İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

SOMA KÖMÜR HAVZASI KÖMÜR DAMARLARININ GAZ İÇERİĞİ, GAZ DEPOLAMA KAPASİTESİ VE GAZ AKIŞ ÖZELLİKLERİNİN ARAŞTIRILMASI

DOKTORA TEZİ

Olgun ESEN

Maden Mühendisliği Anabilim Dalı

Maden Mühendisliği Programı

OCAK 2021

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

SOMA KÖMÜR HAVZASI KÖMÜR DAMARLARININ GAZ İÇERİĞİ, GAZ DEPOLAMA KAPASİTESİ VE GAZ AKIŞ ÖZELLİKLERİNİN ARAŞTIRILMASI

DOKTORA TEZİ

Olgun ESEN
(505132003)

Maden Mühendisliği Anabilim Dalı

Maden Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Abdullah FİŞNE

OCAK 2021

İTÜ Lisansüstü Eğitim Enstitüsü'nün 505132003 numaralı Doktora Öğrencisi Olgun ESEN, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "SOMA KÖMÜR HAVZASI KÖMÜR DAMARLARININ GAZ İÇERİĞİ, GAZ DEPOLAMA KAPASİTESİ VE GAZ AKIŞ ÖZELLİKLERİNİN ARAŞTIRILMASI" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı :	**Doç. Dr. Abdullah FİŞNE** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
Jüri Üyeleri :	**Prof. Dr. Gündüz ÖKTEN** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
	Doç. Dr. Kemal BARIŞ Bülent Ecevit Üniversitesi	.....
	Prof. Dr. Ataç BAŞÇETİN İstanbul Üniversitesi	…….
	Doç. Dr. Türker HÜDAVERDİ İstanbul Teknik Üniversitesi	.....

Teslim Tarihi : 13.11.2020
Savunma Tarihi : 07.01.2021

Türkiye'de kömür üretiminde emeği geçen tüm madencilere ve meslektaşlarıma,

ÖNSÖZ

Akademik kariyerim boyunca, yardımlarını esirgemeyen, tecrübelerinden faydalanmamı sağlayan, saha ve laboratuvardaki edindiğim tecrübemi bir zırh gibi nasıl kullanacağımı öğreten, bana yeraltı açıklıklarının havalandırması konusunda tüm tecrübelerini aktaran iki değerli hocam; doktora danışmanım Sn. Doç. Dr. Abdullah Fişne'ye ve Sn. Prof. Dr. Gündüz Ökten'e, ayrıca akademik çalışmalarım sırasında tecrübelerinden faydalanmamı sağlayan Sn. Doç. Dr. Kemal Barış'a teşekkürü bir borç bilirim.

Sahadaki çalışmalarımda, karot numunelerin alınmasından ve sahadaki gerekli ekipmanların sağlanmasından, laboratuvara ulaştırılmasına kadar destek veren, sahanın jeolojik olarak değerlendirilmesinde yardımlarını esirgemeyen saygıdeğer POLYAK EYNEZ A.Ş. ailesine ve başta Sn. Genel Müdür Oytun Kutay olmak üzere, Jeoloji mühendisleri Sn. Feridun Emre Yağımlı ve Sn. Ali Türkoğlu ile Maden mühendisleri Sn. Cihan Ersoy'a ve Sn. Ferhat Büyükbaş'a şükranlarımı sunarım.

TÜBİTAK 2214-A yurtdışı doktora sırası araştırma bursu ile doktora çalışmamın bir kısmını destekleyen TÜBİTAK Bilim İnsanı Destek Programları Başkanlığı'na teşekkürlerimi sunarım. Kömürün adsorpsiyon kapasitesi analizlerini yapmamı sağlayan, yardımlarını benden esirgemeyen, "Mining Gas" laboratuvarının sorumluluğunu almamı ve bana kendisiyle çalışma fırsatını veren, bununla birlikte kendi tecrübelerinden maksimum seviyede faydalanmamı sağlayan, saygıdeğer Prof. Dr. Najdat I. Aziz'e can-ı gönülden teşekkür ederim.

İ.T.Ü. Maden Fakültesi'ndeki akademik süreçte yanımda olan değerli fakülte hocalarıma ve arkadaşlarıma, Türkiye'nin dört bir yanındaki kömür havzalarında yaptığımız saha çalışmalarımızda ve İ.T.Ü. Maden Havalandırması ve İş Güvenliği laboratuvarında edindiğimiz tecrübelerimizi birbirimize aktardığımız değerli çalışma arkadaşlarıma çok teşekkür ederim. Ayrıca, bu süreçte ve her an yanımda olan değerli dostum Araş. Gör. Jeolog Murat Şahin'e teşekkürlerimi sunarım.

Doktora uzun bir serüvendir. Bu serüvende, yanımda olan ve beni hiç yalnız bırakmayan, her türlü zorluğu benimle birlikte göğüsleyen sevgili eşime ve söz konusu zorluklarla mücadele ruhunu bana aşılayan, ve hiçbir zaman haklarını ödeyemeyeceğim değerli aileme minnettarım.

Ocak 2021

Olgun Esen
(Maden Yüksek Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ ..... **vii**
İÇİNDEKİLER ..... **ix**
KISALTMALAR ..... **xi**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xiii**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xv**
SEMBOL LİSTESİ ..... **xvii**
ÖZET ..... **xix**
SUMMARY ..... **xxi**
1. GİRİŞ **1**
2. LİTERATÜR ÖZETİ **5**
2.1 Giriş 5
2.2 Kömürün Oluşumu, Gelişimi ve Kömürleşme Süreci 6
2.3 Kömürde Gaz Oluşumu 12
2.3.1 Termojenik gaz 13
2.3.2 Biyojenik gaz 14
2.4 Gazın Sorpsiyonu ve Kömürde Depolanması 15
2.4.1 Gazın sorpsiyonu 17
2.4.2 Gazın kömürde depolanması 19
2.4.3 Kömür damarının adsorpsiyon kapasitesini etkileyen faktörler 21
2.4.3.1 Rank 21
2.4.3.2 Gaz basıncı 22
2.4.3.3 Sıcaklık 23
2.4.3.4 Nem ve kül içeriği 24
2.4.3.5 Petrografik özellikler 25
2.5 Gazın Difüzyonu ve Akışı 27
2.5.1 Hidrostatik basınç ve gaz desorpsiyon ilişkisi 29
2.5.2 Gaz akışını kontrol eden parametreler 30
2.5.2.1 Permeabilite 30
2.5.2.2 Gözeneklilik 32
2.5.2.3 Efektif gerilme 33
2.5.2.4 Doygunluk derecesi 33
3. ÇALIŞMA SAHASININ TANITILMASI **35**
3.1 Genel Durum 35
3.2 Saha Jeolojisi 35
3.3 Formasyonlar ve kömürlü birimler 38
3.3.1 Soma Formasyonu 38
3.3.2 Deniş Formasyonu 39
3.4 Saha Tektoniği 40
3.5 Ekonomik durum 41
4. KINIK KÖMÜR SAHASINDAKİ KÖMÜR KÖKENLİ METAN POTANSİYELİNİN KARAKTERİZASYONU **43**

4.1 Arazi Çalışmaları 43
4.2 Çalışmada Kullanılan Yöntem ve Parametreler 45
4.2.1 Kimyasal analiz 45
4.2.2 Kömürün gaz içeriğinin belirlenmesi 45
4.2.3 Kömürün gaz bileşiminin belirlenmesi 49
4.2.4 Kömürün gaz adsorpsiyon kapasitesinin belirlenmesi 50
4.2.5 Kömürün petrofiziksel özelliklerinin belirlenmesi 57
5. DENEYSEL SONUÇLAR 59
5.1 Kimyasal Analiz Sonuçları 59
5.2 Kanister Desorpsiyon Test Sonuçları 65
5.3 Gaz Bileşim Sonuçları 69
5.4 Adsorpsiyon Kapasitesi Test Sonuçları 69
5.5 Gözenek Boyut Karakterizasyonu Sonuçları 73
6. KINIK KÖMÜR SAHASINDA KÖMÜR KÖKENLİ METAN POTANSİYELİNİ KONTROL EDEN FAKTÖRLERİN ARAŞTIRILMASI .. 77
6.1 Kömür Damarlarının Gaz İçeriğini Kontrol Eden Faktörler 77
6.1.1 Kömürleşme ve Kömürün Kalitesi 77
6.1.2 Derinlik ve Damar Kalınlığı 79
6.1.3 Tektonizma 83
6.1.4 Örtü Tabakası 86
6.2 Kömür Damarlarının Gaz Adsorpsiyon Kapasitesini Kontrol Eden Faktörler 90
6.2.1 Kömürleşmenin adsorpsiyon kapasitesine etkisi 90
6.2.2 Petrofiziksel özelliklerin adsorpsiyon kapasitesine etkisi 95
7. SAHADAKİ GAZIN AKIŞ ÖZELLİKLERİ VE MODELLENMESİ 97
8. SONUÇLAR 103
KAYNAKLAR 107
ÖZGEÇMİŞ 125

KISALTMALAR

ar	: As-received (orijinal baz)
db	: Dry-basis (kuru baz)
daf	: Dry-ash free (kuru-külsüz baz)
dmmf	: Dry-mineral matter free (kuru, mineral maddesiz baz)
M,mmf	: Moist, mineral matter free (nemli, mineral maddesiz baz)
KKM	: Kömür kökenli metan
CBM	: Coalbed methane
GHG	: Greenhouse gas
ASTM	: American Society for Testing Materials
D-A	: Dubinin – Astakhov adsorpsiyon modeli
D-R	: Dubinin – Radushkevich adsorpsiyon modeli
FID	: Flame ionization detector
TCD	: Thermal conductivity detector
B.E.T.	: Brunauer – Emmett – Teller teorisi
B.J.H.	: Barrett – Joyner – Halenda metodu
KPa	: kilo Pascal
MPa	: mega Pascal
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
nm	: nanometre
in-situ	: yerinde

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Kömürlerin ASTM rank sınıflandırması **9**
Çizelge 2.2 : Kömürlerde maseral grupları ve alt grupları **26**
Çizelge 3.1 : Çalışma sahasındaki fayların genel özellikleri **41**
Çizelge 5.1 : kP1 kömür damarına ait kimyasal analiz, toplam sülfür, kalorifik değer ve çeşitli parametrelerin sonuçları **61**
Çizelge 5.2 : kM2 kömür damarına ait kimyasal analiz, toplam sülfür, kalorifik değer ve çeşitli parametrelerin sonuçları.. ..... **62**
Çizelge 5.3 : kP1 kömür damarına ait ortalaması alınmış gaz içeriği sonuçları ve difüzyon katsayısı. **67**
Çizelge 5.4 : kM2 kömür damarına ait ortalaması alınmış gaz içeriği sonuçları ve difüzyon katsayısı. **68**
Çizelge 5.5 : Kınık kömür havzası kM2 kömür damarına ait gaz bileşimi sonuçları. **69**
Çizelge 5.6 : Kömür damarlarından alınan numunelerin adsorpsiyon kapasiteleri ve doygunluk dereceleri..... **71**
Çizelge 5.7 : Düşük basınçta N_2 ve CO_2 adsorpsiyon testlerine ait sonuçlar. **75**
Çizelge 6.1 : kP1 damarına ait örtü tabakasının kalınlığı ve litolojisi..... **87**
Çizelge 6.2 : kM2 damarına ait örtü tabakasının kalınlığı ve litolojisi. **88**

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Kömürleşme sürecinde oluşan farklı ranktaki kömür türleri..... **7**
Şekil 2.2 : Kömürleşme süreci, evreleri ve nihai ürünler. **11**
Şekil 2.3 : Farklı ranktaki kömürlerde termojenik ve biyojenik gaz oluşumu. **13**
Şekil 2.4 : Kömürün klit sistemi ve moleküler iç yapısından bir kesit. **18**
Şekil 2.5 : Gaz adsorpsiyon modelleri. **20**
Şekil 2.6 : Kömür maserallerinin oluşumu. **26**
Şekil 2.7 : Kömürde gazın akışı. **27**
Şekil 2.8 : Tipik bir adsorpsiyon izotermi. **30**
Şekil 3.1 : Kınık kömür sahasının Soma Kömür Havzası'ndaki yeri, sahadaki jeolojik birimler, faylar ve Soma Kömür Havzası'nın stratigrafisi. **37**
Şekil 4.1 : Çalışma sırasında uygulanan numune alma yöntemi. **44**
Şekil 4.2 : Kınık kömür sahasındaki sondaj çalışmalarından bir kesit. **45**
Şekil 4.3 : Kömürün gaz içeriğinin belirlenmesinde kullanılan ekipmanlar. **46**
Şekil 4.4 : kP1 kömür damarına ait PF43 sondajından alınan karot kömür numunesinin kümülatif yayılan gaz ve kayıp gaz tahmin grafiği. **48**
Şekil 4.5 : Kömürün artık gaz içeriğinin belirlenmesinde kullanılan halkalı değirmen ve halkalı değirmen haznesine bağlantısı yapılmış deney düzeneğinin bir görünüşü. **49**
Şekil 4.6 : Gaz bileşim analizinde kullanılan gaz kromatografı. **50**
Şekil 4.7 : Yüksek basınç sorpsiyon cihazına ait bir görünüm. **52**
Şekil 4.8 : Sorpsiyon analizlerinde kullanılan numune hücrelerinin laboratuvardaki görünümü. **52**
Şekil 4.9 : Yüksek basınç sorpsiyon cihazına ait şematik görünüm. **53**
Şekil 4.10 : Sorpsiyon analizlerinde kullanılan diğer ekipmanlara ait bir görünüm. **54**
Şekil 4.11 : Basınç dönüştürücüye ait kalibrasyon grafiği. **55**
Şekil 4.12 : 1 numaralı numune hücresine ait kalibrasyon grafiği. **56**
Şekil 4.13 : Gözenek boyut analiz cihazından bir görünüm. **58**
Şekil 5.1 : kP1 kömür damarına ait kömür özelliklerinin Kınık kömür sahasındaki dağılımı. **63**
Şekil 5.2 : kM2 kömür damarına ait kömür özelliklerinin Kınık kömür sahasındaki dağılımı. **64**
Şekil 5.3 : Sahadaki kömür damarlarının gaz içeriğinin çalışma sahasındaki dağılımı.. ..... **66**
Şekil 5.4 : kP1 kömür damarına ait numunelerin adsorpsiyon izotermleri. **72**
Şekil 5.5 : kM2 kömür damarına ait numunelerin adsorpsiyon izotermleri. **72**
Şekil 5.6 : kP1 ve kM2 kömür damarların ait azot ve karbondioksit adsorpsiyon izoterm sonuçları. **74**
Şekil 6.1 : Kömürün özelliklerinin gaz içeriğine etkisi. **79**
Şekil 6.2 : Sahadaki kömür damarlarının derinliği ve damar kalınlığı ile gaz içeriği arasındaki ilişki. **81**

Şekil 6.3 : kP1 ve kM2 kömür damarlarına ait sahadaki gaz dağılımlarının, damar kalınlığı ve derinlik ile ilişkisi..... **82**
Şekil 6.4 : KB-GD kesitli çalışma sahasındaki jeolojik yapılar ve bunların etkisindeki gaz dağılımı. **85**
Şekil 6.5 : kP1 ve kM2 damarları üzerindeki örtü kalınlığının gaz içeriğine etkisi**. . 89**
Şekil 6.6 : Kömürün özelliklerinin adsorpsiyon kapasitesi ile ilişkisi..... **91**
Şekil 6.7 : Kömürleşmenin sahadaki kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesine etkisi. **92**
Şekil 6.8 : Kömürleşme ile kömürün petrofiziksel özellikleri arasındaki ilişki. **94**
Şekil 6.9 : Kömürün petrofiziksel özelliklerinin adsorpsiyon kapasitesine etkisi. **96**
Şekil 6.10 : Sahadaki kömür damarlarının gaz içeriği ile difüzyon arasındaki ilişki. **99**
Şekil 6.11 : Kınık kömür sahasındaki gazın akış modeli. Kınık kömür sahasındaki gazın akış modeli..... **101**

SEMBOL LİSTESİ

R_0 : Vitrinit yansıtması
C2+s : Kömürde oluşan hidrokarbonlar
V : Gaz içeriği (scf/ton yada cm^3/g)
V_L : Langmuir hacim sabiti (scf/ton ya da cm^3/g)
P : Basınç (psia ya da MPa)
P_L : Langmuir basınç sabiti (psia yada MPa)
W : adsorbe olan gaz hacmi (cm^3/g)
W_0 : gözenek hacmi (cm^3/g) ve boş numune hücresinin ağırlığı (Bölüm 4.2.4.)
R : uluslararası gaz sabiti (psi-ft^3/lb-mol-^oR)
T : mutlak sıcaklık (^oR)
β : adsorbe olma eğilim katsayısı, boyutsuz (birimsiz)
E : karakteristik enerji (psi-ft^3/lb-mol)
ps : doygunluk buhar basıncı (atm)
p : basınç (atm)
n : 1-4 aralığında bir tamsayı
F : Difüzyon akışı (kg/m^2s)
D : Efektif difüzyon (m^2/s)
dC/dx : 1 m uzunlukta m^3 gaz/m^3 kömür olarak meydana gelen akış.
C : m^3 gaz/m^3 kömür
x : metre
v : akışın hızı, belli bir zamandaki hacim (ft^3/s ya da m^3/s)
K : kömür yatağının geçirgenliğinin fonksiyonu (D/mD)
μ_f : akışkan viskozitesi (kg/ms)
ρf : akışkan yoğunluğu
g : yerçekimi ivmesi
p_d : kritik desorpsiyon basıncı (psia ya da MPa)
V_{Lis} : yerinde (*in-situ*) Langmuir hacim sabiti (scf/ton ya da cm^3/g)
Q_1 : kayıp gaz (cm^3/g veya m^3/ton)
Q_2 : yayılan gaz (cm^3/g veya m^3/ton)
Q_3 : artık gaz (cm^3/g veya m^3/ton)
Q_T : toplam gaz içeriği (cm^3/g veya m^3/ton)
M_t : Kuru kömür numunesinin ağırlığı (g)
M_c : Öğütmede kullanılan kuru kömür numunesinin ağırlığı (g)
mV : milivolt
W_w : numune hücresi + yoğunluğu bilinen sıvı ağırlıkları toplamı (g)
W_p : numune hücresi + gaz kütlesi (g)
µm : mikron
D/r^2 : difüzyon veya difüzyon gücü ($x10^{-5}$ dk^{-1})
V_{ld} : kayıp gaz + yayılan gaz toplamı (cm^3)
m : kayıp gaz grafiğinde zamanın karekköküne göre denklemin eğimi ($cm^3/dk^{1/2}$)
∇P : Basınç gradyeni

SOMA KÖMÜR HAVZASI KÖMÜR DAMARLARININ GAZ İÇERİĞİ, GAZ DEPOLAMA KAPASİTESİ VE GAZ AKIŞ ÖZELLİKLERİNİN ARAŞTIRILMASI

ÖZET

Tüm dünyada giderek artan enerji ihtiyacına cevap verebilecek, yeni enerji kaynaklarına yönelik arayışlar yoğun bir şekilde devam etmektedir. Bu konuda yürütülen araştırmaların öncelikli hedefi, var olan kaynakların daha etkin ve verimli kullanımına imkân veren ve çevrenin korunmasını amaçlayan yeni üretim tekniklerinin geliştirilmesidir. Özellikle, fosil yakıtlar ve petrol kökenli doğal gazın yanısıra kömür kökenli metanın (KKM) da ekonomik olarak üretilebilirliğine yönelik çalışmalar son yıllarda yoğunlaşmıştır. Böylece, madencilik tarihi boyunca yeraltı kömür üretiminde önemli bir sorun olan metan gazının ekonomik olarak değerlendirilmesi söz konusu olmuştur. Metan gazının bu amaçla kullanılması, yeraltı kömür işletmelerinde iş sağlığı ve güvenliğini sağlarken temiz enerji elde edilmesini de mümkün kılmaktadır. KKM üretimi önce yüksek ranklı kömür havzalarında başarıyla gerçekleştirilmiş, son yıllarda düşük ranklı kömür yataklarında da uygulanmaya başlanmıştır.

Türkiye; linyit rezervi bakımından önemli bir ülkedir ve linyit yatakları ülkenin dört bir tarafına dağılmış durumdadır. Soma havzası da Türkiye'nin linyit rezervleri bakımından önemli bir havzasıdır. KD-GB uzanımlı Soma Kömür Havzası'nda kömür üretimi uzun yıllardan beri açık işletmelerden sağlanmakta olup, son yıllarda kömür yataklarının derinleşmesi ile birlikte yeraltı madenciliğine geçilmiştir. Havzada gerçekleştirilen yeraltı madencilik faaliyetlerinden, üretilen damarların metan içerdiği bilinmektedir. Bu nedenle, söz konusu havzada bulunan kömür damarlarının gaz içeriği, gaz depolama kapasitesi ve gaz akış özelliklerinin tespit edilmesi ve bunları etkiyen faktörlerin araştırılması, bölgenin KKM potansiyelinin anlaşılması açısından önem arz etmektedir.

Bu çalışma, belirtilen amaçlar doğrultusunda, Batı Anadolu'nun önemli graben havzalarından biri olan Soma Kömür Havzası'nın güneyindeki Kınık kömür sahasında gerçekleştirilmiştir. Kınık kömür sahası konumu itibari ile havzanın en derin bölgesidir. Çalışma kapsamında, sahadaki kömür damarlarının KKM potansiyeli araştırılmış, söz konusu potansiyeli etkileyen faktörler incelenmiş ve sondajlardan elde edilen jeolojik veriler kullanılarak bir gaz akış modeli oluşturulmuştur. Deneysel çalışmalarda kullanmak için sahada açılan yerüstü sondajlarından 84 adet karot numune alınmıştır. Söz konusu numunelerin 24'ü üst kömür seviyesi olan kP1 kömür damarına, 60'ı ise alt kömür seviyesi olan kM2 kömür damarına aittir. Sondajlar sırasında, orta kömür seviyesini oluşturan kM3 kömür damarının sahada sınırlı yayılım gösterdiği belirlenmiş, söz konusu kömür damarı çalışma kapsamı dışında bırakılmıştır.

Yapılan kimyasal analiz sonuçlarına göre, kP1 kömür damarı linyit B – linyit A rank aralığında iken kM2 kömür damarı linyit B – alt bitümlü A rank aralığındadır. Kanister desorpsiyon test sonucunda, kP1 ve kM2 kömür damarlarının orijinal bazda gaz içerikleri sırasıyla 0,90-2,61 m^3/ton ve 0,51-3,86 m^3/ton olarak tespit edilmiştir. Kömür damarlarının gaz içerikleri Batı-Doğu ekseninde artış göstermiştir. Gaz bileşim analizleri yüksek ranklı kM2 kömür damarını kapsamakta olup, söz konusu damarın metan konsantrasyonu ortalama %88,72 olarak tespit edilmiştir. kP1 ve kM2 kömür damarlarının havada kuru bazda adsorpsyion kapasiteleri sırasıyla 10,50 – 15,63 m^3/t ve 14,35 - 28,25 m^3/t aralığında değişim göstermiştir. Düşük basınçta N_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre kP1 kömür damarının mezogözenek BET yüzey alanı 2,01-23,71 m^2/g iken, kM2 kömür damarının 0,55-19,97 m^2/g aralığında değişmektedir. Düşük basınçta CO_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre ise, kP1 ve kM2 kömür damarlarının (D-R) mikrogözenek yüzey alanları sırasıyla 45,64-95,89 m^2/g ve 87,03-197,62 m^2/g'dır. Sahadaki jeolojik koşullar hariç tutulduğunda, düşük basınçta mikrogözenek boyut analiz sonuçlarına göre kM2 kömür damarının gaz doygunluğunun daha yüksek olması beklenmektedir. Ancak, üst kömür seviyesini oluşturan kP1 kömür damarı gaz doygunluğunun, alt kömür seviyesi olan kM2 kömür damarından daha yüksek olduğu tespit edilmiştir. Ortalama kP1 ve kM2 damar gaz doygunlukları ise sırasıyla %12,31 - % 29,61 ile %7,99 - %20,12 arasında değişim göstermiştir. Bu sonucun, derinlik, damar kalınlığı, tektonik yapısı ve örtü kalınlığı gibi çeşitli jeolojik faktörlerin sahada hâkim olmasından kaynaklandığı öngörülmüştür.

Kınık kömür sahasında kömür özellikleri ile kP1 kömür damarının gaz içeriği arasında herhangi bir ilişki bulunamamıştır. kM2 kömür damarı için ise kömür özelliklerinin gaz içeriğine etkisi önem arz etmekte olup, söz konusu damarın özellikle kalorifik değer ve sabit karbon miktarının artmasıyla gaz içeriği de artış göstermektedir. Sahadaki damarların adsorpsiyon kapasiteleri ise kömürleşme derecesi ve kömürün özelliklerinden etkilenmektedir. Langmuir hacim sabiti (VL) sabit karbon ve kalorifik değer ile artarken, Langmuir basınç sabiti (PL) ile kömürleşme derecesi ve kömür özellikleri arasında bir ilişki tespit edilememiştir. Dolayısıyla, sahadaki kömür damarlarının gaz adsorbe etme kapasitesinin, sahadaki kömürleşme koşullarına bağlı olmadığı sonucuna ulaşılmıştır. kP1 ve kM2 kömür damarlarının gözenek yüzey alanının gaz adsorpsiyon kapasitesine etkisi incelenmiş ve mikro gözeneklerin damarların adsorpsiyon kapasitesinde önemli bir rol oynadığı belirlenmiştir. Elde edilen düşük gaz içeriği sonuçlarının, gelecekte yapılabilecek olası kömür kökenli metan potansiyelini değerlendirme çalışmalarını etkileyeceği düşünülse bile, kP1 ve kM2 kömür damarlarının karakteristik gaz difüzyon özelliği, gelecekte olası KKM üretim çalışmalarına ışık tutmaktadır. Faylı bölgelerde gaz içeriğinin düşük olması, gazın akışında ve başka bölgelere göç etmesinde önemli bir etken olarak öngörülmektedir. Özellikle, kömür damarlarının üzerindeki örtü tabakasının türü ve sahanın tektoniği gazın akışında önemli parametreler olarak belirlenmiştir. Sahadaki fayların, gaz potansiyelini azaltıcı bir etken olduğu, yerel ya da damarın bünyesindeki gazın azalmasına neden olduğu anlaşılmıştır. Kınık kömür sahası için oluşturulan gaz akış modeline göre; sahadaki gaz dağılımı, kömür özelliklerinin ve çeşitli jeolojik faktörlerin birleşimi sonucunda yüksek oranda değişim göstermektedir. Çalışma kapsamında kömür kökenli metan potansiyeli bakımından her bir damar kendi içinde, kendine özgü gaz dağılım parametrelerine sahiptir. Söz konusu durumun, gelecekteki kömür kökenli metan araştırmalarında dikkate alınması önerilmektedir.

INVESTIGATION OF GAS CONTENT, GAS ADSORPTION CAPACITY AND GAS FLOW PROPERTIES OF THE COAL SEAMS IN THE SOMA COAL BASIN, TURKEY

SUMMARY

Known fossil fuels are insufficient to meet the increasing energy demand in the world and in our country. Energy production and consumption statistics show that this demand will continue to increase in the future. For this reason, the research for alternative resources that can meet the ever-increasing energy need in the world continues intensively. The primary goal of the researches conducted on this subject is to develop new production techniques that will allow more effective and efficient use of existing resources. In order to meet the increasing energy demand, studies investigating the economic sustainability of fossil fuels and petroleum-based natural gas as well as coalbed methane (CBM) have intensified in recent years.

The natural gas, as one of the cleanest and environmentally friendly energies besides coal, bituminous shale and oil, has an increasing high demand and importance, for decades. Methane gas formed during coalification has been led to high risk during underground coal production throughout the mining history. However, it is possible to make it safer and can be turn into an alternative clean energy, which pointed out by researches conducted by other countries including, USA, Australia, China and some European countries. Apart from recovering of gas by drainage from the coal seams, CBM production is being conducted by special techniques such as inclined and horizontal drillings. CBM has been started to be produced by the United States in the middle of 1970's, then, research and operations were focused on the unconventional resources. At the earlier periods, CBM evaluation and productions were focused on high-rank coals. Recently, low-rank CBM production is being performed at several coal basins in the world.

Turkey has important lignite reserves in the westernpart of Anatolia, where Soma Coal Basin is one of the most important coal reserves. NE-SW trending half graben Soma Coal Basin have been produced by open-pit mining operations for several decades. However, coal reserves are getting deeper in the southern part of the basin. Thus, coal mining turn into underground coal mining. It is well-known that underground coal operators were faced with variable methane concentration rates during coal production. Therefore, it is vital for the Soma Coal Basin to investigate the CBM potential of the coal seams of the basin. The research undertaken in the Kınık coalfield that is located in the southernpart of the Soma Coal Basin is the deepest part of the basin. The Aegean Extensional Zone in the western Turkey involves study area location. Thus, the study area is a half graben structure as of under the domination of geological influences.

This thesis involves the investigation of CBM potential in the Kınık coalfield, particularly investigates the gas content, gas adsorption capacity and gas flow properties of coal seams and factors controlling gas potential in the study area. A geological gas migration model were proposed for the Kınık coalfield by using data obtained from 37 different surface exploration drillings. With in the scope of the study, overall 84 fresh coal core samples were collected. 24 coal samples were obtained from kP1 coal seam, whereas, 60 coal samples were collected from kM2 coal seam. kM3 coal seam was not considered due to its limited distribution and continuity in the study area.

Proximate results show that rank of kP1 coal seam has been found as lignite B to lignite A, whereas, kM2 coal seam has a wide range of rank scale, which ranging from lignite B to sub-bituminous A. Thus, this can be explained by the heterogeneous nature of the coal seams in the coalfield.

Canister desorption tests were conducted both in the field and laboratory of ITU Facilities in the Department of Mining Engineering. According to canister desorption test results, gas content of the kP1 and kM2 coal seams are 0.90-2.61 m^3/t and 0.51-3.86 m^3/t on as-received basis, respectively. Both the gas content of the coal seams show an increasing trend form west to east in the study area. Southeastern part of the coalfield is relatively higher gas content than the northwesterten part. Molecular composition of kM2 coal seam were analysed by gas chromatography. Gas composition of six canisters from the kM2 coal seam were analyzed. It was found that kM2 coal seam contains predominantly methane that ranging from 78% to 95.45% with an average of 88.72%. Calculated gas composition results were normilazed by substracting oxygen and other contaminations from the overall composition.

High-pressure sorption tests were performed in the Mining Gas Lab of University of Wollongong, Australia in the School of Civil, Mining and Environmental Engineering. Indirect gravimetric method was used determine the adsorption capacities of coals in the Kınık coalfield. Tests were based on the calculation of variation in 1 g of coal mass after adsorption of gas in coal at constant temperature (25°C) and different pressures up to 4 MPa. Tests were conducted at NTP (normal temperature and pressure) conditions. Air-dried basis adsorption capacity of the kP1 and kM2 coal seams are varied from 10.50 to 15.63 m^3/t and 14.35 to 28.25 m^3/t, respectively, which were determined by the sorption isotherms based on the Langmuir Adsorption Model.

Low-pressure nitrogen and carbondioxide adsorption analyses were conducted by Micromeritics ASAP 2020® (Accelerated Surface Area and Porosity Analyzer) at Istanbul Technical University, Mine Ventilation Laboratories in order to determine the surface area, pore size and distributions of coal seams in the study area. 21 grinded coal samples were sieved and collected that are below 60 mesh (~250 μm in size). Prior to N_2 and CO_2 adsorption tests, all samples were evacuated at 110°C for 960 minutes. Based on the relationship of pressure and adsorbed quantities of N_2 and CO_2, those parameters were performed by the software automatically at STP (standard temperature and pressure) conditions. Used particle mass is varied from 1 to 2 g for N_2 and CO_2 adsorption tests. N_2 adsorption tests were carried out with low pressure (<10.13 kPa) nitrogen as the adsorptive at the boiling point temperature of liquid nitrogen (77.35 K at 101.325 kPa). N_2 adsorption was carried out to determine the Brunauer-Emmet-Teller (B.E.T.) mesopore specific surface area, Barrett-Joyner-

Halenda (B.J.H.) mesopore volume (from the adsorption branch) and size distribution. CO_2 adsorption was performed to determine Dubinin-Radushkevich (D-R) micropore specific surface area and Dubinin-Astakhov (D-A) micropore volume and size distribution. CO_2 adsorption conditions were performed with using low pressure CO_2 by providing the test conditions at 273 K. According to low-pressure nitrogen adsorption analyses results, B.E.T. surface area of the mesopores of kP1 coal seam have been found between 2.01 and 23.71 m^2/g, whereas, 0.55 and 19.97 m^2/g for kM2 coal seam. Low-pressure carbondioxide analyses have shown that (D-R) micropore surface area of kP1 and kM2 coal seams varied as 45.64 – 95.89 m^2/g and 87.03 – 197.62 m^2/g, respectively.

Generally, it is expected that the deeper coal seams have more gas saturation rather than the coal seams at shallower depths. Gas saturation of the kP1 and kM2 coal seams have been found as 12.31% - 29.61% and 7.99% - 20.12%, respectively. However, it was found that the lower coal seam, the kM2 coal seam, has less gas saturation than the kP1 coal seam in the Kınık coalfield. For this reason, it is considered that the low gas saturation of kM2 coal seam was sourced by multiple geological conditions (tectonics, thickness of coal seams, depth of burial and sealing conditions). There is no correlation was found between the coal properties and gas content of kP1 coal seam. However, gas content of kM2 coal seam is affected by coal properties, particularly; it was found that the gas content of kM2 coal seam increases with increase in fixed carbon content and gross calorific value of kM2 coal seam in the field. The adsorption capacity of coal seams in the field is affected by coalfication and coal properties. The Langmuir volume (V_L) increases with fixed carbon, gross calorific value, whereas Langmuir pressure (PL) has no correlation with coalification, and coal properties. The influence of petrophysical properties of coal on gas adsorption capacity was investigated. Conducted low-pressure analyses show that micropore surface area of the coal seams is strictly affected to the gas adsorption. Gas adsorption capacity of the coal seams are increased, while the surface area of micropores increases.

The low values of gas content of coal seams may discourage the coalbed methane exploration and development studies in the Kınık coalfield, however, the high values of diffusivity suggest good diffusion characteristics of coal seams that may support the recovery of gas. Normal faults are well developed in the study area play an important role at gas migration, causing gas dissipation and reduced gas content of each coal seam. In the northern part, the low gas content may result from the combined effects of the geological structure, thickness of overlying unit, burial depth and coal thickness. In the southern part, the gas content of coal seams is controlled by the combined effects of relatively favorable factors including fewer normal faults, thicker overlying unit, high burial depth and thick coal seam. The variation of the gas content for the coal seams is a comprehensive reflection of geological factors with each coal seam has its own pattern of gas distribution and this should be considered for the future coalbed methane exploration and development studies in Soma Basin.

1. GİRİŞ

Kömürleşme sürecinde oluşan metan gazı, yeraltı kömür madenciliğinde neden olduğu grizu patlamaları, gaz kaynaklı boğulmalar ve ani gaz ve kömür püskürmesi olayları ile büyük bir tehlike oluşturmaktadır (Diamond, 1994; Fisne ve Esen, 2014; Flores, 1998; Karacan ve diğ, 2011; Noack, 1998; Zhao ve diğ, 2019). Bu nedenle metan gazı, çok yakın bir geçmişe kadar sadece bir sorun olarak görülmüştür.

Son yıllarda alternatif enerji kaynaklarına duyulan gereksinim ve en önemlisi birçok önde gelen doğal gaz yatağının ana kayasının (kökeninin) kömür olduğunun anlaşılması, kömürle birlikte bulunan doğal gazın (kömür kökenli metan, KKM – coalbed methane, CBM) ekonomik bir enerji kaynağı olarak gözetilmesine neden olmuştur. KKM alternatif bir enerji kaynağı olarak ilk defa 1970'lerin ortasında Amerika Birleşik Devletleri'nde üretilmiştir (Schraufnagel ve Schafer, 1996; Bodden ve Ehrlich, 1998; Long ve diğ, 2018). Söz konusu üretimler; Powder River (Montgomery, 1999; Flores, 2004), San Juan (Scott ve diğ, 1994) ve Black Warrior (Pashin ve McIntyre, 2003) kömür havzalarında gerçekleştirilmiştir. KKM havza keşifleri, araştırmaları ve üretimleri erken dönemde, orta ve yüksek ranklı kömürlerde (bitümlü kömür ve antrasit) denenmiş ve başarılı sonuçlar elde edilmiştir (Rice, 1983; Scott ve diğ, 1994; Whiticar, 1994; Formolo ve diğ, 2008; Wei ve diğ, 2010; Cai ve diğ, 2011; Li ve diğ, 2011). Bunun yanı sıra, düşük ranklı kömürlerde (linyit ve alt-bitümlü kömürler) söz konusu üretimler daha az bir payı kapsamaktadır. Fakat, düşük ranklı kömürlerden KKM üretiminde de başarı elde edilmiştir. KKM üretiminin tamamlandığı Amerika Birleşik Devletleri'ndeki Powder River kömür havzası (Flores, 1998; Ayers, 2002) ile halen üretimi devam eden Avustralya'daki Surat kömür havzası (Scott ve diğ, 2007) düşük ranktaki kömürlerden KKM üretiminin gerçekleştirildiği kömür havzalarına örnek olarak gösterilebilir.

Geçmişteki birçok çalışmada, bir kömür havzasındaki KKM potansiyelinin çeşitli faktörlere bağlı olduğu belirtilmiştir. Bir kömür sahasında, KKM potansiyeline etki eden jeolojik faktörler; kömür damarının kalınlığı, sürekliliği, geometrisi ve dağılımı,

permabilitesi, kömürün rankı ve türü, gömülme derinliği ve bünyesinde bulundurduğu gazın doygunluğudur. Ana rezervuar koşulları ise, rezervuar sıcaklığı ve basıncı ile kömürün hidrojeolojik koşulları olarak ileri sürülmüştür. (Rice, 1993; Kaiser ve diğ, 1994; Scott, 1999; Ayers, 2002; Gao ve diğ, 2014). Bir kömür damarına gazın adsorpsiyonunu, birikimini ve içeriğini etkileyen söz konusu faktörlerin bilinmesi, KKM araştırma ve üretim stratejisinin başarılı olması açısından önemlidir (Scott, 2002).

Bilinen hidrokarbon rezervuarlarının aksine, kömür hem bir kaynak hem de bir rezervuar görevi görmektedir. Ancak kömürün gazı bünyesinde depolaması ve gazın başka birimlere göç etmemesi için kömür damarının; geçirimsiz bir tabaka ile çevrelenmiş olması, yeterli bir hidrostatik basınç altında bulunması ve düşük permeabiliteye sahip olması gerekmektedir. Ayrıca, bir kömür rezervuarının yeteri kadar gaz içermesi için de söz konusu gazı depolayabilecek düzeyde adsorpsiyon kapasitesinin olması ve termojenik ya da biyojenik olarak gazı bünyesinde üretmiş olması gerekir. Bu gibi nedenlerle, bir kömür sahasındaki kömür damarlarının gaz içeriği yatay veya düşey düzlemlerde düzgün olarak dağılmayabilir. Bunun sebebi, kömürün içerdiği gazın birçok jeolojik faktöre ve kömür sahasının rezervuar koşullarına bağlı olmasıdır (Scott ve diğ, 1994; Scott ve Kaiser, 1996; Scott, 2002; Cai ve diğ, 2014). Bunun yanı sıra, kömürün gaz içeriği genellikle kömür rankı ve derinliğiyle birlikte artmakta, farklı jeolojik koşullar, alınan numune çeşidi ve kömürün türüne göre de sıklıkla değişim göstermektedir. Bir kömürün içerdiği gaz miktarı, ikincil biyojenik gaz oluşumu, kömürün gözenek ve çatlakları arasındaki difüzyon ve daha uzak mesafelere akışından dolayı artış ya da azalma gösterebilmektedir (Scott, 2002; Cai ve diğ, 2014). Gazın akış yönü ve gazın birikmesi için uygun koşullar, kömür rezervuarındaki yüksek gaz içeriğine sahip bölgeleri tespit etmede önemli rol oynamaktadır (Scott ve Kaiser, 1996). Bunların yanı sıra, bir kömür sahasının belli noktalarından elde edilen yüksek miktarda gaz içeriği değerleri, o bölgenin gaz potansiyelinin de yüksek olacağını garanti etmemektedir. Özellikle, kömür damarının çevresindeki birimlerin permeabilitesi ve kömür damarının kalınlığı, gaz miktarını önemli ölçüde etkilemektedir (Cai ve diğ, 2014). Böylelikle, bir kömür sahasındaki KKM potansiyeli birçok jeolojik ve rezevuar koşuluna bağlı olmaktadır.

Bazı ülkelerde düşük ranktaki kömür damarlarından KKM üretiminin gerçekleşmesini takiben, Türkiye'de aynı ranktaki birçok kömür sahasında da çalışmaların artmasına neden olmuştur. Türkiye'deki kömür yataklarının büyük bir bölümü linyit-alt-bitümlü kömür aşamasında olup, 19 milyar ton civarındadır (TKI, 2018). Miyosen'de oluşmuş Soma Kömür Havzası, Türkiye'nin batısında bulunan en önemli kömür rezervlerine sahiptir. Toplam rezerv 1 milyar ton civarında olup, söz konusu rezervin yaklaşık yarısı 600 metre ve daha derinde bulunmaktadır (TKI, 2018). Uzun yıllardır açık işletme madencilik yöntemiyle üretilen kömür rezervi, son yıllarda yüzeydeki kömür seviyelerinin tükenmek üzere olması sebebiyle, bu bölgede yeraltı madenciliğine doğru bir geçiş yaşanmakta olup, kömür araştırmaları havzanın en derin yeri olan güney bölgesine doğru sürdürülmektedir.

Söz konusu çalışma, havzanın en derin bölgesi olan Kınık kömür sahasında gerçekleştirilmiştir. Kınık kömür sahasının dışında kalan bölgelerde yapılan önceki çalışmalar daha çok havzanın jeolojisi, ekonomik ve çevresel etkenleri üzerinde yoğunlaşmıştır (Hokerek ve Ozcelik, 2015; Inci, 2002; Inci, 1998; Tercan ve diğ, 2013; Yagmurlu ve diğ, 2004; Karayiğit ve diğ, 2017a; Karayigit ve Whateley, 1997; Toprak, 2009). Ancak havzanın KKM açısından incelenmesine dayanan çalışma sayısı çok az olmakla birlikte (İnan ve diğ, 2010; Esen ve diğ, 2018), söz konusu çalışmalar Soma Kömür Havzası'nın, KKM potansiyeli açısından yüksek derecede öneme sahip olduğu ile ilgili bulgular ortaya koymuştur. Soma Kömür Havzası'ndaki KKM potansiyelinin araştırılması da büyük önem taşımaktadır.

Bu çalışmanın amacı, Soma Kömür Havzası'nda bulunan Kınık kömür sahasındaki kömür damarlarının gaz içeriklerini ve sahadaki gaz içeriği dağılımını tespit etmek, ayrıca damarların adsorpsiyon kapasitelerini, gözeneklilik yapısını ve sahadaki araştırma kuyularından elde edilen jeolojik verilere dayanarak gaz akış özelliklerini belirlemektir. Kınık kömür sahasında açılan 37 adet araştırma kuyusundan sahadaki gaz dağılımını belirlemek için 84 adet karot kömür numunesi alınmış, aynı zamanda bu noktalardan çeşitli jeolojik veriler (kömür damarının kalınlığı, derinlik, fay yapısı ve formasyon bilgileri) elde edilmiştir. Bu bilgiler ışığında, kömür damarlarının gaz dağılımı tanımlanmış, jeolojik koşulların gaz potansiyeline etkisi değerlendirilmiştir. Ayrıca, söz konusu jeolojik veriler yardımıyla, gaz akış modeli oluşturulmuş, jeolojik koşulların sahadaki gazın akışına etkisi araştırılmıştır.

Bu çalışma ile, Soma Kömür Havzası genelinde gaz içeriğini etkileyen faktörler belirlenerek, gelecekte yapılacak KKM çalışmalarına yol gösterici özellik taşıyacağı öngörülmektedir. Ayrıca, söz konusu çalışmadan aşağıdaki çıktılar elde edilmiştir:

- Kınık kömür sahasındaki kömür damarlarının gaz içeriği, gaz adsorpsiyon kapasitesi ve gaz akış özellikleri ile gaz bileşimi ortaya koyulmuştur.
- Türkiye'deki yeraltı kömür madenlerinde neredeyse hiçbirinde madencilik faaliyetleri öncesi gaz içeriği ölçümü yapılmamıştır. Bu çalışma ile yeni üretime başlayacak olan kömür işletmesinde kömür damarlarının sahadaki gaz dağılımı tespit edildiğinden, madencilik faaliyetleri sırasında gerekli önlemlerin işletme tarafından alınması sağlanacaktır.
- Kınık kömür sahasında, yüksek basınç altında gerçekleştirilen adsorpsiyon – desorpsiyon deneyleri ile kömür damarlarının gaz depolama kapasitesi, doygunluk derecesi ve gaz akış özelliklerini (desorpsiyon hızı, difüzyon katsayısı vb.) belirleyen ilk çalışma olma özelliğini taşımaktadır.
- Soma havzası kömür damarlarının petrofiziksel özellikleri (gözeneklilik, gözenek boyut dağılımı ve yüzey alanı) düşük basınçlı gaz adsorpsiyon analizi ile saptanmıştır. Bu sonuçlara dayanarak, Soma Havzası, Kınık kömür sahasındaki kömür damarlarında gaz birikmesini kontrol eden parametreler belirlenmiştir.
- Gaz içeriği ve kömür özellikleri verileri kullanılarak, bunların sahadaki dağılımları sunulmuştur.

2. LİTERATÜR ÖZETİ

2.1 Giriş

Kömürde gaz oluşumu, organik malzemenin dönüşümünden itibaren kömürleşme sürecinin tüm evrelerinde gerçekleşen bir olgudur. Kömürün bünyesinde bulunan metan gazı, yıllardır yeraltı kömür ocaklarında uzun yıllar boyunca çok sayıda can kaybına neden olmuştur.

Teknolojinin de gelişmesiyle, Amerika Birleşik Devletleri'nde 1970'lerde kömürün içerdiği gazın değerlendirilerek, ısınma ve elektrik enerjisi eldesinde kullanılmasından sonra, kömür kökenli metan gazına bakış açısı değişmiş, bu konudaki araştırmalar yoğunlaşmıştır. Kömürdeki gaz daha çok metan içerdiğinden, alternatif bir enerji kaynağı olarak görülmüştür. Diğer taraftan yeraltı ocaklarından atmosfere salınan metanın (GHG) iklim değişikliğinde önemli bir parametre olduğu farkedilmiş, metan salınımının sınırlandırılmasına yönelik araştırmalar yoğunlaşmıştır.

Bu bilgiler ışığında, bir kömür sahasında üretime başlamadan veya KKM üretimi konusunda karar vermeden önce sahadaki gaz potansiyelinin ortaya çıkarılması önem kazanmaktadır. Diğer bir deyimle; sahada bulunan kömür damarlarının gaz içeriğinin, gaz depolama kapasitelerinin ve kömür bünyesindeki gazın akış özelliklerinin araştırılması gerekmektedir. Söz konusu özellikleri etkileyen çok sayıda faktör bulunmakla birlikte, bunlar arasında esas olarak sahanın jeolojisi ve rezervuar koşulları olarak sıralanabilir.

Daha önceki çalışmalara göre, bir kömür sahasındaki damarların KKM potansiyelinin karakterizasyonunda aşağıda verilen faktörlerin araştırılması gerekmektedir (Schraufnagel ve Schafer, 1996; Diamond ve Schatzel, 1998; Scott, 2002; Faiz ve diğ, 2007; Moore, 2012).

- Kömür rezervi açısından; sahadaki kömür damarlarının sayısı, kalınlıkları, sahadaki yayılımları ve süreklilikleri,
- Kömürün rankı, türü ve kalitesi,
- Çatlak sistemi, kömürdeki gözeneklilik (porozite) ve geçirgenlik (permeabilite),
- Gaz içeriği ve gaz bileşimi,
- Kömürdeki gazın sorpsiyon/desorpsiyon ve difüzyon özellikleri,
- Sahanın jeolojik yapısı,
- Sahadaki gerilme koşulları,
- Sahadaki hidrojeolojik koşullar.

2.2 Kömürün Oluşumu, Gelişimi ve Kömürleşme Süreci

Kömür doğası gereği heterojen özelliğe sahip olup, çeşitli kaynaklarda kömüre ait birçok tanım bulunmaktadır.

Kömür, jeolojik evreler boyunca organik malzemenin metamorfizması sonucu çeşitli nem ve safsızlık derecelerinde meydana gelmiş, karmaşık yapıdaki organik bir kayaçtır (Rice, 1993; Riley, 2007). Birçok kaynakta ise kömürün aynı zamanda gaz üreten bir rezervuar olduğu belirtilmiştir (Karacan ve diğ, 2008; Mendhe ve diğ, 2017; Mohanty ve diğ, 2018; Moore, 2012).

