

DOĞAL GAZ YERALTı DEPOLAMANIN TERMODİNAMİK KRİTİKLERİ

Gökalp M.ŞENER

BOTAŞ, Ankara, gmucahit.sener@botas.gov.tr

Adnan SÖZEN

Gazi Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi Enerji Sistemleri Mühensiliđi Bölümü, Ankara,

asozen@gazi.eud.tr

ÖZET

Yeterli miktarda doğaı gaz üretimi gerçekleştiremeyen ülkeler, kış sezonlarında artan arz talep açığııı karşılayabilmek için doğaı gaz depolama tesislerini arttırmalıdır. Türkiye’de ortaya çıkan arz talep açığııı karşılayabilmek için yeraltı tuz kavernalarında doğaı gaz depolama tesisi yapımı hızlandırılmıştır. Bu amaçla çalışmada, yeraltı tuz yapısında oluşturulan kavernalarda depolanan doğaı gaz için sıkıştırılabilme çarpanı, maksimum depolanabilecek gaz miktarı ve gaz hidrat oluşum sıcaklığııı termodinamik analiz ile hesaplanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Sıkıştırılabilme Çarpanı, Maksimum Depolama Kapasitesi, Gaz Hidrat Oluşum Koşulu

THERMODYNAMIC CRITICS OF UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE

ABSTRACT

Countries, which cannot perform sufficient natural gas production, should increase natural gas storage facilities in order to meet the increased deficit between the supply and demand in winter seasons. In Turkey, the construction of natural gas storage facilities in underground salt caverns has been accelerated to meet the emerged deficit of supply and demand. For this purpose, the compressibility factor, maximum gas storage capacity and gas hydrate formation temperature of the natural gas stored in caverns, which are created in salt deposits, are calculated with thermodynamic analysis in this paper.

Keywords: Compressibility Factor, Maximum Storage Capacity, Gas Hydrate Formation Condition

1.GİRİŞ

Enerji; günlük yaşamın kesintisiz ve kaliteli biçimde sürdürülebilmesini sağlayan bir kavram olarak adlandırılabilir. Teknolojik gelişmelere paralel olarak toplumların enerji ihtiyaçları artmıştır. Artan bu enerji talebinin karşılanabilmesi için arz kaynaklarının depolanarak arz talep dengesinin sağlanması gerekliliği ortaya çıkmıştır.

Dünya’da doğal gaz; yerüstü tankları haricinde tüketilmiş petrol ve doğal gaz sahalarında, tuz kavernalarında ve akiferlerde depolanmaktadır. Ülkemizde ise tüketilmiş gaz sahası olarak kullanılan TPAO Silivri Tesisi haricinde yeraltı depolama tesisimiz bulunmamaktadır. Bu sebeple yeraltı tuz yapıları ve akiferler araştırılmıştır.

Yeraltı tuz tabakalarında çözelti madenciliği ile oluşturulan büyük yeraltı boşlukları doğal gaz depolama amacıyla kullanılmaktadır. Depolama yapılabilecek tuz yapısının jeolojik ve jeomekanik araştırmalar ile boyutları ve sınırları belirlenir. Belirlenmiş sınır içerisine kaverna geometrilerinin ve kavernalar arası mesafelerin stabilite modellemeleri yapılır. Bu modellemeler sonucunda maksimum ve minimum çalışma basınçları belirlenir.

Bu çalışmada; maksimum çalışma basıncı belirlenmiş yeraltı tuz kavernasında doğal gaz depolayabilmek için gerekli sıkıştırılabilme çarpanı, maksimum depolama kapasitesi ve gaz hidrat oluşum koşulları belirlenmiştir.

