sahası’nın 7,5 km güneydoğusundadır (Şekil 1.1). Tez konusu olan saha, Hoşgörmez ve Yalçın’ın (2005) Gaz-kaynak kaya korelasyonu Trakya Havzası/Türkiye çalışmasında adı geçen: ‘C drenaj alanı’ sınırları dahilindedir. Diğer potansiyel kaynak kayaların (Mezardere - Ceylan Formasyonları), İncilibayır Sahası’nda kaynak kaya olgunlaşması için henüz yeterli derinliklere gömülmedikleri görülmektedir.

Sonuç olarak İncilibayır Sahası içerisinde ,Hamitabat Sahası'nda olduğu gibi, kaynak kayanın yüksek bir olasılıkla Hamitabat Formasyonu olduğu düşünülmektedir.

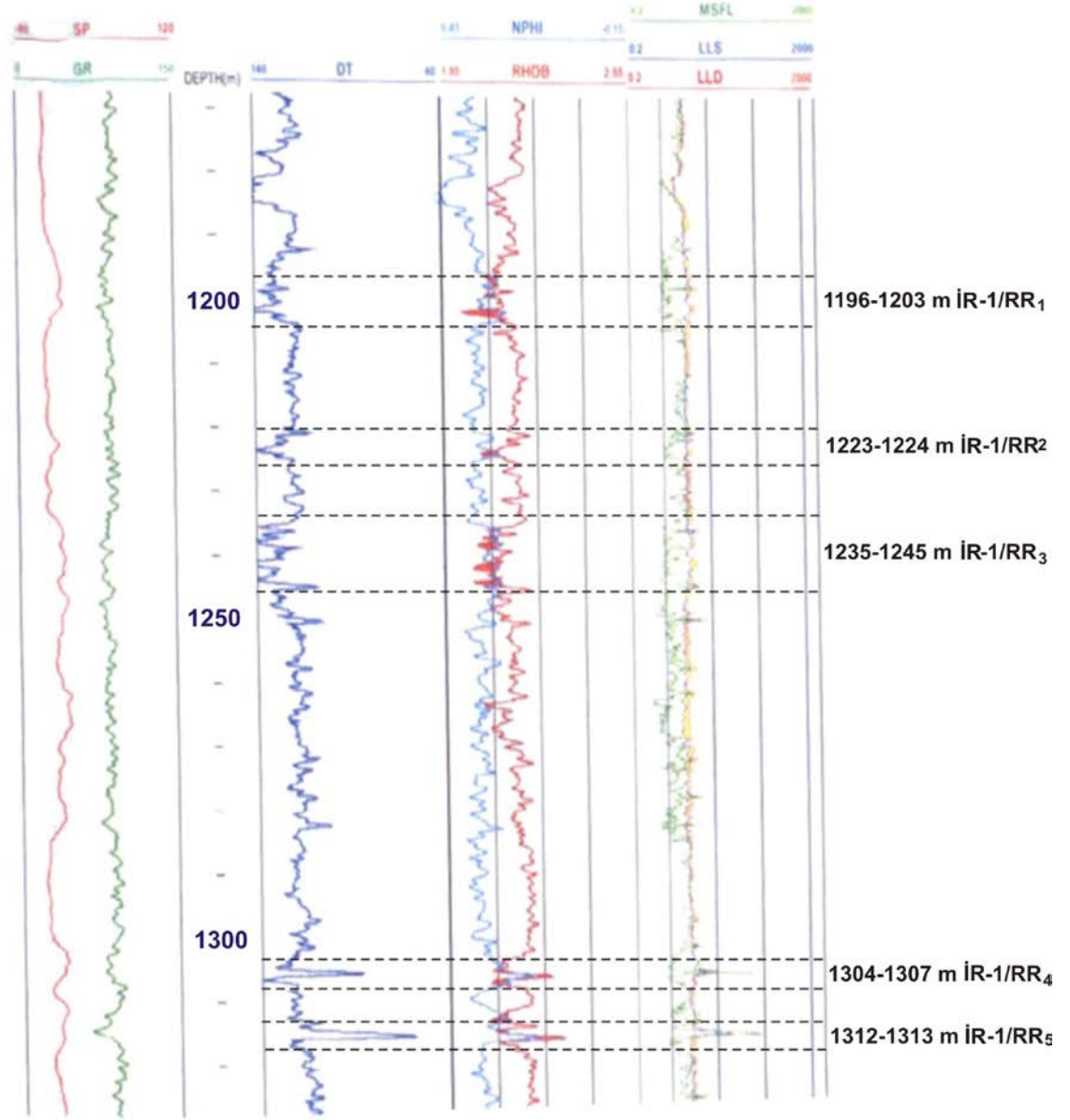
4.2.3. Hazne Kayalar

Osmancık Formasyonu içerisinde özellikle porozite ve permeabilite'nin yüksek olduğu seviyelerin iyi rezervuar kaya özelliği gösterdiği bilinmektedir. Bu çalışmada İncilibayır Sahası içerisinde Osmancık Formasyonu'ndaki rezervuar seviyelerin özellikleri araştırıldığı için, her bir rezervuar seviye için ortalama porozite ve permeabilite değeri rakamsal olarak hesaplanmıştır. Bu konu ilgili bölümde ayrıntılı olarak ayrıca ele alınacaktır. Burada genel olarak hazne kaya seviyelerinin kuyu loglarındaki grafik görüntüsü ile ilgili bir fikir vermesi için Şekil 4.7 verilmiştir. Şekil 4.7'de İR-1 kuyusundaki rezervuar seviyeleri İR-1 /RR₅, İR-1 /RR₄, İR-1 /RR₃, İR-1 /RR₂, İR-1 /RR₁ olarak adlandırılmıştır. Bu rezervuar seviyelerinden porozite-permeabilite değerleri en yüksek olarak hesaplanana İR-1 /RR₂'dir.

Buradaki Yüksek lisans tez çalışması kapsamında İncilibayır Sahası'nda (İR-5 kuyusu dışındaki) tüm kuyular için porozite – permeabilite değerleri hesaplanmıştır.

İR-5 kuyusunda zayıf rezervuar özelliği gösterebilecek log karakterine (1504 - 1510 m.a) rastlanmıştır. Ancak İR-5 kuyusunun bulunduğu koordinat Şekil 4.24 'de görüldüğü gibi normal fayın düşük bloğundadır. Oligosen sonunda Pınarhisar bioklastik kireçtaşının İncilibayır Sahası'nda çökmesi sonrası başlayan tektonik aktivite ile İR-5 kuyusunun bulunduğu alan, sahanın düşük bloğuna doğru itilmeye başlamıştır (Şekil 4.2). Bloкта başlayan bu kırılmanın sonucu İR-5 kuyusunun bulunduğu noktadaki hidrokarbonca umut veren rezervuar seviyelerde (1504 – 1510 m'ler arası) doğal gazın Şekil 4.1'te görülen fay düzlemi boyunca kaçtığı düşünülmektedir.

Sonuç olarak İR-5 kuyusunda beklentilerin istenilen şekilde sonuçlanmaması, log değerlendirmesi sonucu yapılan korelasyonlar, bu rezervuardaki mevcut gazın söz konusu fay etkisiyle boşalmış ve başka bir alana göç etmiş olabileceği düşüncesini güçlendirmiştir (Atilla Özatar ile sözlü görüşme, 2012).



Şekil 4.7: İR-1 arama kuyusu rezervuar seviyelerin log görüntüsü

Şekil 4.1'deki haritada da özetlendiği gibi kuyuların jeolojik-petrofiziksel özellikleri sırasıyla porozite ($\Phi_{[PU]}$), rezervuar seviye kalınlığı ($R_{SK}[m]$), permeabilite ($k[mD]$)'dir. Bu parametrelerin Elan Plus tarafından hesaplanan değerleri İR-1 ve İR-4 kuyuları hidrokarbon üretim seviyeleri (İR-1/RR₁- İR-1/RR₂, İR-4/RR₃ - İR-4/RR₄) için sırasıyla (0,12 p.u., 8 m, 0,38 mD; 0,11 p.u., 8 m, 0,33 mD) 'dir. Sahanın güneydoğusundaki İR-2 ve İR-3 kuyularındaki İR-2/RR₁ ile İR-3/RR₁ hidrokarbon üretim seviyelerinin porozite, rezervuar kalınlık, permeabilite değerleri sırasıyla 0,19 p.u., 20 m, 3,45 mD; 0,16 p.u., 9 m, 0,16 mD kadardır. Sonuç olarak İncilibayır Sahası sınırları dahilindeki

Osmancık Formasyonu içerisinde (1154 - 1222 m.a seviyede) kuzeybatıdan güneydoğu'ya doğru doğal gaz rezervuar kumtaşlarının porozite permeabilite ve kalınlık değerlerinde artış görülür. Bu artma eğilimi, daha sonra Osmancık Formasyonu kumtaşı ve şeyl izolit haritalarının (Şekil 4.28, Şekil 4.29) birlikte yorumlanması ile bulunan kaba malzemenin artma yönüne de paralellik göstermektedir. Bu durum, rezervuar parametrelerinin coğrafi dağılımı ile ilgili elde edilen sonuçların (Elan Plus petrofizik programınca hesaplanan) gerçek duruma yakınlığını bir kez daha göstermektedir. Çünkü kaba malzemenin artış yönüne paralel olarak porozite-permeabilite değerlerinde de doğal artış beklenildiği gibi gerçekleşmiştir.

4.2.4. Örtü Kayalar

İçinde çeşitli kalınlıkta kil seviyeleri içeren Danişmen Formasyonu, İncilibayır Sahası'nda örtü kaya özelliğine sahiptir. Bunun yanı sıra Osmancık Formasyonu içindeki killi seviyelerin de örtü kaya özelliklerini taşıyabilmesi mümkündür.

4.2.5. Kapanlar

Kapanlar bu sahadaki faylara bağlı gelişmiş yapı kapanlarıdır. Bu yapısal kapanlar İR-1 kuyusu için Şekil 4.8 veya İR-2 ve İR-5 kuyuları için Şekil 4.10'da görülmektedir. İR-3 ile İR-4 kuyuları için söz konusu kapanlar Şekil 4.11 ve Şekil 4.12'de gösterilmiştir.

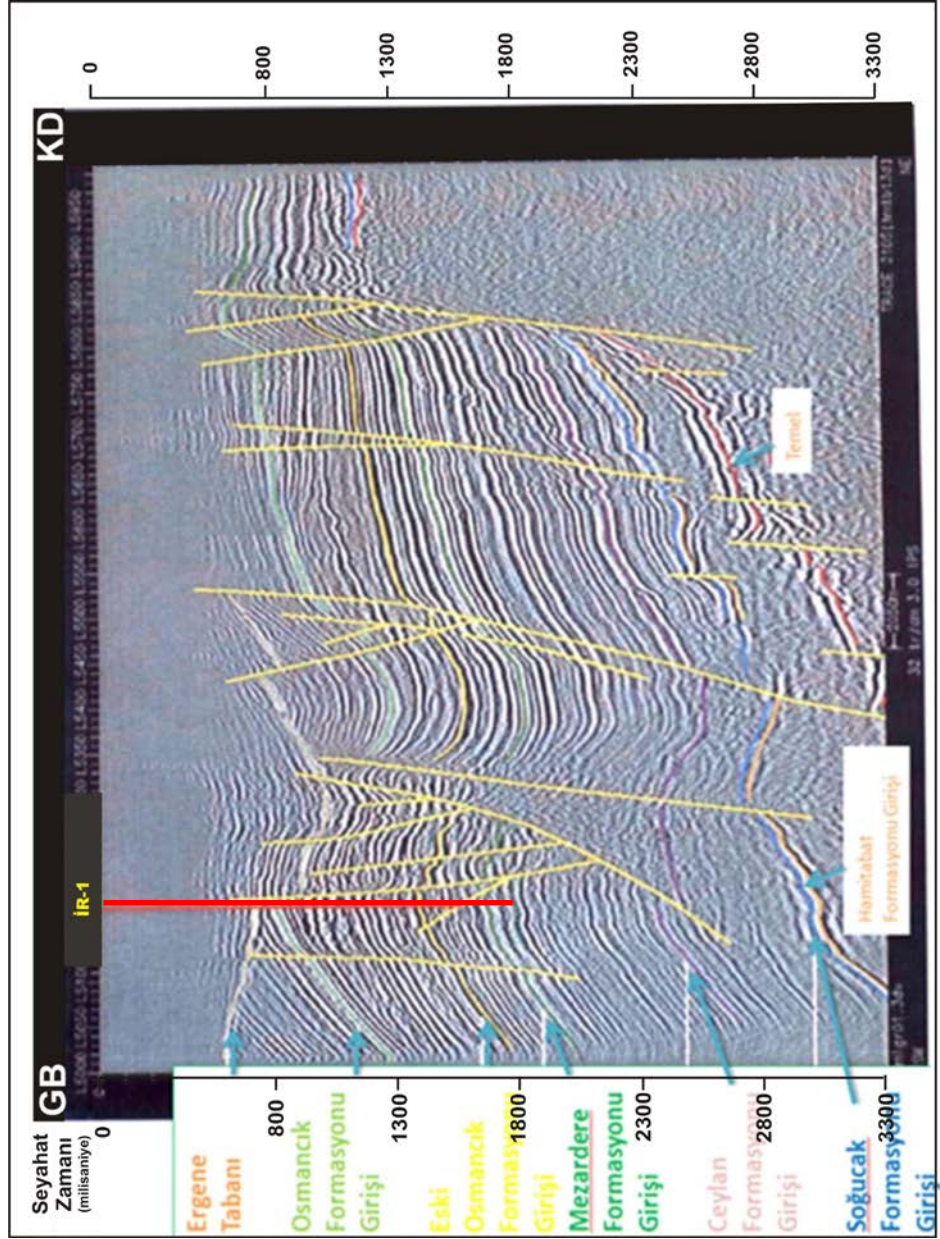
İR-1 arama kuyusu, Hamitabat-3D sismik, Lineni-1528 no'lu hat ile Linecross-0512 no'lu hattın kesim noktasında yer almaktadır.

İR-2 kuyusunun lokasyonu, Hamitabat Sahası'nın yaklaşık 8.5 km güneydoğusunda, Umurca Sahası'nın 8.5 km batısında, İR-1 kuyusunun 743 m güneydoğusunda yer almaktadır.

Mevcut olan üç boyutlu 3D ve önerilen iki boyutlu 2D sismik verinin beraber yorumlanması sonucunda İR-2 adıyla açılması planlanan tespit kuyusu, Hamitabat üç boyutlu 3D sismik, Linecross-8702 no'lu hat ile ADM-802-60 no'lu iki boyutlu 2D sismik hattın kesim noktasında yer almaktadır.

İR-3 tespit kuyusunun, ADM-072-60, ADM-082-60ve ADM-052-60 no'lu iki boyutlu 2D sismik hatların yorumlanması sonucunda açılmasına karar verilmiştir. Çalışma

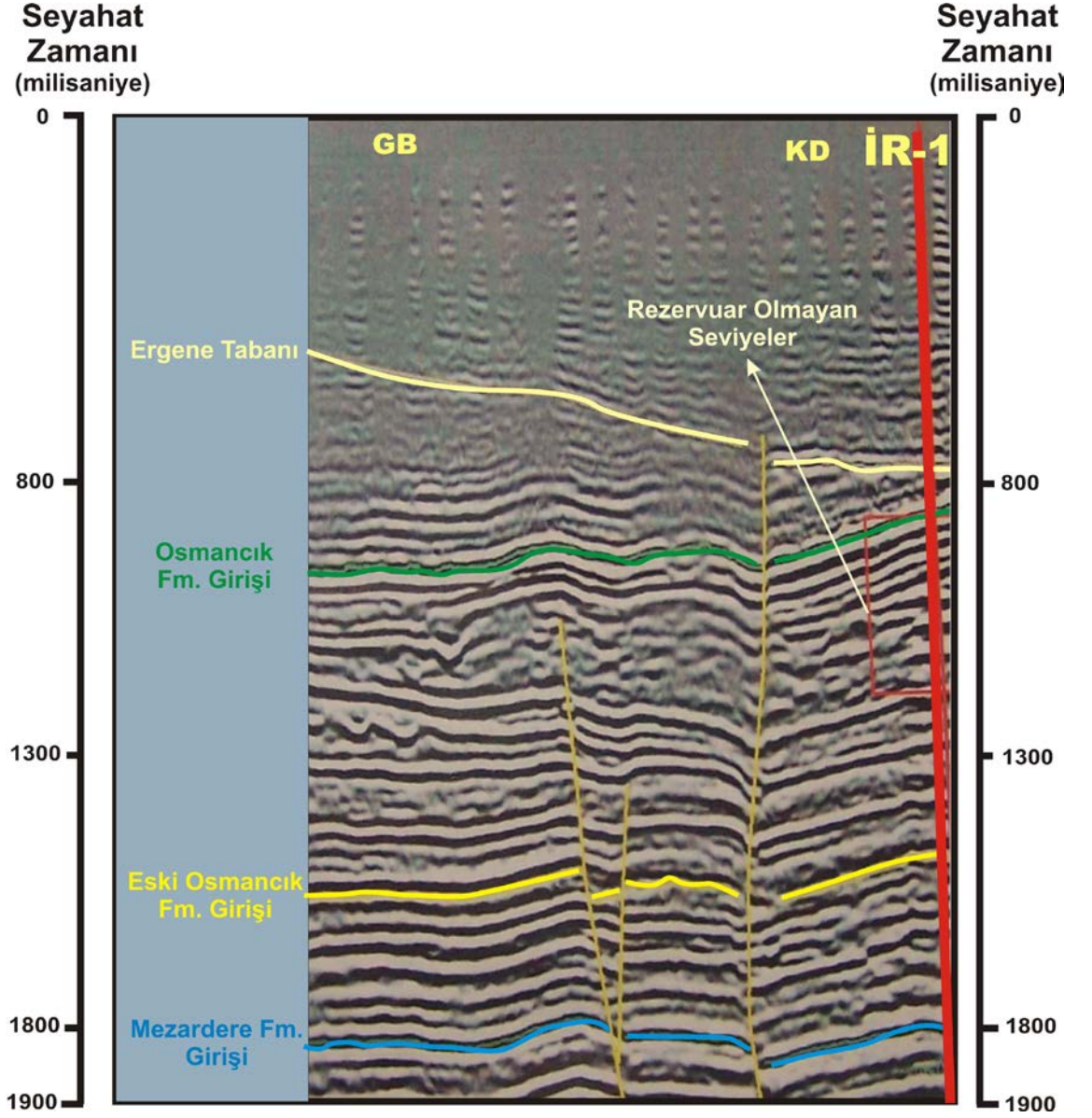
alanını kaplayan Hamitabat üç boyutlu sismik, Linecross-9220 no'lu hat ile Lineni-2550 no'lu sismik hattın kesim noktasında yer almaktadır.



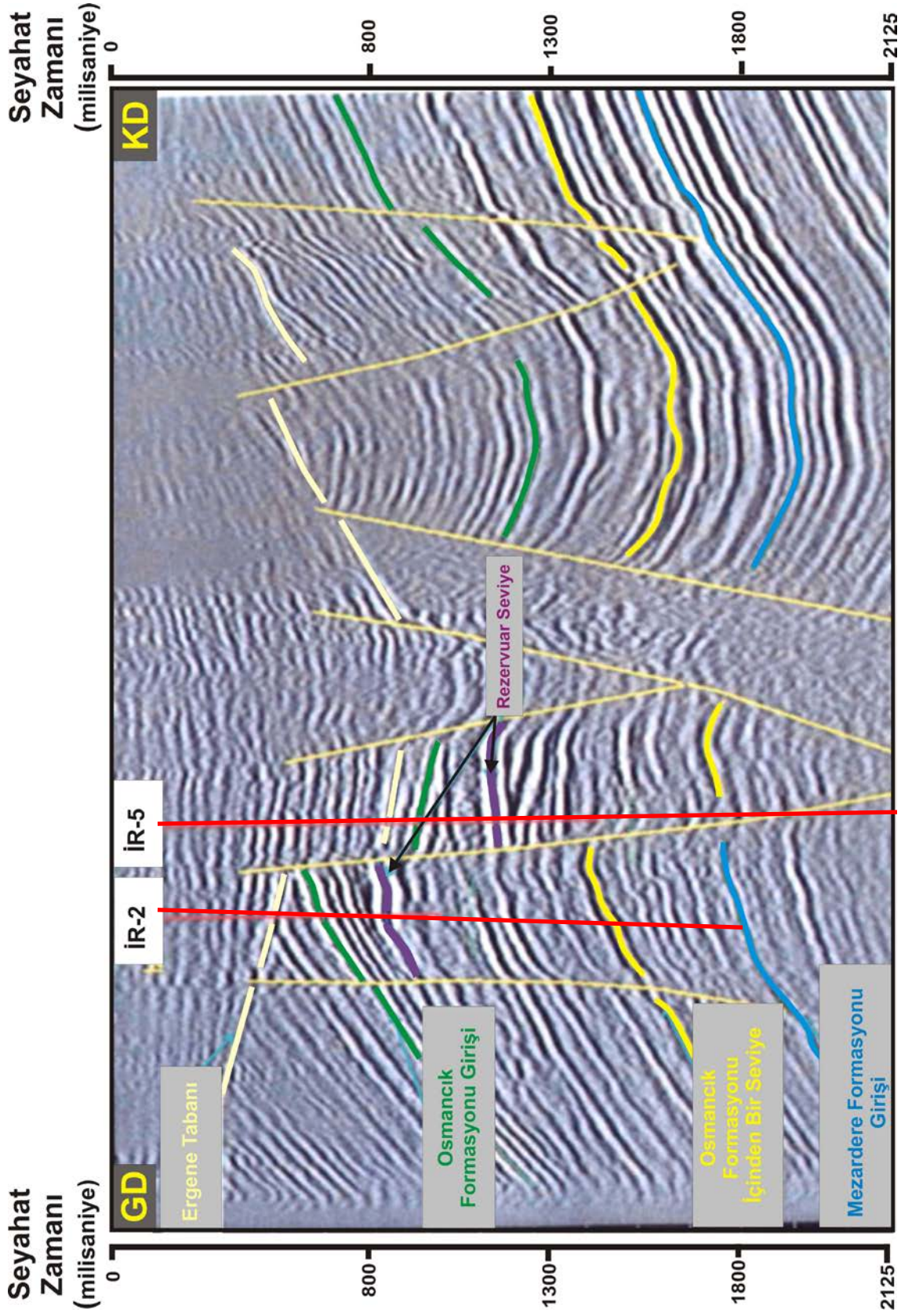
Şekil 4.8: İR-1 kuyusundan geçen Linecross-0512 no'lu sismik hat

İR-4 kuyusu Hamitabat üç boyutlu 3D sismik alanın güneydoğusunda, doğrultu atımlı Terzili fay zone üzerinde, bu fay zonuna paralel normal faya yaslı bir kapanım üzerinde açılmıştır. İR-4 adıyla açılan tespit kuyusu, Hamitabat üç boyutlu sismik Linecross-1521 no'lu hat ile, Lineni-1506 no'lu sismik hattın kesim noktasında yer almaktadır. İR-5 adıyla açılan tespit kuyusu, Hamitabat üç boyutlu sismik, Linecross-0229 no'lu hat ile Lineni-2550 no'lu sismik hattın kesim noktasında yer almaktadır.

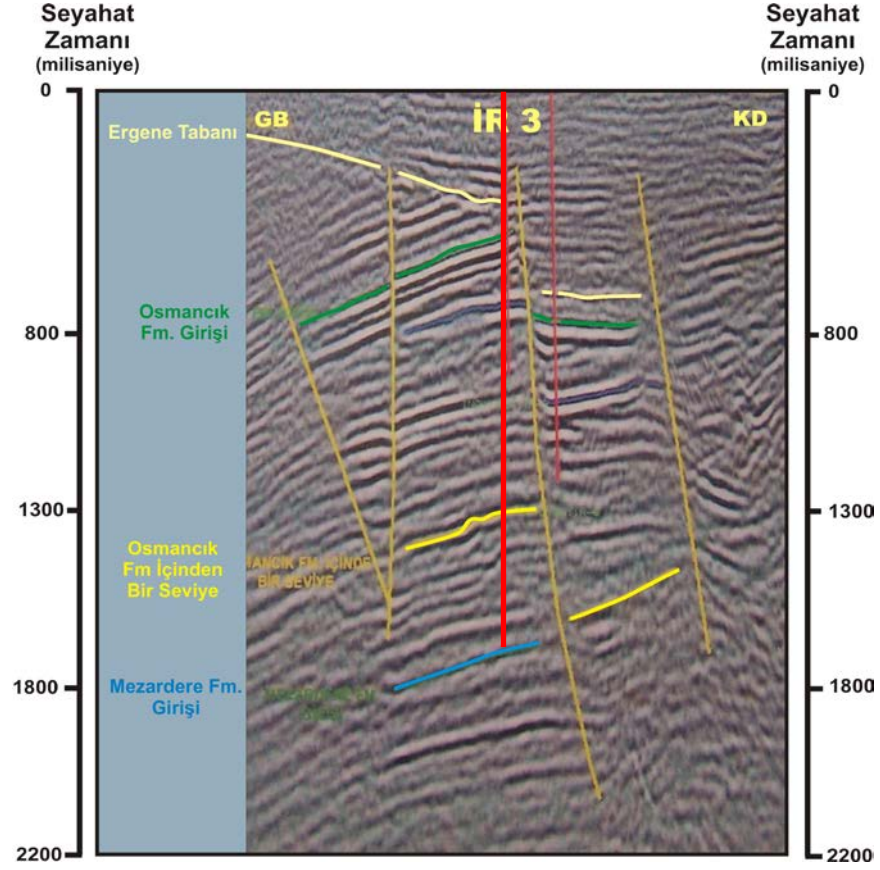
İR-5 kuyusu üzerinden geçen 1981 yılına ait ADM-040-18 no'lu iki boyutlu 2D sismik veri, İR-5 kuyusu coğrafi koordinatları verilirken yorumlanmıştır.



Şekil 4.9: İR-1 kuyusu üzerinden geçen Lineni-1528 no'lu sismik hat

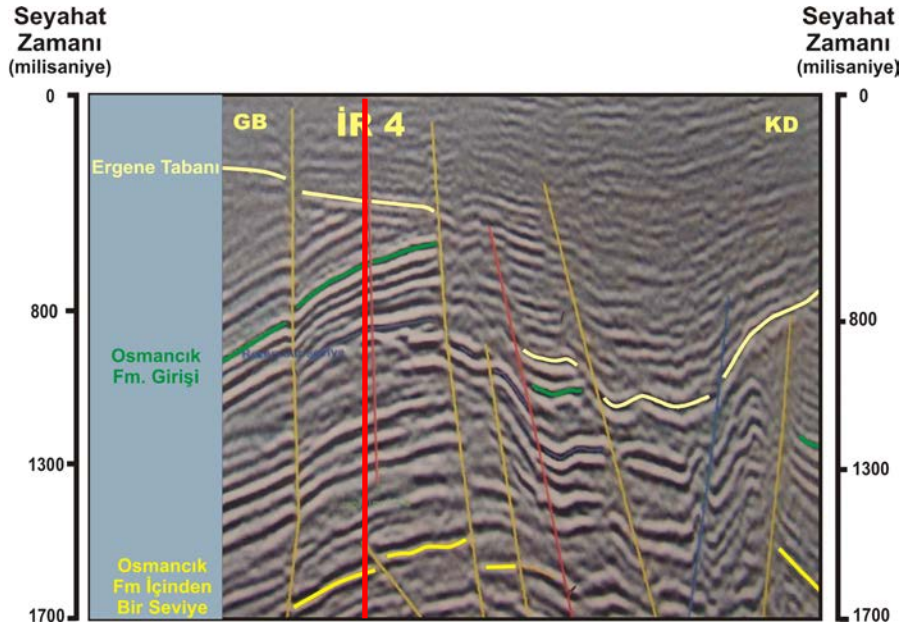


Şekil 4.10: İR-2 ve İR-5 kuyuları üzerinden geçen Linecross-0229 no'lu sismik kesit



Şekil 4.11: İR-3 kuyusu üzerinden geçen ADM-072-60 no'lu sismik kesit

İR-3 tespit kuyusunun, ADM-072-60, ADM-082-60 ve ADM-025-60 no'lu iki boyutlu 2D sismik hatların yorumlanması sonucunda açılmasına karar verilmiştir. Çalışma alanını kaplayan Hamitabat üç boyutlu sismik, Linecross-0229 no'lu hat ile Lineni-2550 no'lu sismik hattın kesim noktasında yer almaktadır.