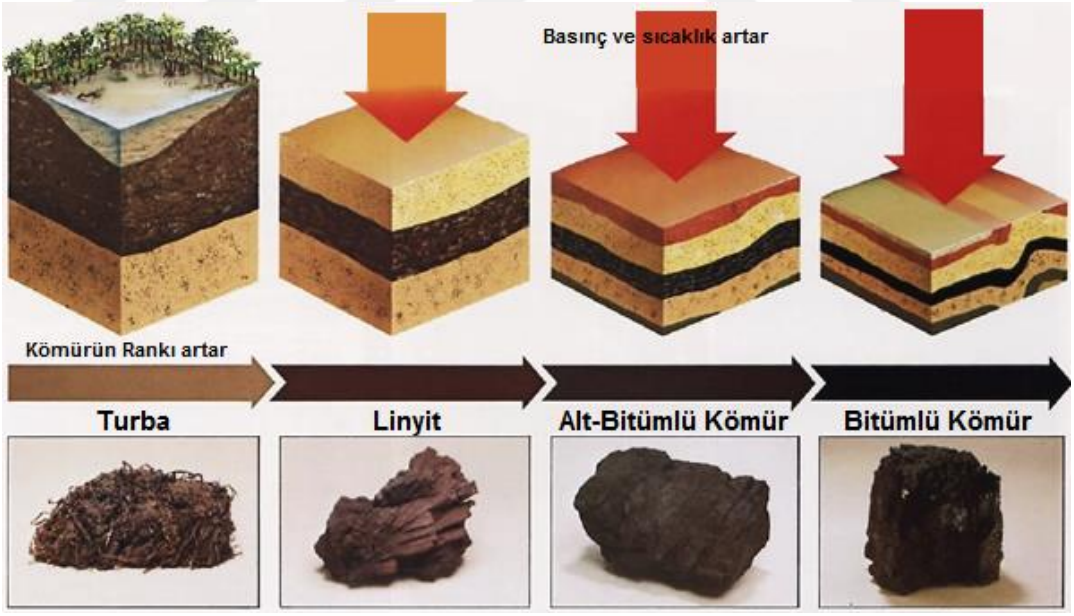
Bilinen kumtaşı, silt taşı, şeyl ya da bunların türevlerini kapsayan epiklastik doğal gaz rezervuarlarından farklı olarak, görünüşte katı olmasına rağmen, gaz içermekte ve tıpkı petrol gibi bünyesinde organik bileşenler bulundurmaktadır (Kim, 1973; Schraufnagel ve Schafer, 1996; Flores, 1998). Kömür, tek bileşenli bir yapısı olmayan, birincil olarak sedimanter tabakalar ile birlikte organik malzemenin alterasyonundan meydana gelmektedir (Mastalerz ve diğ, 2018). Bu organik malzemeler heterojen yapıdadır (Cai ve diğ, 2013). Mineral madde (inorganik maddeler), su ve metan kömürün doğal bileşenleridir (Grigore ve Sakurovs, 2016; Varma ve diğ, 2015).

Değişen ranklarda (kömürleşme derecelerinde), kömür oluşumu sırasında söz konusu bileşenler farklı miktarlarda meydana gelmektedir (Clayton, 1998; Flores, 1998). Kömürün türü; sıcaklık, basınç ve fiziko-kimyasal olaylar ile değişim göstermektedir (Moore, 2012). Kömürün kompozisyonu göz önünde bulundurulduğunda,

araştırmacılar tarafından temiz ve kirli kömür terimleri ortaya atılmıştır. İleri sürülen düşünceye göre, kömürün inorganik mineral madde miktarı %30 üzerinde ise karbonlu şeyl (kömür ve şeyl arasında) olarak sınıflandırılmaktadır (Seidle, 2011; Flores, 2014).

Organik malzemenin (bitki, canlı kalıntıları vb.) gömülme, sıkışma ve su kaybetmesi ile turba meydana gelmektedir (Dai ve diğ, 2020). Turba malzemesi, gömülme miktarı arttıkça, yükselen sıcaklık ve basıncın etkisiyle içerdiği uçucuları ve nemini kaybetmeye başlamaktadır. Böylece turbanın kömüre dönüşümü hızlanmaktadır. Kömürün içerdiği karbon miktarı artarak, linyitten antrasite kadar uzanan bir dönüşüm süreci gelişmektedir. Bu süreç, kömürleşme süreci olarak tanımlanmaktadır (Boyer ve Qingzhao, 1998; Rice, 1993; Schraufnagel ve Schafer, 1996).

Kömürün rankı, organik malzemenin metamorfizma derecesini yansıtan ve kömürün termal olgunlaşma evresini nitelendiren bir terimdir (Robbins ve diğ, 2016; Suárez-Ruiz ve diğ, 2012). Dolayısıyla, kömürleşme sürecinin bir sonucu olarak çeşitli ranklarda kömür türleri meydana gelmektedir. Kömürleşme sürecine ait bir kesit Şekil 2.1'de verilmiştir (ACA, 2008).



Şekil 2.1 : Kömürleşme sürecinde oluşan farklı ranktaki kömür türleri (ACA (2008)'den değiştirilmiştir).

Kömür analizlerinde ve rank sınıflandırmasında birçok standart bulunmakta olup, ASTM Standardı (American Society for Testing Materials Classification) en çok kullanılan rank sınıflama sistemidir. ASTM standardına göre kömürler; kalorifik değer, uçucu madde ve sabit karbon gibi çeşitli parametreler göz önünde bulundurularak sınıflandırılmaktadır (ASTM, 2015a) (Çizelge 2.1).

Kömürün rank sınıflandırmasının tayininde aşağıda verilen Parr eşitlikleri kullanılmaktadır (ASTM, 2015a). Eşitlik 2.1'de dmmf bazda sabit karbon miktarının, Eşitlik 2.2'de dmmf bazda uçucu madde miktarının ve Eşitlik 2.3'te M,mmf bazda kalorifik değerin hesaplama yöntemleri verilmiştir.

$$SK = 100 * (SK - 0{,}15 * S)/(100 - [N + (1{,}08 * K) + (0{,}55 * S)] \quad (2.1)$$

$$UM = 100 - SK \quad (2.2)$$

$$Btu = 100 * (Btu - 50 * S)/(100 - [(1{,}08 * K) + (0{,}55 * S)] \quad (2.3)$$

Burada;

Btu : Kalorifik değer (Btu/lb) (1 MJ/kg = 429,923 Btu/lb)

SK : Sabit karbon miktarı (%)

UM : Uçucu madde miktarı (%)

N : Nem içeriği (%)

K : Kül içeriği (%)

S : Kükürt içeriği (%)

Çizelge 2.1 : Kömürlerin ASTM rank sınıflandırması.

Sınıf	Alt Grup	Sabit Karbon Sınırları (%) (dmmf)		Uçucu Madde Sınırları (%) (dmmf)		Isıl Değer (MJ/kg) (M,mmf)	
		≥	<	>	≤	≥	<
Antrasit	Meta-Antrasit	98	. . .	. . .	2	. . .	. . .
	Antrasit	92	98	2	8	. . .	. . .
	Yarı-Antrasit	86	92	8	14	. . .	. . .
Bitümlü Kömür	Düşük uçuculu	78	86	14	22	. . .	. . .
	Orta uçuculu	69	78	22	31	. . .	. . .
	Yüksek uçuculu A	. . .	69	31	. . .	32,557	. . .
	Yüksek uçuculu B	. . .	. . .	. . .	. . .	30,232	32,557
	Yüksek uçuculu C	. . .	. . .	. . .	. . .	26,743 24,418	30,232 26,743
Alt-Bitümlü Kömür	Alt-bitümlü A	. . .	. . .	. . .	. . .	24,418	26,743
	Alt-bitümlü B	. . .	. . .	. . .	. . .	22,09	24,418
	Alt-bitümlü C	. . .	. . .	. . .	. . .	19,30	22,09
Linyit	Linyit A	. . .	. . .	. . .	. . .	14,65	19,30
	Linyit B	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	14,65

Notlar: *dmmf; kuru-mineral maddesiz, Mmmf; orijinal nemli-mineral maddesiz.*

Şekil 2.2'de kömürleşme sürecindeki geçiş evreleri ve her bir evrede meydana gelen nihai ürünler özetlenmiştir (Flores, 2014). Kömürleşme süreci, biyokimyasal ve jeokimyasal olayların bir bütünüdür (Dai ve diğ, 2020). Sıcaklık, basınç ve zamanın etkisi altında gerçekleşen kömürleşme süreci, 3 evrede tamamlanmaktadır (Moore, 2012; Teichmüller, 1990). Bu evreler kömürleşmenin başlangıcından itibaren sırasıyla diyajenez, katajenez ve metajenez evreleri olup, söz konusu evreler genel bir adlandırma ile olgunluk evreleri olarak nitelendirilmektedir (Dai ve diğ, 2020).

Kömürleşme sürecinde organik malzeme aerobik oksidasyon nedeni ile bozunmaya başlamakta, derinlik, sıcaklık ve basıncın etkisiyle anaerobik reaksiyonlar söz konusu süreci devam ettirmektedir. Kömürleşme sürecinde rankın artmasıyla, mikro organizmalar ve kimyasal reaksiyonlar sonucu organik malzemedeki hidrojen miktarı azalmakta ve bunu takiben karbon içeriği artmaktadır (Colosimo ve diğ, 2016; Sechman ve diğ, 2013). Kömürleşme süreci ne kadar uzun olursa, nem ve uçucu madde içeriği ile birlikte kömürün bünyesindeki hidrojen, oksijen, kükürt ve azot miktarı da o kadar azalmaktadır (Dai ve diğ, 2020).

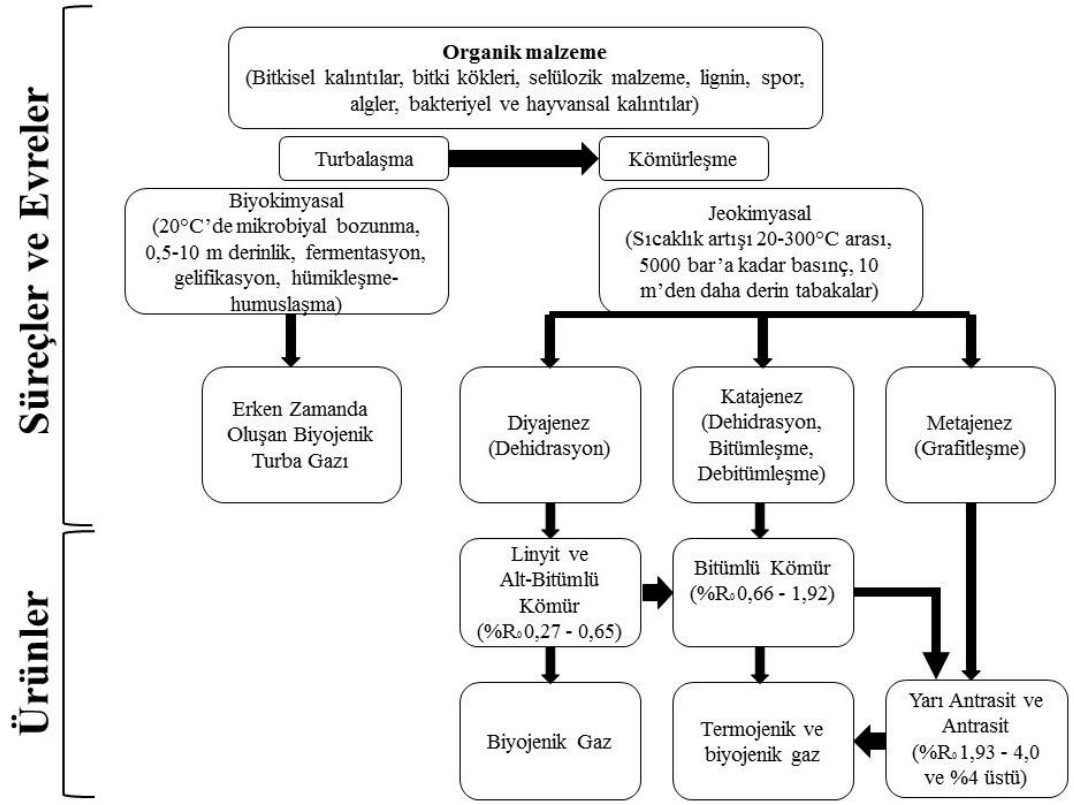
Kömürleşme sırasında zaman çok önemli bir faktör olmakla birlikte, süreç üzerindeki etkisi henüz anlaşılamamış olup, kömürün metamorfizması sırasında sıralı ve düzgün bir rank artışı yaşanmadığı kabul edilmiştir (Van Krevelen, 1981). Diğer taraftan, basıncın kömürleşme sürecinde sadece kömürün fiziksel özelliklerinde (gözeneklilik, sıkıştırılabilme özelliği vb.) değişim yarattığı varsayılmaktadır (Speight, 1983). Sıcaklık ise kömürleşme sürecinde büyük rol oynamakta, söz konusu süreçte kömürün metamorfizmasını hızlandıran en önemli parametre olarak tanımlanmaktadır (Mackay, 1983; Rice, 1993; Dai ve diğ, 2020; Mastalerz ve diğ, 2018).

Diyajenez evresi, sedimanın fiziksel ve kimyasal süreçler sonucunda katı kayaya dönüşmesi olayıdır (Schraufnagel ve Schafer, 1996). Klorofil ve selüloz gibi depolanan bitkisel kökenli organik madde, inorganik malzeme ile birlikte 50°C' ye kadar aerobik ve anaerobik bakteriler tarafından mikrobiyolojik ayrışmaya uğramaktadır (Moore, 2012). Bu süreç içerisinde oluşan ürünlerin başında, biyolojik metan, karbonmonoksit, amonyak ve su meydana gelmektedir (Dai ve diğ, 2020). Ancak, oluşan gaz miktarının azlığı ve oluşan gazın birikebileceği bir rezervuar kayasının ortamda bulunmaması ya da meydana gelen turbanın çok sığ seviyede olması nedeniyle gazın büyük bir kısmı, ya su içinde çözünerek ya da atmosfere

kaçarak ortamdan uzaklaşmaktadır. Böylelikle biyokimyasal kömürleşme süreci sona ermektedir (Rice, 1993; Robbins ve diğ, 2016). Linyit ve alt bitümlü kömürlerde, taşkömürü, antrasit ve yarı antrasit kömürlere nazaran biyojenik gaz oluşumu daha fazladır (Pashin, 2010).

Diyajenez evresinden sonra kömürler, artan gömülme derinliğine bağlı olarak daha yüksek basınç ve sıcaklık ortamını temsil eden *katajenez evresinin* etkisinde kalmaktadır (Mendhe ve diğ, 2018). Sıcaklık 50°C'den fazla olmakta, sıcaklık artışı ile birlikte jeokimyasal kömürleşme süreci başlamaktadır. Söz konusu evrede, her bir rank geçişinde kömür, kimyasal olarak değişime uğramaktadır (Dai ve diğ, 2020).

Katajenez evresi, termojenik gaz oluşumunun başladığı ve en yoğun olduğu evredir. Kömürlerin antrasit, meta-antrasit ve grafite dönüştüğü *metajenez evresi* ise kömürleşmenin son evresidir. Oldukça yüksek sıcaklık ve basınç koşulları altındaki bu evrede de metan oluşumu devam etmektedir (Yalçın, 1990; Rice, 1993; Boyer ve Qingzhao, 1998).



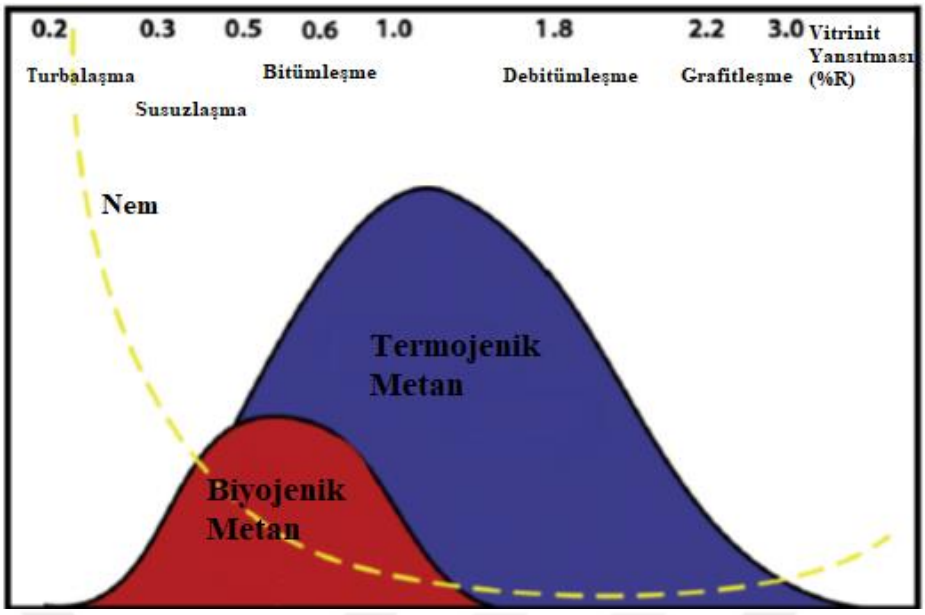
Şekil 2.2 : Kömürleşme süreci, evreleri ve nihai ürünler (Flores, 2014'ten değiştirilmiştir).

2.3 Kömürde Gaz Oluşumu

Kömür, bünyesindeki gazı tutarak bir gaz rezervuarı olarak nitelendirilmekle birlikte, hem farklı formasyonlardan gelen gazı tutma, hem de kendi matriksinde gaz oluşturma potansiyeline sahiptir (Mavor ve diğ, 1990; Harpalani ve Chen, 1997). Kömürleşme olayı sırasında, % 95'ten fazla metan, ayrıca çok düşük miktarlarda yüksek moleküler ağırlıklı hidrokarbonlar (etan, propan vb.), % 3'ten az karbon monoksit, azot ve su oluşmaktadır (Schraufnagel ve Schafer, 1996; Noack, 1998).

Faiz ve Hutton (1995) Illawarra bölgesindeki araştırmasına göre; kömürün ve çevresindeki kayaçların sahip olduğu jeolojik yapılar (çatlak, fay, dayk vb) kömürün bünyesindeki metan ve karbondioksit karışımına, diğer bir deyişle kömürün gaz bileşimine etki etmektedir. Kömürün bünyesinde karbondioksit miktarının fazla olması, kömürün fay, antiklinal gibi karbondioksit birikimine sebep olabilecek bölgelere yakın olması ile ilişkili olduğunu açıklamışlardır.

Kömürde gaz oluşumu, rankın bir fonksiyonu olmaktadır (Yalçın, 1990). Kömürde gaz oluşumu, kömür rankının % 0.75 R_0 vitrinit yansıtması değerine ulaşması ile başlamakta, artan olgunlaşma ve rank ile birlikte söz konusu gaz oluşumu artarak, kömürün % 2.0 R_0' luk değerine kadar devam etmektedir (Şekil 2.3) (Moore, 2012). Bu olgunluk değerleri kömürlerde, bitümlü kömür (taşkömürü) sınıf aralığını tanımlamaktadır. Gaz oluşumu, birincil derecede kömürün sıcaklık evrimi, kömürün çeşitli fizikokimyasal özellikleri ve gaz oluşumunun kinetik özellikleri ile kontrol edilmektedir (Cheng ve diğ, 2017; Kanduc ve Pezdic, 2005). Belli olgunluk ve bileşimdeki kömürlerde gaz oluşumunun kinetiğine bağlı olarak 55°C'den itibaren karbondioksit, 100°C'den itibaren de metan ve azot gazları oluşmaya başlamaktadır. Kömürleşme sürecinde oluşan karbondioksit gazı, su içinde kolaylıkla çözünebildiği için, miktarı zamanla önemli ölçüde azalmaktadır (Schraufnagel ve Schafer, 1996).



Şekil 2.3 : Farklı ranktaki kömürlerde termojenik ve biyojenik gaz oluşumu (Moore, 2012'den değiştirilmiştir).

Kömür kökenli metan termojenik ya da biyojenik kökenli olabilmektedir. Kömürleşme sürecinin neredeyse büyük bir bölümünde oluşan gaz türüne **termojenik** gaz, kömürün matriksinde mikrobiyal reaksiyonlardan dolayı oluşan gaza ise **biyojenik** gaz denilmektedir. Termojenik ve Biyojenik gazlar baskın olarak metan içermektedir. Bu gazlar "Kömür Gazı" olarak**,** bazı kaynaklarda ise "Kömür Kökenli Metan" olarak nitelendirilmektedir (Yalçın, 1990). Termojenik ve biyojenik dönemde oluşan gaz miktarı ve bileşimi, kömürün maseral özelliklerine, kömürün rankına ve jeolojik yapısına bağlı olarak değişmektedir.

2.3.1 Termojenik gaz

Kömürün olgunlaşmasıyla termojenik gaz meydana gelmektedir. Genellikle yüksek ranktaki kömürlerde oluşan termojenik gaz miktarı derinlik arttıkça artmaktadır (Seidle, 2011). Yüksek konsantrasyonlarda ağır hidrokarbonlar, örneğin etan, propan ve türevleri, termojenik gaz olarak değişik miktarlarda meydana gelmektedir. Alt bitümlü kömürden bitümlü kömürlere geçişlerde ilk başta etan çıkışı görülmektedir. Bu gaz, yüksek uçuculu bitümlü kömürlerde en yüksek hacimlere ulaşarak kömürleşme derecesi yükseldikçe azalmaktadır (Scott, 2002; Yao ve diğ, 2013). Kömürleşme süreci boyunca oluşan propan, etan ve diğer ağır hidrokarbonlarla ilgili çok az sayıda çalışma bulunmaktadır. Bu tür gazlar, kömürde eser miktarda

oluştuklarından “C2+s” (hidrokarbonlar) olarak tanımlanmaktadırlar (Lazar ve diğ, 2014)

Kömür damarı üzerindeki örtü tabakasının kalınlaşması sonucu yükselen sıcaklık ve basınç ile birlikte kömürdeki termojenik gaz üretimi de artmaktadır (Butland ve Moore, 2008; Pashin, 2010).

Kömür rezervuarı ve iş sağlığı güvenliği açısından ise en önemli nokta; ne kadar gaz oluştuğundan ziyade, gaz hacminin ne kadar geri kazanılabildiği olmaktadır. Kömürün rankı arttıkça, oluşan gaz hacmi ve yüzey alanı artmaktadır. Bilinen bir kural olarak, oluşan gaz hacmi kömürün depolama kapasitesini aşarsa, kömür doygun hale gelmekte ve fazla gazı dışarı atmakta yani depolamamaktadır. Fakat gerçekte kömür damarları, matriksinde oluşturduğu gazı yavaş yavaş tahliye ederek az doygun duruma gelmektedir (Seidle, 2011).

2.3.2 Biyojenik gaz

Kömürün matriksindeki mikrobiyal oluşumlar ve mikroorganizmalar, biyojenik gazın oluşumunda önemli rol oynamaktadır. Bu gazlar; metan, karbondioksit ve azottur. Söz konusu mikrobiyal oluşumlar; oksijensiz, düşük sıcaklık ve sülfat içeriğine sahip, pH’ı yüksek ve organik maddece zengin gözeneklerde biyojenik gazı üretmektedir (Rice, 1993).

Biyojenik gaz genellikle; sığ seviyelerdeki ve düşük ranktaki kömürlerde oluşmakla birlikte, faylı ve yüksek geçirgenliğe sahip bölgelerde de meydana gelmektedir (Seidle, 2011; Colosimo ve diğ., 2016). Biyojenik metan, aşağıda verildiği üzere sırasıyla kabondioksitin indirgenmesi (Eşitlik 2.1) ve asetat fermentasyonu (Eşitlik 2.2) sonucunda oluşmaktadır.

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \quad (2.1)$$

$$CH_3COOH \rightarrow CH_4 + CO_2 \quad (2.2)$$

Karbondioksit indirgenmesi sonrası ortamda var olan fermente ve metanojenik bakteriler geriye kalan diğer bileşikleri kullanarak, metan ve karbondioksit üretmeye devam etmektedir (Eşitlik 2.3 ve Eşitlik 2.4). Bu bakterilere kömürün yanı sıra kumtaşı formasyonlarında da rastlanmıştır (Colosimo ve diğ, 2016)

$$4CH_3\text{OH} \rightarrow 3CH_4 + CO_2 + 2H_2O \quad (2.3)$$

$$4HCOOH \rightarrow 3CO_2 + CH_4 + 2H_2O \quad (2.4)$$

İki türde biyojenik gaz meydana gelmektedir. Bunlardan ilki "birincil biyojenik gaz oluşumu" yani metil türde (CH_3 grubu) oluşan biyojenik gazdır. Karbondioksit indirgenmesi ile oluşan biyojenik gaz türü ise "ikincil biyojenik gaz" olarak nitelendirilmektedir (Mares ve Moore, 2008). Biyojenik gazlar, kömürleşme evresinin başlarında yani turbadan linyite geçiş zamanında ve yakın jeolojik zamanda, meteorik suların taşıdığı metanojenez ve/veya nutrientlerin (besin maddesi) kömür yatağına karışması ile oluşmaktadır (Park ve Liang, 2016). Böylece, erken ve geç zamanda oluşan mikrobiyal aktiviteler iki farklı türde biyojenik gazın oluşumuna neden olmaktadır. Erken zamanda biyojenik gaz oluşumu; subsidans oranı, yeraltı suyu kimyası, turba kalitesi ve depolanma faktörlerine bağlıdır. Düşük ranklı kömürlerin bulunduğu bölgelerde gazın sorpsiyonu sınırlı koşullar altında gerçekleştiğinden, oluşan gaz kömürün bünyesi dışına tahliye olmakta ve kömür az doygun hale gelmektedir (Fuertez ve diğ, 2017; Wei ve diğ, 2014).

Scott ve diğ. (1994)'nin San Juan kömür havzasında yaptığı araştırmalara göre, biyojenik gaz oluşumunun en yakın kömür mostrasına 56 km uzaklıkta meydana geldiği tespit edilmiştir. Mikrobiyal aktivite sonucunda kömürde oluşan biyojenik gaz, bölgenin derinliği hakkında da bilgi vermektedir. Scott ve diğ. (1994)'e göre, ortalama yüzey sıcaklığı 10ºC ve jeotermal gradyeni 1,8ºC/100 m olan bir bölgede, mikrobiyal aktiviteler 3060 m'nin altında sona ermektedir. Diğer bir biyojenik gaz oluşum bölgesi ise su kaynaklarıdır. Bu sular, kömürün mostrasından sızarak, kömürün eklem ve çatlaklarına ve buradan biyojenik gazın oluşumu için gerekli ortamı oluşturan gözeneklere ulaşmaktadır**.**

2.4 Gazın Sorpsiyonu ve Kömürde Depolanması

Kömürleşme esnasında oluşan gazların birçoğu atmosfere karışmakta, geriye kalan kısmın büyük çoğunluğu ise kömürün bünyesinde bulunan gözenek ve çatlakların iç yüzeylerinde depolanmaktadır (Moore, 2012). Gözeneklerde depolanan gaz miktarı yaklaşık olarak oluşan gazın %90-98'i olarak nitelendirilmektedir (Harpalani ve McPherson, 1986; Barker-Read ve Radchenko, 1989; Moore, 2012). Geriye kalan

kısım ise kömürün "Gaz İçeriği" olarak tanımlanmaktadır (Diamond ve Schatzel, 1998).

1 cm^3 kömürün bünyesindeki gözeneklerin iç yüzey alanı yaklaşık 3 m^2 olarak varsayılmakta olup (Moore, 2012), çeşitli ranklardaki 1 gr kömürün yaklaşık olarak 20 ila 220 m^2 arası iç yüzey alanına sahip olduğu kabul edilmektedir (Flores, 2014).

Kömürün sahip olduğu ya da olabileceği gaz potansiyelini bu şekilde genel ifadelerle açıklarken, kömürün tamamen gaza doygun halde olduğu kabul edilmektedir. Fakat kömür damarları her zaman gaza doygun durumda değildir. Kömür damarlarının gaza doygunluğu, kömür rezervuarındaki sıcaklık ve basınç (jeolojik koşullar ve hidrostatik gerilme koşulları) koşullarına bağlıdır (Flores, 2014).

Yüksek ranklı antrasit kömürlerinde gaz depolanması, yüksek uçuculu bitümlü kömürlere göre daha fazla olmasına rağmen, söz konusu kömürlerin toplam gaz depolama kapasiteleri bunun tam tersidir. Yüksek uçuculu bitümlü kömürün gaz depolama kapasitesi, antrasite göre 4 kat daha fazla olmaktadır. Bunun nedeni, kömürün rankı arttıkça, matriksindeki gözenek boyutlarının küçülmesidir. Ancak, tam tersine kömürlerin gaz oluşturma potansiyeli ise kömürün rankı arttıkça artmaktadır (Rice, 1993).

Kömürleşme süreci boyunca oluşan gazlar, kömür damarlarının bünyesinde bulunan gözeneklerde, klitlerde ve çatlaklarda *absorpsyion* (serbest faz) ve *adsorpsiyon* (soğurulmuş faz) mekanizmalarının kontrolünde depolanmış halde bulunmaktadır (Clarkson ve Bustin, 2000; Isaksen ve diğ, 1998). *Gazın adsorpsiyonu*, gaz moleküllerinin katı bir yüzeye fiziksel olarak zayıf Van der Waals bağları ile tutunması olayıdır (Butland ve Moore, 2008). *Gazın absorpsiyonu* ise, sıvı - katı fazlar arası gaz moleküllerinin sürekli değişim halinde bulunduğu süreç olarak nitelendirilmektedir. Fazlar arası basınç dengesi bozulduğunda gaz akışının başladığı kabul edilmektedir (Busch ve diğ, 2004). *Gazın sorpsiyonu* ise, adsorpsiyon ve absorpsiyon olaylarını kapsayan ve gaz moleküllerinin kömürde depolanma mekanizmasını fizikokimyasal olarak açıklayan bir olgudur (Seidle, 2011; Moore, 2012; Flores, 2014).

Literatürde adsorpsiyon terimi ile birlikte sıkça kullanılan *gazın desorpsiyonu* ise adsorbe haldeki gaz moleküllerinin sıcaklık ve basınç koşullarının değiştirilmesi/değişmesi sonucu yüzeyden uzaklaştırılması/uzaklaşması ya da başka

bir deyişle desorbe olmasıdır (Diamond ve Schatzel, 1998). Bunlara ek olarak, gaz adsorpsiyonu ve desorpsiyonu birbirinin tersi olan mekanizmalardır (Lama ve Bodziony, 1998).

Moore (2012)'ye göre gazın kömürde depolanma mekanizması 3 durumda gerçekleşmektedir.

- Kömürün çatlak ve makro-gözeneklerinde serbest halde,
- Mikro-gözeneklerde fiziksel adsorpsiyon sonucu adsorbe halde,
- Kömürün moleküler yapısındaki suda çözünmemiş halde.

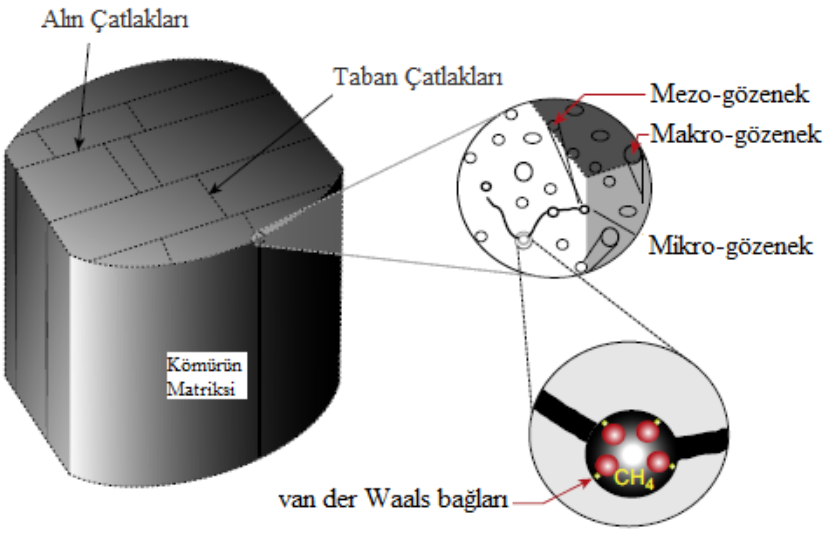
Kömür damarlarında ve bu damarlara komşu tabakalarda (silt, kil, şeyl vb.) serbest halde olan gaz miktarının toplamı, kömürün gözenek ve klitlerinin iç yüzeylerinde adsorbe halde olan gaz miktarından düşüktür. Serbest gazın toplam gaz miktarı içindeki oranı %5-10 olarak verilmektedir. Adsorbe olmuş gazın büyük bir kısmını ise iç yüzeylerde adsorbe olan gaz molekülleri oluşturmaktadır (Seidle, 2011). Bunun nedeni ise, söz konusu fazlar arasında bir denge söz konusudur (sorpsiyon dengesi) ve bu iki faz arasında sürekli eşit molekül alışverişi bulunmaktadır. Bu moleküller, depolama kapasitesi daha yüksek olan gözeneklerde depolanmaktadır. Bu yüzden gaz, daha çok kömür matriksi içerisinde bulunan mikro gözeneklerin iç yüzeylerinde adsorbe halde bulunmaktadır (Harpalani ve McPherson, 1986; Moore, 2012).

2.4.1 Gazın sorpsiyonu

Gözenekler, bir kömürün matriksinde bulunan çeşitli şekil ve boyutlardaki açıklıklar ya da boşluklardır. Bu boşluklar ya kapalı bir şekilde diğer gözeneklerden izole haldedir, ya da diğer gözeneklerle bağlantılı halde olabilmektedir (Flores, 2014). Gözenekler boyutlarına göre 3 grupta toplanmaktadır (Dubinin, 1969; Schraufnagel ve Schafer, 1996).

- Mikro gözenekler (Karbon içeriği %85-91 arası olan kömürlerde, 2 nm'den küçük boyuttaki gözenekler),
- Geçiş (mezo) gözenekleri (Karbon içeriği %75-84 arası olan kömürlerde, 2-50 nm boyutundaki gözenekler),
- Makro gözenekler (Karbon içeriği %75'in altında kömürlerde, 50 nm'den büyük boyuttaki gözenekler)

Sabit karbon miktarından da anlaşılacağı üzere, genç kömürlerin nem içerikleri ve gözenekliliği yüksektir. Kömür içindeki karbon içeriği arttıkça, gözeneklilik düşer, %85 karbon dolayında ise en düşük değeri alır. Linyitin ortalama gözenekliliği %27-35 arasındadır. Gözenekliliği yüksek olan kömürler daha kolay oksidasyona uğramakta ve sıcaklık altında daha çok uçucu yaymaktadır. Bir kömür matriksindeki gözenek dağılımı, adsorbe haldeki gaz molekülleri ve kömürdeki klit (çatlak) türleri Şekil 2.4'te verilmiştir (Flores, 2014).



Şekil 2.4 : Kömürün klit sistemi ve moleküler iç yapısından bir kesit (Flores (2014)'ten değiştirilmiştir).

Şekil 2.4'ten de görüldüğü üzere, birbiriyle etkileşim içerisinde olan klit sistemleri, açık ya da kapalı çatlak veya süreksizliklerden meydana gelmektedir. Söz konusu süreksizlikler tabakalaşmaya paralel veya dik şekilde olabilmektedir. Kömürdeki tabakalanmaya dik yönde gelişmiş olan süreksizliklere "Alın Çatlakları", bunlara dik olanlara ise "Taban Çatlakları" denilmektedir (Flores, 2014). İki adet paralel klit arasındaki boşluk, gaz moleküllerinin akışını sağlamakta ve bu boşluğa da "Açıklık" adı verilmektedir. Gözenekler ve nano boyuttaki gözenekler (mikro-gözenekler) gazın depolandığı birincil derecede gaz depolanma bölgeleridir. Çatlaklar ve klitler ise ikincil derece gaz depolanma bölgesi olarak nitelendirilmektedir (Karacan ve Okandan, 2001; Laubach ve diğ, 1998)

2.4.2 Gazın kömürde depolanması

Kömürlerde gazın depolanması, damarın bulunduğu sıcaklık ve basınç koşullarına bağlı olmaktadır. Kömürlerde gazın depolanma mekanizmasını açıklayan ve günümüzde en sık kullanılan modeller aşağıda verilmiştir (Cai ve diğ, 2018; Tang ve diğ, 2017).

- Langmuir Modeli
- Brunauer-Emmett-Teller (B.E.T.) Modeli
- Dubinin Modeli

Kömürdeki gazın, kömürün iç yüzeylerine adsorpsiyonunu açıklayan Langmuir (1918), gazların gözeneklerde tek tabakalı (Tip 1) olarak dizilim gösterdiğini belirtmiştir. Brunauer ve diğ, (1938) ise gaz moleküllerinin çoklu tabaka (Tip 2) oluşturduklarını ortaya koymuştur. Bu iki modelde de gözeneklerin düz ya da düzgün şekilli olduğunu kabul edilmektedir. Dubinin Modeli (Dubinin, 1969) ise bu iki modele alternatif olarak geliştirilmiştir (Tip 3). Kömürün gaz adsorpsiyonunu açıklayan modeller Şekil 2.5'te verilmiştir (Flores, 2014). Kömürün gaz adsorpsiyon mekanizmasını açıklarken, modellerin karşılaştırılması sırasında bazı kabuller yapılmıştır. Örneğin, düşük basınçtaki gaz moleküllerinden bahsederken tek tabakalı adsorpsiyon, yüksek basınçtaki gaz moleküllerinde ise çoklu tabaka adsorpsiyon koşulları oluştuğu ileri sürülmektedir (Teng ve diğ, 2017).

Bahsedilen modellere göre; kömürün bünyesinde basınç düşüşü ile birlikte gazın desorpsiyonu başlamakta ve söz konusu gaz molekülleri zayıf van der Waals bağları ile tutundukları yüzeyden ayrılarak serbest hale geçmektedir. Dolayısıyla, bu durumun bir sonucu olarak tek tabakalı adsorpsiyon fazına geçiş meydana gelmektedir (Flores, 2014; Butland ve Moore, 2008). Çeşitli ranktaki kömürler üzerinde yapılan araştırmalarda sıklıkla kullanılan Langmuir Eşitliği aşağıda verilmektedir (Seidle, 2011) (Eşitlik 2.5).

$$V = V_L \frac{p}{p + p_L} \tag{2.5}$$

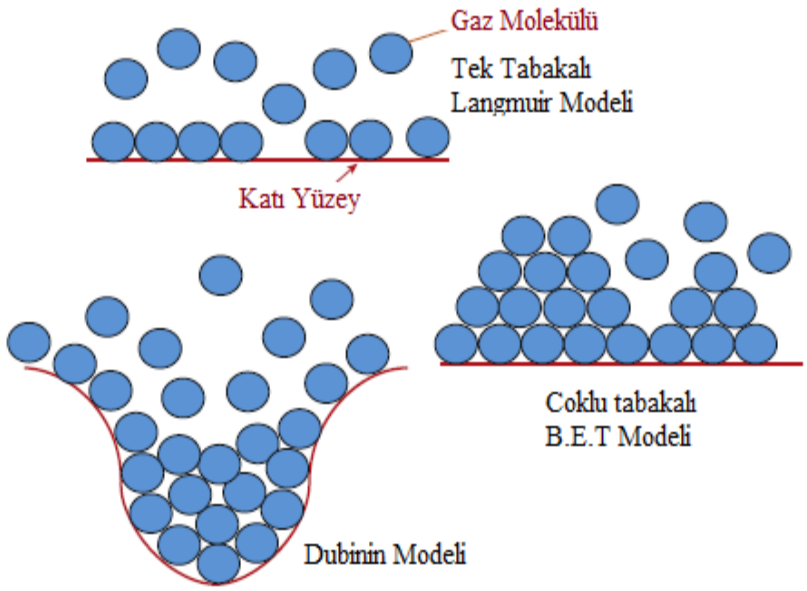
Bu eşitlikte,

V : Gaz içeriği (cm^3/g)

V_L : Langmuir hacim sabiti (cm^3/g)

P : Basınç (MPa)

p_L : Langmuir basınç sabiti (MPa)



Şekil 2.5 : Gaz adsorpsiyon modelleri (Flores (2014)'ten değiştirilmiştir).

Basınç arttıkça, eşitlikte bulunan gaz içeriği, Langmuir hacim sabiti olan V_L değerine ulaşmaktadır. Fiziksel olarak, Langmuir hacim sabiti, sonsuz basınçta kömürün adsorbe edebileceği maksimum gaz hacmini temsil etmektedir. Bu basınç değeri Langmuir basınç sabiti olan P_L'ye eşit olduğunda gaz içeriği ½ V_L olarak hesaplanmaktadır. Böylece, Langmuir basınç sabiti yarı doygunluk basıncını temsil etmektedir. Bunun sonucunda, verilen basınçta kömürün sadece adsorbe edebileceği maksimum gaz içeriğinin yarısını bünyesinde tuttuğu varsayılmaktadır (Harpalani ve McPherson, 1986; Teng ve diğ., 2017).

Kömürün adsorbe edebileceği gaz miktarı, sıcaklık ve basınca göre değişmektedir. Laboratuvar ölçümlerinde kömüre belli basınçlarda gaz adsorbe ettirildiğinde, hücre içi gaz basınç artmaktadır. Kademeli olarak gaz verilmeye devam edildiğinde gaz adsorpsiyonu ve gaz basıncı artmakta, belli bir noktadan sonra kömürün gaz adsorpsiyonu hangi basınca çıkılırsa çıkılsan durmaktadır. Bunun nedeni, kömürün gözeneklerinde gaz moleküllerinin adsorbe olabileceği yeterli miktarda yüzey alanının kalmamasıdır (Seidle, 2011).

2.4.3 Kömür damarının adsorpsiyon kapasitesini etkileyen faktörler

Kömür damarları içindeki gazın büyük bir kısmı mikro gözeneklerin yüzeyine adsorbe olmuş durumdadır (Lama ve Bodziony, 1998). Genel olarak, bir gözenek içindeki serbest gaz ve adsorbe olmuş gaz fazları denge durumunda olup iki faz arasında sürekli ve eşit bir molekül alışverişi bulunmaktadır (Moore, 2012). Bu durum jeolojik koşullar ve kömürün özelliklerini kapsayan birçok parametre tarafından kontrol edilmektedir. Kömür damarlarının adsorbe edebileceği gaz miktarını etkileyen başlıca faktörler aşağıda sıralanmıştır (Clarkson ve Bustin, 2000; Melnichenko ve diğ, 2012; Moore, 2012; Yi ve diğ, 2009).

1. Kömürün rankı,
2. Gaz basıncı,
3. Sıcaklık,
4. Nem miktarı,
5. Kül miktarı,
6. Petrografik bileşim.

Söz konusu faktörlerin kömürün gaz adsorpsiyon kapasitesine etkisini belirlemede, yüksek basınçta sorpsiyon analizlerinden elde edilen izotermlerden yararlanılmaktadır. Adsorpsiyon izotermleri, basıncın bir fonksiyonu olarak kömürün gözeneklerini dolduran maksimum gaz miktarının hesaplanmasında yararlanılan eş-sıcaklık eğrileridir. İzotermlerden elde edilen Langmuir hacim ve Langmuir basınç sabitleri ile değinilen faktörler arasındaki ilişkilerin araştırılması, bir kömür sahasındaki kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesinin, saha koşullarına bağlı olarak değişiminin tespitine yardımcı olmaktadır.

2.4.3.1 Rank

Mineral madde ya da kül içeriği, kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesini etkilemekte olup, kömürün rankı ve kömürleşme süreci kömür damarlarının gaz adsorpsiyon kapasitesine önemli derecede etki etmektedir. Bazı durumlarda ise, kömürlerdeki maseral türü, adsorpsiyon kapasitesi üzerinde tek başına etkili olabilmektedir (Busch ve Gensterblum, 2011).

Rank, genellikle uçucu madde veya sabit karbon miktarı esas alınarak belirtilmektedir (ASTM, 2015a). Uçucu madde içeriğinin düşük, sabit karbon içeriğinin yüksek olması kömürleşme derecesinin yükseldiğini ortaya koyan göstergelerdir. Taşkömürü aşamasında, yüksek uçucu maddeli bitümlü kömürden antrasite doğru mikro gözeneklerin, kömürün toplam gözenekliliği içindeki payı artmaktadır (Fu ve diğ, 2016; Xu ve diğ, 2012). Bu nedenle, diğer etkenler (basınç, sıcaklık, nem vb.) sabit tutularak yapılan ölçmelerde, rank yükseldikçe kömürün daha fazla gazı adsorbe ettiği belirlenmiştir (Gürdal ve Yalçın, 2000).

Maden endüstrisinde genel olarak yapılan bir tanımlama, yüksek ranka sahip kömürler, düşük ranktaki kömürlere göre, bünyesinde bulundurduğu gazı daha hızlı desorbe etmektedirler (Bodden ve Ehrlich, 1998). Bu her zaman doğru olmamakla birlikte, bu gibi genellemeler farklı ranktaki kömürlerde değişim göstermektedir. Yüksek ranka sahip kömürler ile yapılan desorpsiyon testlerinde, gaz desorpsiyon hızının yüksek çıkmasının nedeni ise termal olgunlaşma derecelerinin yüksek olmasından kaynaklanmaktadır (Moore, 2012). Kömürdeki klitlerin gelişim kalitesi, genellikle kömürün rankı ile artmakta, düşük uçuculu bitümlü kömürlerde en iyi kalitede olmaktadır (Dawson ve Esterle, 2010). Klitlerin gelişmişliği, kömürdeki gazın daha kolay desorbe olmasını sağlamaktadır (Laubach ve diğ, 1998).

Diğer taraftan, Laxminarayana ve Crosdale (1999)'un kömürün ranklı ile gaz difüzyonu arasındaki ilişki üzerine yaptığı araştırmaya göre, gözlemlenen efektif gaz difüzyonu, kömürün rankıyla azalmaktadır. Bu durumun artan rank ile birlikte kömürün mikro gözenekliliğinin artması sonucu oluştuğunu tespit etmiştir.

2.4.3.2 Gaz basıncı

Kinetik gaz teorisine göre; kömür içindeki gözeneklerde ve diğer boşluklarda bulunan moleküller devamlı hareket durumundadır. Moleküllerin ortalama hızı, ortam sıcaklığına bağlı olup, hareketleri sırasında birbirlerine ve kömürün iç yüzeylerine çarparlar. Hızlı hareket eden moleküller fazla enerjiye sahip oldukları için yüzey tarafından yansıtılırlar. Buna karşın yavaş moleküller, kömürün iç yüzeyi tarafından belli bir süre tutulurlar. Böylece, serbest gaz fazından adsorbe faz durumuna geçmiş olurlar. Gaz basıncının sabit olması durumunda, moleküllerin belli bir zaman biriminde iç yüzeye çarpma sayısı da sabit olmaktadır. Zamanla gaz fazında adsorbe haldeki molekül sayısı ile serbest haldeki molekül sayısı arasında bir

denge oluşmaktadır. Gaz basıncı yükseldiğinde, yüzeye çarpan molekül sayısı artmakta ve daha çok molekül yüzey tarafından tutulmaktadır. Önceleri yüzeyin büyük bir bölümü moleküllerin adsorbe olmasına elverişlidir. Bu nedenle, kömüre adsorbe olan gaz miktarı hızla yükselmektedir (Busch ve diğ, 2003; Busch ve diğ, 2006; Seidle, 2011).

Kömürün iç yüzey alanının moleküllerle kaplanması sonucu, serbest gaz moleküllerinin bağlanabileceği açık alan gittikçe azalmakta, kömür giderek doygunluğa ulaşmaktadır (Busch ve diğ, 2003; Moore, 2012). Teorik olarak bu evreye ulaşmak için basıncı sonsuza kadar artırmak gerekliyse de ölçmeler sonucunda tüm kömürler için bu değerin 5 – 8 Mpa dolayında olduğu belirlenmiştir. Diğer taraftan, aynı ranktaki kömürlerin, sabit basınç altında değişik miktarlarda gaz adsorbe edebildikleri gözlenmiştir. Bu, büyük olasılıkla, kömürün heterojen yapısından kaynaklanmaktadır (Diamond ve Levine, 1981; Laxminarayana ve Crosdale, 1999; Levy ve diğ, 1997).

2.4.3.3 Sıcaklık

Sabit basınç altında sıcaklık yükseldikçe kömür tarafından adsorbe olan gaz miktarı azalmaktadır (Busch ve Gensterblum, 2011). Moleküllerin ortalama hızı yükseleceğinden, iç yüzey alanı tarafından tutulma olasılığı zayıflamaktadır (De Silva ve diğ, 2012; Ranathunga ve diğ, 2014). Beckmann, sıcaklığın 10°C' den 50°C' ye çıkartılması durumunda adsorbe olabilecek gaz miktarının % 20 oranında azalacağını göstermiştir. Fransa' da yapılan araştırmalar, her 1°C lik sıcaklık artışı için, kömürün adsorbe ettiği gaz miktarının % 0,8 oranında azaldığını göstermiştir. Sorpsiyon izoterminin trendi sıcaklık ile değişmekle birlikte, kömürün sıcaklığı arttıkça, izotermin trendi konkav-azalan şekli almaktadır (Busch ve diğ, 2003; Cao ve Zhang, 2018). Gazın serbest hale geçmesi; kömürün sıcaklığı, rankı, türü, gözenek dağılımı ve gazın türü ile ilişkilidir (Seidle, 2011).

Sıcaklığın, kömürün gaz içeriği üzerindeki etkisi, farklı konseptlerde sorpsiyon modelleri ile hesaplanmaktadır. Bunlar arasında, Dubinin-Radushkevich (D-R) ve Dubinin-Astakhov (D-A) eşitlikleri sayılabilir (Teng ve diğ, 2017). Söz konusu eşitlikler Eşitlik 2.6 ve Eşitlik 2.7'de sırasıyla verilmiştir.

D-R eşitliği;

$$W = W_0 \, exp\left[-\left(\frac{RT}{\beta E} ln \frac{p}{p}\right)^2\right] \quad (2.6)$$

D-A eşitliği;

$$W = W_0 \, exp\left[-\left(\frac{RT}{\beta E} ln \frac{p_s}{p}\right)^n\right] \quad (2.7)$$

Bu eşitliklerle ilgili olarak verilerin tanıtılması aşağıda verilmiştir.

