



Derleme / Review

Yeraltı kömür gazlaştırması üzerine genel bir derleme ve önemli saha çalışmaları

A general review of underground coal gasification with major field applications

Sarp Kılıçkap^{a*}, İsmail Hakkı Sarıçam^{a**}, Muharrem Hilmi Çevik^{a***}, Murat Çınar^{a****}^a İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği, İstanbul, Türkiye

Geliş-Received: Geliş-Received: 2 April - Nisan 2021 • Kabul-Accepted: 7 December - Aralık 2021

Ö Z

Yeraltı kömür gazlaştırma (YKG) tekniği, geleneksel yöntemler ile üretilmeye uygun olmayan kömür damarlarının değerlendirilmesi ve kömürden daha temiz yollarla enerji elde edilmesi amaçlarıyla uygulanmaktadır. YKG tekniği, yüz yılı aşkın bir süredir gerek laboratuvar gerekse gerçek saha ölçeklerinde denenmiş ve literatüre çeşitli çalışmalar kazandırılmıştır. Bazı kömür sahalarında pilot uygulamalar, bazılarında ise ticari ölçekte YKG operasyonları yürütülmüştür. Bu operasyonlar sırasında elde edilen deneyimler, tekniğin uygulanabilirliği açısından bazı yöntemlerin geliştirilmesini ve saha seçim kriterlerinin ortaya konulabilmesini sağlamıştır. Bu çalışmada bu yöntemler ve kriterler incelenmiştir. YKG sırasında karşılaşılan bazı önemli sorunlar ve bu sorunlara karşı alınabilecek mühendislik önlemleri aktarılmıştır. Bu zamana kadar gerçekleştirilen saha çalışmalarına dair genel bilgiler paylaşılmış ve önemli görülen denemelere dair ayrıntılı bilgiler verilmiştir.

Anahtar Sözcükler: Kömür, Yeraltı kömür gazlaştırma, Sentez gazı, Saha geliştirme

A B S T R A C T

Underground coal gasification (UCG) is a promising method to utilize deep coal resources that cannot be extracted with conventional techniques and to produce relatively cleaner energy from coal. There have been several laboratory and pilot-scale experiments conducted on UCG within hundred years. Some field-scale trials were conducted for experimental purposes, on the other hand, some others were applied for commercial interests. During these trials, the energy industry has built up experience, developed field demonstration strategies and put forward screening criteria for applicable field selection. In this study, UCG field demonstration strategies, and screening criteria are investigated. Some problems that are encountered with UCG are analyzed, and the engineering precautions are underlined. General information regarding all field trials is summarized, and some important trials are given in detail.

Keywords: Coal, Underground coal gasification, Syngas, Field demonstration

Giriş

Geleneksel madencilik yöntemleri kullanılarak kömür üretiminde karşılaşılan güçlükler ve kömürün daha temiz yollarla kullanılmasına yönelik artan talep, yeraltı kömür gazlaştırma (YKG) tekniğinin geliştirilmesini sağlamıştır. Bu teknik yeraltında bulunan kömürün hava, oksijen, su buharı ve/veya bunların kombinasyonları kullanılarak kısmi yanma prosesi ile düşük ısıl değere sahip sentez gazı üretilmesi olarak açıklanabilir (Bhutto vd., 2013) Geleneksel madencilik yöntemleri kullanılarak kömür üretiminde karşılaşılan güçlükler ve kömürün daha temiz yollarla kullanılmasına yönelik artan talep, yeraltı kömür gazlaştırma (YKG) tekniğinin geliştirilmesini sağlamıştır. Bu teknik yeraltında bulunan kömürün hava, oksijen, su buharı ve/veya bunların kom-

binasyonları kullanılarak kısmi yanma prosesi ile düşük ısıl değere sahip sentez gazı üretilmesi olarak açıklanabilir (Bhutto vd., 2013). Sentez gazı temel olarak karbonmonoksit, hidrojen, karbondioksit ve metan (CO, H₂, CO₂, CH₄) gibi bileşenleri içermektedir. Sentez gazı kullanılarak kombine çevrimli enerji santrallerinde elektrik enerjisi elde edilebileceği gibi, hidrojenasyon veya Fischer-Tropsch prosesleri ile değerli petrol türevi hidrokarbonlar üretilebilir (Perkins, 2018). Proses hidrojen üretimini artıracak şekilde tasarlanıp, üretilen sentez gazı hidrojen kaynağı olarak da kullanılabilir. Ayrıca, sentez gazı metanol sentezi için de kullanılabilir.

YKG tekniği, yüzeyde gazlaştırma gibi; kömürden enerji üretiminde daha temiz bir yöntem olarak ortaya çıkmaktadır. Bu

* Sorumlu yazar / Corresponding author: kilickaps@itu.edu.tr* <https://orcid.org/0000-0002-2275-5880>** saricami@itu.edu.tr • <https://orcid.org/0000-0002-8508-851X>*** cevikmuh@itu.edu.tr • <https://orcid.org/0000-0002-2327-9660>**** cinarmura@itu.edu.tr • <https://orcid.org/0000-0002-9887-0666>

teknikini uygulanmasında, kömür yeraltında gazlaştırıldığı için madencilik; kömürün taşınmasına ve işlenmesine ihtiyaç kalmamaktadır. Yüzeyle gazlaştırmada bir reaktör ihtiyacı vardır ancak YKG tekniği ile kömür yerinde gazlaştırılır, bu ihtiyaç ortadan kalkar ve maliyetler düşer (Ranade vd., 2019). YKG ile beraber, gazlaştırma ve yanma prosesleri sırasında açığa çıkan külün depolanmasına veya geri dönüştürülmesine ihtiyaç kalmamaktadır. Kömür yeraltında gazlaştığı için, ortaya çıkan külün büyük bir kısmı gazlaşmanın gerçekleştiği yerde, yeraltında kalmaktadır. Herhangi bir geleneksel madencilik yöntemi kullanılmayacağı için iş sağlığı ve güvenliği artmakta ve geleneksel yöntemler sırasında ortaya çıkan birçok çevresel problem (hava, toz, gürültü kirliliği, vb.) ortadan kalkmaktadır (Gregg & Edgar, 1978; Ranade vd., 2019). YKG tekniğinin tüm olumlu taraflarına karşın yeraltı sularını kirletebilmesi, yeraltında oluşan boşluklar yüzünden çökmelerin (tasman) meydana gelmesi gibi bazı sınırlayıcı tarafları da bulunmaktadır.

1. YKG Tekniği ve Uygulanması

Yeraltı kömür gazlaştırma tekniği daha önce belirtildiği üzere kömürün yeraltında kısmi yanma yöntemi ile gazlaştırılıp düşük ısı değerine sahip sentez gazı elde edilmesidir. Bu proses ilk olarak oksijen (O₂) ihtiva eden bir akışkanın (hava, O₂'ce zengin hava, saf O₂, hava-su buharı veya O₂-su buharı) kömür damarına delinen bir kuyu yardımıyla enjekte edilmesi ile başlar. Oksijen içeren bir gazın enjekte edilmesinden sonra tutuşturma gerçekleştirilir. Kömürün enjeksiyon akışkanına temas ettiği noktada yanma başlar ve ısı açığa çıkar. Sentez gazı, artan sıcaklıkla beraber; distilasyon (damıtma), piroliz (ısıl bozunma) ve gazlaşma gibi kompleks reaksiyonların sonucunda son ürün olarak oluşmaktadır. Bu reaksiyonlar başlıca kuruma, piroliz ve gazlaşma bölgesi adı verilen üç bölgede gerçekleşmektedir. Gazlaşma reaksiyonları Çizelge 1'de verilmiştir.

Çizelge 1. Gazlaşma reaksiyonları ve reaksiyonların oluşum entalpi değerleri. Veri: (Basu, 2018).

Reaksiyon Denklemi	ΔH_{298}°
$C + O_2 \rightarrow CO_2$	-393 kJ/mol
$C + CO_2 \rightarrow 2CO$	+172 kJ/mol
$C + H_2O \rightarrow H_2 + CO$	+131 kJ/mol
$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$	-75 kJ/mol
$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$	-283 kJ/mol
$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$	-41 kJ/mol
$CO_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$	+206 kJ/mol

Kömürler oluşum sürecine bağlı olarak bir miktar bünyesel nem ihtiva ederler. Ayrıca kömür damarı çevresindeki hidrojeolojik etmenlere bağlı olarak da yeraltı suyu ile de etkileşimde olabilir. Reaksiyonların başladığı bölgede sıcaklığın artması ile beraber, ilk olarak kömürün içerisinde bulunan su buharlaşmaktadır. Sıcaklığın daha da artması ile, kurumuş olan kömürde çeşitli fiziksel ve kimyasal değişimler gerçekleşmektedir. Genel olarak bu değişimler kurumadan sonra piroliz ve pirolizden sonra gazlaşma gibi çeşitli aşamalar ile gerçekleşmektedir. Bu aşamalar birbiri ardından gerçekleşiyormuş gibi belirtilmelerine rağmen, ortamda bulunan oksijen dağılımına ve sıcaklık değişimlerine bağlı olarak simültane bir şekilde gerçekleşmektedir. Bu yüzden, prosesin basitleştirilmiş bir şekilde, sıra ile açıklanması ve ayrıştırılması oldukça zor olmaktadır.

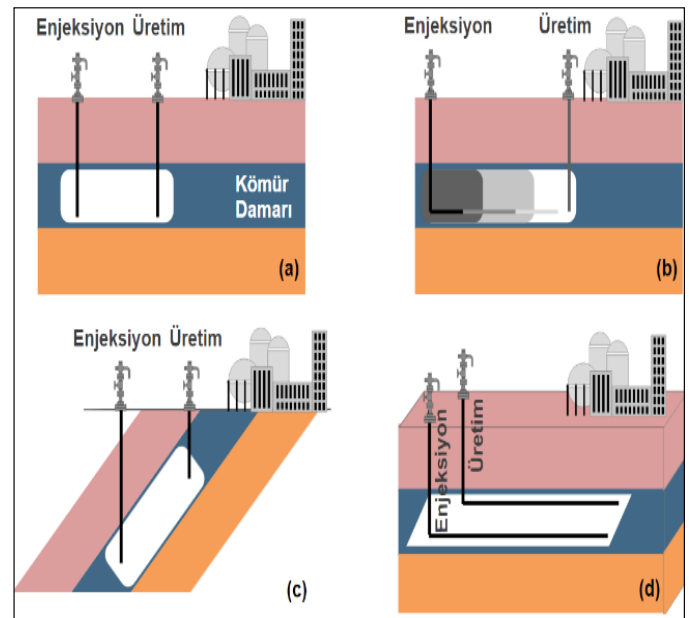
Kömürün ısı ile bozunması (pirolizi) sırasında sıcaklık 100-400 arasında olmaktadır. Piroliz bölgesinde yükselen sıcaklığa bağlı olarak bir kısım gaz (H₂, CH₄, C₂H₆, C₃H₈, CO₂, H₂S, NH₃ ve N₂) açığa çıkmaktadır. Açığa çıkan uçucu madde oranı ve çeşidi hem kömürün özelliğine hem de operasyon değişkenlerine bağlı olarak değişmektedir. Kuruma ve piroliz gerçekleştikten sonra ürün olarak kok oluşmaktadır.