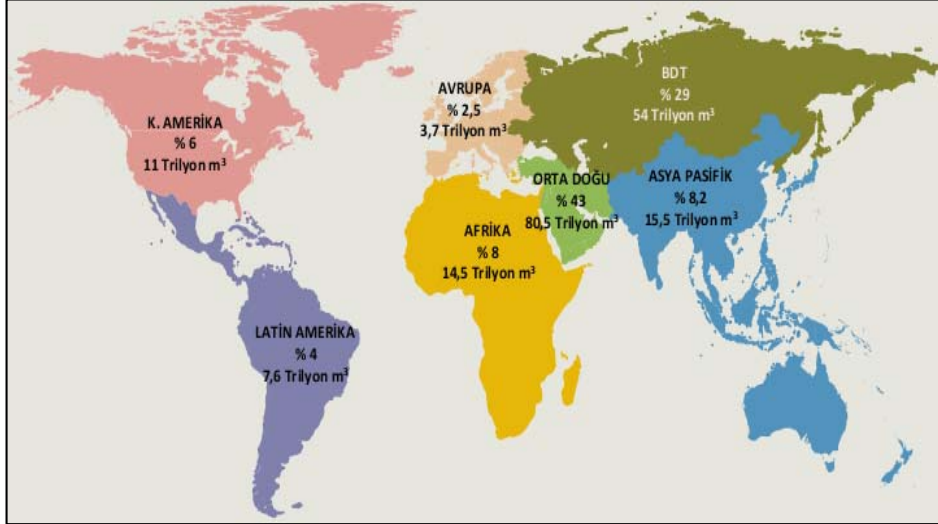
Sıkıştırılabilme çarpanı için Soave,Redlich ve Kwong denklemi, Dranchuk-Abu Kassem denklemi, Beggs ve Brill denklemi, Shell Şirketi denklemi ve Navid Azizi ve arkadaşlarının denklemleri incelenmiştir. Bu incelemeler sonucunda maksimum doğal gaz depolama kapasitesi hesaplanmıştır.

Gaz hidrat oluşum koşulları için Bahadori ve Vulthaluru, Towler ve Mokhabat, Hammerschmidt, Motiee ve Safamirzaei yaklaşımlarına kullanılmıştır.

2. DÜNYADA DOĞAL GAZ DAĞILIMI

Doğal gaz, milyonlarca yıl önce yeraltı tabakalarında bulunan bitki ve canlıların yoğun ısı ve basınca maruz kalmasıyla oluşan fosil kaynaklı, yenilenemeyen, ekonomik olarak yüzeye getirebilmek için yıllardır üzerinde çalışılan, yakıt olarak kullanılan, yanıcı bir enerji kaynağı olarak tanımlanabilir.

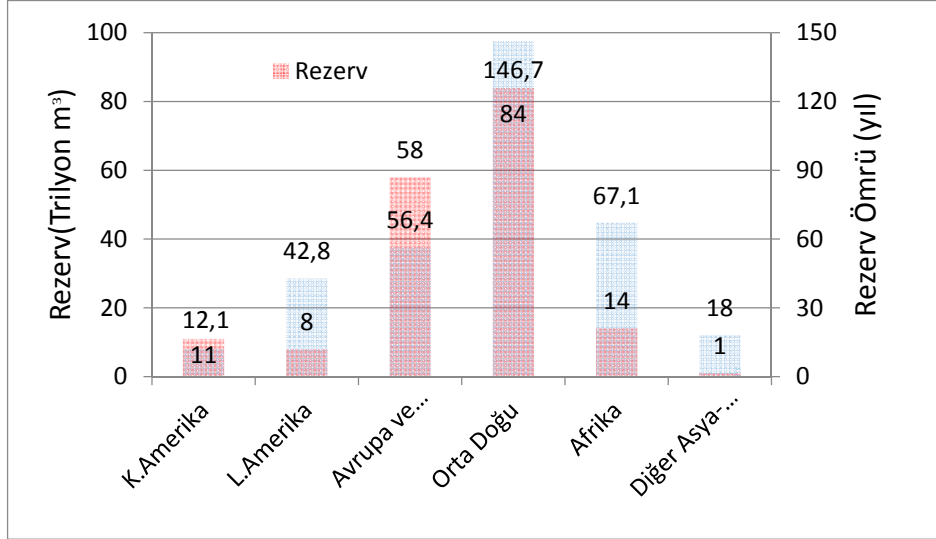
Dünya 2012 yılı ispatlanmış doğal gaz rezervleri ve dağılımı şekil-1'de görülmektedir. Son yıllarda gelişen teknoloji ile arama faaliyetleri artmış, muhtemel rezervlerin ispatlanmış rezerv haline gelme süreci kısalmıştır.



Şekil 1.2012 Yılı İspatlanmış Doğal Gaz Rezerv Dağılımı [1]

Dünya ispatlanmış doğal gaz rezervleri toplamı 2014 yılı sonu itibariyle yaklaşık 187,1 trilyon m³ tür. Bu rezervlerde Orta Doğu %42.7 lik oran en büyük rezervlerin bulunduğu bölgedir. Orta Doğu'yu %31 lik oran ile Avrupa ve Avrasya bölgesi takip etmektedir. Ülke bazında incelendiğinde ise 34 trilyon m³ ile İran en büyük doğal gaz rezervinin sahibidir. İkinci sırada ise 32.6 trilyon m³ ile Rusya Federasyonu gelmektedir[2].