W : Adsorbe olan gaz hacmi, cm^3/g

W_0 : Gözenek hacmi, cm^3/g

R : Uluslararası gaz sabiti, psi-ft^3/lb-mol-ºR

T : Mutlak sıcaklık, ºR

β : Adsorbe olma eğilim katsayısı, boyutsuz(birimsiz)

E : Karakteristik enerji, psi-ft^3/lb-mol

ps : Doygunluk buhar basıncı, atm

p : Basınç, atm

n : 1-4 aralığında bulunan bir tamsayı

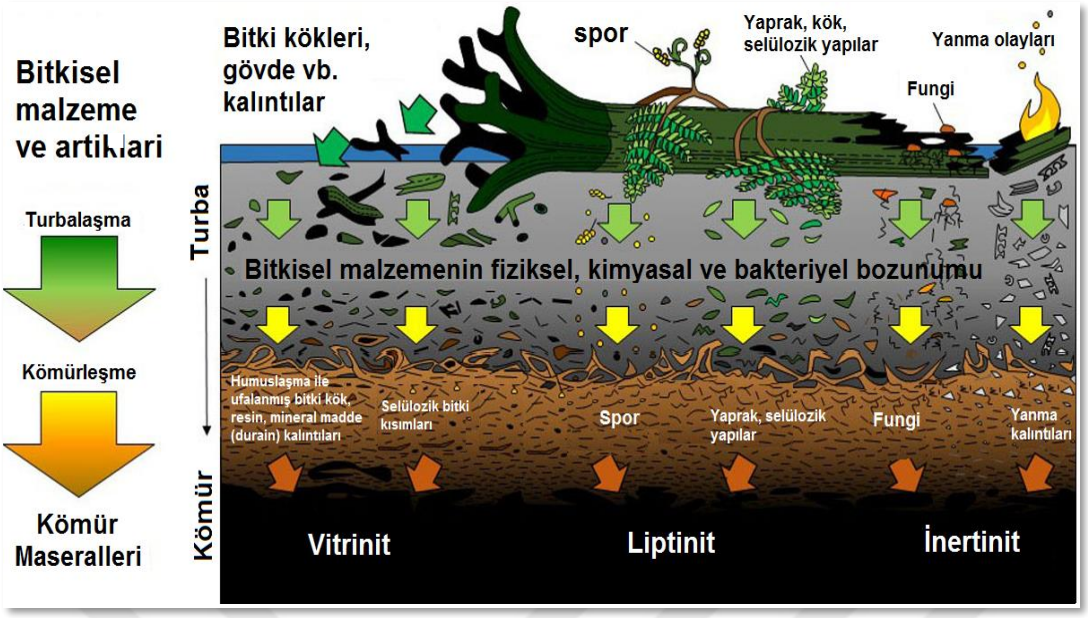
2.4.3.4 Nem ve kül içeriği

Kömür damarları değişen oranlarda su içermektedir. Kömürdeki su, esas olarak, iç yüzeylere bağlı ve mikro çatlaklarda yoğuşmuş durumda (higroskopik nem) ya da serbest durumda (kaba nem) bulunur (Crosdale ve diğ, 2008). Kömürdeki nem miktarı, kömürleşme derecesi yükseldikçe azalmaktadır. Ancak, higroskopik nem miktarındaki artışın kömürün gaz depolama kapasitesini düşürdüğü bilinmektedir. Kömürdeki gaz, yalnızca bünyesindeki organik maddelere adsorbe olabileceğinden; kül miktarındaki yükselme ya da başka bir deyişle inorganik madde miktarındaki artış, kömürün gaz depolama kapasitesini düşürmektedir (Mavor ve diğ, 1990).

2.4.3.5 Petrografik özellikler

Daha önce de bahsedildiği üzere kömür, oluşumu gereği heterojenik bir yapıya sahip olup, organik ve inorganik bileşenler içermektedir. Kömürün organik bileşenleri maseral olarak tanımlanan ve mikroskop altında görülebilen bitkisel artık karışımından meydana gelmektedir (Stopes, 1935). İnorganik bileşenleri ise, kömürün içerdiği minerallerdir. Örneğin, pirit, kalkopirit, kuvars, kil mineralleri gibi kömürün klitlerinde ve çatlaklarında biriken inorganik minerallerden meydana gelmektedirler (Flores, 2014). Maseraller, kömürleşme sonrası metamorfizmaya uğramış malzemenin kimyasal ve fiziksel olarak birçok karakteristik özelliğini barındırmaktadır**.** Dolayısıyla birçok maseral çeşidi bulunmaktadır. Fakat tüm maseraller 3 ana maseral grubunda sınıflandırılmaktadır. Bunlar, Vitrinit (Hüminit), Liptinit (Eksinit) ve İnertinit'tir (Suárez-Ruiz ve diğ, 2012). Vitrinit maserali kömürde genellikle gri renkte olup, Liptinit siyah, İnertinit ise sarımsı ya da beyaz renkte bulunmaktadır. Şekil 2.6'da turbalaşmadan kömürleşmeye geçiş sürecinde kömürün bünyesindeki maserallerin oluşum mekanizması gösterilmiştir (Dai ve diğ, 2020). Çizelge 2.2'de ise kömürün maseral grupları ve bunların alt grupları verilmiştir (Mastalerz ve diğ, 2018).

Vitrinit grubu maseraller temel olarak bitki gövdesi ve kök fosillerinin metamorfizmaya uğraması ile oluşmuşlardır. Liptinit grubu maseraller ise bitkilerin daha çok spesifik bölgelerindeki bileşenlerdir (Stopes, 1935). Örneğin, rezin, suberin, spor türü malzeme liptinit oluşumlarına örnek olarak verilebilir. İnertinit grubu maseraller ise kimyasal olarak inert olmakla ya da başka bir deyişle kömürleşme sürecinde çok fazla reaktif olmamakla birlikte, okside olmuş fosil kalıntıları içermektedirler. İnertinitin, vitrinit oluşturan malzemeden meydana geldiği düşünülse de, inertinit grubu maseraller çökelme öncesi biyokimyasal alterasyona uğramaktadırlar (Stach ve diğ, 1982)



Şekil 2.6 : Kömür maserallerinin oluşumu (Dai ve diğ. (2020)'den değiştirilmiştir).

Çizelge 2.2 : Kömürlerde maseral grupları ve alt grupları.

Kömürlerde Maseral Sınıflandırması		
Maseral Grubu	**Maseral Alt Grubu**	**Tanımlama Kriteri**
Vitrinit (Hüminit)	Telinit, Vitrodetrinit, Gelovitrinit	Floresans özellikte, Asitle etkileşime girer.
Liptinit (Eksinit)	Sporinit, Alginit, Resinit, Liptodetrinit, Florinit, Bitüminit, Klorofilinit	Mavi ışık altında floresans özellik gösterir.
İnertinit	Füsinit, Semifüsinit, İnertodetrinit, Makrinit, Funginit	Beyaz ışık altında yüksek yansıtma özelliği gösterir.

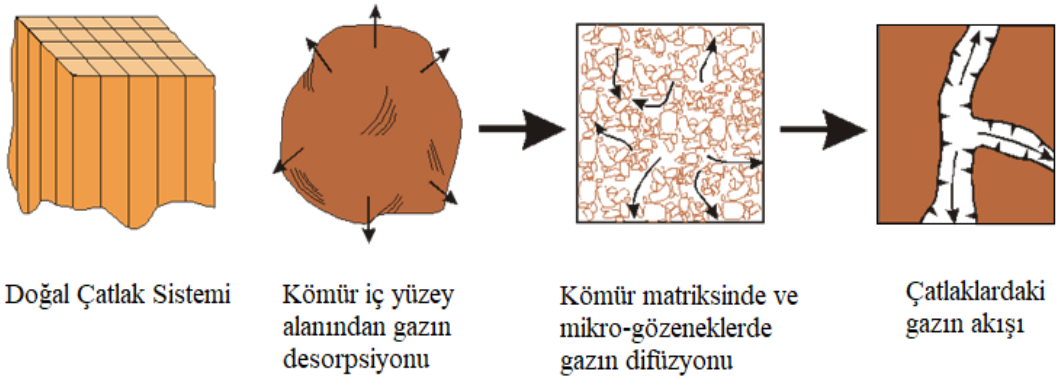
Kömürler aynı zamanda türleri ve bulunduğu ranka göre tanımlanmaktadır. Kömürün türünü maseral grupları belirlerken, kömürün rankı ise bilindiği üzere kömürleşme sürecinde yaşadığı olgunluk derecesine göre sınıflandırılmaktadır. Kömürün bantlarında makroskopik olarak gözlemlenebilen litotipler bulunmaktadır. Bu litotipler, Vitren, Klaren, Düren ve Füzen olmak üzere 4 türde sınıflandırılmaktadır. Vitren ve Klaren ince kesitte ışığı yansıtırken, Düren ve Füzen ışığı yansıtmamaktadır (Chalmers ve Bustin, 2007; Teng ve diğ, 2017). Maseraller genellikle kömürün bantlarında bulunmakla birlikte, farklı 2 ya da 3 maseral (bi-maseral ve trimaseral maseral) grubu bu bantlar içinde birlikte oluşabilmektedir. Bu gibi oluşumlar kömürün mikro-litotipleridir ve minimum bant genişlikleri 50 mikron

olmaktadır. Mikrolitotipler özellikle, ani püskürme olaylarında önemli bir rol oynamakla birlikte, kömürün adsorpsiyon ve desorpsiyon hızı, porozitesi ve permeabilitesini etkilemektedir. Aynı zamanda mikrolitotiplerin fiziksel özellikleri, kömürün çatlak yapısının bir fonksiyonudur (Smyth, 1990).

Bu bilgiler ışığında, farklı maseral grupları, kömürün gaz adsorpsiyonu kapasitesini ve desorpsiyon hızını büyük oranda etkilemektedir. Vitrinit maserali baskın olarak mikro-gözenek, inertinit maserali (füsinit içeren) ise daha çok mezo ve makro gözenek içermektedir. Vitrinit maserali daha çok mikro gözenek içerdiğinden, toplamda en yüksek yüzey alanına sahip maseraldir. Bu nedenle, vitrinit maseral miktarı fazla olan kömürlerin, daha çok gazı adsorbe ettiği tespit edilmiştir (Flores, 2014).

2.5 Gazın Difüzyonu ve Akışı

Kömürlerde gazın difüzyonu ve akışı, birbiri ile sürekli etkileşimde olan iki önemli parametredir. Bu iki parametre arasındaki ilişki "İkili Gözenekli Sistem" (dual porosity system) ile açıklanmakta olup, bu sistem tüm çatlak ve gözeneklerde meydana gelen gaz akış olaylarını kapsamaktadır. Kömürde gazın akışı Şekil 2.7'de gösterilmiştir. Bu akış, kömürün matriksindeki nano ve mikro gözeneklerinden difüzyon ile başlamakta, klitlere ve çatlaklara serbest akış olarak iletilmektedir (Moore, 2012; Zhao ve diğ, 2019)



Şekil 2.7 : Kömürde gazın akışı (Flores (2014)'ten değiştirilmiştir).

Kömürün matriksindeki gözeneklerden (mikro ve mezo gözenekler) klitlere doğru gaz, difüzyon yolu ile iletilmekte ve bu iletim Fick Kanunu ile açıklanmaktadır. Makrogözenek ve klitlerden daha büyük çatlaklara ise gaz, serbest bir şekilde akmakta ve bu akış, Darcy Kanunu ile tanımlanmaktadır.

Fick Kanunu'nda difüzyonla iletilmekte olan akışkan, yüksek konsantrasyonlu bölgeden düşük konsantrasyonlu bölgeye difüze olmaktadır. Buradaki iletim, ortamlar arasındaki konsantrasyon derecelerine ve sıcaklık-basınç denge fazlarına göre değişim göstermektedir. Darcy Kanunu'nda ise geçirgen bir ortamda akışkanın hızı, akışkan basıncın bir fonksiyonu olarak değişmektedir (Gensterblum ve diğ, 2014; Harpalani ve Chen, 1997). Fick Kanunu Eşitlik 2.8 ile açıklanmaktadır (Moore, 2012; Flores, 2014).

$$F = -D\frac{dC}{dx} \tag{2.8}$$

F : Difüzyon akışı (kg/m^{2}sn)

D : Efektif difüzyon (m^2/sn)

dC/dx : 1 m uzunlukta m^3 gaz/m^3 kömür olarak meydana gelen akış.

C : m^3 gaz/m^3 kömür

x : Birimi metre'dir.

Darcy Kanunu ise, suya doygun kömür rezervuarlarında klit ve çatlaklar boyunca meydana gelen gazın akışını tanımlamaktadır. En çok önerilen Darcy modeli, tek boyutlu, tek fazlı ya da doğrusal boyutlu model olarak belirtilmektedir (Li ve diğ, 2003). Kömürdeki gaz, gözenekli kömür matriksinden klitlere girdikten sonra gazın akışı Darcy Kanunu'na ait Eşitlik 2.9 ile açıklanmaktadır (Flores, 2014).

$$v = -\mathrm{K}/\mu_f(\nabla P - \rho_f g) \tag{2.9}$$

v : Akışın hızı, belli bir zamandaki hacim (ft^3/s ya da m^3/s)

K : Kömür yatağının geçirgenliğinin fonksiyonu (D/mD)

μ_f : Akışkan viskozitesi (kg/ms)

$\boldsymbol{\rho}_f$: Akışkan yoğunluğu

g : Yerçekimi ivmesi

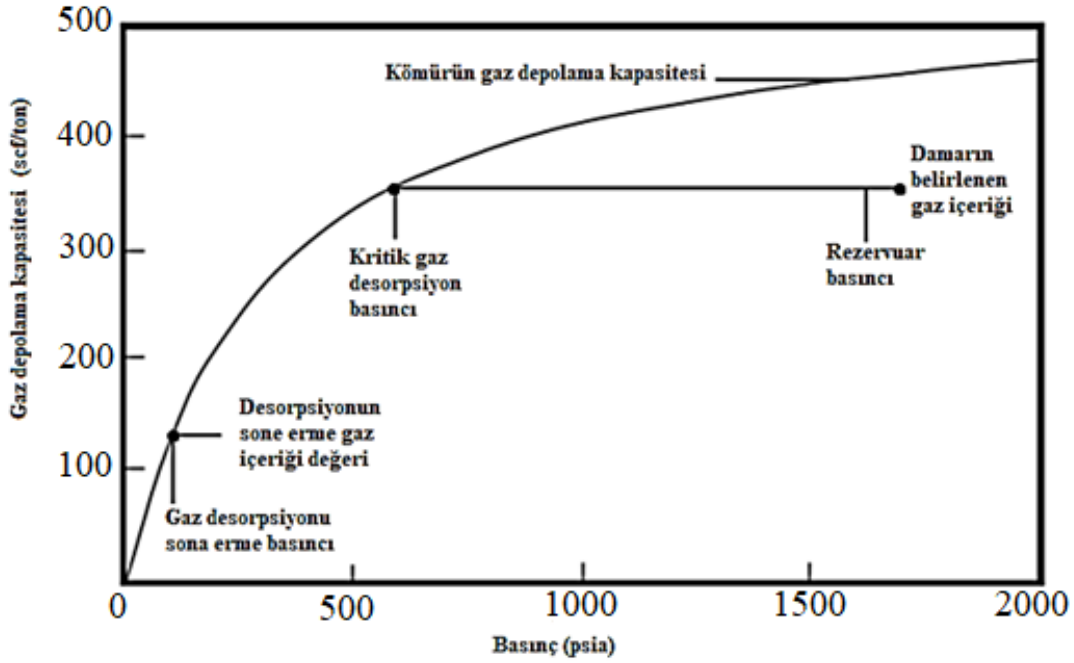
∇P : Basınç gradyeni

2.5.1 Hidrostatik basınç ve gaz desorpsiyon ilişkisi

Kömürün bünyesinde bulunan gazı iletebilme yetisi, kömürün gözeneklilik, geçirgenlik, maseral içeriği ve hidrostatik basınca bağlıdır (Scott, 2002). Hidrostatik basınç derinlere inildikçe artmaktadır. Örneğin, kömürdeki gazın drene edilmesi ya da üretilmesi için yapılan sondajlarda, ilk önce hidrostatik basıncın azaltılması gerekmektedir. Gerekli basınç düşürme değeri adsorpsiyon izotermlerinden belirlenmektedir (Zang ve Wang, 2017; Zhao ve diğ, 2019) (Şekil 2.8).

Öncelikle, bir sondaj kuyusundan gazın üretilebilmesi için kömür damarından suyun uzaklaştırılması gerekmekte olup, söz konusu durum hidrostatik basıncın düşürülmesi açısından da önem taşımaktadır. Suyun yerüstü sondajları ya da metan drenaj sistemi ile alınması ile birlikte hidrostatik basınç azaltılmakta, böylece gaz kömürün matriksinden klitlere difüzyon ile hareket etmekte ve gaz moleküllerinin kömürden desorpsiyonu gerçekleşmektedir (Mavor ve diğ, 1990).

Gazın ilk desorpsiyona başladığı nokta, kritik desorpsiyon basıncıdır (Şekil 2.8). Hidrostatik basıncın azaltılmaya başlandığı ilk nokta ise damarın anlık ölçülmüş gaz içeriğinin bulunduğu grafik üstünde karşılık gelen basınç noktasıdır. Şekil 2.8'deki Schraufnagel ve Schafer (1996)'dan alınan örnek adsorpsiyon izotermine göre, gazın desorpsiyonu yaklaşık 500 psia altından itibaren yavaşlamaya başlar ve desorpsiyonun sona erdiği basınç noktası olan 100 psia basınca kadar devam eder. Bu noktanın altındaki basınç değerlerinde gazın akışı kesilmektedir (Schraufnagel ve Schafer, 1996).



Şekil 2.8 : Tipik bir adsorpsiyon izotermi (Schraufnagel ve Schafer (1996)'dan değiştirilmiştir).

2.5.2 Gaz akışını kontrol eden parametreler

Kömürün bünyesindeki gazın akış özellikleri birçok araştırmacı tarafından uzun yıllardan beri araştırılmaktadır (Harpalani ve McPherson, 1986; Karacan ve diğ, 2007; Scott, 2002; Jin ve diğ, 2015; Zhao ve diğ, 2019). Kömürde, hem gazın akışını, hem de madencilik faaliyetleri sırasında ocak imalatına emisyonunu kontrol eden birçok faktör bulunmaktadır. Bu faktörlerin başında, kömürün permeabilitesi, permeabiliteyi etkileyen kömürün gözenekliliği, efektif gerilme ve kömürdeki gazın doygunluk derecesi gelmektedir (Gürdal ve Yalçin, 2000; Scott, 2002).

2.5.2.1 Permeabilite

"Geçirgenlik" ya da "Permeabilite", gaz üretimine ve kömür rezervuarı özelliklerine etki eden ve ayrıca kömür damarlarından metan emisyonunu etkileyen bir parametredir (Harpalani ve McPherson, 1986; Moore, 2012). Bir kömürün permeabilitesi, kömürün ya da herhangi bir kayacın bir akışkanı kendi bünyesinde iletebilme gücü ya da yeteneği olarak tanımlanmaktadır. Kömürün permeabilite ölçümlerinde kullanılan birim milidarcy (mD)'dir (Flores, 2014).

Permeabilite, mutlak (absolute) ve bağıl (relative) olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. **Mutlak permeabilite,** gerilme koşullarına ve adsorbe gaz miktarına bağlı olarak sadece kömürün sahip olduğu (kömürde bulunan suda çözünmüş

akışkanların hariç olduğu) permeabilite olarak tanımlanmaktadır. Bu nedenle laboratuvarda ölçülen permeabilite sonuçları sahada yapılan tahminlerden farklı çıkmaktadır (Gentzis ve diğ, 2006). Daha önce bahsedildiği üzere, birçok kömür damarı serbest halde gaz ve su içermektedir. Bunların miktarları arasındaki oran, kömürün akışkanı taşıma derecesini belirlemektedir. Gazın ya da suyun **Bağıl permeabilitesi**, kömürün toplam permeabilitesinin gazın ya da suyun permeabilitesine oranı olarak tanımlanmaktadır. Bu değerler, laboratuvarda ölçülebilmekte, matematiksel eşitlikler ile tahmin edilebilmekte ve kömür rezervuar modelleme programları ile hesaplanabilmektedir (Seidle, 2011).

Yerinde (*in-situ*) permeabiliteyi ölçmek kolay olmamakla birlikte, elde edilen tahminler sadece kömürün permeabilitesinin anlık değeri olarak ortaya çıkmaktadır. Kömürün permeabilitesi; efektif gerilme koşulları, gaz basıncı ve kömürün sorpsiyon davranışlarından dolayı oluşan büzülme/genleşme (shrinkage/swelling) özelliklerine bağlıdır (Busch ve diğ, 2003).

Daha önce de bahsedildiği üzere, kömür ikili gözenekli sisteme sahip bir organik yapıdır. Burada bulunan makro gözenekli sistemler doğal çatlaklar olan klitlerden meydana gelmekte olup, gazın iletiminde birincil rol oynamaktadır. Kömürün matriksinde bulunan mikro gözenekli sistemler ise, klitler ve bunlara bağlı çok fazla sayıda gözenekten oluşmaktadır. Gamson ve diğ. (1993)'ün yaptığı araştırmaya göre, bu tür mikro yapıların boyutları, süreklilikleri ve yüksek iletim gücü, kömürün toplam permeabilitesine etki etmektedir. Söz konusu yapılar; mikro gözenekler, makro gözenekler ile klit ve çatlaklar arasındaki difüzyon ve laminar metan akışını kontrol eden ana parametrelerdir.

Zutshi ve Harpalani, (2004)'te belirtildiği üzere; Gray ve diğ., (1987)'nin yaptığı araştırmalar, kömürün bünyesindeki klitlerin permeabilitesinin 2 ana nedenden dolayı sürekli değiştiğini göstermiştir. Bunlardan birincisi, efektif gerilme koşullarıdır. Gazın drenajı ya da üretimi ile birlikte, değişen gerilme koşullarından dolayı artış ya da azalış gösterebilmektedir. Diğeri ise bağıl permeabilite olarak tanımlanmakta olup, söz konusu permeabilite koşullarının rezervuardaki gaz ve su doygunluğu ile yakından ilişkilisi olduğu belirtilmiştir.

Bir kömür rezervuarında permeabilite aynı zamanda çeşitli jeolojik yapılardan etkilenmekte olup, kıvrım ve faylar permabiliteyi arttırmaktadır. Özellikle antiklinal yapılar kıvrım ekseni boyunca yeni çatlak oluşumuna katkıda bulunarak, permeabilitenin yükselmesine ve gazın göç etmesine olanak sağlamaktadır (Schraufnagel ve Schafer, 1996).

2.5.2.2 Gözeneklilik

Gazın kömürdeki miktarı (Saghafi, 2016), birikme mekanizması (Bustin ve diğ, 2008) ve kömürden gazın elde edilmesi (Moore, 2012) birçok parametreye bağlıdır. Permeabiliteyle birlikte özellikle kömürün gözenekliliği KKM uygulamalarında ve gazın akış mekanizmasında önemli bir yer tutmaktadır (Flores, 1998). Kömürlerin gözenek dağılımı ve boyutları söz konusu gaz akışını kontrol etmektedir (Busch ve Gensterblum, 2011; Zhao ve diğ, 2019).

Kömürün gözenekliliği 2 ayrı kategoride nitelendirilmektedir. Bunlardan birincisi matriks gözenekliliği, diğeri ise çatlak gözenekliliğidir (Schraufnagel ve Schafer, 1996). Gazın, kömürün gözenekli yapısında depolanmasında matriks gözenekliliği önemli bir rol oynamaktadır. Gözeneklerdeki sıcaklık arttıkça ve gözenek içi basınç düştükçe adsorpsiyon azalmakta, basınç arttıkça kömürün adsorpsiyon miktarı artmaktadır (Schraufnagel ve Schafer, 1996; Harpalani ve McPherson, 1986).

Genel bir düşünce olarak, çatlak yoğunluğu yüksek olan bir kömür damarından gazın yerüstü sondajlarıyla emilimi ve gazın akışı, KKM üretimini ve gazın akışını kolaylaştırmaktadır. Bunun sebebi, kömürdeki klitler arası mesafenin az ve klit açıklıklarının yüksek olmasıdır (Bustin ve diğ, 2008; Clarkson ve Bustin, 1999; Clarkson ve Bustin, 1996). Permeabilite ile birlikte gözeneklilik, kömürdeki gaz akış mekanizmasında önemli rol oynayan gerilmenin birer fonksiyonudur. Gazın akışı sırasında düşey gerilmeler çok değişmemekle birlikte, kömürdeki efektif gerilmeler kendi bünyesindeki gözenek içi basınçta büyük değişimler yaratmaktadır. Dolayısıyla bir kömür rezervuarındaki çatlak permeabilitesi ve gözeneklilik, rezervuar basıncı tarafından kontrol edilmektedir (Schraufnagel ve Schafer, 1996).

2.5.2.3 Efektif gerilme

Efektif gerilme, kömür damarlarında permeabilitenin bir fonksiyonudur ve derinlik basıncı ile damardaki akışkan basıncı arasındaki fark olarak tanımlanmaktadır. Derinlik basıncı arttıkça, kömürün permeabilitesi düşmektedir (Cai ve diğ, 2018; Yang ve diğ, 2011). Değişen gerilme koşulları altında, kömürün matriksinde büzülme ve genleşme olayları meydana gelmektedir. Kömürün bu özelliği, poro-elastik davranış olarak tanımlanmaktadır. Kömürün, gerilmeler altındaki bu davranışı permeabiliteyi doğrudan etkilemektedir. Değişen basınç koşullarında, kömürün poro-elastik davranışı ise kömürün adsorbe ettiği gazın türüne bağlı olmaktadır (Busch ve Gensterblum, 2011; Si ve diğ, 2019; Yi ve diğ, 2009)

KKM üretiminde, hidrostatik basıncın azaltılması sırasında birçok parametre oluşmaktadır. Kömür damarının azaltılan akışkan basıncı, ek yatay gerilme oluşturmakta bu da permeabilitenin düşmesine sebep olmaktadır. Suyun çekilmesi sırasında gazın desorpsiyon hızı artmakta ve susuzlaşan kömürün matriksi büzülmeye uğramaktadır. Fakat bu büzülme, klitler arası açıklık boyutlarını arttırarak kömürün permeabilitesini yükseltmektedir Kömürün matriksindeki büzülme değeri sıkıştırma kuvvetlerinden düşük ise, metan drenajı boyunca permeabilite azalmakta, büzülme değeri yüksek ise kömürün permeabilitesi artmaktadır (Wang ve diğ, 2015; Yang ve diğ, 2011). Bir başka yönden, tektonik hareketler sonucu oluşan gerilmeler ise kömürün klit gelişimine etki etmektedir. Alın klitleri, maksimum yerinde (*in-situ*) gerilme koşulları ile birlikte aynı yönde gelişirken, taban klitleri ise bunun tam tersi olarak minimum yerinde gerilme koşulları ile birlikte gelişmektedir. Klit elemanlarının iki farklı şekilde gelişmesinin sebebi bu şekilde açıklanmaktadır (Dawson ve Esterle, 2010; Schraufnagel ve Schafer, 1996).

2.5.2.4 Doygunluk derecesi

Kömürün gaz doygunluğu, aynı koşullar altında kömür damarının yerinde (*in-situ*) gaz içeriği ile maksimum gaz depolama kapasitesi arasındaki ilişkinin bir ölçüsüdür. Bir kömür damarı belli bir basınç altında içerebileceği maksimum gaz içeriğine sahip ise kömür damarı "Doygun"; aynı basınçta depolayabileceği maksimum gaz kapasitesinden düşük değerde gaz içeriyorsa, söz konusu kömür damarı "Doymamış" ya da "Az Doygun" olarak nitelendirilmektedir. Pratikte hiçbir kömür damarı doygun

durumda değildir. Doygun olmayan kömür damarlarında klitler su ile dolu olduğundan, gazın desorpsiyonu kritik noktaya ulaşıncaya kadar su gelmeye devam edecek ve gaz desorpsiyonu o noktaya kadar başlayamayacaktır (Metcalfe ve diğ, 1991; Moore, 2012; Seidle, 2011).

Kömürdeki gazın desorpsiyona başlayacağı basınç değeri (kritik gaz desorpsiyon basıncı) Langmuir sorpsiyon izoterminden aşağıdaki Eşitlik 2.10 ile hesaplanmaktadır (Seidle, 2011).

$$p_d = p_L \frac{V}{V_{Lis}+V} \tag{2.10}$$

Bu eşitlikte,

p_d : Kritik desorpsiyon basıncı (MPa)

p_L : Langmuir basınç sabiti (MPa)

V_{Lis} : Yerinde (*in-situ*) Langmuir hacim sabiti (cm^3/gr)

V : Desorpsiyon testlerinden ölçülen gaz içeriği değeri (cm^3/gr)

Seidle (2011)'in de belirttiği gibi, şu andaki teknoloji ile bir kömür damarının doygunluğu, çeşitli jeolojik faktörlerin etkisi nedeniyle tahmin edilememektedir. Günümüzde bir kömür damarının doygunluğu ancak laboratuvarda hesaplanan Langmuir izoterm değerleri ve sahada elde edilen gaz içeriği değerlerinin karşılaştırılması ile tahmin edilebilmektedir. Bu tahminde, sahada ölçülen ya da hesaplanan rezervuar basıncı da hesaba dâhil edilmektedir.

3. ÇALIŞMA SAHASININ TANITILMASI

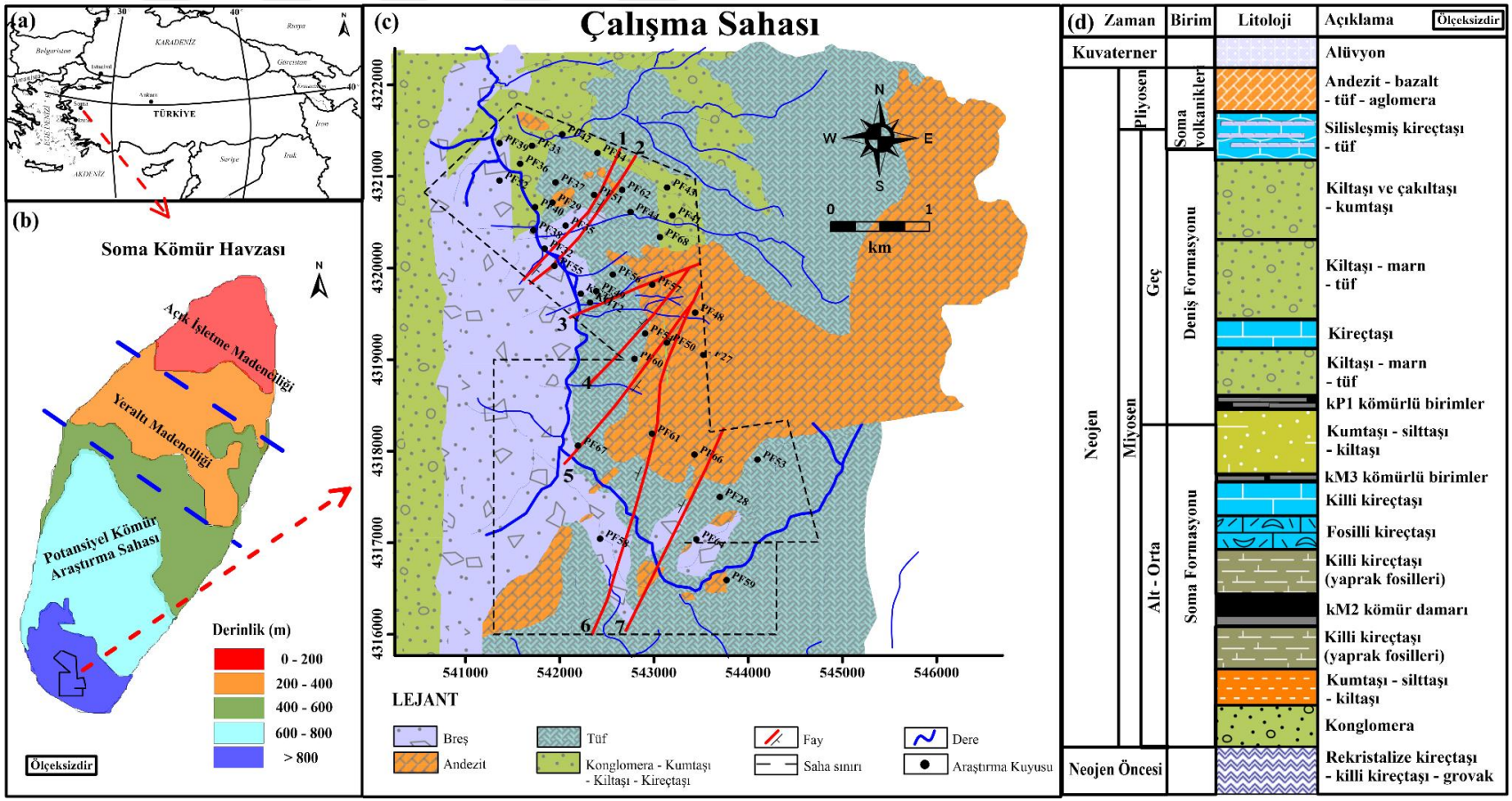
3.1 Genel Durum

Çalışma sahası konum olarak İzmir-Manisa sınırında, İzmir'in Kınık ilçesine bağlı Kalemköy, Elmadere ve Yaylaköy nahiyelerinde bulunmaktadır. Yerel halkın, Soma, Bergama ve Kınık ilçeleri ile bağlantısı vardır. Soma Kömür Havzası'nın özellikle kuzey kesiminde, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'na ait açık ocak madenciliği 1950'lerden bu yana yapılmaktadır. Soma Havzası'nın güneye doğru derinleşmesi ile birlikte birçok özel yeraltı kömür işletmesi de açılmış olup, günümüzde halen kömür üretimine devam edilmektedir. Çalışma sahası, havzanın en derin yeri olan güney-batı kesimindedir. Türkiye'nin en derin yeraltı kömür ocağı Kınık kömür sahasında yakında üretime başlayacaktır. Çalışma kapsamındaki Kınık kömür sahasının toplam rezervi yaklaşık 250 milyon ton'dur.

3.2 Saha Jeolojisi

KD-GB uzanımlı bir graben havzası olan Miyosen yaşlı Soma Kömür Havzası, Türkiye'nin batısında Ege Genişleme Zonunda bulunmaktadır (Şekil 1a ve 1b) (Ersoy et al., 2012; Saatçılar et.al, 2014; Ersoy et al., 2014). Çalışma sahasının konumu ise Şekil 1c'de verilmiştir. Söz konusu genişleme zonunun etkisi sonucunda graben yapıya kavuşmuş olan havza, Neojen öncesi oluşmuş Mesozoyik karbonat, rekristalize kireçtaşları, Paleozoyik metamorfikler ve grovaktan meydana gelen bir temel kayaya sahiptir. Soma Formasyonu, Miyosen bazalt-konglomera ve kumtaşından meydana gelmektedir (Akgün, 1993; Ersoy et al., 2012; İnci, 1998, 2002; Karayigit et al., 2017a, b; Oskay et al., 2019). Akarsu alüvyonel koşullardan, gölsel koşullara dönüşüm sürecinde oluşan kömür içeren birimler, kil-kömür-killi kireçtaşı ve marn birimleri içerisinde oluşmuştur. kM2 ve kM3 kömürlü birimleri bu birimler içerisinde oluşmuş olup, kalınlıkları tüm havzada değişim göstermektedir (İnci, 1998; Karayigit et al., 2017a). Yeraltı kömür işletmelerinde üretilen kM2 kömür damarının kalınlığı 35 metreye kadar çıkmakta iken, kM3 damarının kalınlığı

ise 2 metre ve daha düşük kalınlıklardadır (Oskay et al., 2019). Bölgede yapılan daha önceki çalışmalar; Kınık sahasındaki kM2 ile kM3 kömürlerinin oluşumu ve palinolojisi arasında farklılıklara dikkat çekmektedir (Akgün, 1993; Hokerek and Ozcelik, 2015; İnci, 2002; Karadirek and Ozcelik, 2019; Karayigit et al., 2017a; Oskay et al., 2019; Takahashi and Jux, 1991). Buna göre, kM2 kömür damarı genellikle saf telmatik koşullar altında odunsu bitkiler ile oluşmuşken, kM3 kömür damarı daha çok göl kıyısında ve parçalı girişlere daha açık bir şekilde daha kırıntılı bir yapıya sahip şekilde oluşmuştur. Böylelikle, söz konusu iki kömür damarı arasında kül ve sabit karbon içeriği ile kalorifik değeri kapsayan kömür kalitesi, maseral kompozisyonu bakımından farklılıklar meydana gelmiştir. Soma Formasyonu, geç dönemde oluşmuş Miyosen yaşlı Deniş Formasyonu tarafından örtülüdür. Deniş Formasyonu, akarsu-gölsel sediman birimlerden oluşmaktadır (İnci, 1998, 2002). Kınık kömür sahasındaki Deniş Formasyonu, kiltaşı, kömür ve marn geçişlerinden meydana gelmektedir. kP1 kömür damarı söz konusu formasyonda bulunmakta olup, özellikle Soma havzasının kuzey bölgesinde üretilebilir durumdadır. Fakat, Kınık kömür sahasında kP1 kömür damarı genellikle 2 metre kalınlığa kadar çıkmaktadır (Karayigit et al., 2017a; Oskay et al., 2019). Önceki çalışmalar, kP1 kömürünün oluşumunu aynı kM3 kömürünün oluşumuna sahip olduğunu belirtmişlerdir. kP1 kömür damarı daha çok bitkisel turba oluşumuna daha açık şekilde meydana gelmiştir (Akgün, 1993; İnci, 2002; Karayigit et al., 2017a; Oskay et al., 2019; Takahashi and Jux, 1991). Buna ek olarak, Kınık sahasındaki kP1 kömür damarı yüksek kül ve kükürt içeriğine sahip olup, kalorifik değeri de düşüktür (Oskay et al., 2019). Soma Kömür Havzası'nın tektonizması nedeniyle, bölgesel aktiviteler Miyosen boyunca devam etmiştir. Bunun sonucunda, havzanın güney bölgesindeki kM2 ve kP1 kömür damarlarının sedimantasyonunda yer yer altere tüf ve tüfit birimlerine ve bazaltik dayklara sıklıkla rastlanılmaktadır (Karayigit and Whateley, 1997; Karayigit et al., 2017a; Oskay et al., 2019). Sonuç olarak, Kınık kömür sahasında kömür damarları Pliyosen Soma volkanikleri ve Kuvaterner alüvyonlar ile kaplanmıştır (Şekil 1d).



Şekil 3.1 : Kınık kömür sahasının Soma Kömür Havzası'ndaki yeri, sahadaki jeolojik birimler, faylar ve Soma Kömür Havzası'nın stratigrafisi. (a) Soma Kömür Havzası'nın Türkiye'deki yeri. (b) Çalışma sahasının Soma Havzası'ndaki yeri. (c) Çalışma sahasındaki jeolojik birimler. (d) Genelleştirilmiş Soma Kömür Havzası stratigrafisi (Oskay ve diğ, (2019)'dan değiştirilmiştir).

3.3 Formasyonlar ve kömürlü birimler

3.3.1 Soma Formasyonu

Alt-Orta Miyosen yaşlı Soma Formasyonu'nun genel özellikleri aşağıda listelenmiştir. Birimin kalınlığı 50-150 m arasında değişmekte olup, 4 km genişliğinde ve 25 km uzunluğundadır. Formasyon KD-GB gidişli bir morfolojik çöküntü alanında meydana gelmiştir. Formasyonda 5 seri ve temel kaya mevcutur ve üst seriden alt seriye doğru aşağıdaki gibi sıralanırlar.

- Orta kömür serisi (kM3)
- Kireçtaşı serisi (M3)
- Marn serisi (M2)
- Alt kömür serisi (kM2)
- Temel formasyon (M1)
- Killi şist – Grovak serisi – Rekristalize kireçtaşı (Temel Kaya)

Soma Formasyonu, sahadaki tüm sondajlarda oldukça kalın kesilmiştir. Formasyon, ince piroklastik ara katkılı kumtaşı, kırıntılı karbonat, laminalı kireçtaşı, böbreğimsi ayrışmalı yer yer laminalı marn, silttaşı, şeyl ve marn ardalanmasından oluşan kalın bir istif ile temsil edilir. Andezit-latit ara düzeyli akma breşleri ve bazik lavlardan oluşan kesimleri yer almaktadır. Birim içinde çakıl ve kum boyutunda riyolitik elemanlar da gözlenir.

Ruhsat sahası içinde açılmış olan sondajlara göre; Soma Formasyonu, metamorfik kayalar üzerine diskordan olarak oturan bir çakıltaşı ile başlamaktadır. Bu çakıltaşları gri renkli, ince-orta tane boylu ve kum, silt bağlayıcılıdır. Sondaj loglarında "M1" simgesi ile gösterilmiş olan bu taban kırıntılıları üzerinde kalınlığı 3.5 ile 30 m arasında değişen bir linyit zonu gelir. Bölge Neojen literatüründe "kM2" olarak bilinen bu linyit genellikle sert, masif, siyah ve parlak bir görünüme sahiptir. kM2 nin alt bölümlerinde linyit kalitesi düşmekte ve kil arakatkıları artmaktadır. Killer kahverengi, kahverengi-siyah bir görünüme sahiptir. Bu seviyelerde birkaç cm'den metre boyutuna kadar değişen kalınlıklarda steril kil, linyit izli kil ve marn bantları mevcuttur.

kM2 zonunun üzerine mavimsi-gri renkli bir marn seviyesi gelmektedir. “M2” olarak tanımlanmış olan bu litolojiyi Brinkmann vd. (1970) istifte daha üstte yer alan kireçtaşları ile (M3) birleştirerek marn ve kireçtaşlarının her ikisini birden “marn-kalker serisi” olarak tanıtmaktadır. “kM2” (Alt linyit serisi) ile üzerine gelen marnlar (M2) arasındaki sınır çok net olarak görülür. Çünkü marnlar M2 linyit zonu üzerinde keskin bir dokanak ile doğrudan oturmaktadır. Marnlar gri, gri-yeşil renkli, sert ve masiftir. Orta-kalın tabakalı olup, bazı seviyelerinde bolca yaprak fosilleri kapsar. Bu seviyelerde marnlar ince plakalara ayrılabilmekte ve neredeyse karton şeyllere benzer bir özellik sergilemektedir. Marn serisi (M2) ruhsat sahasında açılmış olan tüm sondajlarda kesilmiş olup geniş yayılımlı ve homojendir. Gerek M2 seviyesi gerekse üstüne gelen kireçtaşları (M3) muntazam tabakalı, gevrek, sondajlardan çıkarıldığında açık renklidir. M3 kireçtaşları M2 marn serisi üzerinde uyumlu ve geçişli bir dokanak ilişkisiyle oturur. Bazı kesimlerinde çatlaklı ve kırıklı bir yapıya sahip olup yer yer karstik erime boşlukludur. M3 kireçtaşlarının kalınlığı farklılıklar gösterse de genel olarak 10-60 m arasında değişir. Kleinsorge (1940, 1941), fauna ve floraya dayanarak Soma formasyonunu Alt ve Orta Miyosen’e dahil etmiştir. M3 kireçtaşı biriminin üstünde “kM3” olarak bilinen orta linyit seviyesi yer almaktadır. Orta linyit damarını oluşturan kömürler parlak siyah renkli, yersel olarak bol fosil kavkılı (gidya), çatlaklı, yaygın ara kesmeli ve yanal yönde devamsızdır. kM3 kömürleri ortalama kalınlıkları 1 ile 7 m arasında değişen bir seviye oluşturmaktadır. kM3 kömür seviyesi üstte Deniş formasyonu ile örtülür.

3.3.2 Deniş Formasyonu

Deniş Formasyonu Soma formasyonu üzerine gelen kömür ara katkılı kırıntılı bir çökel istifidir. Birim Nebert (1978) tarafından Soma kuzeyindeki Deniş köyüne atfen adlandırılmış olup, Deniş Formasyon’unda 4 ana seri vardır ve üst seriden alt seriye doğru aşağıdaki gibi sıralanırlar.

- Andezit-tüf-aglomera (PLTV)
- Konglomera – Marn - Tüf (P2AB)
- Üst linyit seviyesi (kP1)
- Kumtaşı-Silttaşı-Kil seviyesi (P1)

Deniş formasyonunun görünür en altını oluşturan P1 seviyesi başlıca çakıltaşı, kumtaşı ve kil-çamurtaşından oluşur. Genellikle arada kM3 olmaksızın M3 üzerinde depolanmıştır. Birimin sondajlarda kesilen kalınlığı yaklaşık 20 ile 70 m arasında değişir. P1 seviyesi alttan üste doğru kumtaşı ve silttaşı ile başlayarak alacalı (kırmızı, kahverengi, bordo ve yeşil tonları) killere geçiş göstermektedir.

P1 seviyesini kP1 olarak tanımlanmış olan üst kömür seviyesi takip eder. Brinkmann ve diğ. (1970) tarafından "üst linyit damarı" olarak adlanmış olan bu birim geniş yayılımı nedeniyle bölgede önemli bir "kılavuz seviye" oluşturur. Kalınlığı 0.5-4.5 m arasında değişen kP1 kömürlerinin ekonomik önemi yoktur. kP1 seviyesi üzerine uyumlu bir dokanak ile "P2AB seviyesi" olarak bilinen konglomera-tüf-marn birimi gelmektedir. Bu birim tabanda egemen olarak marnlarla başlayıp üstte kil-tüf-marn ardalanmasına yerini bırakır. Marnlar ince katmanlı, yeşilimsi ve sarımsı renkli olup yer yer yaprak fosilleri kapsar. Bazı seviyelerde marnlar arasında renkleri beyazdan koyu griye kadar değişen tüf-tüfit ve kil bantları görülür. P2AB seviyesi üzeri andezit, tüf ve aglomera ile örtülüdür (PLTV).

3.4 Saha Tektoniği

Sahada tektonik oluşumlar Alp orojenezi kaynaklıdır. Havzada Miyosen öncesi, Alp orojenizinin son safhalarında tektonik faaliyetler sonucu pek çok fay oluşmuştur. Fayların etkisi ile temel kaya parçalanmış ve graben formları oluşmuş ve buna bağlı olarak, Neojen birimler ile birlikte kömür meydana gelmiştir. Soma Havzası sırasıyla kuzeyde Deniz bölgesi, orta bölgede Bakırçay grabeni ve güneyde Kısrakdere-Işıklar-Eynez bölgesi olmak üzere 3 kısımdan oluşmaktadır. Bu üç blokta yer yer 100 m'ye varan atımlar mevcuttur. KB-GD yönlü baskı sonucu fay ve çatlak sistemleri, özellikle geç zamanda oluşmuş kömür birimlerinde görülmektedir. Eğim ve tabaka yönleri, yerel yapısal özelliklere ve sahada gözlemlenen ondülasyonlara göre değişmektedir (Ediger ve diğ, 2014; Tercan ve diğ, 2013).

Çalışma sahasında 7 adet ana fay bileşeni bulunmakta olup, sahanın kuzey bölgesi daha kırıklı çatlaklı yapıya sahiptir. Sahanın güney bölgesinde daha düzgün yapılar gözlemlenmiş olup, kömürün sürekliliği korunaklıdır. Soma havzasının karakteristik özelliği olan grabenleşme etkisinde meydana gelmiş söz konusu normal fayların özellikleri (Çizelge 3.1) ve konumları (Şekil 3.1c) verilmiştir. Normal fay açıları sahada genellikle 60° ve üstünde seyretmekte olup, en yüksek dalım açısı 74°'dir.

Fayların yataydaki uzunlukları genellikle 1,33– 2,65 km olup, 80 metreye kadar atımlar kaydedilmiştir. Özellikle, çalışma sahasının kuzey bölgesinde, yüksek dalım açısına sahip faylar ile birlikte yer yer düzensiz bir şekilde kıvrımlar oluşmuştur.

Çizelge 3.1 : Çalışma sahasındaki fayların genel özellikleri.

Fay No.	Fay Adı	Fay Türü	Uzunluk (km)	Dalma Açısı (°)	Atım (m)
1	FL-3	Normal fay	1,71	63	39
2	FL-7	Normal fay	1,83	62	23
3	FL-9	Normal fay	1,33	68	5
4	FL-12	Normal fay	2,65	72	12
5	FL-14	Normal fay	1,50	74	35
6	FL-5	Normal fay	2,22	70	16
7	FL-13	Normal fay	2,17	63	80

3.5 Ekonomik durum

Söz konusu çalışma sahasında 3 adet kömür damarı bulunmaktadır. Rezerv miktarı, damar kalınlığı, sürekliliği ve kömür kalitesi bakımından sadece kM2 kömür damarı ekonomik özelliğe sahiptir. Arazi çalışmaları ışığında, kP1 damarının, kM3 damarına nazaran daha sürekli bir yapıda olduğu tespit edilmiş olup, kM3 damarının sahadaki sürekliliğinin ise çok sınırlı olduğu anlaşılmıştır. Bu yüzden, doktora tez çalışmasındaki tüm araştırmalar, kP1 ve kM2 kömür damarları üzerine yoğunlaşmıştır.

kM2 kömür damarında, kahverengiden siyah renge doğru bir geçiş yaşanmaktadır. Kömürün bünyesinde çok miktarda kil bulunmaktadır. Ayrıca fosil kabukları gözlemlenmiştir. kM2 kömür serisinin üst seviyeleri siyah renkte kömür içermekte ve kalorifik değeri yüksek olan bu kısımda kömür, yerel pirit ardalanmaları ile birlikte parlak, sert ve camsı bir görünüm sergilemektedir. kM2 kömür damarının alt seviyeleri ise kül içeriği yüksek, kalorifik değeri düşük ve daha bantlı yapıdadır.