Gazlaşma reaksiyonları sonucunda, son ürün olarak; ana bileşenleri CH₄, CO, CO₂ ve H₂ olan sentez gazı oluşmaktadır. Oluşan sentez gazının ısı değeri gazın içeriğinde bulunan bileşiklerin değişimi ile beraber farklılık göstermektedir. Operasyon değişkenleri ve kömürün özellikleri sentez gazının içeriğini ve ısı değerini doğrudan etkilemektedir. Kömürün kısmi analizi (proximate) yapıldığı zaman, dört temel bileşen ortaya çıkmaktadır. Kömürün kısmi analizinde; nem, uçucu madde, sabit karbon ve kül miktarları ölçülür ve kütlece oranları toplamı %100 olur. Nem kömürün içerisinde ısı ile işlemle buharlaşan suya, uçucu madde kömürün karbonize edilmesi ile açığa çıkan, nem hariç, kütlede ayrılan uçucu bileşenlerin tamamına, sabit karbon kömürün uçucu olmayan karbon kısmına ve kül kömürün yanma veya gazlaşma sonucunda bıraktığı bakiyeye denir. (Speight, 2015). Bu bileşenlerin oranı sentez gazının içeriğini etkilemektedir.

Enjeksiyon akışkanı içeriği ve debisi de sentez gazının içeriğini doğrudan etkilemektedir. Enjeksiyon akışkanı olarak havanın kullanıldığı durumlarda, sentez gazı; yaklaşık olarak doğal gazın 1/8'i oranında bir ısı değerinde (4-5 MJ/Nm₃) üretilmektedir (Bhutto vd., 2013). O₂'ce zengin hava veya O₂ oranı yüksek bir enjeksiyon akışkanı kullanıldığı zaman ısı değeri 15 MJ/Nm₃ değerlerine ulaşabilmektedir (Michael S. Blinderman & Klimenko, 2018).

1.1. Saha Geliştirme Yöntemleri

Yeraltı kömür gazlaştırma prosesi kömür damarına açılan enjeksiyon ve üretim kuyuları yardımıyla uygulanır. Bağlantılı dikey kuyular (BDK, Şekil 1-a), doğrusal ayarlanabilir enjeksiyon noktası (D-AEN, Şekil 1-b), yüksek eğimli kömür damarı gazlaştırma (YEKG, Şekil 1-c) ve paralel ayarlanabilir enjeksiyon noktası (P-AEN, Şekil 1-d) teknikleri ile kömür gazlaştırma gerçekleştirilir.



Şekil 1. YKG tekniği ile saha geliştirme yöntemleri: a) BDK, b) D-AEN, c) YEKG, d) P-AEN.

YKG tekniğinin başarıya ulaşması için sürdürülebilir ve stabil bir sentez gazı üretimi gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Sentez gazı üretiminin stabilizasyonunu sağlamak adına enjeksiyon ve üretim kuyularının simültane bir şekilde işletilmesi ve birçok enjeksiyon-üretim kuyusu çiftinin kullanılması gerekmektedir. Gelişen sondaj teknolojileri ve derin kömür damarlarının gazlaştırılmasına duyulan ilginin artması ile beraber, enjeksiyon-üretim prensibine dayalı kuyu çiftlerinin kullanımı yaygınlaşmıştır.

Yüksek eğimli kömür damarı gazlaştırma yöntemi ilk olarak Eski Sovyetler Birliği'nde geliştirilmiştir (D. Olness & Gregg, 1977; Perkins, 2018). Birçok kömür damarının açılabilir bir şekilde gömülü olması sebebiyle, Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Eski Sovyetler Birliği'nde yapılan erken dönem denemelerde; bu tekniğe dayalı saha geliştirilme çalışmaları görülmüştür. Bu teknik ile yapılan gazlaştırma işleminde; kömür damarının alt kısmına bir enjeksiyon, üst kısmına da bir üretim kuyusu açılır. Enjeksiyon kuyusundan, oksijen içeren bir gaz damara enjekte edilir ve gazlaştırma işlemi başlatılır. Gazlaştırma sonucu ortaya çıkan kül ve formasyondan dökülen kayaç parçaları, gazın ilerlediği bölümde düşük geçirgenliğe sahip bir bölge yaratabilir. Bu yüzden aynı damarın gazlaştırılması için birden fazla enjeksiyon kuyusunun kullanılması operasyon verimini arttırmaktadır (Perkins, 2018).

Bağlantılı dikey kuyular (BDK) yöntemi, eski Sovyetler Birliği'nde geliştirilmiştir. Bu teknik ile YKG tekniği uygulanırken, kömür damarına dikey olarak açılan enjeksiyon-üretim kuyuları arasında hidrolik olarak yüksek geçirgenliğe sahip bir bağlantı kurulur. Kuyular arasında bağlantı kurulması için; ileri yanma, geri yanma, yönlü sondaj, hidrolik çatlatma veya elektro bağlantı yöntemleri kullanılmaktadır (Michael S. Blinderman vd., 2008) (RCL. İleri ve geri yanma teknikleri görece yüksek geçirgenliğe sahip düşük ranklı kömürlerin gazlaştırılması için tercih edilmektedir (Michael S. Blinderman vd., 2008; Perkins, 2018) İleri yanma bağlantı tekniğinde enjeksiyon kuyusundan üretim kuyusuna doğru, geri yanma tekniğindeyse üretim kuyusundan enjeksiyon kuyusuna doğru kömür damarı yakılarak bağlantı oluşması sağlanır. Eski Sovyetler Birliği'nde yürütülen YKG çalışmaları sırasında geri yanma yöntemi ile oldukça başarılı operasyonlar yürütülmüştür (Gregg & Edgar, 1978). Örneğin; Eski Sovyetler Birliği'ndeki Shatskaya kömür sahasının gazlaştırılması operasyonunda geri yanma yöntemi kullanılarak sahanın geliştirilmesi sağlanmış ve yüzlerce milyon m³ sentez gazı üretilmiştir (Dolores Olness, 1981b). Operasyonun başarıya ulaşabilmesi için bağlantılı dikey kuyular yönteminde enjeksiyon-üretim kuyuları arasındaki mesafenin 25 m civarında olması önerilmektedir (Gregg & Edgar, 1978). Bu da kullanılması gereken kuyu çifti sayısını ve doğrudan maliyetleri arttırmaktadır.

Ayarlanabilir enjeksiyon noktası (AEN) yöntemi, dikey bağlantılı kuyular yönteminin geliştirilmiş hali olarak literatürde yer almaktadır. Bu yöntem ile beraber daha uzun aralıklı enjeksiyon-üretim kuyu çiftleri açılabilen ve gazlaştırma bölgeleri (enjeksiyon-üretim kuyuları çifti için) daha geniş ölçekli seçilebilmektedir. AEN tekniğinde, yatay olarak açılmış bir enjeksiyon kuyusu ve konumu ayarlanabilen/değiştirilebilen prosesi başlatacak bir tutuşturucu gerekmektedir (Perkins, 2018). Bu yöntem ile gazlaştırma sırasında üretim ve enjeksiyon kuyuları arasında yönlü veya yatay sondajlar ile doğrudan bağlantı kurulur. Kömür damarının belirli bir bölümü gazlandırdıktan sonra, enjeksiyon noktası değiştirilir ve başka bir bölümün gazlandırılması hedeflenir. Bu yöntem, ilk olarak ABD'de yer alan Centralia kömür gazlaştırma denemesinde geliştirilmiştir (Oliver vd., 1989) (CRIP. Başarılı denemelerden sonra; Avustralya'da gerçekleştirilen Chinchilla ve Bloodwood Creek sahalarındaki denemelerde ve Kanada'da ger-

çekleştirilen Swan Hills YKG deneyinde bu teknik kullanılmıştır (Perkins, 2018). P-AEN tekniği ise düşey yönde belirli aralıkta bulunan birbirine paralel enjeksiyon ve üretim kuyusu çifti ile uygulanır. Yöntemin amacı, üretilen gazın direkt üretim kuyusundan üretilmesidir. D-AEN tekniğinde gaz oyuk boyunca ilerleyip oyuk sonundaki üretim kuyusundan üretilirken P-AEN tekniğinde enjeksiyon kuyusuna paralel olan üretim kuyusuyla gaz üretilmektedir (M. S. Blinderman vd., 2018)

1.2. Operasyonu Etkileyen Değişkenler

YKG performansı kömür rankı, damar kalınlığı, damar derinliği, enjeksiyon akışkanı, operasyon basıncı, nem içeriği, kül içeriği, uçucu madde ve su akışı gibi çok sayıda faktöre bağlıdır. Faktörlerin gazlaştırma üzerindeki etkisi bu bölümde incelenmiştir.

1.2.1. Kömürün Rankı

YKG verimi, kömürün rankına göre değişir. Genel olarak, daha yüksek ranklı kömürlere göre daha reaktif oldukları için daha düşük ranklı kömürler (özellikle alt bitümlü kömür) tercih edilmektedir. Kömürün reaktivitesi arttığında, daha fazla CH₄ üretilir ve sentez gazının ısı değeri önemli ölçüde değişir (Bhutto vd., 2013) Alt bitümlü kömürler, sentez gazının ısı değerinin daha yüksek olması ve linyit veya yüksek ranklı kömürlere göre daha fazla gaz ürettikleri için tercih edilmektedir (Li vd., 2007). Bu davranış Çizelge 2'de görülebilir. Kömürün gazlaşma sırasında inorganik içeriğinin bir kısmı külü oluşturur. Gazlaşma bölgesindeki kül miktarı operasyon verimini etkilemektedir. İnorganik madde içeriği yüksek olan kömürlerde, yüksek miktarda inorganik maddelerden kaynaklı korozif gazlar (H₂S, NO_x, SO_x) açığa çıkabilir. Bu yüzden, korozyona dirençli ekipmanlar seçilmelidir. Yüksek ranklı kömürler ise sıcaklık artışı ile birlikte genellikle şişme eğilimindedirler; bu tür kömürler için kuyular arasında yeterli geçirgenliğe sahip bağlantı kurmak zordur (Perkins, 2018).