Şekil 4.12: İR-4 kuyusu üzerinden geçen Linecross-1251 no'lu sismik kesit

4.3. İNCİLİBAYIR SAHASI'NDAKİ OSMANCIK FORMASYONU KUMTAŞLARININ HAZNE KAYA ÖZELLİKLERİ

İncilibayır Sahası'ndaki Osmancık Formasyonu kumtaşılarının hazne kaya özellikleri, bu kumtaşılarının:

- a) Log verileri ile Porozite-Permeabilite değerleri
- b) Litolojik-Petrografik özellikleri
- c) Rezervuar geometrisindeki konumları değerlendirilerek ele alınmıştır.

4.3.1. Log Değerlendirmesi

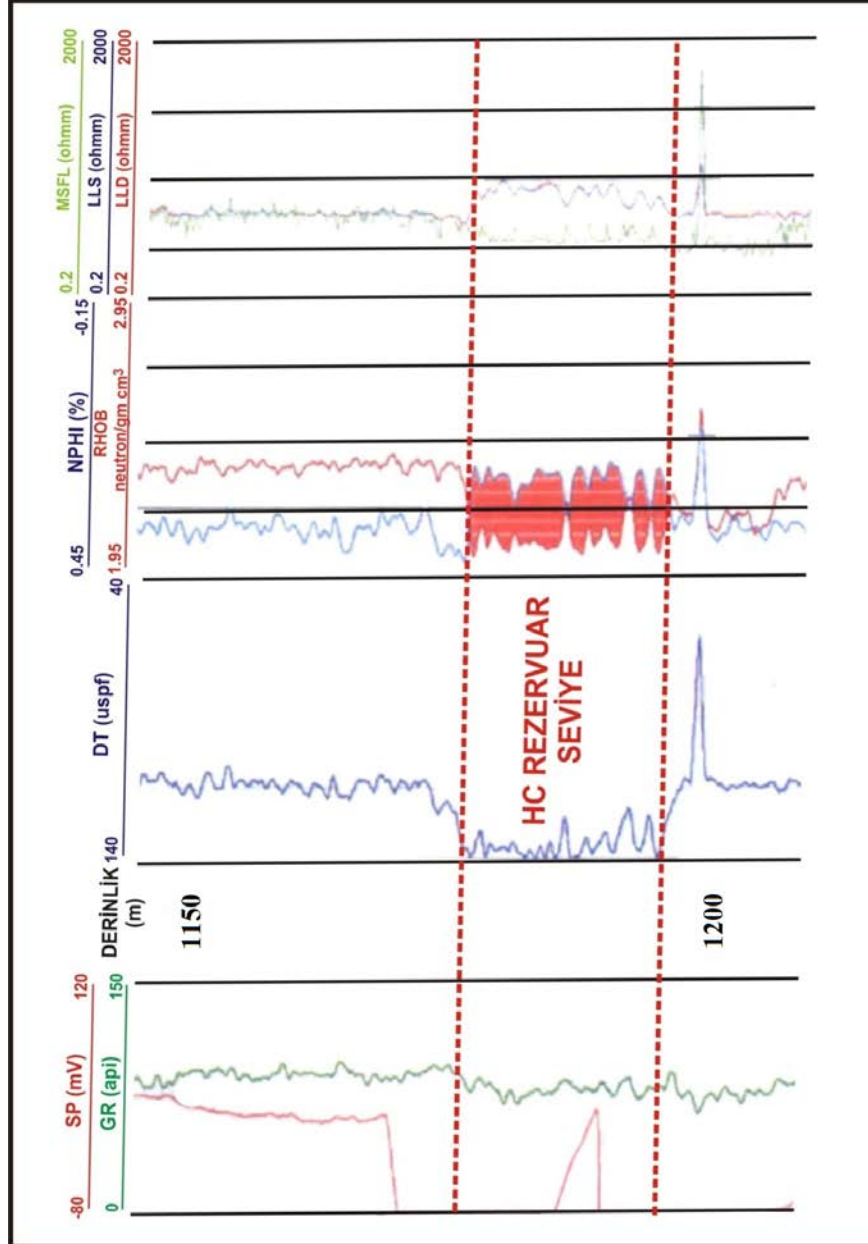
Henüz rezervuar seviyeleriyle ilgili herhangi bir üretim testi yapılmadan, kuyularda alınan log verileri değerlendirilerek İncilibayır Sahası'ndaki rezervuarların hidrokarbon üretim potansiyelleri birbirlerine göre göreceli olarak değerlendirilebilir. Böylesi bir değerlendirme örneği İR-1 ve İR-2 kuyuları için aşağıda verilmiştir.

İR-1 kuyusunda rezervuar seviyelerin log karakteristikleri Şekil 4.7'de, İR-2 kuyusu içinse Şekil 4.13'de özetlendiği gibidir. Şekil 4.13'de 1178 – 1198 metreler arasındaki log çizimine dikkat edildiğinde bu aralığın üstüne ve altına göre göreceli bazı farklılık gösterdiği görülür. HC'ca zengin üretim seviyesinin alt ve üstündeki seviyelere göre GR okumaları daha düşük (kil oranı düşük, kum oranı yüksek)' tür. Yine gaz içeren 1178-1198 m seviyelerde ses dalgası daha yavaş ilerleyeceğinden bu aralıkta log aygıtının (tool) sonik hız DT [sn/ft] okumalarında (hızın tersi) artış görülür. Aynı aralıkta log aygıtının gönderdiği nötron parçacıklarının emiliminin yüksek (NPHI % değeri düşük), toplam yoğunluk değeri (RHOB)' nin düşük olduğu (gaz doygunluğunun fazla olmasından dolayı) görülür. Sonuç olarak rezervuar seviyeler olan 1178 – 1198 m aralığında yüksek NPHI (formasyonda emilen nötron parçacık sayısının % değerinin fazla olma durumu) ve düşük RHOB (gr/cm^3) değerleri birbirlerine göre ters yönde ilerleyerek grafiksel log çizimlerinde kavuşmaktadır. Özellikle rezervuar seviyeler için NPHI ve RHOB log çizimlerinin böyle birbirlerine çaprazlama kavuştuklarını görmek mümkündür.

Gazlı seviyelerin bir başka petrofiziksel parametresi de rezistivite (Ohmm) okumalarında gözlenir. Burada sondaj çamuru rezistivite değerleri (MSFL) ile

formasyon direnç değerleri (LLS – LLD) arasında grafiksel çizim ayrımı fazla olunca rezervuar seviyede gaz beklentisi söz konusu olmaktadır.

Sonuç olarak Şekil 4.13'teki rezervuar seviyenin log karakteristiğinin Şekil 4.7'deki rezervuar seviyelerin log karakteristiğinden hidrokarbon varlığını belirtmesi açısından daha keskin, etkili olduğu söylenebilir.



Şekil 4.13: İR-2 kuyusu rezervuar seviyenin log görüntüsü

4.3.2. Porozite ve Permeabilite Özellikleri

Hazne kayaların en önemli iki değişkeni olan Φ (gözeneklilik) ve K (iletkenlik)'in saptanması için aşağıdaki denklem kullanılmıştır.

$$K^{1/2} = (100 \times \Phi^{2.25}) / (S_{wi}) \text{ (TİMUR, A., 1968,'den değiştirilerek)}$$

Burada;

K: iletkenlik (permeabilite)

Φ :gözeneklilik (porozite)

S_{wi} : su satürasyonunu temsil etmektedir.

Porozite-permeabilite denkleminde de görüldüğü gibi iletkenliğin K (mD) hesaplanabilmesi için porozite (Φ) ve satürasyon (S_{wi}) değerlerinin bilinmesi gerekmektedir. Dolayısıyla önce 11 hidrokarbon üretim seviyesinin her biri için ortalama porozite ve permeabilite değeri aşağıda açıklandığı gibi hesaplanmıştır.

Kuyu “full set” logu alınarak daha önce Bölüm 1.3’de açıklanan logların sayısal veri setleri dijital olarak elde edilir. Daha sonra kuyu logunun petrofizik veri setleri Elan Plus programına yüklenir. Buradaki parametreler, kuyunun tüm sondaj derinliği boyunca her 0.2 metrede bir yazılımın kendi algoritması içerisinde yorumlanıp işleminden geçirilerek:

Porozite değerleri:

-Toplam porozite (PIGHT),

-Efektif porozite (PIGE),

Su satürasyon değerleri ise:

-SUWI (flash zone/süpürme bölgesi/invazyon bölgesi’ndeki su satürasyonu değeri),

-SXWI (temiz zon su satürasyonu)

olarak yine Elan Plus programınca İR-1, İR-2, İR-3, İR-4 kuyuları için bütün bir sondaj derinliği boyunca her 0.2 metrede bir sayısal olarak ayrı ayrı hesaplanır.

İncilibayır Sahası'nda hidrokarbon üretimi devam eden 11 farklı rezervuarın alt ve üst sınırları boyunca ortalama porozite ve satürasyon değerleri hesaplanmış, bu değerler ayrıca bir Excell dosyasına aktarılmıştır. Daha sonra bu excell dosyasındaki söz konusu değerlerin, her bir hidrokarbon üretim aralığı için, aritmetik ortalaması manuel olarak hesaplanır. Sonuç olarak her bir hidrokarbon rezervuar seviyesi için ayrı birer ortalama PIGHT, PIGE, SUWI, SXWI değeri bulunmuş olur.

Elde edilen porozite-satürasyon değerlerinin permeabilite hesaplamasında kullanılmak üzere seçimi aşamasına gelinir. İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu rezervuar seviyelerdeki 11 farklı porozite, satürasyon değeri ve permeabilite değerine karşılık 11 farklı permeabilite değer seti (Tablo 4.3), 44 farklı değer arasından seçilmiştir. Daha sonra bu tabloda elde edilen porozite-permeabilite değerleri (Tablo 4.3) arasındaki ilişkinin regresyon analizi için Ms Office 2007 programı kullanılmıştır.

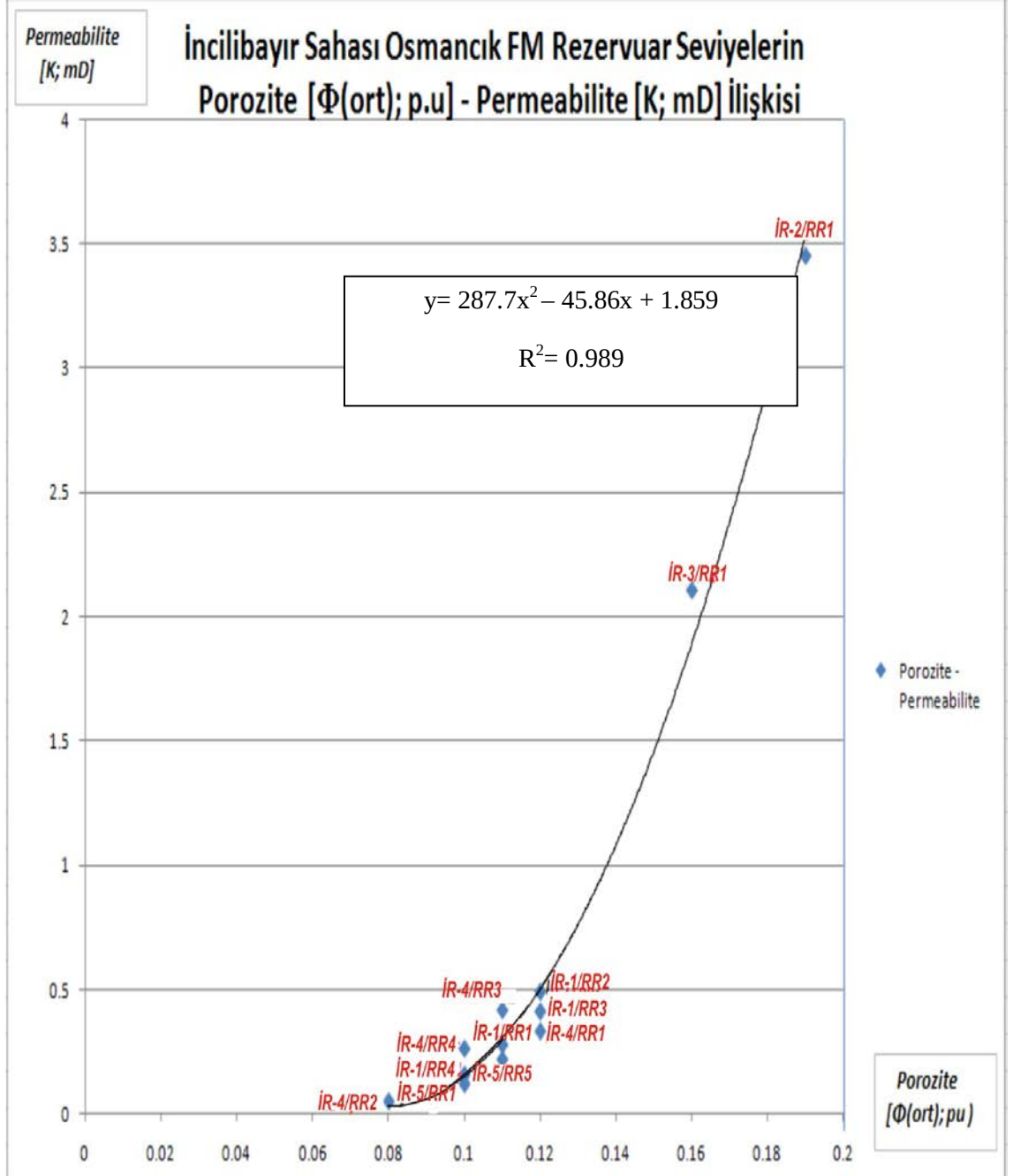
Bu hesaplamada Excell'de eğilim çizgisi belirleme seçeneğini kullanarak matematiksel fonksiyon denklemlerinden (üstel-doğrusal-logaritmik-**polinom**-üs-hareketli ortalama regresyon gibi) en uygunu olanı (Regresyon değeri $R^2 = 0.989$) ile *polinom denklemi* olarak seçilmiştir.

Özetle İncilibayır Sahası rezervuar seviyeler için porozite permeabilite grafiğinin denklemi, $y = 287.7x^2 - 45.86x + 1.859$ olarak belirlenmiş ve 11 farklı rezervuar seviye için hesaplanan *ortalama porozite-permeabilite değerler* arasındaki denklemin grafiği Şekil 4.14'de çizildiği gibi oluşturulmuştur.

Porozite-permeabilite değerleri açısından Osmancık Formasyonu kumtaşı seviyelerinin porozite değerlerinin %10 ile %19 arasında, permeabilite değerlerinin de porozite değerleri'nin artması ile artarak, 0.05 ile 3.44 mD arasında değiştiği görülür. İR-2 kuyusundaki RR_1 seviyesi ile İR-3 kuyusundaki RR_1 seviyesinin diğer seviyelerden daha iyi birer rezervuar kaya özelliğine sahip olduğu bu rezervuar seviyelerinin porozite-permeabilite değerlerine bakılarak anlaşılmaktadır.

Tablo 4.3: İncilibayır Sahası rezervuar seviyelerdeki porozite ile permeabilite verilerinin özet tablosu

Rezervuar	Porozite[Φ ; P.u.]	Permeabilite [K; mD]
İR-1/RR1	0.11	0.2784
İR-1/RR2	0.12	0.4914
İR-1/RR3	0.12	0.4119
İR-1/RR4	0.10	0.1583
İR-1/RR5	0.11	0.2193
İR-2/RR1	0.19	3.4488
İR-3/RR1	0.16	2.1048
İR-4/RR1	0.12	0.3327
İR-4/RR2	0.08	0.0510
İR-4/RR3	0.11	0.4173
İR-4/RR4	0.10	0.2303



Şekil 4.14: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu rezervuar seviyelerin porozite (Φ); [p.u.] – permeabilite (K); [mD] ilişkisi

4.3.3. Litolojik ve Petrografik Değerlendirme

İncilibayır Sahası'nda Osmancık Formasyonu içersindeki kumtaşı seviyelerinin bazıları hidrokarbon depolanması için gerekli rezervuar özelliklerini göstermekte bazıları ise göstermemektedir. Bu farklılığın ana nedenleri arasında;

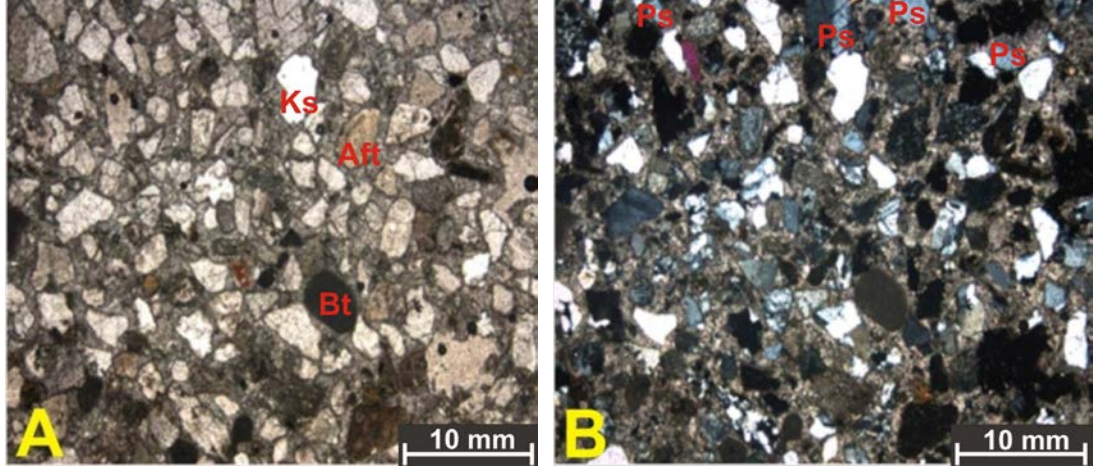
Kumtaşlarının litolojik (kil, karbonat miktarı, tane boyu, boylanma, porozite, permeabilite değerlerindeki) özelliklerindeki farklılıklar önde gelmektedir.

Osmancık Formasyonu içerisinde kil oranı düşük, ince-orta taneli, iyi boylanmalı ve iyi derecelenmeli kumtaşı seviyeler ana kayadan türeyerek göç eden HC'lar için en uygun rezervuar yerleri olarak değerlendirilmektedir.

Osmancık Formasyonu kumtaşlarının rezervuar kaya özelliklerinin değerlendirilmesi amacıyla birimin Trakya Havzası'ndaki temsilcisi mostralarından alınmış olan iki örnek petrografik olarak polarizan mikroskopla incelenmiştir. İnceleme sonucunda örneklerde;

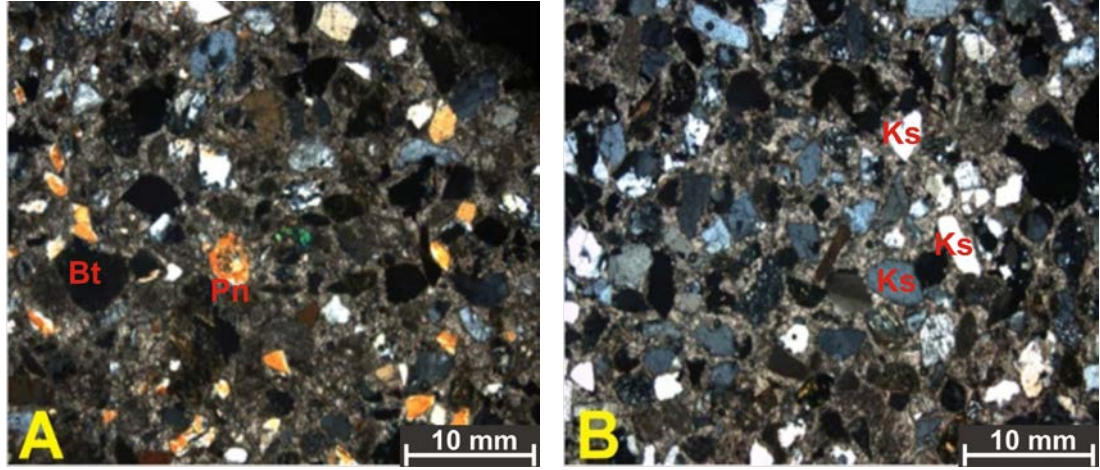
MTA-01 Kumtaşının (Arenit) özellikleri aşağıdaki gibi saptanmıştır:

Feldspatlı kumtaşı; esas mineralleri kuvars, plajiolklas, alkali feldspat, biyotit ve ender olarak da piroksen. Kayaç karbonatlı bir çimento içerisinde dağılmış, köşeli, yuvarlaklığı kötü kuvars, plajiolklas ve alkali feldspatlar ile kısmen opaklaşmış biyotitlerden oluşur. Ayrıca kayaç içerisinde metamorfik ve magmatik kayaç parçalarının bulunması bu kayacı oluşturan malzemenin magmatik - metamorfik bir kaynak alandan türemiş kırıntılılar olduğunu göstermektedir. Asitte köpürmesi çimentosunun karbonatlı bir çimento olduğunu göstermektedir.



Şekil 4.15-a): MTA-01 örneğinin mikroskop görüntüsü. A. Kayacın polarize ışık altındaki genel görünümü. B. Kayacın çapraz polarize ışık altındaki genel görünümü. Kayaç içerisinde kötü yuvarlaklığa sahip kuvars, feldspat ve kaya parçaları bulunmaktadır

Ks: Kuvars, Aft: Alkali feldspat, Ps: Plajiolas, Bt: Biotit

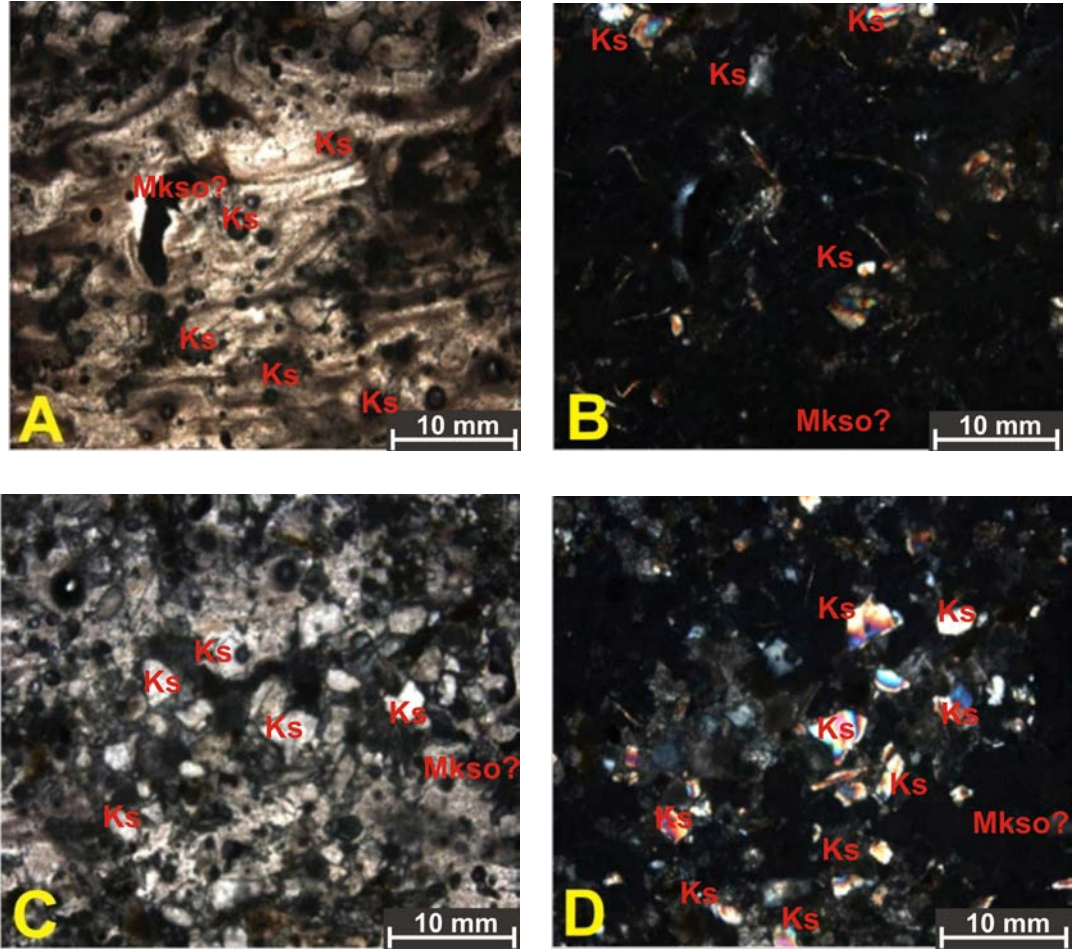


Şekil 4.15-b): MTA-01 örneğinin mikroskop altındaki bir başka görüntüsü. A. Kayaç içerisinde ender olarak gözlenen piroksen parçası. B. Kayaç içerisindeki biyotitler

Bt: Biotit, Pn: Piroksen, Ks: Kuvars

MTA-02. Karbonatlı kumtaşı örneğinin (Kuvarsarenit) özellikleri ise şöyledir:

Kayaç içerisindeki kırıntılı malzemenin hemen hemen tamamı kuvars tanelerinden oluşmaktadır. Asitte köpürür. Kayaç tek nikolde soluk beyaz, bej renkli bir matriks içindeki kuvars tanelerinden oluşur. Çift nikol altında kayacın büyük bir bölümü karanlık haldedir. Karanlık olan bu kısımlar genel olarak mikro kristalli silifiye bir çimentoyu anımsatmaktadır.



Şekil 4.16: MTA 02 örneğinin mikroskop altındaki görüntüsü. A. Kayacın tek nikol altındaki genel görünümü. B. Kayacın çift nikol altındaki genel görünümü. C. Kayaç içerisindeki kuvars tanelerinin tek nikoldeki görünümü. D. Kayaç içerisindeki kuvars tanelerinin çift nikoldeki genel görünümü

Ks: Kuvars, Msko: Mikro kristalli silisifiye çimento

İnce kesit petrografisi incelemeleri de kumtaşlarının rezervuar kaya özelliklerinin sınırlı olabileceğini göstermiştir. Porozite ve permeabilite karbonatlı veya silisli bir çimentodan olumsuz olarak etkilenmiştir.

4.3.4. Rezervuar Geometrisi

Kumtaşlarının rezervuar geometrileri genellikle mercekşel şekilli olup farklı HC rezervuar özelliği gösterebilmektedir. İncilibayır Sahası'nda Osmancık Formasyonu içerisindeki bazı kumtaşı seviyelerinin mercekşel bir yayılım göstermesi ve bunların yanal-dikey yönde devamlılıklarının olmayışı bu kumtaşı rezervuarlarının birbirinden farklı davranış göstermesine neden olmuştur.

Dolayısıyla sondaj sırasında kesilen kumtaşı paketlerinin geometrisi farklı sahalarda ya da aynı saha içerisinde farklı kuyularda farklı olabilmektedir. Kesilen rezervuarın geometrisi ve boyutları kapanlanabilecek gazın miktarını ve rezervuar koşullarını birebir etkilemektedir.