Orta kömür serisinde (kM3) benzer özellikler ortaya çıkmaktadır. Bu seride düşük kaliteli kahverengi kömürlerden, yüksek kaliteli siyah renkli kömürlere geçiş gözlenmiştir. Fakat, damar kalınlığının çok ince olduğu anlaşılmıştır. kP1 üst kömür serisi ise düşük kaliteli ve killi kömürleri içermektedir. kP1 kömür damarını, kM3 damarından ayıran en önemli özellik, sahadaki sürekliliğinin kM3'e nazaran daha fazla olmasıdır.

4. KINIK KÖMÜR SAHASINDAKİ KÖMÜR KÖKENLİ METAN POTANSİYELİNİN KARAKTERİZASYONU

4.1 Arazi Çalışmaları

Kınık kömür sahasında 37 adet farklı yerüstü sondajlarından 84 adet karot kömür numunesi alınmıştır. Bunların 24'ü kP1 kömür damarına, 60'ı ise kM2 kömür damarına aittir. Bu çalışmada, kM3 kömür damarından numune alınmamıştır. Bunun nedeni, kM3 kömür damarının, yerüstü sondajları sırasında kesilmemiş olması ve sahadaki sürekliliğinin sınırlı olmasıdır. Dolayısıyla kM3 damarı bu çalışmanın dışında tutulmuştur. Şekil 4.1'de yerüstü sondajlarında numune alma işlemleri ve numunelerin eldesinden sonra yapılan analizler özetlenmiştir. Alınan karot kömür numuneleri (Şekil 4.2) kanisterlere koyulduktan sonra sızdırmazlıkları sağlanmıştır. 84 adet kanister'in gaz ölçümleri önce sahada, ardından İ.T.Ü. Maden Havalandırması ve İş Güvenliği Laboratuvarı'nda sürdürülmüştür. Kanister desorpsiyon testlerinin tamamlanmasından sonra, kanisterler açılmış, farklı deney setleri için farklı türde numuneler ayrılmıştır. Kanisterden çıkarılan karot numune 4 alt numuneye ayrılmıştır. Söz konusu alt numuneler;

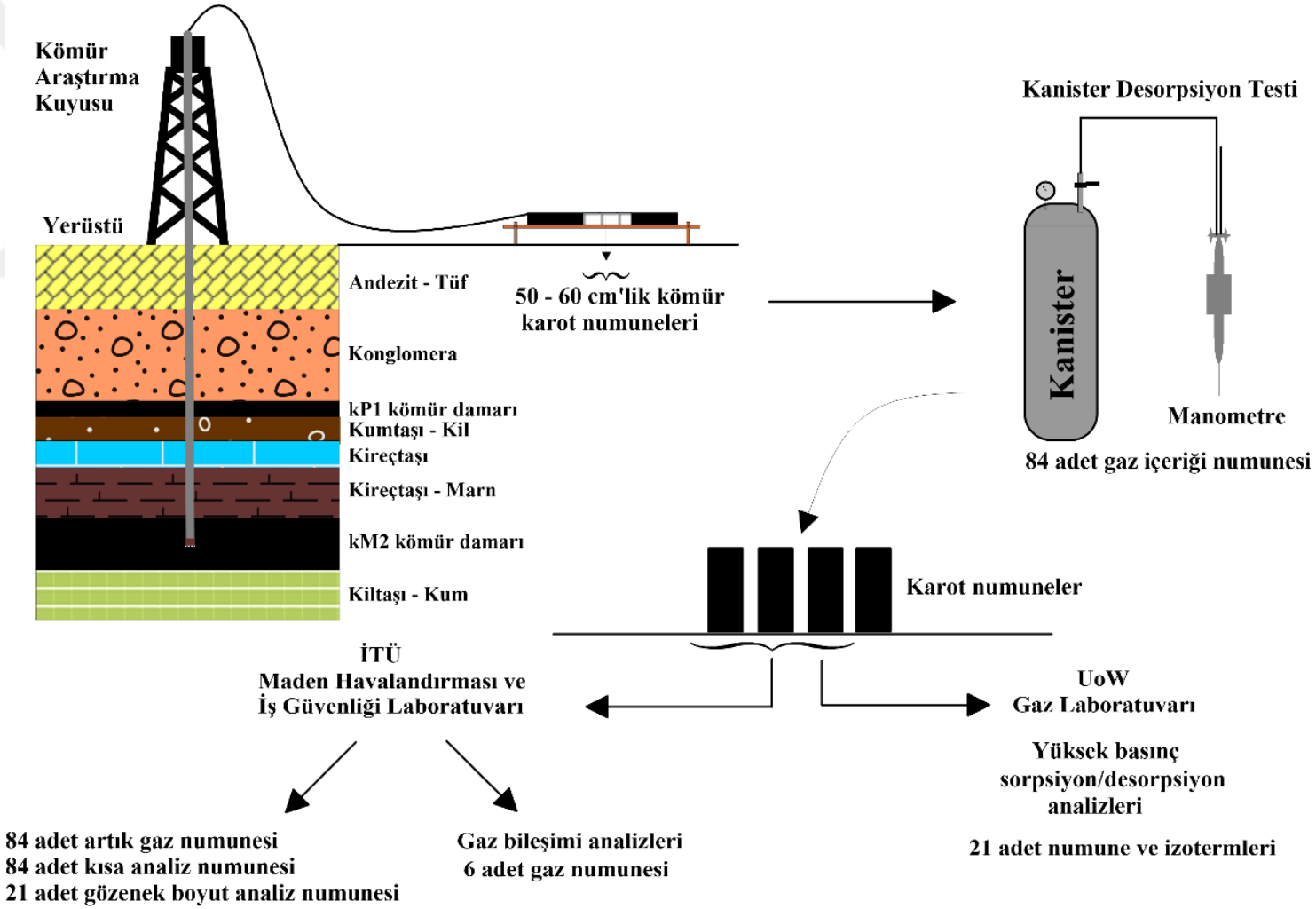
a) Artık gaz ölçümleri için ayrılan kısım;

b) Kimyasal analizler için ayrılan kısım;

c) Gözenek boyut analizleri için ayrılan kısım; ve

d) Adsorpsiyon kapasitesi analizleri için ayrılan kısımlardan oluşmaktadır.

Kömürün adsorpsiyon kapasitesi, Avustralya'daki Wollongong Üniversitesi Maden Gaz Laboratuvarı'nda gerçekleştirilmiştir. Karot numuneler kanisterlerden çıkarıldıktan sonra adsorpsiyon kapasitesi analizleri için ayrılan kısımlar streç ve alüminyum folyo ile sarılarak, okside olmamaları için hava ile bağlantıları kesilmiş ve ilgili üniversitede analizler için hazır hale getirilmiştir. Gaz bileşim analizleri, kanisterlerin gaz ölçümleri sırasında yapılmıştır. Bu şekilde yapılan numunelendirme stratejisi; sahadaki kömür damarlarında, damar içi ve sahadaki farklı bölgelerde ve derinliklerdeki değişimlerin tespit edilmesini ve kP1 ile kM2 kömür damarlarının uygun bir şekilde karşılaştırılmasını sağlanmışır.



Şekil 4.1 : Çalışma sırasında uygulanan numune alma yöntemi.



Şekil 4.2 : Kınık kömür sahasındaki sondaj çalışmalarından bir kesit.

4.2 Çalışmada Kullanılan Yöntem ve Parametreler

4.2.1 Kimyasal analiz

Kömürün nem, kül, uçucu madde ve sabit karbon analizlerini kapsayan kimyasal analizler, kanister desorpsiyon testlerinin sonlandırılmasını takiben, sahadan alınan tüm numuneler üzerinde gerçekleştirilmiştir. Kimyasal analizler ile birlikte, kömür numunelerinin kalorifik değer ve kükürt analizleri ASTM standardı prosedürlerine göre İ.T.Ü. Maden Havalandırması ve İş Güvenliği Laboratuvarları'nda yapılmıştır (ASTM, 2013a; ASTM 2013b; ASTM, 2016).

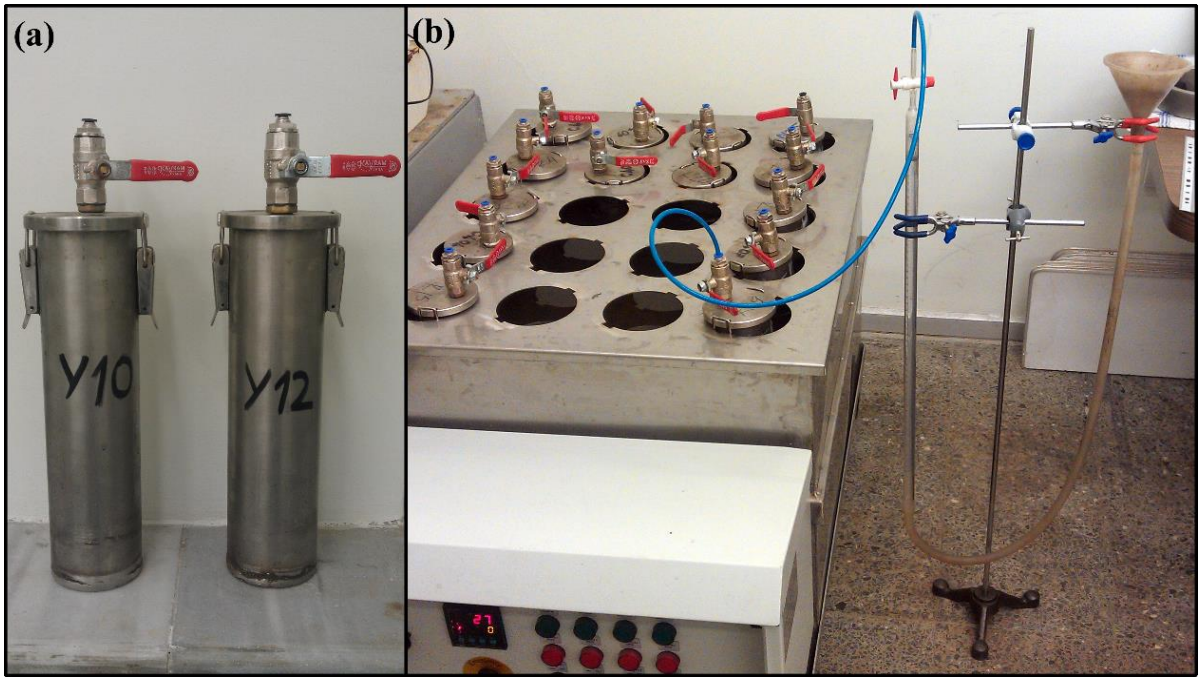
Kömürün mineral madde miktarı ise Parr Formülü ile belirlenmiştir (Speight, 2005). Sahadaki kömür damarlarının ASTM D388 – 15 prosedürleri kapsamında sınıflandırmasını yapmak amacıyla numunelerin kuru-mineral maddesiz bazdaki uçucu madde ve sabit karbon içeriği ile kalorifik değer'i Parr Formülü'nden yararlanılarak hesaplanmıştır (ASTM, 2015a).

4.2.2 Kömürün gaz içeriğinin belirlenmesi

Bu çalışmada, kömür damarlarından alınan numunelerin gaz içerikleri, ASTM D7569/D7569M-10 prosedürlerine uygun olarak (ASTM, 2015b), USBM Doğrudan Gaz İçeriği Ölçme Yöntemi'ne göre belirlenmiştir (Diamond ve Levine, 1981; Diamond ve

Schatzel, 1998). Bir kömür damarının toplam gaz içeriği (Q_T); kayıp gaz (Q_1), yayılan gaz (Q_2) ve artık gaz (Q_3) olmak üzere 3 adet ana bileşenden oluşmaktadır (ASTM, 2015b).

Genellikle 50-60 cm uzunluğundaki karot kömür numuneleri, yeryüzüne ulaştıktan sonra, kanisterlere alınmış ve sızdırmazlıkları sağlanmıştır. Gaz ölçümlerinde kullanılan ekipmanlardan biri olan kanisterlerin boyutları 8 cm x 60 cm olup, sızdırmazlıkları önceden 6 bar basınçta hava basılarak test edilmiştir. Bir diğeri ise kanister vanası açıldıktan sonra gelen gaz miktarının ölçüldüğü düşey U tüp manometredir. Kanisterlerin ve gaz ölçüm düzeneğinin görünüşü sırasıyla Şekil 4.3a ve Şekil 4.3b'de verilmiştir.



Şekil 4.3 : Kömürün gaz içeriğinin belirlenmesinde kullanılan ekipmanlar. (a) desorpsiyon testlerinde kullanılan kanisterler. (b) gaz ölçüm deney düzeneği.

Kanister desorpsiyon testlerinin tamamı önce sahada ve daha sonra laboratuvarda sürdürülmüştür. Ölçümlerin tüm safhalarında kanisterler termal havuzda ve rezervuar sıcaklığında bekletilmiştir. Gazın kömürden desorpsiyonu sıcaklıkla yakın ilişkili olduğundan, gaz ölçümlerinin kömürün kendi rezervuar sıcaklığında yapılması ölçümlerin doğruluğu ve güvenilirliliği açısından kritik bir rol oynamaktadır (Barker ve Dallegge, 2005; Diamond ve Schatzel, 1998; Yang ve diğ, 2019).

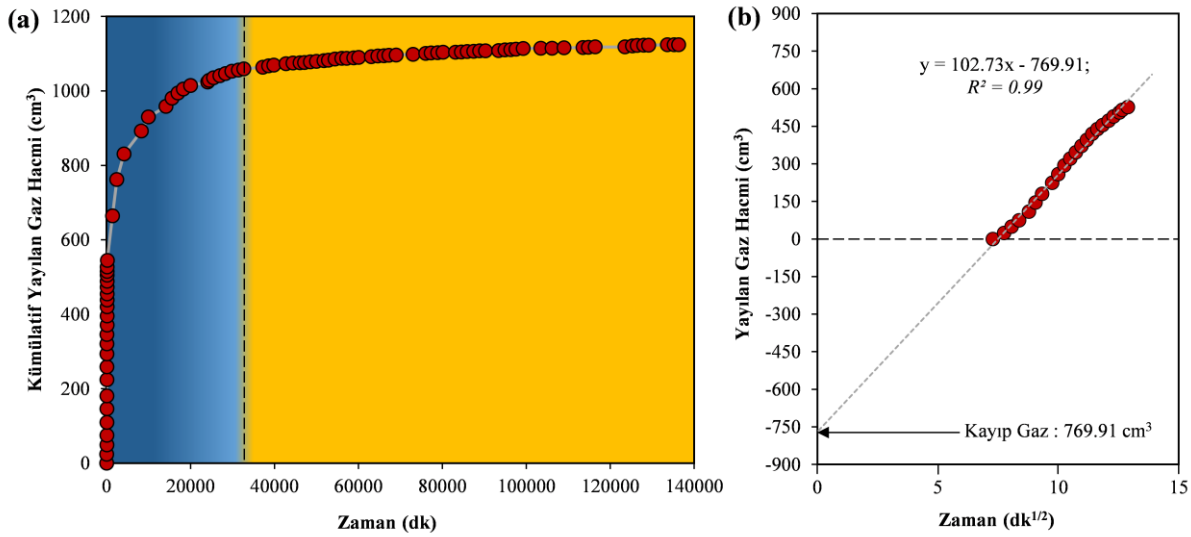
Kayıp gazın meydana geldiği desorpsiyon sıcaklığı, rezervuar sıcaklığından ziyade genellikle sondaj çamur sıcaklığıdır. Karot alma işlemi sırasında sondaj borusu içinde sirküle olan sondaj sıvısı yaklaşık olarak çamur sıcaklığına eşit olmaktadır (ASTM, 2015b). Dolayısıyla gaz ölçümleri sırasında rezervuar sıcaklığı, sondaj çamur sıcaklığı olarak kabul edilmiş olup,

söz konusu değer 25-28°C olarak belirlenmiştir. Gaz ölçümleri sırasında ayrıca yayılan gaz miktarları ile birlikte ortamın sıcaklığı ve atmosferik basınç değeri sırasıyla dijital termometre ve barometre ile ölçülmüş ve her gaz okumasında kaydedilmiştir. Kaydedilen değerler standart sıcaklık ve basınç koşullarına göre (273,15 K ve 101,325 KPa) normalize edilmiştir (Barker ve Dallegge, 2005).

Karot numune kanistere alındıktan sonra ilk okumalar her 5, 10, 15 dakikada bir gelen yayılan gaz miktarının değişimine göre yapılmıştır. Yayılan gaz ölçümlerinin okuma sıklığı, gelen gazın miktarına göre saatlik ve daha sonra günlük okumalar ile sürdürülmüştür. (Barker ve diğ, 2002; Bodden ve Ehrlich, 1998; Mares, ve diğ, 2009). Kanister desorpsiyon testlerine, gaz geliri 0,05 cm^3/gr/gün değerine ulaşana kadar devam edilmiştir (ASTM, 2015b; Diamond ve Schatzel, 1998).

Karot numunenin kömür damarından kesilme anından itibaren (desorpsiyonun başladığı an veya sıfır zamanı), yerüstünde kanistere konuluncaya kadar gecen süre kayıp gaz zamanı olarak tanımlanmaktadır. Karot numunenin sondaj esnasında kesilip sondaj kuyusunun yarısına geldiği an sıfır zaman olarak kabul edilmektedir. Kayıp gaz miktarı doğrudan ölçülememekte, ancak desorpsiyon ölçümlerinden hareketle tahmin edilmektedir (ASTM, 2015b; Diamond ve Schatzel, 1998). Kayıp gaz miktarı, zamanın kareköküne karşılık gelen kümülatif yayılan gaz miktarı grafiğinden tahmin edilebilmektedir. Kayıp gaz'ın tahmininde ilk gaz okumaları ne kadar sık olursa, söz konusu tahmin o kadar doğru ve güvenilir olmaktadır. Örnek bir yayılan gaz grafiği ve kayıp gaz tahmini sırasıyla Şekil 4.4a ve Şekil 4.4b'de verilmiştir.

Kanister desorpsiyon testlerinin sonlandırılması ile her bir numunenin artık gaz ölçümleri gerçekleştirilmiştir. Numuneler, Şekil 4.5'te verilen Fritsch Pulverisette 9® marka halkalı değirmen içerisindeki hazneye yerleştirilerek, sızdırmazlıkları sağlanmıştır. Her bir 50-100 gr'lık numuneden 3 set oluşturulmuştur. Her bir sette numune 1'er dakika öğütülerek, bu süre sonundaki yayılan gaz miktarı, haznenin manometreye bağlanması ile ölçülmüştür (ASTM, 2015b; Moore, 2012). Söz konusu numune için nihai artık gaz sonucu, 3 setin ortalaması olmaktadır. Artık gaz ölçümleri esnasında ortam basıncı ve sıcaklığı ölçülmüş olup, standart sıcaklık ve basınç koşullarına normalize edilmiştir. Öğütme işlemleri sonucunda her bir numunenin 212-µm boyutu altına indiği ve tüm gözeneklerinin açıldığı kabul edilmektedir (Diamond ve Levine, 1981; Diamond ve Schatzel, 1998).



Şekil 4.4 : kP1 kömür damarına ait PF43 sondajından alınan karot kömür numunesinin kümülatif yayılan gaz ve kayıp gaz tahmin grafiği. (a) Zamana (dk) karşı çizilen yayılan gaz grafiği (cm^3). (b) Zamanın karekköüne ($dk^{1/2}$) karşı çizilen kayıp gaz tahmin grafiği.

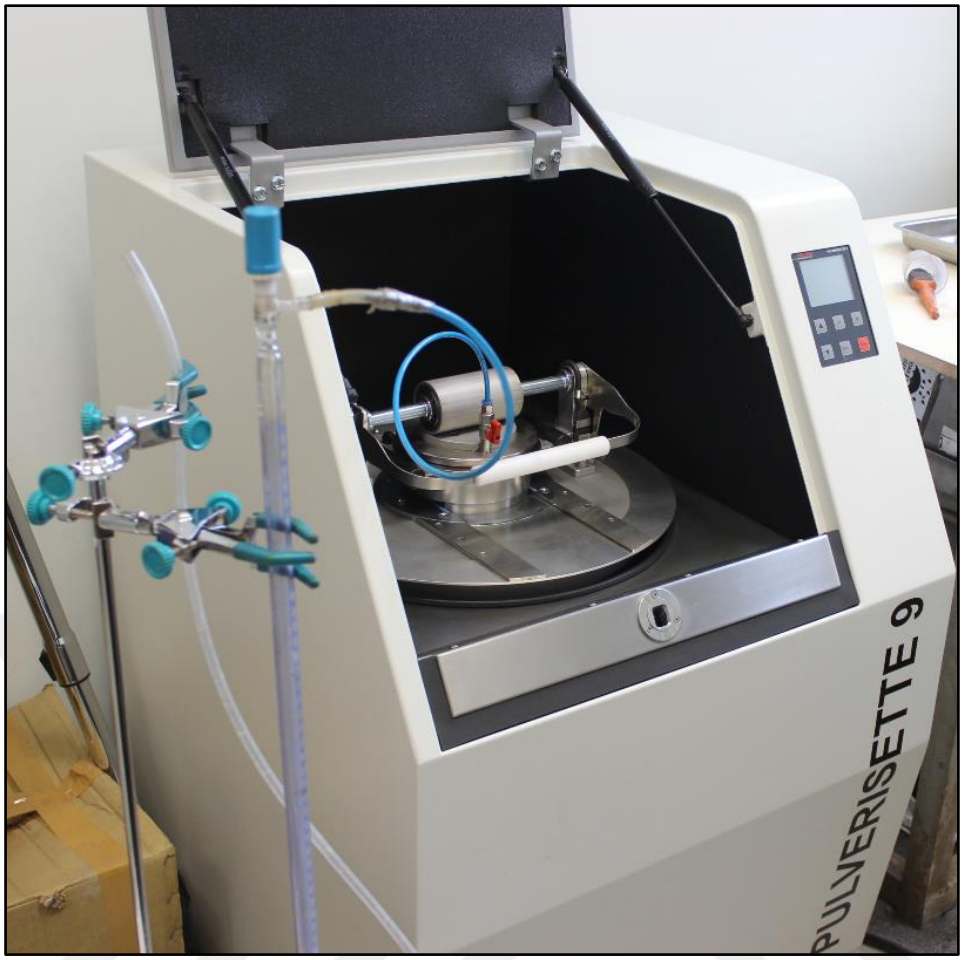
Toplam Gaz Miktarı (Q_T) ise; Kayıp Gaz (Q_1), Yayılan Gaz (Q_2) ve Artık Gaz (Q_3) miktarlarının toplamıyla elde edilmekte olup, aşağıda verilen Eşitlik 4.1 ile kömür damarının toplam gaz içeriği hesaplanmaktadır (Diamond ve Schatzel, 1998).

$$Q_T = \frac{Q_1 + Q_2}{M_t} + \frac{Q_3}{M_c} \qquad (4.1)$$

Bu eşitlikte;

Mt : Kuru kömür numunesinin ağırlığı (g)

Mc : Öğütmede kullanılan kuru kömür numunesinin ağırlığı (g)'dır.



Şekil 4.5 : Kömürün artık gaz içeriğinin belirlenmesinde kullanılan halkalı değirmen ve halkalı değirmen haznesine bağlantısı yapılmış deney düzeneğinin bir görünüşü.

4.2.3 Kömürün gaz bileşiminin belirlenmesi

Kömürün gaz bileşimi analizleri, kanister desorpsiyon testleri sırasında gerçekleştirilmiştir. Her bir gaz numunesi Şekil 4.6'da verilen Agilent HP 7890A marka gaz kromatografı ile analiz edilmiştir. Gaz bileşimi analizlerinde, numunelerdeki CH_4, C_2-C_5, CO_2 ve N_2 miktarları belirlenmiştir. Gaz kromatografında 2 adet ana dedektör bulunmaktadır. Bunlardan FID (Flame Ionization Detector) dedektörü, gaz numunesinin içerdiği hidrokarbon miktarını ölçmekte iken, TCD (Thermal Conductivity Detector) dedektörü ise hidrokarbonlar dışındaki gaz türlerini ölçmektedir. Gaz bileşimi ölçümleri sırasında oluşan atmosferik kontaminasyonlar sonuçları etkilediğinden, nihai sonuçtan eşdeğer atmosferik oksijen ve karbondioksit çıkarılarak, söz konusu ölçümler normalize edilmiştir. Gaz bileşim numuneleri, kanisterlerin boşluk hacminde biriken bölgeden alınmış olup, ölçümlerde Jin ve diğ. (2010)'da belirtilen analiz prosedürleri izlenmiştir.



Şekil 4.6 : Gaz bileşim analizinde kullanılan gaz kromatografı.

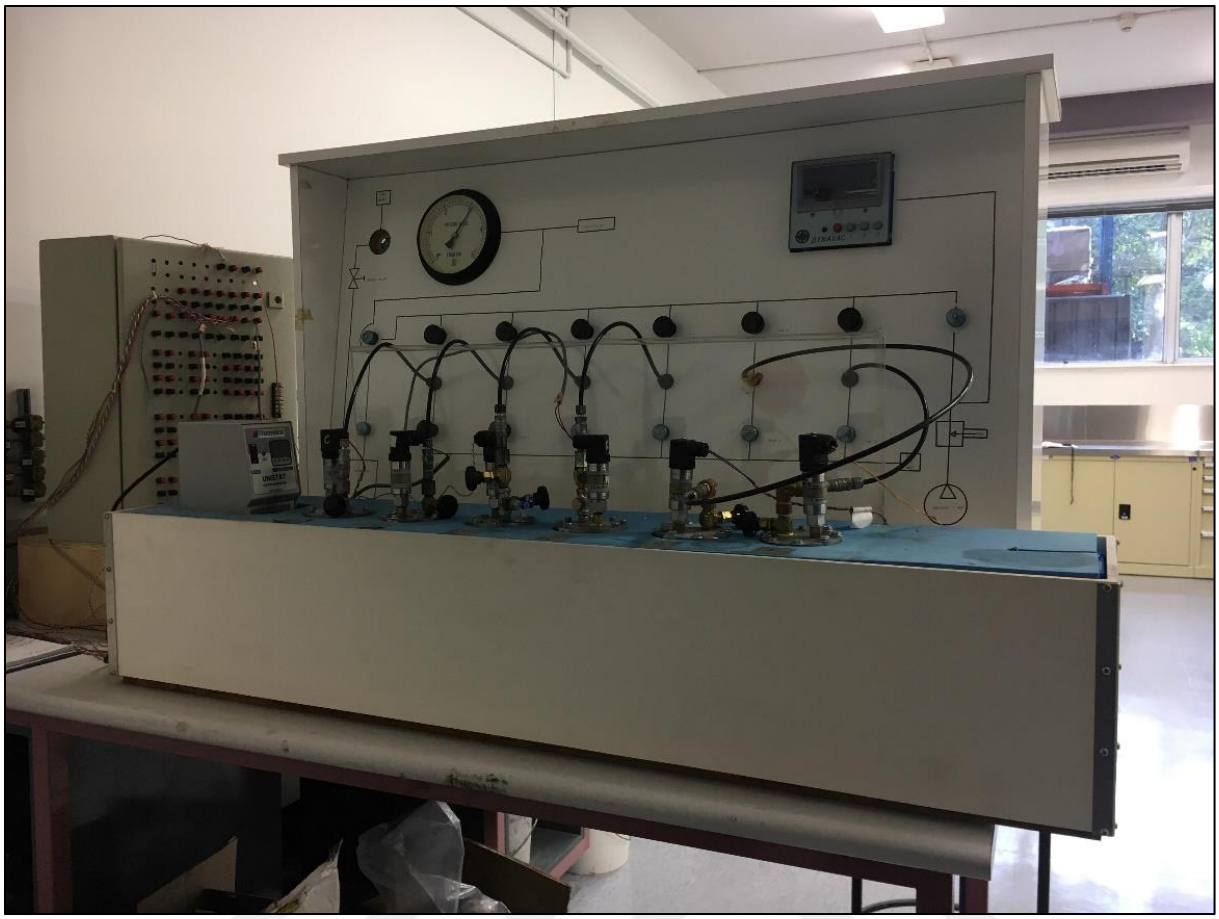
4.2.4 Kömürün gaz adsorpsiyon kapasitesinin belirlenmesi

İlk defa Ettinger ve diğ. (1958) tarafından Rusya'da geliştirilmiş olan yöntem, doğrudan gaz içeriği ölçme yöntemlerindeki hatalı hesaplamalara çözüm getirmek amacıyla tasarlanmıştır. Kömür damarının gaz adsorpsiyon kapasitesi, izoterm verilerine (eş-sıcaklık eğrileri) dayanarak belirlenmektedir (Saghafi ve diğ, 2007). Adsorpsiyon izotermleri; laboratuvar koşullarında bir kömür numunesine farklı basınç değerlerinde oluşturulmakta, söz konusu izotermlerden, her bir basınç ve sıcaklıkta kömürün içerebileceği maksimum gaz miktarı volumetrik, gravimetrik ya da kimyasal teknikler ile tayin edilebilmektedir. Böylelikle kömürün gaz içeriği dolaylı olarak da belirlenebilmektedir. Kömür numunesinin içerebileceği maksimum gaz adsorpsiyon kapasitesi de böylelikle belirlenmiş olur.

Kınık kömür sahasındaki kP1 ve kM2 kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesini belirlemek amacıyla, 21 adet numuneye yüksek basınçta sorpsiyon testleri yapılmış olup, testlerde gravimetrik yöntem prosedürleri (Lama and Bartosiewicz, 1982; Aziz ve Ming-Li, 1999) uygulanmıştır. Testlerde kullanılan sorpsiyon cihazı Şekil 4.7'de verilmiştir (Faiz, 1993; Florentin, 2009; Zhang et al., 2011). Gravimetrik yöntemde, sabit sıcaklıkta ve farklı basınçlarda kömür numunesine gazın adsorpsiyonu sonucu, numune hücresinde oluşan kütle değişimi ölçülmekte olup, kömürün 1 gramlık kütlesine karşılık adsorbe edilen gaz hacmi hesaplanmıştır.

Sistem, bir manifolda bağlı vakum pompası, gaz besleme tüpleri (metan gazı), 6 adet numune hücresi ve ısıtıcılı termal havuzdan oluşmaktadır. Analizlerde, 3 – 6 mm boyut aralığındaki 100 – 200 gr'lık kırıntı kömür numuneleri kullanılmıştır. Analiz süresince, laboratuvar sıcaklığı sürekli olarak 19°C'de sabitlenmiştir. Numune hücreleri alüminyum olup, 5000 KPa'a kadar dayanacak şekilde tasarlanmıştır. Silindir şeklindeki hücrelerin çapları 62 mm, yükseklikleri 146 mm olup, iç hacimleri 328,589 ile 375,844 cm^3 arasında değişmektedir. Hücrelerin sızdırmazlıkları ise neopren O-ring ile sağlanmıştır.

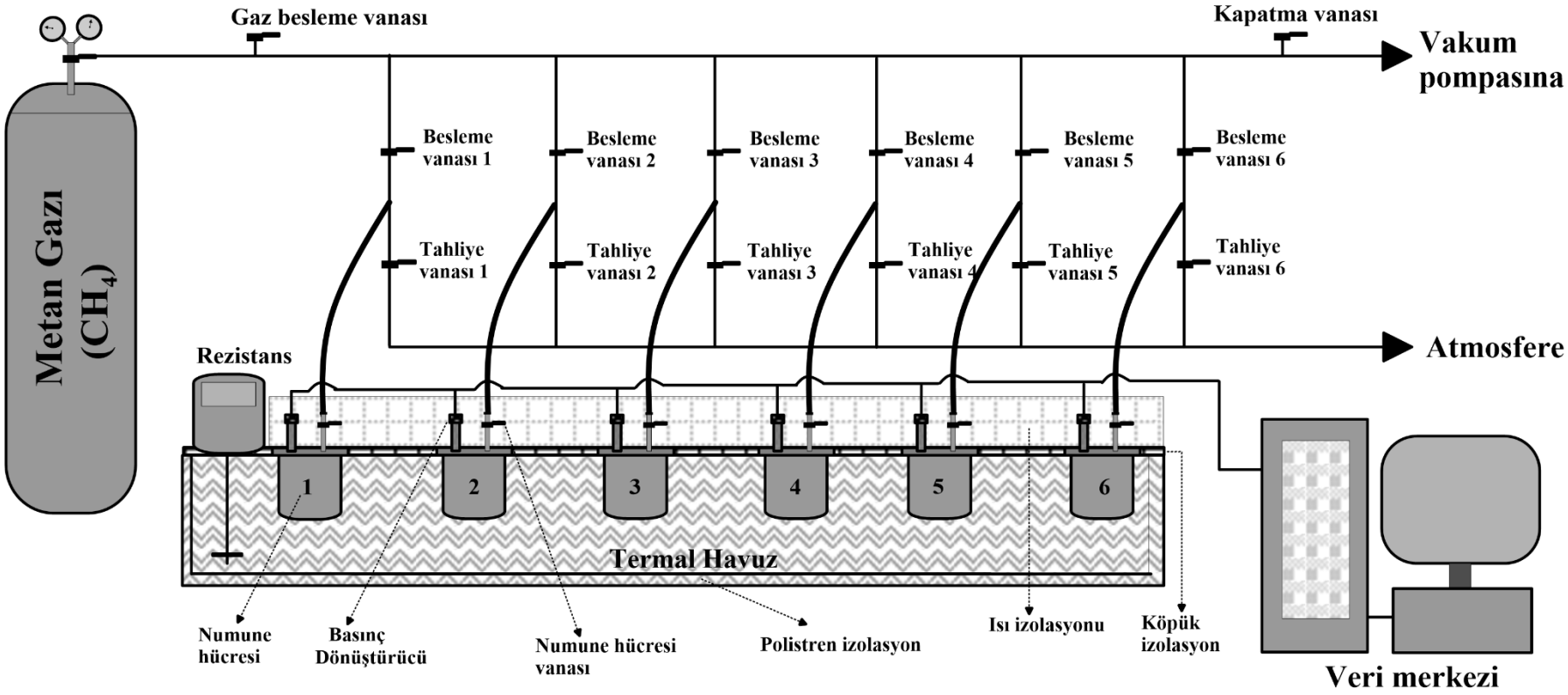
Şekil 4.8'de yüksek basınçta sorpsiyon analizlerinde kullanılan numune hücrelerinin görünümleri ve Lama ve Bartosiewicz (1982) tarafından tasarlanan sorpsiyon cihazına ait şematik görünüm Şekil 4.9'da verilmiştir. Sorpsyion testleri 25°C sıcaklıkta gerçekleştirilmiş olup, normal sıcaklık ve basınç koşullarına (293,15 K ve 101,325 kPa) normalize edilmiştir. Hücrelerin tartımında ise Şekil 4.10a'da verilen Mettler PK 2000S cihazı kullanılmıştır. Cihaz 0,001 gr ile 2500 gr aralığında ölçüm yapabilmektedir.



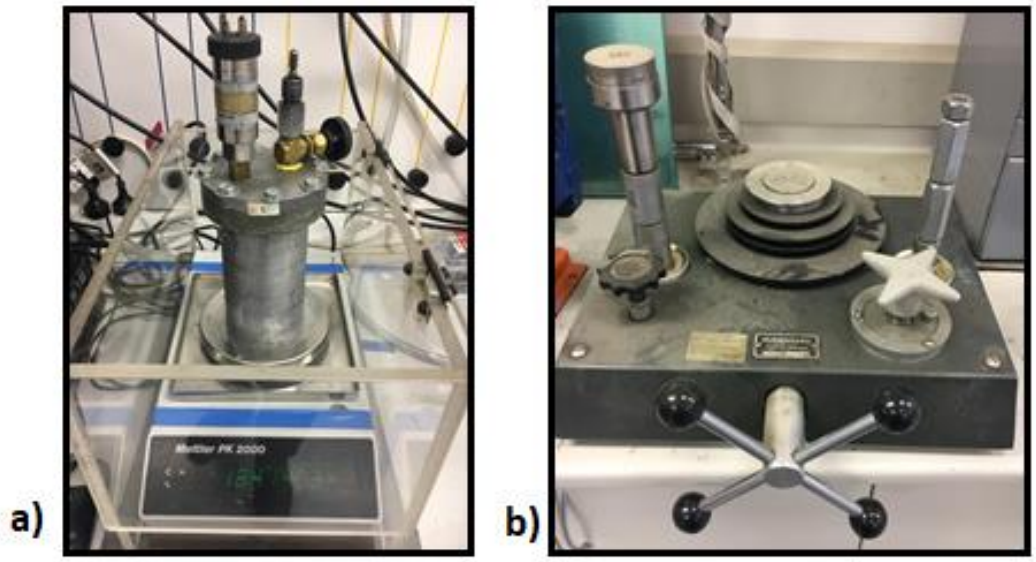
Şekil 4.7 : Yüksek basınç sorpsiyon cihazına ait bir görünüm.



Şekil 4.8 : Sorpsiyon analizlerinde kullanılan numune hücrelerinin laboratuvardaki görünümü.

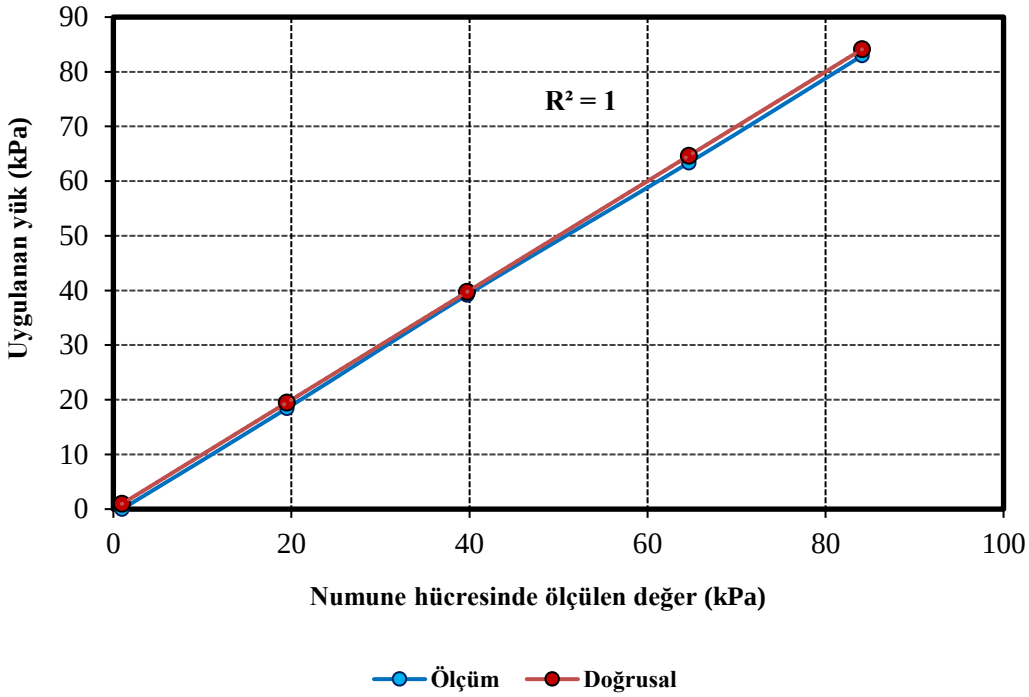


Şekil 4.9 : Yüksek basınç sorpsiyon cihazına ait şematik görünüm.



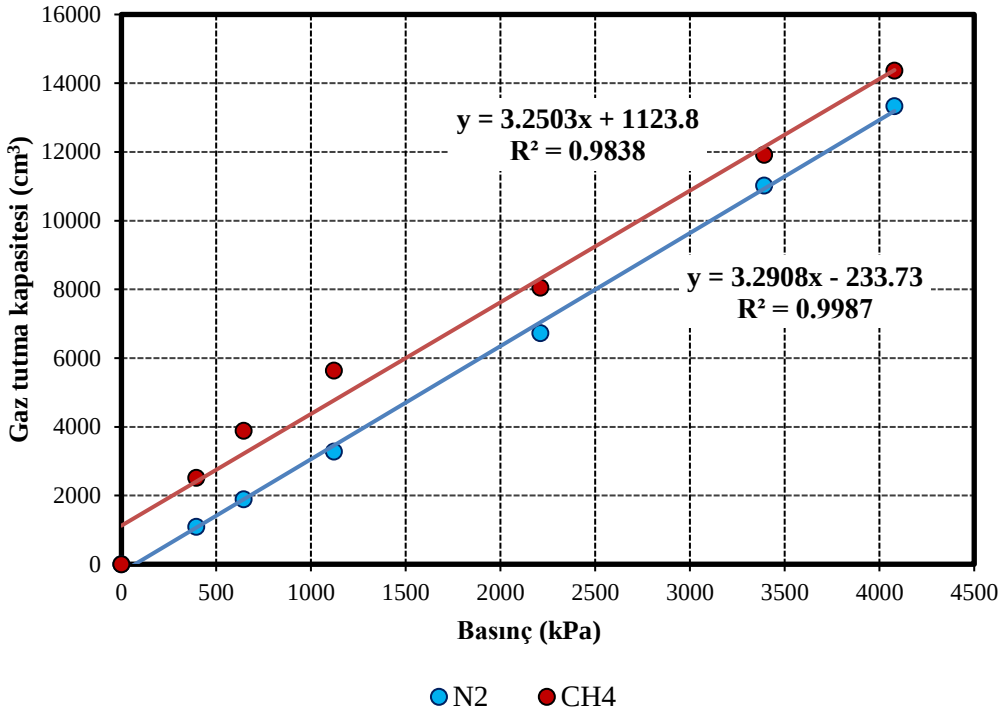
Şekil 4.10 : Sorpsiyon analizlerinde kullanılan diğer ekipmanlara ait bir görünüm. (a) numune hücrelerinin ağırlıklarının belirlenmesinde kullanılan hassas tartı. (b) basınç dönüştürücü kalibrasyon cihazı.

Her numune hücresine ait bir basınç dönüştürücü bulunmaktadır. Söz konusu basınç dönüştürücüler, numune hücresi içerisindeki anlık basınç değişimlerinin veri merkezine iletilip, kaydedilmesine yardımcı olmaktadır. Fakat analizler öncesi, basınç dönüştürücülerin kalibre edilmesi gerekmektedir. Basınç dönüştürücülerin kalibrasyonu için Şekil 4.10b'de verilen cihaz kullanılmıştır. 6 adet basınç dönüştürücünün kalibrasyonunda, güç kaynağından basınç dönüştürücüsüne 10 V gibi bir uyarım voltajı verilmektedir. Veri merkezi, basınç dönüştürücünün mV çıkışında elde edilen verileri kaydetmektedir. Dönüştürücüye belli bir yük uygulandığında, söz konusu çıkışında değişim değeri mV olarak ölçülmektedir. Dönüştürücüdeki ölçülen ilk değer (giriş) ve son değer (çıkış) arasındaki fark kaydedilir. Yük belli aralıklarla arttırılarak doğrusal bir regresyon grafiği elde edilir. Bu grafiği oluşturan değerler, veri merkezinin yazılımına girilir ve basınç dönüştürücü kalibrasyonu sonlandırılır. Şekil 4.11'de 1. numune hücresine ait basınç dönüştürücünün kalibrasyon grafiği verilmiştir. Analizler öncesi her bir numune hücresinin kalibre edilmesi gerekmektedir. Numune hücrelerinin kalibrasyonu, boş numune hücresinin hacmi ile tutabileceği maksimum gaz hacminin tespit edilmesi işlemlerini kapsamaktadır (Lama ve Bartosiewicz, 1982; Faiz, 1993).



Şekil 4.11 : Basınç dönüştürücüye ait kalibrasyon grafiği.

Bu çalışmada, numune hücrelerinin kalibrasyonu öncelikle azot gazı ile denenmiş olup, daha sonra analiz gazı olan %99,99 saflıktaki metan gazı ile gerçekleştirilmiştir. Başlangıçta, numune hücresi tartılmış ve vakumlandıktan sonra tekrar tartılmıştır. Böylelikle, boş numune hücresinin ağırlığı (W_0) kaydedilmiştir. Daha sonra numune hücresi yoğunluğu bilinen bir sıvı ile doldurulmuş (distile su), tekrar tartılmış ve W_w değeri kaydedilmiştir. W_w ile W_0 arasındaki farkın sıvının yoğunluğuna bölünmesi ile numune hücresinin boş hacmi belirlenmiştir. Daha sonra, söz konusu numune hücresi termal havuzdaki yerine tekrar yerleştirilmiş, istenen basınçta ve analiz sıcaklığında koşullandırılmıştır. Bu işlem sonunda hücre tartılmış ve W_p değeri kaydedilmiştir. W_p ile W_0 arasındaki farkın gazın yoğunluğuna bölünmesi ile boş numune hücresini dolduran maksimum gaz miktarı belirlenmiştir. Söz konusu prosedürler istenen maksimum basınca kadar tekrarlanmış ve her bir numune hücresinin kalibrasyon grafiği oluşturulmuştur. 25°C'de ve farklı basınçlarda gerçekleştirilen 1. Numune hücresine ait kalibrasyon grafiği Şekil 4.12'de verilmiştir. Numune hücresinin farklı türdeki gazlar için gaz tutma kapasitesinin değişim gösterdiği belirlenmiştir. Söz konusu değer azot gazı için 13.337 cm^3 CH_4 gazı için ise 14.363 cm^3 olarak tespit edilmiştir.



Şekil 4.12 : 1 numaralı numune hücresine ait kalibrasyon grafiği.

Numune hücrelerinin kalibrasyonu yapıldıktan sonra, kömür numuneleri hücrelere koyulmuş ve termal havuzdaki yerlerine yerleştirilmiştir. Analiz sıcaklığı 25°C'ye ayarlanmış ve hücreler vakumlanmıştır. Hücre içi denge sağlandıktan sonra ağırlıkları kaydedilerek, hücredeki kömürün ağırlığı kaydedilmiştir. Vakum işleminden sonra, numune hücreleri tekrar termal havuzdaki yerlerine koyularak, manifolda bağlı gaz tüplerinden sisteme gaz akışı başlamış, hücrelerdeki kömür numunelerine gaz belli bir basınç ve sıcaklıkta gaz adsorpsiyonu sağlanmıştır. Numune hücrelerinin ağılıkları günlük olarak takip edilmiş, ağırlık sabitleninceye kadar numunelere istenen basınçta gaz adsorbe ettirilmeye devam edilmiştir. Ağırlık sabitlendikten sonra, istenen basınç değerlerinde aynı adımlar tekrar edilmiştir. Basınç değerleri 200 kPa'dan başlayarak, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 kPa'a kadar seçilmiş olup, bahsedilen adımlar söz konusu basınç değerlerinde tekrar edilmiştir. Böylelikle her bir numune hücresindeki kömür numunesinin sorpsiyon izotermleri elde edilmiştir. Numunelerin 25°C'deki ve farklı basınçlarda elde edilen metan adsorpsiyon izotermleri Langmuir eşitliği kullanılarak oluşturulmuş olup, söz konusu eşitlik kullanılarak her bir numunenin Langmuir hacim (V_L) ve Langmuir basınç (P_L) sabitleri hesaplanmıştır. Numunelerin her bir basınçta dengeye gelme süreleri 2-3 gün arasında değişim göstermiştir.

4.2.5 Kömürün petrofiziksel özelliklerinin belirlenmesi

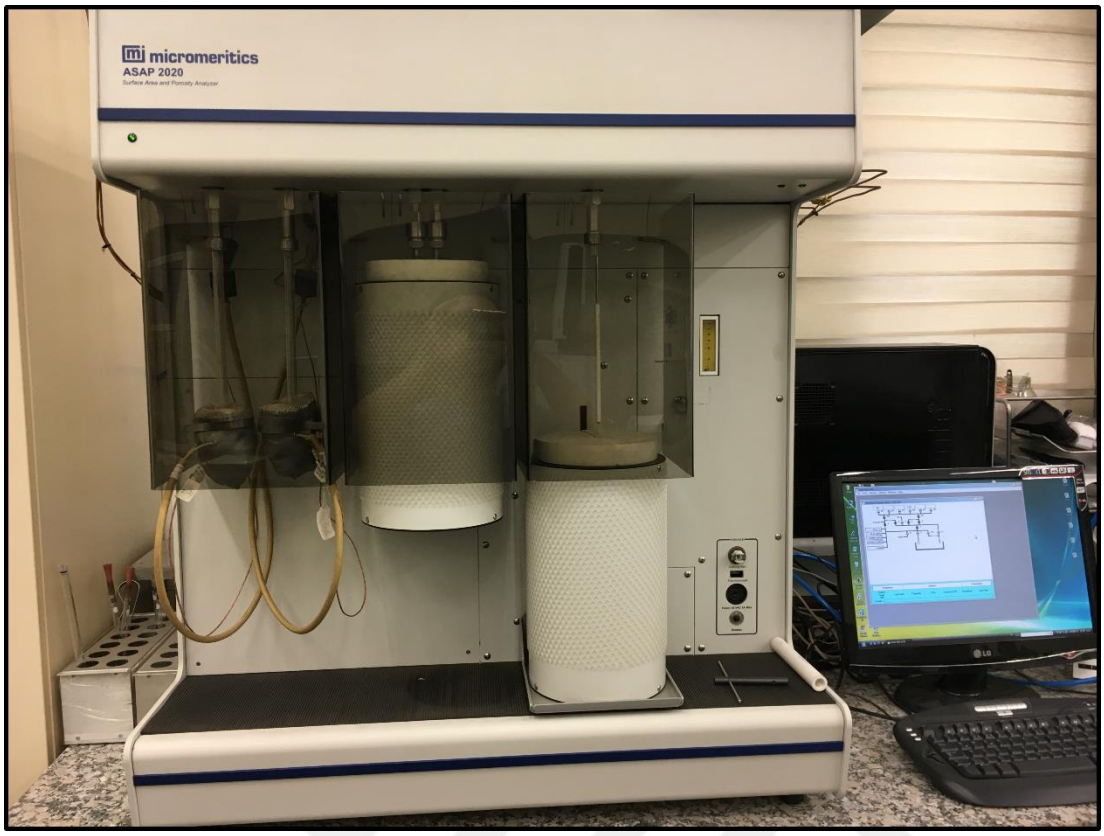
Çalışma sahasından alınan 21 adet kömür numunesinin gözenek boyut dağılım analizleri Şekil 4.13'te verilen Micromeritics ASAP 2020® (Accelerated Surface Area and Porosity Analyzer) Yüzey Alanı ve Gözenek Boyut Analiz cihazında gerçekleştirilmiştir. Numunelerin 11'i kM2 kömür damarından, 10'u da kP1 kömür damarından alınmıştır. Söz konusu cihazda, mezo gözenek boyut karakterizasyonu düşük basınçta N_2 adsorpsiyon analizi ile, mikro gözenek boyut karakterizasyonu ise CO_2 karbondioksit adsorpsiyon analizi ile yapılmıştır.