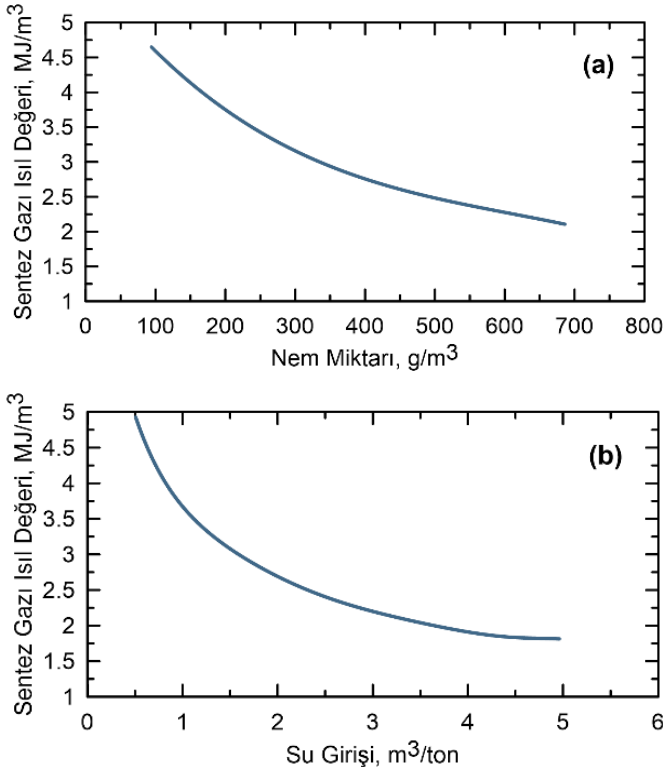
Çizelge 2. Ranka göre ortalama sentez gazı içeriği ve ısı değeri. Veri: (Li vd., 2007).

Değişken	Birim	Linyit	AB*	Bitümlü
H ₂	% mol	36-45	33-42	35-45
CO	% mol	20-30	25-35	25-35
CO ₂	% mol	25-35	20-25	25-30
CH ₄	% mol	1-5	4-10	2-8
N ₂	% mol	1-3	2-3	1-3
SG** Isıl Değer	MJ/Nm ³	8,5-9,5	9,6-11	9,5-10
Üretim Oranı	m ³ /kg	1,2-1,4	1,8-2,3	1,9-2,5

*Alt-bitümlü, **Sentez gazı

1.2.2. Kömürün Nem İçeriği

Kömürler doğal nem içerir ve bu nem YKG verimini etkiler. Kömürün içindeki doğal nem ve formasyondan gelen su, sentez gazının ısı değerini etkiler. Antonova, nemin ve su girişinin gaz ısı değerine etkisini deneysel çalışmalarla orta koymuştur (Antonova vd., 1967). Sonuçlar Şekil 2'de gösterilmiştir. Artan nem miktarı ve su girişi ile sentez gazı ısı değerinin, değerlendirilen su girişlerinde (0,5-5 m³ su/ton kömür), azaldığı görülmektedir.



Şekil 2. Kömürün nem miktarının (a) ve su girişinin (b) sentez gazı ısıl değeri üzerine etkisi. Veri: (Antonova vd., 1967)

1.2.3. Kömürün Kül İçeriği

Kül, kömür içerisindeki Si, Al, S, Fe vb. gibi elementlerin inorganik minerallerinin yanmaması veya gazlaşmaması sonucu oluşur. Kömürün kül içeriğinin fazla olması gazlaşma prosesinin verimini düşürür. İnorganik bileşenler dolayısıyla ortaya çıkan gazlar (H₂S, NH₃ vb.) kuyu ekipmanına zarar verecek şekilde korozyon etkisi yaratmaktadır. Ayrıca dip külü, boşluktaki gaz akış verimini de düşürmektedir (Bhutto vd., 2013)

1.2.4. Kömürün Uçucu Madde İçeriği

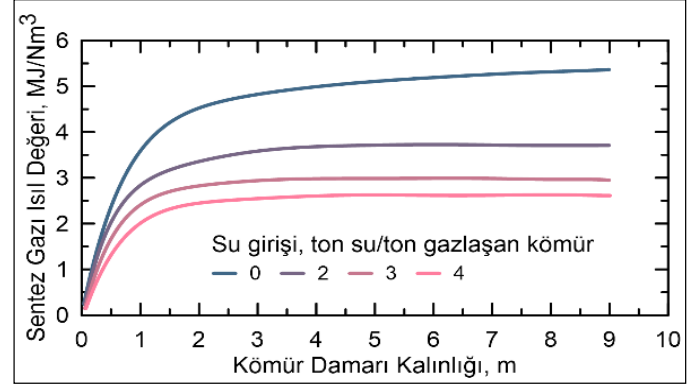
Kömürün uçucu madde içeriği genellikle kömürün yaşı ile birlikte azalır. Antrasit gibi yüksek ranklı kömürler, alt bitümlü kömür gibi düşük ranklı kömürlere göre daha az uçucu maddeye sahiptir. Uçucu maddeler tutuşmanın başlamasını kolaylaştırır. Bu nedenle, uçucu madde eksikliği nedeniyle sert kömürlerin tutuşması ve gazlaştırılması daha zor olabilmektedir (Perkins, 2018).

Yüksek oranda uçucu madde içeren kömürler, sadece kömür damarının tutuşmasını kolaylaştırmakla kalmaz, aynı zamanda üretilen gazın kalitesini de iyileştirir (Beath vd., 2004). Araştırmalar, gazlaştırma sürecinin ilk aşamasında, yüksek oranda uçucu madde içeren kömürlerin gazlaşması ile elde edilen sentez gazının H₂ içeriğinin ve ısıl değerinin daha yüksek olduğunu ortaya koymaktadır. Buna karşın sentez gazı üretim verimi düşmektedir (Liu vd., 2003).

1.2.5. Kömür Damarı Kalınlığı

Genelde daha kalın kömür damarları, maliyetleri düşürür ve üst-alt formasyonlara ısı kayıplarını azaltır. Dolayısıyla kalın kömür damarları YKG operasyonları için tercih edilebilir. Bhutto, 1 m'den fazla damar kalınlığına sahip sahaları YKG için uygun olarak sınıflandırmış, 0,5 m'den düşük damar kalınlığına sahip sahaları ise YKG işlemleri için uygun olmadığını belirtir (Bhutto vd., 2013)

Sentez gazının ısıl değeri de Şekil 3'te görülebileceği gibi daha ince kömür damarları için nispeten düşüktür (Gregg & Edgar, 1978). Kömürün kalınlığı azaldığında, su girişi ve CO₂ içeriği artarken; spesifik su girişlerinin fazla olmasından dolayı ısı kayıpları artar (Yang, 2008). Enjeksiyon hızını arttırmak ve O₂'ce zengin hava enjeksiyonu ince kömür damarlarında verimliliği artırmaktadır. (Bhutto vd., 2013; Yang, 2008)

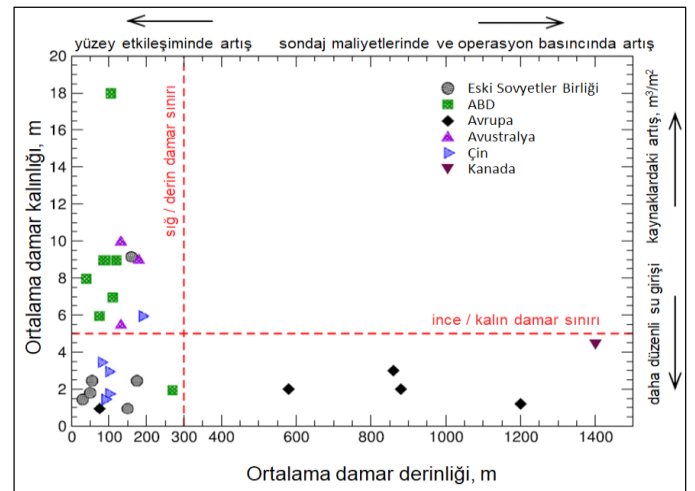


Şekil 3. Kömür damarının kalınlığının sentez gazı ısıl değeri üzerine etkisi. Veri: (Gregg & Edgar, 1978)

1.2.6. Kömür Damarı Derinliği

Çeşitli derinliklerde kömür damarlarında çok sayıda YKG operasyonu gerçekleştirilmiştir. Şekil 4, kömür damar kalınlıkları ve derinlikleri açısından bazı YKG uygulamalarını göstermektedir. Kömür damarının derinliği arttıkça sondaj maliyetleri de artar; sıg derinliklerde ise çökme, gaz kaçakları ve yeraltı suyu kirlenme olasılığı artar.

Kömür damarlarının derinliğinin artması aynı zamanda hidrostatik basıncın da artması anlamına gelir. Basınç arttıkça CO₂ ve CH₄ içeriği artmakta beraber CO ve H₂ içeriği azalır (Perkins, 2018). YKG operasyonları sırasında enjeksiyon basıncı hidrostatik basınçtan daha düşük olmalıdır. Bunun sebebi su akışının boşluk içine doğru olmasının sağlanması dolayısıyla sentez gazının boşluk içinde hapsedilerek olası kirlenmenin önüne geçmektir. Ancak, enjeksiyon basıncı ve debisi arasında bir ilişki olduğundan, basınç gazlaştırma hızını da etkileyecektir. Kirlenmeyi önlemek için düşük derinliklerdeki enjeksiyon basıncının düşük olması gerektiği anlaşılmaktadır. Bu limit prosesin ekonomisini doğrudan etkilemektedir. Bu nedenlerden dolayı, Mallett kömür damarı derinliğinin 200 m'den fazla olması gerektiğini öne sürmüştür (Mallett, 2018).



Şekil 4. YKG uygulamalarının kömür damarı derinliğine ve kalınlığına göre özeti. Veri: (Perkins, 2018).

1.2.7. Enjeksiyon Akışkanı

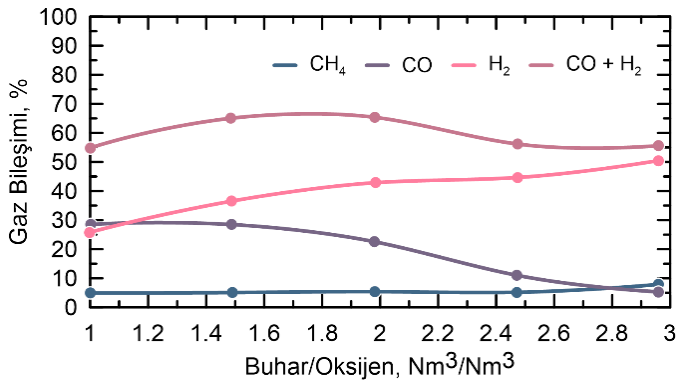
YKG operasyonunda farklı enjeksiyon gazları kullanılabilir. Bunlar hava, O₂'ce zengin hava ve buhar-O₂ olabilir. Sentez gazının miktarı ve bileşimi, enjektöre edilen akışkana göre önemli ölçüde değişir. Hava %79 N₂ içerdiğinden, O₂'ce zengin havaya kıyasla, sentez gazının daha düşük bir ısı değeri olacaktır. Gazlaştırma bölgesindeki duyumsanır ısının (sensible heat) önemli bir kısmı N₂'nin ısıtılmasıyla tüketilir. Genelde sentez gazının ısı değeri, hava enjektöre edildiğinde 3-6 MJ/Nm³ arasında değişirken; O₂ veya buhar-O₂ karışımı enjektöre edildiğinde bu değer artar (Perkins, 2018). Perkins, Chinchilla deneyine ait sentez gazı bileşiminin hava ve O₂ enjeksiyon durumları ile değişimini göstermiştir (Çizelge 3) (Perkins vd., 2016).