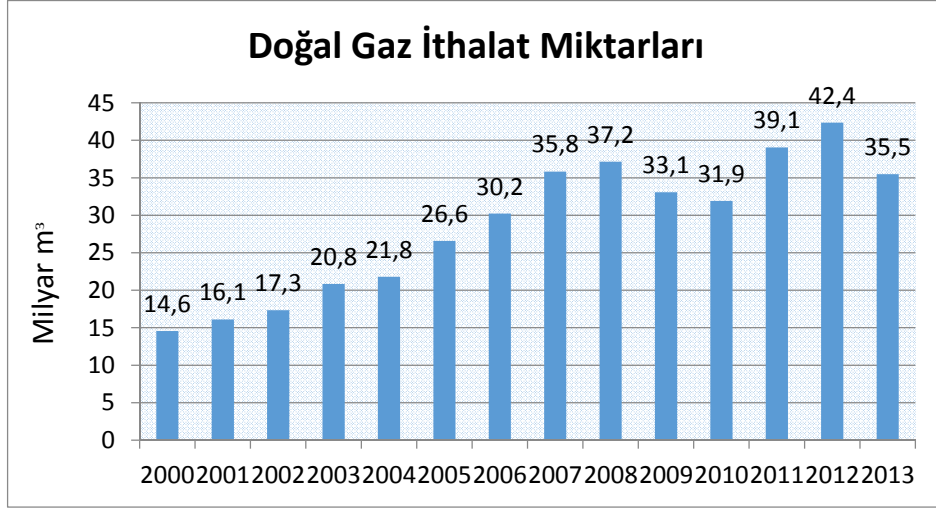
Türkiye, bulunduğu konum itibariyle dünya ispatlanmış doğal gaz rezervlerinin büyük bölümünün bulunduğu bölgede olmasını ve şekil 2'de verilen rezerv ömürleri dikkate alındığında konumunu stratejik avantaja çevirebilmek için doğal gaz yeraltı depolama tesis yatırımlarına öncelik vermelidir .



Şekil 2. 2013 Yılı Bölgelere Göre Doğal Gaz Rezervi ve Rezerv ömrü [1]

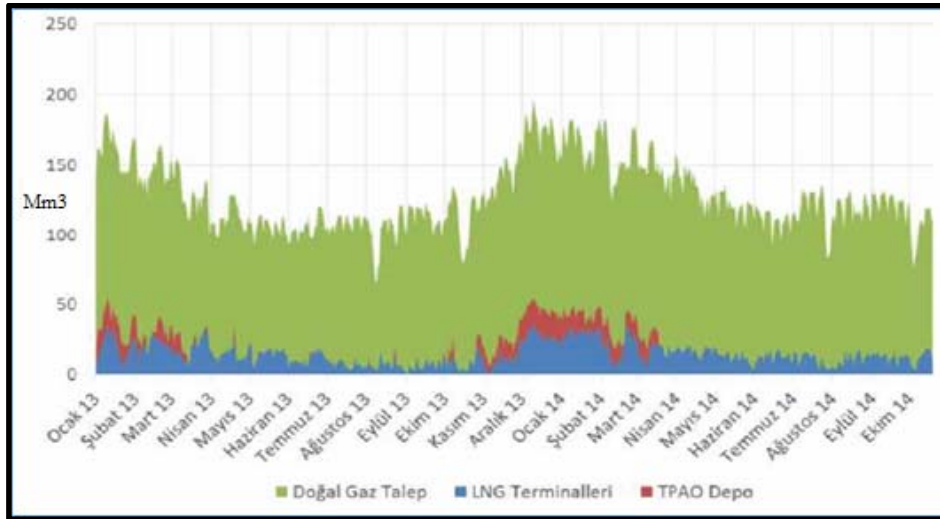
Mevcut enerji politikalarına göre yapılan çeşitli enerji simuasyonları sonucunda 2035 yılında doğal gaz talebinde 2011 yılına göre yaklaşık 56.7%'lik bir artış beklenmektedir[3].