Numuneler analiz öncesi öğütülerek, 60 mesh (212-µm) altına indirilmiş (IUPAC; 2001) ve her bir numuneden 1-2 gr olarak analizlere hazır hale getirilmiştir. Ayrıca analizler öncesi numunelerin bünyesindeki uçucuları uzaklaştırmak için, hazırlanan numuneler 110°C'de 960 dakika vakum altında bekletilmiştir (Karayiğit ve diğ, 2017; Mastalerz ve diğ, 2008).

Düşük basınç N_2 adsorpsiyon testlerinde (<10,13 kPa), sıvı azot ile oluşturulan ortam koşulunda (77,35 K ve 101,325 kPa), kömür numunesine azot gazının adsorpsiyonu gerçekleştirilmektedir. Böylece B.E.T. modeline göre numunelerin mezo gözenek yüzey alanı, B.J.H. mezo gözenek hacmi ve gözenek dağılımı belirlenebilmektedir (Mastalerz ve diğ, 2008).

Düşük basınçta CO_2 adsorpsiyon testlerinde, su-buz karışımı ile oluşturulan ortam koşulunda (273 K ve 101,325 kPa), kömür numunesine karbondioksit gazı adsorbe ettirilmektedir. Böylece numunelerin (D-R) mikro gözenek yüzey alanı, (D-A) mikro gözenek hacmi ve gözenek dağılımı belirlenebilmektedir (Clarkson ve Bustin, 1999; Teng ve diğ, 2017).

Analizler sonucu N_2 ve CO_2 adsorpsiyon izotermlerinden elde edilen parametreler ile kömür numunelerinin adsorpsiyon miktarları cihaz tarafından otomatik olarak hesaplanmaktadır.



Şekil 4.13 : Gözenek boyut analiz cihazından bir görünüm.

5. DENEYSEL SONUÇLAR

5.1 Kimyasal Analiz Sonuçları

Kınık kömür sahasındaki kP1 ve kM2 damarlarının rank ve kömür kalitesini belirlemek amacıyla (Kumar ve diğ, 2018; Seidle, 2011; Riley, 2007), damarlardan alınan numunelerin nem, kül, uçucu madde, sabit karbon içeriği ile kükürt miktarı ve kalorifik değerlerleri tespit edilmiştir. Elde edilen sonuçlar sırasıyla Çizelge 5.1 ve Çizelge 5.2'de verilmiştir.

Analiz sonuçları, kP1 ve kM2 kömür damarlarında yukarıda bahsedilen parametrelerin hem kömür damarlarında, hem de kömür sahasında yatay ve düşey düzlemde düzgün bir dağılım göstermediğini ortaya koymuştur.

kP1 ve kM2 kömür damalarının kül içerikleri (orijinal baz) sırasıyla %33,15 – 59,72 (ortalama % 43,86) ve %7,72 – 37,99 (ortalama %24,36) olarak tespit edilmiştir. kP1 kömür damarının nem içeriği % 5,42 – 18,77 arasında değişirken, kM2 kömür damarında ise % 8,73 – 19,99 olarak değişim göstermiştir.

Gerçekleştirilen kimyasal analiz ve kalorifik değer sonuçlarına göre; kP1 kömür damarı yüksek kül içeriği ve değişen oranlarda uçucu madde miktarına sahip, yüksek miktarda kükürt ve düşük kalorifik değere sahip bir kömür damarı olarak tanımlanmıştır. Aynı analiz sonuçlarına göre kM2 kömür damarı ise değişken kül miktarına sahip, yüksek uçuculu, düşük kükürt ve yüksek kalorifik değere sahip bir kömür damarı olarak karakterize edilmiştir. Bu çalışmada elde edilen sonuçlar, Kınık sahasında ve Soma Havzası genelindeki kömürlerden elde edilen diğer araştırmacıların sonuçları ile uyumluluk göstermektedir (Karayigit ve diğ, 2000; Karayiğit ve diğ, 2017a; Karayiğit ve diğ, 2017b; Oskay ve diğ, 2019; Tercan ve diğ, 2013; Tuncalı ve diğ, 2002).

Çalışma sahasındaki kömürler, ASTM Standartı D 388-15 kömür sınıflama sistemine göre sınıflandırılmıştır. Kömür sınıflandırma sisteminin temeli, linyitten antrasite doğru kömürleri sabit karbon, uçucu madde ya da kalorifik değerlerinin mineral

maddesiz bazda hesaplanmasına dayanmakta olup, metamorfizma derecelerine göre kömürler sınıflandırılmaktadır (ASTM, 2015a; Riley, 2007). Bu kapsamda, yüksek ranka sahip kömürler kuru mineral maddesiz bazdaki sabit karbon miktarlarına göre sınıflandırılırken, düşük ranklı kömürler ise orijinal nemli mineral maddesiz bazdaki kalorifik değerlerine göre sınıflandırılmaktadır (ASTM, 2015a). Dolayısıyla, bu çalışmada Kınık sahasındaki kP1 ve kM2 kömür damarları kalorifik değerlerine göre sınıflandırılmıştır. Buna göre, kP1 kömür damarı için rank sınıflaması linyit B – linyit A aralığında iken kM2 kömür damarı için ise linyit B – alt bitümlü A aralığında olduğu belirlenmiştir.

Sonuç olarak, kP1 ve kM2 kömür damarlarının değişen oranlarda sabit karbon ve kalorifik değer içeriğine sahip olmasının nedeni; söz konusu damarların oluşumu esnasında organik ve inorganik madde içeriğinin sahadaki heterojen dağılımından kaynaklandığı öngörülmektedir.

kP1 ve kM2 kömür damarlarına ait sahadaki nem, kül, uçucu madde, sabit karbon ve kalorifik değer dağılımları sırasıyla Şekil 5.1 ve Şekil 5.2'de verilmiştir. kP1 kömür damarındaki yüksek nem ve kül içeriği, sahanın kuzey ve güney bölgesinde kalorifik değer ve sabit karbon miktarının düşük olmasına sebep olmuştur. Sahada uçucu madde içeriğinin kuzey bölgesinde diğer bölgelere nazaran daha düşük olması, bu bölgedeki kalorifik değerin artmasını sağladığı öngörülebilir. Fakat, kP1 damarının sahadaki heterojen dağılımı ve yüksek oranda inorganik madde içermesi (kül ve mineral madde içeriği vb.), söz konusu damarın kalitesini düşürdüğü belirlenmiştir.

Şekil 5.2'de verilen kM2 damarına ait kömür özelliklerinin sahadaki dağılımına göre söz konusu damarın kalorifik değeri ve sabit karbon miktarının yüksek olduğu bölgelerde nem ve kül içeriğinin düşük olduğu tespit edilmişir. Ayrıca, sahadaki uçucu madde miktarının da heterojen dağılım gösterdiği belirlenmiştir. Dolayısıyla, kM2 damarının gaz potansiyelinin, sahanın güney ve güney doğu ekseninde daha yüksek olması öngörülmektedir.

Çizelge 5.1 : kP1 kömür damarına ait kimyasal analiz, toplam kükürt, kalorifik değer ve çeşitli parametrelerin sonuçları.

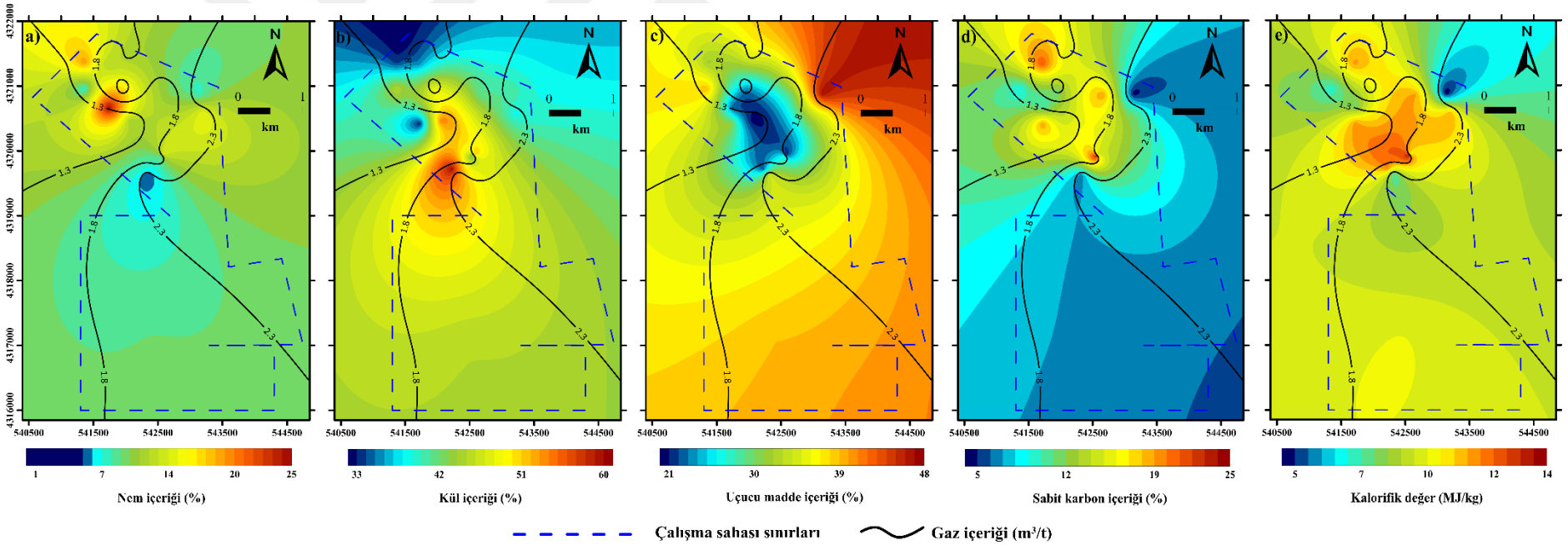
Sondaj Adı	Numune Sayısı	Ortalama Derinlik (m)	Net Damar Kalınlığı (m)	Kimyasal Analiz (%)							TS_{ar} (%)	MM_{ar} (%)	KD_{Mmmf} (MJ/kg)	BY (g/cm^3)
				N_{ar}	K_{ar}	UM_{ar}	SK_{ar}	K_d	UM_{daf}	SK_{daf}				
PF42	1	470,13	3,13	14,22	38,69	36,45	10,64	45,1	77,4	22,6	6,08	45,13	10,88	1,7
PF39	2	511,2	2,23	16,9	33,15	31,08	18,87	39,89	62,22	37,78	6,75	39,51	11,18	1,7
PF33	1	520,85	1,35	5,42	54,01	34,07	6,5	57,11	83,98	16,02	5,63	61,43	6,93	1,88
PF52	1	558,05	2,02	13,02	51,37	21	14,61	59,06	58,97	41,03	6,23	58,9	10,27	1,93
PF40	1	572,7	1,5	18,77	33,5	31,81	15,92	41,24	66,65	33,35	5,45	39,18	9,18	1,92
PF37	1	599,85	3	11,41	53,88	20,45	14,26	60,82	58,92	41,08	6,25	61,63	10,53	1,92
PF35	4	614,23	2,93	11,69	35,49	31,62	21,21	40,18	59,86	40,14	5,14	41,15	11,18	1,84
PF38	2	626,39	1,18	16,91	48,37	23,03	11,7	58,21	66,32	33,68	5,38	55,2	9,42	1,76
KGT1	3	665,05	1,44	7,75	59,72	22,33	10,2	64,74	68,65	31,35	5,22	67,37	11,39	1,94
PF41	1	665,7	2,36	10,87	42,28	22,6	24,25	47,44	48,24	51,76	4,28	48,02	7,59	1,75
KGT2	1	673,13	4,09	9,13	41,08	26,38	23,41	45,21	52,98	47,02	6,16	47,75	13,41	1,77
PF43	1	694,48	2,88	11,3	37,4	35,5	15,8	42,16	69,2	30,8	5,98	43,68	10,22	1,78
PF62	1	704	3,3	10	41,53	29,62	18,85	46,14	61,11	38,89	7,93	49,21	11,06	1,95
PF56	2	752,69	4,07	7,32	45,06	38,77	8,86	48,61	81,4	18,6	6,59	52,28	6,66	1,94
PF49	1	757,63	3,03	7,8	41,04	46,71	4,45	44,51	91,3	8,7	5,51	47,36	4,08	1,9
PF58	1	1063	2,18	9,09	45,14	39,01	6,76	49,65	85,23	14,77	4,85	51,42	9,57	1,92

Notlar: N, nem içeriği; K, kül içeriği; UM, uçucu madde içeriği; SK, sabit karbon içeriği; KD, kalorifik değer; MM, mineral madde; TS, toplam kükürt içeriği; BY, bağıl yoğunluk; ar, orijinal baz; d, kuru baz; daf, kuru külsüz baz; M,mmf, nemli, mineral maddesiz baz.

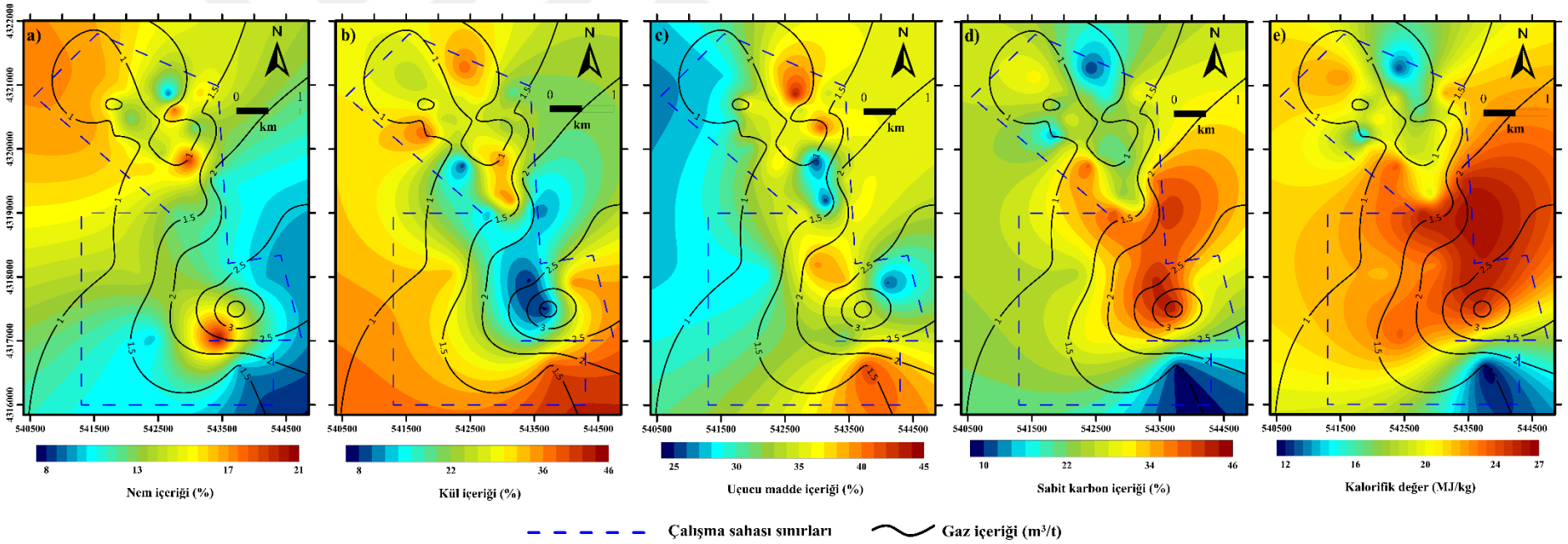
Çizelge 5.2 : kM2 kömür damarına ait kimyasal analiz, toplam kükürt, kalorifik değer ve çeşitli parametrelerin sonuçları.

Sondaj Adı	Numune Sayısı	Ortalama Derinlik (m)	Net Damar Kalınlığı (m)	Kimyasal Analiz (%)							TS_{ar} (%)	MM_{ar} (%)	KD_{Mmmf} (MJ/kg)	BY (g/cm^3)
				N_{ar}	K_{ar}	UM_{ar}	SK_{ar}	K_d	UM_{daf}	SK_{daf}				
PF36	1	632,6	3,91	16,69	24,09	28,06	31,16	12,01	46,9	53,1	0,75	26,43	25,84	1,55
PF32	2	685,15	2,42	15,41	37,99	33,54	13,07	8,96	44,51	55,49	0,3	41,19	24,83	1,53
PF40	1	710,25	6,32	15,19	27,78	31,97	25,06	33,9	64,46	35,54	0,52	30,29	17,51	1,62
PF29	4	719,75	6,65	13,65	29,27	36,79	20,29	44,9	71,96	28,04	0,47	31,87	13,55	1,6
PF37	3	745,14	5,65	15,7	26,04	31,48	26,78	43,85	79,39	20,61	0,34	28,31	12,41	1,48
PF35	3	755,18	5,97	11,94	25,56	34,51	28	29,02	55,21	44,79	0,47	27,86	20,76	1,6
PF55	1	760,6	6,8	15,58	28,11	30,69	25,62	28,92	47,38	52,62	0,46	30,61	22,51	1,59
PF38	2	795,16	6,78	16,15	35,21	29,26	19,38	30,89	54,03	45,97	1,25	38,71	19,92	1,84
PF34	2	830,75	2,3	14,21	37,62	38,24	9,93	41,99	60,16	39,84	0,54	40,93	19,31	1,58
PF51	2	846,65	9,8	14,14	27,5	35,01	23,36	32,76	56,06	43,94	0,65	30,06	19,93	1,62
PF44	1	859,4	14,73	17,9	25,7	34,5	21,9	29,88	60,38	39,62	0,17	27,85	19,34	1,75
PF41	2	876,69	13,6	13,67	25,8	36,55	23,99	22,24	53,06	46,94	0,8	28,3	22,16	1,69
PF62	1	893,9	11,8	8,73	31,12	43,71	16,44	31,3	61,17	38,83	0,4	33,83	16,06	1,85
PF49	2	901,55	11,05	15,76	8,51	36,97	38,76	18,23	48,06	51,94	0,94	9,71	25,16	1,39
PF54	2	907,05	7,53	13,12	33,36	30,28	23,24	10,1	48,82	51,18	1,15	36,66	23,72	1,73
PF43	1	910,2	19,57	15,9	18,7	34,7	30,7	41,22	48,99	51,01	0,89	20,69	24,36	1,51
PF56	2	913,83	17,9	13,28	29,66	36,17	20,89	32,03	59,98	40,02	0,71	32,42	19,56	1,67
PF67	2	942,1	9,1	13,55	32,74	28,37	25,35	11,18	32,05	67,95	0,79	35,79	24,55	1,62
PF68	3	944,91	16,9	11,58	22,14	41,25	25,03	38,4	56,58	43,42	0,68	24,29	19,5	1,66
PF59	3	965,44	5,25	9,39	32,83	41,81	15,97	33,3	54,5	45,5	0,68	35,83	20,65	2,02
PF64	1	988,85	28,95	19,99	16,41	31,11	32,49	34,2	63,39	36,61	1,19	18,38	18,8	1,42
PF57	1	994,4	3,9	18,92	35,74	24,72	20,62	44,08	54,52	45,48	1,48	39,41	19,65	1,63
PF53	1	1006,1	27,1	9,65	10,1	25,72	54,53	30,58	51,01	48,99	1,3	11,62	23,61	1,53
PF28	3	1009,32	17,18	13,87	7,72	34,9	43,51	36,23	72,36	27,64	1,38	9,09	11,61	1,41
PF60	2	1041,12	21,98	11,73	13,14	35,84	39,3	14,89	47,7	52,3	0,83	14,65	25,47	1,42
PF48	2	1043,43	25,02	10,62	16,29	35,13	37,96	15,91	53,12	46,88	0,61	17,93	22,9	1,45
PF50	1	1045,9	15,95	12,65	36,01	25,15	26,19	34,1	72,67	27,33	1,29	39,6	15,59	1,58
PF66	1	1201,53	3,35	11,42	7,78	38,26	42,54	20,51	48,92	51,08	0,59	8,73	21,27	1,39
PF61	1	1225,6	15,63	12,11	13,98	39,26	34,65	8,78	47,35	52,65	0,97	15,63	25,29	1,47
PF58	2	1231,45	24,45	9,8	27,59	31,95	30,68	37,87	52,81	47,19	1,06	30,37	21,84	1,61
PF27	5	1251,32	23,09	11,31	10,65	36,6	41,44	25,04	62,23	37,77	1,06	12,08	20,15	1,41

Notlar: N, nem içeriği; K, kül içeriği; UM, uçucu madde içeriği; SK, sabit karbon içeriği; KD, kalorifik değer; MM, mineral madde; TS, toplam kükürt içeriği; BY, bağıl yoğunluk; ar, orijinal baz; d, kuru baz; daf, kuru külsüz baz; M,mmf, nemli, mineral maddesiz baz.



Şekil 5.1 : Kınık kömür sahasında kP1 kömür damarına ait özelliklerin dağılımı. (a) Nem içeriği dağılım haritası. (b) Kül içeriği dağılım haritası. (c) Uçucu madde içeriği dağılım haritası. (d) Sabit karbon miktarı dağılım haritası. (e) Kalorifik değer dağılım haritası.



Şekil 5.2 : Kınık kömür sahasında kM2 kömür damarına ait özelliklerin dağılımı. (a) Nem içeriği dağılım haritası. (b) Kül içeriği dağılım haritası. (c) Uçucu madde içeriği dağılım haritası. (d) Sabit karbon miktarı dağılım haritası. (e) Kalorifik değer dağılım haritası.

5.2 Kanister Desorpsiyon Test Sonuçları

Kınık kömür sahasındaki kömür damarlarının gaz içeriğini belirlemek amacıyla, kP1 ve kM2 kömür damarlarından 84 adet karot numunesi alınmıştır. Ölçmeler, USBM "Doğrudan Gaz İçeriği Belirleme Yöntemi" yapılmıştır. kP1 ve kM2 kömür damarları için gerçekleştirilen kanister desorpsiyon test sonuçları sırasıyla Çizelge 5.3 ve Çizelge 5.4'de verilmiştir.

Orijinal bazda gaz içeriği sonuçlarına göre kP1 kömür damarının gaz içeriği 0,90 ile 2,61 m^3/t aralığında değişim göstermiş ve ortalama gaz içeriği 1,79 m^3/t iken, kM2 kömür damarının gaz içeriği ise 0,51 ile 3,86 m^3/t arasında değişim göstermiş olup, ortalama 1,47 m^3/t olarak tespit edilmiştir. Toplam gaz içeriğindeki kayıp gaz oranı kP1 kömür damarı için %6,7 ile %39,50 arasında değişirken, kM2 kömür damarı için%3 ile %53,6 aralığındadır. Benzer şekilde, kP1 kömürünün içerdiği toplam gaz içeriğindeki artık gaz oranı %15,8 ile %81,7 arasında değişirken, kM2 kömürü için toplam gaz içeriğindeki artık gaz oranı %5,3 ile %69 olarak tespit edilmiştir. Bu durum, gaz içeriği düşük kömürlerde sıkça rastlanan bir durumdur ve farklı ülkelerde yapılan çalışmaların sonuçları ile uyum göstermektedir (Butland ve Moore, 2008; Kumar ve diğ, 2018; Mares ve Moore, 2008; Mastalerz ve diğ, 2008; Mardon ve diğ, 2014; Swanson ve diğ, 2015). Söz konusu oranlar, düşük gaz içeriği, yüksek difüzyon hızı ve uzun kayıp gaz zamanı anlamına gelmektedir.

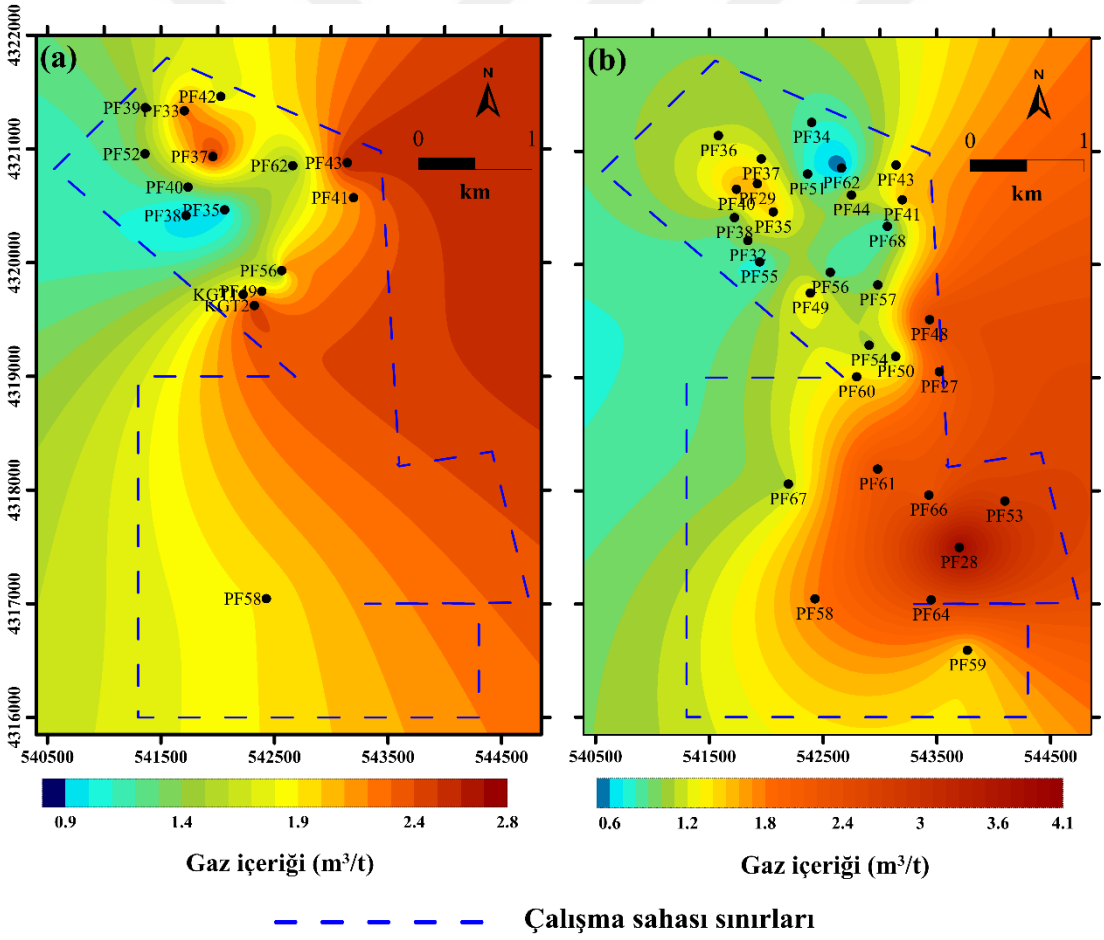
Kanister desorpsiyon sonuçlarına göre, kömür damarlarından alınan numunelerin toplam gaz içeriği değerleri göz önünde bulundurulduğunda, hem kömür damarının kendi içinde hem de kömür damarlarnın kendi arasında göreceli farklılıklar tespit edilmiştir. Örneğin, kP1 kömür damarı kendi içinde değerlendirildiğinde, damara ait toplam gaz içeriği değerleri %66'lık bir değişim gösterirken, bu oran kM2 kömür damarı için %87 olarak tespit edilmiştir. Elde edilen en önemli sonuç, kP1 kömür damarının ortalama gaz içeriğinin, kM2 kömür damarından yüksek olmasıdır. Buradaki değişim oranı %18 olarak hesaplanmıştır.

Çalışmada, yüksek gaz içeriği değerleri için oluşturulan öngörüler aşağıda listelenmiştir.

- kM2 kömür damarından kP1 kömür damarına gaz akışının söz konusu olması,

- kP1 kömür damarı örtü tabakasının, kM2 kömür damarı örtü tabakasından daha az geçirgen olması,
- Her iki damarda da biyojenik gaz oluşumunun farklı oranlarda olması.

kP1 kömür damarının gaz içeriği genel olarak sahanın batısından doğusuna doğru bir yükseliş göstermektedir (Şekil 5.3a). Sahanın kuzeyinde, kP1 kömür damarının gaz içeriği batıdan doğuya artarken, sahanın güneyinde ise güneybatıdan kuzeydoğuya doğru bir artış göstermektedir. kM2 kömür damarının gaz içeriği ise sahada genel olarak batıdan doğuya artmakta olup, sahanın kuzey batısında en düşük gaz içeriği değerleri elde edilmiştir (Şekil 5.3b). Ancak, söz konusu kömür damarına ait özelliklerin sahadaki dağılımları göz önünde bulundurulduğunda, nem ve kül içeriğinin düşük olduğu sahanın güney ve güney doğu ekseninde gaz potansiyelin yüksek olması beklenen bir sonuçtur.



Şekil 5.3 : Sahadaki kömür damarları gaz içeriğinin çalışma sahasındaki dağılımı. (a) kP1 kömür damarına ait gaz içeriği dağılımı. (b) kM2 kömür damarına ait gaz içeriği dağılımı.

Çizelge 5.3 : kP1 kömür damarına ait ortalaması alınmış gaz içeriği sonuçları ve difüzyon katsayısı.

Sondaj Adı	Numune Sayısı	Ortalama Derinlik (m)	Gaz İçeriği (m^3/t, ar)				Gaz İçeriği (m^3/t, daf)				Difüzyon değeri ($x10^{-5}$ min^{-1})
			Kayıp	Yayılan	Artık	Toplam	Kayıp	Yayılan	Artık	Toplam	
PF42	1	470,13	0,36	1,00	0,38	1,74	0,73	1,87	3,40	6,00	20,6
PF39	2	511,20	0,15	0,72	0,56	1,43	0,37	0,64	4,51	5,52	9,7
PF33	1	520,85	0,15	0,26	1,83	2,24	0,35	1,03	0,45	1,83	45,0
PF52	1	558,05	0,11	0,79	0,51	1,41	0,98	2,77	3,40	7,14	7,0
PF40	1	572,70	0,40	0,66	0,28	1,34	0,75	1,19	0,53	2,47	20,9
PF37	1	599,85	0,34	0,96	1,18	2,48	0,30	1,43	1,12	2,85	16,8
PF35	4	614,23	0,19	0,55	0,24	0,98	0,84	1,38	0,59	2,81	26,1
PF38	2	626,39	0,27	0,44	0,19	0,90	2,59	2,62	1,34	6,54	56,4
KGT1	3	665,05	0,23	0,60	1,13	1,97	0,76	2,12	0,81	3,70	34,5
PF41	1	665,70	0,85	0,86	0,44	2,15	1,35	1,97	1,77	5,09	41,4
KGT2	1	673,13	0,38	1,59	0,50	2,47	0,88	2,37	1,00	4,24	13,3
PF43	1	694,48	0,69	1,01	0,91	2,61	0,31	2,22	1,43	3,96	25,7
PF62	1	704,00	0,20	1,03	0,23	1,46	0,78	1,21	0,89	2,88	15,3
PF56	2	752,69	0,37	0,58	0,43	1,37	0,76	3,19	1,00	4,96	42,9
PF49	1	757,63	0,45	1,21	0,51	2,17	0,31	2,53	1,35	4,19	18,4
PF58	1	1063,00	0,14	1,16	0,62	1,92	0,41	2,13	0,47	3,01	2,8

Notlar: ar, orijinal baz; daf, kuru külsüz baz.

Çizelge 5.4 : kM2 kömür damarına ait ortalaması alınmış gaz içeriği sonuçları ve difüzyon katsayısı.

Sondaj Adı	Numune Sayısı	Ortalama Derinlik (m)	Gaz İçeriği (m^3/t, ar)				Gaz İçeriği (m^3/t, daf)				Difüzyon değeri ($x10^{-5}$ min^{-1})
			Kayıp	Yayılan	Artık	Toplam	Kayıp	Yayılan	Artık	Toplam	
PF36	1	632,6	0,11	0,81	0,21	1,13	0,12	0,99	1,57	2,67	3,01
PF32	2	685,15	0,13	0,36	0,54	1,02	0,2	2,91	1,42	4,53	29,49
PF40	1	710,25	0,11	0,77	0,72	1,6	0,1	0,89	1,69	2,68	4,13
PF29	4	719,75	0,06	0,5	0,95	1,51	0,28	0,76	1,15	2,19	3,81
PF37	3	745,14	0,15	0,58	0,51	1,23	0,33	0,64	0,68	1,65	15,28
PF35	3	755,18	0,1	0,8	0,56	1,46	0,18	1,3	0,91	2,39	5,65
PF55	1	760,6	0,07	0,18	0,47	0,72	0,18	1,37	0,35	1,9	24,67
PF38	2	795,16	0,09	0,49	0,35	0,92	0,25	0,98	0,92	2,15	21,84
PF34	2	830,75	0,17	0,33	0,32	0,82	0,19	0,98	0,71	1,88	23,03
PF51	2	846,65	0,06	0,35	0,36	0,76	0,2	1,35	1,26	2,81	9,81
PF44	1	859,4	0,11	0,4	0,65	1,16	0,24	1,46	0,8	2,5	13,64
PF41	2	876,69	0,15	0,89	0,49	1,52	0,43	1,02	0,58	2,03	4,91
PF62	1	893,9	0,06	0,2	0,25	0,51	0,2	0,71	1,15	2,06	21,68
PF49	2	901,55	0,08	0,53	0,76	1,36	0,76	1,78	0,76	3,3	39,06
PF54	2	907,05	0,28	0,4	0,4	1,07	0,1	0,65	1	1,76	33,22
PF43	1	910,2	0,28	0,67	0,38	1,33	0,3	1,01	0,9	2,21	24,29
PF56	2	913,83	0,19	0,25	0,43	0,86	0,1	0,61	0,6	1,31	32,94
PF67	2	942,1	0,11	0,88	0,11	1,1	0,48	2,19	0,69	3,36	2,98
PF68	3	944,91	0,12	0,55	0,11	0,77	0,62	0,97	0,84	2,43	8,34
PF59	3	965,44	0,37	0,46	0,6	1,43	0,13	0,32	0,83	1,28	16,51
PF64	1	988,85	0,36	1,81	0,3	2,47	0,32	0,43	0,75	1,5	12,61
PF57	1	994,4	0,11	0,21	0,7	1,02	0,23	0,46	1,54	2,24	30,25
PF53	1	1006,1	0,39	1,76	0,55	2,7	0,09	1,24	1,47	2,8	6,53
PF28	3	1009,32	0,19	2,47	1,2	3,86	0,49	0,68	1,09	2,25	2,51
PF60	2	1041,12	0,46	0,53	0,44	1,42	0,6	0,73	0,58	1,91	54,29
PF48	2	1043,43	0,56	1,31	0,55	2,41	1,66	1,04	0,39	3,09	22,58
PF50	1	1045,9	0,15	0,52	0,46	1,13	0,1	0,33	0,42	0,85	13,59
PF66	1	1201,53	0,12	2,01	0,12	2,25	0,57	2,85	0,47	3,89	0,64
PF61	1	1225,6	1,23	0,77	0,29	2,29	0,15	2,49	0,15	2,79	32,7
PF58	2	1231,45	0,05	0,83	0,91	1,78	0,21	1,61	0,21	2,04	2,71
PF27	5	1251,32	0,09	0,76	1,2	2,05	0,18	0,82	0,16	1,15	3,97

Notlar: ar, orijinal baz; daf, kuru külsüz baz.

5.3 Gaz Bileşim Sonuçları

Kömürün gaz bileşim analizleri kM2 kömür damarından alınan 6 adet numuneyi kapsamaktadır. Çizelge 5.5'te kM2 kömür damarına ait gaz bileşim sonuçları verilmiştir. Elde edilen sonuçlara göre, kM2 kömür damarının gaz bileşimi esas olarak metan ve azottan oluşmakta olup, %77,90 – 95,40 (ortalama % 88,72) konsantrasyonunda metan ve %3,36 – 21,26 (ortalama % 9,84) konsantrasyonunda azot içermektedir. Analizler sonucunda, ayrıca düşük konsantrasyonlarda ağır hidrokarbon ve karbondioksit tespit edilmiş olup, sırasıyla ortalama %0,14 ve %1,07 olarak ölçülmüştür. Çalışmada elde edilen sonuçlar, geçmişte Soma Havzası'nda yapılan karbon izotop analiz sonuçları ile uyumlu olup, sahadaki gazın kökeninin bakteri kaynaklı biyojenik kökenli gaz olduğu öngörülmektedir (Inan, 2007; Inan ve diğ, 2010).

Çizelge 5.5 : Kınık kömür havzası kM2 kömür damarına ait gaz bileşimi sonuçları.

Sondaj Adı	Derinlik (m)	Moleküler Kompozisyon (%)					
		CH_4	CO_2	N_2	H_2	CO	C_{2+}
PF67	941,35	95,4	0	4,05	0	0,22	0,33
	942,85	94,6	0	5,06	0	0,22	0,12
PF68	943,53	77,9	0,67	21,26	0	0,08	0,09
	944,6	84,7	0,69	14,45	0,003	0,11	0,047
	946,63	87,3	1,29	11,24	0	0,11	0,06
PF66	1201,53	92,3	3,76	3,36	0	0,3	0,28

5.4 Adsorpsiyon Kapasitesi Test Sonuçları

Çalışma sahasında bulunan kP1 ve kM2 kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesini belirlemek amacıyla, 21 adet numuneye yüksek basınçta sorpsiyon testleri yapılmış olup, testlerde gravimetrik yöntem prosedürleri uygulanmıştır.

Damarların yüksek basınçta sorpsiyon test sonuçları Çizelge 5.6'da verilmiştir. Elde edilen Langmuir hacmi (V_L) değerlerine göre, kP1 ve kM2 kömür damarlarının havada kuru bazda adsorpsyion kapasiteleri sırasıyla 10,50 – 15,63 m^3/t ve 14,35 - 28,25 m^3/t aralığında değişim göstermiştir. kP1 ve kM2 kömür damarlarının Langmuir basıncı (P_L) değerleri ise sırasıyla 0,83 – 1,61 MPa ile 0,65 – 1,67 MPa aralığındadır.

Sahada numune alma işlemleri sırasında rezervuar basınçları (P_R) teknik sebeplerden ötürü ölçülmemiş olup, Çizelge 5.6'da belirtildiği gibi hesaplanmıştır. Hesaplanan P_R değerlerinden, adsorpsiyon değeri (V_A) ve söz konusu parametreler yardımıyla kP1 ve kM2 kömür damarlarının doygunluk dereceleri hesaplanmıştır.

kP1 ve kM2 kömür damarlarından alınan numune sonuçlarına göre damar doygunluk dereceleri sırasıyla %12,31 - % 29,61 ile %7,99 - %20,12 arasında değişim göstermektedir. kP1 kömür damarının ortalama gaz doygunluğu %20,86 iken, kM2 kömür damarının ortalama gaz doygunluğu %13,64 olarak tespit edilmiştir. Sahada bulunan kömür damarlarının doygunluklarına bakıldığında, üst kömür serisi olan kP1 damarının, alt kömür serisi olan kM2 kömür damarına oranla yaklaşık %52 daha doygun olduğu tespit edilmiş olup, sahadaki gaz dağılımlarına bağlı olarak gaz doygunluklarının da heterojen dağılım gösterdiği belirlenmiştir. kP1 kömür damarı için en yüksek gaz doygunluğu değeri sahanın kuzeyindeki KGT-1 sondajından elde edilirken, kM2 kömür damarı için ise en yüksek gaz doygunluğu değeri sahanın doğusundaki PF-28 sondajından alınan kömür numunesinde tespit edilmiştir.

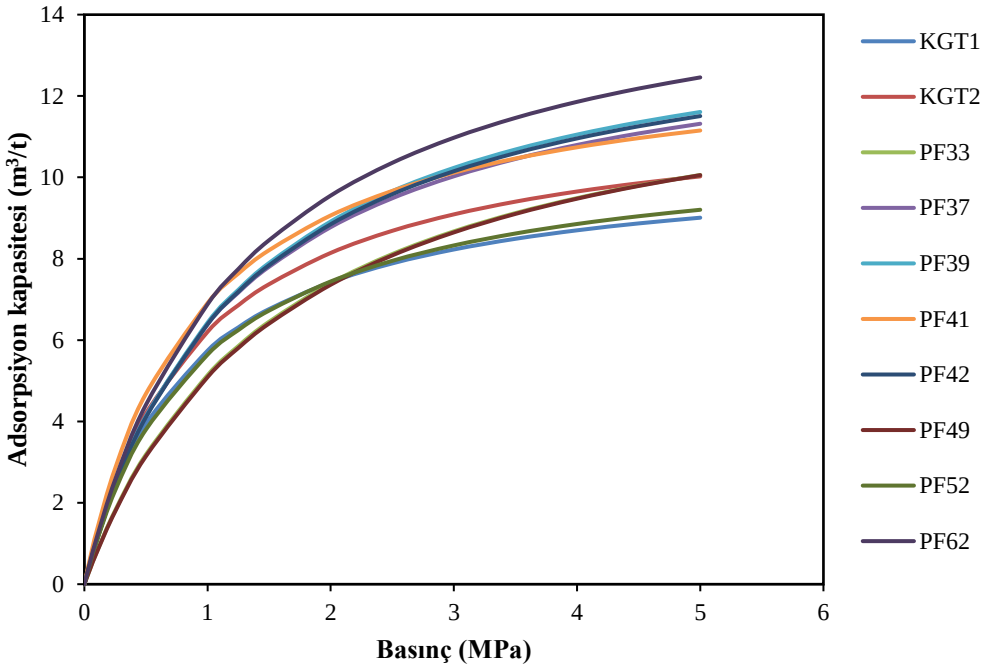
Daha önce de belirtildiği gibi, derinlikle birlikte, rezervuar basıncı yükselmekte (Moore, 2012) ve gaz içeriği ile kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesi artmaktadır (Clarkson ve Bustin, 1999; Faiz ve diğ, 2007; Flores, 1998; Scott, 2002). Şekil 5.4 ve Şekil 5.5'de, kP1 ve kM2 kömür damarlarının adsorpsiyon izotermleri verilmiştir. kP1 ve kM2 kömür damarlarına ait sorpsiyon izotermleri göz önünde bulundurulduğunda, kP1 damarının adsorpsiyon kapasitesi, kM2 damarına göre düşüktür. Fakat yine kP1 damarının gaz doygunluğu, kM2 kömür damarından yüksektir. Özellikle sahanın kuzey bölgesinde bu durum baskındır. Ayrıca, sahanın güney doğusuna doğru kM2 damarının gaz içeriği artmakta, dolayısıyla gaz doygunluğu da yükselmektedir.

Sahadaki gaz içeriği, gaz adsorpsiyon kapasitesi ve damarların gaz doygunluklarının yatay ve düşey eksende heterojen dağılımının, sahanın jeolojik koşullarından kaynaklandığı öngörülmektedir. Söz konusu sahada belirtilen bu durum, geçmişte yapılan çalışmalar ile benzerlik göstermektedir (Mares ve Moore, 2008; Mares ve diğ, 2009)

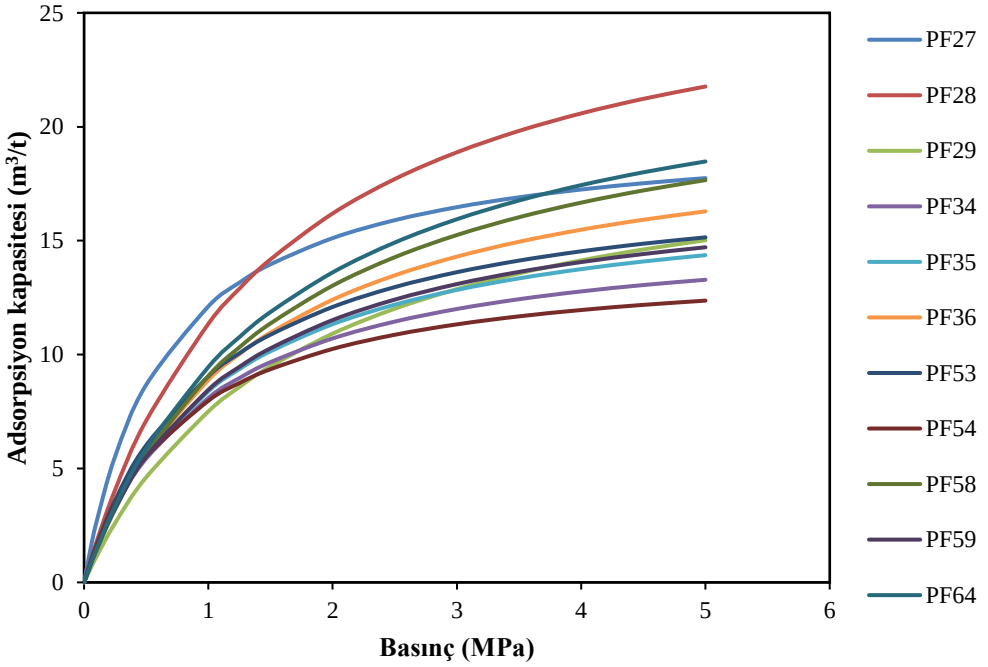
Çizelge 5.6 : Kömür damarlarından alınan numunelerin adsorpsiyon kapasiteleri ve doygunluk dereceleri.

Sondaj Adı	Damar Adı	D (m)	V_L (m^3/t) (ad)	P_L (MPa)	V_D (d)	P_R* (MPa)	V_A** (m^3/t)	Gaz Doygunluğu *** (%)
PF-42	KP1	470,13	14,39	1,25	2,03	4,57	11,30	17,96
PF-39	KP1	512,24	14,53	1,26	1,77	4,98	11,60	15,25
PF-33	KP1	520,85	13,23	1,58	2,37	5,07	10,09	23,47
PF-52	KP1	558,05	10,93	0,94	1,62	5,43	9,32	17,39
PF-37	KP1	599,85	14,03	1,20	2,80	5,83	11,64	24,05
KGT-1	KP1	659,75	10,50	0,83	2,75	6,42	9,30	29,61
PF-41	KP1	665,70	13,18	0,91	2,41	6,48	11,56	20,87
KGT-2	KP1	673,13	11,85	0,91	2,72	6,55	10,40	26,13
PF-62	KP1	704,00	15,63	1,27	1,62	6,85	13,18	12,31
PF-49	KP1	757,63	13,30	1,61	2,35	7,37	10,91	21,57
PF-36A	KM2	632,60	20,58	1,32	1,35	6,15	16,95	7,99
PF-29	KM2	719,85	20,04	1,67	1,72	7,00	16,18	10,65
PF-35	KM2	756,95	17,48	1,09	1,78	7,36	15,24	11,67
PF-34	KM2	831,40	15,82	0,96	1,31	8,09	14,15	9,29
PF-54	KM2	910,50	14,35	0,80	1,51	8,86	13,16	11,47
PF-59	KM2	957,73	18,05	1,14	3,14	9,32	16,09	19,50
PF-64	KM2	988,85	24,27	1,57	3,09	9,62	20,87	14,81
PF-53	KM2	1006,10	18,21	1,01	2,99	9,79	16,51	18,08
PF-28	KM2	1010,70	28,25	1,49	4,94	9,83	24,53	20,12
PF-58	KM2	1224,10	23,15	1,55	2,57	11,91	20,48	12,56
PF-27	KM2	1248,35	20,08	0,66	2,64	12,14	19,05	13,84

Notlar: ad, havada kuru baz; d, kuru baz; D, derinlik V_L, Langmuir hacim sabiti; P_L, Langmuir basınç sabiti; V_D; gaz içeriği; P_R, hesaplanan rezervuar basıncı; V_A, adsorpsiyon değeri.
P_R=0,101325 x (D x 0,096); ** V_A=V_L x P_R/(P_R+P_L); *(1-((V_A-V_D)/V_A)) x 100.*



Şekil 5.4 : kP1 kömür damarına ait numunelerin adsorpsiyon izotermleri.



Şekil 5.5 : kM2 kömür damarına ait numunelerin adsorpsiyon izotermleri.