Çizelge 3. Enjeksiyon akışkanının sentez gazı değişkenleri üzerine etkisi. Veri: (Perkins vd., 2016)

Değişken	Birim	Hava	O ₂
H ₂	% mol	18-20	40-45
CO	% mol	8-10	5-10
CO ₂	% mol	15-20	30-35
CH ₄	% mol	5-10	10-13
N ₂	% mol	40-45	0-3
SG* Isıl Değer	MJ/Nm ³	5-6	10-11
Oksijen Kullanım Oranı	MJ/kmol	950***	1200***
Basınç	bar	7	7

*Sentez gazı, **Enjeksiyon gazı, ***Ortalama

O₂-buhar enjeksiyonu, gazın ısı değerini ve birim ton kömür bazında gaz üretimini arttırmaktadır (Bhutto vd., 2013) Farklı oranlarda buhar-O₂ enjeksiyonu denenmiştir. Örneğin, Rocky Mountain I'de buhar-O₂ oranı 2:1'dir. Bu orandaki artış, CO için dramatik bir düşüşe ve H₂ ile CO₂ için küçük bir artışa neden olmuştur (Bhutto vd., 2013) Gaz bileşimi ve buhar-O₂ oranı karşılaştırması Şekil 5'te gösterilmiştir. Rocky Mountain I denemesinin verileri, optimum buhar-O₂ oranını belirlemek için kullanılmış ve oranının 1,3:1 olduğu hesaplanmıştır (S. S. Lan, 1989).



Şekil 5. Enjeksiyon akışkanı içerisindeki buhar-O₂ oranının sentez gazı bileşimi üzerine etkisi. Veri: (Bhutto vd., 2013)

1.2.8. Enjeksiyon Debisi

Düşük enjeksiyon debisi kömürün daha kolay tutuşmasını sağlasa da, yüksek enjeksiyon debileri süreç için daha faydalı olabilir (Jiang vd., 2017). Deneysel çalışmalar, artan enjeksiyon debisinin gazlaştırma hızını artırdığını ve su girişini azalttığını göstermekte-

dir (Yang, 2008). Su girişi daha az olacağından reaktörün sıcaklığı daha yüksek olacaktır. Bu nedenle elde edilen gazın ısı değeri artacaktır ancak enjeksiyon debisi belli bir seviyeyi aştığında sentez gazındaki CO₂ içeriği artacağından ısı değeri düşük olacaktır (Edwani, 1985). Hava enjeksiyonunda genellikle sentez gazı, yüksek N₂ içerdiği için 3-5 MJ/Nm³ arasında düşük bir ısı değerindedir (Yang, 2008). Düşük enjeksiyon debilerinde, enjektöre edilen gazın reaktörde kalma süresi uzundur. Sonuç olarak, reaktörü çevreleyen katmanlara doğru büyük bir ısı kaybı meydana gelir. Düşük enjeksiyon debileri, düşük reaktör sıcaklığına yol açar (Gunn, 1977)

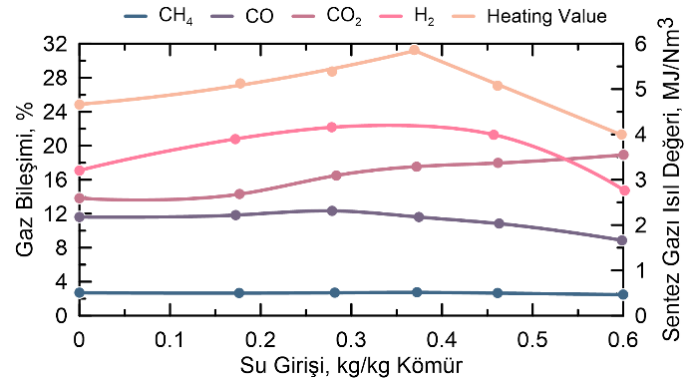
1.2.9. Operasyon Basıncı

Operasyon basıncı, reaksiyon kinetiğinin yanı sıra yeraltı suyu ve sıvı akışı gibi yeraltındaki dinamikleri de etkiler. Operasyon basıncı gaz kayıpları kontrol etmek için, hidrostatik basıncın altında olmalıdır. Basıncın döngüsel olarak değiştirilmesi daha iyi sonuçlar sağlamaktadır (Bhutto vd., 2013) Yang'a göre sabit basınç durumuna göre döngüsel basınç değişiklikleri ile sentez gazı ısı değeri, ısı verim ve gazlaştırma verimi artarken ısı kayıpları ise azalır (Yang, 2008).

1.2.10. Su Girişi

Üst ve alt formasyonlardan girecek suyun miktarı, çevreleyen ortamın geçirgenliği, hidrostatik basınç ve boşluktaki operasyon basıncı gibi farklı faktörlerden etkilenir. Su girişi oranını belirleyen ana faktör, kömürün gazlaşmasıyla oluşan boşluğu çevreleyen formasyon basıncı ve operasyon basıncı arasındaki farktır (David W Camp & White, 2015).

Gazlaştırma bölgesine su girişi, üretilen sentez gazının ısı değerini düşürür. Gazlaştırma bölgesi içindeki ısı, suyun buharlaşması için tüketilecektir. Ancak uygun miktarda su girişi, H₂ içeriğini arttırabileceğinden sentez gazının ısı değerini artırabilir (Şekil 6) (Yang, 2008).



Şekil 6. Su girişinin gaz bileşimi ve sentez gazı ısı değeri üzerindeki etkisi. Veri: (Yang, 2008)

1.2.11. Jeolojik Koşullar

YKG operasyonu için kömür özellikleri ve operasyon değişkenlerinin etkisi olduğu gibi, sahanın jeolojik koşullarının da etkisi vardır. Sahada fayların olması kömür damarı boyunca süreksizliklere neden olabileceği gibi, çevreye zararlı gazların da üst formasyonlara taşınmasını kolaylaştırabilir. Gazlaştırma bölgesine (reaktöre) çevre formasyonlardan gelebilecek su miktarını kontrol etmek mümkün olmayabilir. Ayrıca reaktörün üst kısmındaki formasyonun sıcaklık direncinin düşük olması ısı kayıplarının artmasına, boşluğun dikey yönde büyümesine ve operasyon veriminin azalmasına sebep olmaktadır. Öncelikle reaktöre su girişinin kont-

rol edilebilmesi için, kömür damarını çevreleyen formasyonların geçirgenliklerinin düşük olması gerekmektedir. Bu formasyonların sıcaklığa karşı direncinin yüksek olması, ısındığında “dökülme” eğilimi göstermemesi gerekmektedir (David W Camp & White, 2015). Örneğin, Hoe Creek 2 çalışmasının yapıldığı kömür damarının üstündeki formasyon kıltaşı olduğundan, çalışma sırasında üst formasyon ısıyla birlikte parçalanarak boşluğa dökülmüştür. Bundan dolayı operasyon verimi düşmüştür (D. W. Camp, 2017).

2. Önemli YKG Çalışmaları

YKG tekniğinin geliştirilmeye başlandığı 20. yüzyıl başından günümüze pek çok ülkede gerçek saha ölçeğinde denemeler yapılmıştır. Bu denemelerin büyük bir kısmı pilot olarak tasarlanmış ve uygulanmıştır. Eski Sovyetler Birliği ilk deneysel ve ticari denemeleri gerçekleştiren ülkedir. Özbekistan’da yer alan ve elli yılı aşkın süredir işletilen Angren YKG tesisi de ilk olarak Eski Sovyetler Birliği zamanında başlamıştır (Saptikov, 2018).

Eski Sovyetler Birliği’ni ABD’de yürütülen çalışmalar takip etmiştir. Bu çalışmalar teknolojik gelişmeler ile birlikte doğal gaz fiyatlarının etkisiyle sektöre ugramıştır. Doğal gazı üretmek ve işlemek görece daha kolay ve ucuzdur. 20. yüzyılın sonlarına doğru geldiğinde, kömürden temiz yakıt eldesi konularında artan eğilimle beraber Avrupa’da Belçika, İspanya ve Polonya’da; Avustralya’da ise Queensland eyaleti sınırlarında yer alan Chinchilla ve Bloodwood Creek kömür damarlarında denemeler yapılmıştır. Her ülke kendi kömür damarlarının gazlaştırılabilirliği üzerinde çalışmıştır. Örneğin, Eski Sovyetler Birliği’nde linyit rezervlerinin fazlalığı sebebiyle daha çok linyit damarları üzerinde YKG çalışmaları yapılmıştır. ABD’deyse alt-bitümlü ve bitümlü kömürler üzerinde araştırmalar yapılmıştır.

Bazılarının literatürde önemli yere sahip olduğu, dünya çapında gerçekleştirilmiş YKG çalışmalarının özeti Çizelge 4’te gösterilmiştir. Avrupa’da Thulin, Avustralya’da Chinchilla ve Bloodwood Creek, ABD’de Hanna serileri ve Rocky Mountain, Eski Sovyetler Birliği’nde Podmoskovnoya, Shatskaya ve Özbekistan’da devam eden Angrenskaya YKG denemeleri bu çalışmada özetlenmiştir.

Çizelge 4. Dünya genelinde gerçek saha ölçeğinde gerçekleştirilen YKG denemeleri.