Deltayik istiflerden üretim yapılan Marrow kumtaşlarından (Delaware Havzası, Pensilvany / Güneydoğu New Meksiko) alınan karotda en az dört, belki de beş deltayik lob kesilmiştir (Berg, 1981). Bu, deltayik kumtaşlarında karşılaşılabilecek yapısal jeoloji kamaşıklığını göstermektedir. Benzer şekilde İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kumtaşlarında rezervuar özellikleri, varolan deltayik lobların hangi kısmının kesildiğine (delta geometrisi) göre değişmektedir. İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu deltayik istifi içerisinde litoloji (Şekil 4.20) değişimi, delta sisteminin jeolojik zaman içerisinde nehir yataklarının çökelim ortamını doldurarak yön değiştirmesiyle ya da transgresyon/regresyona bağlı olarak nehir ağzının coğrafi değişimiyle açıklanabilir.

4.4. İNCİLİBAYIR SAHASI'NDA OSMANCIK FORMASYONU DELTA GELİŞİM MODELİ

İncilibayır Sahası'ndaki rezervuar nitelikli kumtaşı seviyelerinin Osmancık Formasyonu delta çökelleri içindeki konumunu belirleyerek bir model ortaya koymak ve bu modelden yararlanarak benzer sahalardaki rezervuar nitelikli seviyelerin varlık ve konumlarını öngörmek için bir yer altı jeolojisi çalışması yapılmıştır. Bu çalışmada öncelikle kompozit kuyu logları verileri kullanılarak litostratigrafik fasiyes analizi ve sekans stratigrafisi yaklaşımlarından yararlanılmıştır.

4.4.1. Litofasiyes Analizi

Bu bölümde İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu'ndaki rezervuar özellikli seviyelere yönelik bir litofasiyes analizi çalışması yapılarak, İncilibayır Sahası içerisindeki hidrokarbon üretilebilir seviyelerin bir delta gelişim modeli içerisindeki konumları ortaya konmaya çalışılmıştır. Bunun için sırasıyla aşağıdaki çalışmalar gerçekleştirilmiştir:

- a) Osmancık Formasyonu'nun daha geniş bir alandaki kalınlık ve değişimlerinin saptanarak buradaki konumunun değerlendirilmesi
- b) Osmancık Formasyonu tavanı için hazırlanan bir yapı haritası ve birimin kalınlık haritası yardımıyla birimin İncilibayır Sahası'ndaki geometrisinin ortaya konması
- c) Kantitatif oran ve izolit haritaları yardımıyla Osmancık Formasyonu için litofasiyes özelliklerinin saptanması
- d) Yukarıda maddelenen sonuçlarının birlikte kullanılmasıyla bir litofasiyes analizinin yapılması

4.4.1.1. Osmancık Formasyonu Kalınlık Değişimleri

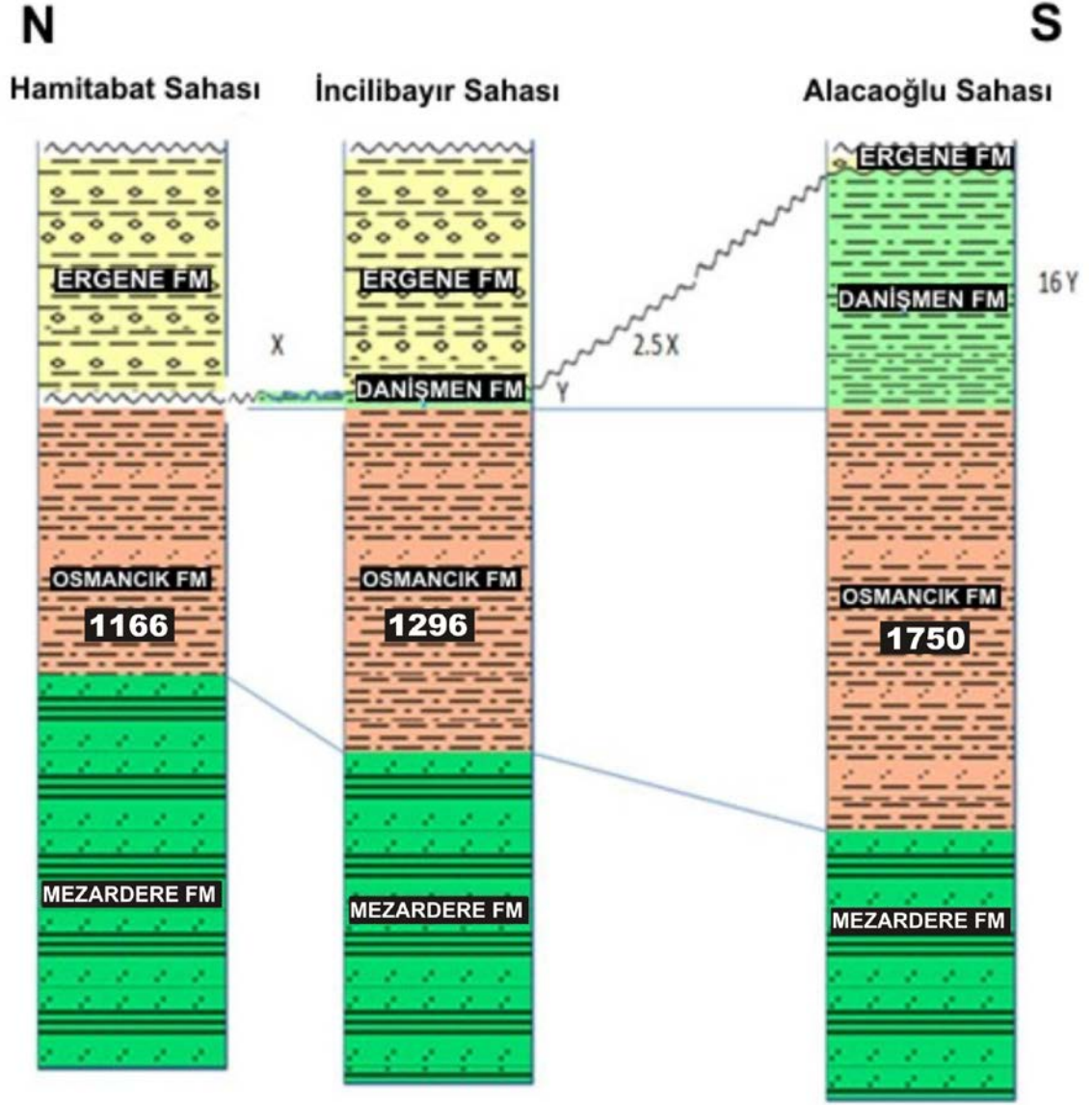
Osmancık Formasyonu bölgesel kalınlığını saptamak üzere İncilibayır Sahası çevresindeki Hamitabat, Umurca ve Alacaoğlu sahalarındaki kuyu verilerinden yararlanılarak (Bioklastik kireçtaşı girişini Osmancık Formasyonu başlangıcı kabul eden yeni) bir korelasyon kesiti (Şekil 4.17) ve Osmancık Formasyonu için bir kalınlık haritası oluşturulmuştur (Şekil 4.18). Bu haritada birimin kalınlığının havza taban morfolojisine uygun olarak (havza taban derinliğinin kuzeyden güneye ve doğudan batıya doğru arttığı bilinmektedir) arttığı görülmektedir.

Kuzeydeki Hamitabat Sahası'nda 850-900 m arasında değişen kalınlık, İncilibayır Sahası'nda 1000 m'ye güneydeki Alacaoğlu Sahası'nda ise 1450 m'ye kadar ulaşmaktadır (Şekil 4.18). Trakya Havzası'nda birçok formasyonda olduğu gibi Osmancık Formasyonu'nda da kuzeyden güneye doğru kalınlaşma görülmesinin nedeni bilindiği gibi havzanın kuzey-kuzeybatıdan beslenmesi ve ana taşıyıcı unsurların bu yönde gelişmesidir. Bu çalışmada Osmancık Formasyonu kalınlığında geniş bir alanda gözlenen değişimler de bunu desteklemektedir.

Bu bağlamda delta sisteminin beslenme alanının kuzeyde olduğu, Osmancık Formasyonu kumtaşlarının delta önü fasiyesinin delta düzlüğüne yakın bir kesimini temsil ettiği (Şekil 4.19) söylenebilir.

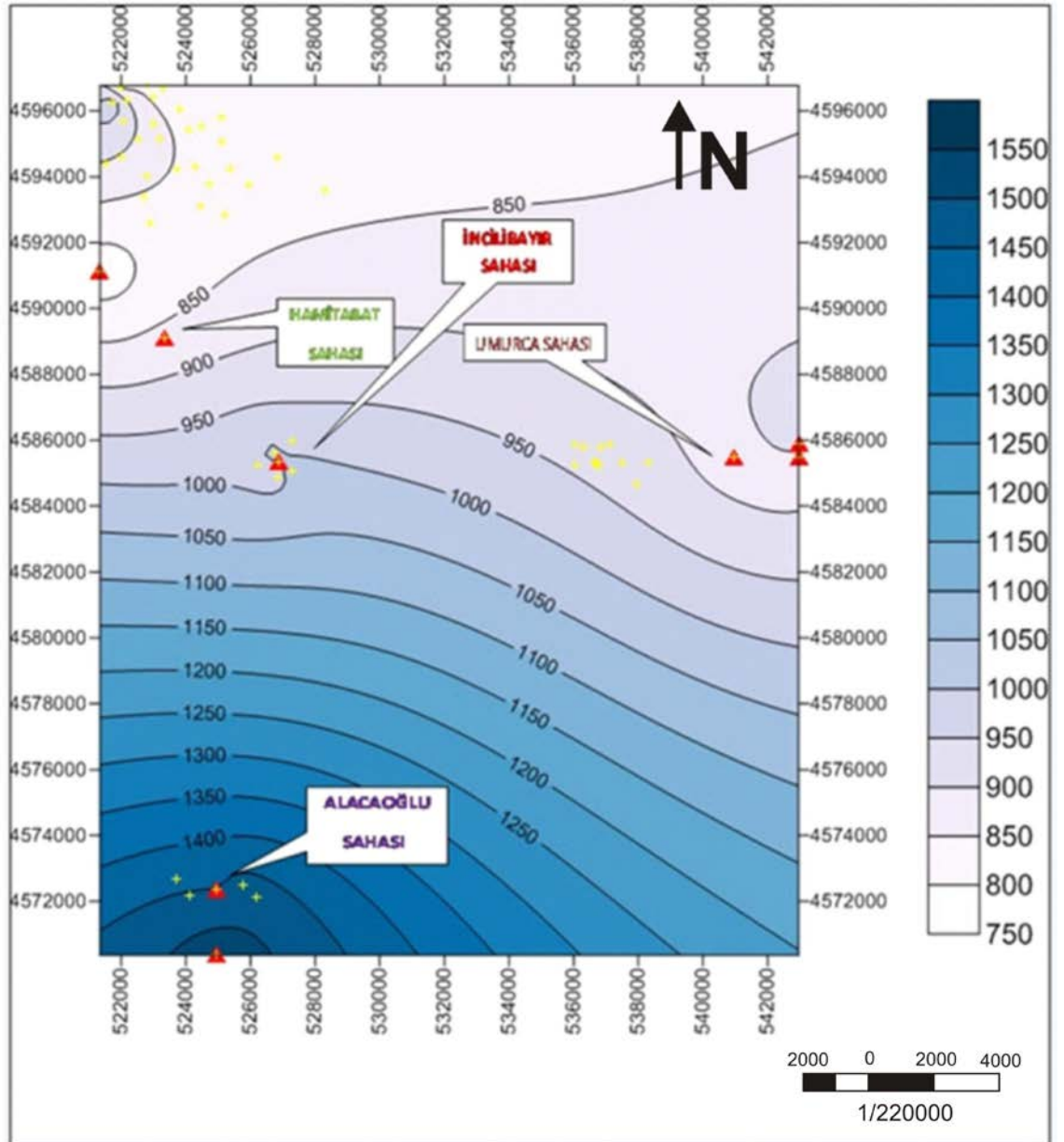
Aynı enlemde doğudan batıya doğru bir kalınlık artışının gözlenmesi Trakya Havzası'nın batısına doğru üst üste delta lobu gelişimi olduğunu düşündürmektedir. Önceki dağıtım kanalının dolmasıyla delta yelpazesinin yönü doğudan batıya doğru

yön değiştirmiş ve birden çok delta lobu Trakya Havzası'nın batısında üst üste (şekil 4.20) gelişmiş olmalıdır.

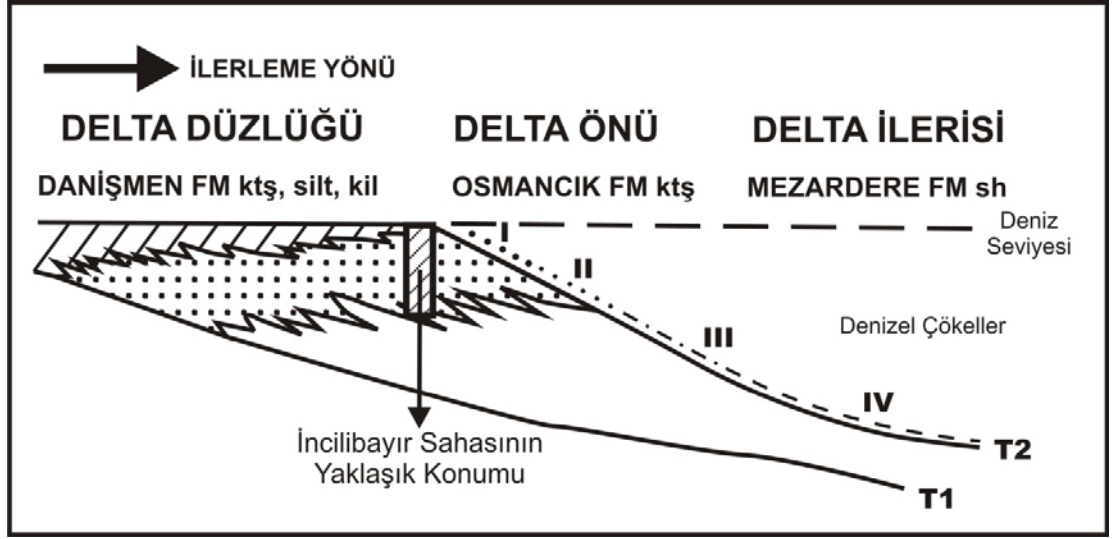


şekil 4.17: Trakya Havzası'nda kuzey-güney hattı boyunca Hamitabat-İncilibayır- Alacaoğlu Sahaları'nda Osmancık Formasyonu kalınlık değişimini gösterir, buradaki yüksek lisans tez çalışmasıyla yeni hazırlanan, stratigrafik kesit

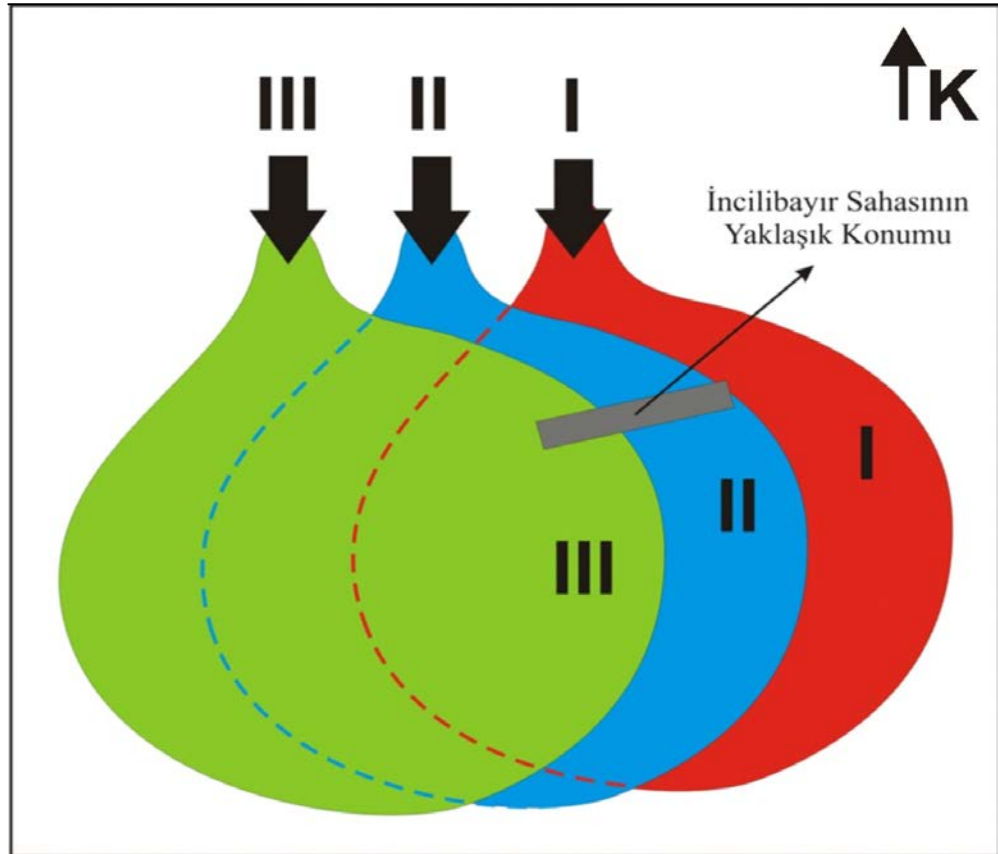
X, Sahalar arasındaki uzaklığı temsilen kullanılmış bir birimdir. Hamitabat-İncilibayır Sahaları arası X birimse, İncilibayır-Alacaoğlu Sahaları arası 2.5 X birimdir gibi. Y, Danışmen Formasyonu kalınlığını temsilen kullanılmış bir birimdir. İncilibayır Sahası'nda Danışmen Formasyonu kalınlığı Y birimse Alacaoğlu Sahasında aynı birimin kalınlığı 16 Y'ye kadar çıkmaktadır.



Şekil 4.18: Hamitabat – İncilibayır – Alacaoğlu - Umurca Sahaları / Trakya Havzası'nda Osmancık Formasyonu kalınlık haritası



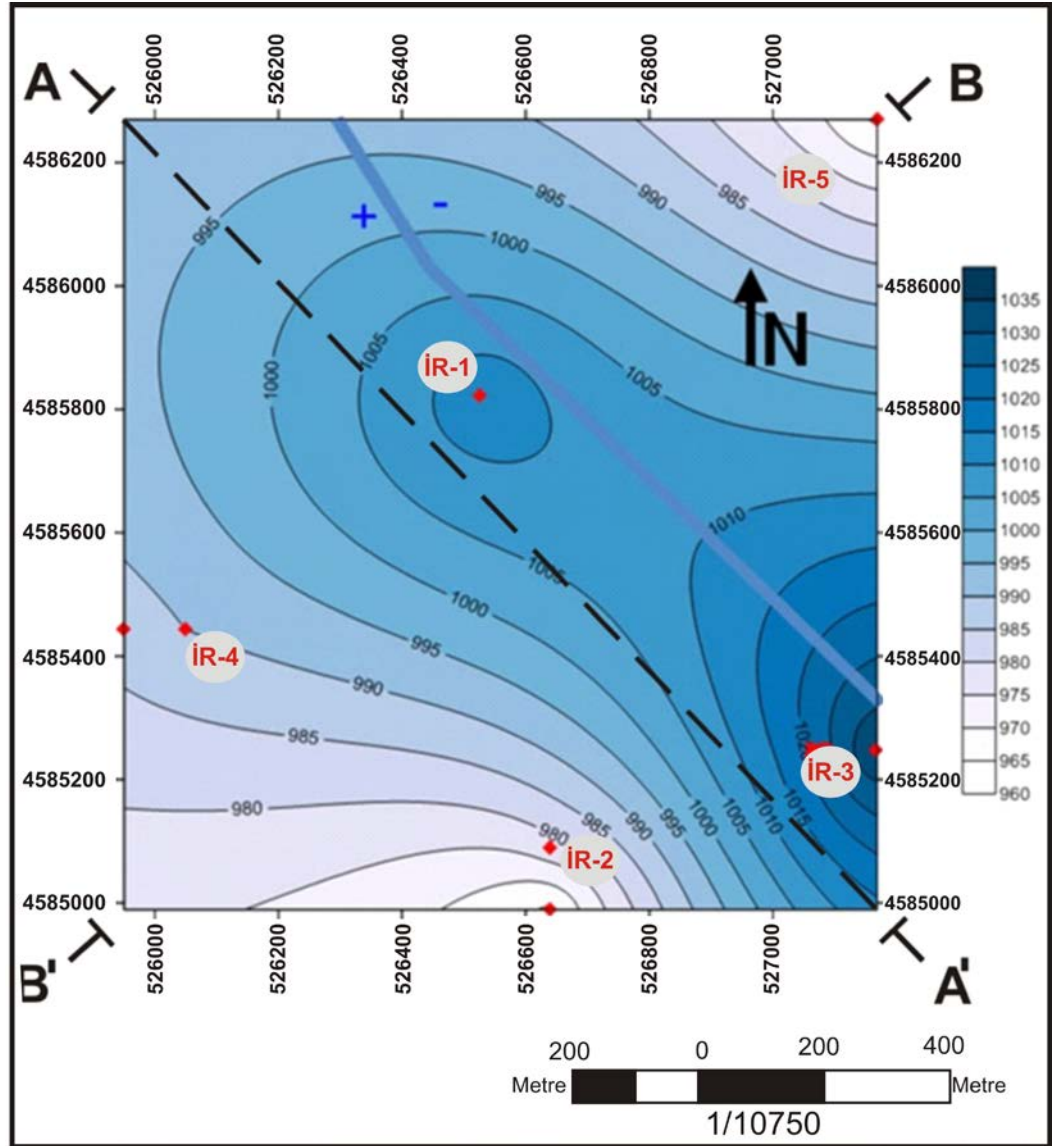
Şekil 4.19: Trakya Havzası'ndaki birimlerin delta fasiyesleri ve çökelme ortamları ile ilişkilendiren delta çökelim modeli (Weimer, 1973'ten değiştirilerek)



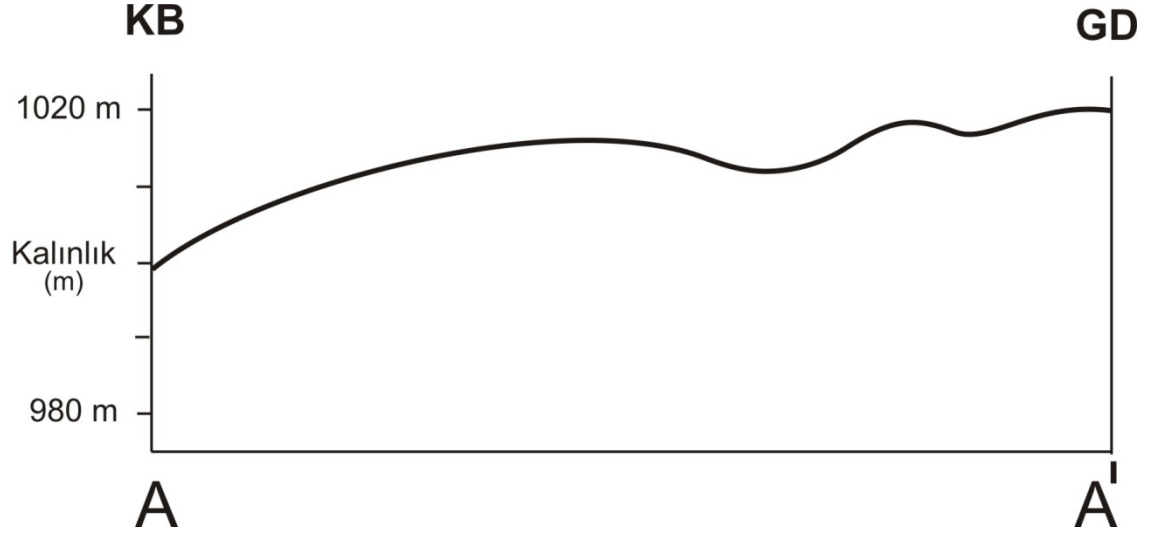
Şekil 4.20: Delta yelpazesinin doğudan batıya doğru yön değiştirmesi ve Osmancık Formasyonu delta yelpazesi içerisinde delta loblarının üst üste gelmesinin temsili gösterimi

I, II, III No' lu loblar ve oklar Oligosen içerisinde nehir kanal ağzının coğrafi konumundaki sıralı değişimi göstermektedir.

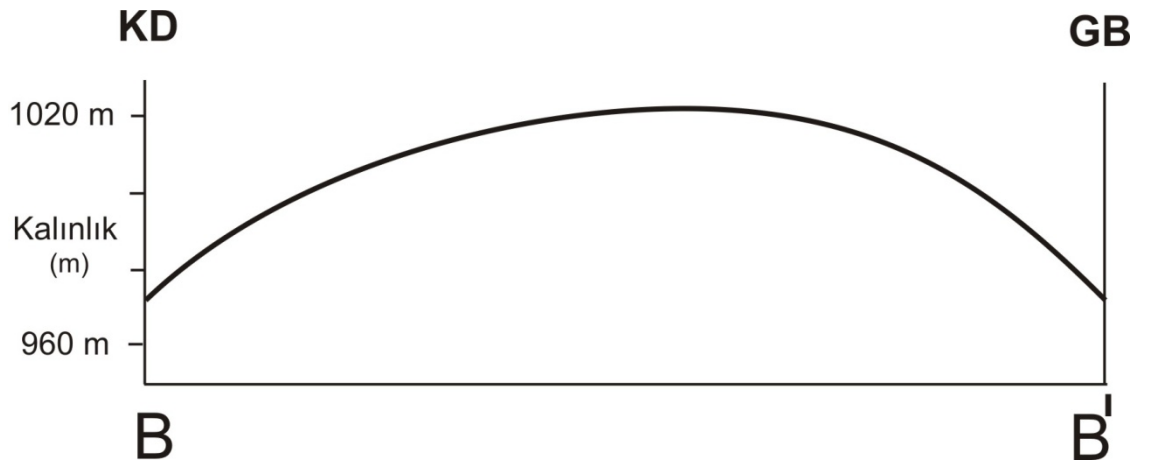
Şekil 4.21’ de İncilibayır Sahası’nda Osmancık Formasyonu kalınlık haritası İR-1 kuyusundan geçen KB-GD hattı boyunca birimin kalınlığının GD yönünde arttığını göstermektedir. Şekil 4.21’ de görüldüğü gibi KB’daki 995 m’lik kalınlık GD ’da 1020 m’ye ulaşmaktadır. İncilibayır Sahası’nda Osmancık Formasyonu tavanı için hazırlanmış yapı kontür haritası ve birimin kalınlık haritası kullanılarak hazırlanmış olan A-A^I ve B-B^I kesitleri, İncilibayır Sahası’ndaki Osmancık Formasyonu geometrisini göstermektedir (Şekil 4.24, Şekil 4.25, Şekil 4.26). Bu kesitlerde, sahadaki normal fayın neden olduğu atım ve birimlerdeki kalınlık değişimi açıkça görülmektedir.