5.5 Gözenek Boyut Karakterizasyonu Sonuçları

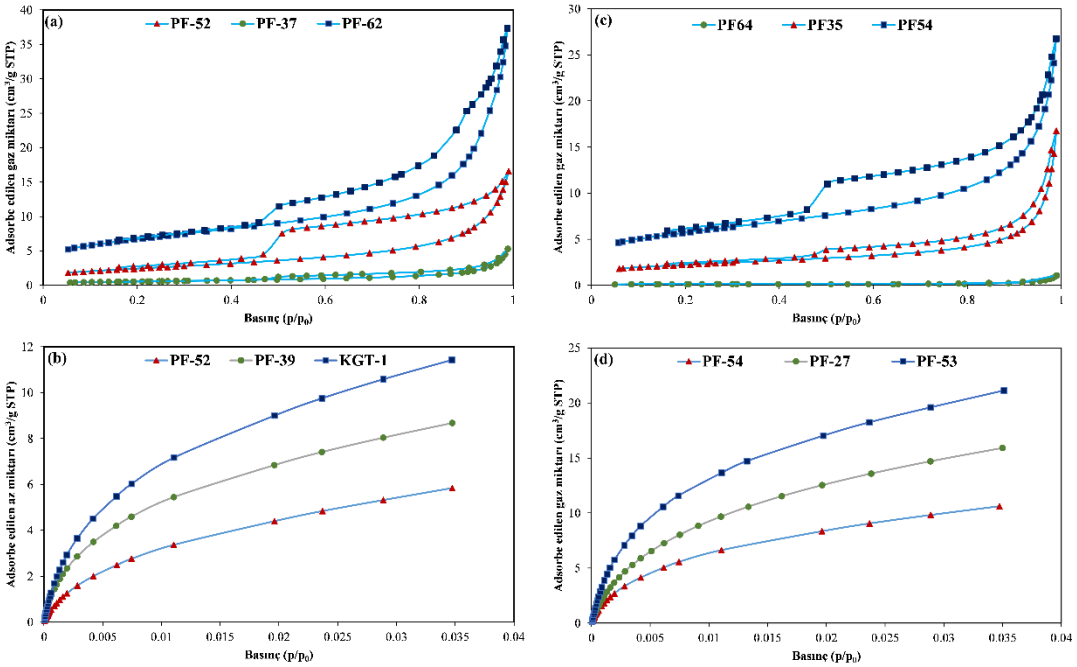
kP1 ve kM2 kömür damarlarından alınan 21 adet numunenin gözenek boyut analizleri ASAP 2020 yüzey alanı ve gözenek boyut analiz cihazında gerçekleştirilmiştir. Gözenek boyut analizleri, adsorpsiyon kapasitesi için ayrılan numune setindeki aynı numunelere uygulanmıştır. Dolayısıyla, söz konusu analizler kP1 damarından alınan 10 adet numune ve kM2 damarından alınan 11 adet numune için gerçekleştirilmiştir. Farklı sondajlardan ve derinliklerden elde edilen numunelere ait gözenek boyut karakterizasyon sonuçları Çizelge 5.7'de verilmiştir.

Şekil 5.6a'da kP1 kömür damarına ait elde edilen adsorpsiyon miktarı en düşük, orta ve en yüksek değere sahip N_2 adsorpsiyon izotermleri verilmiştir. Düşük basınçta N_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre, kP1 kömür damarının mezogözenek BET yüzey alanı 2,01-23,71 m^2/g aralığında değişmektedir. kP1 kömür damarının mezogözenek boyutu dağılımı ise 7,68-16,64 nm aralığında değişim göstermektedir.

Şekil 5.6c'de kM2 kömür damarına ait elde edilen adsorpsiyon miktarı en düşük, orta ve en yüksek değere sahip N_2 adsorpsiyon izotermleri verilmiştir. kM2 kömür damarı için gerçekleştirilen düşük basınçta N_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre, mezogözenek BET yüzey alanı 0,55-19,97 m^2/g aralığında değişmektedir. kM2 kömür damarının mezogözenek boyut dağılımı ise kP1 kömür damarından düşük olduğu tespit edilmiş olup, 4,41-14,10 nm aralığında değişim gösterdiği belirlenmiştir.

Düşük basınçta CO_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre ise, kP1 (Şekil 5.6b) ve kM2 (Şekil 5.6d) kömür damarlarının izotermleri vasıtasıyla (D-R) mikrogözenek yüzey alanları sırasıyla 45,64-95,89 m^2/g ve 87,03-197,62 m^2/g'dır. kP1 ve kM2 kömür damarlarının tek tabakalı gaz kapasiteleri ise sırasıyla 9,99-20,99 cm^3/g ile 19,05-43,26 cm^3/g aralığında değişmektedir.

Bu sonuçlardan hareketle kP1 kömür damarının mezogözenek boyutları, kM2 kömür damarından yüksek iken, mikrogözenek boyutları düşüktür. kM2 kömür damarı için ise tam tersi ilişki tespit edilmiştir. Dolayısıyla, kM2 kömür damarının daha yüksek adsorpsiyon kapasitesine sahip olduğu söylenebilir. Ancak bu durum, doygunluğun ve gaz içeriğinin yüksek olacağı garantisini vermemektedir (Cai ve diğ, 2014). Özellikle mikro gözeneklerdeki tek tabakalı adsorpsiyon kapasitesini etkileyen nem ve kül içeriği, dolayısıyla damarın doygunluğunu da düşürmektedir.



Şekil 5.6 : kP1 ve kM2 kömür damarlarına ait azot ve karbondioksit adsorpsiyon izoterm sonuçları. (a) kP1 kömür damarına ait azot adsorpsiyon izotermleri. (b) kP1 kömür damarına ait karbondioksit adsorpsiyon izotermleri. (c) kM2 kömür damarına ait azot adsorpsiyon izotermleri. (d) kM2 kömür damarına ait karbondioksit adsorpsiyon izotermleri.

Çizelge 5.7 : Düşük basınçta N_2 ve CO_2 adsorpsiyon testlerine ait sonuçlar.

Sondaj Adı	Kömür Damarı Adı	Derinlik (m)	N_2 Adsorpsiyonu					CO_2 Adsorpsiyonu				
			B.E.T. yüzey alanı (m^2/g)	Langmuir yüzey alanı (m^2/g)	BJH adsorpsiyonu yüzey alanı 2-50 nm (m^2/g)	BJH adsorpsiyonu gözenek hacmi (cm^3/g)	Ortalama gözenek boyutu (nm)	B.E.T. yüzey alanı (m^2/g)	D-R mikro gözenek yüzey alanı (m^2/g)	Tek tabaka kapasitesi (cm^3/g)	D-A mikro gözenek hacmi (cm^3/g)	Ortalama gözenek boyutu (nm)
PF-42	kP1	470,13	5	7,35	4,2	0,0167	11,4	44,96	72,78	15,93	0,031	1,6
PF-39	kP1	512,24	2,7	3,9	2,47	0,0102	12,84	54,85	95,89	20,99	0,0314	1,55
PF-33	kP1	520,85	9,1	13,15	6,29	0,0264	10,3	31,01	50,79	11,12	0,0214	1,61
PF-52	kP1	558,05	8,8	12,8	8,4	0,0262	10,59	28,6	47,53	10,4	0,0191	1,62
PF-37	kP1	599,85	2	2,81	1,95	0,0091	15,22	47,24	80,36	17,59	0,0298	1,58
KGT-1	kP1	659,75	18,6	26,89	13	0,0378	7,68	39,74	63,26	13,85	0,0281	1,61
PF-41	kP1	665,70	7	10,26	5,21	0,0239	11,93	40,45	63,75	13,96	0,0291	1,61
KGT-2	kP1	673,13	2,2	3,19	2,04	0,0112	16,64	41,93	72,01	15,76	0,0249	1,56
PF-62	kP1	704,00	23,7	34,24	16,59	0,0550	9,08	30,53	45,64	9,99	0,0245	1,65
PF-49	kP1	757,63	8,5	12,38	7,61	0,0383	16,36	38,7	63,89	13,99	0,0251	1,58
PF-36A	kM2	632,60	1,5	2,23	1,06	0,0049	11,29	83,99	143,96	31,51	0,0504	1,55
PF-29	kM2	719,85	16,2	23,26	12,12	0,0544	12,67	54,99	87,03	19,05	0,0348	1,54
PF-35	kM2	756,95	7,8	11,18	5,16	0,0249	11,38	79,69	135,63	29,69	0,0481	1,55
PF-34	kM2	831,40	1,3	1,86	0,87	0,0049	13,08	51,21	89,86	19,67	0,0282	1,53
PF-54	kM2	910,50	20	28,75	12,77	0,0384	7,47	50,65	87,42	19,14	0,0305	1,56
PF-59	kM2	957,73	0,9	1,34	0,55	0,0038	14,1	78,39	137,3	30,06	0,0464	1,54
PF-64	kM2	988,85	0,5	0,87	0,33	0,0014	4,41	98,33	191,33	41,88	0,0373	1,47
PF-53	kM2	1006,10	1,3	1,83	0,79	0,0047	12,63	104,54	197,62	43,26	0,0491	1,49
PF-28	kM2	1010,70	1,6	2,28	1,08	0,0042	9,63	89,05	158,17	34,62	0,0516	1,54
PF-58	kM2	1224,10	0,8	1,12	0,43	0,0031	13,47	86,18	163,15	35,71	0,0392	1,5
PF-27	kM2	1248,35	1,1	1,62	0,69	0,0032	10,36	77,22	132,04	28,9	0,0505	1,6

6. KINIK KÖMÜR SAHASINDA KÖMÜR KÖKENLİ METAN POTANSİYELİNİ KONTROL EDEN FAKTÖRLERİN ARAŞTIRILMASI

6.1 Kömür Damarlarının Gaz İçeriğini Kontrol Eden Faktörler

Bir kömür sahasındaki gaz dağılımı, kalın kömür damarlarında derinlik ile birlikte, hem sahanın farklı bölgelerinde, hem de sahada bulunan bir damardan diğerine değişim gösterebilmektedir (Bustin ve Clarkson, 1998; Pashin, 2010; Scott, 2002; Scott ve Kaiser, 1996). Sahadaki gaz dağılımına etki eden çok sayıda jeolojik ve hidrojeolojik faktör bulunmakla birlikte, kömür rezervuarının heterojenik yapısı da sahadaki gaz dağılımına etki etmektedir (Cai ve diğ, 2014; Faiz ve diğ, 2007; Scott, 2002; Zou ve diğ, 2018).

Bu çalışmada, kömürleşme ve kömürün özellikleri ile derinlik, damar kalınlığı, kömür damarları üzerinde bulunan örtü tabakası koşulları ve saha tektoniği gibi faktörlerin, Kınık kömür sahasındaki kömür damarlarının sahadaki gaz dağılımlarına etkisi araştırılmıştır.

Gaz dağılımına etki eden söz konusu faktörlerin dışında; kömürün maseral kompozisyonu ve sahadaki değişiminin, hidrojeolojik rejimin ve rezervuar koşullarının da incelenmesi önerilmektedir.

6.1.1 Kömürleşme ve Kömürün Kalitesi

Bir kömür sahasında bulunan damarların gaz içeriklerinin farklı olması, söz konusu damarların heterojen yapısından ve farklı kömürleşme süreçlerinden geçmiş olmalarından kaynaklanmaktadır.

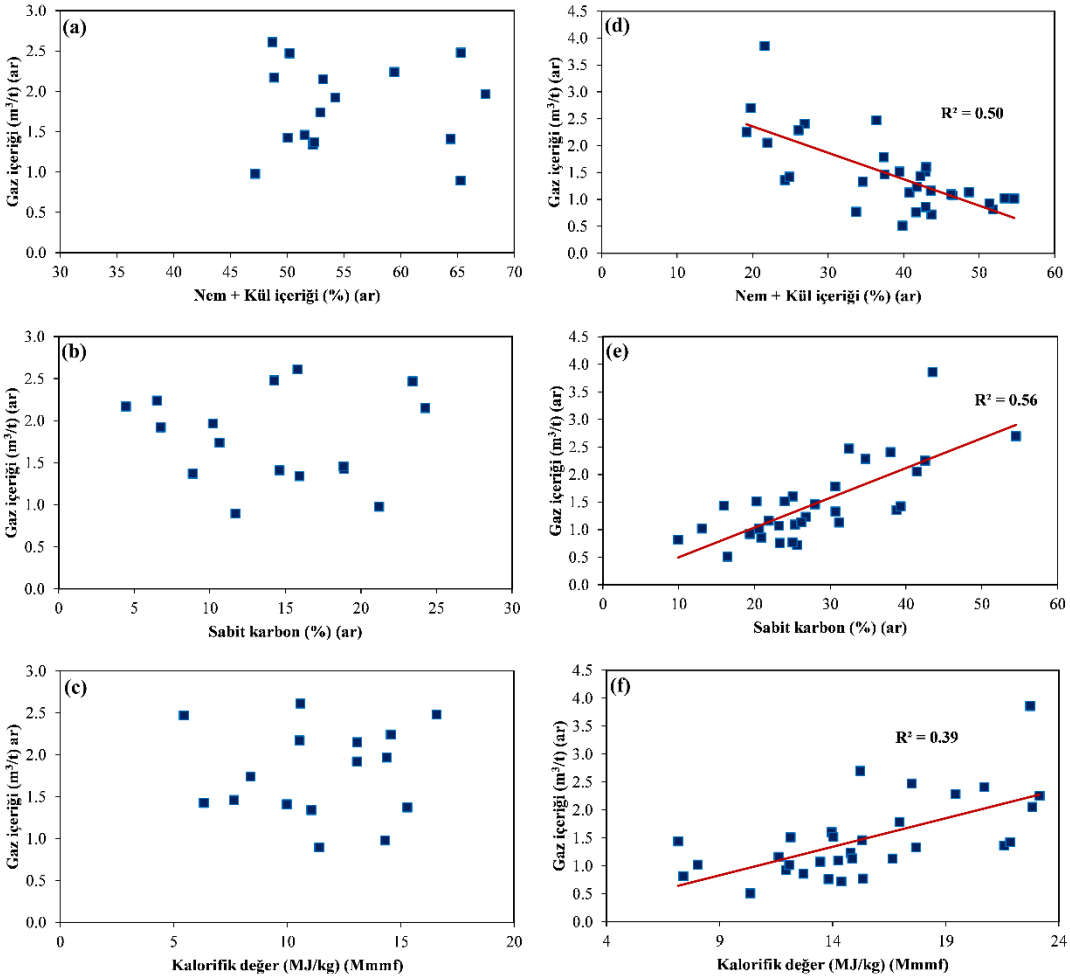
Kömürleşme süreci, bir kömür damarındaki gözenek gelişimine ve gaz oluşumuna etki eden önemli bir parametredir (Mastalerz ve diğ, 2008; Scott, 2002). Söz konusu süreç ile birlikte kömürlerde mikro gözenek hacmi ve gaz oluşumu artarken, makro gözenek hacimleri ise azalmaktadır (Mastalerz ve diğ, 2008). Böylelikle, kömürleşme süreci bir kömür damarının gaz içeriğine ve adsorpsiyon kapasitesine etki eden önemli bir parametre olmaktadır (Chalmers ve Bustin, 2007;

Laxminarayana ve Crosdale, 1999; Pashin, 2010). Çalışmalar, kömürleşme süreci ile birlikte kömür damarlarının gaz içeriğinin ve adsorpsiyon kapasitesinin arttığını göstermiştir (Bustin ve Clarkson, 1998; Drobniak ve diğ, 2004; Mastalerz ve diğ, 2008; Moore, 2012; Scott, 2002).

Nem, kül, uçucu madde, sabit karbon ve difüzyon gibi kömür özellikleri gaz içeriğine ve sorpsiyon özelliklerine etki eden önemli parametrelerdir (Scott, 2002). Daha önceki çalışmalara göre, kömürün nem içeriği ve inorganik madde içeriği arttıkça, gaz içeriğinin azaldığı gösterilmiştir (Butland ve Moore, 2008; Hackley ve diğ, 2007; Laxminarayana ve Crosdale, 2002; Warwick ve diğ, 2008).

Kınık kömür sahasında kP1 ve kM2 damar özelliklerinin gaz içeriğine etkisi Şekil 6.1'de verilmiştir. kP1 kömür damarı özellikleri ile damara ait gaz içeriği değerleri arasında herhangi bir ilişki bulunamamıştır (Şekil 6.1a, Şekil 6.1b, Şekil 6.1c). Bu durumun, kP1 kömür damarının kömür kalitesinin düşük (rank), nem ve kül içeriğinin yüksek, sabit karbon ve kalorifik değerinin düşük olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir. Dolayısıyla, kP1 damarı gaz içeriğinin, söz konusu damara ait kömür özelliklerine bağlı olmadığı öngörülmektedir.

kM2 kömür damarında ise kömürün özellikleri ile gaz içeriği değerleri uyumlu olup, gaz içeriği nem ve kül içeriği ile azalmakta (Şekil 6.1d), sabit karbon (Şekil 6.1e) ve kalorifik değer (Şekil 6.1e) ile artmaktadır. Gaz içeriği ile sabit karbon ve kalorifik değerin uyumlu olması, kM2 damarının gaz içeriğinin kömürün özellikleri ve kömürleşmeden etkilendiğini göstermiştir (Hackley ve diğ, 2007; Levy ve diğ, 1997). Diğer yandan artan nem ve kül içeriği ile birlikte kM2 damarının gaz içeriğinin düştüğü tespit edilmiştir. Kömürün kül içeriğinin yüksek olduğu bölgeler de, adsorpsiyon kapasitesinin düşük olduğu bölgeler olarak tanımlanmaktadır (Bustin ve Clarkson, 1998; Laxminarayana ve Crosdale, 1999). Diğer taraftan, kömürün nem içeriği ise adsorpsiyon kapasitesini düşürdüğünden, gaz içeriği de bu durumdan etkilenmekte, artan nem içeriği ile birlikte azalmaktadır (Bustin ve Clarkson, 1998; Levy ve diğ, 1997; Mavor ve diğ, 1990; Yalçın ve Durucan, 1991). Bunun sebebi; kömürdeki su moleküllerinin, kömürün yüzeyindeki mikrogözenekleri doldurarak, gaz moleküllerinin adsorpsiyonunu engellemektedir (Bustin ve Clarkson, 1998; Laxminarayana ve Crosdale, 1999; Yee ve diğ, 1993).



Şekil 6.1 : Kömürün özelliklerinin gaz içeriğine etkisi. kP1 kömür damarı için; (a) nem ve kül miktarının gaz içeriğine etkisi. (b) sabit karbom miktarı ile gaz içeriği arasındaki ilişki. (c) kalorifik değer ile gaz içeriği arasındaki ilişki. kM2 kömür damarı için; (d) nem ve kül miktarının gaz içeriğine etkisi. (e) sabit karbom miktarı ile gaz içeriği arasındaki ilişki. (f) kalorifik değer ile gaz içeriği arasındaki ilişki.

6.1.2 Derinlik ve Damar Kalınlığı

Geçmişteki çalışmalar, derinliğin kömür damarlarının gaz içeriğinde ve sahadaki gaz dağılımında önemli bir rol oynadığını göstermektedir (Drobniak ve diğ, 2004; Faiz ve diğ, 2007; Li ve diğ, 2018; Liu ve diğ, 2014). Gömülme derinliği kömürleşmeye ve gaz oluşumuna etki ederken, aynı zamanda oluşan gazın korunması için gereken rezervuar koşullarına da etki etmektedir (Moore, 2012; Scott, 2002; Su ve diğ, 2005; Ruppert ve diğ, 2010).

kP1 ve kM2 kömür damarlarının gaz içeriği ile derinlikleri arasındaki ilişki Şekil 6.2'de verilmiştir. Kınık sahasında, kP1 ve kM2 kömür damarlarının derinlikleri

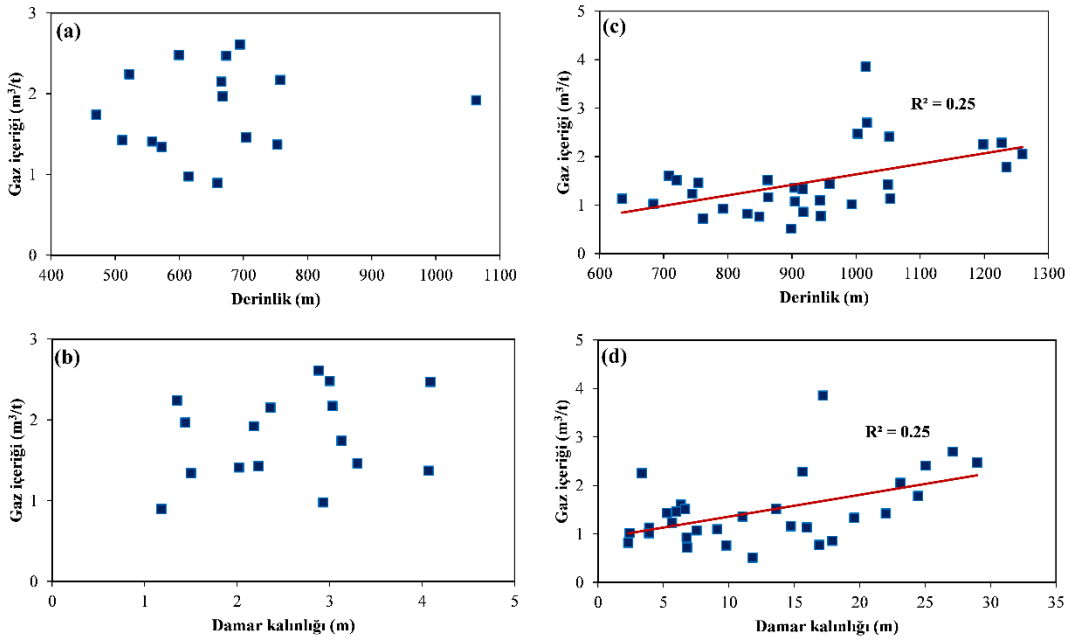
sırası ile 470-1063 m ve 633-1230 m arasında değişim göstermektedir (Şekil 6.3a ve Şekil 6.3b).

Şekil 6.2'den görüldüğü üzere, kP1 damarının gaz içeriği ile derinliği arasında bir ilişki söz konusu olmamakla birlikte (Şekil 6.2a), bu durum, kP1 kömür damarının gaz içeriğine etki eden diğer faktörlerin olduğunu vurgulamaktadır. Böylece, derinliğin, kP1 damarının gaz içeriğine etki eden bir parametre olmadığı tespit edilmiştir.

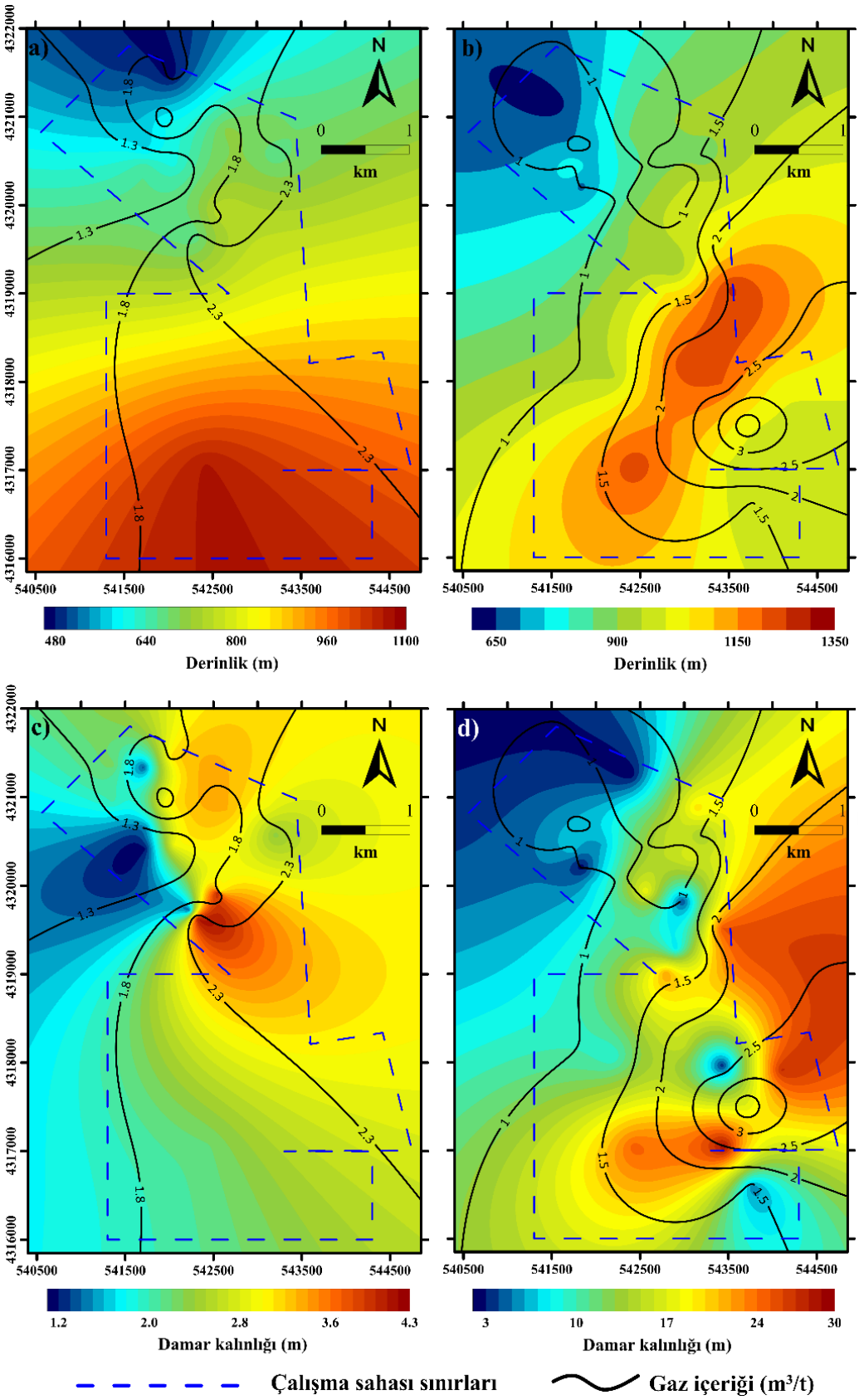
kM2 damarı için ise, damarın gaz içeriği ile derinliği arasında düşük korelasyonlu bir ilişki olduğu belirlenmiştir (Şekil 6.2c). Düşük korelasyona rağmen, kM2 damarının gaz içeriği derinlik ile birlikte bir artış trendi vermekte olup, özellikle 900 m ve daha derinde daha düzgün bir artış gözlemlenmiştir. Söz konusu sahada, derinliğin maksimum seviyede artış gösterdiği yerlerde, artan rezervuar basıncı ile birlikte gaz içeriğinin de arttığı belirlenmiştir (Şekil 6.3b).

Kömür damarlarındaki kalınlık değişimleri, bir kömür sahasının tektoniğinden ve gömülme koşullarından etkilenmekte olup kalınlığa etki eden parametreler aynı zamanda sahadaki gazın dağılımını ve akışını da kontrol etmektedir (Rice, 1993; Scott, 2002; Gao ve diğ, 2014). Şekil 6.2'de, kömür damarı kalınlığının sahadaki gaz dağılımına etkisi verilmiştir. kP1 kömür damarının çalışma sahasındaki kalınlığı 1,18 m ile 4,09 m arasında değişmektedir. Şekil 6.2b'den de görüldüğü üzere, kP1 kömür damarının gaz içeriği ile damarın kalınlığının birbirinden bağımsız olgular olduğu anlaşılmıştır. kP1 kömür damarı için, damar kalınlığı ile damarın gömülme koşulları sahada uyumsuz dağılım göstermektedir (Şekil 6.3c). Sahanın jeolojik yapıpsı ile saha stratigrafisi kömürün sahadaki sürekliliğini belirlediğinden (Pashin, 1998), kömürün kalınlığı sahadaki gaz içeriği dağılımına etki etmektedir (Scott, 2002).

kM2 kömür damarının sahadaki kalınlığı 2,30 m ile 28,95 m arasında değişmektedir (Şekil 6.3d). kM2 kömür damarı için düşük korelasyonlu bir ilişki tespit edilmiş olup, damar kalınlığı arttıkça, gaz içeriği de artmıştır. Düşük korelasyona rağmen, damar kalınlığının 15 m ve üzerinde olduğu bölgelerde, kM2 kömür damarının gaz içeriğinin arttığı belirlenmiştir. Böylece, damar kalınlığının, kM2 kömür damarı gaz içeriğine etkisinin düşük olduğu belirlenmiştir.



Şekil 6.2 : Sahadaki kömür damarlarının derinliği ve damar kalınlığı ile gaz içeriği arasındaki ilişki. kP1 kömür damarı için; (a) derinlik ile gaz içeriği arasındaki ilişki. (b) kP1 kömür damarı kalınlığı ile gaz içeriği arasındaki ilişki. kM2 kömür damarı için; (c) derinlik ile gaz içeriği arasındaki ilişki. (d) kM2 kömür damarı kalınlığı ile gaz içeriği arasındaki ilişki.



Şekil 6.3 : kP1 ve kM2 kömür damarlarına ait sahadaki gaz dağılımlarının, damar kalınlığı ve derinlik ile ilişkisi. kP1 için; (a) derinliğe bağlı gaz dağılım haritası. (b) damar kalınlığına bağlı gaz dağılım haritası. kM2 için; (c) derinliğe bağlı gaz dağılım haritası. (d) damar kalınlığına bağlı gaz dağılım haritası.

6.1.3 Tektonizma

Gazın yeraltındaki durumunun korunması ve kömür damarı içinde birikimi, bir kömür sahasındaki farklı jeolojik yapılara (fay, kıvrım vb.) bağlı olmaktadır (Chen ve diğ, 2019; Pashin, 1998; Ayers, 2002). KKM genel olarak sahadaki senklinal yapılarda birikmekte iken, antiklinal yapılarda gaz kolayca sahadaki başka noktalara göç edebilmektedir (Fu ve diğ, 2016; Liu ve diğ, 2009; Yao ve diğ, 2013).

Faylar ise sahadaki gazın akışını kolaylaştırmakla birlikte adeta bir baca görevi görmektedir (Chen ve diğ, 2019; Zhu ve Lin, 2015; Faulkner ve diğ, 2010; Sykes, 2012). Faylar arası ve fay zonu içinde gazın akışı havzadan havzaya ve farklı fay çeşitlerinde değişim göstermektedir (Fisher ve Knipe, 1998; Sykes, 2012). Faylar aynı zamanda bir kömür sahasında bir bariyer davranışı göstererek gazı hapsetmekte ve gaz birikimini kolaylaştırmaktadır (Jolley ve diğ, 2007; Bense ve Person, 2006). Söz konusu fayların yeryüzü ile bağlantısı var ise, fayların bariyer davranışı bu durumdan da etkilenebilmektedir (Cartwright ve diğ, 2007; Wang ve diğ, 2008). Bunun tam tersi olarak, faylar, gazın göç etme yollarını oluşturarak, damarı terk etmesini kolaylaştırmaktadır (Losh ve diğ, 2002; Nagelhout ve Roest, 1997). Bu nedenle bir kömür sahasındaki tektonik yapılar, gazın kömür damarlarında birikimine etki eden en önemli parametrelerdendir. Ters faylar, gazın birikmesini sağlarken (Johnson ve Flores, 1998; Kinnon ve diğ, 2010), normal faylar ise bir sahada gaz akış yollarını belirlemekte ve gazın kolayca göç etmesini sağlamaktadır (Kedzior et al., 2013; Liu et al., 2009; Yao et al., 2009).

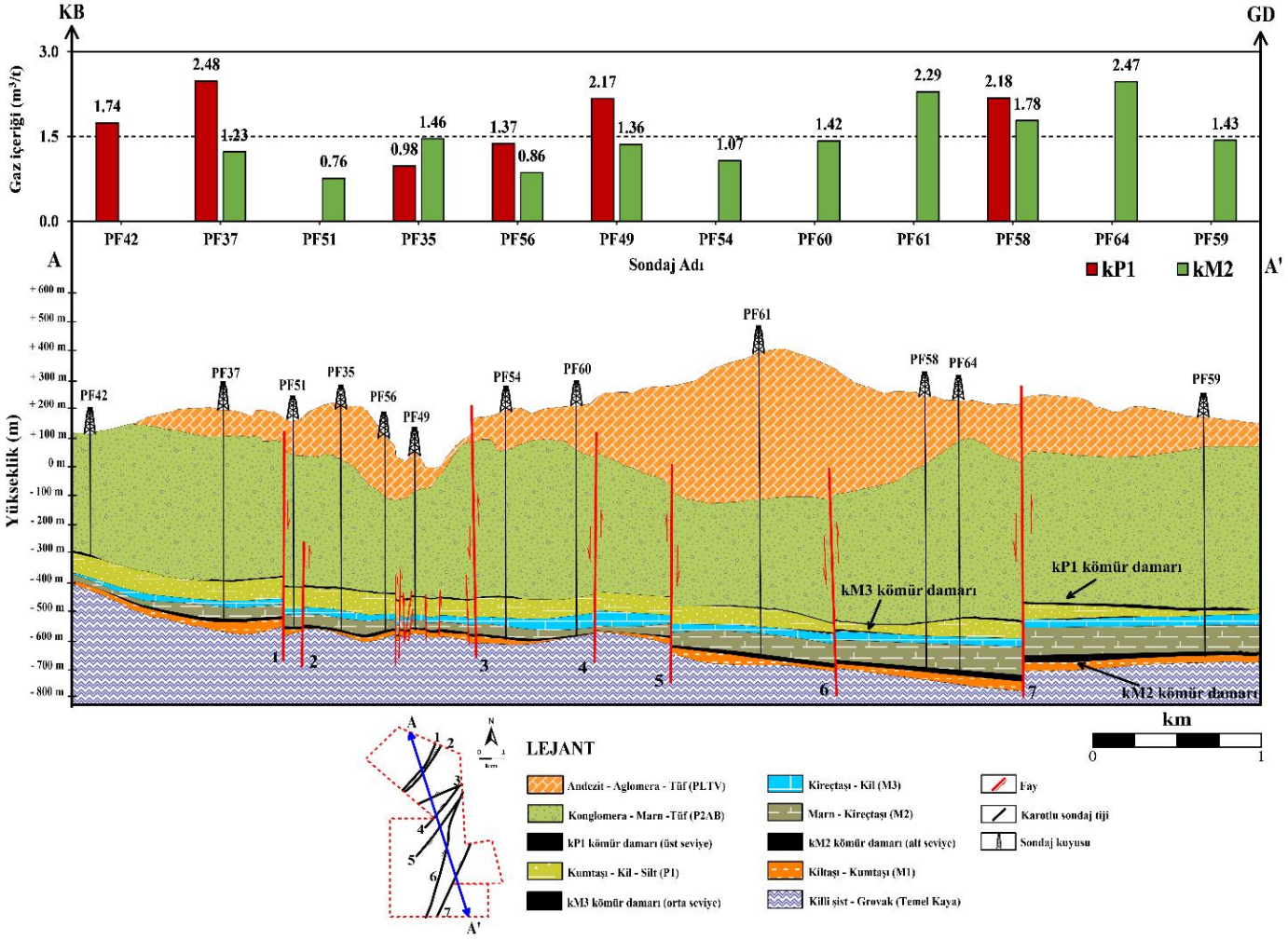
Çeşitli tektonik ve stratigrafik yapılar, bir kömür sahasındaki gaz dağılımına etki etmektedir. Şekil 6.4, KB-GD kesitli çalışma sahasında gaz dağılımına etki eden jeolojik faktörleri göstermektedir. Söz konusu saha, jeolojik yapısı bakımından iki parçaya ayrılmıştır. Sahanın kuzey bölgesi, 1 ve 5 No'lu fayların olduğu bölgeyi kapsarken, güney bölgesi sahanın 5 ve 7 No'lu fayların bulunduğu bölgedir. Sahada, yüksek açılı fay oluşumları bulunmakta iken, antiklinal yapıya rastlanmamıştır. Kuzey kesiminde senklinal yapılar ve kıvrımlar oluşmuştur.

Sahanın kuzey bölgesinde kP1 damarının gaz içeriği 0,98 – 2,48 m^3/t arasında değişirken, güney bölgesinde ise 2,18 m^3/t olarak belirlenmiştir. kM2 kömür damarının gaz içeriği ise kuzey bölgesinde 0,76 – 1,46 m^3/t aralığında iken sahanın güney bölgesinde 1,07 – 2,47 m^3/t aralığında değişim göstermektedir. Sahanın

kuzeyindeki faylar kM2 damarı gaz içeriğinin düşmesine neden olmuştur. Kuzey bölgesinde, kP1 kömür damarının gaz içeriği kM2 kömür damarının gaz içeriğinden daha yüksektir. Bu husus, kM2 damarının üzerindeki geçirgen tabakanın, gazın kM2 damarından kP1 damarına düşey olarak akışını kolaylaştırması ile açıklanabilir.

Sahanın güney bölgesinde ise fay sayısı kuzey bölgesine göre daha az olup, her iki kömür damarının sürekliliği ve geometrisi de nispeten daha düzgündür. Bu durum, gazın birikimi açısından uygun koşullar yaratmaktadır.

Sonuç olarak, sahadaki kP1 ve kM2 kömür damarlarının gaz dağılımını kontrol eden en etkin faktörlerden birinin, sahadaki fay yapısının olduğu anlaşılmıştır.



Şekil 6.4 : KB-GD kesitli çalışma sahasındaki jeolojik yapılar ve bunların etkisindeki gaz dağılımı.

6.1.4 Örtü Tabakası

Sahadaki kömür damarlarının üzerindeki örtü tabakası, gömülme koşulları ile ilişkili olup, gazın sahadaki birikimi ve depolanması açısından önemli rol oynamaktadır (Cai ve diğ, 2014; Drobniak ve diğ, 2004; Hou ve diğ, 2020; Ouyang ve diğ, 2017; Zou ve diğ, 2018). Örtü tabakasının en önemli görevi kömürden düşey düzlemde gaz akışını ya da gazın üst tabakalara göçünü engellemek ve gazın birikmesini sağlamaktır (Ouyang ve diğ, 2017). Farklı litoloji ve kalınlıktaki örtü tabakası, gazın kömür damarından kaçmasını önlemede direkt olarak etki etmektedir. İnce taneli yapıya sahip bir örtü tabakasının, gözenekli ve iri taneli yapıdaki örtü tabakasına nazaran oluşan gazı daha iyi koruduğu bilinmektedir. (Drobniak ve diğ, 2004; Ouyang ve diğ, 2017). Araştırmacılar, aynı kalınlıktaki örtü tabakalarını gazı iletme kabiliyetlerine göre çok geçirimliden az geçirimliye aşağıdaki gibi sıralamışlardır (Buttinelli ve diğ, 2011; Cai ve diğ, 2014; Fu ve diğ, 2016; Tang ve diğ, 2007; Jin ve diğ, 2015).

- Killi tabakalar,
- Killi marn, kumlu killer, şistli killer,
- Marn ve killi kumtaşları,
- Kumtaşı, kireçtaşı, kaya intrüzyonları, metamorfik kayaçlar,
- Konglomera, çakıl ve alüvyal havzalar.

kP1 ve kM2 kömür damarlarına ait litolojik bilgiler ve kalınlıkları Çizelge 6.1 ve Çizelge 6.2'de verilmiştir. Her iki damarın da oluşum koşulları farklı zaman ve ortamlarda gerçekleşmiştir. Örneğin, kP1 damarının üstündeki örtü tabakası akarsu çökellerinden meydana gelmekte iken, kM2 damarının örtü tabakası ise gölsel çökellerden oluşmuştur (Karayiğit ve diğ, 2017a; Oskay ve diğ, 2019). Şekil 6.4'ten de görüldüğü gibi, kP1 kömür damarı üzerindeki örtü tabakası konglomera iken, kM2 kömüründe ise örtü tabakası kireçtaşıdır. Çalışma sahasında, kömür damarları üzerindeki örtü tabakası değişim göstermemektedir. Kömür damarları üzerindeki örtü tabakalarının, gazın damar içinde kalması için koruyucu görevi görmediği tespit edilmiştir. Bunun yanı sıra, sahanın güney bölgesinde kM2 kömür damarının üzerindeki örtü tabakası, kP1 damarının üzerindeki örtü tabakasına nazaran daha koruyucu bir yapıda olup, gazın korunması açısından uygun ortam sağlamıştır.

Çizelge 6.1 : kP1 damarına ait örtü tabakasının kalınlığı ve litolojisi.

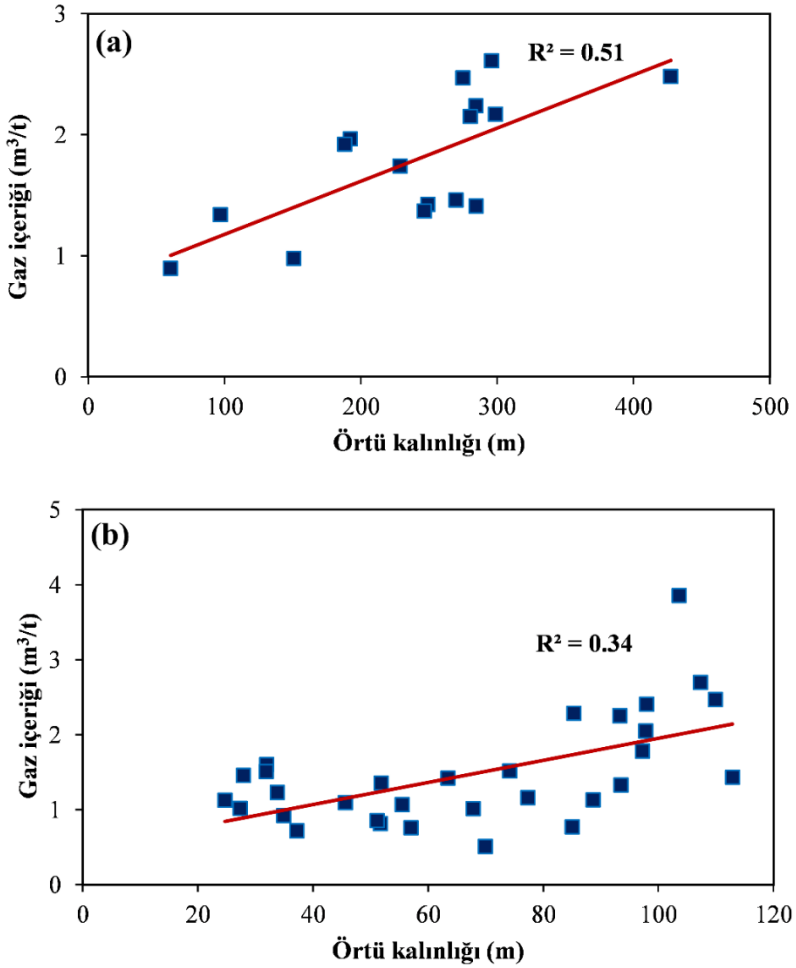
Sondaj adı	Damar adı	Derinlik (m)	Örtü kalınlığı (m)	Litolojsi
PF42	kP1	470	228,9	Konglomera, marn ve tüf
PF39	kP1	511	249,2	Konglomera, marn ve tüf
PF33	kP1	522	284,5	Konglomera, marn ve tüf
PF52	kP1	558	284,6	Konglomera, marn ve tüf
PF40	kP1	572	97,0	Konglomera, marn ve tüf
PF37	kP1	600	427,3	Konglomera, marn ve tüf
PF35	kP1	614	150,8	Konglomera, marn ve tüf
PF38	kP1	659	60,5	Konglomera, marn ve tüf
PF41	kP1	666	280,4	Konglomera, marn ve tüf
KGT1	kP1	668	192,1	Konglomera, marn ve tüf
KGT2	kP1	673	274,9	Konglomera, marn ve tüf
PF43	kP1	694	295,9	Konglomera, marn ve tüf
PF62	kP1	704	269,9	Konglomera, marn ve tüf
PF56	kP1	753	246,6	Konglomera, marn ve tüf
PF49	kP1	758	298,8	Konglomera, marn ve tüf
PF58	kP1	1063	188,3	Konglomera, marn ve tüf

Çizelge 6.2 : kM2 damarına ait örtü tabakasının kalınlığı ve litolojisi.

Sondaj adı	Örtü kalınlığı (m)	Litoloji
PF36	24,7	Marn ve Kireçtaşı
PF32	27,3	Marn ve Kireçtaşı
PF40	31,9	Marn ve Kireçtaşı
PF29	31,9	Marn ve Kireçtaşı
PF37	33,8	Marn ve Kireçtaşı
PF35	27,9	Marn ve Kireçtaşı
PF55	37,2	Marn ve Kireçtaşı
PF38	34,9	Marn ve Kireçtaşı
PF34	51,7	Marn ve Kireçtaşı
PF51	57,0	Marn ve Kireçtaşı
PF41	74,2	Marn ve Kireçtaşı
PF44	77,3	Marn ve Kireçtaşı
PF62	69,9	Marn ve Kireçtaşı
PF49	51,8	Marn ve Kireçtaşı
PF54	55,5	Marn ve Kireçtaşı
PF43	93,5	Marn ve Kireçtaşı
PF56	51,1	Marn ve Kireçtaşı
PF67	45,6	Marn ve Kireçtaşı
PF68	85,0	Marn ve Kireçtaşı
PF59	112,9	Marn ve Kireçtaşı
PF57	67,8	Marn ve Kireçtaşı
PF64	109,9	Marn ve Kireçtaşı
PF28	103,6	Marn ve Kireçtaşı
PF53	107,3	Marn ve Kireçtaşı
PF60	63,4	Marn ve Kireçtaşı
PF48	97,9	Marn ve Kireçtaşı
PF50	88,6	Marn ve Kireçtaşı
PF66	93,3	Marn ve Kireçtaşı
PF61	85,3	Marn ve Kireçtaşı
PF58	97,2	Marn ve Kireçtaşı
PF27	97,8	Marn ve Kireçtaşı

Gaz içeriği ile örtü tabakası kalınlıkları arasındaki ilişki Şekil 6.5'te verilmiştir. Görüldüğü üzere, kP1 kömür damarında örtü kalınlığının gaz içeriğine etkisi gözlemlenmekte iken (Şekil 6.5a), gaz içeriği ile örtü tabakası kalınlığı bakımından kM2 kömür damarı için düşük bir korelasyon tespit edilmiştir (Şekil 6.5b). Yüksek gaz içeriği değerlerinin genellikle, kömür damarları üzerindeki örtü tabakası kalınlığına bağlı olarak artmış olduğu öngörülmektedir. Dolayısıyla gaz içeriği,

kömür tabakası üzerindeki örtü kalınlığı sayesinde korunmakta iken, bu durum gaz içeriği-derinlik ilişkisi ile benzerlik göstermektedir (Liu ve diğ, 2014). Fakat örtü kalınlığı-gaz içeriği ilişkisi, derinlik-gaz içeriği ilişkisinden daha güçlü bir korelasyon vermiştir. Örtü tabakası koşullarının gaz içeriğine etkisi, sahadaki gazın gömülme koşulları ile ilişkilidir ve söz konusu koşullar aynı zamanda örtü tabakası kalınlığını belirlemektedir.



Şekil 6.5 : kP1 ve kM2 damarları üzerindeki örtü kalınlığının gaz içeriğine etkisi. (a) kP1 kömür damarına ait örtü kalınlığının gaz içeriğine etkisi. (b) kM2 kömür damarına ait örtü kalınlığının gaz içeriğine etkisi.

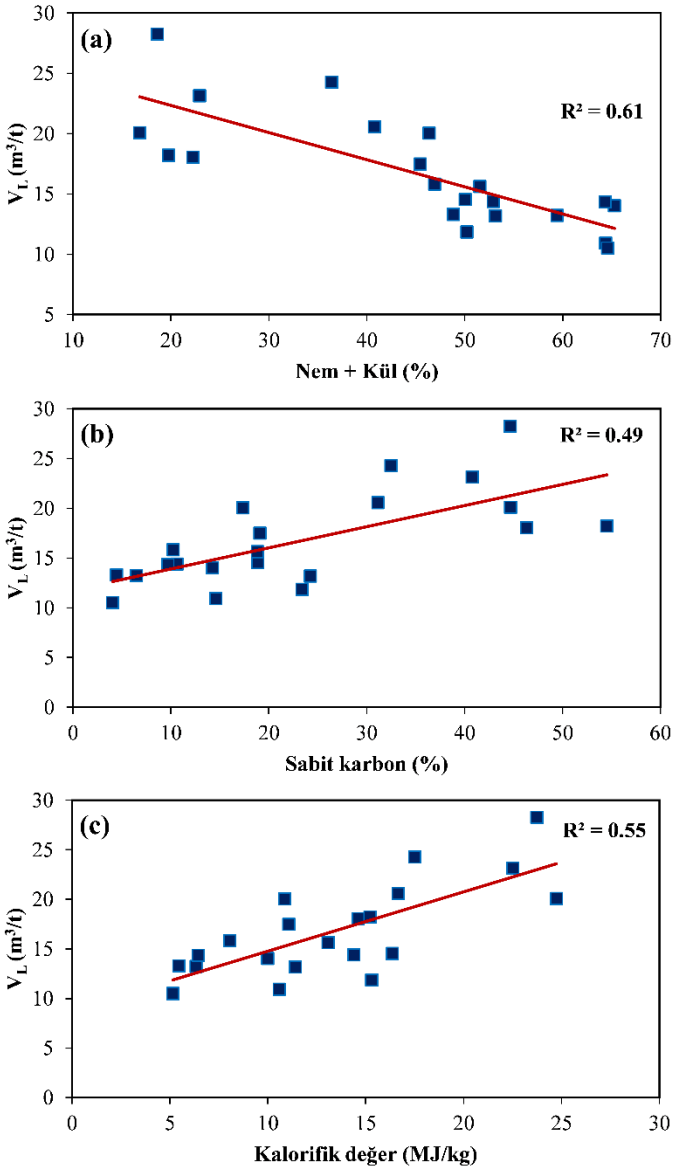
6.2 Kömür Damarlarının Gaz Adsorpsiyon Kapasitesini Kontrol Eden Faktörler

Kömür kökenli metan gazının kömürde depolanma ve akış mekanizmasının araştırılması, yeraltında kömürün üretimi sırasında metan kontrolü ve metanın kömür damarlarından elde edilmesi açısından büyük önem taşımaktadır (Busch ve Gensterblum, 2011; Faiz ve diğ, 2007). Bu bölümde, Kınık sahasındaki kömür damarlarının gaz adsorpsiyon kapasitesini kontrol eden faktörler araştırılmıştır. Kömür özelliklerinin ve petrofiziksel özelliklerin (mikro ve mezo gözeneklilik) gaz adsorpsiyon kapasitesine etkisi incelenmiştir.