Türkiye'nin doğal gaz arzın 99.04%'ü ithalat yolu ile karşılanmaktadır[4]. Türkiye'nin 2000-2013 yılları arasında değişen doğal gaz ithalat miktarları şekil 3'te verilmiştir.



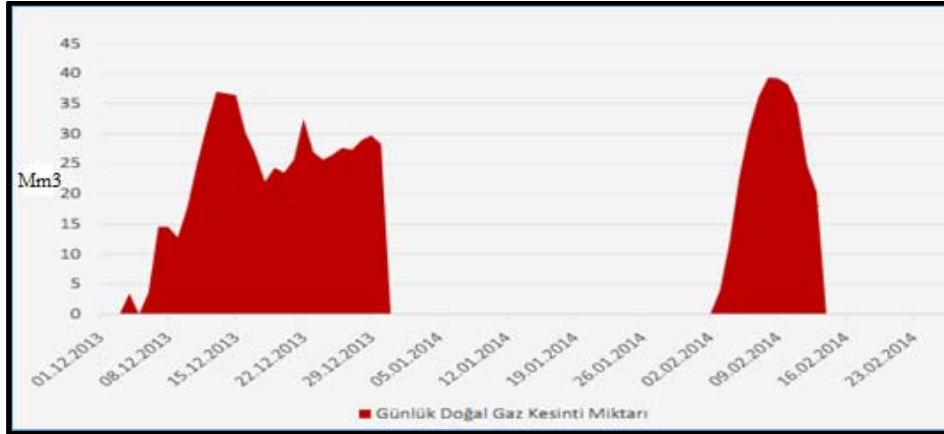
Şekil 3. 2000-2013 Yılları Arası Değişen Doğal Gaz İthalat Miktarları[3]

Gaz talebinin arttığı 2013-2014 kış ayları şekil 4'te incelendiğinde Türkiye'de günlük doğal gaz tüketimi yaklaşık 200 milyon m³ seviyelerine ulaştığı görülmektedir.



Şekil 4. Türkiye Doğal Gaz Talebi [5]

Arz talep dengesini sağlayabilmek adına gerçekleştirilen günlük doğal gaz kesinti miktarları şekil 5'te verilmiştir.



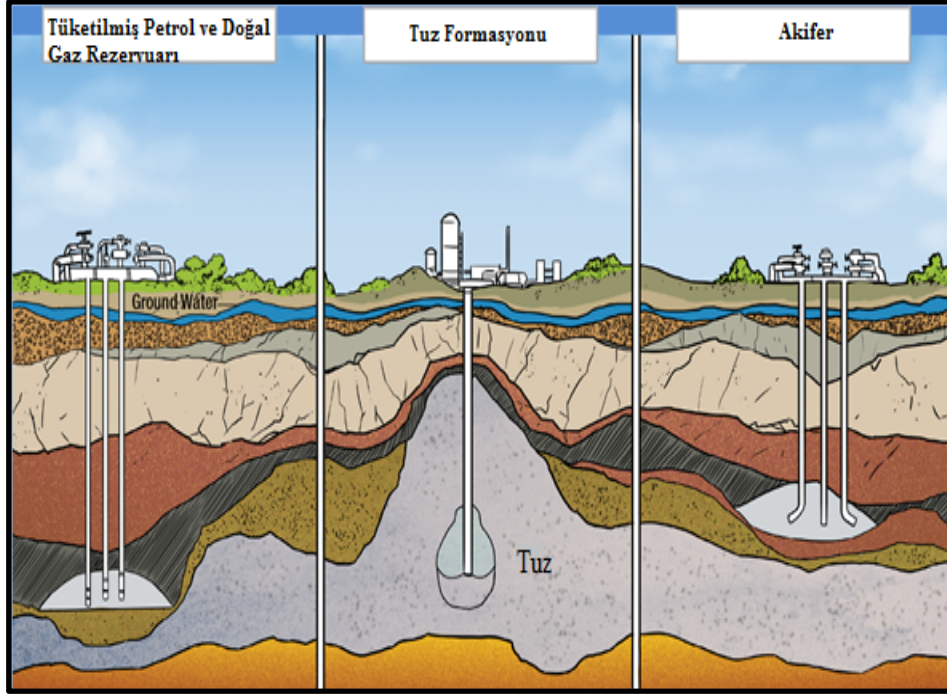
Şekil 5. Türkiye Doğal Gaz Kesintileri [5]

Kesinti periyodları incelendiğinde, artan talep periyotları süresince kesintisiz ve kaliteli biçimde doğal gaza ulaşabilmek büyük önem kazanmıştır. Bu yüzden doğal gaz; yaz ve kış ayları arasında oluşan tüketim farklılığını ortadan kaldırmak ve anlık talep artışlarını dengelemek amacıyla depolanmalıdır.

