



# GKYM Üretimi ve CO<sub>2</sub> Depolanmasının Sayısal İncelenmesi

Samuel Adamu Abubakar<sup>1</sup>, Serhat Canbolat<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Yakın Doğu Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, Lefkoşa, KKTC (ORCID: 0000-0002-5999-8379),  
[20186449@std.neu.edu.tr](mailto:20186449@std.neu.edu.tr)

<sup>2\*</sup> Yakın Doğu Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, Lefkoşa, KKTC (ORCID: 0000-0002-7591-8276),  
[serhat.canbolat@neu.edu.tr](mailto:serhat.canbolat@neu.edu.tr)

(International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT) 2021 – 21-23 October 2021)

(DOI: 10.31590/ejosat.1017191)

**ATIF/REFERENCE:** Abubakar, A.S., Canbolat, S. (2021). GKYM Üretimi ve CO<sub>2</sub> Depolanmasının Sayısal İncelenmesi. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, (29), 371-376.

## Öz

Enerji kaynaklarının azalmasıyla eşzamanlı artan talebi karşılamak için, konvansiyonel olmayan kaynakların ekonomik ve önemli miktarlarda üretilmesi, kapsamlı araştırmalara gerek duyulmasına sebep olmuştur. Bu çalışmada kömür yatağı metanı (KYM) üretiminin geliştirilmesi üzerine odaklanılmıştır. KYM ve CO<sub>2</sub>-GKYM (geliştirilmiş kömür yatağı metanı) üretiminde yer alan mekanizmaları tartışmayı ve CMG-GEM simülasyon programı yardımıyla, KYM'den en iyi üretim yöntemi ile en fazla CO<sub>2</sub> (karbondioksit) depolamasını sağlamak için farklı kuyu konfigürasyonlarından yararlanılmıştır. Nijerya, Enugu'daki Onyeama kömür yatağı sahasının özellikleri ile oluşturulan simülasyon modelinde, on değişik senaryo kullanılarak CH<sub>4</sub> (metan) üretimi ve CO<sub>2</sub> depolaması uygulanmıştır. Bu senaryoların her biri, üretim ve enjeksiyon kuyuları için farklı düzenlemelere ve sayılara sahip olduğundan farklı sonuçlar elde edilmiştir. Simülasyonlardan, büyük hacimlerde CO<sub>2</sub>'i depolarken çok fazla metan üretmenin mümkün olduğu görülmüştür. Onuncu senaryonun üretim ve enjeksiyon kuyuları hem depolama hem de üretim açısından en iyi performansı gösterdiği görülmüştür.

**Anahtar Kelimeler:** KYM, GKYM, CO<sub>2</sub> Depolaması, CMG GEM.

## Numerical Investigation of ECBM Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration

### Abstract

Depleting amounts of conventional resources with simultaneous increasing energy demand necessitates a thorough look into these unconventional resources in an effort to produce them economically and in considerable amounts. In an attempt at finding ways to deploy properly unconventional resources, this study is focused on the development of coal bed methane (CBM). The goal is to discuss the mechanisms involved in CBM and CO<sub>2</sub>-ECBM (enhanced coal bed methane) production and by performing simulations using CMG-GEM, compare the results from both of these to find the best method of producing from CBM as well as finding out the best well orientation/configuration. The characteristics of the Onyeama coalbed field in Enugu, Nigeria was used to create ten cases to make these comparisons. Each of these cases had different arrangements and numbers for the producer and injector wells and therefore had different results. It was seen from the simulation that it is possible to produce enormous amount of methane (CH<sub>4</sub>) while sequestering large volumes of carbondioxide (CO<sub>2</sub>). Analysing the amount of methane that could be produced and the amount of carbon that could be sequestered showed that the tenth case performed best in term of both sequestration and production.

**Keywords:** CBM, ECBM, CO<sub>2</sub> Sequestration, CMG GEM

\* Sorumlu Yazar: [serhat.canbolat@neu.edu.tr](mailto:serhat.canbolat@neu.edu.tr)

## 1. Giriş

Hidrokarbon kaynaklarının sürekli olarak tükenmesiyle, petrol ve doğal gaz mühendislerinin karşılaştığı en büyük sorunlardan biri, daha fazla hidrokarbonun güvenli ve ekonomik bir şekilde nasıl üretilmesidir. Üretilme kolaylığı büyük ölçüde rezervuarın geçirgenliği/gözenekliliği ile bağlantılı olduğundan, yüksek geçirgenliğe sahip konvansiyonel rezervuarların geliştirilmesi daha kolaydır. Konvansiyonel olmayan rezervuarların geliştirilmesi düşük geçirgenliğe sahip olduklarından ötürü zordur. Konvansiyonel olmayan hidrokarbon kaynakları arasında sıkı kum gazı, kömür yatağı metanı (KYM), şeyl gazı ve gaz hidratları bulunur. Perspektif için, konvansiyonel olmayan kaynakların geçirgenlikleri 0,1 md'den 1 md (milidarcy) gibi değerlere ve %10'dan daha az gözenekliliğe kadar değişirken (Law ve Curtis, 2002), konvansiyonel rezervuarların geçirgenlikleri 0,1 md'den 10D'nin (darcy) üzerine kadar değişir (Gluyas ve Swarbrick, 2013). Yukarıda bahsedilen dört konvansiyonel olmayan hidrokarbon kaynağından bu makalenin odak noktası kömür yatağı metanı (KYM) olacaktır. KYM kaynakları çok düşük geçirgenlik değerlerine sahip olduğundan, ortaya çıkan sorun, bu tür sıkı/geçirimsiz oluşumlardan ticari miktarlarda doğal gazın nasıl üretileceği yönündedir.