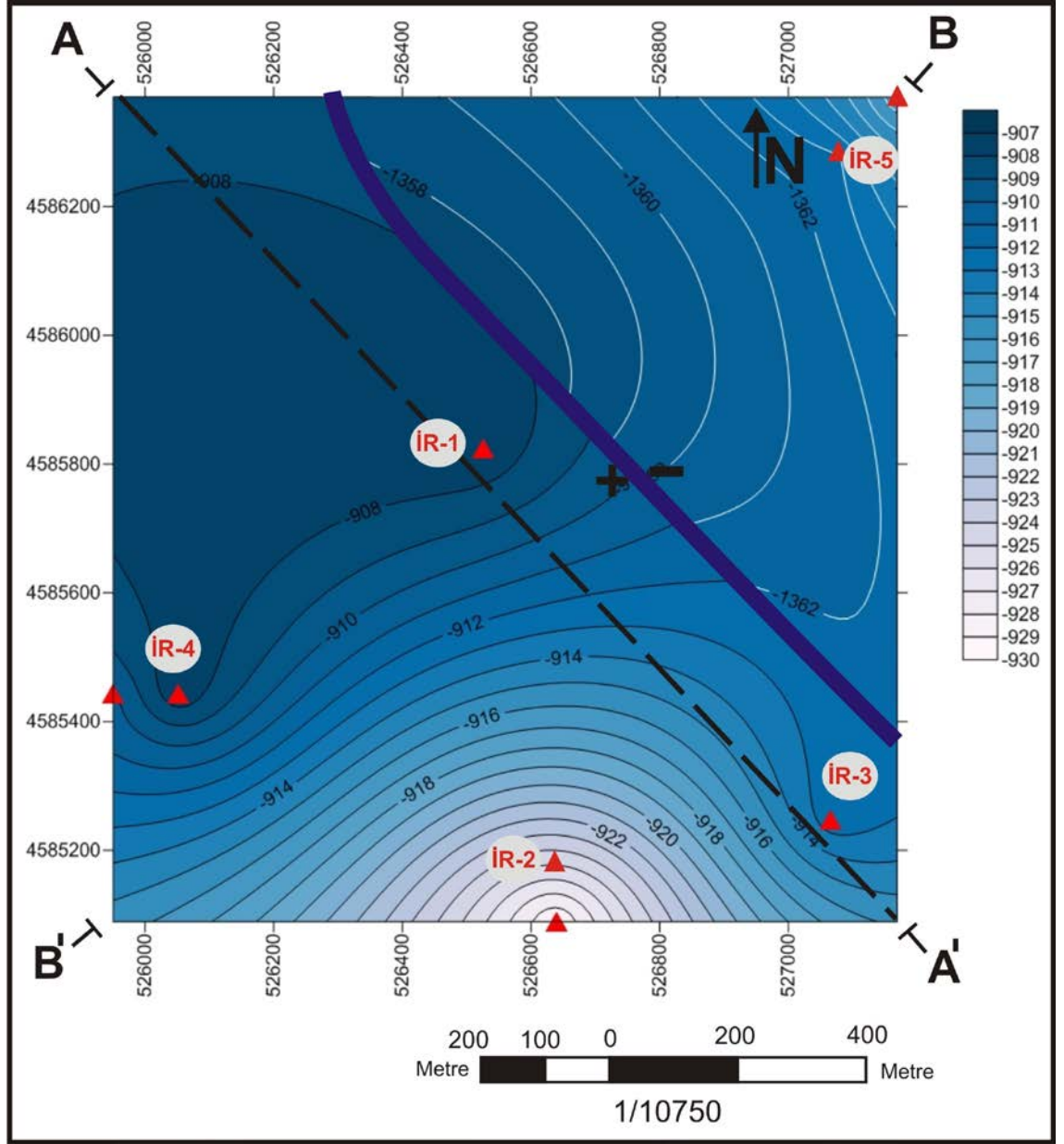
Şekil 4.21: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kalınlık haritası



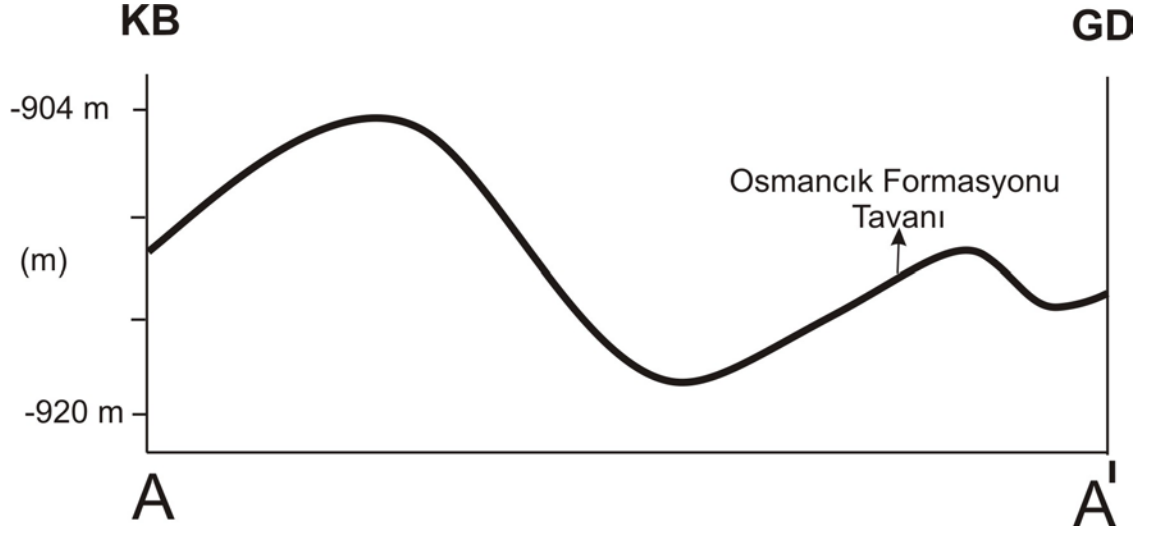
Şekil 4.22: Şekil 4.21'deki A-A^I hattı üzerinden geçen kesit



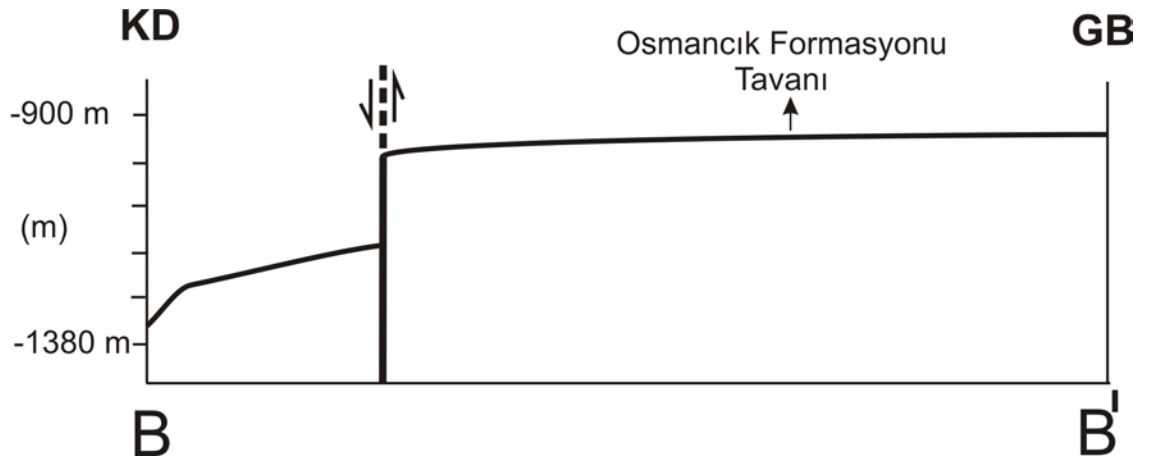
Şekil 4.23: Şekil 4.21'deki B-B^I hattı üzerinden geçen kesit



Şekil 4.24: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu tavanı yapı kontur haritası

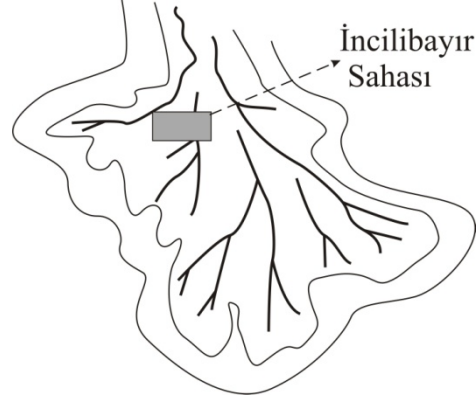


Şekil 4.25: Şekil 4.24'teki A-A^I hattı üzerinden geçen kesit.

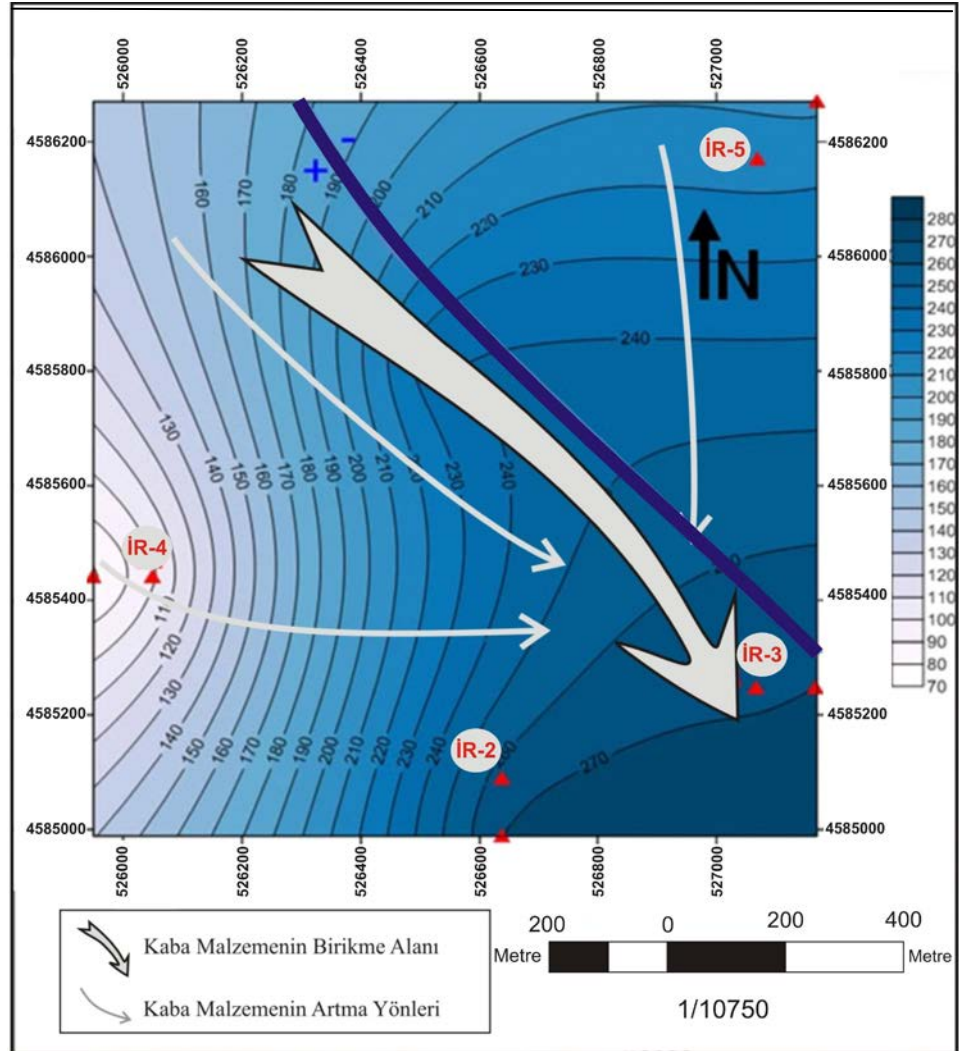


Şekil 4.26: Şekil 4.24'teki B-B^I hattı üzerinden geçen kesit.

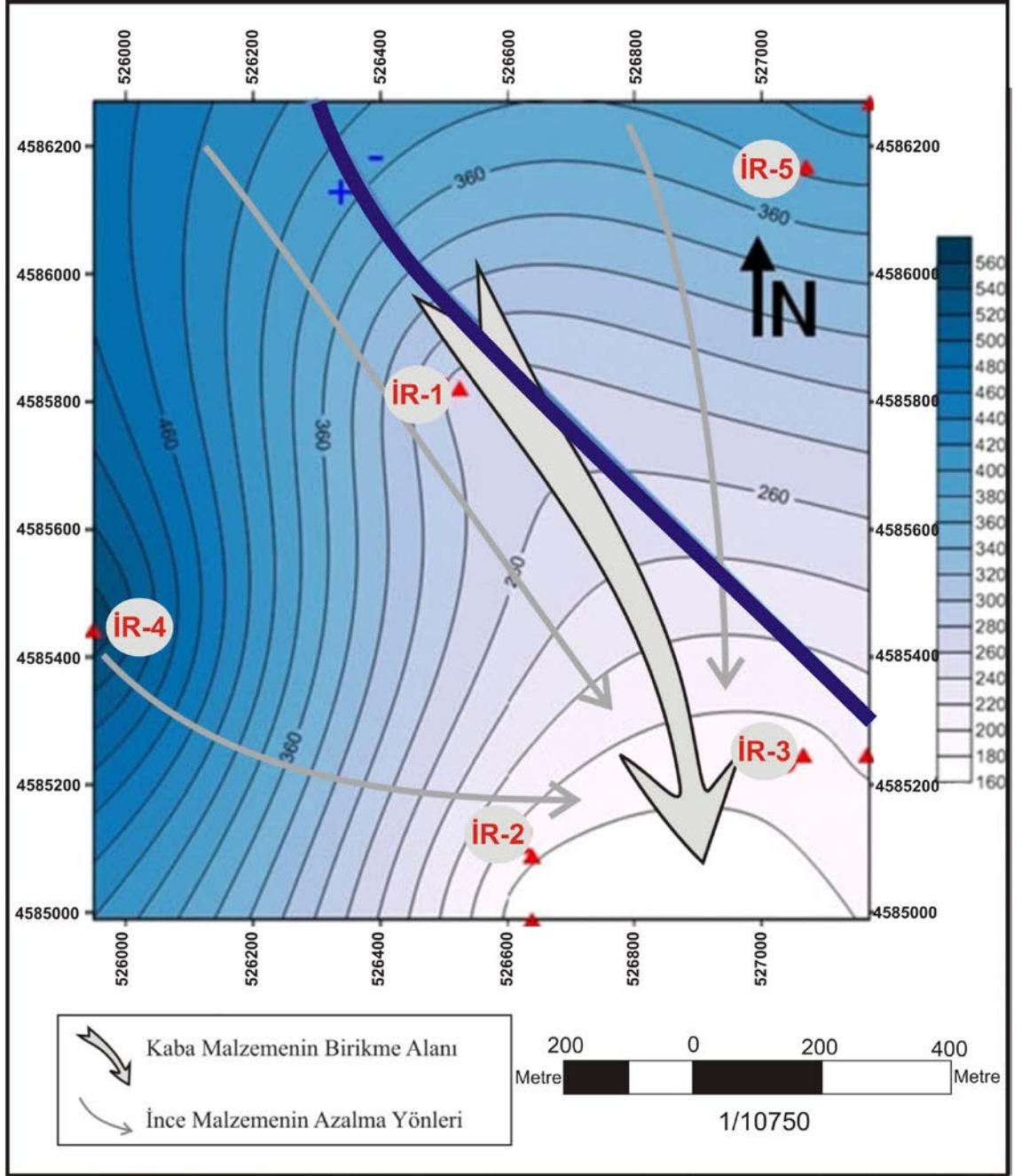
Birimin harita ve kesitlerdeki geometrisi gözetildiğinde İncilibayır Sahası'nın KB-GD gidişli küçük bir dağıtım kanalı üzerinde yer aldığı söylenebilir. Sahanın bir delta modeli üzerindeki yaklaşık konumu Şekil 4.27'de şematik olarak gösterilmeye çalışılmıştır.



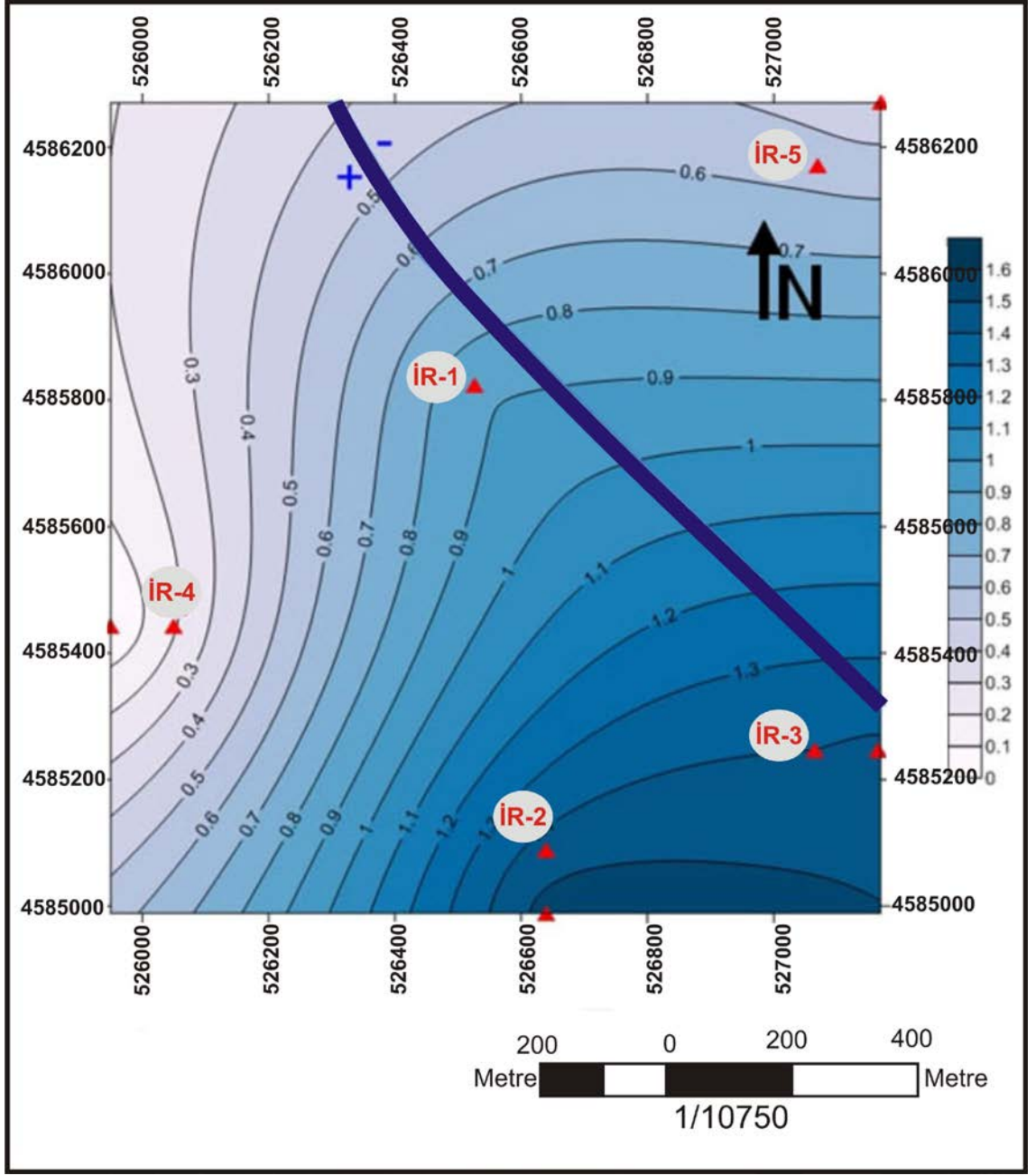
Şekil 4.27: İncilibayır Sahası'nın bir delta modeli üzerindeki yaklaşık konumu



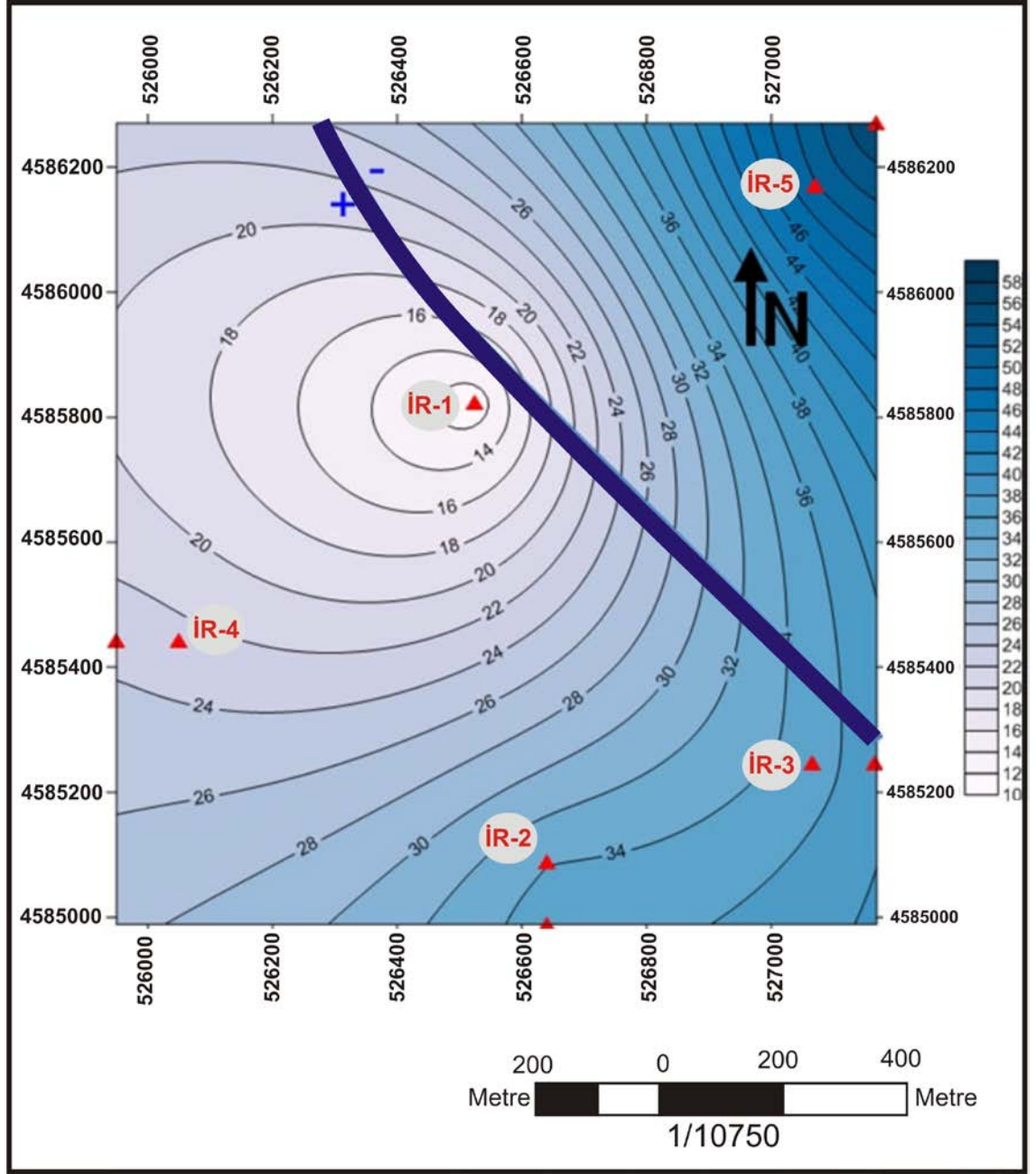
Şekil 4.28: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kumtaşı izolit haritası



Şekil 4.29: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu şeyl izolit haritası



Şekil 4.30: İncilibayır Sahası kumtaşı / şeyl oran haritası



Şekil 4.31: İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu kırıntılı / karbonatlı çökel oran haritası

4.4.1.2. İzolit Değerlerinin Saptanması

Kantitatif litofasiyes haritalarının hazırlanması amacıyla Osmancık Formasyonu bünyesindeki farklı litolojiler için toplam kalınlık (izolit) değerlerinin saptanması gerekmiştir.

İzolit değerlerinin saptanması için sırasıyla aşağıdaki işlemler yapılmıştır:

- i) Sondaj sonrası alınan elektrik loglarının yardımıyla kompozit kuyu loglarının oluşturulması,
- ii) Osmancık Formasyonu girişindeki kılavuz seviyenin (datum) ve bitişindeki Mezardere Formasyonu giriş seviyesinin belirlenerek (İR-1 kuyusu ile İR-2,3,4,5 kuyularının litostratigrafik korelasyonundan sonra) her kuyu için Osmancık Formasyonu başlangıç ve bitişlerinin kesinleştirilmesi,
- iii) İncilibayır Sahası kuyularında Osmancık Formasyonu içerisinde kesilen farklı litolojiler için kalınlıkları esas alınarak izolit değerleri tablolarının hazırlanması.

Sonuç olarak İncilibayır Sahası için alınan loglar ve kuyulardaki kesinti örnekleri, Osmancık Formasyonu'nun bioklastik kireçtaşı, kumtaşı, silttaşı, şeyl, kiltası, marn, tuf litolojileriyle temsil edildiğini göstermiştir. Her kuyuda kesilen bu 7 ayrı litoloji türü için ayrı ayrı toplam kalınlık değerleri saptanmış ve listelenmiştir (Tablo 4.4 - 4.8).

Tablo 4.4: İR-1 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kılts	Marn	Tüf
	1015,5							
	1024,5					9		
	1044,5	8	4	8				
	1067,5	4		15		4		
	1074,5	2		1		4		
	1077,5		3					
	1085,5	3	4			1		
	1094,5	2	1			6		
	1105,5	9				2		
	1126,5		6	8			7	
	1140,5		2				12	
	1166					4	21,5	
	1174					4	4	
	1182					6	2	
	1189		1	2		4		
	1193			2		2		
	1219		8	8		5	5	
	1231			8			4	
	1237			4			2	
	1243		4			2		
	1271,5		1	27,5				
	1275,5		2	2				
	1289,5		2	8		4		
	1293,5			2		2		
	1305,5			8		4		
	1321,5		4			12		
	1354,5			2		31		
	1359,5				5			
	1368			8,5				
	1371,5			1,5		2		
	1377,5			2	4			
	1386,5			3		6		
	1390,5			2	2			
	1397,5			2	5			
	1436,5			39				
	1442,5		4	2				
	1455,5		4	7	2			
	1467,5			5		7		
	1473,5			2		4		
	1479,5		2			4		
	1488,5		2	1		6		
	1493,5			3	2			
	1497,5			2	2			
	1505,5			6	2			

Tablo 4.4: İR-1 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1531			23,5	2			
	1570,5			39,5				
	1603		10	20,5	2			
	1623		12	8				
	1632		4		5			
	1638			6				
	1646		6			2		
	1648			2				
	1654		2			4		
	1658		2			2		
	1663		2			3		
	1673		8			2		
	1683		8			2		
	1689		4			2		
	1693		2		2			
	1705		8		4			
	1707			2				
	1729		9		9	4		
	1733			4				
	1752		11	4	4			
	1762			9	1			
	1767			2	3			
	1773			6				
	1792		17		2			
	1794			2				
	1800,25		4,25		2			
	1810,75			10,5				
	1832,25		2	16,5	3			
	1841,75		4,25	5,25				
	1845,75		2		2			
	1866,5			4,25	16,5			
	1868,5			2				
	1872,5		2	2				
	1886		2		10,5		1	
	1912		22		4			
	1918		1	2	3			
	1936,5		4,5	6,5	7,5			
	1940			3,5				
	1946		3	3				
	1952,5		4,5	2				
	1965,5		8,5	4,5				
	1972		2,5	2	2			
	1975,8			3,8				
	1982,4		1,8	4,8				
	1996,2		1,8	12				

Tablo 4.4: İR-1 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

➡	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
➡	1998		1,8					
➡	2007			9				
	2015		4		4			
	2021		2	2	2			
	2029		5,75	2			0,25	
TOPLAM LİTOLOJİLER								
	OSMANCIK FM	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1013,5	28	239	417,6	114,5	156	58,75	0
			<i>Kt</i>	<i>Kt/(şeyl+kiltş)</i>	<i>KRN/KRBNT</i>	<i>ŞEYL+KİLTŞ</i>		
	İR-1		239	0,882	10,68	270,5		

Tablo 4.5: İR-2 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
→	1049	6						
→	1052			3				
→	1054	2						
→	1064			10				
→	1080		4	10		2		
→	1086			2		4		
→	1108	2		20				
→	1120	10				2		
→	1137		9	8				
→	1178	3		38				
→	1198		18	2				
→	1207		9					
→	1218,5			11,5				
→	1222,25						3,75	
→	1225,25		3					
→	1244,75			17,5		2		
→	1247,75		3					
→	1266,75			16		3		
→	1277		10,25					
→	1293,75			13,75		3		
→	1307			9,25		4		
→	1312		5					
→	1329			17				
→	1334		5					
→	1340			6				
→	1342		2					
→	1352			10				
→	1357				5			
→	1369			10		2		
→	1375			2	4			
→	1384			3		6		
→	1388			2	2			
→	1395			2	5			
→	1433			38				
→	1439		4	2				
→	1452		4	7	2			
→	1464			5		7		
→	1470			2		4		
→	1476		2			4		
→	1485		2	1		6		
→	1490			3	2			
→	1494			2	2			
→	1502			6	2			
→	1527			23	2			

İR-1 den
gelen
626 m'lik
litoloji
eklendi.