Proje	Yer	Yıl	Rank	Derinlik (m)	Kalınlık (m)	Enjeksiyon Akışkanı	Kaynak
Angrenskaya	Özbekistan	1952	Linyit	150	9,2	Hava	(Dolores Olness, 1982)
Podmoskovnoya	ES	1941	Linyit	48	3	Hava	(Crombrugghe, 1959)
Lisichansk	ES	1948	Bitümlü	150-350	1	O ₂ -Hava	(Dolores Olness, 1978)
Shatskaya	ES	1955	Linyit	40	1,9	Hava	(Dolores Olness, 1981b)
Abinskaya	ES	1955	Bitümlü	100	3	Hava	(Gregg vd., 1976)
Hanna I	ABD	1973	Bitümlü	114	9	Hava	(D. W. Camp, 2017)
Hanna II	ABD	1975	Bitümlü	84	9	Hava	(D. W. Camp, 2017)
Hanna III	ABD	1977	Bitümlü	50	9	Hava	(D. W. Camp, 2017)
Hanna IV(A-B)	ABD	1978	Bitümlü	98	9	Hava	(D. W. Camp, 2017)
Pricetown	ABD	1979	Bitümlü	270	2	Hava	(D. W. Camp, 2017)
Hoe Creek I	ABD	1976	AB	40	3,4-7,6	Hava	(D. W. Camp, 2017)
Hoe Creek II	ABD	1977	AB	38	3,5-7,6	Hava-O ₂ -H ₂ O	(D. W. Camp, 2017)
Hoe Creek III	ABD	1979	AB	54	3,6-7,6	Hava-O ₂ -H ₂ O	(D. W. Camp, 2017)
Rawlins I	ABD	1979	AB	113	11,4	O ₂ -H ₂ O	(D. W. Camp, 2017)
Rawlins II	ABD	1981	AB	155	11,4	O ₂ -H ₂ O	(D. W. Camp, 2017)
Centralia	ABD	1982	AB	16	11	O ₂ -H ₂ O	(D. W. Camp, 2017)
Rocky Mountain	ABD	1987	Bitümlü	112	9	O ₂ -H ₂ O	(D. W. Camp, 2017)
Swan Hills	Kanada	2011	Bitümlü	1400	4,5	O ₂ -H ₂ O	(Perkins, 2018)
Newman Spinney	BK	1949	Bitümlü	75	1	Hava	(Sarhosis vd., 2018)
Thulin	Belçika	1976	SA	860	6,9	O ₂ -Hava-H ₂ O	(Chandelle vd., 1989)
El Tremedal	İspanya	1997	AB	560	2	O ₂ -Hava	(Sarhosis vd., 2018)
Barbara Madeni	Polonya	2010	Antrasit	30	1,5	O ₂ -Hava	(Wiatowski vd., 2015)
Wieczorek	Polonya	2014	AB	465	5,5	O ₂ /CO ₂ -Hava	(Mocek vd., 2016)
Chinchilla	Avustralya	1999	AB	130	10	O ₂ -Hava	(Perkins vd., 2016)
Bloodwood Creek	Avustralya	2008	AB	200	9	Hava-O ₂ -H ₂ O	(Walker, 2018)
Xinhe	Çin	1994	Bitümlü	80	3,5	Hava-H ₂ O	(Li vd., 2007)
Liuzhuang	Çin	1996	YU	100	3	Hava-H ₂ O	(Li vd., 2007)
Xinwen	Çin	2000	YU	100	1,8	Hava-H ₂ O	(Li vd., 2007)
Feichang	Çin	2001	Bitümlü	90	1,5	Hava	(Li vd., 2007)
Xiyang	Çin	2001	Antrasit	190	6	Hava-H ₂ O	(Li vd., 2007)

BK: Birleşik Krallık, ES: Eski Sovyetler, AB: Alt-Bitümlü, SA: Semi Antrasit, YU: Yüksek Uçuculu

2.1. Thulin (Belçika-Almanya)

Thulin YKG projesi ilk olarak 1976 yılında ortaya atılmış ve Avrupa Komisyonu (European Commission), Batı Almanya ve Belçika tarafından desteklenmiştir. Bu proje ilk derin YKG denemesi olup, 800 metrede bulunan semi antrasit kömür damarının gazlaştırılması hedeflenmiştir (Chandelle vd., 1989; Sarhosis vd., 2018). Gazlaştırılması hedeflenen kömür damarı Thulin civarlarında bulunan Leopold-Charles semi antrasit kömür damarının bir parçasıdır. Bu damar yaklaşık olarak 860 metre derinlikte 6,9 m kalınlığa sahiptir. Damarda bulunan kömür %0,83 nem, 9,25 kül, 12,20 uçucu madde ve 77,72 sabit karbon içeriğine sahiptir. Kömürün üst ısıl değeri 32,1 GJ/ton'dur (Chandelle vd., 1989).

Kömür damarının doğal geçirgenliği düşük olduğundan, geri yanma tekniği uygulanarak enjeksiyon ve üretim kuyuları arasında bağlantı kurulması amaçlanmıştır. Kömür damarının yüksek litostatik basınca sahip olması yüzünden bu teknikte bağlantı kurulamamıştır. Daha sonrasında, düşük çaplı yatay sondaj uygulaması ile kuyular arasında bağlantı sağlanmıştır (Chandelle vd., 1989; Sarhosis vd., 201).

Enjeksiyon akışkanı olarak ilk başta O_2 'ce zengin hava ve su karışımı (%30 O_2) denenmiştir, daha sonrasında O_2 - H_2O karışımı (%50-60 O_2) kullanılmıştır. O_2 'ce zengin H_2O , 130 Nm^3/s debi ile enjekte edildiğinde, sentez gazı ısıl değeri 8,5 MJ/ Nm^3 ; 360 Nm^3/s debi ile enjekte edildiğinde ise 10,6 MJ/ Nm^3 seviyesine ulaşmıştır. Bunun sebebi, yüksek debi ile yapılan enjeksiyonda üretilen hidrojen seviyesinin 2,5 katında gerçekleşmesidir (Chandelle vd., 1989).

2.2. Chinchilla (Avustralya)

Avustralya kömür zengini ülkelerden birisidir ve elektrik enerjisi ihtiyacının %60'ından fazlasını kömür kullanarak karşılamaktadır (EIA, 2017). Bugüne kadar, temiz yollarla enerji üretimi için YKG yöntemi gibi çeşitli yöntemler gerçek saha ölçeğinde denenmiştir. Chinchilla kömür sahası YKG pilot denemesi için uygun bulunmuş ve çeşitli deneyler bu sahada yürütülmüştür. Chinchilla sahasındaki, MacAlister alt-bitümlü kömür damarı 130 m derinlikte ve 10 m kalınlıktadır (Walker, 2018). Kömür; % 9,3 nem, 32,7 kül, 31,4 uçucu madde ve 26,7 sabit karbon içeriğine sahip, alt bitümlü bir kömürdür. Kömürün alt ısıl değeri 18,7 GJ/ton'dur (Perkins vd., 2016).

Operasyona başlamadan önce, elektriksel güç potansiyeli 67 MWe olacak bir entegre gazlaştırma kombine çevrimi santrali kurulması planlanmıştır (Walker, 2018). İlk aşama 1999 yılı sonunda başlamış ve 2002 yılına kadar devam etmiştir. Chinchilla pilot saha denemesi, eski Sovyetler Birliğinden bu yana yürütülmüş en büyük ve uzun süreli çalışmadır (Michael S. Blinderman & Anderson, 2004). İlk operasyona başlanan 1999 yılından 2013 yılına kadar deney çeşitli aşamalarla devam ettirilmiştir. Bu aşamalar sırasında geliştirme yöntemleri ve farklı enjeksiyon akışkanı kompozisyonlarının operasyonun verimi üzerine etkileri değerlendirilmiştir (Perkins vd., 2016).

Sürdürülebilir bir şekilde 30 aylık zaman diliminde sentez gazı üretimi sağlanmıştır (Michael S. Blinderman & Anderson, 2004). İlk aşamada, enjeksiyon akışkanı olarak hava kullanılmış ve ortalama sentez gazı ısıl değeri 5-6 MJ/ Nm^3 olarak gerçekleşmiştir. İlk üç aşamada BDK yöntemi ile sonraki iki aşamada AEN yöntemi ile üretim yapılmıştır. Enjeksiyon akışkanı olarak; hava, O_2 'ce zengin hava ve saf O_2 kullanılmıştır. Sadece hava kullanıldığında sentez gazı ısıl değeri 5-6, O_2 ve O_2 'ce zengin hava kullanıldığında ise 10-11 MJ/ Nm^3 mertebelerinde gerçekleşmiştir (Perkins vd., 2016).

İlk iki aşamadaki yapılan gazlaştırmalar elektriksel güç üretimi amacıyla yapılmıştır, fakat üçüncü aşamadaki gazlaştırma işlemi gazdan sıvı hidrokarbon eldesi (gas to liquid - GTL) hedefiyle gerçekleştirilmiştir. Bu hedef doğrultusunda bir tesis kurulmuştur ve bu tesis dünyanın ilk YKG temelli sentetik yakıt üretim tesisidir (Perkins vd., 2016).

Chinchilla'da toplam beş gazlaştırma operasyonu yapılmıştır. İkinci ve beşinci gazlaştırma operasyonları sırasında operasyon basıncı hidrostatik basıncın üzerine çıkmıştır, bu nedenle yüzeyde ve gözlem kuyularında sentez gazına rastlanmıştır. Aynı zamanda üçüncü gazlaştırma operasyonu için delinen kuyuların sondajı sırasında üst yeraltı bölgelerinde sentez gazı buluntuları saptanmıştır. Son olarak dördüncü gazlaştırma operasyonunda yüzeyde sentez gazı emareleri görülmüştür (Walker, 2018). Chinchilla'da yürütülen operasyonlar YKG'nin sürdürülebilir bir şekilde yürütülebileceğine dair önemli pilot testlerdendir. Chinchilla'daki operasyonlar yaklaşık on beş yıl boyunca devam etmiştir. 2016 yılına gelindiğinde Queensland eyaleti federal hükümeti yeraltı kirliliğinin önlenmesi ve çevre korunumu amacıyla operasyonların durdurulması kararını almıştır (The Queensland Government, 2016).

2.3. Bloodwood Creek

Bloodwood Creek YKG pilot testi Chinchilla sahasına yakın bir konumda MacAlister kömür damarı hedeflenerek uygulanmıştır (Perkins, 2018). Kömür damarının özellikleri ve karakteristiği, Chinchilla'daki ile benzerdir fakat derinlik 200 m civarındadır. İlk gazlaştırma denemesi 2008 yılında yapılmıştır. Hava ve O_2 -su buharı karışımları enjeksiyon akışkanı olarak uygulanmıştır. Bu denemeler sırasında AEN tekniği ile operasyon yürütülmüştür. Ortalama enerji üretim kapasitesi 325 GJ/gün olarak gerçekleştirerek 3,76 MW'lık bir güç elde edilmiştir. Enjeksiyon akışkanı olarak hava kullanıldığında, Chinchilla'ya benzer bir şekilde; 5,7 MJ/ Nm^3 ve O_2 / H_2O kullanıldığında ise 10,9 MJ/ Nm^3 ısıl değere sahip sentez gazı üretimi gerçekleşmiştir (Walker, 2018).

Bloodwood Creek'te yer alan kömür damarı, geçirimsiz silttaşı ve killi kum taşı ile çevrelenmiştir ve hidrostatik basınç 1550 kPa civarındadır (Mallett, 2018). Bu yüzden gaz kaçaklarını önlemek için operasyon basıncı 1220 kPa civarında kısıtlanmıştır. Buna rağmen gazlaştırma aşaması sırasında oluşan boşluklu yapıya yeraltı suyunun girişi sonucu, gazlaştırılan bölgenin yakınlarında sentez gazı örneklerine rastlanmıştır. Bu sentez gazının, su giriş debisinin artışına bağlı olarak azalan hidrostatik basınç dolayısıyla kaçtığı düşünülmektedir (Mallett, 2018). Bunun sonucunda operasyon basıncı düşürülmüştür. Operasyon basıncı düşürülünce hidrostatik basınç tekrar operasyon basıncının üzerine çıkmış ve kirli yeraltı suyu boşluklu yapıya girmiştir. Daha sonrasında bu kirlenmiş su, kuyu vasıtasıyla üretilmiş ve temizleme gerçekleştirilmiştir.