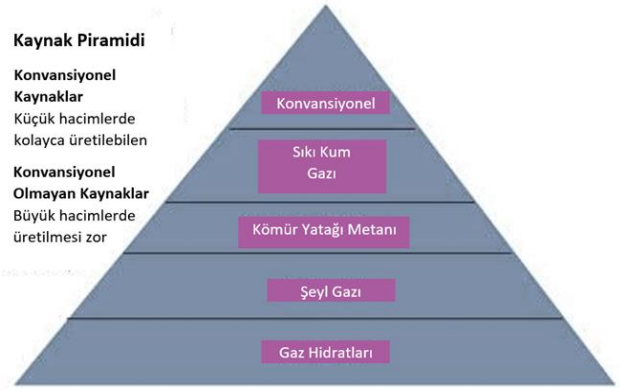
Azalan konvansiyonel rezervler nedeniyle, konvansiyonel olmayan hidrokarbon kaynaklarını geliştirme ihtiyacı fazlasıyla artmıştır. Bu makalenin çözümü amaçladığı sorun, gaz üretimi açısından GKYM üretim yöntemini kullanarak farklı kuyu konfigürasyonlarıyla üretilen metan miktarını artırmayı ve CO<sub>2</sub> depolamasını maksimize etmeyi amaçlamaktadır. KYM üretimi üzerine karşılaştırmalı bir çalışma olacaktır. Bu çalışmada CMG GEM – sayısal benzetim (simülasyon) programıyla oluşturulan saha modeli kullanılarak, çeşitli CH<sub>4</sub> üretim ve CO<sub>2</sub> depolama senaryoları uygulanmıştır.

## 2. Materyal ve Metot

Hidrokarbon kaynaklarının yenilenemez doğası ve ayrıca hızla artan enerji talebi nedeniyle, zaman ilerledikçe hidrokarbon kaynaklarının kademeli ancak kesin düşüşü kaçınılmazdır. Bu nedenle, bu düşüşü telafi etmek için yeni ve sürdürülebilir enerji kaynakları aramaya devam etmek son derece önemlidir. Şekil 1, konvansiyonel ve konvansiyonel olmayan kaynakları artan mevcut hacim sırasına göre ve üretimin zorluğuna göre yukarıdan aşağıya göstermektedir. KYM, şeyl gazı, sıkı kum gazı ve gaz hidratları konvansiyonel olmayan kaynaklardır ve bu çalışmanın odak noktası KYM'dir (Penner, 2013).

Kömür, yüksek miktarda karbon içeren yanıcı, siyah, organik, tortul bir kayadır. Milyonlarca yıl boyunca yüksek sıcaklık ve basınca maruz kalan ölü bitki ve hayvanlar, kömürleşme olarak bilinen bir süreçte turbaya (bataklık kömürü) ve daha sonra kömüre dönüşmüşlerdir. Kömürün maruz kaldığı koşullara bağlı olarak - sıcaklık, basınç ve oluşum süresi - farklı derecelerde kömürler oluşabilmiştir (Steyn, 2019).

KYM konvansiyonel kömür madenciliği ile ilgili yukarıda bahsedilen sorunlardan dolayı, kömürden daha temiz, daha güvenli ve daha verimli bir enerji üretim yöntemi olarak yaygın olarak kullanılmıştır. Dikkat edilmesi gereken ilginç bir nokta, kömürden çıkarılan metanın yakılmasının petrol veya kömürden çok daha temiz bir enerji kaynağı olduğu ve KYM'den gelen CH<sub>4</sub>



Şekil 1. Konvansiyonel ve konvansiyonel olmayan hidrokarbon kaynakları Kömür Yatağı Metanı (KYM) (Penner, 2013)

gazının diğer herhangi bir enerji kaynağından gelen metandan çok daha saf oluşudur (Abu vd., 2016). KYM üretimi, konvansiyonel olmayan enerji kaynaklarına artan ilgi nedeniyle son yıllarda artmıştır. Queensland gibi yerlerde, sıvılaştırılmış doğal gaz ihracatı için KYM'den metanın kullanılması KYM'ye olan ilgiyi artırmıştır (Mazumder vd., 2013). KYM üretimi, kömürün basıncını metan desorpsiyon basıncına kadar azaltmak için kömürün damarlarında ve kırıklarında bulunan suyun üretilmesini içerir. Denklem 1 de verilmiş olduğu gibi, CH<sub>4</sub> gazının üretilmesi için kömürün mikro gözeneklerinden ve damar yüzeylerinden CH<sub>4</sub> gazının desorpsiyonuna izin vermiştir.