Tablo 4.5: İR-2 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

	<i>Derinlik(m)</i>	<i>Bio Kçt</i>	<i>Kt</i>	<i>Slt</i>	<i>Şh</i>	<i>Kiltş</i>	<i>Marn</i>	<i>Tüf</i>
	1566	0		39				
	1598		10	20	2			
	1618		12	8				
	1627		4		5			
	1633			6				
	1641		6			2		
	1643			2				
	1649		2			4		
	1653		2			2		
	1658		2			3		
	1668		8			2		
	1678		8			2		
	1684		4			2		
	1688		2		2			
	1700		8		4			
	1702			2				
	1724		9		9	4		
	1728			4				
	1747		11	4	4			
	1757			9	1			
	1762			2	3			
	1768			6				
	1787		17		2			
	1789			2				
	1795,25		4,25		2			
	1805,5			10,25				
	1826,75		2	16,25	3			
	1836,25		4,25	5,25				
	1840,25		2		2			
	1860,5			4,25	16			
	1862,5			2				
	1866,5	0	2	2				
	1879,5		2		10		1	
	1905,5		22		4			
	1911,5	0	1	2	3			
	1930		4,5	6,5	7,5			
	1933,5			3,5				
	1939,5		3	3				
	1946		4,5	2				
	1959		8,5	4,5				
	1965,5		2,5	2	2			
	1669			3,5				
	1975		1,5	4,5				
	1988,5		1,5	12				
	1990		1,5					

Tablo 4.6: İR-3 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri

	Derinlik (m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1024	4						
	1026					2		
	1044,5	4,5		14				
	1047,5		3					
	1061,5			12		2		
	1067,5			4		2		
	1088	2		16,5		2		
	1104	10		4		2		
	1124			20				
	1184,5	4		54,5		2		
	1209,75		25,25					
	1211,75					2		
	1213,75			2				
	1221,25		2	3,5		2		
	1225,25		2			2		
	1229,25		2			2		
	1231,25			2				
	1234						2,75	
	1244		3			7		
	1248		2			2		
	1258,5		2	8,5				
	1262,5		2			2		
	1273			10,5				
	1287		2	10		2		
	1295		4	2		2		
	1307,1			12,1				
	1314,1		3	4				
	1318,1		2	2				
	1346,3		2	24,2		2		
	1354,3		2	6				
	1359,3		5					
	1373,4			11,1	3			
	1388,5			12,1	3			
	1394,5			6				
	1402,5		4	4				
	1416,5		6	4	4			
	1421,5			3	2			
	1427,5			4		2		
	1433,5			6				

İR-1 den gelen 958 m'lik litoloji eklendi

Tablo 4.6: İR-3 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

	<i>Derinlik(m)</i>	<i>Bio Kçt</i>	<i>Kt</i>	<i>Slt</i>	<i>Şh</i>	<i>Kiltş</i>	<i>Marn</i>	<i>Tüf</i>
	1453			19,5				
	1459		4	2				
	1472		4	7	2			
	1484			5		7		
	1490			2		4		
	1496		2			4		
	1505		2	1		6		
	1510			3	2			
	1514			2	2			
	1522			6	2			
	1547,5			23,5	2			
	1587			39,5				
	1619,5		10	20,5	2			
	1639		11,5	8				
	1648		4		5			
	1654			6				
	1662		6			2		
	1664			2				
	1670		2			4		
	1674		2			2		
	1679		2			3		
	1689		8			2		
	1699		8			2		
	1705		4			2		
	1709		2		2			
	1721		8		4			
	1723			2				
	1745		9		9	4		
	1749			4				
	1767,5		10,5	4	4			
	1777,5			9	1			
	1782,5			2	3			
	1788,5			6				
	1807,5		17		2			
	1809,5			2				
	1815,75		4,25		2			
	1825,25			9,5				
	1846,25		2	16	3			
	1855,25		4	5				
	1859,25		2		2			
	1880			4,25	16,5			
	1882			2				
	1886		2	2				

Tablo 4.7: İR-4 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1048,8	7,8	2					
	108,6	2				7,8		
	1080,4		4	8		9,8		
	1095,4	2	8	5				
	1109,2	7,8		6				
	1120,2		5	6				
	1136		2	13,8				
	1151		2	13				
	1159		4	4				
	1174		4	11				
	1184,25		8,25	2				
	1199,75		4	11,5				
	1209,75		8	2				
	1214,75		2	2	1			
	1228,75		4	4		6		
	1246,75			5		13		
	1250,75			2		2		
	1272,75			2		20		
	1277,25			2,5		2		
	1296,25			4		15		
	1308,25			6		6		
	1321,25		6	3		4		
	1325,25			2		2		
	1333,25		4	2		2		
	1360,25			4		23		
	1370,25				6	4		
	1381,25			3		8		
	1385,25			4				
	1397,25		2	2		8		
	1402,75				2,5	3		
	1415,75				5,5	7,5		
	1428,75				4	9		
	1433,75			3		2		
	1446,25			4		8,5		
	1451,25		2			3		
	1458,25		4			3		
	1466,25		2			6		
	1474,25		4	2		2		
	1480,25			2		4		
	1490,25			2		8		
	1494,25				4			
	1505,75			1		8,5		2
	1509,75					4		
	1522,75			2		8		3
	1526,75					4		

Tablo 4.7: İR-4 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

➡	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1551,75			3		22		
	1571,75			4		16		
	1589,75			3		15		
	1600,75			2	4	9		
	1606,75					2		
	1626,25			11,5	8			
	1635,25			4		5		
	1641,25				6			
	1649,25			6			2	
	1651,25				2			
	1657,25			2			4	
	1661,25			2			2	
	1666,25			2			3	
	1676,25			8			2	
	1686,5			8			2,25	
	1692,75			4			2,25	
	1696,75			2		2		
	1708,75			8		4		
	1710,75				2			
	1733			9		9	4,25	
	1737				4			
	1755,5			10,5	4	4		
	1765,5				9	1		
	1770,5				2	3		
	1776,5				6			
	1795,5			17		2		
	1797,5				2			
	1803,75			4,25		2		
	1813,25				9,5			
	1834,25			2	16	3		
	1843,25			4	5			
	1847,25			2		2		
	1868				4,25	16,5		
	1870				2			
	1874			2	2			
	1887,5			2		10,5		1
	1913,5			22		4		
	1919,5			1	2	3		
	1937			4,5	6	7		
	1940,5				3,5			
	1946,5			3	3			
	1953			4,5	2			

İR-1' den
gelen 729 m
'lik litoloji

Tablo 4.7: İR-4 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1972		2,5	2	2			
	1975,8		3,8					
	1982,4		1,8	4,8				
	1996,2		1,8	12				
	1998		1,8					
	2007			9				
	2015		4		4			
	2021		2	2	2			
	2029		5,75	2			0,25	
TOPLAM LİTOLOJİLER								
OSMANCIK FM	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf	
990	19,6	98,4	347,15	139,8	357,1	22	6	
	KTŞ	KTŞ/(şeyl+kiltş)	KRN/KRBNT	ŞEYL+KİLTŞ				
İR-4	98,4	0,20	22,65	496,85				

Tablo 4.8: İR-5 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerleri

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1507	10		8		6		
	1508			1				
	1514		6					
	1519			5				
	1533					14		
	1542	2		7				
	1552		2	8				
	1552							
	1556		4					
	1560					4		
	1568		2			6		
	1572	4						
	1645,5					73,5		
	1651,5				6			
	1725					73,5		
	1729		4					
	1731					2		
	1733	2						
	1745					12		
	1749			4				
	1751					2		
	1755			4				
	1757					2		
	1761			2		2		
	1771			8		2		
	1775			2		2		
	1779			2		2		
	1783			2		2		
	1786			3				
	1788				2			
	1800					12		

İR-1' den
gelen 961
m'lik
litoloji
eklendi.

Tablo 4.8: İR-5 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

	Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
	1803,5			1,5		2		
	1809,5			2	4			
	1818,5			3		6		
	1822,5			2	2			
	1829,5			2	5			
	1868,5			39				
	1874,5		4	2				
	1887,5		4	7	2			
	1899,5			5		7		
	1905,5			2		4		
	1911,5		2			4		
	1920,5		2	1		6		
	1925,5			3	2			
	1929,5			2	2			
	1937,5			6	2			
	1963			23,5	2			
	2002,5			39,5				
	2035		10	20,5	2			
	2055		12	8				
	2064		4		5			
	2070			6				
	2078		6			2		
	1780			2				
	2086		2			4		
	2090		2			2		
	2095		2			3		
	2105		8			2		
	2115		8			2		
	2121		4			2		
	2125		2		2			
	2137		8		4			
	2139			2				
	2161		9		9	4		
	2165			4				
	2184		11	4	4			

Tablo 4.8: İR-5 kuyusu Osmancık Formasyonu izolit değerlerinin devamı

Derinlik(m)	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
2194			9	1			
2199			2	3			
2205			6				
2224		17		2			
2226			2				
2232,25		4,25		2			
2242,75			10,5				
2264,25		2	16,5	3			
2273,75		4,25	5,25				
2277,75		2		2			
2298,5			4,25	16,5			
2300,5			2				
2304,5		2	2				
2318		2		10,5		1	
2344		22		4			
2350		1	2	3			
2368,5		4,5	6,5	7,5			
2372			3,5				
2378		3	3				
2384,5		4,5	2				
2397,5		8,5	4,5				
2404		2,5	2	2			
2407,8			3,8				
2414,4		1,8	4,8				
2428,2		1,8	12				
2430		1,8					
2439			9				
2447		4		4			
2453		2	2	2			
		5,75	2			0,25	
2461							
TOPLAM LİTOLOJİLER							
OSMANCIK FM	Bio Kçt	Kt	Slt	Şh	Kiltş	Marn	Tüf
978	18	214,65	359,6	117,5	267	1,25	0
		Kt	Kt/(şeyl+kiltş)	KRN/KRBNT	ŞEYL+KİLTŞ		
İR-5		214,65	0,56	49,81	384,5		

Bir sonraki aşamada bu yedi farklı litolojinin kalınlıkları kullanılarak her bir kuyu için:

-Toplam kumtaşı izolit değerleri

-Toplam şeyl izolit değerleri

-Kumtaşı / şeyl oran değerleri

-Kırıntılı / karbonatlı oranı değerleri

belirlenmiştir. Bu bağlamda kumtaşı/şeyl oran değeri hesaplamaları için; (kt izoliti / şeyl izoliti + kıltaşı izoliti), kırıntılı/karbonatlı oranı içinse (kt+sılttaşı+şeyl+kıltaşı / bioklastik kçt + marn) bağıntıları kullanılmıştır.

Bu şekilde hesaplanan ve litofasiyes haritalarının hazırlanmasında kullanılan izolit ve oran değerleri Tablo 4.9’de görülmektedir.

Tablo 4.9: İncilibayır Sahası’ndaki Osmancık Formasyonu izolit değerleri özeti

KUYU ADI →	İR-1 (m)	İR-2 (m)	İR-3 (m)	İR-4 (m)	İR-5 (m)
LİTOLOJİ					
BİOKLASTİK Kçt	28	23	24.5	19.6	18
KUMTAŞI	239	264	268.2	98.4	214.65
SİLT TAŞI	417.6	502.5	533.35	347.15	359.6
ŞEYL	114.5	114	110	139.8	117.5
KILTAŞI	156	70	81	357.1	267
MARN	58.75	5	4	22	1.25
TÜF	0	0	0	6	0
KTŞ/(Şeyl+Kıltaşı)	0.88	1.4	1.4	0.19	0.56
KRNT/KRBNT	10.6	33.9	34.8	23	49.8
ŞEYL+KILTAŞI	270.5	183.5	191	496.8	384.5

İncilibayır Sahası için hazırlanan Osmancık Formasyonu kumtaşı izolit haritasında kumtaşı miktarının doğudan batıya doğru hızla, güneydoğudan kuzeybatıya nispeten daha düşük bir hızla, özellikle güneyden kuzeye en düşük bir hızla azaldığı

görülmektedir. Buna göre İncilibayır Sahası'nda delta ortamı enerjisinin kumtaşı miktarının düşük olduğu alanlarda düşük olduğu söylenebilir. Bir başka deyişle İncilibayır Sahası'ndaki delta ortamının enerjisi doğuda batıya göre, kuzeyde güneye göre ve kuzeybatıda da güneydoğuya göre daha fazladır. Sonuç olarak kumtaşı izolit haritasına bakılarak İncilibayır Sahası'nda çökel taşıma yönünün doğu-batı, kuzey-güney ve kuzeybatı-güneydoğu yönlü olduğu (Şekil 4.28 üzerinde oklarla gösterildiği gibi) söylenebilir.

Şeyl izolit haritası (Şekil 4.29), tahmin edilebileceği gibi kumtaşı izolit haritasının tam tersi gidişler sunmaktadır. Bu da delta ortamının enerjisi bağlamında yukarıdaki sonuca varımı desteklemektedir.

Kumtaşı ve şeyl izolit haritaları İncilibayır Sahası'nın küçük bir dağıtım kanalı üzerinde yer aldığı görüşünü desteklemektedir. Kaba kırıntılı oranındaki artış ve ince kırıntılı oranındaki azalışın geometrisi kabaca KB'dan GD' ya yönelen bir çökel taşıma yönünü işaret etmektedir. Bu gidiş Şekil 4.28 - Şekil 4.29 deki haritaların üzerinde bir okla gösterilmiştir.

Kumtaşı / şeyl oran haritasında (Şekil 4.30), kumtaşı ve şeyl izolit haritalarındaki KB-GD boyunca görülen değişim eğilimi doğrulanmaktadır. Kaba kırıntılı malzeme oranının sahanın kuzey-kuzeybatı yönünden GD yönüne 0,3'den 1,5'a artması, kumtaşı oranının güneye ve GD'ya doğru arttığının göstergesidir. İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu için hazırlanmış olan kırıntılı / karbonatlı çökel oran haritası ise (Şekil 4.31) İR-1 kuyusunda karbonatlı litolojilerin diğer bölgelere göre daha fazla temsil edildiğini, buradan her yöne ve özellikle de KD'ya doğru kırıntılı litolojilerin baskın hale geldiğini gözlenmektedir.

4.4.1.3. Litofasiyese Dayalı Çıkarımlar

Litofasiyes analizi sonucu Trakya Havzası'nda Hamitabat – İncilibayır – Alacaoğlu Sahaları'nda delta yelpazesinin doğudan batıya doğru yön değiştirdiği ve delta loblarının üst üste gelmesinin bir kalınlık artışına neden olduğu görülmüştür (Şekil 4.20). Bunun yanı sıra, Osmancık Formasyonu bölgesel kalınlığının Trakya Havzası taban morfolojisine uygun olarak kuzeyden güneye doğru arttığı ve delta sisteminin beslenme alanının kuzeyde olduğu saptanmıştır.

Kumtaşı ve şeyl izolit haritaları ile oran haritaları İncilibayır Sahası'nda malzemenin sahanın GD'sına doğru taşındığını ve bu kesimde bir dağıtım kanalının bulunabileceğini göstermiştir.

4.4.2. Sekans Stratigrafisi Veri Tabanının Oluşturulması

Kompozit kuyu loglarının veri tabanı olan loglar TPAO tarafından SP-DLL-MSFL (rezistivite), GR-CNT-CDL (yoğunluk - nötron), GR-FED (gama ışını-tabaka eğimi ölçer), GR-BHC(TTI)-CAL(gama ışını-sonik-kuyu çapı) logları genel başlıkları altında incelenmektedir. Alınan bu loglar, kompozit kuyu loglarının çiziminde (sondaj sırasında kesilerek yüzeye gelen kırıntı örneklerini yüzde bileşenlerine ayırmada) kullanılmaktadır. Kesinti numunesinin geldiği derinliğin gerçek litolojisi, alınan logun karakterine bakarak belirlenmektedir.

Log yorumlama şablonundaki her sedimanter kayaç için kayıtlı optimum GR-SONİK-NÖTRON-POROZİTE-REZİSTİVİTE değerlerine bakılarak kesinti numunesi içerisindeki farklı sedimanter kayaçlardan (kesinti numunesi yüzeye gelene kadar kuyu şartlarında başka derinlikteki litolojilerle karışabilir) bir seçim yapılabilmektedir. Böylece son sondaj derinliğinden yüzeye kadar sedimanter istifin tüm litolojisi (kesinti numunesi alınan her aralık için 2 metrede bir) çizilebilmektedir.

Bu şekilde İncilibayır Sahası'nda açılan 5 kuyuda Osmancık Formasyonu içerisindeki silttaşı, kiltası, marn, şeyl, kumtaşı, bioklastik kireçtaşı gibi litolojiler (alınan kuyu loglarındaki verilerin ışığında) tek tek ayırtlanmış ve kompozit kuyu logları Winlog 3.25 programı ile çizilebilmiştir.

Sonuç olarak kompozit kuyu loglarının çiziminin tamamlanmasından sonra, İncilibayır Sahası'ndaki beş kuyu için Osmancık Formasyonu içinde litofasiyes analizi ve parasekansların ayırtlanması için gerekli veri tabanı sağlanmıştır. Sekans stratigrafisi bağlamında parasekanslar, her kuyu için çizilen söz konusu kompozit loglar üzerinde (Şekil 4.32 - 4.36) tanımlanabilmiştir.

4.4.3. İncilibayır Sahası'nda Osmancık Formasyonu Başlangıcının Yeniden Tanımlanması

Önceki jeofizik çalışmalarla *Alt Danişmen* ya da *Intradanişmen* olarak tanımlanmış çökelim seviyesi, İncilibayır Sahası içerisinde Oligosen yaşlı Pınarhisar kireçtaşı litolojisinin çökeldiği seviyede görülmüş ve bu litostratigrafik dokanak Osmancık Formasyonu girişi olarak yeniden belirlenmiştir. Bu tanımlamanın yapılmasında yeraltı jeolojisi ile jeofizik verilerin yönlendirmeleri belirleyici olmuştur.

Ayrıntılı litoloji tanımı Tablo 4.2'de verilen bioklastik kireçtaşı, İncilibayır Sahası'ndan sonra açılan yeni sahaların kuyularında da takip edilebilen bir litoloji seviyesi olmuştur. İncilibayır Sahası'nın yaklaşık 800-900 metre güneydoğusunda başka bir sahada açılan 4 adet kuyu verisinin ortaya çıkardığı sonuç, İncilibayır Sahası'nda kesilen aynı bioklastik kireçtaşı seviyesinin komşu sahada da benzer fasiyes özelliklerini gösterdiğidir. İncilibayır Sahası'nda ve güneydoğu komşu sahada açılan kuyularda alınan GR logunun yaklaşık olarak 30 api okuduğu bu seviye, Osmancık Formasyonu'nun girişi olarak kabul edilmiştir. Düşük GR okuması ve ayırt edici sismik karakteristiği ile (Şekil 4.32) bioklastik kireçtaşı seviyesi rahatlıkla alt ve üst litolojilerden ayırtlanmaktadır. Bioklastik kireçtaşı seviyesinin (Şekil 4.2, 4.32'de 10-30 m kalınlığındaki mavi renkli litoloji, Şekil 4.8, 4.12'de Osmancık Formasyonu girişindeki yeşil renkli çizgi) jeofizik operasyonlarda elde edilen sismik veri setlerinde de ayırt edilmesi kolay olmaktadır. Sismik hızlar bioklastik kireçtaşının olduğu seviyede yüksek, hemen bu seviyenin altında düşük olduğundan, bu arayüzdeki sismik refleksiyon bir *toplap yüzeyi* (mevcut tabakanın çökeliminin durması ya da hafif erezyona uğraması sonucu yukarıya doğru sönümlenmesiyle oluşan arayüz) olarak yorumlanmıştır.

Özetle, bioklastik kireçtaşı seviyesi Osmancık Formasyonu içerisinde ve sismik kesitlerde rahatlıkla ayırt edilebilmekte ve bulunduğu saha içerisindeki kuyularda stratigrafik korelasyonu yapılabilmektedir. Dolayısıyla aynı bioklastik kireçtaşı litolojisi çökelim süreci, Osmancık Formasyon içerisinde jeokronolojik-stratigrafik olarak korele edilebilen bir paleo çökelim dönemi olarak kabul edilmiştir.

Sonuç olarak jeofizik ve stratigrafik verilerden yararlanılarak Osmancık Formasyonu başlangıcı, bioklastik kireçtaşı litolojisinin girişi olarak tanımlanmıştır. Bu iki sahaya ait yapılan değerlendirmeler sonucunda adı geçen kireçtaşı seviyesinin aynı zamanda bir sekans sınırı olduğu düşünülmektedir. Bu nedenlerle buradaki yüksek lisans tez çalışmasında Osmancık Formasyonu'nda parasekans dönemlere ayrılmaya, tam olarak bioklastik kireçtaşı çökeliminin başladığı bu seviyede başlanmıştır. Ancak buradaki bioklastik kireçtaşının denizel ortamdan karasal ortama geçişi temsil eden bir seviye olduğu ve Trakya'daki tüm sahalarda gözlenmeyebileceği, dolayısıyla Trakya'daki tüm sahalarda için denestirilme olma özelliği olmadığı gözardı edilmemelidir.

4.4.4. İR 2-3-4-5 sığ kuyularındaki sondaj verilerinin İR-1 kuyusu ile korelasyon sonucu derinleştirilmesi

İR-2,3,4,5 kuyularında sondaj Osmancık Formasyonu içerisinde penetrasyon ile sonuçlanmış ve bu formasyonun tamamı kesilmemiştir. Diğer yandan İR-1 kuyusunda sondaj, Mezardere Formasyonu içerisinde bitirilmiştir. Bu kuyuda bütün Osmancık Formasyonu Oligosen kireçtaşı ile başlayan girişinden Mezardere Formasyonu dokanağına kadar tamamen kesilmiştir. İR-1 kuyusunda 2033 m derinlikte Mezardere Formasyonu içerisinde 45 metre ilerlenerek sondaj tamamlanmıştır (Şekil 4.2). Dolayısıyla İR-2,3,4,5 kuyularındaki eksik yeraltı jeolojisi verilerini tamamlamak için bu kuyulara yakın olan ve tüm Osmancık Formasyonu litolojisi verilerine sahip olan İR-1 kuyusu ile diğer her bir kuyu için karşılıklı korelasyon yapılmıştır.

İR-2,3,4,5 kuyularında sondaja devam edilmiş olsa Mezardere Formasyonu'na hangi metrede girileceği şöyle hesaplanmıştır:

- i) İR-1 kuyusu H-I dönemleri sınır çizgisi ile İR-2, H-I dönemleri sınırı çizgisi yan yana getirilmiştir.
- ii) Bunun sonucunda İR-2 kuyusunun son derinliği olan 1350 m'nin İR-1 kuyusunda 1407 m'ye karşılık geldiği görülmüştür. İR-2 kuyusunda 1350 m'den sonraki çökmenin tüm niceliksel ve niteliksel parametrelerinin İR-1 kuyusundaki gibi olduğu varsayılmıştır.
- iii) İR-1 kuyusunda 1407 m'den sonra kesilecek istifin kalınlığı hesaplanmıştır:
İR-1 kuyusu Osmancık Formasyonu son derinliği – H-I döneminin

İR-1 kuyusunda karşılığı olan derinlik = {2033 m} – {1407 m} = 626 m

iv) Hesaplanan kesilecek kalınlık değeri ile bu kalınlığa ait İR-1 kuyusuna ait tüm litoloji verileri, İR-2 kuyusunun sondaj son derinliğine litoloji verileri ile beraber (Tablo 4.5'deki gibi) eklenmiştir.

v) İR-2 kuyusundaki Mezardere Formasyonu girişi

= 1350 + 626 = 1976 m olarak hesaplanmıştır.

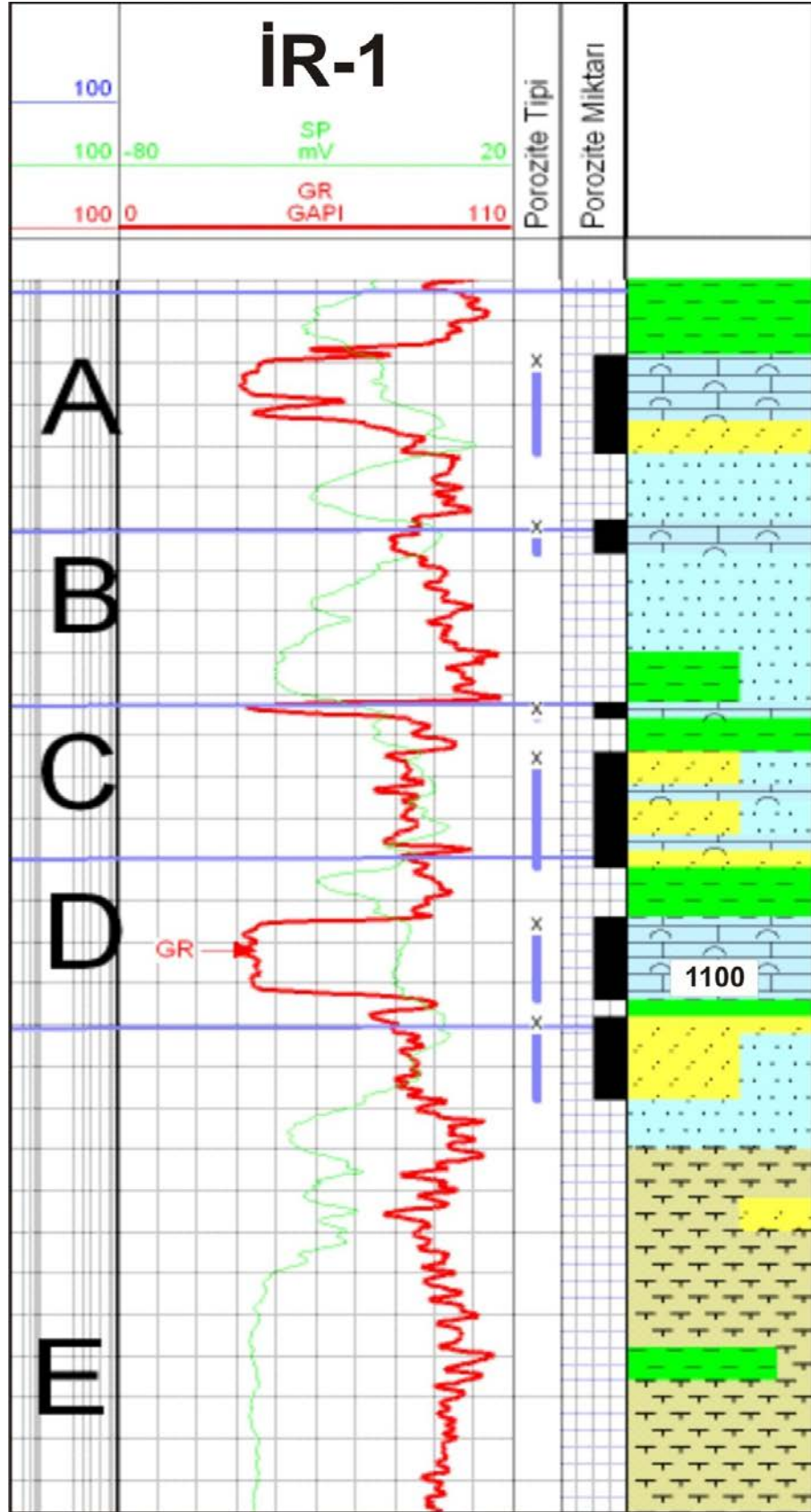
Burada özetlenen yaklaşım benzer şekilde İR-3, 4 ve 5 kuyuları için de gerçekleştirilmiştir. Böylece Mezardere Formasyonu'na kadar ulaşılmayan sığ kuyulardaki (İR 2,3,4,5) Osmancık Formasyonu istifinin eksik kalan bilgisi, derin kuyu olan İR-1 kuyusu (Şekil 4.2) ile stratigrafik korelasyon sonucu tamamlanarak İncilibayır Sahası'ndaki tüm kuyular için Osmancık Formasyonu litoloji bilgisi ile kalınlıkları saptanmıştır (Şekil 4.32 – 4.36).