3.DOĞAL GAZ DEPOLAMA VE ÇEŞİTLERİ

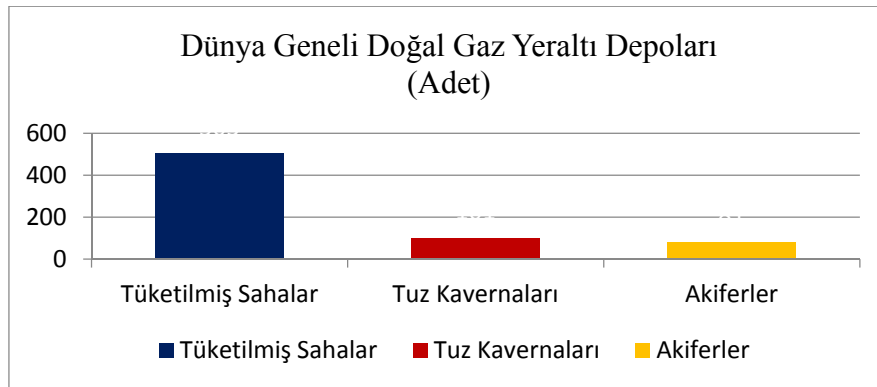
Doğal gaz yeraltında; şekil 6'da gösterilmekte olan tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarında, tuz formasyonu içerisine açılmış yapay boşluklarda (kavernalarda) ve akiferlerde depolanabilmektedir.

Dünya genelinde doğal gaz deposu olarak genellikle tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarları kullanılmaktadır. Bu sahalar doğal gaz rezervuarı oldukları için kayıp olma riski çok azdır ve doğal depo olarak kullanılmaktadırlar. Tuz tabakaları ve akiferlerin doğal doğal gaz sahaları kadar yaygın olmayışları ve bu yapıları aramanın maliyetli olması depoların sayısının azlığını açıklamaktadır. Her bulunan tuz tabakası yada akiferin doğal gaz depolamaya olanak sağlayacak derecede geçirimsiz olması beklenemez.



Şekil 6. Doğal Gaz Yeraltı Depolama Çeşitleri [6]

Dünya genelinde toplamda 685 adet operasyonu devam eden yeraltı doğal gaz deposu bulunmaktadır. Bu depoların dağılımları Şekil 7’de verilmiştir. Depoların yaklaşık 73%’ü tüketilmiş petrol ve doğal gaz sahalarında, 15%’i tuz kavernalarında ve 12%’si akiferlerden oluşmaktadır.



Şekil 7. Dünya Geneli Doğal Gaz Yeraltı Depo Sayısı [7]

4.KAVERNA OPERASYON PARAMETRELERİ

4.1. Gaz Mol Kütlesi, Kritik Sıcaklık ve Kritik Basınç Değerleri

Şekil 8’de depolanması planlanan doğal gazın içeriği ve mol kesileri belirtilmiştir. Doğal gazın mol kütlesi, herbir bileşiğin mol yüzdeleri ve mol kütleleri kullanılarak 18.1807 kg/kmol, kritik basınç 4545.7 kPa, kritik Sıcaklık 196.93 K ve aksentrik faktör 0.02133 olarak hesaplanmıştır.

	y_i	MWi	$y_i \cdot MW_i$
Metan	0.8785	16.043	14.0938
Etan	0.0416	30.07	1.25091
Propan	0.01381	44.097	0.60916
i-Bütan	0.00246	58.123	0.14316
n-Bütan	0.00357	58.123	0.20773
i-Pentan	0.00092	72.15	0.06602
n-Pentane	0.00063	72.15	0.04538
n-Hekzan	0.00093	86.117	0.08009
Karbon Dioksit	0.00448	44.01	0.19708
Nitrojen	0.0531	28.0134	1.48743
Toplam	1		18.1807