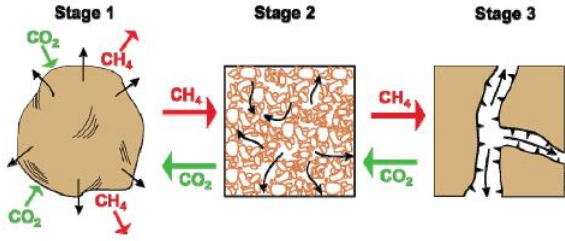
$$V(p) = \frac{V_L P}{P_L} + P \quad (1)$$

burada,  $V(p)$  = bir basınçtaki gaz miktarı, P (scf/ton)  
 P = basınç (psi)  
 VL = Langmuir hacim parametresi (scf/ton)  
 PL = Langmuir basınç parametresi (psi)

KYM kuyularının uyarılmasıyla ilgili daha önce yayınlanmış bazı yayınlar, şüphesiz bu işlemin gaz üretimini arttırmada ne kadar etkili olduğunu göstermiştir. Hidrolik çatlatma, kömür çatlak ağını geliştirerek yalnızca kömürün geçirgenliğini iyileştirmekle kalmaz, aynı zamanda kuyunun ve komşu bölgelerin temizlenmesine de yardımcı olmuştur. Morad ve Tavallali (2011) verimlilik kaybı yaşanmaya başladıktan sonra dikey ve yatay kuyuların çatlatma etkilerini görmek için CMG GEM programıyla bir dizi çalışma yapmışlardır.

### 2.1. Geliştirilmiş Kömür Yatağı Metanı (GKYM)

Aynı zamanda bir karbon depolama yöntemi olarak da hizmet eden konvansiyonel olmayan KYM üretim yöntemi, sıvılaştırılmış CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>'nin, kömür yatağına enjekte edilerek adsorbe edilmesiyle oluşur. Bu tercihli adsorpsiyon nedeniyle, CH<sub>4</sub> desorpsiyonuna izin vermek için rezervuarın basıncını düşürmek yerine, bir tür değişim olarak CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> enjekte edildiğinde CH<sub>4</sub> salınır (Şekil 2) (Godee vd., 2014). Bu konvansiyonel olmayan KYM yöntemine gelişmiş kömür yatağı metanı (GKYM) üretimi denir. KYM'nin birincil gaz kurtarımı tipik olarak yerinde gaz miktarının yüzde 20-60'ına kadar üretme olanağı sağladığı görülmüştür. ABD'deki San Juan havzasında birincil kurtarım yöntemleri, 10 Tcf'ye kadar doğal gazı rezervde bıraktığı hesaplanmıştır (Godee vd., 2014).



Şekil 2. Kömür damarlarında CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> akış süreci (Godee vd., 2014)

Konvansiyonel KYM üretimine kıyasla GKYM tarafından su bertaraf sorununun büyük ölçüde azaltıldığına dikkat etmek önemlidir. Dikkate değer bir başka gerçek ise, bunlar üzerinde daha önce yapılan birçok çalışmanın, GKYM'nin, CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>'nin KYM süreçlerine tabi tutulmuş kömürün yanı sıra üretilmesi zor kömür damarlarından CH<sub>4</sub> üretebildiği bir tür GGK (gelişmiş gaz kurtarımı) süreci olduğunu öne sürülmüştür. Bunu bir perspektife oturtmak gerekirse, konvansiyonel KYM tipik olarak yerinde gazın %50'sinden daha azını üretir ve GKYM yerinde gazın %90'a varan kurtarımını (Falode ve Alawode, 2014) ve bazı durumlarda bunu %94'ünden fazlasını üretebilmiştir (Kovscek vd., 2005).

CO<sub>2</sub>-GKYM üretimi, faydalı olan birkaç CO<sub>2</sub> depolama tekniğinden biridir. Çünkü bu yöntem kullanılarak zararlı bir sera gazından kurtulurken aynı zamanda CH<sub>4</sub> üretimini de arttırmıştır (Stevens vd., 1998). CO<sub>2</sub>-GKYM'nin uygulanacağı muhtemel bir rezervuar için projenin başarısını sağlamak ve belirli kriterlere sahip olması önemlidir. Bu kriterler: CO<sub>2</sub>'nin verimli bir şekilde süpürmesini sağlamak için rezervuarın homojenliği, CO<sub>2</sub>'nin rezervuardan yönlendirilmesini önlemek için yeterince basit bir rezervuar yapısı ve KYM rezervuarları tipik olarak düşük geçirgenliğe sahip olsa da CO<sub>2</sub>'nin rezervuara geçişine izin vermek için en az yaklaşık 5 mD'ye sahip olması önemlidir (Stevens vd., 1998). X-ışını deneyleri ile KYM/GKYM prosesleri sırasında kömürün yapısındaki ve yoğunluğundaki değişimi araştırmak için yapılan bir çalışmada, net stres, gaz adsorpsiyon kapasitesi ve üretim geçmişinin tamamının kömür yoğunluğu ve yoğunluk dağılımlarında değişikliğe neden olduğu fark edilmiştir (Guo ve Kantzas, 2008). CO<sub>2</sub>-GKYM enjeksiyonu birçok yerde uygulanmıştır: ABD'deki San Juan Havzası ve Uinta ve Raton Havzaları, Avustralya'daki Bowen ve Sidney havzaları, Çin'deki Ordos Havzası, Batı Kanada'daki Mannville kömürü vb. Bunlardan elde edilen sonuçlar, GKYM gaz kurtarımının etkinliğini ve bu alanı araştırma ve takip etme konusundaki artan ilgiyi göstermiştir.