4.4.5. Osmancık Formasyonu İçerisindeki Litostratigrafik Dönemlerin (Parasekansların) Belirlenmesi

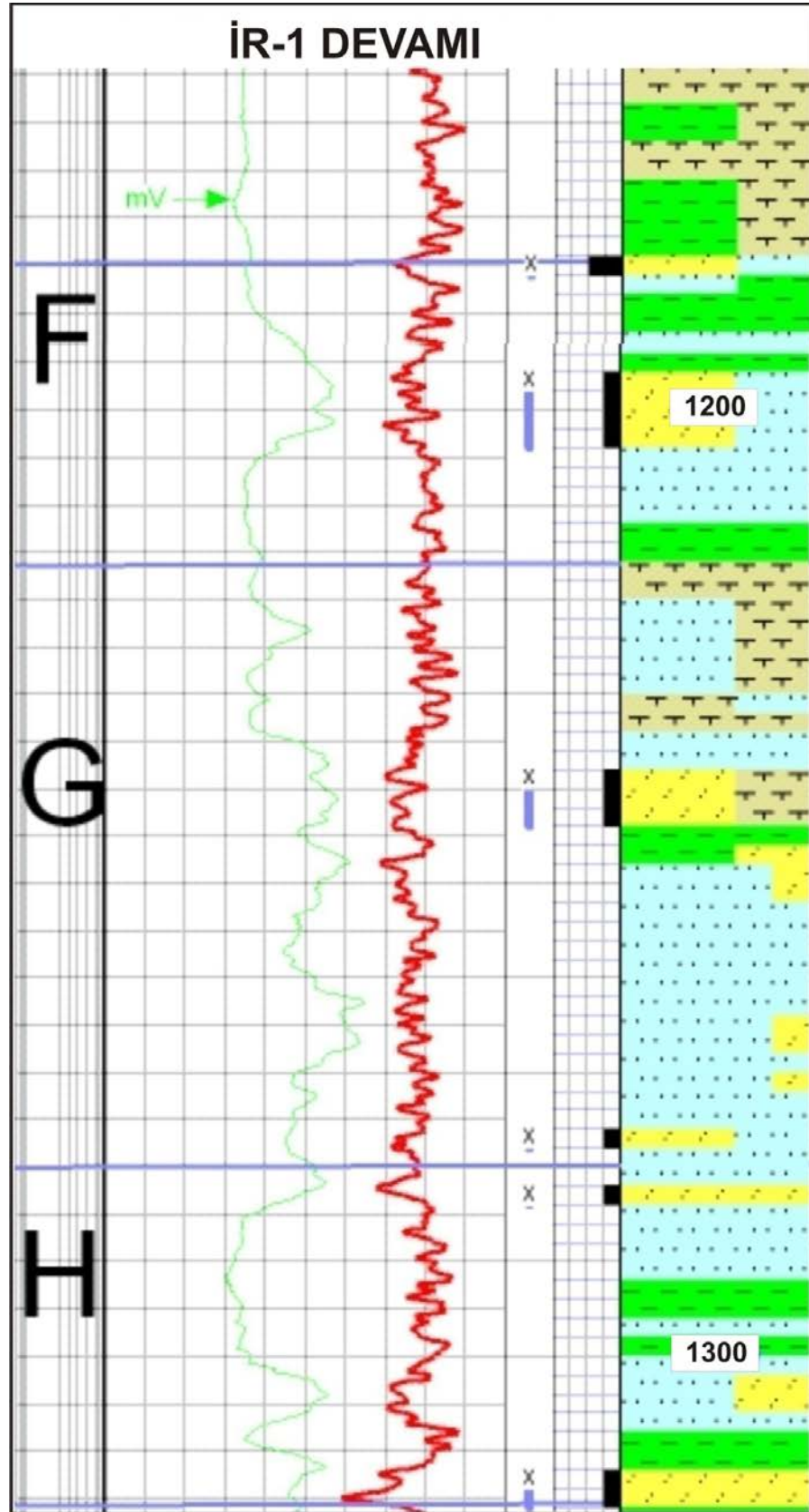
Bir sonraki aşama farklı litostratigrafik dönemlerin (parasekansların) belirlenmesidir.

İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu sınırları dahilindeki İR-1 kuyusu GR ışıını grafik dokusu, düşük okumalı ara dönemi ile yüksek okumalı ara dönemi birleştirilerek çengel şeklinde stratigrafik alt dönemlere bölmelenmiştir.

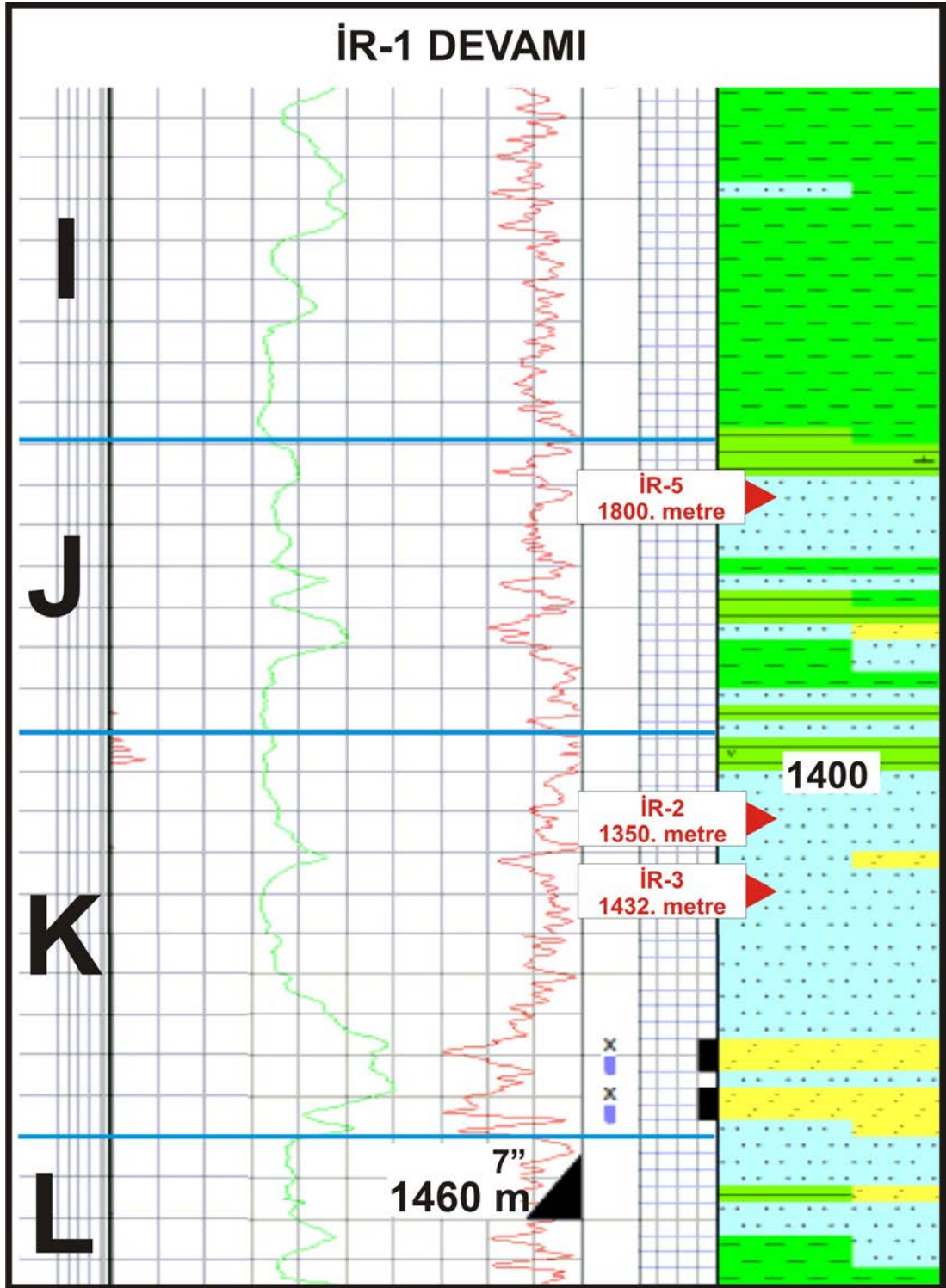
Bölmelenme sonucu elde edilen alt dönemler (A - ZXIV) 37 adet olarak, Şekil 4.32' de verilmiştir. İR-1 kuyusu GR dokusundaki bu çengel grafik şeklinde bölmelenme örnek alınarak diğer kuyularda (İR-2, İR-3, İR-4, İR-5) da benzer parasekans dönemleri tanımlanmıştır. Bu işlem sırasında stratigrafik dönemler A, B, C diye (İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu sınırları içerisinde yukarıdan aşağıya doğru) adlandırılarak en çok ZXIV dönemine kadar tanımlanmış, her bir dönemin litoloji paketindeki ayırt edici karakteristiğin stratigrafik korelasyonu yapılan diğer kuyularda da izlenebilir olmasına dikkat edilmiştir.



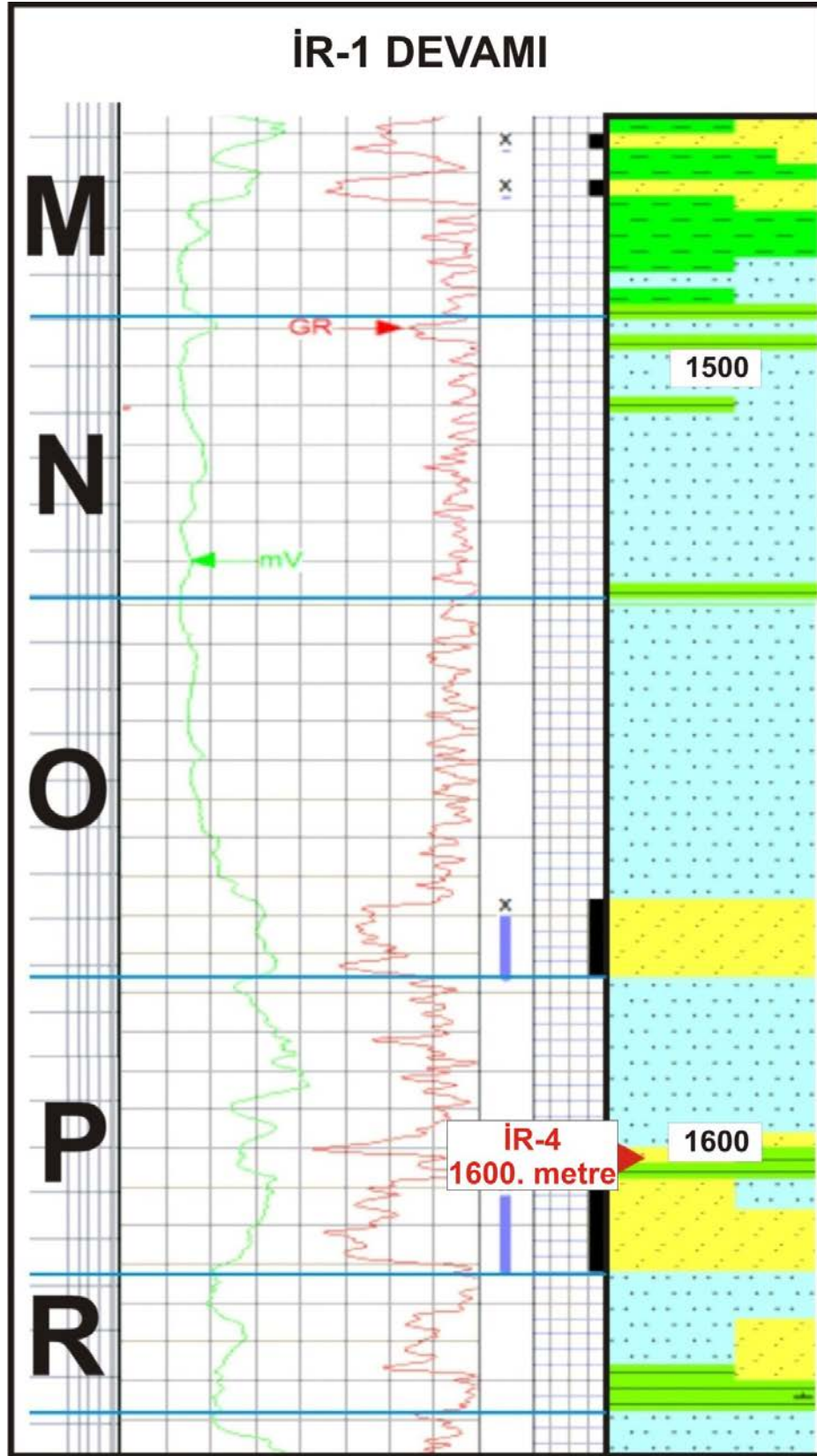
Şekil 4.32: İR-1 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu



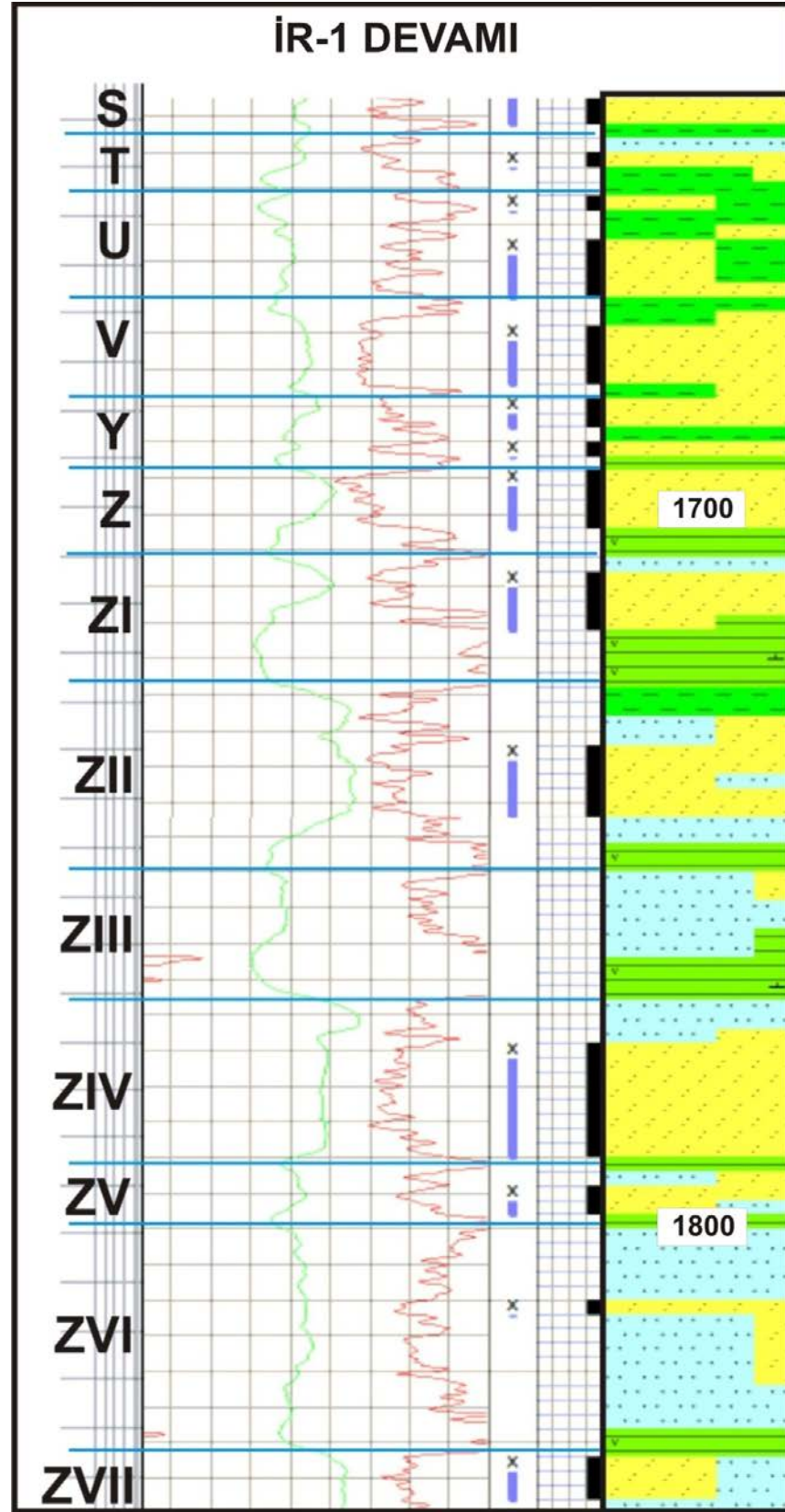
Şekil 4.32' nin devamı



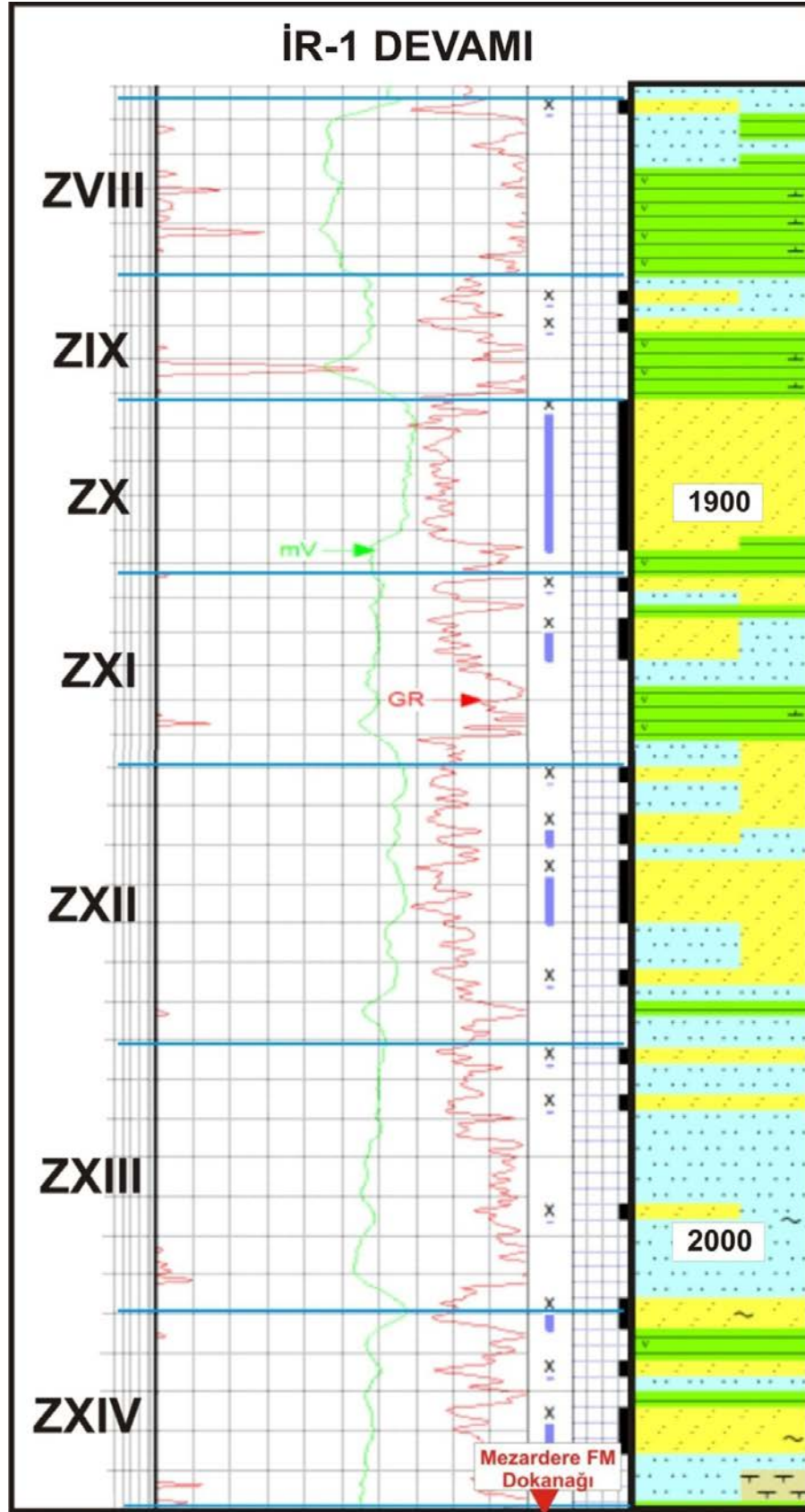
Şekil 4.32' nin devamı



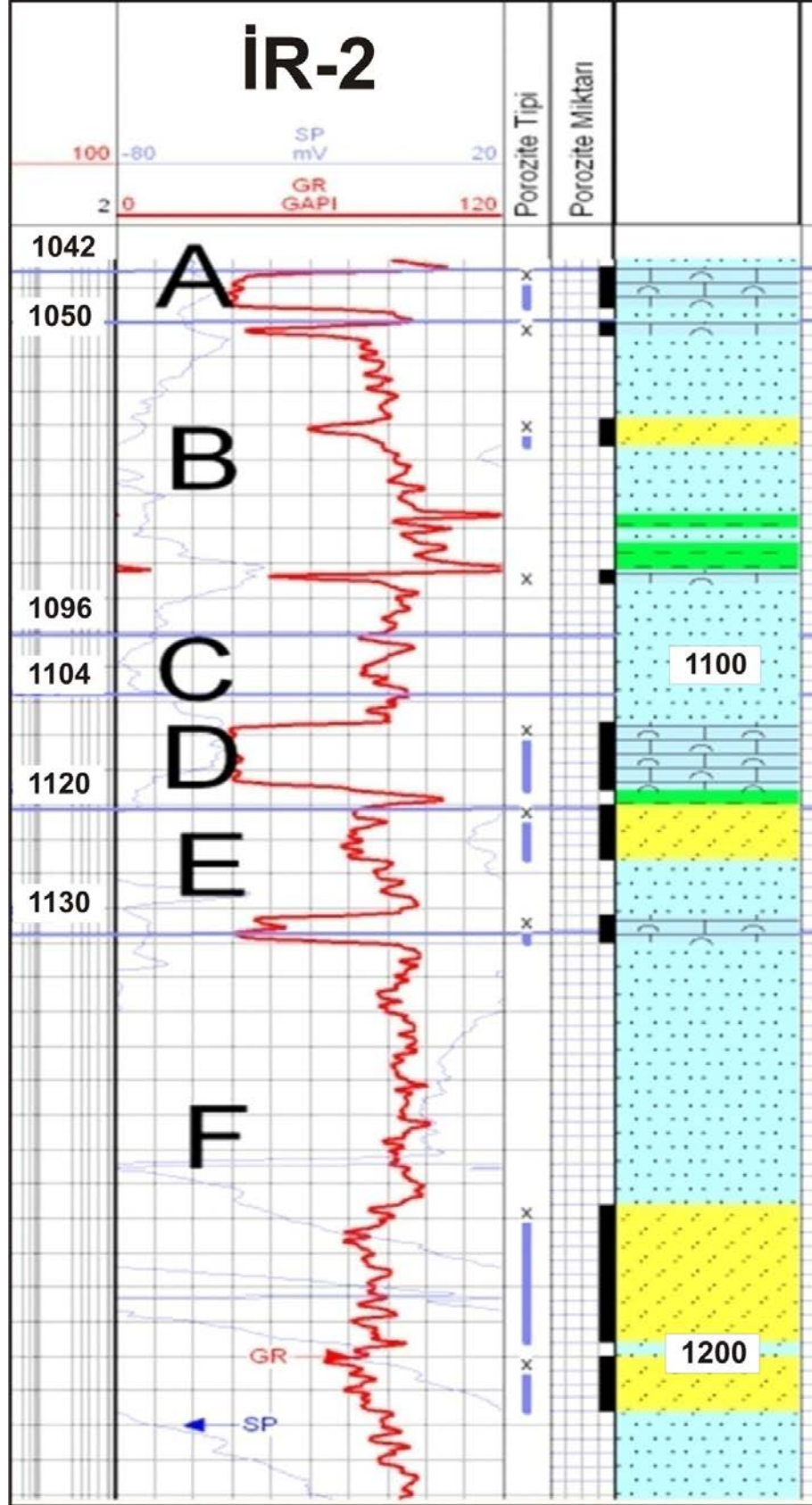
Şekil 4.32' nin devamı



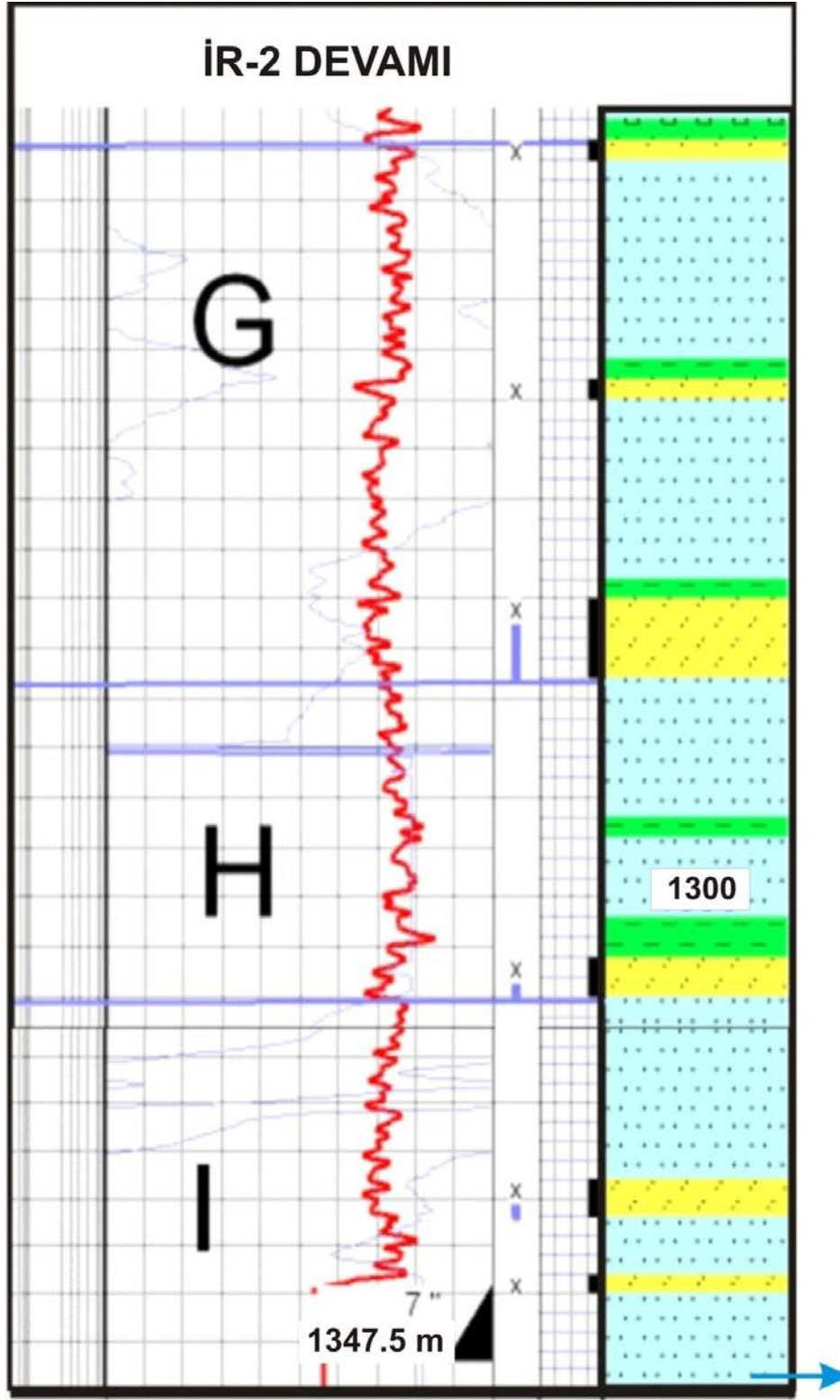
Şekil 4.32' nin devamı



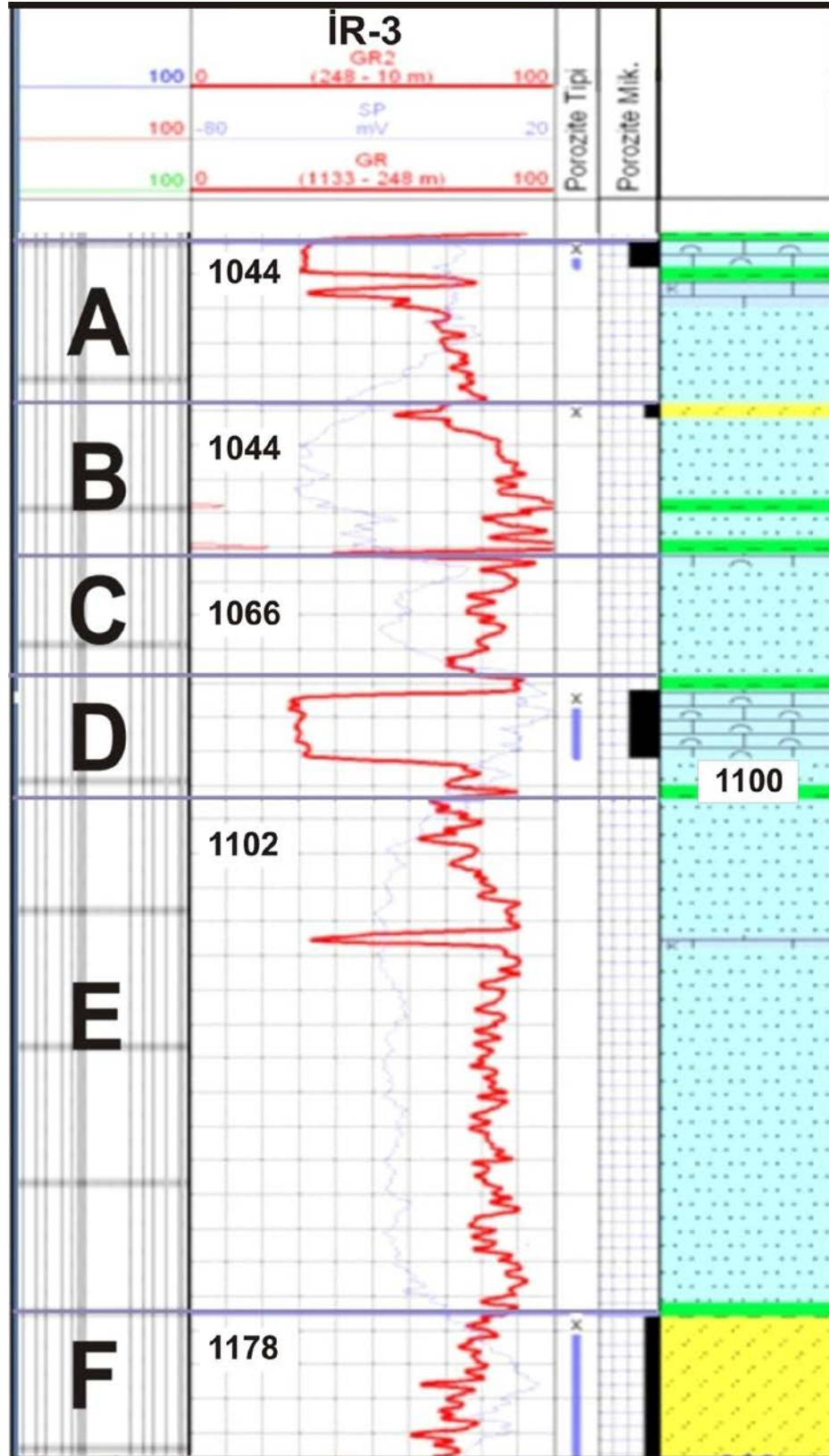
Şekil 4.32' nin devamı



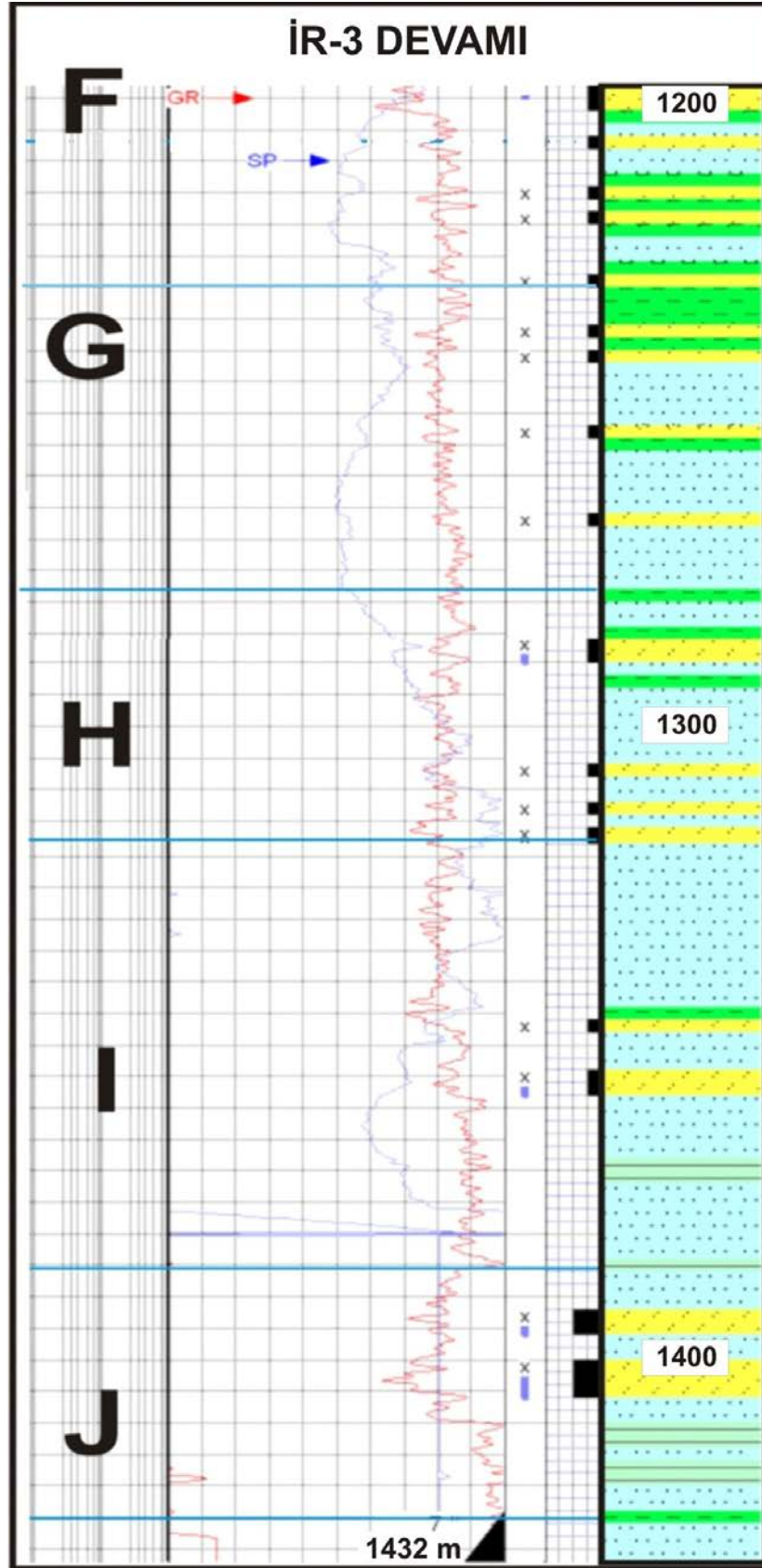
Şekil 4.33: İR-2 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu



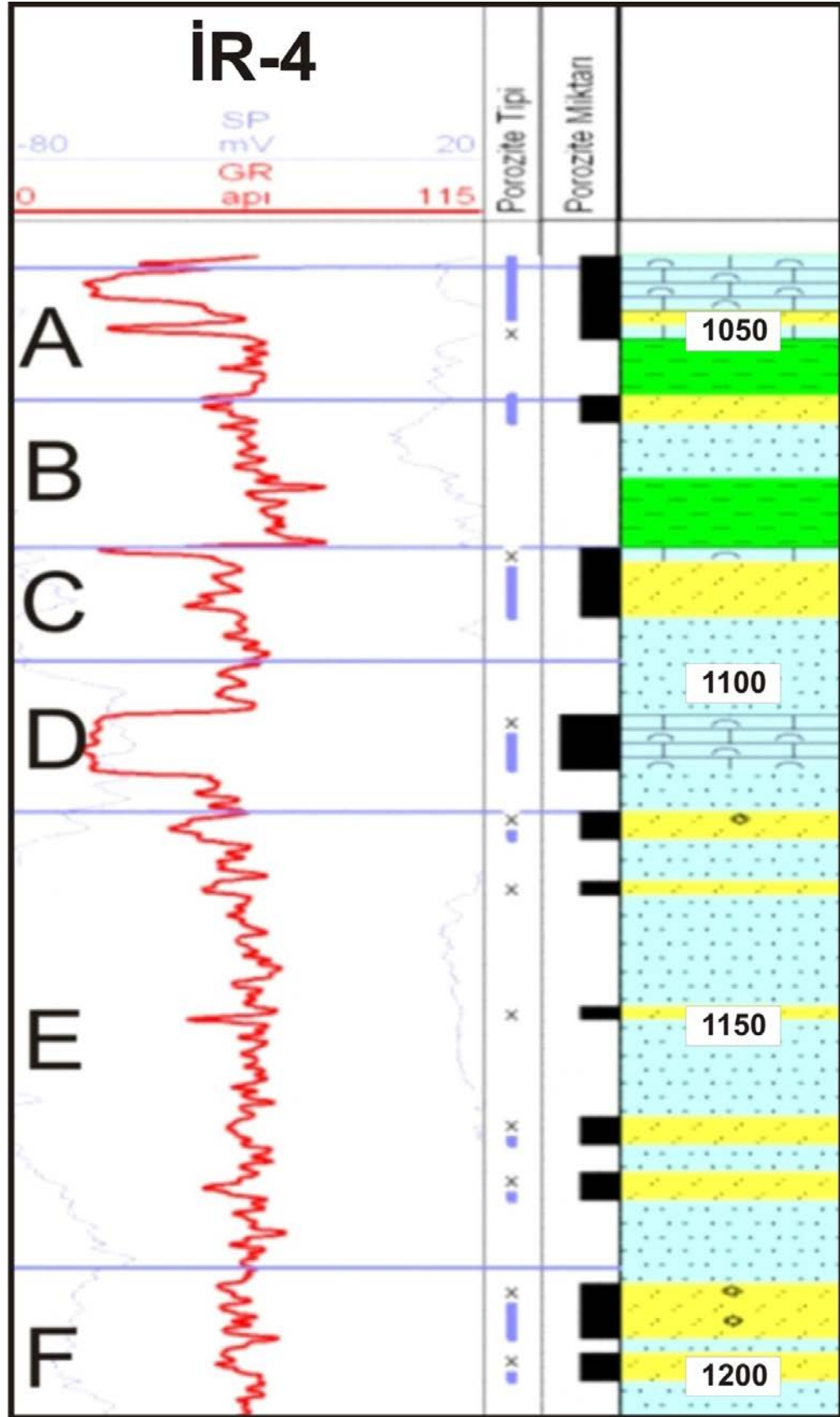
Şekil 4.33' ün devamı



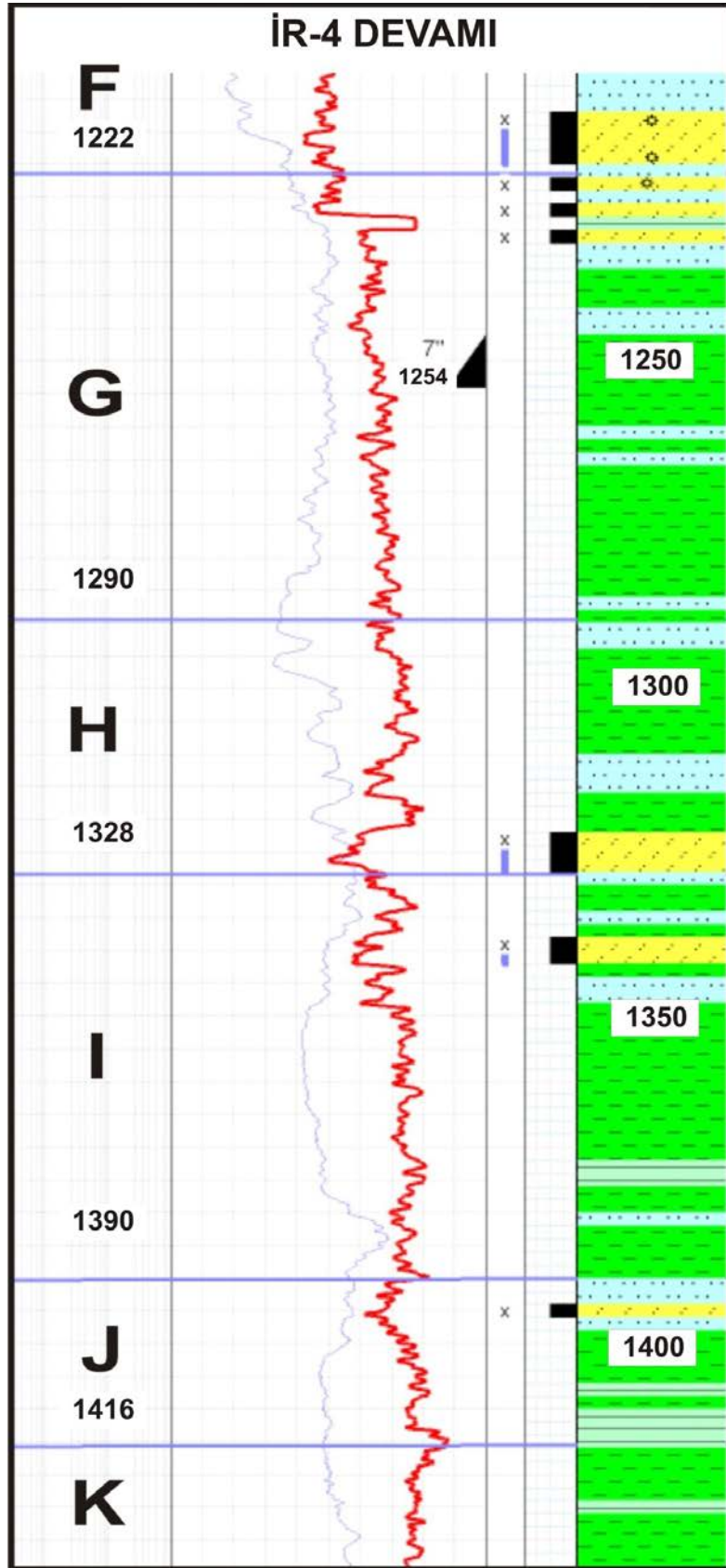
Şekil 4.34: İR-3 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu



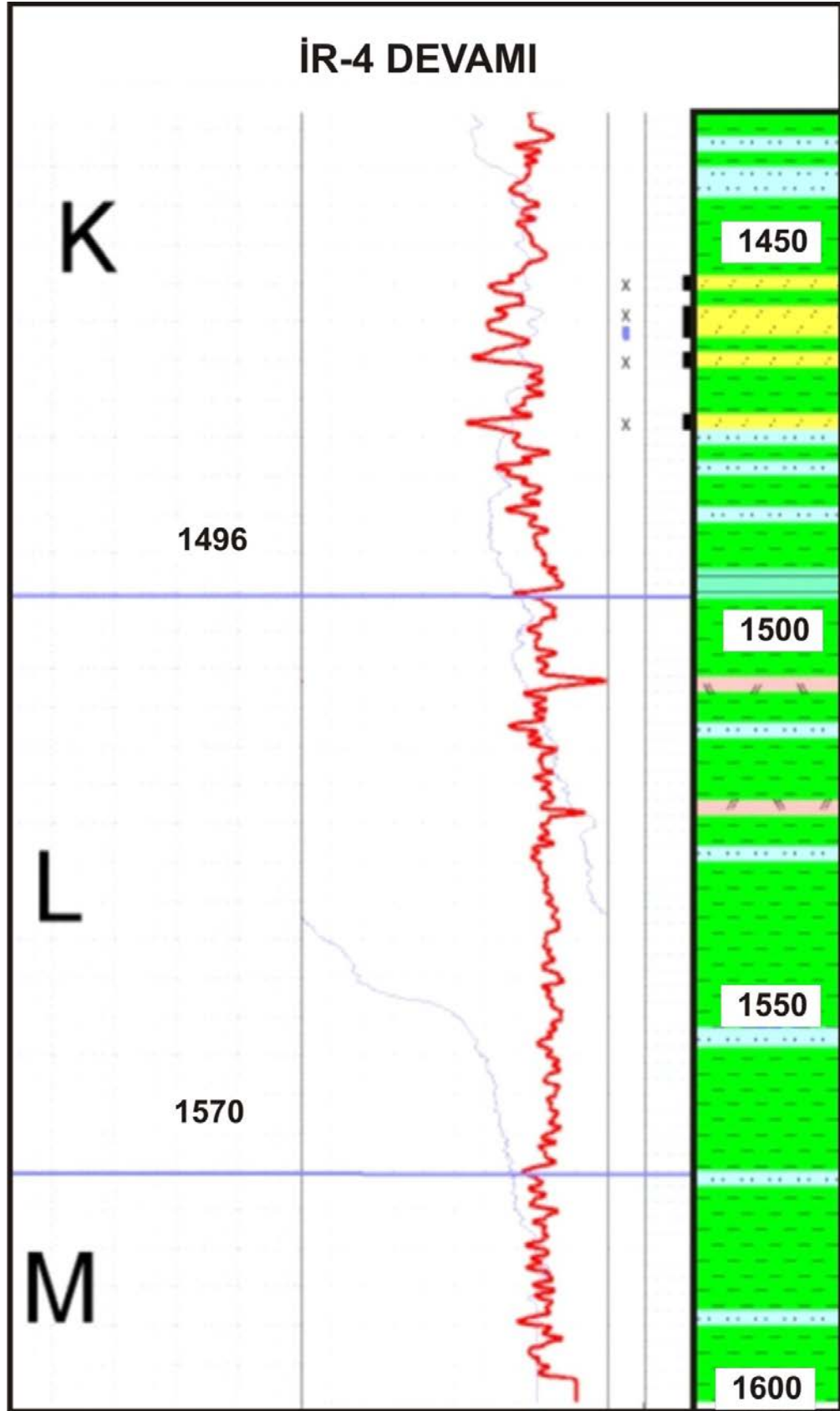
Şekil 4.34'ün devamı



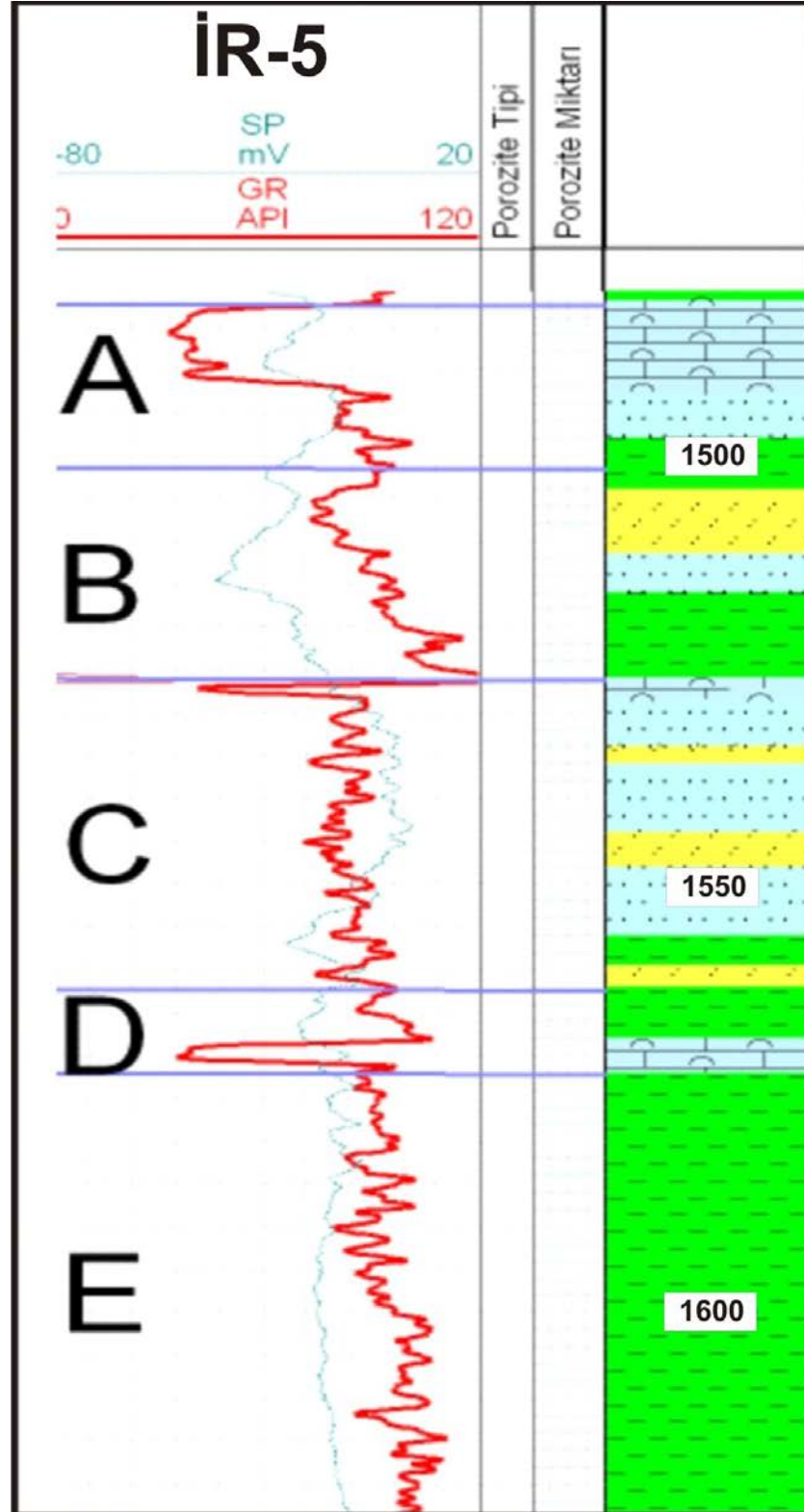
Şekil 4.35: İR-4 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu



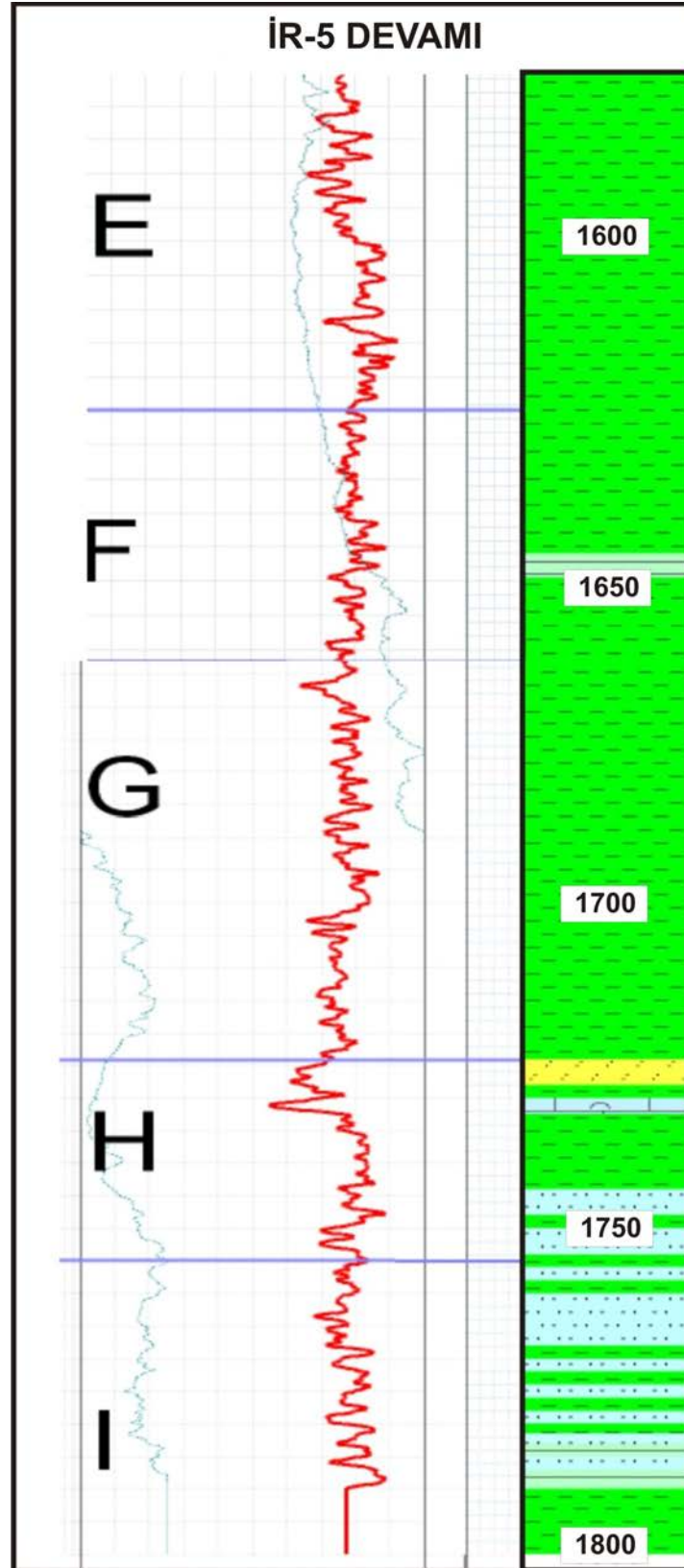
Şekil 4.35' in devamı



Şekil 4.35' in devamı



Şekil 4.36: İR-5 kuyusu log yorumu tamamlanmış ve parasekanslara ayrılmış kompozit kuyu logu



Şekil 4.36' nın devamı

4.4.6. İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu'nda Sekans Stratigrafisine Dayalı Çıkarımlar

Üretim testleri sonucunda İncilibayır Sahası'ndaki kuyularda gazlı olduğu bilinen toplam 11 seviye tespit edilmiştir. Bu seviyeler parasekans dönemi toplam pay zone (HC üretim aralığı) kalınlıklarına göre sırasıyla F, G, H, E olarak isimlendirilmiş parasekanslara aittir (Tablo 4.10). Bunlar ayrıca içerdikleri gaz miktarları (hidrokarbon bulundurma potansiyellerine) göre de 1'den 4'e kadar sıralanmışlardır (Tablo 4.11).

Tablo 4.11'de İncilibayır Sahası içerisinde hidrokarbon bulundurma potansiyeline göre parasekans dönemleri özetlenmiştir. Buna göre herhangi bir parasekans dönemi pay zone'unun tüm diğer parasekans dönemi pay zone'ları içindeki yüzdesi: (parasekans dönemindeki toplam pay zone'u (m)) / (pay zone'un içinde yer aldığı dönemlerin toplam kalınlığı) formülü ile hesaplanır. Örneğin F zonu için bu değer: $30 \text{ m} / (30 \text{ m} + 20 \text{ m} + 7 \text{ m} + 6 \text{ m}) = \%47$ 'dir. Benzer şekilde diğer G, H, E parasekans dönemlerini içersindeki % pay zone dağılımları hesaplanır. Böylelikle en üretken parasekans, %47 'lik pay ile F parasekans olup daha sonra bunu sırasıyla %32 'lik pay ile G, %11 'lik pay ile H ve %10 'luk pay ile E dönemlerinin izlediği görülür.