Şekil 8. Doğal Gaz Mol Kütlesi

	y_i	Pci(kPa)	Tci(K)	$y_i \cdot P_{ci}$	$y_i \cdot T_{ci}$	w_i	$y_i \cdot w$
Metan	0.8785	4599	190.56	4040.23	167.407	0.0115	0.01
Etan	0.0416	4872	305.32	202.675	12.7013	0.0995	0.00
Propan	0.01381	4248	369.83	58.6819	5.10883	0.1523	0.00
i-Bütan	0.00246	3648	408	8.98502	1.0049	0.188	0.00
n-Bütan	0.00357	3796	425.1	13.5669	1.51931	0.2002	0.00
i-Pentan	0.00092	3381	460.42	3.09362	0.42128	0.2275	0.00
n-	0.00063	3370	469.71	2.11973	0.29545	0.2515	0.00
n-Hekzan	0.00093	3025	507.6	2.81325	0.47207	0.3013	0.00
Karbon	0.00448	7384	304.21	33.0656	1.36225	0.2276	0.00
Nitrojen	0.0531	3399	126.2	180.477	6.70084	0.0403	0.00
Toplam	1			4545.7	196.993		0.02

Şekil 9. Kritik Basınç, Kritik Sıcaklık ve Aksentrik Faktörü

4.2. Sıkıştırılabilir Çarpanı ve Maksimum Depolama Kapasitesi

Soave 1972 yılında RK durum denklemini geliştirmiştir. Çalışmasında aksentrik faktör çarpanını hesaba kattığı “ α ” fonksiyonunu tanımlamıştır[9].

$$P = \frac{R * T}{v - b} - \frac{\alpha * a}{v * (v + b)} \quad (1)$$

$$a = 0.427480 \frac{R^2 * T_c^2}{P_c} \quad (2)$$

$$b = 0.086640 \frac{R * T_c}{P_c} \quad (3)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (4)$$

$$\alpha = \left[1 + (0.48508 + 1.55171w - 0.15613w^2) * (1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad (5)$$

RKS durum denklemi sıkıştırma çarpanı cinsinden kübik polinom eşitliği olarak yeniden düzenlenebilir.

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2) * Z - A * B = 0 \quad (6)$$

$$A = \frac{a * \alpha * P}{R^2 * T^2} \quad (7)$$

$$B = \frac{b * P}{R * T} \quad (8)$$

Dranchuk ve Abou-Kassem 1975 yılında Benedict-Webb-Rubin durum denklemini geliştirerek sıkıştırılabilir çarpanını onbir sabitli bir denklem olarak tanımlamışlardır[10].

$$Z = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} + \frac{A_5}{T_r^5} \right) * \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right) * \rho_r^2 - \left(\frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right) * A_9 * \rho_r^5 + A_{10} * (1 + A_{11} * \rho_r^2) * \frac{\rho_r^2}{T_r^3} * e^{(-A_{11} * \rho_r^2)} + 1 \quad (9)$$

Bu denkemdeki ρ_r indirgenmiş gaz yoğunluğu olarak tanımlanmaktadır. İndirgenmiş gaz yoğunluğu denklem 10'dan elde edilir.

$$\rho_r = \frac{P_r * 0.27}{Z * T_r} \quad (10)$$

Onbir durum denklemi sabitleri, Standing ve Katz sıkıştırılabilme grafiğinden elde edilmiştir[11].

A₁	0.3265
A₂	-1.07
A₃	-0.5339
A₄	0.01569
A₅	-0.0517
A₆	0.5475
A₇	-0.7361
A₈	0.1844
A₉	0.1056
A₁₀	0.6134
A₁₁	0.721

Şekil 10. Denklem Sabitleri[11]

Beggs ve Brill tarafından kritik basınç ve kritik sıcaklık değerlerine bağlı olarak sıkıştırılabilme çarpanının tahmin edilebileceği öngörülmüştür[12].

$$Z = A + (1 - A) * e^{(-B)} + C * P_r^D \quad (11)$$

$$A = 1.39 * (T_r - 0.92)^{0.5} - 0.36 * T_r - 0.101 \quad (12)$$

$$B = (0.62 - 0.23 * T_r) * P_r + \left(\frac{0.066}{T_r - 0.86} - 0.037 \right) * P_r^2 + \left(\frac{0.32}{10^{(9 * (T_r - 1))}} \right) * P_r^6 \quad (13)$$

$$C = 0.132 - 0.32 * \log(T_r) \quad (14)$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49 * T_r + 0.1824 * T_r^2)} \quad (15)$$

Shell şirketi sıkıştırılabilir çarpanının hesaplanabilmesi için şu denklemi öngörmektedir[13].