## 2.2. Onyeama Kömür Yatağı Sahası

Onyeama kömür yatağı (madeni) Nijerya'nın Anambra havzasında yer almaktadır. Onyeama kömür madeni, Cross nehri ovasının batı kenarında yer alır ve şehrin hemen batısındaki Enugu kayalığına hakimdir. İlk 122 – 152m için, rampa diktir, ancak daha sonra deniz seviyesinden yaklaşık 427m yüksekliğe ve Enugu'nun yaklaşık 183m üzerine daha yumuşak bir şekilde yükselir. Daha batıda, birkaç büyük tepe yaklaşık 518 m yüksekliğe ulaşır (Abu vd., 2016).

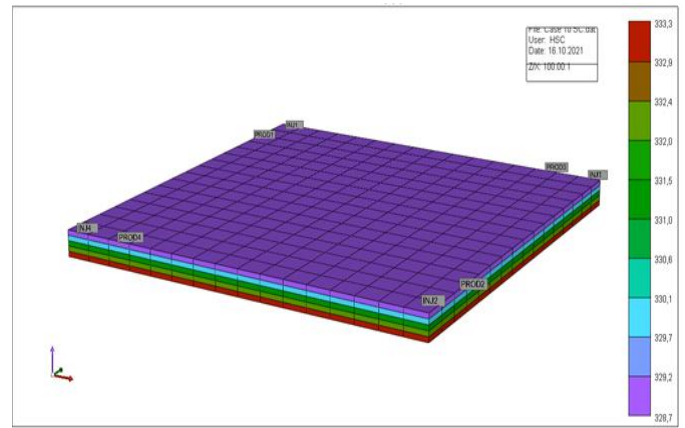
Kömür yatağı alanı 9.404.948.72m<sup>2</sup> olup, 100.2m derinlikte ortalama 1.77m kalınlığındadır. Bu saha, özgül ağırlığı 1.33 (yoğunluk 1.4g/m<sup>3</sup>), gözenekliliği %1.9 ve geçirgenliği 45mD olan alt bitümlü kömür içerir. 40 milyon tonu kantlanmış olan tahmini 150 milyon ton kömür rezervi bulunmaktadır. Onyeama

kömür yatağı sahası maksimum 42.8°C sıcaklığa sahiptir. Onyeama numunelerinden alınan nem içeriği %1.98 ile %4.15 arasında değişmekte olup, ortalama değer %3.40'tır (Abu vd., 2016). Onyeama kömür yatağı sahası, bu makalede KYM ve EKYM'nin uygulamasında ve karşılaştırılması model saha çalışması olarak kullanılmıştır (Abu vd., 2016).

## 2.3. Metodoloji

KYM ve CO<sub>2</sub>-GKYM için hem yatay hem de dikey kuyuların kullanımı, CMG-GEM rezervuar simülatörü kullanılarak araştırılmıştır. Farklı kuyu yönelimleri kullanılarak ne kadar CH<sub>4</sub> üretimi ve CO<sub>2</sub> enjeksiyonunun mümkün olduğunu karşılaştırmak için senaryolar planlanmıştır. KYM modeli senaryoları sonuçlar bölümünde açıklanmıştır.

Tek geçirgenlik, tek gözeneklilik ve tek su doygunluğuna sahip üç boyutlu bir kartezyen model saha birimi sistemine göre oluşturulmuştur. Modelin boyutu 16x16x5 'tir (Şekil 3'te görüldüğü gibi) ve her hücre bloğu hem x hem de y yönlerinde 670.75ft genişliğe ve 5.77ft kalınlığa sahiptir. Model, orijinal olarak tek bir hidrokarbon fazı (CH<sub>4</sub>) ve su içerecek şekilde dizayn edilmiştir. KYM modelinin orijinal yerinde CH<sub>4</sub> miktarı 9.118x10<sup>9</sup> scf olarak hesaplanmıştır.