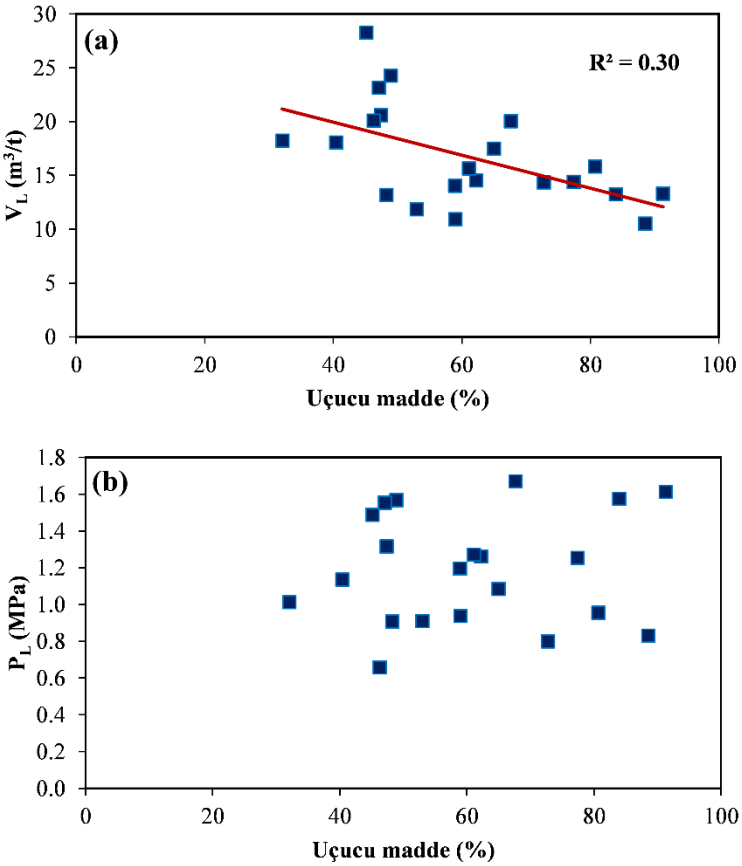
6.2.1 Kömürleşmenin adsorpsiyon kapasitesine etkisi

Kaynak kaya olarak kömür, doğası gereği heterojen bir yapıya sahip olup, birçok organik ve inorganik bileşenlerden meydana gelmektedir. Söz konusu bileşenlerin farklı oranlardaki varlığı, kömürün kalitesini ve safsızlık derecesini kontrol etmektedir. Gazın sorpsiyonu ve difüzyonu, kömürün mikro gözenek yapısına bağlı olmakla birlikte, söz konusu gözeneklerin yapısı da kömürün rankına bağlıdır. Bir çok araştırmacı kömürlerdeki gözenek yapısının, gözenek boyutlarının ve gazı iletme yeteneğinin kömürün rankına ve türüne (nem, kül, uçucu madde, organik ve inorganik mineral komposizyonu) bağlı olduğunu ortaya koymuştur (Clarkson ve Bustin, 1999; Liu ve diğ, 2014b; Li ve diğ, 2014). Kömürün kül ve nem içeriği, kömürün gaz adsorpsiyon kapasitesini doğrudan etkileyen parametreler olup, kömürün adsorpsiyon kapasitesini (V_L) düşürmektedir (Bustin ve Clarkson, 1998; Laxminarayana ve Crosdale, 1999). Kül içeriği, adsorpsiyon yüzeylerini engelleyerek kömürün adsorpsiyon kapasitesini düşürürken, nem içeriği de gaz moleküllerinin adsorbe olacağı gözenek yüzeylerini doldurarak moleküllerin bu yüzeylere tutunmasını engellemektedir (Levy ve diğ, 1997; Mavor ve diğ, 1990; Yalçın ve Durucan, 1991; Levine ve diğ, 1993; Bustin ve Clarkson, 1998; Pan ve diğ, 2010). Şekil 6.6'da kömür özellikleri ile gaz adsorpsiyon kapasitesi arasındaki ilişki verilmiştir. Görüldüğü gibi sahadaki kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesine en çok etki eden parametrenin, damarların nem ve kül içeriği olduğu tespit edilmiştir (Şekil 6.6a). Bununla birlikte, çalışma sahasındaki damarların adsorpsiyon kapasitesinin kömürün sabit karbon içeriği (Şekil 6.6b) ve kalorifik

değeri (Şekil 6.6c) ile de yakın ilişkisi saptanmıştır. Böylece, Kınık sahasındaki kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesinin, sahada yüksek nem ve kül içeren bölgelerde düşük olduğu belirlenmiştir. Buradan hareketle, kM2 kömür damarının adsorpsiyon kapasitesinin, düşük nem ve kül içeriği tespit edilen sahanın orta ve güney ekseninde artış gösterdiği, bu artışın benzer şekilde kalorifik değer ve sabit karbon içeriğindeki artış ile de ilişkili olduğu anlaşılmıştır. kP1 kömür damarının sahadaki kömür özelliklerinin heterojen dağılımından dolayı, söz konusu damarın adsorpsiyon kapasitesi genellikle sahanın kuzey doğu bölgesinde artış göstermektedir.



Şekil 6.6 : Kömür özelliklerinin adsorpsiyon kapasitesi ile ilişkisi.

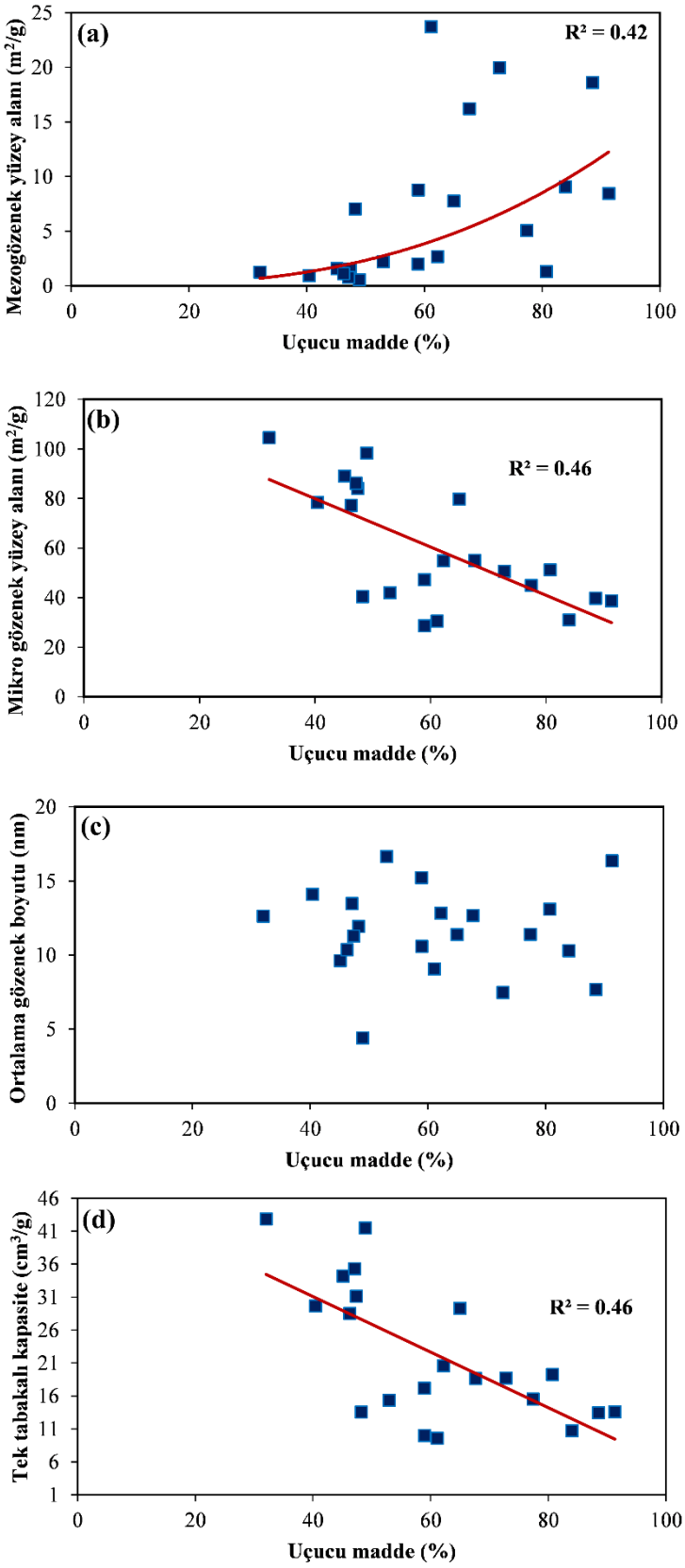


Şekil 6.7 : Kömürleşmenin sahadaki kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesine etkisi.

Kömürün rankı, kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesine önemli derecede etki etmektedir (Bustin ve Clarkson, 1998). Kınık sahasında kömürleşme ile kP1 ve kM2 kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesi arasındaki ilişki Şekil 6.7'de verilmiştir. Buna göre, sahada kömür kalitesi arttıkça, kömür damarlarında daha yüksek V_L değeri tespit edilmiş olup, bu durum kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesini arttırmıştır (Şekil 6.7a).

Sahadaki kömür damarlarından elde edilen P_L değerleri ile kömürleşme arasında bir ilişki bulunamamıştır (Şekil 6.7b). Dolayısıyla, sahadaki kömür damarlarının daha fazla gazı adsorbe etme eğiliminin, sahadaki kömürleşme koşullarına bağlı bir durum olmadığı öngörülmektedir.

Kömürleşme ve rank, kömürün petrofiziksel özelliklerini önemli derecede etkilemektedir. Özellikle mikro ve mezo gözenek boyutları, kömürleşmeye bağlı olarak değişim göstermektedir. Kömür rankının artışıyla, kömürün gözenekli yapısı önemli derecede değişmektedir. Şekil 6.8'de, Kınık sahasındaki kömürleşme ile kömür damarlarının petrofiziksel özellikleri arasındaki ilişki verilmiştir. Şekil 6.8a ve Şekil 6.8b'den de görüldüğü gibi sırasıyla sahadaki kömür damarlarının mezo ve mikro gözenek yüzey alanı kömürleşmeden etkilenmektedir. Ancak, ortalama gözenek boyutu ile kömürleşme arasında herhangi bir ilişki bulunamamıştır (Şekil 6.8c). Kınık sahasında kömür damarlarının rankı arttıkça mezo gözenek yüzey alanı düşmekte ve mikro gözenek yüzey alanı artmaktadır. Dolayısıyla, söz konusu sahada kömür damalarının rankının arttığı bölgelerde, gözeneklerindeki tek tabakalı adsorpsiyon kapasitesinin de arttığı tespit edilmiştir (Şekil 6.8d).



Şekil 6.8 : Kömürleşme ile kömürün petrofiziksel özellikleri arasındaki ilişki.

6.2.2 Petrofiziksel özelliklerin adsorpsiyon kapasitesine etkisi

Bir rezervuar kaya olarak kömür, bünyesinde kömürleşme sürecinde oluşan metan, karbondioksit, azot ve düşük oranlarda hidrokarbon gazlarını barındırmaktadır (Bustin ve Clarkson, 1998). Kömürleşme sürecinde oluşan gazın büyük bir kısmı atmosfere karışırken, geriye kalan gaz kömürün mikrogözeneklerindeki yüzeylerine fiziksel adsorpsiyon ile tutulmakta, arta kalan gazın bir kısmı da göznek ve klit boşluğunda serbest halde bulunmaktadır (Harpalani ve Chen, 1997; Moore, 2012; Flores 2014).

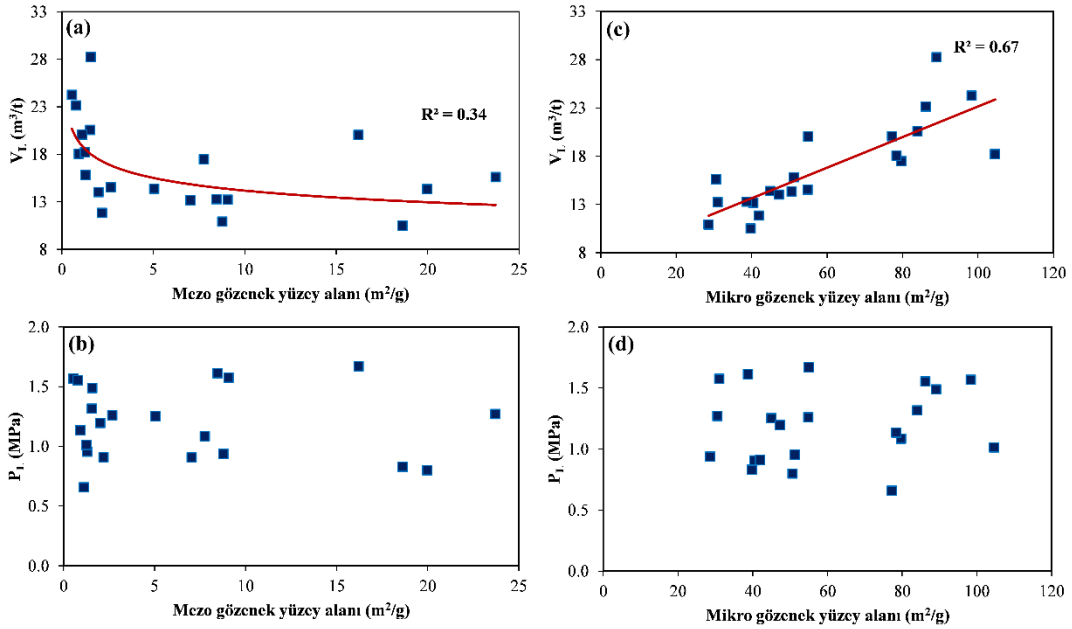
Kömür gözenekli yapısı itibariyle, hem gazın kömürde depolanmasını, hem de mikrogözeneklerden gaz difüzyonunu kontrol eden önemli bir parametredir. Söz konusu gözenekli yapılar, kömürün bünyesinde birbirine bağlı bir ağ oluşturmaktadır. Gözenek ve çatlak sistemleri birçok adsorpsiyon yüzeyi oluşturduğu gibi, aynı zamanda gaz akışını da kontrol etmektedir (Laubach ve diğ, 1998; George ve Barakat, 2001).

Kömürün gözenekli yapısı ve söz konusu yapının kömürün gaz adsorpsiyon kapasitesine etkisi üzerine birçok araştırma ve çeşitli tekniklerle çalışmalar gerçekleştirilmiştir (Cai ve diğ., 2013; Hou ve diğ, 2016; Li ve diğ, 2015; Wang, ve diğ, 2018). Mikro ve mezo gözeneklerin çeşitli karakteristik yapıları, kömürün gaz adsorpsiyon parametreleri V_L ve P_L üzerinde etken bir rol oynamaktadır. Şekil 6.9'da kömürün petrofiziksel özelliklerinin adsorpsiyon kapasitesine etkisi verilmiştir. Şekil 6.9a ve 6.9c'den görüldüğü gibi, sahadaki kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesi, söz konusu damarların mezo ve mikro gözenek yüzey alanından etkilenmekte olup, damarların bünyesindeki mikro gözenek yüzey alanları gaz adsorpsiyon kapasitesini önemli ölçüde etkilemektedir.

Kömür damarlarının gözenek boyut karakteristiğinin, adsorpsiyon kapasitesinde önemli bir rol oynamasının sebeplerinden biri, söz konusu damarların mikro gözenek yüzey alanlarının, mezo gözenek yüzey alanlarından yüksek olmasıdır (Cai ve diğ, 2013). Mezo gözenek boyutları genellikle mikro gözenek boyutlarından daha yüksek olmakla birlikte, bu durum gaz moleküllerinin mezo gözenek yüzeylerinde oluşacak adsorpsiyon miktarını düşürmektedir. Bu yüzden, mezo gözeneklerin gaz adsorpsiyonu için gereken aktif yüzey alanı, mikro gözeneklere nazaran daha sınırlıdır. Dolayısıyla, bir kömürün mikro gözenek yüzey alanı, damarın içerebileceği

en yüksek gaz miktarını belirlemektedir (Gürdal ve Yalçin, 2000; Gürdal ve Bozcu, 2011).

Genellikle, P_L değeri arttıkça, kömürün adsorpsiyon kapasitesi artmaktadır. Böylece mikro gözeneklerde daha yüksek miktarda gaz adsorpsiyonu gerçekleşmektedir (An ve diğ, 2013; Liu ve He, 2017) . Fakat Kınık sahasında kömür damarlarının mikro ve mezo gözenek yüzey alanları ile P_L değerleri arasında bir ilişki bulunamamıştır (Şekil 6.9b ve 6.9d). Bu durum sahadaki kömür damarlarının aktif jeolojik koşullar altında heterojen dağılım göstermesinden kaynaklandığı ve söz konusu durumun, kömür damarlarının gaz adsorpsiyon kapasitesini ve sahadaki gaz doygunluğunu düşürdüğü öngörülmektedir.



Şekil 6.9 : Kömürün petrofiziksel özelliklerinin adsorpsiyon kapasitesine etkisi.

7. SAHADAKİ GAZIN AKIŞ ÖZELLİKLERİ VE MODELLENMESİ

Kömürün bünyesindeki metan gazı genellikle 100 nm'den küçük boyuttaki gözeneklerin matriksinde adsorbe halde tutulmaktadır. Kömürün matriksindeki gazın klit sistemine difüzyonu, kömürün içerdiği gaz miktarını önemli ölçüde etkilemektedir (Scott, 2002). Gazın, kömür matriksinden difüzyonu Fick Kanunu'na göre konsantrasyona bağlı olarak gelişen bir süreç olarak tanımlanmaktadır (Busch ve Gensterblum, 2011; Busch ve diğ, 2004; Harpalani ve Chen, 1997).

Önceki çalışmalar, gazın difüzyonunun sıcaklıkla arttığını ve nem içeriği ile düştüğünü ortaya koymuştur (Busch ve diğ, 2004; Gruszkiewicz ve diğ, 2009). Ayrıca gazın difüzyonu ise kömürün heterojenik yapısına (Karacan, 1999), gözenek yapısına (Cai ve diğ, 2013) ve kömürün matriksindeki nem miktarına (Pan ve diğ, 2010) bağlı olarak değişmektedir.

Kömürün gaz içeriği ile gazın difüzyonu ters orantılıdır. Diğer bir deyişle, yüksek gaz içeriğine sahip bir kömürde, difüzyonun düşük olması beklenmektedir. Dolayısıyla bir kömür sahasında gazın difüzyonu yüksek ise, söz konusu gazın başka kömür damarına ya da farklı tabakalara göç etmesi beklenmekle birlikte, bu durum aynı zamanda gazın başka bir bölgeye göç etmesiyle, bu durum kömür damarının gaz içeriğini de düşürmektedir (Scott, 2002).

Bir gazın difüzyonu, söz konusu gazın kömürden ne kadar hızlı yayıldığının bir ölçütüdür (Clarkson ve Bustin, 1996; Cui ve diğ, 2004; Hou ve diğ, 2020; Schraufnagel ve Schafer, 1996; Yi ve diğ, 2009; Zhao ve diğ, 2019). Gazın difüzyon eşitliği Eşitlik 2.9'da verilmiştir.

$$\frac{D}{r^2} = \left(\frac{m}{3.3851 V_{ld}}\right)^2 \tag{2.9}$$

Burada; D/r^2, gazın difüzyonu; m, kayıp gaz grafiğinde zamanın karekköküne göre denklemin eğimi ($cm^3/dk^{1/2}$); V_{ld} ise kayıp ve yayılan gaz toplamıdır (cm^3).

kP1 ve kM2 kömür damarlarının gaz difüzyonları sırasıyla 2,84 x 10^{-5} ile 56,4 x 10^{-5} dk^{-1} ve 0,64 x 10^{-5} ile 54,3 x 10-5 dk^{-1} arasında değişim göstermiştir (Çizelge 5.3 ve Çizelge 5.4). Elde edilen sonuçlardaki yüksek gaz difüzyon değerleri, gazın yüksek oranda göç ettiğini belirtmektedir.

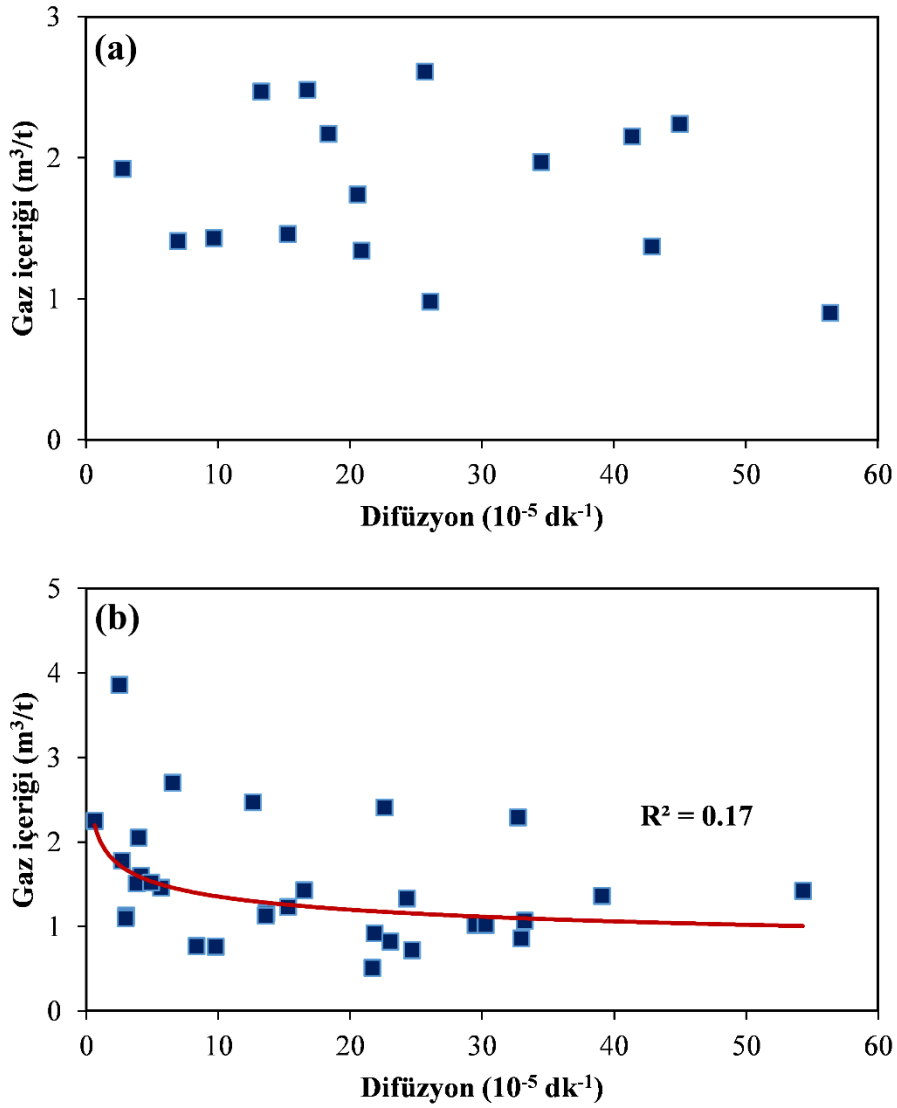
Difüzyonun sahadaki kömür damarlarının gaz içeriklerine etkisi Şekil 6.10'da verilmiştir. kP1 kömür damarı ele alındığında, gaz içeriği ile difüzyon karakteristiği açısından herhangi bir ilişki tespit edilememiştir (Şekil 6.10a). kM2 kömür damarı için ise düşük bir korelasyon elde edilmiş olup, söz konusu kömür damarı için gaz difüzyonu ile gaz içeriği arasında ancak düşük korelasyonlu (R^2=0,17) bir ilişki bulunmuştur (Şekil 6.10b). Bu durum sahadaki kömür damarları açısından gazın difüzyonu ile gaz içeriği arasındaki ilişkiyi kontrol eden diğer faktörlerin varlığına işaret etmektedir. Dolayısıyla, kömür rezervuarının tektonik yapısı, kömürün örtü tabakası ve hidrojeolojik özellikleri ile gömülme koşullarının daha detaylı araştırılması gerekmektedir.

Kınık kömür sahasındaki gaz dağılımının iyi bir şekilde anlaşılması için, sahadaki gaz akış koşullarının açıklanması gerekmektedir (Saghafi ve diğ, 2007). Kömür damarlarının gaz içeriğine etkiyen jeolojik faktörlerin belirlenmesine yönelik çalışmalara göre, sahadaki gaz dağılımının aşağıdaki faktörlere bağlı olduğu öngörülmektedir.

- Sahanın jeolojik yapısı (faylar, kıvrım ve kırıklar, senklinal antiklinal durum vb.),
- Kömür damarlarını örten tabakanın kalınlığı,
- Kömür damarlarının derinliği,
- Kömür damarlarının kalınlığı.

Yukarıda bahsedilen söz konusu faktörler ile birlikte, sahadaki gaz dağılımına etkiyen bir diğer faktör ise kömürleşme ve kömürün özellikleri (nem, kül, uçucu madde vb.) olarak tespit edilmiştir. Kömürleşme koşullarından etkilenen kömürün özelliklerinin, sahada ancak lokal değişimlere ya da damar içi gaz dağılımına etki ettiği anlaşılmıştır. Söz konusu öngörüler ışığında, sahadaki kömür damarlarının gaz

içeriğini kontrol eden faktörlerin araştırma çalışmaları kapsamında, Kınık kömür sahası için gaz akış modeli oluşturulmuştur (Şekil 6.11).

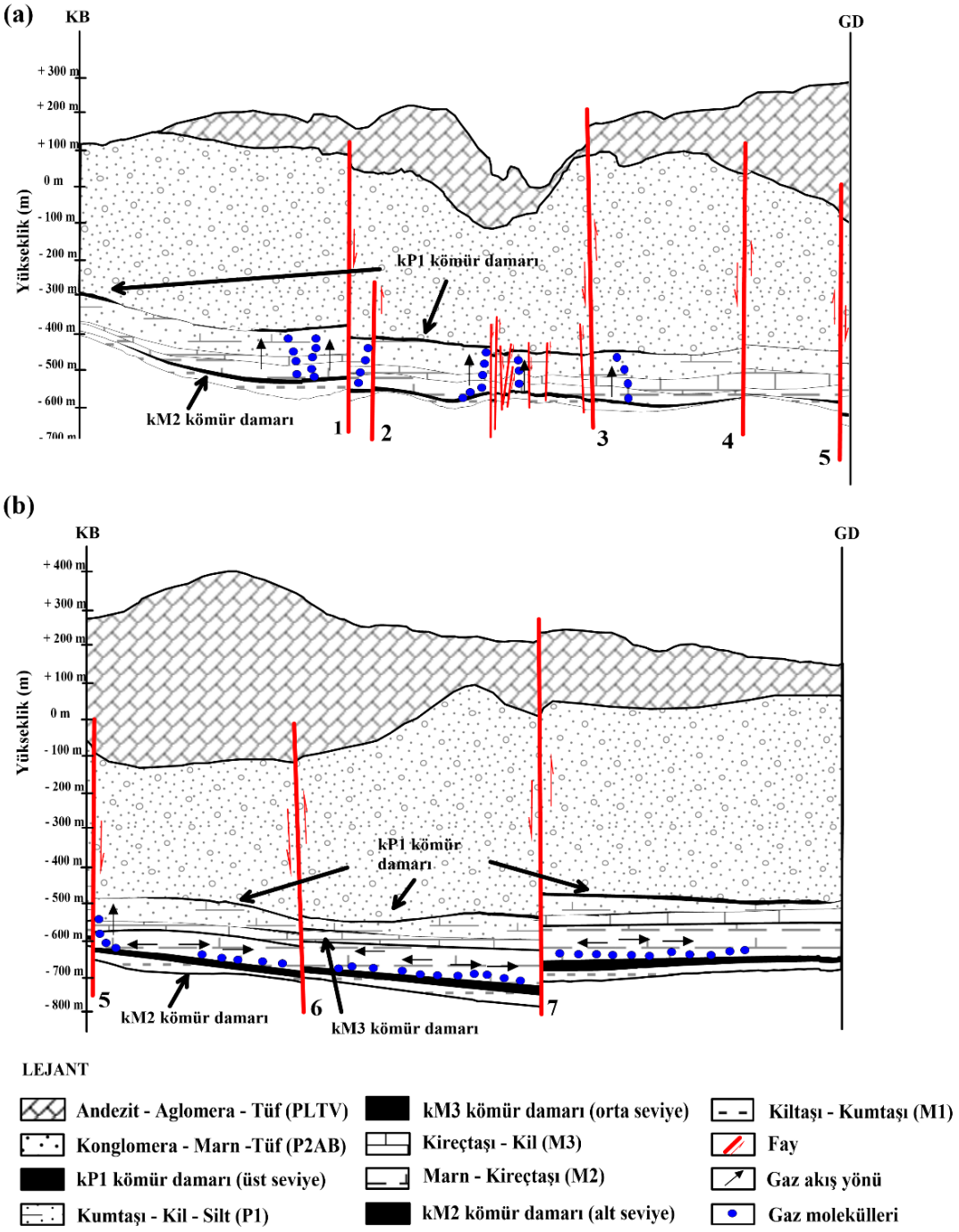


Şekil 6.10 : Sahadaki kömür damarlarının gaz içeriği ile difüzyon arasındaki ilişki. (a) kP1 kömür damarı gaz içeriği ile difüzyon arasındaki ilişki. (b) kM2 kömür damarı gaz içeriği ile difüzyon arasındaki ilişki.

Sahanın kuzey bölgesinde, her iki damarın gaz içeriğinin güney bölgesine nazaran daha düşük seviyelerde olduğu tespit edilmiştir. Bunun nedenlerinden biri, kuzey bölgesindeki kömür damarlarının sahadaki tektonizma etkisiyle çok sayıda normal fay barındırmasıdır. Normal faylar damardan gaz çıkışını kolaylaştırmış, gazın başka bir bölgeye göç etmesine ortam hazırlamıştır. Bu bölgede kömür damarları ince, örtü

tabakası kalınlıkları güney bölgesine göre daha düşüktür. Dolayısıyla, sahanın kuzey bölgesindeki kömür damarlarının gaz içeriklerinin düşük olması, jeolojik yapı, damar ve örtü tabakası kalınlığı, ve derinlik faktörlerinin etkisi ile açıklanabilir. Sahanın kuzeyindeki damarların gaz içeriklerinin güney bölgesine göre düşük olmasının bir diğer nedeni ise, sahanın kuzey bölgesindeki kömür damarlarında adsorbe haldeki gazın, kömürün matriksinden difüzyon ile çatlaklara ve oradan daha geçirimsiz tabakalara göç etmiş olmasıdır.

Sahanın güney bölgesinde kömür damarlarının içerdiği gaz miktarı, kuzey bölgesine nazaran daha yüksek seviyelerde tespit edilmiştir. Normal fay sayısının az olması, daha kalın örtü tabakasının bulunması, kuzey bölgesine nazaran kömür damarlarının gömülme derinliklerinin yüksek olması ve damarların söz konusu bölgede daha kalın olması, sahanın güney bölgesinde gazın damar içinde tutulmasını sağlamış olup, KKM potansiyelini arttırmıştır. Kuzey bölgesine nazaran güney bölgesinde damarlara etkiyen hidrostatik basıncın etkisi ile de kömüre daha çok gaz adsorbe olmuş, söz konusu koşullar, Kınık sahasının güney bölgesindeki gaz birikmesini kolaylaştırmıştır.



Şekil 6.11 : Kınık kömür sahasındaki gazın akış modeli. (a) sahanın KB-GD kesitli kuzey bölgesinde, kM2 kömür damarından kP1 kömür damarına doğru gaz akışının bir görünümü. (b) sahanın KB-GD kesitli güney bölgesinde gaz akışının damar içinde korunumu.

8. SONUÇLAR

Bu çalışma, Batı Anadolu'nun graben havzalarından Soma Kömür Havzası'nın en derin bölgesi olan güney kesimindeki Kınık kömür sahasında gerçekleştirilmiştir.

Çalışma kapsamında, Kınık kömür sahasında bulunan kP1 ve kM2 kömür damarlarının sahadaki kömür kökenli metan potansiyeli araştırma sondajları vasıtasıyla belirlenmiş, söz konusu metan potansiyelinin çeşitli jeolojik faktörlere bağlı değişimi araştırılmıştır.

Kanister desorpsiyon testleri ile kP1 ve kM2 kömür damarlarının gaz içerikleri belirlenmiştir. Gravimetrik yöntem ile söz konusu kömür damarların içerebileceği maksimum gaz miktarı belirlenmiş olup, Kınık kömür sahası için bir gaz akış modeli oluşturulmuştur. Kömür damarlarının gaz içeriği, gaz depolama kapasitesi ve gaz akış özelliklerine etki eden parametrelerin belirlenmesi için gerçekleştirilen çalışmalarda elde edilen sonuçlar aşağıda sıralanmıştır.

- Yapılan kimyasal analiz sonuçlarına göre, kP1 kömür damarı linyit B – linyit A kM2 kömür damarı ise linyit B – alt bitümlü A aralığındadır.
- kP1 ve kM2 kömür damarlarının orijinal bazda gaz içerikleri sırasıyla 0,90-2,61 m^3/ton ve 0,51-3,86 m^3/ton aralığında değişmektedir.
- Her iki kömür damarının gaz içeriği sahada batıdan doğuya doğru artmaktadır.
- Gaz bileşimi analizlerine göre, kM2 damarı %80 ve üzeri konsantrasyonlarda metan içermekte olup, sahadan elde edilen numunelerde metan konsantrasyonları %78 ile %95,45 aralığında değişmektedir. kM2 kömür damarının ortalama metan bileşimi ise %88,72 olarak tespit edilmiştir.
- kP1 kömür damarının gaz içeriği ile kömür özellikleri arasında herhangi bir ilişki tespit edilmemiştir. kM2 kömür damarı gaz içeriğinin ise, sabit karbon içeriği ve kalorifik değer ile doğru orantılı nem ve kül içeriği ile ters orantılı olduğu tespit edilmiştir.

- Sahada kömürleşme ve kömür özelliklerinin kP1 kömür damarının gaz içeriğine etkisi bulunmamakla birlikte, kM2 kömür damarının gaz potansiyelinde etken bir rol oynamaktadır.
- kP1 ve kM2 kömür damarlarının havada kuru bazda adsorpsiyon kapasiteleri sırasıyla 10,50 – 15,63 m^3/t ve 14,35 - 28,25 m^3/t aralığında değişim göstermiştir. kP1 ve kM2 kömür damarlarının Langmuir basıncı (P_L) değerleri ise sırasıyla 0,83 – 1,61 MPa ile 0,65 – 1,67 MPa aralığındadır. Ancak üst kömür seviyesi olan kP1 kömür damarının gaz doygunluğunun, alt kömür seviyesi olan kM2 kömür damarından fazla olduğu tespit edilmiştir. Ortalama kP1 ve kM2 damar gaz doygunlukları ise sırasıyla %12,31 - % 29,61 ile %7,99 - %20,12 arasında değişim göstermiştir.
- En yüksek gaz doygunluğu değeri, kP1 kömür damarı için sahanın kuzeyindeki KGT-1 sondajından elde edilirken, kM2 kömür damarı için sahanın doğusundaki PF-28 sondajından alınan kömür numunesinde tespit edilmiştir
- Kınık kömür sahasında genel olarak kömür damarlarının adsorpsiyon kapasitesi nem ve kül içeriğinden etkilenmekte olup, sabit karbon ve kalorifik değer ile doğru orantılı olarak V_L değerlerinin arttığı tespit edilmiştir. Kınık sahasında elde edilen P_L değerleri ile kömürleşme arasında bir ilişki bulunamamıştır. Dolayısıyla, sahadaki kömür damarlarının gaz adsorbe etme eğiliminin, sahadaki kömürleşme koşullarına bağlı bir durum olmadığı öngörülmektedir.
- Düşük basınçta N_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre, kP1 kömür damarının mezogözenek BET yüzey alanı 2,01-23,71 m^2/g aralığında değişmektedir. kP1 kömür damarının mezogözenek boyutu dağılımı ise 7,68-16,64 nm aralığında değişim göstermektedir. kM2 kömür damarı için gerçekleştirilen düşük basınçta N_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre ise, mezogözenek BET yüzey alanı 0,55-19,97 m^2/g aralığında değişmektedir. kM2 kömür damarının mezogözenek boyut dağılımının ise kP1 kömür damarından düşük olduğu tespit edilmiş olup, 4,41-14,10 nm aralığında değişim gösterdiği belirlenmiştir.
- Düşük basınçta CO_2 adsorpsiyon sonuçlarına göre ise, kP1 (Şekil 5.6b) ve kM2 (Şekil 5.6d) kömür damarlarının izotermleri vasıtasıyla (D-R) mikrogözenek yüzey alanları sırasıyla 45,64-95,89 m^2/g ve 87,03-197,62

m^2/g'dır. kP1 ve kM2 kömür damarlarının tek tabakalı gaz adsorpsiyon kapasiteleri ise sırasıyla 9,99-20,99 cm^3/g ile 19,05-43,26 cm^3/g aralığında değişmektedir.

- Elde edilen sonuçlarına göre, kP1 kömür damarının mezogözenek boyutları, kM2 kömür damarından yüksek iken, mikrogözenek boyutları düşüktür. kM2 kömür damarı için ise tam tersi bir ilişki tespit edilmiştir. Dolayısıyla, kM2 kömür damarının daha yüksek adsorpsiyon kapasitesine sahip olması öngörülmektedir. Ancak bu durum, söz konusu damarın doygunluğunun ve gaz içeriğinin yüksek olacağı garantisini vermemektedir.
- Kınık sahasında kömür damarlarının mikro ve mezo gözenek yüzey alanları ile P_L değerleri arasında bir ilişki bulunamamıştır. Bu durumun, kömür damarlarının jeolojik koşullar sebebiyle düzenli yayılım göstermemesinden kaynaklandığı ve söz konusu durumun, kömür damarlarının gaz adsorpsiyon kapasitesini ve sahadaki gaz doygunluğunu düşürdüğü öngörülmektedir.
- Kömür damarlarının gözenek yüzey alanının gaz adsorpsiyon kapasitesine etkisi incelenmiş ve mikro gözeneklerin, damarların adsorpsiyon kapasitesinde önemli rol oynadığı belirlenmiştir.
- Düşük gaz içeriği sonuçlarının, gelecekte yapılabilecek olası kömür kökenli metan potansiyeli değerlendirme çalışmalarını etkileyeceği düşünülse bile, kP1 ve kM2 kömür damarlarının karakteristik gaz difüzyon özelliği KKM potansiyelinin araştırılması çalışmalarına ışık tutmaktadır.
- Sahada, faylı bölgelerde gaz içeriğinin düşük olması, fayların gazın göçünde önemli bir etken olduğuna işaret etmektedir. Özellikle, kömür damarlarının üzerindeki örtü tabakasının türü ve sahanın tektoniği sahadaki gazın akışında önemli parametreler olarak belirlenmiştir.
- Kınık kömür sahası için oluşturulan gaz akış modeline göre; sahanın kuzey bölgesindeki gaz potansiyeli, jeolojik yapı ile örtü tabakası kalınlığı, derinlik ve kömür damarlarının kalınlığına göre değişim göstermekte olup, söz konusu faktörlerin sahanın kuzey bölgesindeki gaz potansiyelini düşürdüğü belirlenmiştir.
- Sahanın güney bölgesinde ise, kömür damarlarının düzgün dağılımı, normal fayların kuzey bölgesine göre az sayıda olması, damar ve örtü kalınlıklarının sahanın kuzeyine göre daha fazla olmasından dolayı gaz potansiyelinin

varlığını koruduğu ve söz konusu faktörlerin gaz birikmesine olumlu yönde etki ettiği anlaşılmıştır.

- Kınık kömür sahasındaki gaz dağılımı, sahanın kömür özelliklerinin ve çeşitli jeolojik faktörlerin birleşimi sonucunda yüksek oranda değişim göstermektedir.
- Çalışma kapsamında kömür kökenli metan potansiyeli bakımından her bir damar kendi içinde, kendine özgü gaz dağılım parametrelerine sahiptir. Söz konusu durumun, gelecekteki kömür kökenli metan araştırmalarında dikkate alınması önerilmektedir.

KAYNAKLAR

Akgün, F. (1993). Palynological age revision of the Neogene Soma coal basin Bull. *Geol. Soc. Greece 23*, 151-170.

American Society for Testing and Materials (ASTM). (2013a). *Standard Practice for Proximate Analysis of Coal and Coke.* West Conshohocken, PA: ASTM International. https://doi.org/10.1520/D3172-13.2

American Society for Testing and Materials (ASTM). (2013b). *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke.* West Conshohocken, PA: ASTM International. https://doi.org/10.1520/D5865-13.2

American Society for Testing and Materials (ASTM). (2015a). *Standard Classification of Coals by Rank.* West Conshohocken, PA: ASTM International. https://doi.org/10.1520/D0388-15.2

American Society for Testing and Materials (ASTM). (2015b). *Standard Practice for Determination of Gas Content of Coal — Direct Desorption Method*. West Conshohocken, PA: ASTM International. https://doi.org/10.1520/D7569

American Society of Testing Materials (ASTM). (2016). *Standard Test Method for Total Sulfur in Coal and Coke Combustion Residues Using a High-Temperature Tube Furnace Combustion Method with Infrared Absorption, (D5016 − 16), 1–6.* https://doi.org/10.1520/D5016-16.2

An, F. H., Cheng, Y. P., Wu, D. M., & Wang, L. (2013). The effect of small micropores on methane adsorption of coals from Northern China. *Adsorption, 19(1),* 83–90. https://doi.org/10.1007/s10450-012-9421-3

Australian Coal Association (ACA). (2008). *Black Coal Exports*. Erişim: www.australiancoal.com.au.

Ayers, W.B., Jr. (2002). Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River Basins. *AAPG Bull. 86,* 1853-1890. http://dx.doi.org/10.1306/61eeddaa-173e-11d7-8645000102c1865d.

Aziz, N. I., & Ming-Li, W. (1999). The effect of sorbed gas on the strength of coal - an experimental study. *Geotechnical and Geological Engineering, 17(3–4),* 387–402. https://doi.org/10.1023/A:1008995001637

Barker, C. E., & Dallegge, T. A. (2005). Zero-Headspace Coal-Core Gas Desorption Canister , Revised Desorption Data Analysis Spreadsheets and a Dry Canister Heating System, *Open-File Report* 2005-1177.

Barker, C. E., Dallegge, T. A., & Clark, A. C. (2002). *USGS coal desorption equipment and a spreadsheet for analysis of lost and total gas from canister desorption measurements.* U.S. Geological Survey, s.13.

Barker-Read, G. R., & Radchenko, S. A. (1989). Methane emission from coal and associated strata samples. *International Journal of Mining and Geological Engineering, 7(2),* 101–126. https://doi.org/10.1007/BF01554341

Bense, V.F., Person, M.A. (2006). Faults as conduit-barrier systems to fluid flow in siliciclastic sedimentary aquifers. *Water Resour. Res. 42*, 1–18. https://doi.org/10.1029/2005WR004480

Bodden, W. R., & Ehrlich, R. (1998). Permeability of coals and characteristics of desorption tests: implications for coalbed methane production. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 333–347. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00039-6

Boyer, C. M., & Qingzhao, B. (1998). Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 349–368. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00041-4

Brinkmann, K., Feist, R., Marr, W.U., Nickel, E., Schlimm, W. ve Walter, H.R. (1970). Soma dağlarının jeolojisi: *Maden Tetkik Arama Enst. Derg., 74,* 41-57.

Brunauer, S., Emmett, P.H., Teller, E. (1938). Adsorption of gases in multimolecular layers. *J. Am. Chem. Soc.*60, 309-319.

Busch, A., Krooss, B. M., Gensterblum, Y., Van Bergen, F., & Pagnier, H. J. M. (2003). High-pressure adsorption of methane, carbon dioxide and their mixtures on coals with a special focus on the preferential sorption behaviour. *Journal of Geochemical Exploration, 78–79(03),* 671–674. https://doi.org/10.1016/S0375-6742(03)00122-5

Busch, Andreas, & Gensterblum, Y. (2011). CBM and CO2-ECBM related sorption processes in coal: A review. *International Journal of Coal Geology, 87(2),* 49–71. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.04.011

Busch, Andreas, Gensterblum, Y., & Krooss, B. M. (2003). Methane and CO2 sorption and desorption measurements on dry Argonne premium coals: Pure components and mixtures. *International Journal of Coal Geology, 55(2–4),* 205–224. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00113-7

Busch, Andreas, Gensterblum, Y., Krooss, B. M., & Littke, R. (2004). Methane and carbon dioxide adsorption-diffusion experiments on coal: *Upscaling and modeling. International Journal of Coal Geology, 60(2–4),* 151–168. https://doi.org/10.1016/j.coal.2004.05.002

Busch, Andreas, Gensterblum, Y., Krooss, B. M., & Siemons, N. (2006). Investigation of high-pressure selective adsorption/desorption behaviour of CO2 and CH4 on coals: An experimental study. *International Journal of Coal Geology, 66(1–2),* 53–68. https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.07.003

Bustin, R. M., & Clarkson, C. R. (1998). Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content. *International Journal of Coal Geology, 38(1–2),* 3–26. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(98)00030-5.

Bustin, R. M., Bustin, A. M. M., Cui, X., Ross, D. J. K., & Pathi, V. S. M. (2008). Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics. *Society of Petroleum Engineers - Shale Gas Production Conference 2008,* 32–59. https://doi.org/10.2118/119892-ms.

Bustin, R.M., Clarkson, C.R. (1998). Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content. *Int. J. Coal Geol. 38,* 3–26. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(98)00030-5

Butland, C. I., & Moore, T. A. (2008). Secondary biogenic coal seam gas reservoirs in New Zealand: A preliminary assessment of gas contents. *International Journal of Coal Geology, 76(1–2),* 151–165. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.05.017

Cai, Y., Li, Q., Liu, D., Zhou, Y., & Lv, D. (2018). Insights into matrix compressibility of coals by mercury intrusion porosimetry and N2 adsorption. *International Journal of Coal Geology, 200(October),* 199–212. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.11.007

Cai, Y., Liu, D., Pan, Z., Yao, Y., Li, J., & Qiu, Y. (2013). Pore structure and its impact on CH4 adsorption capacity and flow capability of bituminous and subbituminous coals from Northeast China. *Fuel, 103,* 258–268. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.06.055

Cai, Y., Liu, D., Yao, Y., Li, J., & Qiu, Y. (2011). Geological controls on prediction of coalbed methane of No. 3 coal seam in Southern Qinshui Basin, North China. *International Journal of Coal Geology, 88(2–3),* 101–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.08.009

Cai, Y., Liu, D., Yao, Y., Li, J., Qiu, Y. (2011). Geological controls on prediction of coalbed methane of No. 3 coal seam in Southern Qinshui Basin, North China. *Int. J. Coal Geol. 88,* 101–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.08.009

Cai, Y., Liu, D., Zhang, K., Elsworth, D., Yao, Y., & Tang, D. (2014a). Preliminary evaluation of gas content of the No: 2 coal seam in the Yanchuannan area, southeast Ordos basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 122(2),* 675–689. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.010

Cai, Y., Liu, D., Zhang, K., Elsworth, D., Yao, Y., & Tang, D. (2014b). Preliminary evaluation of gas content of the No: 2 coal seam in the Yanchuannan area, southeast Ordos basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 122(2),* 675–689. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.010

Cai, Y., Liu, D., Zhang, K., Elsworth, D., Yao, Y., Tang, D. (2014). Preliminary evaluation of gas content of the No: 2 coal seam in the Yanchuannan area, southeast Ordos basin, China. *J. Pet. Sci. Eng. 122,* 675–689. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.010

Cao, L., & Zhang, Y. (2018). Interpretation of Gibbs surface excess model for gas adsorption on heterogeneous coal particle. *Fuel, 214,* 20–25. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.109

Cartwright, J., Huuse, M., Aplin, A. (2007). Seal bypass systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 91,* No. 8: 1141-1166

Chalmers, G. R. L., & Marc Bustin, R. (2007). On the effects of petrographic composition on coalbed methane sorption. *International Journal of Coal Geology, 69(4),* 288–304. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.06.002

Chen, X., Li, L., Yuan, Y., & Li, H. (2019). Effect and mechanism of geological structures on coal seam gas occurrence in Changping minefield. *Energy Science and Engineering, 8(1),* 104–115. https://doi.org/10.1002/ese3.512

Cheng, Y., Jiang, H., Zhang, X., Cui, J., Song, C., & Li, X. (2017). Effects of coal rank on physicochemical properties of coal and on methane adsorption. *International Journal of Coal Science and Technology, 4(2),* 129–146. https://doi.org/10.1007/s40789-017-0161-6

Clarkson, C. R., & Bustin, R. M. (1999). Effect of pore structure and gas pressure upon the transport properties of coal: a laboratory and modeling study. 1. Isotherms and pore volume distributions. *Fuel, 78(11),* 1333–1344. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(99)00055-1

Clarkson, C. R., & Bustin, R. M. (2000). Binary gas adsorption/desorption isotherms: Effect of moisture and coal composition upon carbon dioxide selectivity over methane. *International Journal of Coal Geology, 42(4),* 241–271. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00032-4

Clarkson, Christopher R., & Bustin, R. M. (1996). Variation in micropore capacity and size distribution with composition in bituminous coal of the Western Canadian Sedimentary Basin: Implications for coalbed methane potential. *Fuel, 75(13),* 1483–1498. https://doi.org/10.1016/0016-2361(96)00142-1

Clayton, J. L. (1998). Geochemistry of coalbed gas - a review. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 159–173. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00017-7

Colosimo, F., Thomas, R., Lloyd, J. R., Taylor, K. G., Boothman, C., Smith, A. D., … Kalin, R. M. (2016). Biogenic methane in shale gas and coal bed methane: A review of current knowledge and gaps. *International Journal of Coal Geology, 165,* 106–120. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.08.011

Crosdale, P. J., Moore, T. A., & Mares, T. E. (2008). Influence of moisture content and temperature on methane adsorption isotherm analysis for coals from a low-rank, biogenically-sourced gas reservoir. *International Journal of Coal Geology, 76(1–2),* 166–174. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.04.004

Cui, X., Bustin, R. M., & Dipple, G. (2004). Selective transport of CO2, CH4, and N2 in coals: Insights from modeling of experimental gas adsorption data. *Fuel, 83(3),* 293–303. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2003.09.001

Dai, S., Bechtel, A., Eble, C. F., Flores, R. M., French, D., Graham, I. T., … O'Keefe, J. M. K. (2020). Recognition of peat depositional environments in coal: A review. *International Journal of Coal Geology, 219,* 103383. https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103383

Dawson, G. K. W., & Esterle, J. S. (2010). Controls on coal cleat spacing. *International Journal of Coal Geology, 82(3–4),* 213–218. https://doi.org/10.1016/j.coal.2009.10.004

De Silva, P. N. K., Ranjith, P. G., & Choi, S. K. (2012). A study of methodologies for CO2 storage capacity estimation of coal. *Fuel, 91(1),* 1–15. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.07.010

Diamond, W. P., & Levine, J. R. (1981). Direct Method Determination of the Gas Content of Coal: Procedures and Results. *Report of Investigations (8515)* - United States, Bureau of Mines.