Tablo 4.10: İncilibayır Sahası'ndaki kuyular ve hidrokarbonca zengin parasekans dönemlerinin kalınlıkları

Parasekans döneminin coğrafi değişimi incelendiğinde Kuzeybatıdaki İR-1,4 kuyusundan güneybatıdaki İR- 2,3 kuyularına doğru parasekans dönemi kalınlığında artış (en zengin HC içeren F ile G dönemlerinin kalınlıkları, alttaki tabloda gözlendiği gibi, delta ortamı akıntı malzeme toplama yönüyle paralel olacak şekilde artmaktadır) bir kez daha görülmüştür.

İNCİLİBAYIR SAHASINDAKİ KUYULAR					
Parasekans Dönemi	Parasekans Dönemi Ortalama Kalınlığı (m)	İR-1	İR-4	İR-2	İR-3
F	43	32	37	46	56
G	61	61	65	51	68
H	37	36	38	34	40
E	62	72	59	50	68

Tablo 4.11: Osmancık Formasyonu'ndaki hidokarbonca zengin (rezervuar) parasekansların özet tablosu

<i>Hidrokarbon Bulundurma Potansiyeline Göre Önem Sırası</i>	<i>Parasekans Adı</i>	<i>Kuyu Adı</i>	<i>Hidrokarbon Üretim Aralığı (m)</i>	<i>Pay Zone (m)</i>	<i>Parasekans Dönemi İçersindeki Toplam Pay Zone'u (m)</i>	<i>Formasyon Adı</i>
1	F	İR-1	1178-1198	20	-	OSMANCIK
1	F	İR-2	1185-1887	2	-	OSMANCIK
1	F	İR-4	1212-1219	7	-	OSMANCIK
1	F	İR-4	1223-1224	1	30 m...[F dönemi]	OSMANCIK
2	G	İR-1	1235-1245	10	-	OSMANCIK
2	G	İR-1	1223-1224	1	-	OSMANCIK
2	G	İR-4	1183-1192	9	20 m...[G dönemi]	OSMANCIK
3	H	İR-1	1312 - 1313	1	-	OSMANCIK
3	H	İR-1	1504 - 1510	6	7 m...[H dönemi]	OSMANCIK
4	E	İR-3	1118 - 1121	3	-	OSMANCIK
4	E	İR-4	1304 - 1307	3	6 m...[E dönemi]	OSMANCIK

5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Bu çalışmada Trakya Havzası İncilibayır Gaz Sahası'ndaki Osmancık Formasyonu için litofasiyes analizi ve parasekans ayırtlaması yapılmış, ayrıca Osmancık Formasyonu kumtaşları hazne kaya özellikleri açısından incelenmiştir.

Öncelikle Osmancık Formasyonu'nun litostratigrafik korelasyonu, İR-1 kuyusundaki kompozit kuyu logu verileri baz alınarak, hem İncilibayır Sahası içerisinde (Osmancık Formasyonu içerisinde penetrasyon ile biten sığ kuyularla [İR-2,3,4,5]) hem de komşu diğer sahalarla (Alacaoğlu, Umurca, Hamitabat Sahaları) gerçekleştirilmiş, böylece İncilibayır Sahası sığ kuyularındaki eksik kalan Osmancık Formasyonu litolojisinin bilgisi Mezardere Formasyonu girişine kadar tamamlanmıştır. Osmancık Formasyonu litofasiyes analizi (izolit tabloları, Tablo 4.4 - 4.9) sonucu elde edilen izolit haritaları yorumlanarak İncilibayır Sahası'ndaki Osmancık Formasyonu çökel taşıma yönü kuzeybatı-güneydoğu olarak tespit edilmiş, bu formasyonun çökelme ortamının delta ortamında delta düzlüğünün sonu ve hemen delta önünün başladığı alanda ve küçük bir dağıtım kanalı üzerinde bulunabileceği belirlenmiştir. Osmancık Formasyonu kalınlık haritası üzerinde alınan A-A^I kesiti, Formasyonun kalınlığının kuzeybatıdan güneydoğuya doğru arttığını göstermektedir. Dolayısıyla beklendiği gibi kırıntılı malzeme taşıma yönünün de benzer şekilde (Oligosende İncilibayır Sahası için) kuzeybatı-güneydoğu yönlü olduğu Şekil 4.31'deki kırıntılı / karbonatlı çökel oran haritasında bir kez daha görülmüştür. Yine benzer şekilde aynı yön (KB-GD) boyunca ince malzemenin azaldığı ve kaba malzemenin arttığı (litofasiyes analizi sonucu elde edilen kumtaşı izolit ve şeyl izolit haritalarında da) gözlenmiştir. Özetle İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu çökelme zamanındaki malzeme taşıma yönünün Trakya Havzası taban morfolojisi ile uyumlu olarak kuzeybatı-güneydoğu yönünde olduğu görülmüştür. Buradaki çalışmada ayrıca Osmancık Formasyonu kalınlığının coğrafi yöne bağlı değişimi (Delta sistemi içerisinde kaba malzemenin birikme alanına paralel ve dik yönde alınan kesitlerle) yorumlanarak, İncilibayır Sahası'nda Osmancık Formasyonu çökelme ortamının geometrisi ortaya çıkartılmıştır.

Osmancık Formasyonu'ndaki litostratigrafik değişim, veri tabanı oluşturma sürecinde yakından ayrıntılı olarak incelenmiş yine İR-1 kuyusu Osmancık Formasyonu gama

ışını logu dokusundaki jeokronolojik değişimin benzeri İncilibayır Sahası içerisindeki diğer kuyuların loglarında da gözlenmiştir. Bu gözlemlere bağlı olarak İncilibayır Sahası'ndaki en derin, aynı zamanda litostratigrafik korelasyonda referans kuyu olan İR-1 kuyusunun Osmancık Formasyonu istifi A'dan ZXIV'e kadar 37 parasekans dönemine, dolayısıyla da 37 farklı gama ışıını temsili dokusuna ayrılmıştır. Çalışmanın parasekans analizinden bir sonraki aşamasında Osmancık Formasyonu içerisinde ayrılan parasekans dönemleri, İncilibayır Sahası'nda üretimi devam eden rezervuarların alt ve üst sınırlarıyla karşılaştırılmışlardır. Sonuç olarak İncilibayır Sahası içerisinde hidrokarbon içermeye potansiyeline göre en üretken parasekansın F parasekansı olup bunu sırasıyla G, H, E parasekanslarının takip ettiği (Tablo 4.10) görülmüştür.

Son olarak Osmancık Formasyonu'ndaki kumtaşlarının hazne kaya özelliklerini inceleme çalışması yürütülmüştür. Bunun için önce Osmancık Formasyonu'nda alınan elektrik log verileri Elan Plus petrofizik yazılımında işlenmiş, her bir rezervuar aralığı için yazılım 0,2 m'de bir porozite ve satürasyon değeri hesaplamıştır. 11 farklı rezervuar aralığı için 11'er adet ortalama porozite ve satürasyon değeri literatürde bilinen denklemde kullanılarak yine 11 farklı ortalama permeabilite değeri elde edilmiştir.

Belirlenen porozite değerleri 0.08-0.19 p.u., permeabilite değerleri 0.05-3.45 mD arasındadır. Porozite ve permeabilite değerleri İncilibayır Sahası Osmancık Formasyonu içindeki rezervuar seviyelerin genel olarak orta kalitede birer rezervuar kaya olduğuna işaret etmektedir. Porozite ve permeabilite ilişkilerini genelleştirmek amacıyla saptanan değerler kullanılarak bir regresyon analizi yapılmış ve $y = 287.7x^2 - 45.86x + 1.859$ bağıntısı yüksek bir güvenilirlik derecesiyle $R^2 = 0.989$ olarak saptanmıştır. Söz konusu inceleme çalışmasının nihai aşamasında İncilibayır Sahası'ndaki rezervuar seviyeler için hesaplanan ortalama porozite, permeabilite değerleri ve rezervuar kalınlıkları hem istifsel hem de mekânsal açıdan birbirleriyle karşılaştırılmışlardır; Buna göre porozite-permeabilite değerleri ile rezervuar kalınlıklarının istifsel değişiminde (İR-1 ve İR-4 kuyularında gözlemlendiği gibi) herhangi bir eğilim (artma ya da azalma yönünde) gözlenmemektedir. Bununla beraber aynı porozite ve permeabilite değerleri, toplam rezervuar kalınlıkları yine İncilibayır Sahası'nda açılan kuyulardaki yaklaşık olarak aynı seviyeler (Şekil 4.1'de 1154-1222 metreler arasındaki İR-4/RR₃, İR-4/RR₄, İR-1/RR₁, İR-2/RR₁, İR-1/RR₂, İR-3/RR₁) için birbirlerine göre karşılaştırıldığında mekânsal bir

yönelim gözlenmektedir. İncilibayır Sahası içerisinde akıntı malzeme toplanma yönü ile kaba malzemenin artma yönüne (ya da ince malzemenin azalma yönlerine) paralel olacak şekilde porozite ve permeabilite değerleri, toplam rezervuar kalınlığında kuzeybatıdan güneydoğuya doğru artış görülmektedir. Özetle toplam rezervuar kalitesinin İncilibayır Sahası içerisinde KB-GD yönünde arttığı görülmüştür.

KAYNAKLAR

- AKARTUNA, M., 1953, Çatalca-Karacaköy bölgesinin jeolojisi. İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Monografileri, 13, 88 sayfa.
- AKSOY M.Z., 1992, Deltayık Üst Birimin Ayrıntılı Sedimentolojik Çalışması Trakya Havzası Kuzeybatısı, TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 3076, 136 sayfa.
- AKYOL, E., AYGÜN, F., 1995, Trakya karasal Tersiyerinde yaş tayinleri. Trakya Havzası Jeolojisi Sempozyumu Bildiriler Kitabı, sayfa 28-29.
- ALİŞAN, C., 1985, Trakya "I" Bölgesi'nde Umurca-I, Kaynarca-1, Delen-1 kuyularında kesilen formasyonların palinostratigrafisi ve çökelme ortamlarının değerlendirilmesi. TPAO Araştırma Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, sayfa 386, 60 sayfa.
- ALİŞAN, C., GERHARD, J.E, 1987, Kuzey Trakya Havzası'nda açılan üç kuyunun palinostratigrafisi ve kaynak kaya özellikleri. Türkiye 7. Petrol Kongresi Bildiriler Kitabı, sayfa 461-474.
- A.SCHOLLE, P., SPEARİNG D., 1982, 'Sandstone Depositional Environments': The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma 7410s1, U.S.A, sayfa 139-178.
- ASLANER, M., 1956, Tozıklı, Poyralı linyitleri ve Pınarhisar civarının jeolojisi. Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü Dergisi, 66, 126-142.
- ATALIK, E., 1992, Depositional systems of the Osmancık Formation in the Thrace basin: METU, The Graduate School of Natural and Applied Sciences, Ph. D. Thesis, 366 sayfa.
- BATI, Z., Erk, S., AKÇA, N., 1993, Trakya Havzası Tersiyer birimlerinin palinoform, foraminifer ve nanoplankton biyostratigrafisi. TPAO Araştırma Grubu Arşivi yayınlanmamış teknik rapor, 1947, 92 sayfa.
- BATI, Z., 1996, Domaniç-Tavşanlı-Kütahya-Gediz yöresinin Tersiyer jeolojisi, Jeoloji Mühendisliği, 27, sayfa 11-18.
- BATI, Z., ALİŞAN, C., EDİGER, V.Ş, TEYMUR, S., AKÇA, N., SANCAY, H., ERTUĞ, K., KİRİCİ, S., ERENLER, M., AKÖZ, Ö., 2002, Kuzey Trakya Havzası'nın Palinoform, Foraminifer ve Nannoplankton Biyostratigrafisi, Türkiye Stratigrafi Komitesi Çalıştay (Trakya Bölgesi'nin Litostratigrafi Adlamaları) Özleri, sayfa 14.
- BEER, H., WRIGHT, J.A., 1960, Stratigraphy of the Ganosdağ, Korudağ and Keşan Hills, District I. TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 736, 42 sayfa.

- BERG, R. R., 1981, Exploration for Sandstone Stratigraphic Traps, AAPG, Continuing Education Course Note Series #3, 25 sayfa, sayfa 9.
- BOER, N.P. de, 1954, Report on geological reconnaissance in Turkish Thrace, September, December G.A. 25373.
- BROWN, L.F. Jr., and W.L. FISHER, 1977, Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull apart basins, in, Payton, C.E., ed., Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, sayfa 213-248.
- BÜRKAN, K., 1991, Trakya Havzası'nın Organik Jeokimyasal Değerlendirmesi, yayınlanmamış teknik rapor, 2988, sayfa 49.
- BÜRKAN, K., 1992, Geochemical evaluation of the Thrace Basin, K., 1992, Geochemical evaluation of the Thrace Basin: Proceedings of the 9th Petroleum Congress of Turkey, sayfa 34 - 38.
- BÜRKAN, K., 1992, Geochemical Evaluation of The Thrace Basin. In : Proceedings, 9th Petroleum Congress of Turkey, 17-21 February 1992, Ankara, Turkey, Chamber of Petrol. Geology of Turkey, TPAO , Ankara, sayfa 34-48.
- BÜRKAN, K. 1992, Trakya Havzası'nda tüflerin konumu, yayılımı ve hidrokarbon potansiyelleri. TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 3176, 43 sayfa.
- CANT, D.J, 1984, Subsurface facies analysis. In: Facies Models (ed. by R.G. Walker). Geoscience, Canada, sayfa 454.
- COLEMAN, J.M and D.B. PRIOR, 1982, Deltaic environments of deposition. In: Sandstone depositional environments (ed. by P.A. Scholle and D. Spearing): American Association of Petroleum Geologists Memoir 31, Tulsa, sayfa 410.
- ÇOŞKUN, B., 2000, Influence of the Istranca-Rodop massifs and strands of the North Anatolian fault on oil potential of Thrace basin, NW Turkey: Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier, v.27, sayfa 1-25.
- DOUST, H., ARIKAN, Y., 1974, The geology of the Thrace Basin: Turkish Second Petroleum Congress Proceedings, sayfa 119-136.
- DRUITT, C.E., 1961, Report on the petroleum prospects of Thrace, Turkey, Turkish Gulf Oil Co., TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 1427.
- DUVAL, C.B., CRAMEZ, C., and P. VAIL, 1998, Stratigraphic cycles and major marine source rocks, in Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins: SEPM Special Publication, no:60, sayfa 43-51.
- EDİGER, V.Ş., ALIŞAN, C., 1989, Tertiary fungal and algal palynomorph biostratigraphy of the northern Thrace basin, Turkey. Review of Paleobotany and Palynology, 58, sayfa 139-161.

- ELMAS, A., 2003, Late Cenozoic tectonics and stratigraphy of northwestern Anatolia; The effects of the North Anatolian fault to the region: *International Journal of Earth Sciences*, v.92, sayfa 380-396.
- GALLOWAY, W.E and D.K. HOBDA, 1983, Terrigenous clastic depositional systems: applications to petroleum, coal, and uranium exploration: Springer-Verlag, New York, sayfa 413 .
- GERHARD, J.E. ALİŞAN, C., 1987. Palynostratigraphy, Paleoecology, and visual organic geochemistry Turgutbey-2, Değirmencik-3 and Pancarköy-1, Thrace Basin, Turkey. TPAO Araştırma Merkezi Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 983, 33 sayfa.
- GÖRÜR, N., ve OKAY A. I., 1996, A fore-arc origin for the Thrace Basin, NW Turkey: *Geologische Rundschau*, v.85, sayfa 662-668.
- HAQ, B.U., Hardenbol, J. and P.R. Vail, 1987, Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic: *Science*, v.235, sayfa 1156-1167.
- HOLMES, A.W., 1961, A stratigraphic review of Thrace. TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 368.
- HOŞGÖRMEZ, H., YALÇIN, M.N., 2005, Gas-source rock correlation in Thrace Basin, Turkey: *Marine and Petroleum Geology*, v.22, sayfa 901-916.
- HOŞGÖRMEZ, H., YALÇIN, M.N., CRAMER, B., GERLING, P. & MANN, U., 2005, Molecular and Isotopic Composition of Gas Occurrences in the Thrace Basin (Turkey): Origin of the Gases and Characteristics of Possible Source Rocks. *Chemical Geology*, 214, sayfa 179-191.
- HUVAZ, O., KARAHANOGĞLU N., EDİGER V., 2007, The thermal gradient history of the Thrace Basin, NW Turkey; Correlation with basin evolution processes: *Journal of Petroleum Geology*, v.30, no.1, sayfa 3-24.
- KASAR, S., BÜRKAN, K., SİYAKO, M., DEMİR, O., 1983, Tekirdağ-Şarköy-Keşan-Enez bölgesinin jeolojisi ve hidrokarbon olanakları. TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 1771, 71 sayfa.
- KASAR, S., EREN, A., 1986, Kırklareli-Saray-Kıyıköy bölgesinin jeolojisi. TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 2208, 45 sayfa.
- KEMPER, E., 1961, The Kırklareli limestone (Upper Eocene) of the northern basin rim. geological report, Deilman Bergbau GMBH, T 37 c.
- KESKİN, C., 1966, Pınarhisar resif karmaşığı mikrofasiyes incelemesi, *Rev. Fac. Scien.Univ. İst.*, Seri B, 31/3-4, sayfa 109-146.
- KESKİN, C., 1974, Kuzey Ergene Havzası'nın stratigrafisi (Stratigraphy of the northern Ergene Basin). *Proc 2nd Petrol Congr of Turkey*, sayfa 137-163.
- KOPP, K.O, Pavoni, N., Schindler, C., 1969, *Geologie Thrakiens IV: Das Ergene-Becken*. *Beih zum Geol. Jahrb.*, Heft 76, 136 sayfa, Hannover.

LEBKÜCHNER, R.F., 1974, Orta Trakya Oligosen' inin jeolojisi hakkında. Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü Dergisi, 83, sayfa 1-29.

MITCHUM, JR., R.M., VAIL, P.R and S. Thompson, 1977, Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 11. Glossary of terms used in seismic stratigraphy: Section 2. Application of seismic configuration to stratigraphic interpretation: American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, sayfa 205-212.

MITCHUM, R.M. and J.C. Van Wagoner, 1991, High frequency sequences and their stacking patterns: sequence stratigraphic evidence of high frequency eustatic cycles: Sedimentary Geology, v. 70, sayfa 131-160.

OKAY, A.I, TANSEL, İ., 1992, Pontid-İçi Okyanusunun üst yaşı hakkında Şarköy kuzeyinden (Trakya) yeni bir bulgu: MTA Bulletin, v. 114, sayfa 21-24.

OKAY, A., TANSEL, İ., TÜYSÜZ, O., 2001, Obduction, subduction and collision as reflected in the Upper Cretaceous-Lower Eocene sedimentary record of western Turkey: Geol. Mag. v.138, sayfa 117-142.

OZANSOY, F., 1962, Doğu Trakya Alt Oligosen Antrakoterinleri. Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü Dergisi, 58, sayfa 85-96.

ÖZATAR, A., 1988, İ.Ü Fen Bilimleri Enstitüsü Genel Jeoloji Kürsüsü Pınarhisar (Kırklareli) Doğusunun Jeolojisi, Jeoloji Yüksek Mühendisliği Diploma Çalışması, 40 sayfa.

ÖZDEMİR, F., 2006, 13.07.2006-29.07.2006, TPAO Trakya Bölge Jeoloji Müdürlüğü İR-1 kuyusu günlük jeoloji raporları, yayınlanmamış teknik rapor, 17 sayfa.

PERİNÇEK, D., 1991, Possible strand of the North Anatolian fault in the Thrace Basin, Turkey – An interpretation: AAPG Bulletin, v.75, sayfa 241-257.

PIGOTT, J.D., 1995, A seismic classification scheme for clastic shelf wedges (deltas). In: Oti, M.N. and Postma (ed.), Geology of Deltas: sayfa 439-453, A.A. Balkema Publishers, Rotterdam, Netherlands.

PIRSON, S.J., 1983, Geological Well- Log Analysis: Gulf Publication Co., Houston, TX, 476 sayfa.

POSAMENTIER, H.W., and G.P. ALLEN, 1999, Sliciclastic sequence stratigraphy; concepts and applications: Concepts in Sedimentology and Paleontology, SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, v. 7, 204 sayfa.

RIDER, M., 1986, The geological interpretation of well-logs: Blackie, London, 192 sayfa.

RICH, J.L., 1951, Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.62, sayfa 1-20.

RÜCKERT-ÜLKÜMEN, N., 1960, Trakya ve Çanakkale mıntıklarında bulunan Neojen balıkları formasyonları hakkında. İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Monografileri, 16, 80 s.

SANER, S., 1980, Batı Pontidlerin ve komşu havzaların oluşumlarının levha tektoniği kuramı ile açıklanması, KB Türkiye: Bulletin of the Mineral Research and Exploration Institute of Turkey, v.93/94, s. 1-19.

SARAÇ, G., 1987, Kuzey Trakya bölgesinde Edirne-Kırklareli-Saray-Çorlu-Uzunköprü-Dereikebir yörelerinin memeli paleofaunası: Ankara Üniv. Fen Bil. Ens. Jeo. Müh. Anabilim Dalı. Yüksek lisans tezi.

SİYAKO, M., 2005, Trakya ve Yakın Çevresinin Tersiyer Stratigrafisi, TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 4608, 104 sayfa.

SİYAKO, M., 2006, Trakya Havzası'nın linyitli kumtaşları: Bulletin of the Mineral Research and Exploration Institute of Turkey, v.132, sayfa 63-73.

SİYAKO, M., ve HUVAZ, O., 2007, Eocene stratigraphic evolution of Thrace Basin, Turkey: Sedimentary Geology, v.198, sayfa 75-91.

SOYLU, C., HARPUT B., ILLEEZ H.I., ERTÜRK O., IZTAN H., UĞUR F.A., GÖKER T., HARPUT A., GÜRGEY K., SAYILI S., 1992, Organic geochemical evaluation of the northern Thrace Basin: Proceeding of the 9 th Petroleum Congress of Turkey, sayfa 49-61.

SÜMENGİN, M., TERLEMEZ, İ., ŞENTÜRK, K., KARAKÖSE, C., ERKAN, E.N., ÜNAY, E., GÜRBÜZ, M. ve ATALAY, Z., 1987, Gelibolu Yarımadası ve güneybatı Trakya Tersiyer Havzası'nın stratigrafisi, sedimantolojisi ve tektoniği. Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü, yayınlanmamış teknik rapor, 8218.

SÜNNETÇİOĞLU, M.A., 2008, Üst Eosen Çökel İstifin (Trakya Havzası'nın Kuzeybatısı /TÜRKİYE) Çökelim Tarihi Analizi' ne Sekans Stratigrafik Yaklaşım, Doktora Tezi, ODTÜ Jeoloji Mühendisliği, ANKARA, TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, no: 5048, 263 s., sayfa: 11-14, 16, 31, 36, 68-70, 99, 103, 155).

ŞENGÖR, A.M.C ve YILMAZ, Y., 1981, Tethyan evolution of Turkey: A plate tectonic approach: Tectonophysics, v.75, s. 181-241.

TEMEL, R.Ö., ÇİFTÇİ, N.B., 2002, Gelibolu Yarımadası, Gökçeada ve Bozcaada Tersiyer çökellerinin stratigrafisi ve ortamsal özellikleri. Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni, 14, s. 17-40.

TİMUR, A., 1968, An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs, *The log analyst* (july-august), volume ix, number 4.

TURGUT S., SİYAKO M., DİLKİ A., 1983, Trakya Havzası'nın jeolojisi ve hidrokarbon olanakları (The geology and the petroleum prospects of the Thrace basin). Türkiye Jeoloji Kongresi Bülteni (Proc Geol Congr Turkey), 4, s. 35-46.

TURGUT, S., TÜRKASLAN, M. ve PERİNÇEK, D., 1991, Evolution of the Thrace Sedimentary Basin And Its Hydrocarbon Prospectivity In: Spencer Am (Ed) Generation, Accumulation, And Production of Europe's Hydrocarbons. Spec. Publ. Eur. Assoc. Petrol. Geosci. 1, sayfa 415-437.

UMUT, M., İMİK, M., KURT, Z., ÖZCAN, İ., SARIKAYA, H., SARAÇ, G., 1983, Tekirdağ, Silivri (İstanbul), Pınarhisar alanının jeolojisi. Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, yayınlanmamış teknik rapor, 7349.

UMUT, M., İMİK, M., KURT, Z., ÖZCAN, İ., ATEŞ, M., KARABIYIKOĞLU, M., SARAÇ, G., 1984, Edirne İli-Kırklareli İli-Lüleburgaz(Kırklareli İli)-Uzunköprü (Edirne İli) civarının jeolojisi. Maden Tektik ve Arama Genel Müdürlüğü, yayınlanmamış teknik rapor, 7604, 42 s.

ÜLKÜMEN, N., 1960, Trakya ve Çanakkale mintikalarında bulunan Neojen balıkları formasyonları hakkında: İ.Ü.F.F. Monografileri, 16, 80 sayfa.

ÜNAL, O. T., 1967, Trakya Jeolojisi ve petrol imkanları, TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 391, 80 sayfa.

VAIL, P.R, MİTHCUM, R.M., Jr., and S.Thompson, 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea-level: in C.E. Payton, (ed.), Stratigraphic interpretation of seismic data: American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, sayfa 83-98.

VAIL, P.R, MİTCHUM R.M., and S. THOMPSON, 1984, Jurassic unconformities, chronostratigraphy and sea-level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy, in SCHLEE, J.S. ed., Interregional unconformities and hydrocarbon accumulation: American Association of Petroleum Geologists Memoir 36, sayfa 129-144.

VAN WAGONER, J.C., POSAMENTIER, H.W., MİTCHUM, R.M, VAIL, P.R., SARG, J.F., LOUTIT, T.S, and J.HARDENBOL, 1988, An overview of the fundemantals of sequence stratigraphy and key definitions: in Wilgus, C.K., Hastings, B.S, Kendall, C.G.St. C., Posamentier, H.W., Ross, C.A, and Van Wagoner, J.C. (eds.), Sea-level changes: an integrated approach: SEPM Special Publication no: 42, sayfa 39-45.

VAN WAGONER, J.C., MITCHUM, R.M., CHAMPION, K.M. and V.D.RAHMANIAN, 1990, Sliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core and outcrop: Concepts for high-resolution correlation of time and facies: American Association of Petroleum Geologists, Methods in Exploration; no: 7, 55 sayfa.

YILMAZ, M. ve ÖZDEMİR, O., 2008 , İncilibayır Sahası : TPAO Arama Dairesi Başkanlığı I. Bölge, Trakya-Marmara Bölge Sorumluluğu, TPAO Arama Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 5032-357, 60 sayfa.

YILMAZ, Y. ve POLAT, A., 1998, Geology and evolution of the Thrace Volcanism, Turkey: Acta Volcanologica, 10 (2), sayfa 293-303.

YILMAZ, Y., SERDAR, H.S., GENÇ C., YİĞİTBAŞ, E., GÜRER Ö.F., ELMAS, A.,

YILDIRIM, M., BOZCU, M., GÜRPINAR, O., 1997, The Geology and evolution of the Tokat Massif, South Central Pontides, Turkey. *International Geology Review*, 39, sayfa 365-382.

ZATTİN, M., A.I. OKAY ve CAVAZZA W., 2005, Fission-track evidence for late Oligocene and mid-Miocene activity along the North Anatolian fault in the South-western Thrace: *Terra Nova*, v.17, no.2, sayfa 95 - 101.

ÖZGEÇMİŞ

ADI ve SOYADI: Mert AÇIKALIN

DOĞUM TARİHİ: 12.12.1979

DOĞUM YERİ: İzmir

EĞİTİM

☐ **1993 - 1997:** İZMİR ATATÜRK LİSESİ (Süper Lise)

☐ **1997 - 2004:** ODTÜ Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü

E - POSTA: macikalin@tpao.gov.tr