2.4. Hanna Serileri (ABD)

Hanna serisi, YKG'nin ABD'deki ilk büyük ölçekli girişimidir. Proje birçok pilot test çalışmasını içermektedir. Bu çalışmaların tümü Hanna, Wyoming'de ABD Maden Dairesi, Laramie Enerji Araştırma Merkezi (LERC) (Laramie Enerji Teknoloji Merkezi (LETC) olarak yeniden adlandırıldı) tarafından yürütülmüştür. Hanna tesisinde 1973'ten 1979'a kadar toplam dokuz pilot test gerçekleştirilmiştir. Teknik ve operasyon güvenliğindeki aksaklıklar sebebiyle proje sonlandırılmıştır. Hanna serisiyle birlikte Rocky Mountain projesi de bu sahada uygulanmıştır (D. W. Camp, 2017).

Hanna sahasında bulunan kömür damarı, yüksek uçuculuğa sahip bitümlü bir kömürdür ve düşük eğim açısına (<7°) sahiptir.

Sahanın, düşük eğim açısına, yüksek kaliteli bitümlü kömüre ve yaklaşık 9 m damar kalınlığına sahip olması sebebiyle YKG operasyonu için uygun olduğu düşünülmüştür. Hem Hanna serisi hem de Rocky Mountain serisinde yer alan kömür damarının kısmi tahlihi benzerdir. Kısmi analiz sonucunda kömürün 20.000 kJ/kg ısı değere, % 0,7 kükürt, % 8,8 nem, % 27,3 kül, % 32,0 uçucu madde ve % 31,9 sabit karbon içeriğine sahip olduğu anlaşılmıştır (D. W. Camp, 2017).

Hanna serisinde gerçekleştirilen YKG çalışmaları Hanna I, Hanna II, Hanna III ve Hanna IV olmak üzere dört ana projeye ayrılmıştır. Hanna I projesinde kuyular arası bağlantı geri yanma ile sağlanmıştır. Hava enjekte edilerek gerçekleştirilen YKG ile 4,7 MJ/Nm³ ısı değere sahip sentez gazı üretilmiştir. Hanna II projesi Hanna I'e çoğu açıdan benzemektedir, temel fark operasyonel değişkenlerdir. İki fazdan oluşan Hanna II projesinde her iki faz için de kuyular arası bağlantı geri yanma ile sağlanmıştır. Hanna I'e göre kuyular arası mesafe kısaltılmış ve daha verimli gazlaştırma sağlanması amaçlanmıştır. Hava enjekte edilerek gazlaştırma gerçekleştirilmiş ve üretilen sentez gazının ısı değeri birinci ve ikinci faz için sırasıyla 5,4 MJ/Nm³ ve 6,52 MJ/Nm³'tür. Hanna III, temel olarak YKG işleminin yeraltı suları üzerindeki etkisini ve su akışının YKG işlemini nasıl etkilediğini gözlemlemeyi amaçlamıştır. Kuyuların birbirine bağlanması geri yanma ile sağlanmış ve hava enjekte edilerek gazlaştırma gerçekleştirilmiştir. Üretilen sentez gazının ortalama ısı değeri 5,14 MJ/Nm³'tür. Hanna IV, kuyular arası mesafe dışında önceki Hanna projelerine benzemektedir. Kuyu aralığı yaklaşık 30 metre olmakla önceki Hanna projelerinden daha fazladır. Kuyular arası bağlantı geri yanma ve hidrolik çatlatma ile sağlanmıştır. Operasyon bölgesindeki faylanma nedeniyle ek operasyonel problemlerle karşılaşmış; bu nedenle, Hanna IV iki faza ayrılmıştır. Bunlar Faz A ve Faz B'dir (Faz A'da operasyonel sorunlar yaşanmıştır). Faz A ve Faz B'de gerçekleştirilen YKG işlemi sonucunda sırasıyla 3,91 MJ/Nm³ ve 5,02 MJ/Nm³ ısı değere sahip sentez gazı üretilmiştir (Bartke, T. C. Fischer, D. D. King, S. B. Boyd, R. M. Humphrey, 1985; D. W. Camp, 2017).

2.5. Rocky Mountain (ABD)

Rocky Mountain I projesi 1986-1988 yılları arasında Hanna tesisinin güneydoğusunda yürütülmüştür. Proje temel olarak ABD Enerji Bakanlığı ve endüstri tarafından finanse edilmiştir. Rocky Mountain I'in ABD'de YKG'nin en başarılı, en büyük ve son pilot çalışması olduğu düşünülmektedir. Proje esas olarak yeraltı suyu kirlenmesini yönetmeyi ve tanımlamayı amaçlamıştır. Test sahasındaki kömür, Hanna sahasındaki kömür ile benzer özelliklere sahip bitümlü kömürdür. Rocky Mountain I projesi, AEN ve ELW (genişletilmiş bağlantılı kuyu) olmak üzere iki modül içerir. Bu modüllerin çalışma derinliği AEN için 108 m ve ELW için 112 m'dir (D. W. Camp, 2017). AEN modülünde, YKG işlemi için yönlü olarak açılan enjeksiyon kuyusu ve dikey olarak açılan üretim kuyuları kullanılmıştır. Buhar-O₂ karışımı enjeksiyonu ile gazlaştırma sağlanmış ve 11,3 MJ/Nm³ ısı değerinde sentez gazı üretilmiştir. ELW modülünde ise enjeksiyon kuyuları dikey, üretim kuyusu ise yataydır. Buhar-O₂ enjekte edilerek gerçekleştirilen gazlaştırma sonucunda ortalama ısı değeri 10,4 MJ/Nm³ olan sentez gazı üretilmiştir (Perkins vd., 2016).

Saha terk edildikten sonra yeraltı suyu kirlenmesini önlemek için "Temiz Oyuk" (Clean Cavern) yöntemi geliştirilmiştir. Enjeksiyon basıncı çevre hidrostatik basıncın altında tutularak, oyuktan çevre formasyonlara gaz akışının engellenmesi ve gazlaştırma sonrasında oyuğun buharla yıkanarak soğutulması amaçlanmıştır. Genel olarak başarılı olunmasının yanında hem AEN hem de ELW modüllerinin kısa mesafeli geri yanma süresi boyunca enjeksiyon

basıncı, çevre formasyonların basıncından 4-7 bar daha yüksek kalmıştır. Bu dönemde gözlem kuyularından yeraltı sularında kirlenme tespit edilmiş ve hızlı önlem alınmıştır (D. W. Camp, 2017).

2.6. Eski Sovyetler Birliği

Eski Sovyetler Birliği, YKG çalışmalarına başlayan ilk ülkedir. Eski Sovyetler Birliği, 1930'lardan itibaren yoğun bir YKG araştırma ve geliştirme programı başlatmıştır (Shafirovich & Varma, 2009) YKG faaliyeti, başta Angren, Shatskaya, Yuzhno-Abinsk, Lisichansk ve Podmoskovia olmak üzere birçok yerde başarıyla gerçekleştirilmiştir (Burton vd., 2006). 1960'ların başında, YKG en yüksek seviyesine ulaşmıştır, ancak bu dönemde Eski Sovyetler Birliği'nde, büyük petrol ve gaz rezervleri keşfedilmiştir ve araştırma programlarının odağı, düşük ısı değere sahip sentez gazı yerine, daha yüksek ısı değere sahip doğal gaz kaymıştır (Klimenko, 2009). Sovyet deneyimi, YKG tarihi boyunca ticari ölçekte gerçekleştirilmiş ilk ve en uzun süren uygulamaya sahip olması nedeniyle önemlidir. Bu erken çabalar belgelenmiştir; ancak kullanılan terminolojinin farklı olması, mevcut tüm belgelerin tercüme edilmeyişi ve verilerin çelişkili olması nedeniyle doğru bir özet çıkarmak güçtür. Bu belgeler, Gregg ve Edgar (Gregg & Edgar, 1978) tarafından özetlenmiştir.

2.6.1. Podmoskovnaya

1940'ta Podmoskovnaya sahasının gazlaştırılması için çalışmalar başlatılmış ve 1941'de ilk sentez gazı üretimi gerçekleştirilmiştir. Podmoskovnaya sahası, Moskova'nın 193 kilometre güneyinde yer alan Tula'nın 3 km güneyinde, Podmoskovnaya kömür havzasında yer almaktadır. Uygulama öncesi 5 yıl araştırma ve geliştirme yapılmıştır. Bu süre zarfında üretilen gaz miktarı 153 milyon m³ ve gazın ısı değeri yaklaşık 3,35 MJ/Nm³'tür (Dolores Olness, 1981a). 1963 yılına kadar Podmoskovnaya üretim tesisi, bulunduğu bölgenin enerji ihtiyacını karşılayan küçük bir tesis olarak çalışmıştır. Gazlaştırma operasyonu, Nova Basovsk ve Gosteev olmak üzere iki ana kömür damarında gerçekleştirilmiştir. Nova Basovsk damarı ortalama 48 m derinliğe ve 2,7 m kalınlığa sahiptir (Crombrugge, 1959). Gosteev damarının derinliği Nova Basovsk ile aynıdır ve ortalama kalınlığı 3-4 metre arasındadır (Crombrugge, 1959). Gosteev damarında kül içeriği yüzde 35-43, Nova Basovsk damarında kül içeriği yüzde 25-35 arasında değişmektedir. Linyitin ortalama ısı değeri yaklaşık 11,39 MJ/kg'dır (Dolores Olness, 1981a).

2.6.2. Angrenskaya

Angrenskaya, Taşkent'in 120 km güneydoğusunda yer almaktadır. Bir kısmı YKG için tasarlanmış istasyonun kurulu gücü 400 MW'dır. Gazlaştırma operasyonu 1952'de başlatılmıştır ve bir araştırma denemesi olarak değil, ticari bir işletme olarak kurulmuştur. 1961'de endüstriyel operasyon başlatılmıştır (Matveev, 1957). Bu tesis, yaklaşık 3,77 MJ/Nm³ ile 4,19 MJ/Nm³ arasında bir ısı değerinde, yılda bir milyar m³ gaz sağlayacak şekilde tasarlanmıştır. Ancak bu ısı değere hiçbir zaman ulaşamamıştır. Ayrıca ortalama gazlaştırma oranı 2,67 m³/kg'dır. Kömür damarı yaklaşık 150 m derinliğe sahip ve kalınlığı ortalama 9,2 m'dir (Dolores Olness, 1982).

2.6.3. Shatskaya

Shatskaya, Moskova'nın 193 kilometre güneyinde yer almaktadır. Deneysel çalışmalar 1955 yılında Moskova Havzası'ndaki Shat-

skaya kömür madeninde başlamıştır. Yaklaşık 4 yıl sonra, iki adet 12 MW jeneratör ile işletmeye başlamıştır. 17 yıl ticari faaliyet gösteren işletme, Eski Sovyetler Birliği'nin YKG denemelerinin arasında en etkililerindedir. Hedeflenen sentez gazı üretiminin %70'i gerçekleştirilmiştir. Kömür damarının ortalama derinliği 40 m, kalınlığı 1,9 m'dir. Shatskaya sahasındaki kömür, %27 kül oranına, %38 uçucu madde oranına sahip linyittir (Dolores Olness, 1981b).