Diamond, William P. (1994). Methane Control for Underground Coal Mines.

Diamond, William P., & Schatzel, S. J. (1998). Measuring the gas content of coal: a review. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 311–331. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00040-2

Drobniak, A., Mastalerz, M., Rupp, J., & Eaton, N. (2004). Evaluation of coalbed gas potential of the Seelyville Coal Member, Indiana, USA. *International Journal of Coal Geology, 57(3–4),* 265–282. https://doi.org/10.1016/j.coal.2003.12.007

Dubinin, M. M. (1969). The potential theory of adsorption of gas. *Chemical Reviews, 60(13),* 235–241.

Ediger, V. S., Berk, I., & Kösebalaban, A. (2014). Lignite resources of Turkey: Geology, reserves, and exploration history. *International Journal of Coal Geology, 132,* 13–22. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.06.008

Ersoy, E.Y., Çemen, I., Helvaci, C., Billor, Z. (2014). Tectono-stratigraphy of the Neogene basins in Western Turkey: Implications for tectonic evolution of the Aegean Extended Region. *Tectonophysics 635*, 33-58.

Ersoy, E.Y., Dindi, F., Karaoğlu, Ö., Helvacı, C. (2012). Geochemical and Petrographic Features of the Miocene Volcanism Around Soma Basin, Western Anatolia, Turkey. *Yerbilim. Bull. Earth Sci. Appl. Res. Cent.,* (*33),* Hacettepe Univ., 59-80 (in Turkish with English abstract).

Esen, O., Özer, S. C., Soylu, A., Ramazani Rend, A., & Fisne, A. (2018). An Investigation of the Coal Seam Gas Content and Compositon in Soma Coal Basin, Turkey. N. Aziz (Ed.), *Proceedings of the 2018 Coal Operators' Conference (2018)* (ss. 284–293). Wollongong.

Ettinger, I. L., Lidin, G. D., Dimitiev, A. M., and Shaupachina, E. S. (1958). *Systematic Handbook for the Determination of the Methane Content of Coal Seams from the Seam Pressure of the Gas and the Methane Capacity of Coal.* Moscow: National Coal Board. Translation *No. A1606/SEH*.

Faiz, M. M. (1993). *Thermal history and geological controls on the distribution of coal seam gases in the southern Sydney Basin, Australia*, PhD Thesis, Department of Geology, University of Wollongong, NSW.

Faiz, M., Saghafi, A., Sherwood, N., & Wang, I. (2007). The influence of petrological properties and burial history on coal seam methane reservoir characterisation, Sydney Basin, Australia. *International Journal of Coal Geology, 70(1-3),* 193–208. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.02.012

Faiz, M.M. ve Hutton, A.C. (1995). Geological controls on the distribution of CH4 and CO2 in coal seams in the Southern Coalfield, NSW, Australia. *International Symp. On Management and Control of High Gas Emissions and Outbursts in Underground Coal Mines. (ed: RD Lama),* Wollongong, 20-24 Mart, pp.375-383.

Faulkner, D.R., Jackson, C.A.L., Lunn, R.J., Schlische, R.W., Shipton, Z.K., Wibberley, C.A.J., Withjack, M.O. (2010). A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones. *J Struct Geol 32:*1557–1575.

Fisher, Q., Knipe, R. (1998). *Fault sealing processes in siliciclastic sediments, in Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs*, edited by G. Jones, Q. Fisher, and R. Knipe, Geol. Soc. London Spec. Publ., 147, 117–134.

Fisne, A., & Esen, O. (2014). Coal and gas outburst hazard in Zonguldak Coal Basin of Turkey, and association with geological parameters. *Natural Hazards, 74(3),* 1363–1390. https://doi.org/10.1007/s11069-014-1246-9

Florentin, R. M. M. (2012). *Characterisation of the parameters influencing the storage and drainage of gas in coal.* PhD Thesis, School of Civil, Mining and Environmental Engineering, University of Wollongong, NSW, Australia.

Flores, R. M. (1998). Coalbed methane: from hazard to resource. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 3–26. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00043-8

Flores, R.M. (2004). *Coalbed methane in the Powder River Basin, Wyoming and Montana: an assessment of the Tertiary-Upper Cretaceous coalbed methane total petroleum system: U.S. Geological Survey*, Digital Data Series, DDS-69-c, chapter 2, 56 p.

Flores, R.M. (2014). *Coal and coalbed gas: Fueling the future.* First Edition. ISBN: 9780123969729, Elsevier, USA.

Formolo, M., Martini, A., Petsch, S. (2008). Biodegradation of sedimentary organic matter associated with coalbed methane in the Powder River and San Juan Basins, USA. *Int. J. Coal Geol. 76*, 86–97. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2008.03.005.

Fu, H., Tang, D., Xu, H., Xu, T., Chen, B., Hu, P., … He, G. (2016). Geological characteristics and CBM exploration potential evaluation: A case study in the middle of the southern Junggar Basin, NW China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 30,* 557–570. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.02.024

Fuertez, J., Nguyen, V., McLennan, J. D., Adams, D. J., Han, K. B., & Sparks, T. D. (2017). Optimization of biogenic methane production from coal. *International Journal of Coal Geology, 183(August),* 14–24. https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.09.014

Gamson, P. D., Beamish, B. B., & Johnson, D. P. (1993). Coal microstructure and micropermeability and their effects on natural gas recovery. *Fuel, 72*, 8-99.

Gao, L., Mastalerz, M., Schimmelmann, A. (2014). *The origin of coalbed methane,* in P. Thakur, K. Aminian, and S. Schatzel, eds., Coal bed methane: from prospect to pipeline: New York, Elsevier, p. 7-29.

Gensterblum, Y., Busch, A., & Krooss, B. M. (2014). Molecular concept and experimental evidence of competitive adsorption of H2O, CO2 and CH4 on organic material. *Fuel, 115*, 581–588. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.014

Gentzis, T., Schoderbek, D., & Pollock, S. (2006). Evaluating the coalbed methane potential of the Gething coals in NE British Columbia, Canada: An example from the Highhat area, Peace River coalfield. *International Journal of Coal Geology*, *68(3–4)*, 135–150. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.02.001

George, J. D., Barakat, M. A. (2001). The change in effective stress associated with shrinkage from gas desorption in coal, *International Journal of Coal Geology, Vol. 45*, pp. 105-113.

Grigore, M., & Sakurovs, R. (2016). Inorganic matter in Victorian brown coals. *International Journal of Coal Geology*, *154–155*, 257–264. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.01.006

Gürdal, G., & Yalçin, M. N. (2000). Gas adsorption capacity of Carboniferous coals in the Zonguldak basin (NW Turkey) and its controlling factors. *Fuel*, *79(15)*, 1913–1924. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00050-8

Gürdal, Gülbin, & Bozcu, M. (2011). Petrographic characteristics and depositional environment of Miocene Çan coals, Çanakkale-Turkey. *International Journal of Coal Geology*, *85(1)*, 143–160. https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.11.001

Hackley, P.C., Warwick, P.D., Breland, F.C., Jr. (2007). Organic petrology and coalbed gas content, Wilcox Group (Paleocene-Eocene), northern Louisiana: *Int. J. Coal Geol., v. 71*, p. 54-71.

Harpalani, S., & Chen, G. (1997). Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal. *Geotechnical and Geological Engineering*, *15*, 303–325.

Harpalani, Satya, & Mcpherson, M. J. (1986). Retention and release of methane in underground coal workings. International Journal of Mining and Geological Engineering, 4(3), 217–233. https://doi.org/10.1007/BF01560717

Hokerek, S., Ozcelik, O. (2015). Organic Facies Characteristics of the Miocene Soma Formation (Lower Lignite Succession-KM2), Soma Coal Basin, Western Turkey. *Energy Procedia 76*, 27–32. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.836

Hou, S., Wang, X., Wang, X., Yuan, Y., Zhuang, X., & Wang, X. (2016). Geological controls on gas saturation in the Yanchuannan Coalbed Methane Field, Southeastern Ordos Basin, China. *Marine and Petroleum Geology, 78(2)*, 254–270. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.09.029

Hou, X., Liu, S., Zhu, Y., & Yang, Y. (2020). Evaluation of gas contents for a multi-seam deep coalbed methane reservoir and their geological controls: In situ direct method versus indirect method. *Fuel*, *265*(September 2019), 116917. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116917

Inan, S., Dikbas, A., Ergintav, S., Duygun, F., Yalcin, M. N., Tirpan, K., … Ergüder, İ. (2010). Coalbed Gas Potential In the Miocene Soma Basin (Western Turkey). *Twenty Seventh International, Pittsburgh Coal Conference*, Abstract Booklet (ss. 1–2). Istanbul.

Inci, U. (1998). Lignite and carbonate deposition in Middle Lignite succession of the Soma Formation, Soma coalfield, western Turkey. *Int. J. Coal Geol. 37*, 287–313. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(98)00010-X

Inci, U. (2002). Depositional evolution of Miocene coal successions in the Soma coalfield, western Turkey. *Int. J. Coal Geol. 51*, 1–29. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(01)00066-0

Isaksen, G. H., Curry, D. J., Yeakel, J. D., & Jenssen, A. I. (1998). Controls on the oil and gas potential of humic coals. *Organic Geochemistry, 29*(1-3–3 pt 1), 23–44. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00042-4

IUPAC (2001). *Manual of symbols and terminology for physicochemical quantities and units: Appendix II Definitions, Terminology and Symbols in Colloid and Surface Chemistry Part I.* International Union of Pure and Applied Chemistry, Division of Physical Chemistry, Adopted by the IUPAC Council at Washington DC, USA, on 23 July 1971.

Jin, H., Schimmelmann, A., Mastalerz, M., Pope, J., & Moore, T. A. (2010). Coalbed gas desorption in canisters: Consumption of trapped atmospheric oxygen and implications for measured gas quality. *International Journal of Coal Geology, 81(1),* 64–72. https://doi.org/10.1016/j.coal.2009.10.010

Jin, K., Cheng, Y., Wang, L., Dong, J., Guo, P., An, F., & Jiang, L. (2015). The effect of sedimentary redbeds on coalbed methane occurrence in the Xutuan and Zhaoji Coal Mines, Huaibei Coalfield, China. *International Journal of Coal Geology,* 137, 111–123. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.11.009

Johnson, R.C., Flores, R.M. (1998). Developmental geology of coalbed methane from shallow to deep in Rocky Mountain basins and in Cook InleteMatanuska basin, Alaska, U.S.A. and Canada. *Int. J. Coal Geol. 35*, 241-282. http://dx.doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00016-5.

Jolley, S.J., Bar, D., Walsh, J.J., Knipe, R.J. (2007). Structurally complex reservoirs: an introduction. *Geol Soc 292:*1–24.

Kaiser, W.R., Hamilton, D.S., Scott, A.R., Tyler, R., Finley, R.J. (1994). Geological and hydrological controls on the producibility of coalbed methane. J. *Geol. Soc. Lond. 151,* 417-420. http://dx.doi.org/10.1144/gsjgs.151.3.0417.

Kanduc, T., & Pezdic, J. (2005). Origin and distribution of coalbed gases from the Velenje basin, Slovenia. *Geochemical Journal, 39(5),* 397–409. https://doi.org/10.2343/geochemj.39.397

Karacan, C. Ö, Diamond, W. P., & Schatzel, S. J. (2007). Numerical analysis of the influence of in-seam horizontal methane drainage boreholes on longwall face emission rates. *International Journal of Coal Geology, 72(1),* 15–32. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.12.007

Karacan, C. Ö, Ulery, J. P., & Goodman, G. V. R. (2008). A numerical evaluation on the effects of impermeable faults on degasification efficiency and methane emissions during underground coal mining. *International Journal of Coal Geology, 75(4),* 195–203. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.06.006

Karacan, C. O., & Okandan, E. (2001). Adsorption and gas transport in coal microstructure: Investigation and evaluation by quantitative X-ray CT imaging. *Fuel, 80(4),* 509–520. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00112-5

Karacan, C. Özgen, & Olea, R. A. (2015). Stochastic reservoir simulation for the modeling of uncertainty in coal seam degasification. *Fuel, 148,* 87–97. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.01.046

Karacan, C. Özgen, Ruiz, F. A., Cotè, M., & Phipps, S. (2011). Coal mine methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction. *International Journal of Coal Geology, 86(2–3),* 121–156. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.02.009

Karacan, C.Ö. (1999). Heterogeneity effects on the gas storage and production of gas from coal seams. SPE Paper 56551. In: *Society of Petroleum Engineers 1999 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas,* October 3–9, pp. 479–493.

Karadirek, S., Ozcelik, O. (2019). Organic Geochemical Characteristics and Depositional Environment of the Soma-Eynez (Manisa) Coals, Western Anatolia, Turkey. *Energy and Fuels 33*, 677–690. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03137

Karayigit, A. I., & Whateley, M. K. G. (1997). Properties of a lacustrine subbituminous (k1) seam, with special reference to the contact metamorphism, Soma-Turkey. *International Journal of Coal Geology, 34(1–2),* 131–155. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00010-4

Karayigit, A.I., Gayer, R.A., Querol, X., Onacak, T. (2000). Contents of major and trace elements in feed coals from Turkish coal-fired power plants. *Int. J. Coal Geol. 44,* 169–184. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(00)00009-4

Karayiğit, A.İ., Littke, R., Querol, X., Jones, T., Oskay, R.G., Christanis, K. (2017a). The Miocene coal seams in the Soma Basin (W. Turkey): Insights from coal petrography, mineralogy and geochemistry. *Int. J. Coal Geol. 173*, 110–128. https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.03.004

Karayiğit, A.İ., Mastalerz, M., Oskay, R.G., Querol, X., Lieberman, N.R. (2017b). Meso- and microporosity of the subbituminous kM2 coal seam (Soma, Turkey) and its relationship with coal characteristics. *Int. J. Coal Geol. 184*, 73–87. https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.10.015

Kedzior, S., Kotarba, M.J., Pe˛kała, Z. (2013). Geology, spatial distribution of methane content and origin of coalbed gases in Upper Carboniferous (Upper Mississippian and Pennsylvanian) strata in the south-eastern part of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. *Int. J. Coal Geol. 105,* 24-35. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2012.11.007.

Kim, A. G. (1973). The Composition of Coalbed Gas *(Report of Investigations 7762),* Erişim: http://www.cdc.gov/niosh/mining/userfiles/works/pdfs/ri7762.pdf

Kinnon, E.C.P., Golding, S.D., Boreham, C.J., Baublys, K.A., Esterle, J.S. (2010). Stable isotope and water quality analysis of coal bed methane production waters and gases from the Bowen Basin, Australia. *Int. J. Coal Geol. 82,* 219-231. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2009.10.014.

Kleinsorge, H. (1940). *Manisa Vilâyetinde Soma Civarında Bulunan Linyiti Muhtevi Tersiyerin Jeolojik Etütlerine Müteallik Raporu*. M.T.A. Rapor No. 1080 (yayınlanmamış), Ankara.

Kleinsorge, H. (1941). Manisa vilâyeti, Soma linyit zuhuru ve civarının jeolojisi. *M.T.A. Dergisi, A5,* Ankara, s. 57.

Kumar, J., Mendhe, V. A., Kamble, A. D., Bannerjee, M., Mishra, S., Singh, B. D., … Singh, H. (2018). Coalbed methane reservoir characteristics of coal seams of south Karanpura coalfield, Jharkhand, India. *International Journal of Coal Geology*, *196*,185–200. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.07.011

Lama, R. D. ve Bartosiewicz, H. (1982). *Determination of gas content of coal* seams, *Seam gas drainage with particular reference to the working seam*, Hargraves, A. J. (ed.), The Australian Institute of mining and metallurgy, Illawara Branch, University of Wollongong, pp. 36-52

Lama, R. D., & Bodziony, J. (1998). Management of outburst in underground coal mines. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 83–115. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00037-2

Langmuir, I. (1918). The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum. *J. Am. Chem. Soc.* 40, 1361–1403.

Laubach, S. E., Marrett, R. A., Olson, I. E., & Scott, A. R. (1998). Characteristics and origins of coal cleat: a review. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 175–207. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00012-8

Laxminarayana, C., & Crosdale, P. J. (1999). Role of coal type and rank on methane sorption characteristics of Bowen Basin, Australia coals. *International Journal of Coal Geology, 40(4),* 309–325. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00005-1

Laxminarayana, C., Crosdale, P.J. (2002). Controls on methane sorption capacity of Indian coals. *AAPG Bulletin 86,* 201–212.

Lazar, J., Kanduč, T., Jamnikar, S., Grassa, F., & Zavšek, S. (2014). Distribution, composition and origin of coalbed gases in excavation fields from the Preloge and Pesje mining areas, Velenje Basin, Slovenia. *International Journal of Coal Geology, 131,* 363–377. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.05.007

Levine, J.R. (1993). *Coalification: the evolution of coal as source rock and reservoir rock for oil and gas.* In: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), Studies in Geology Series 39–77 Tulsa.

Levy, J.H., Day, S.J., Killingley, J.S. (1997). Methane capacities of Bowen Basin coals related to coal properties. *Fuel 76,* 813–819. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(97)00078-1

Li, H., Ogawa, Y., & Shimada, S. (2003). Mechanism of methane flow through sheared coals and its role on methane recovery. *Fuel, 82(10),* 1271–1279. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(03)00020-6

Li, J., Liu, D., Yao, Y., Cai, Y., Qiu, Y. (2011). Evaluation of the reservoir permeability of anthracite coals by geophysical logging data. *Int. J. Coal Geol*. *87,* 121–127.

Li, Q., Ju, Y., Bao, Y., Yan, Z., Li, X., & Sun, Y. (2015). Composition, origin, and distribution of coalbed methane in the Huaibei Coalfield, China. *Energy and Fuels, 29(2),* 546–555. https://doi.org/10.1021/ef502132u

Li, Z., Liu, D., Ranjith, P. G., Cai, Y., & Wang, Y. (2018). Geological controls on variable gas concentrations: A case study of the northern Gujiao Block, northwestern Qinshui Basin, China. *Marine and Petroleum Geology, 92(November 2017),* 582–596. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.11.022

Liu, D., Yao, Y., Tang, D., Tang, S., Che, Y., & Huang, W. (2009). Coal reservoir characteristics and coalbed methane resource assessment in Huainan and Huaibei coalfields, Southern North China. *International Journal of Coal Geology, 79(3),* 97–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2009.05.001

Liu, D.M., Yao, Y.B., Tang, D.Z., Tang, S.H., Che, Y., Huang, W.H. (2009). Coal reservoir characteristics and coalbed methane resource assessment in Huainan and Huaibei coalfields, Southern North China. *Int. J. Coal Geol. 79,* 97-112. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2009.05.001.

Liu, H., Sang, S., Wang, G. G. X., Li, M., Xu, H., Liu, S., … Xie, Y. (2014). Block scale investigation on gas content of coalbed methane reservoirs in southern Qinshui basin with statistical model and visual map. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 114,* 1–14. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.039

Liu, X., & He, X. (2017). Effect of pore characteristics on coalbed methane adsorption in middle-high rank coals. *Adsorption, 23(1),* 3–12. https://doi.org/10.1007/s10450-016-9811-z

Long, Q., Hu, Q., Zhang, Z., & Ren, T. (2018). On factors affecting coalbed gas content measurement. Measurement: *Journal of the International Measurement Confederation, 121(February),* 47–56. https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.02.026

Losh, S., Walter, L., Meulbroek, P., Martini, A., Cathles, L., Whelan, J. (2002). Reservoir fluids and their migration into the South Eugene Island Block 330 reservoirs, offshore Louisiana. *AAPG Bull 86*:1463–1488.

Mackay, J. (1983). Mt. St. Helen, Creation, Key to rapid coal formation, Vol. 6, No.1, pp. 6-8.

Mardon, S.M., Eble, C.F., Hower, J.C., Takacs, K., Mastalerz, M., Bustin, R.M. (2014). Organic petrology, geochemistry, gas content and gas composition of Middle Pennsylvanian age coal beds in the Eastern Interior (Illinois) Basin: Implications for CBM development and carbon sequestration*: Int. J. Coal Geol., v. 127*, p. 56-74.

Mares, T. E., & Moore, T. A. (2008). The influence of macroscopic texture on biogenically-derived coalbed methane, Huntly coalfield, New Zealand. *International Journal of Coal Geology, 76(1–2),* 175–185. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.05.013

Mares, T. E., Moore, T. A., & Moore, C. R. (2009). Uncertainty of gas saturation estimates in a subbituminous coal seam. *International Journal of Coal Geology, 77(3–4),* 320–327. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.07.002

Mastalerz, M., Drobniak, A., & Stankiewicz, A. B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *International Journal of Coal Geology, 195(May), 14–36. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013*

Mastalerz, M., Drobniak, A., Strapoć, D., Solano Acosta, W., & Rupp, J. (2008). Variations in pore characteristics in high volatile bituminous coals: Implications for coal bed gas content. *International Journal of Coal Geology, 76(3),* 205–216. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.07.006

Mavor, M.J., Owen, L.B., Pratt, T.J. (1990). *Measurement and evaluation of coal sorption isotherm data*. Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib. Sigma, 157–170. https://doi.org/10.2523/20728-ms

Melnichenko, Y. B., He, L., Sakurovs, R., Kholodenko, A. L., Blach, T., Mastalerz, M., … Mildner, D. F. R. (2012). Accessibility of pores in coal to methane and carbon dioxide. *Fuel, 91(1),* 200–208. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.06.026

Mendhe, V. A., Bannerjee, M., Varma, A. K., Kamble, A. D., Mishra, S., & Singh, B. D. (2017). Fractal and pore dispositions of coal seams with significance to coalbed methane plays of East Bokaro, Jharkhand, India. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 38,* 412–433. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.020

Mendhe, V. A., Kumar, V., Saxena, V. K., Bannerjee, M., Kamble, A. D., Singh, B. D., … Samad, S. K. (2018). Evaluation of gas resource potentiality, geochemical and mineralogical characteristics of Permian shale beds of Latehar-Auranga Coalfield, India. *International Journal of Coal Geology, 196(January),* 43–62. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.022

Metcalfe, R. S., Yee, D., Seidle, J. P., & Puri, R. (1991). *Review of research efforts in coalbed methane recovery.* Society of Petroleum Engineers - SPE Asia-Pacific Conference, APC 1991, 727–740. https://doi.org/10.2523/23025-ms

Mohanty, D., Chattaraj, S., & Singh, A. K. (2018). Influence of coal composition and maturity on methane storage capacity of coals of Raniganj Coalfield, India. *International Journal of Coal Geology, 196(June),* 1–18. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.016

Montgomery, S.L. (1999). Powder River Basin, Wyoming: an expanding coalbed methane (CBM) play. *AAPG Bulletin 83,* 1207–1222.

Moore, T. A. (2012). Coalbed methane: A review. *International Journal of Coal Geology, 101,* 36–81. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.05.011

Nagelhout, C.C., Roest, J.P.A. (1997). Investigating fault slip in a model of an underground gas storage facility. *Int J Rock Mech Min Sci 34*:3–4.

Nebert, K. (1978). Linyit içeren Soma Neojen bölgesi, Batı Anadolu: *Maden Tetkik Arama Enst. Derg., 90*, 20-70.

Noack, K. (1998). Control of gas emissions in underground coal mines. *International Journal of Coal Geology, 35(1–4),* 57–82. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00008-6

Olague, N.E., Smith, D.M. (1988). Diffusion of gases in American coals. *Fuel, 68,* 1381–1387.

Oskay, R. G., Bechtel, A., & Karayiğit, A. İ. (2019a). Mineralogy, petrography and organic geochemistry of Miocene coal seams in the Kınık coalfield (Soma Basin-Western Turkey): Insights into depositional environment and palaeovegetation. *International Journal of Coal Geology, 210(May).* https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.05.012

Ouyang, Y., Sun, B., Wang, B., Tian, W., Zhao, Y., & Cao, H. (2017). CBM sealing system and its relationship with CBM enrichment. *Natural Gas Industry B, 4(1),* 39–47. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2017.07.006

Pan, Z., Connell, L.D., Camilleri, M., Connelly, L. (2010). Effects of matrix moisture on gas diffusion and flow incoal. *Fuel 89,* 3207–3217.

Park, S. Y., & Liang, Y. (2016). Biogenic methane production from coal: A review on recent research and development on microbially enhanced coalbed methane (MECBM). *Fuel, 166,* 258–267. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.121

Pashin, J. C. (1998). Stratigraphy and structure of coalbed methane reservoirs in the United States: an overview. *International Journal of Coal Geology (C. 35).* https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00013-X

Pashin, J. C. (2010). Variable gas saturation in coalbed methane reservoirs of the Black Warrior Basin: Implications for exploration and production. *International Journal of Coal Geology, 82(3–4),* 135–146. https://doi.org/10.1016/j.coal.2009.10.017

Pashin, J.C., McIntyre, M.R. (2003). Temperature-pressure conditions in coalbed methane reservoirs of the Black Warrior basin: implications for carbon sequestration and enhanced coalbed methane recovery: *Int. J. Coal Geol.54,* 167-183.

Ranathunga, A. S., Perera, M. S. A., & Ranjith, P. G. (2014). Deep coal seams as a greener energy source: A review. *Journal of Geophysics and Engineering, 11(6).* https://doi.org/10.1088/1742-2132/11/6/063001

Rice, D. D. (1983). Relation of natural gas composition to thermal maturity and source-rock type in San Juan Basin, northwestern New Mexico and southeastern Colorado: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 67,* no. 8, 1199-1218.

Rice, D. D. (1993). Composition and Origins of Coalbed Gas. *AAPG Bulletin.* https://doi.org/10.1306/d9cb61eb-1715-11d7-8645000102c1865d

Riley, J. T. (2007). *Routine Coal and Coke Analysis: Collection, Interpretation, and Use of Analytical Data. Routine Coal and Coke Analysis: Collection, Interpretation, and Use of Analytical Data,* 2nd Edition (2nd Edition). PA: ASTM International. https://doi.org/10.1520/mnl57-2nd-eb

Robbins, S. J., Evans, P. N., Esterle, J. S., Golding, S. D., & Tyson, G. W. (2016). The effect of coal rank on biogenic methane potential and microbial composition. *International Journal of Coal Geology, 154–155,* 205–212. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.01.001

Ruppert, L. F., Hower, J. C., Ryder, R. T., Levine, J. R., Trippi, M. H., Grady, W. C. (2010). Geologic controls on thermal maturity patterns in Pennsylvanian coalbearing rocks in the Appalachian Basin. *Int. J. Coal Geol., 81,* 169-181.

Saatçılar, R., Inan, S., Cankurtaranlar, A., Duygun, F., Demirbağ, E., Ergintav, S., Yılmaz, M., Toygar, A.R., Kösebalaban, A., Yalçın, M.N. (2014). An environmentally-friendly integrated seismic imaging for coal exploration in the Miocene Soma Basin, Western Turkey. *Int. J. Oil Gas and Coal Technology, Vol. 7,* No. 4, 399-414. http://doi.org/10.1504/IJOGCT.2014.062171

Saghafi, A., Faiz, M., & Roberts, D. (2007). CO2 storage and gas diffusivity properties of coals from Sydney Basin, Australia. *International Journal of Coal Geology, 70(1-3 SPEC. ISS.),* 240–254. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.03.006

Saghafi, Abouna. (2016). Determination of the Gas Content of Coal, (February), 347–356.

Schraufnagel, R. A., & Schafer, P. S. (1996). *The Success of Coalbed Methane.* Içinde J. L. Saulsberry, P. S. Schafer, & R. A. Schraufnagel (Ed.), A Guide To Coalbed Methane Reservoir Engineering (s. 343). Chicago, Illinois, U.S.A. Printed in the U.S.A. *GRI: Gas Research Institute.*

Scott, A.R. (1999). Review of key hydrogeologic factors affecting coalbed methane producibility and resource assessment. Oklahoma Coalbed-Methane Workshop, December 1, Norman, Oklahoma, *Oklahoma Geological Survey Open File Report OF 6-99,* variously paginated, 25 pp.

Scott, A. R. (2002). Hydrogeologic factors affecting gas content distribution in coal beds. *International Journal of Coal Geology, 50(1–4),* 363–387. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00135-0

Scott, A.R., Kaiser, W.R. (1996). *Factors affecting gas-content distribution in coal beds: a review:* AAPG Rocky Mountain Section Meeting, Expanded abstracts volume, p. 101-106.

Scott, A.R., Kaiser, W.R., Ayers, W.B. Jr. (1994). Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan basin, Colorado and New Mexico -- implications for coalbed gas producibility: *AAPG Bulletin, v. 78,* no. 8, 1186-1209.

Scott, S., Anderson, B., Crosdale, P., Dingwall, J., & Leblang, G. (2007). Coal petrology and coal seam gas contents of the Walloon Subgroup - Surat Basin, Queensland, Australia. *International Journal of Coal Geology, 70(1-3 SPEC. ISS.),* 209–222. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.04.010

Sechman, H., Kotarba, M. J., Fiszer, J., & Dzieniewicz, M. (2013). Distribution of methane and carbon dioxide concentrations in the near-surface zone and their genetic characterization at the abandoned "Nowa Ruda" coal mine (Lower Silesian Coal Basin, SW Poland). *International Journal of Coal Geology, 116–117,* 1–16. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.05.005

Seidle, J. (2011). *Fundamentals of Coalbed Methane, Reservoir Engineering*. ISBN: 978-1-59370-001-0, Tulsa, Oklahoma, USA.

Si, L., Li, Z., Kizil, M., Chen, Z., Yang, Y., & Ji, S. (2019). The influence of closed pores on the gas transport and its application in coal mine gas extraction. *Fuel, 254(May),* 115605. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.06.013

Speight, J. G. (1983). *The chemistry and technology of coal,* Marcel Dekker, Inc.,New York and basel, 528 p.

Speight, J. G. (2005). *Handbook of coal analysis.* John Wiley&Sons Publication. *Vol. 166*. pp.55.

Stach, E., Mackowsky, M. Th., Teichmuller, M., Taylor, G. H., Chandra, D., & Teichmuller, R. (1982*). Stach's textbook of coal petrology* (3rd ed.). Stuttgart: Borntraeger.

Stopes, M.C. (1935). On the petrology of banded bituminous coals. *Fuel 14,* 4–13.

Su, X., Lin, X., Zhao, M., Song, Y., Liu, S. (2005). The upper Paleozoic coalbed methane system in the Qinshui Basin, China. American Association of *Petroleum Geologists Bulletin 89,* 81–100.

Suárez-Ruiz, I., Flores, D., Mendonça Filho, J. G., & Hackley, P. C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology, 99,* 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Swanson, S.M., Mastalerz, M.D., Engle, M.A., Valentine, B.J., Warwick, P.D., Hackley, P.C., Belkin, H.E. (2015). Pore characteristics of Wilcox Group coal, U.S. Gulf Coast Region: Implications for the occurrence of coalbed gas*: Int. J. Coal Geol., v. 139*, p. 80-94.

Sykes, H.S. (2012). *The influence of faulting on hydrocarbon migration in the kupe area, south Taranaki basin, New Zealand.* Victoria University of Wellington, Masters of Science in Petroleum Geoscience, Wellington.

Takahashi, K., Jux, U. (1991). Miocene palynomorphs from lignites of the Soma Basin (west Anatolia, Turkey). *Bull. Fac. Liberal Arts*, Nagasaki Unv. Nat. Sci. 32, 7-165.

Tang, X., Jiang, Z., Jiang, S., Cheng, L., & Zhang, Y. (2017). Characteristics and origin of in-situ gas desorption of the Cambrian Shuijingtuo Formation shale gas reservoir in the Sichuan Basin, China. Fuel, 187(18), 285–295. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.072

Teichmüller, M. (1990). The genesis of coal from the viewpoint of coal geology. *International Journal of Coal Geology, 16(1–3),* 121–124. https://doi.org/10.1016/0166-5162(90)90016-R

Teng, J., Mastalerz, M., & Hampton, L. B. (2017). Maceral controls on porosity characteristics of lithotypes of Pennsylvanian high volatile bituminous coal: Example from the Illinois Basin. *International Journal of Coal Geology, 172,* 80–94. https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.02.001

Tercan, A. E., Ünver, B., Hindistan, M. A., Ertunç, G., Atalay, F., Ünal, S., & Killioğlu, Y. (2013). Seam modeling and resource estimation in the coalfields of western Anatolia. *International Journal of Coal Geology, 112*, 94–106. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.10.006

Toprak, S. (2009). Petrographic properties of major coal seams in Turkey and their formation. *International Journal of Coal Geology, 78(4),* 263–275. https://doi.org/10.1016/j.coal.2009.03.006

Türkiye Kömür İşletmeleri (TKI) (2018). *2018 Yıllık faaliyet raporu.* Soma-Manisa, Türkiye. (http://www.tki.gov.tr).

van Krevelen, D. W. (1981). *Coal*, Elsevier, Amsterdam, 514 p.

Varma, A. K., Biswal, S., Hazra, B., Mendhe, V. A., Misra, S., Samad, S. K., … Mani, D. (2015). Petrographic characteristics and methane sorption dynamics of coal and shaly-coal samples from Ib Valley Basin, Odisha, India. *International Journal of Coal Geology, 141–142*, 51–62. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.03.005

Wang, R., Sang, S., Zhu, D., Liu, S., & Yu, K. (2018). Pore characteristics and controlling factors of the Lower Cambrian Hetang Formation shale in Northeast Jiangxi, China. *Energy Exploration and Exploitation, 36(1),* 43–65. https://doi.org/10.1177/0144598717723814

Wang, S., Elsworth, D., & Liu, J. (2015). Rapid decompression and desorption induced energetic failure in coal. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 7(3),* 345–350. https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.01.004

Wang, Z.C., Zhao, W.Z., Li, Z.Y., Jiang, X.F., Li, J. (2008). Role of basement faults in gas accumulation of Xujiahe Formation Sichuan Basin. *Pet Explor Dev 35:*541–547

Warwick, P.D., Breland, F.C., Jr., Hackley, P.C. (2008). Biogenic origin of coalbed gas in the northern Gulf of Mexico Coastal Plain, U.S.A.: *Int. J. Coal Geol., v. 76,* p.119-137.

Wei, C., Qin, Y., Wang, G. G. X., Fu, X., & Zhang, Z. (2010). Numerical simulation of coalbed methane generation, dissipation and retention in SE edge of Ordos Basin, China. *International Journal of Coal Geology, 82(3–4),* 147–159. https://doi.org/10.1016/j.coal.2009.12.005

Wei, M., Yu, Z., Jiang, Z., & Zhang, H. (2014). Microbial diversity and biogenic methane potential of a thermogenic-gas coal mine. *International Journal of Coal Geology, 134–135*, 96–107. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.008

Whiticar, M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), The Petroleum System—From Source to Trap. : Memoir, *AAPG, 60.*Tulsa, pp. 261–283.

Xu, H., Tang, D. Z., Liu, D. M., Tang, S. H., Yang, F., Chen, X. Z., … Deng, C. M. (2012). Study on coalbed methane accumulation characteristics and favorable areas in the Binchang area, southwestern Ordos Basin, China. *International Journal of Coal Geology, 95*, 1–11. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.001

Yagmurlu, F., Inaner, H., Nakoman, E., & Inci, U. (2004). Age, Tectonic Setting and Quality Distribution of the Neogene Lignite Deposits of Western Anatolia. *Geologica Belgica, 7(3–4),* 251–258.

Yalçin, E., Durucan, Ş. (1991). Methane capacities of Zonguldak coals and the factors affecting methane adsorption. *Min. Sci. Technol. 13,* 215–222. https://doi.org/10.1016/0167-9031(91)91346-J

Yalçin, M. N. (1990). Kömür Kökenli Doğal Gaz - Coalbed Methane, 245–260.

Yang, T. H., Xu, T., Liu, H. Y., Tang, C. A., Shi, B. M., & Yu, Q. X. (2011). Stress-damage-flow coupling model and its application to pressure relief coal bed methane in deep coal seam. *International Journal of Coal Geology, 86(4),* 357–366. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.04.002

Yang, Y., Liu, S., Zhao, W., & Wang, L. (2019). Intrinsic relationship between Langmuir sorption volume and pressure for coal: Experimental and thermodynamic modeling study. *Fuel, 241(June 2018)*, 105–117. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.008

Yao, Y., Liu, D., & Qiu, Y. (2013). Variable gas content, saturation, and accumulation characteristics of Weibei coalbed methane pilot-production field in the southeastern Ordos Basin, China. *AAPG Bulletin, 97(8)*, 1371–1393. https://doi.org/10.1306/02131312123

Yao, Y.B., Liu, D.M., Tang, D.Z., Tang, S.H., Che, Y., Huang, W.H. (2009). Preliminary evaluation of the coalbed methane production potential and its geological controls in the Weibei Coalfield, Southeastern Ordos Basin, China. *Int. J. Coal Geol. 78*, 1-15. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2008.09.011.

Yee, D., Seidle, J.P., Hanson, W.B. (1993). Gas sorption on coal and measurement of gas content, in: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), Hydrocarbons from Coal. American Association of Petroleum Geologists, *Studies in Geology 38*, Tulsa, Oklahoma, Studies in Geology 38, pp. 203–218.

Yi, J., Akkutlu, I. Y., Karacan, C. Ö., & Clarkson, C. R. (2009). Gas sorption and transport in coals: A poroelastic medium approach. *International Journal of Coal Geology, 77(1–2)*, 137–144. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.09.016

Zang, J., & Wang, K. (2017). Gas sorption-induced coal swelling kinetics and its effects on coal permeability evolution: Model development and analysis. *Fuel, 189*, 164–177. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.092

Zhang, L. (2012). *Study of coal sorption characteristics and gas drainage in hard-to-drain coal seams*, Phd Thesis, The University of Wollongong, NSW.

Zhao, W., Cheng, Y., Pan, Z., Wang, K., & Liu, S. (2019). Gas diffusion in coal particles: A review of mathematical models and their applications. *Fuel, 252(December 2018)*, 77–100. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.065

Zhu, C. jie, & Lin, B. quan. (2015). Effect of igneous intrusions and normal faults on coalbed methane storage and migration in coal seams near the outcrop. *Natural Hazards, 77(1)*, 17–38. https://doi.org/10.1007/s11069-014-1577-6

Zou, Z., Liu, D., Cai, Y., Wang, Y., & Li, J. (2018). Geological factors and reservoir properties affecting the gas content of coal seams in the Gujiao area, Northwest Qinshui Basin, China. *Energies, 11(5)*. https://doi.org/10.3390/en11051044

Zutshi A, Harpalani S. (2004). *Matrix swelling with CO2 injection in a CBM reservoir and its impact on permeability of coal.* In: International Coalbed Methane Symposium 2004 [Paper 0514].

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad	**:** Olgun ESEN
Doğum Yeri ve Tarihi	**:** Bakırköy-İSTANBUL / 24.02.1988
E-Posta	**:** esenolgun@itu.edu.tr

ÖĞRENİM DURUMU:

Lisans	**:** 2010, Eskişehir Osmangazi Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Maden Mühendisliği Bölümü
Y. Lisans	**:** 2013, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Maden Mühendisliği Programı
Mesleki Deneyim/Ödüller	**:** Bölüm İkinciliği (Lisans-2010) TÜBİTAK 2214-A Yurtdışı Doktora Sırası Araştırma Bursu (2017-2018)

DOKTORA TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **O. Esen,** S.C. Özer, A. Soylu, A. Ramazani Rend, A. Fişne, Geological controls on gas content distribution of coal seams in the Kınık coalfield, Soma Basin, Turkey, *International Journal of Coal Geology* (2020), https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103602.

- **Esen, O.**, Ozer, S.C., Soylu, A., Rend, A.R., Fisne, A. (2018). An investigation of the coal seam gas content and composition in the Soma coal basin, Turkey, 18th Coal Operators' Conference, University of Wollongong, The Australasian Institute of Mining and Metallurgy & Mine Managers Association of Australia, 7-9 February 2018.

DİĞER YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- Fisne, A. and **Esen, O.** (2014). Coal and gas outburst hazard in Zonguldak Coal Basin of Turkey, and association with geological parameters, Nat Hazards, doi: 10.1007/s11069-014-1246-9.
- **Esen, O.,** Ökten, G., Fisne, A. (2017). "Türkiye'de meydana gelen ani gaz ve kömür püskürmesi olaylarının değerlendirilmesi ve olaylarla mücadelede alınacak önlemler" / "An assessment of coal and gas outburst occurrences in Turkey, and prevention methods", Bilimsel Madencilik Dergisi / Scientific Mining Journal, 2017, 56(3), 99-108. (In Turkish)
- Ozer, S.C., Ergenekon, O.A., **Esen, O.,** Fisne, A. (2015). Determining the gas content of coals at Zonguldak Hardcoal Basin, Journal of Underground Resources (MT Bilimsel Dergisi), Year 4, Number 7, January 2015, pp.51-66. (In Turkish)
- **Esen, O.**, Fisne, A., Okten, G., Black, D.J. (2018). Gas desorption rate of coal seams in the Zonguldak coal basin as an indicator of outburst proneness, 18th Coal Operators' Conference, University of Wollongong, The Australasian Institute of Mining and Metallurgy & Mine Managers Association of Australia, 7-9 February 2018.
- S.B.Akdas, A.Fisne, S.C.Ozer, **O.Esen,** A.R. Rend, A. Soylu. (2017). Coalbed Methane Potential of Zonguldak Coal Basin in Turkey, International Energy Raw Materails and Energy Summit (INERMA), 27 – 30th September 2017, Istanbul.
- Ramazani-Rend, S.C.Özer, A. Soylu, **O. Esen,** A. Fişne. (2017). Coal Mine Methane Potential and Utilization in Zonguldak Coal Basin, International Energy Raw Materails and Energy Summit (INERMA), 27 – 30th September 2017, Istanbul.
- Soylu, A. Ramazani-Rend, **O. Esen,** S. C. Özer, A. Fişne. (2017). An Assessment of Chemical Composition Measurement Applications of Coal Residual Gas. International Symposium on Occupational Health and Safety in Mining'2017, 02 – 03 November, Adana.
- **Olgun Esen,** Samet Can Özer, and Abdullah Fişne. (2016). Adsorption Characteristics of Bituminous Coal Seams in Zonguldak Basin, 33rd Pittsburgh Coal Conference, Cape Town International Convention Centre, 8-12 August, Cape Town, Republic of South Africa.
- Özer, S.C., **Esen, O.**, Fişne, A., Ökten, G., Ö.A., Ergenekon. (2016). Classification of Coal Seams According to Their Gas Contents in the Zonguldak Coal Basin Turkey / Zonguldak havzası kömür damarlarının gaz

içeriğine göre sınıflandırılması, 20. Kömür Kongresi, 4-6 Mayıs 2016, Zonguldak.

- **Esen, O**., Özer, S.C., Fişne, A., Ökten, G. (2016). Assessment of coal and gas outburst proneness of the coal seams in the Zonguldak coal basin / Zonguldak havzasi kömür damarlarinin ani gaz ve kömür püskürmesi olaylarina eğilimleri açisindan incelenmesi, 20. Kömür Kongresi, 4-6 Mayıs 2016, Zonguldak.
- Fisne, A., Özer, S.C., **Esen, O.** (2015). Ventilation methane emissions of coal mines in Zonguldak coal basin-Turkey, 15th North American Mine Ventilation Symposium, June 21-25, The Inn at Virginia Tech and Skelton Conference Center - Blacksburg, Virginia, USA.
- Ozer, S.C., **Esen, O.**, Fisne, A. (2015). Evaluation of coal seams' gas content in Kozlu colliery, Zonguldak/Turkey, 15th North American Mine Ventilation Symposium, June 21-25, The Inn at Virginia Tech and Skelton Conference Center - Blacksburg, Virginia, USA.
- Fisne, S.C. Özer, **O. Esen**, C.A. Öztürk, S. Erçelebi (2015). Gas Content and Spontaneous Combustion Investigations for Üçkardeşler Asphaltite Vein, (Üçkardeşler Asfaltit Filonunun Gaz İçeriğinin ve Kendiliğinden Yanma Eğiliminin Tayini) 24th International Mining Congress and Exhibition of Turkey 2015, April 14-17, Antalya, Turkey.
- Ozer, S.C., **Esen, O.**, Fisne, A., Ergenekon, Ö.A. (2015). Determining the gas content of mineable coal seams at TTK Collieries, (TTK Ocaklarında İşletilebilir Kömür Damarlarının Gaz İçeriklerinin Belirlenmesi) Türkiye 24. Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisi, 24th International Mining Congress and Exhibition of Turkey 2015, 14-17 Nisan, Antalya, Türkiye.
- **Olgun Esen**, Samet Can Özer, and Abdullah Fişne (2015). Influence of Geological Structure on Coal and Gas Outburst Occurrences in Turkish Underground Coal Mines, Geophysical Research Abstracts Vol. 17, EGU2015-775-1, 2015, European Geosciences Union General Assembly 2015, April 12-17, Vienna International Centre, Vienna, Austria. (Abstract)
- Sinem Yönet, **Olgun Esen**, and Abdullah Fişne (2015). Investigation of relationship between barometric pressure and coal and gas outburst events in underground coal mining, Geophysical Research Abstracts Vol. 17, EGU2015-12359, 2015, European Geosciences Union General Assembly 2015, April 12-17, Vienna International Centre, Vienna, Austria. (Poster)
- **Esen, O.**, Ozer, S.C., Fisne, A. (2014). Classification of Coal Seams for Coal and Gas Outburst Proneness in the Zonguldak Coal Basın, Turkey, 14th Coal Operators' Conference, University of Wollongong, The Australasian Institute of Mining and Metallurgy & Mine Managers Association of Australia, 2014, 285-292.
- Kural, O. and **Esen, O**. (2013). Mine areas, mine production and mine potential of the city of Gumushane, Turkey, International Environment Conference, 24-26 October, Gumushane University, Gumushane, Turkey. (In Turkish)

- E., Aydin, **O., Esen**, A., Soylu, A., Fisne (2018). An assessment of the ventilation system in aspects of quality and quantity in Eczacibasi Esan Lead Zinc Mine in Balikesir Balya Region, Geoscience Symp, ITU Faculty of Mines, e-ISBN: 978-975-561-495-3, Istanbul, 11.06.2018, pp.61-65.
- Aktaş, **O. Esen**, A. Fişne; Determination of Gas Content of Coal Seams in Eskisehir Alpu Basin / Eskişehir Alpu Havzası Kömür Damarlarının Gaz İçeriğinin Belirlenmesi, Geoscience Symp, ITU Faculty of Mines, e-ISBN: 978-975-561-483-0, Istanbul, 12 June 2017.
- Y. Adıay, A. Ramazani Rend, **O. Esen**, A. Fişne; Determination of Gas Content of Coal Seams in B Sector of Eskisehir Alpu Basin / Eskişehir-Alpu Kömür Havzasında Bulunan B Sektörüne Ait Kömür Damarlarının Gaz İçeriğinin Belirlenmesi, Geoscience Symp, ITU Faculty of Mines, e-ISBN: 978-975-561-483-0, Istanbul, 12 June 2017.
- F.F. Gökdeniz, **O. Esen**, A. Fişne, Y. Akyol; Assessment and Measuring the Mine Ventilation Resistance in Eynez IMBAT Colliery / İmbat Madencilik Eynez Ocağında Ocak Havalandırma Direncinin Ölçülmesi ve Değerlendirilmesi, Geoscience Symp, ITU Faculty of Mines, e-ISBN: 978-975-561-483-0, Istanbul, 12 June 2017.
- Okten, G., Didari, V., Fisne, A., Ozturk, C.A., **Esen, O.**, Ozer, S.C. (2013-2015). Determination of the Gas Contents and Gas Desorption Characteristics of the Coal Seams in the Zonguldak Hardcoal Basin, TUBITAK (The Scientific and Technological Research Council of Turkey), Project No: 113M460