Şekil 3. Onyeama kömür yatağı sahasının üç boyutlu simülasyon modeli

KYM modeli, çatlaklı bir yapıya sahip olacak şekilde hazırlanmış ve rezervuar özellikleri Tablo 1 de verilmiştir. Çatlakların yatay geçirgenliği 45md ve dikey geçirgenlikler 1.1md (yatay geçirgenlikten 42 kat daha az) olarak ayarlanmıştır. Çatlakın başlangıçta su ile doymuşluğunun en yüksek seviyede oluşturulmuştur (Sw = 0,999995). Rezervuar sıcaklığı 95°F olarak kullanılmıştır. Saha modeli bu özelliklerle, gerçek KYM üretimini mümkün olduğunca doğru ve güvenilir tahmin edecek şekilde hazırlanmıştır. Üretim kuyuları, 36.26 psi minimum kuyu dibi basıncıyla sınırlandırılırken, enjeksiyon kuyuları üretim/depolama dönemi sırasında 2175.56 psi maksimum kuyu dibi basıncı ile sınırlandırılmıştır. Ayrıca depolama yaparken, CO<sub>2</sub> enjeksiyonuna izin vermek ve kömürde çatlaklar oluşmasını önlemek için enjeksiyon kuyusu basıncı kısıtlaması 4000 psi'ye yükseltilmiştir.

Oluşturulan model daha sonra 1 Ocak 2020 tarihinden itibaren üretim/enjeksiyon için ekonomik limitine ulaşana kadar CMG-GEM üzerinde 10 yıl çalıştırılmıştır. Ekonomik sınıra ulaşıldıktan sonra, GKYM senaryoları için enjeksiyona 10 yıl daha devam edilmiştir. 15 yıl süren ilk senaryo dışında, diğer tüm KYM senaryoları ekonomik sınıra ulaşmadan 10 yıl süreyle



çalıştırılmış ve üretim durdurulmuştur. GKYM senaryoları için her biri 15 yıl süreyle CO<sub>2</sub> enjeksiyonu ve metan üretimi ile ekonomik limitler göz önünde olmaksızın çalıştırılmıştır ve üretim durdurulmuştur. Bu ekonomik sınıra ulaşıldıktan sonra, rezervuarda önümüzdeki 10 yıl boyunca rezervuar basıncı formasyon çatlatma basıncına ulaşana kadar CO<sub>2</sub> depolanmıştır (Şekil 4, 5)

Tablo 1. Rezervuar Model Değerleri (Abu vd., 2016)

Parameter (birim)	Değer
Rezervuar alanı (dönüm)	2664
Rezervuarın depe noktası derinliği (ft)	328.74
Kalınlı (ft)	5.77
Gözeneklilik (fraction)	0.019
Matris geçirgenliği (md)	0.0001
Yatay çatlak geçirgenliği (md)	45
Dikey çatlak geçirgenliği (md)	1.1
Rezervuar sıcaklığı (°F)	95
Başlangıç matris su doygunluğu (kesirsel)	0.0001
Başlangıç çatlak su doygunluğu (kesirsel)	0.999995
Langmuir CH <sub>4</sub> adsorpsiyon sabiti (1/psi)	0.00199
Langmuir CO <sub>2</sub> adsorpsiyon sabiti (1/psi)	0.00345
Kayaç yoğunluğu (lb/ft <sup>3</sup> )	90
Başlangıç rezervuar basıncı (psi)	3600
CH <sub>4</sub> -Kömür desorpsiyon zamanı (gün)	30

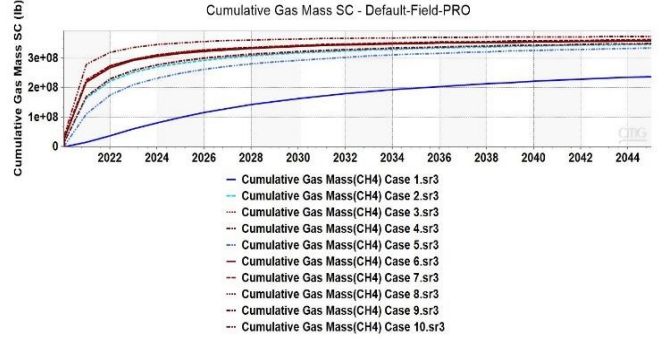
### 3. Araştırma Sonuçları ve Tartışma

#### 3.1. Araştırma Sonuçları

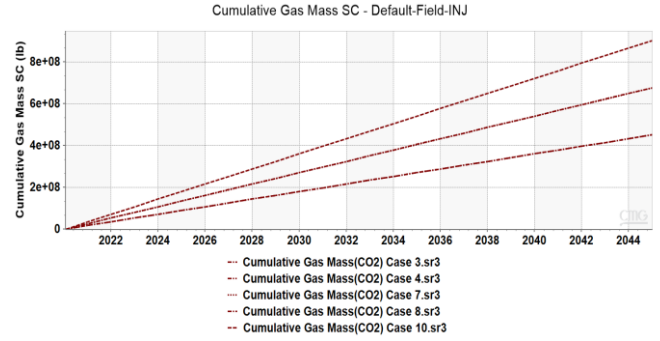
Tüm senaryoların üretilen CH<sub>4</sub> gazı miktarı Şekil 4 te gösterilmiş ve Tablo 2 de kurtarım faktörü ve miktarları verilmiştir. Onuncu senaryonun maksimum miktarda gaz ürettiği tespit edilmiştir. Onuncu senaryoda üretim ve enjeksiyon kuyusu en fazla olması bu sonucu sağlamıştır. Bu yöntem kullanılarak CO<sub>2</sub> gazının rezervuara geçişi sağlanmış (Stevens vd., 1998) ve kullanılan kuyu konfigürasyonları ve yoğunluk farkıyla (Guo ve Kantzas, 2008) iyi bir süpürme sağlanmıştır. Bu sebeple, CH<sub>4</sub> üretimi ve CO<sub>2</sub> depolanması en üst seviyeye ulaşmıştır. Senaryo on'un, %95.2'lik CH<sub>4</sub> geri kazanım faktörü ile 25.6 MMMSCF CO<sub>2</sub> depolanması bunun açık göstergesi olmuştur (Tablo 2).