3. Çevresel Etkileri Azaltma Yöntemleri

Madencilğe elverişli olmayan kömür kaynaklarının kullanılabilmesi açısından YKG alternatif bir yöntemdir. Bu nedenle enerji üretim çeşitliliği açısından önemli bir potansiyele sahiptir. YKG, bu önemli potansiyelin yanı sıra bazı sorunları da beraberinde getirmektedir. YKG'nin neden olduğu bu çevresel sorunlar; çökmelere bağlı yüzeydeki deformasyonlar, toprak ve yeraltı suyunun kirlenmesi olarak özetlenebilir. YKG sırasında ortaya çıkan kimyasallar doğru şekilde kontrol altına alınmazsa, sızıntı yoluyla yeraltı suyu veya toprağı kirletebilir. YKG işleminde üretilen BTEX (Benzen, Toluen, Etilen, Ksilen) bileşikler, fenoller ve aromatikler yeraltındaki "reaktörden" çevredeki katmanlara yayılarak yeraltı suyu kirlenmesine neden olabilir (David W Camp & White, 2015). YKG'nin çevresel sorunlarına somut örneklerinden biri, Rocky Mountain sahasındaki pilot çalışmadır. Bu YKG projesi sonucunda yeraltı sularının önemli ölçüde bor, amonyak ve fenollerle kirlendiği tespit edilmiştir (Monk vd., 2016)

3.1. Yeraltı Suyu

YKG, kömürden enerji ve hammadde üretmek için nispeten çevre dostu bir yöntemdir. Bununla birlikte, YKG sırasında oluşan boşlukta organik ve inorganik kirleticiler birikir. Bu kirleticiler zamanla çevredeki katmanlara yayılabilir, yeraltı sularına nüfuz edebilir ve yeraltı suyunu kirletebilirler. İnorganik kirleticilerin ana kaynağı küldür. Reaktör çevreleyen tabakanın geçirgenliği ve jeolojik özellikleri ile bölgenin hidrojeolojisi, sıvı fazdaki kirleticilerin çevreye taşınmasını etkileyen faktörlerdir (Liu vd., 2007). YKG operasyonu uygulanacak saha seçimi sırasında kirlenmelerin önüne geçmek için bu faktörler dikkate alınmalıdır.

Saha deneyimleri, operasyon basıncı hidrostatik basıncın altında tutulduğunda yeraltı suyu kirliliğinin yönetilebilir olduğunu göstermektedir. Basınç farkı nedeniyle formasyondaki yeraltı suyu operasyon sırasında oluşan boşluğa akar. Böylece, kirleticilerin çevreye yayılması önemli ölçüde azaltılabilir. Derinlerdeki yeraltı suyu genellikle tuzludur ve tatlı su olarak kullanılmaya uygun değildir (Burton vd., 2006). Yeraltı suyunun kirlenmesini önlemek ve azaltmak için bir dizi öneri Camp ve White tarafından sunulmuştur (David W Camp & White, 2015). Buna göre yer seçimi YKG için oldukça önemlidir. Yeraltı suyunun kirlenmesini önlemek için seçilen kömür damarının tatlı su akiferlerinden uzak olması gerekir. Düşük eğim açısı, sentez gazının geçirgen kömür damarından bir yol ile yüzeye hareket etmesini güçleştirir. Reaktörde oluşan kirleticilerin çevreye yayılmasını önlemek için yeraltındaki reaktörün derinde olması, kömür damarını çevreleyen katmanın geçirgenliğinin düşük olması, fay yoğunluğunun düşük olması ve kuyunun sızıntıya izin vermeyecek şekilde tamamlanması gerekmektedir (D. W. Camp, 2017). YKG sırasında veya sonrasında, boşlukta veya formasyon çevresindeki kirlenmiş suyun yüzeye pompalandıktan sonra arıtılması veya bertaraf edilmesi, yeraltı suyu kirlenmesini azaltmak için başka bir etkili yöntemdir. Böylece yüksek hareket kabiliyetine sahip kirleticiler reaktörden ve çevresinden uzaklaştırılır ve yeraltı sularına karışmaları engellenir (Liu vd., 2007).

3.2. Çökme Sorunu

Yeraltı gazlaştırma sürecinde kömür yandıkça boşluk oluşacaktır. Boşluk büyüdükçe çökme riski artacaktır. Kömür damarının kalınlığı ve derinliği, formasyonun jeomekanik ve jeolojik özellikleri çökmeyi etkileyen faktörlerdir (Liu vd., 2007). Bununla birlikte, oluşan boşluğun neden olduğu çökmenin en fazla 0,5 metre olduğu tahmin edilmektedir (Beath vd., 2004). Dolayısıyla bu çökme, çevreyi ve doğal yaşamı tehdit etmenin uzağındadır. Ek olarak, geleneksel kömür madenciliğinin aksine, YKG işleminde sadece sentez gazı üretilir; kül, ağır metal tuzları ve diğer maddeler yeraltında kalır. Böylece, bu maddeler boşlukta bir hacim kapladıkları için çökmeyi azaltmaya yardımcı olmaktadır (Fei, 2016). Olası tehlikeleri önlemek için gazlaştırılacak kömür damarını yerleşim yerlerinden ve yollardan uzakta seçmek önemlidir.

4. Türkiye Üzerine Değerlendirmeler

Dünya linyit rezervlerinin yaklaşık 19,32 milyar tonluk pay ile %8,7'si ülkemizde bulunmaktadır. Düşük dereceli alt-bitümlü ve linyit rezervlerinin toplamının ise %3,6'sı Türkiye'dedir (MTA, 2020; TKİ, 2020). Aynı zamanda ülkemizde 1,6 milyar tonluk bitümlü kömür rezervi de bulunmaktadır (MTA, 2020). TEİAŞ verilerine göre 2019 yılı sonu itibarıyla, elektrik üretiminin yaklaşık %35'i kömür kaynaklı gerçekleşmiştir ve toplam kurulu elektrik gücümüz içerisinde 2019 itibarıyla kömürün payı %21,4'tür. Tüm bunların yanında ithal kömür, elektrik üretimindeki %19'luk pay ile yerli linyit, taş kömürü ve asfaltit kaynaklarının payını geride bırakmıştır (TEİAŞ, 2020).

Türkiye'de son yıllarda yüzey kömür gazlaştırması alanında pilot ölçekte çeşitli projeler yapılmıştır. Bunlar TKİ ve TÜBİTAK işbirliği ile yapılmışTunçbilek Kömür Gazlaştırma Tesisi - Metanol ve/veya Elektrik Üretimi (Kojenerasyon) Projesi ve Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt ve Vaks Üretimi Projesidir (TRİJEN). Tunçbilekte yapılan projede sürüklemeli ve akışkan yataklı iki tesiste Tunçbilek Linyiti gazlaştırılmıştır. Üretilen sentez gazından metanol ve elektrik üretimi amaçlanmıştır. TRİJEN projesinde ise akışkan yataklı tesise % 75 linyit ve % 25 biyokütle karışımı gazlaştırılarak sıvı yakıt üretilmek amaçlanmıştır (Aktan, 2021).

Yeraltı kömür gazlaştırması açısından Türkiye'nin durumu değerlendirildiğinde, gerekli linyit rezervimizin olduğu fakat araştırmaların laboratuvar düzeyinde kaldığı, pilot ölçekte bir çalışma olmadığı görülmektedir. Ülkemiz linyitlerinde yapılan çalışmalar, yüksek uçuculuğa sahip linyitlerin gazlaştırma potansiyelinin yüksek olduğunu göstermiştir (Dinçer, 2018). Şimdiye kadar Malkara Pirinççesme linyiti üzerine deneysel çalışma yapılmıştır (Gur vd., 2017). Çalışmada, laboratuvar ortamında blok olarak gazlaştırma yapılmıştır. Kavite geometrisi incelenmesinin yanında farklı akışkan enjeksiyonlarının gazlaştırma üzerine etkisi de incelenmiştir. Bu çalışmada Malkara sahası ile ilgili jeolojik etmenler veya saha koşulları incelenmemiştir fakat Malkara linyitinin yüksek nem içeriği sayesinde yüksek hidrojen üretimi ve dolayısıyla yüksek sentez gaz ısı değeri sağladığı ortaya konulmuştur.

Türkiye'nin linyit rezervinin miktarı ve yapılan çalışmalar ülkemiz linyitlerinin gazlaştırma potansiyelinin varlığını göstermektedir. Bu potansiyelin daha kapsamlı hesaplanabilmesi için YKG saha seçim kriterlerine uyan sahalara belirlenmelidir. Belirlenen sahalarda özelinde gerekli laboratuvar çalışmaları yapıp daha sonra eğer uygunsa pilot ölçekli YKG tesisi kurulmalıdır.

YKG tekniği, yerli kaynakların enerji üretimi içerisindeki payını arttırmak ve alternatif yollarla enerji eldesi sağlamak için Türkiye'de bir seçenek yaratabilir. Son yıllarda ülkemizin kömür

rezervleri yeni keşiflerle önemli ölçüde artmıştır. Örneğin, ELİ Soma sahasında 2016'da 655 milyon ton olan rezerv 2020'de 861 milyon ton olmuştur. Tekirdağ-Çerkezköy sahasında ise 2016'da 415 milyon ton olan rezerv 2020'de 574 milyon ton olarak güncellenmiştir (MTA, 2020; TKİ, 2016). Ancak bu kaynakların tamamı geleneksel madencilige uygun olmayabilir.

Kömürün yeraltında gazlaştırılması, madencilige elverişli olmayan sahaların geliştirilmesi için önemli bir yöntem olarak değerlendirilebilir. Konu ile ilgili bilgi birikimimizi arttırmamız için seçilecek sahalarda pilot uygulamalara ihtiyaç vardır.

Sonuçlar

Yeraltı kömür gazlaştırma tekniği kömürden daha güvenli ve görece temiz bir şekilde enerji üretimi ve geleneksel madencilik yollarıyla üretimi yapılamayan kömür damarlarının değerlendirilmesi için alternatif bir yöntem olarak ortaya çıkmıştır. Yüz yılı aşkın bir süredir teknik üzerine dünyanın çeşitli bölgelerinde çalışmalar yapılmıştır. Yapılan çalışmalardan da anlaşılabilirliği üzere tekniğin linyitten antrasite kadar her ranktaki kömürlere uygulanabilirliği ortaya konmuştur. İncelenen sahalardan elde edilen sonuçlar şu şekilde özetlenebilir:

- Dünya genelinde gerçekleştirilen çalışmaların büyük çoğunluğu pilot düzeyde kalmıştır. Ticari ölçekteki çalışmalar sınırlıdır.
- Uçucu madde oranı yüksek, düşük ranklı kömürlerin yerinde gazlaştırma performansları yüksek ranklı kömürlere göre daha yüksektir.
- Kömürün nem içeriği ve sentez gazı ısı değeri arasında ters bir orantı mevcuttur.
- Su girişi görel olarak düşük olduğunda sentez gazı ısı değerini artırırken, yüksek değerlerde ısı değeri düşürmektedir.
- Artan kül içeriği prosesin verimini düşürür.
- Tatlı su akiferlerini kirletme olasılığını düşürmek için 200 m den derin damarlar seçilmelidir.
- Bir metreden ince kömür damarları YKG için önerilmektedir.
- Sentez gazın ısı değeri basılan gazın oksijen içeriği ile birlikte artmaktadır.
- Zararlı gazların boşluk içerisinde tutulabilmesi için enjeksiyon basıncının hidrostatik basıncın altında olması önerilmektedir.
- Belirli bir miktar su girişinin sentez gazının ısı değeri üzerinde olumlu bir etkisi vardır.