Endonezya'daki KYM rezervuarında CO<sub>2</sub>-GKYM üretimi karşılaştırılmasının yapıldığı bir simülasyon çalışmalarında da benzer sonuçlar elde edilmiştir (Wahid vd., 2018).

Şekil 6 ile Şekil 15, 3, 4, 7, 8 ve 10 numaralı senaryolar için simülasyonun sonunda adsorbe edilen CH<sub>4</sub> ve CO<sub>2</sub> miktarının model içinde dağılımını göstermektedir. Bu rakamlar, daha fazla kuyu açmanın, üretim sonundaki rakamlarda görülen düşük adsorbe edilmiş metan miktarına yol açmış CH<sub>4</sub> üretimini arttırmıştır. Sonuç olarak daha yüksek miktarlarda adsorbe edilmiş CO<sub>2</sub>'e yol açarak depolamasında benzer bir artışa yol açtığını göstermiştir. Şekillerde de görülen yatay enjeksiyon ve üretim kuyularının açılmasının hem CH<sub>4</sub> üretimini hem de CO<sub>2</sub> depolaması açısından daha iyi performansa yol açtığı teorisini de desteklemiştir.



Şekil 4. Zamana karşı kümülatif CH<sub>4</sub> gazı üretimi



Şekil 5. Zamana karşı kümülatif CO<sub>2</sub> gazı depolanması

Tablo 2. Onyema KYM/GKYM senaryoları üretim sonuçları

#	Senaryo	CH <sub>4</sub> Kurtarımı (MMMSCF)	Kurtarım Faktörü (%)	CO <sub>2</sub> Depolanması (MMMSCF)
1	İki dik üretim kuyulu KYM	4.68	51.3	
2	İki yatay üretim kuyulu KYM	7.49	82.2	
3	İki yatay üretim, iki dik enjeksiyon kuyulu CO <sub>2</sub> -GKYM	7.91	86.8	21.9
4	İki yatay üretim, iki yatay enjeksiyon kuyulu CO <sub>2</sub> -GKYM	7.94	87.0	21.9
5	Beş dik üretim kuyulu KYM	6.92	75.9	
6	Üç yatay üretim kuyulu KYM	8.02	88	
7	Üç yatay üretim, üç dik enjeksiyon kuyulu CO <sub>2</sub> -GKYM	8.32	91.2	23.8
8	Üç yatay üretim, üç yatay enjeksiyon kuyulu CO <sub>2</sub> -GKYM	8.29	90.9	23.5
9	Dört yatay üretim kuyulu KYM	8.05	88.3	
10	Dört yatay üretim kuyulu iki yatay ve iki dik enjeksiyon kuyulu CO <sub>2</sub> -GKYM	8.68	95.2	25.6

#### 3.2. Tartışma

Bu sonuçlar, daha önce yayınlanmış literatürde görüldüğü gibi, kuyu sayısının artmasının gaz üretimi ve depolamasında artışa yol açtığını göstermiştir. Mısır'daki bir saha çalışmasında da daha fazla kuyu eklenmesi nedeniyle üretimde artış görülmüştür (Awaad vd., 2020). Araştırmacılar, ek kuyular açarak kuyular arasında irtibatı arttırmış, süpürülmemiş alanlardan CH<sub>4</sub>'ün üretilebileceğini ispatlamışlardır.

Simülasyondan elde edilen sonuçlar yatay kuyularla yapılan uygulamaların üretime katkısı açıkça göstermiştir. Örneğin, senaryo 5'i (5 dikey kuyulu) senaryo 6 (3 yatay kuyulu) ile karşılaştırdığımızda Tablo 2 de fark açıkça görülmüştür. Yatay kuyular, dikey kuyulara göre rezervuarda daha geniş yüzey alanlarına temas ederek üretime kapasitesini arttırmışlardır. Daha geniş yüzey alanları su üretiminde artışa neden olmuş, rezervuar basıncını azaltmış, gazın desorbe olmasına izin vermiş ve daha fazla CH<sub>4</sub> üretimi sağlamıştır. KYM rezervuarlarını geliştirmek için yatay kuyular kullanılmasından benzer sonuçlar bulunmuştur (Abu vd., 2016).

Senaryo 7'nin (Şekil 10,11), senaryo 8'in (Şekil 12,13) sonuçları ile karşılaştırılması yapıldığında, dikey enjeksiyon kuyularının kullanılması, yatay enjeksiyon kuyularının kullanılmasından daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür. Senaryo 7'de üç yatay ve üç dikey kuyu kullanılmasına göre senaryo 8'de altı yatay kuyu kullanılmasının daha fazla basınç düşüşüne neden olduğu özellikle kuyuların etrafında basınç düşümleri daha fazla olduğundan bunun CH<sub>4</sub> üretimini etkilediği görülmüştür. Tüm kuyuların kuyu dibi basıncı aynı olduğunda, üçüncü senaryoda, bu durum CH<sub>4</sub>'ü kuyudan daha hızlı iten daha yüksek bir düşüm olduğuyla açıklanmıştır. Yatay enjeksiyon kuyuları ve yatay üretim kuyuları kullanıldığında CH<sub>4</sub> üretimindeki bu hafif azalma, literatürde şeyl kumtaşında CO<sub>2</sub> tutulması (Jikich vd., 2003) ve yerinde yakma metodu kullanılarak yapılan çalışmalarda da benzer şekilde rapor edilmiştir (Fatemi vd., 2009).

## 4. Sonuç

Bu çalışmada, Nijerya'nın Enugu kentindeki Onyeama kömür yatağında KYM ve CO<sub>2</sub>-GKYM uygulamalarının hem yatay hem de dikey enjeksiyon/üretim kuyuları kullanılarak daha fazla CH<sub>4</sub> üretirken aynı zamanda nasıl daha fazla CO<sub>2</sub> depolanması yapılabileceği farklı senaryolarla karşılaştırılmıştır.

Bu çalışmadan çıkarılan temel sonuçlar:

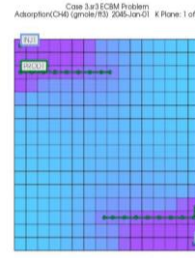
1. Madencilik yapılamayan kömür yatağı rezervuarlarından üretim için konvansiyonel KYM ve CO<sub>2</sub>-GKYM arasındaki kıyaslamada, CO<sub>2</sub>-GKYM'nin CH<sub>4</sub> üretimi açısından en iyi senaryoda daha çok gaz üreten KYM den daha iyi performans gösterdiği görülmüştür.

2. Yatay kuyuların kullanımının genellikle dikey kuyulardan daha iyi sonuçlar verdiğine inandırsada, bazı faktörler bunu geçersiz kılabilmiştir. Bu çalışmada, yedinci senaryonun sekizinci senaryodan daha iyi performans gösterdiği görülmüştür. Bu performans, dört yatay enjeksiyon kuyusu kullanıldığında, üretim kuyusuna daha az CH<sub>4</sub> akışına yol açan ekstra basınç düşüşüne bağlanmıştır.

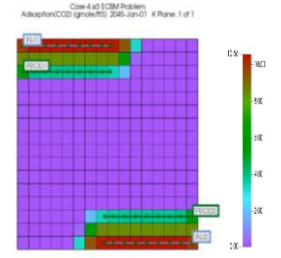
3. Rezervuarı yüksek basınç koşullarına maruz bırakmak, CH<sub>4</sub>'ün çoğu kömür yüzeyinde adsorbe olarak kaldığından daha düşük gaz üretimine yol açmıştır. Öte yandan, rezervuarın düşük basınç koşullarına tabi tutulması, bu koşul altında daha fazla desorpsiyon meydana gelebileceğinden daha yüksek CH<sub>4</sub> üretimine yol açmıştır.

## 5. Teşekkür

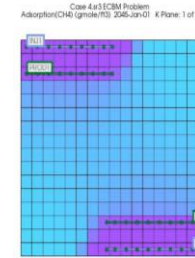
Bilgisayar Modelleme Grubu (CMG) ve ODTÜ Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Bölümüne (Ankara/Türkiye); CMG GEM programının kullanımı için teşekkürlerimizi sunarız.



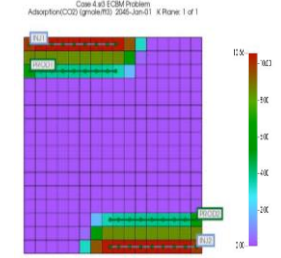
Şekil 6. Senaryo 3 için adsorbe edilen CH<sub>4</sub> miktarı



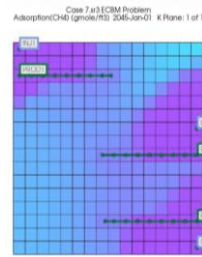
Şekil 7 Senaryo 3 için adsorbe edilen CO<sub>2</sub> miktarı



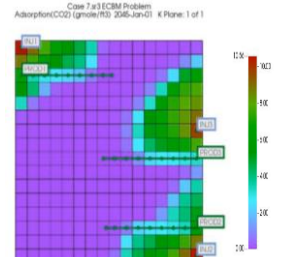
Şekil 8 Senaryo 4 için adsorbe edilen CH<sub>4</sub> miktarı