Kaynaklar

Aktan, M. (2021). Kömür Gazlaştırmanın Türkiye Açısından Stratejik Önemli. *MT Bilimsel*, 20, 85–106.D

Antonova, R. I., Garkusha, I. S., Gershevich, E. G., Kreinin, E. V., Govroy, N. V., Semenenko, D. K., & Fedorov. 1967. Study of some regular parameters of underground coal gasification. *Khim. Tverd. Topl.*

Bartke, T. C. Fischer, D. D. King, S. B. Boyd, R. M. Humphrey, A. E. 1985. Hanna, Wyoming Underground Coal Gasification Data Base. Volume 1. General Information and Executive Summary. Hanna, Wyoming Underground Coal Gasification Data Base, 53.

Basu, P. 2018. Gasification theory. İçinde P. Basu (Ed.), *Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory* (3. baskı,

ss. 211–262). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812992-0.00007-8>

Beath, A., Craig, S., Littleboy, A., Mark, R., & Mallett, C. 2004. Underground Coal Gasification : Evaluating Environmental Barriers. CSIRO Energy Transformed Flagship report, August.

Bhutto, A. W., Bazmi, A. A., & Zahedi, G. 2013 Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(1), 189–214. <https://doi.org/10.1016/j.peccs.2012.09.004>

Blinderman, M. S., Blinderman, A., & Taskaev, A. 2018. What makes a UCG technology ready for commercial application? İçinde *Underground Coal Gasification and Combustion*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00012-8>

Blinderman, Michael S., & Anderson, B. 2004. Underground Coal Gasification for Power Generation: High Efficiency and CO₂-Emissions. ASME 2004 Power Conference, 1–7. <https://doi.org/10.1115/POWER2004-52036>

Blinderman, Michael S., & Klimenko, A. Y. 2018. Underground Coal Gasification and Combustion. İçinde Michael S. Blinderman & A. Y. Klimenko (Ed.), *Underground Coal Gasification and Combustion*. Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03452-1>

Blinderman, Michael S., Saulov, D. N., & Klimenko, A. Y. 2008. Exergy optimisation of reverse combustion linking in underground coal gasification. *Journal of the Energy Institute*, 81(1), 7–13. <https://doi.org/10.1179/174602208X269427>

Burton, E., Friedmann, J., & Upadhye, R. 2006. Best Practices in Underground Coal Gasification. Contract No. W-7405-Eng-48, Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA.

Camp, D. W. 2017. Underground coal gasification research and development in the United States. *Underground Coal Gasification and Combustion*, June, 59–127. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00004-9>

Camp, David W, & White, J. A. 2015. Underground Coal Gasification: An Overview of Groundwater Contamination Hazards and Mitigation Strategies. Lawrence Livermore National Laboratory, March.

Chandelle, V., Li, T.-K., Ledent, P., Patigny, J., Henquet, H., Kowol, K., Masson, G., & Mostade, M. 1989. Belgo-German experiment on underground gasification. İçinde Commission of the European Communities - Energy. <https://www.osti.gov/etdweb/biblio/7790692>

Crombrugge, O. 1959. Underground Gasification (of Coal) in the U.S.S.R.

Diñçer, İ. 2018. Tüba-Temiz Kömür Teknolojileri Raporu.

Edwani, S. H. 1985. The expression, simulation and appraisal of the thermo-physical model on the underground coal gasification. *Collect. Translate. Works Min. Technol.*

EIA. 2017. Country Analysis Brief: Australia. İçinde U.S. Energy Information Administration.

Fei, M. 2016. Underground coal gasification (UCG): A new trend of supply-side economics of fossil fuels. *Natural Gas Industry B*, 3(4), 312–322. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.12.007>

Gregg, D. W., & Edgar, T. F. 1978. Underground Coal Gasification. *AIChE Journal*, 24(5), 753–781.

Gregg, D. W., Hill, R. W., & Olness, D. U. 1976. An Overview of the Soviet Effort in Underground Coal Gasification.

Gunn, R. D. 1977. Problems Solved and Problems Not Solved in Ucg. *Am Chem Soc Div Fuel Chem Prepr*, 22(4), 64–75.

Gur, M., Eskin, N., Okutan, H., Arısoy, A., Böke, E., Altıntaş, Ü., Büyüksirin, A. Y. O., Canbaz, E. D., & Yıldırım, O. 2017. Experimental results of underground coal gasification of Turkish lignite in an ex-situ reactor. *Fuel*, 203, 997–1006. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.008>

- Jiang, L., Chen, Z., & Ali, S. M. F. 2017. Modelling of reverse combustion linking in underground coal gasification. *Fuel*, 207, 302–311. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.097>
- Klimenko, A. Y. 2009. Early ideas in underground coal gasification and their evolution. *Energies*, 2(2), 456–476. <https://doi.org/10.3390/en20200456>
- Li, Y., Liang, X., & Liang, J. 2007. An overview of the Chinese UCG program. *Data Science Journal*, 6(SUPPL.), 460–466. <https://doi.org/10.2481/dsj.6.S460>
- Liu, S., Li, J., Mei, M., & Dong, D. 2007. Groundwater Pollution from Underground Coal Gasification. *Journal of China University of Mining and Technology*, 17(4), 467–472. [https://doi.org/10.1016/S1006-1266\(07\)60127-8](https://doi.org/10.1016/S1006-1266(07)60127-8)
- Liu, S., Liang, J., Yu, X., & Lu, L. 2003. Characteristics of underground gasification of different kinds of coal. *Journal of China University of Mining and Technology*, 32.
- Mallett, C. W. 2018. Environmental controls for underground coal gasification. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 232(1), 47–55. <https://doi.org/10.1177/0957650917723733>
- Matveev, V. A. 1957. A Brief Report of Results and of the Most Pressing Problems in the Field of Underground Gasification of Coal. National Coal Board.
- Mocek, P., Pieszczyk, M., Świadrowski, J., Kapusta, K., Wiatowski, M., & Stańczyk, K. 2016. Pilot-scale underground coal gasification (UCG) experiment in an operating Mine “Wieczorek” in Poland. *Energy*, 111, 313–321. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.087>
- Monk, F., Hallows, D., Moore, K., & Ross, L. 2016. Fuelling the fire: the chequered history of Underground Coal Gasification and Coal Chemicals around the world.
- MTA. (2020). MTA.
- Oliver, R. L., Mason, G. M., & Spackman, L. K. 1989. Field and Laboratory Results from the Tono I (CRIP) UCG Cavity Excavation Project, Widco Mine Site, Centralia, Washington. *Fuel Science and Technology International*, 7(8), 1059–1120. <https://doi.org/10.1080/08843758908962281>
- Olness, D., & Gregg, D. W. 1977. The Historical Development of Underground Coal Gasification. <https://www.osti.gov/biblio/7284583>
- Olness, Dolores. 1978. The Underground Coal Gasification Station at Lisichansk.
- Olness, Dolores. 1981a. The Podmoskovnaya Underground Coal Gasification Station.
- Olness, Dolores. 1981b. The Shatskaya Underground Coal Gasification Station.
- Olness, Dolores. 1982. The Angrenskaya Underground Coal Gasification Station. LLNL Publications.
- Perkins, G. 2018. Underground coal gasification – Part I: Field demonstrations and process performance. *Progress in Energy and Combustion Science*, 67, 158–187. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.02.004>
- Perkins, G., du Toit, E., Cochrane, G., & Bollaert, G. (2016). Overview of underground coal gasification operations at Chinchilla, Australia. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 38(24), 3639–3646. <https://doi.org/10.1080/15567036.2016.1188184>
- Ranade, V., Mahajani, S., & Samdani, G. 2019. Computational modeling of underground coal gasification. *Çinde Computational Modeling of Underground Coal Gasification*. <https://doi.org/10.1201/9781315107967>
- S. S. Lan, F. M. F. 1989. Analysis of Rocky Mountain I Underground Coal Gasification test.
- Saptikov, I. M. 2018. History of UCG development in the USSR. *Çinde Michael S. Blinderman & A. Y. Klimenko (Ed.), Underground Coal Gasification and Combustion* (ss. 25–58). Woodhead Publishing.
- Sarhosis, V., Kapusta, K., & Lavis, S. 2018. Underground coal gasification (UCG) in Europe: Field trials, laboratory experiments, and EU-funded projects. *Çinde Michael S. Blinderman & A. Y. Klimenko (Ed.), Underground Coal Gasification and Combustion* (ss. 129–171). Woodhead Publishing.
- Shafirovich, E., & Varma, A. 2009. Underground coal gasification: A brief review of current status. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 48(17), 7865–7875. <https://doi.org/10.1021/ie801569r>
- Speight, J. G. 2015. Proximate Analysis. *Çinde M. F. Vitha (Ed.), Handbook of Coal Analysis* (ss. 116–144). John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/0471718513>
- Suggate, R. P., & Dickinson, W. W. 2004. Carbon NMR of coals: The effects of coal type and rank. *International Journal of Coal Geology*, 57(1), 1–22. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(03\)00116-2](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00116-2)
- TEİAŞ. 2020. Türkiye Elektrik Üretim-İletim 2019 Yılı İstatistikleri. <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>
- The Queensland Government. 2016, Nisan. Underground coal gasification banned in Queensland - Ministerial Media Statements.
- TKİ. 2016. TKİ Faaliyet Raporu 2016.
- TKİ. 2020. Dünya ve Türkiye Kömür Kaynak ve Rezerv Durumu.
- Walker, L. 2018. The development of UCG in Australia. *Çinde Michael S. Blinderman & A. Y. Klimenko (Ed.), Underground Coal Gasification and Combustion* (ss. 173–208). Woodhead Publishing.
- Wiatowski, M., Kapusta, K., Świadrowski, J., Cybulski, K., Ludwik-Pardała, M., Grabowski, J., & Stańczyk, K. 2015. Technological aspects of underground coal gasification in the Experimental “barbara” Mine. *Fuel*, 159, 454–462. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.07.001>
- Yang, L. H. 2008. A review of the factors influencing the physicochemical characteristics of underground coal gasification. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 30(11), 1038–1049. <https://doi.org/10.1080/15567030601082803>