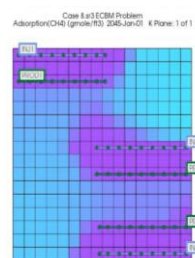
Şekil 9 Senaryo 4 için adsorbe edilen CO<sub>2</sub> miktarı



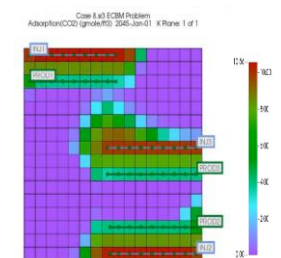
Şekil 10. Senaryo 7 için adsorbe edilen CH<sub>4</sub> miktarı



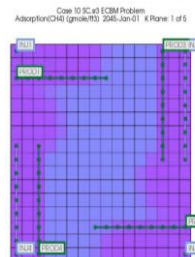
Şekil 11. Senaryo 7 için adsorbe edilen CO<sub>2</sub> miktarı



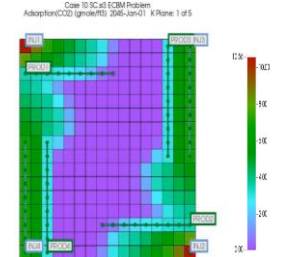
Şekil 12. Senaryo 8 için adsorbe edilen CH<sub>4</sub> miktarı



Şekil 13. Senaryo 8 için adsorbe edilen CO<sub>2</sub> miktarı



Şekil 14. Senaryo 10 için adsorbe edilen CH<sub>4</sub> miktarı



Şekil 15. Senaryo 10 için adsorbe edilen CO<sub>2</sub> miktarı

## **Kaynakça**

- Abu, R. N., Mbanefo, I. O. & Adeloye, O. M. (2016, November). Coalbed Methane Production in Nigeria: Onyema Coalbed. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 7(11), 377-383
- Awaad, A. H., El-Maraghi, A. M., Gawad, A. A. & El-Banbi, A. H. (2020). Role of Infill Drilling in Increasing Reserves of the Western Desert of Egypt: Case Studies, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 23, no. 01, pp. 345-356
- Falode, O. & Alawode, A. (2014). Potentials, Prospects and Challenges of Geologic CO<sub>2</sub> Sequestration for Enhanced Coal-bed Methane Recovery in Nigeria. *American Journal of Science and Technology*, 145-150
- Fatemi, S., Ghotbi, C. & Kharrat, R. (2009). Effect of Wells Arrangement on the Performance of Toe-To-Heel Air Injection. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 3(1), 11-28
- Gluyas, J. & Swarbrick, R. (2013). *Petroleum Geoscience*. New Jersey, NJ: Blackwell Science Ltd.
- Godee, M., Koperna, G. & Gale, J. (2014). CO<sub>2</sub>-ECBM: A Review of its Status and Global Potential. Elsevier, 5858-5869
- Guo, R. & Kantzas, A. (2008). The Stress and Gas Adsorptive Effect on Coal Densities in Laboratory CBM/ECBM Processes. *Canadian International Petroleum Conference*. Alberta: Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2008-142
- Jikich, S. A., Smith, D. H., Sams, W. N. & Bromhal, G. S. (2003). Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters, in *SPE Eastern Regional Meeting*, Pennsylvania
- Kovscek, A. R., Tang, G.Q. & Jessen, K. (2005). Laboratory and Simulation Investigation of Enhanced Coalbed Methane Recovery by Gas Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/95947-MS
- Law, B. & Curtis, J. (2002). Introduction to Unconventional Petroleum Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1851-1852. doi:<https://doi.org/10.1306/61EEDDA0-173E-11D7-8645000102C1865D>
- Mazumder, S., Jiang, J., Sharma, V. & Sugiarto, I. (2013). Production Data Analysis of CBM Wells in Surat Basin. *SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific*, Brisbane: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167076-MS
- Morad, K. & Tavallali, M. (2011). The Benefits of Reworking Declining CBM Wells, in *Canadian Unconventional Resources Conference*, Alberta
- Penner, E. (2013, August 22). Daily Blog. Retrieved June 24, 2020, from RBN Energy: <https://rbnenergy.com/the-truth-is-out-there-unconventional-production-economics-part-1-drilling>
- Stevens, S. H., Spector, D., & Riemer, P. (1998). Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO<sub>2</sub> Injection: Worldwide Resource and CO<sub>2</sub> Sequestration Potential. *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition*. Beijing: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/48881-MS
- Steyn, J. (2019, June 3). Comparison of Coal-bed Methane to Other Energy Resources. Retrieved June 27, 2020, from OwnerTeamConsultation:<https://www.ownerteamconsult.com/wp-content/uploads/2019/06/Insight-Article-062-CBM-compared-to-Other-Energy-Sources.pdf>
- Wahid, A., Putra, F. A., Hidayat M. T. & Yusuf, M. (2018). Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) Recovery: Optimization of CBM Production using Different Injected Gas Composition and Rate for South Sumatra CBM Field, Indonesia, *E3S Web Conf*, vol. 67