$$Z = A + B * P_r + (1 - A) * e^{(-G)} - F * \left(\frac{P_r}{10}\right)^4 \quad (16)$$

$$A = -0.101 - 0.36 * T_r + 1.3868 * \sqrt{(T_r - 0.919)} \quad (17)$$

$$B = 0.021 + \frac{0.04275}{(T_r - 0.65)} \quad (18)$$

$$C = 0.6222 - 0.224 * T_r \quad (19)$$

$$D = \frac{0.0657}{T_r - 0.86} - 0.037 \quad (20)$$

$$E = 0.32 * e^{(19.53 * (T_r - 1))} \quad (21)$$

$$F = 0.122 * e^{(-11.3 * (T_r - 1))} \quad (22)$$

$$G = P_r * (C + D * P_r + E * P_r^4) \quad (23)$$

Navid Azizi ve diğerleri 2010 yılında geliştirilen formül temel olarak Standing ve Katz sıkıştırılabilir çarpanı grafiğinden yararlanılmıştır[14].

$$Z = A + \frac{B + C}{D + E} \quad (24)$$

$$A = a * T_r^{2.16} + b * P_r^{1.208} + c * P_r^{1.58} * T_r^{-2.1} + d * \ln(T_r)^{-0.5} \quad (25)$$

$$B = e + f * T_r^{2.4} + g * P_r^{1.56} + h * P_r^{0.124} * T_r^{3.033} \quad (26)$$

$$C = i * \ln(T_r)^{-1.28} + j * \ln(T_r)^{1.37} + k * \ln(P_r) + l * \ln(P_r)^2 + m * \ln(P_r) * \ln(T_r) \quad (27)$$

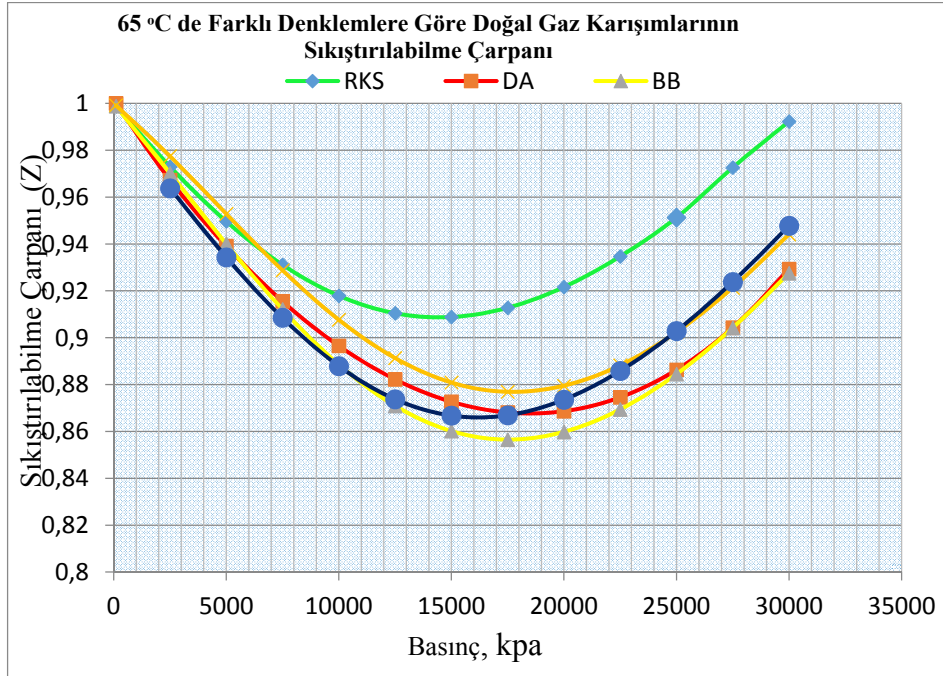
$$D = 1 + n * T_r^{5.55} + o * P_r^{0.68} * T_r^{0.33} \quad (28)$$

$$E = p * \ln(T_r)^{1.18} + q * \ln(T_r)^{2.1} + r * \ln(P_r) + s * \ln(P_r)^2 + t * \ln(P_r) * \ln(T_r) \quad (29)$$

a	0.0373142485385592
b	-0.0140807151485369
c	0.0163263245387186
d	-0.0307776478819813
e	13843575480.943800
f	-16799138540.763700
g	1624178942.6497600
h	13702270281.086900
i	-41645509.896474600
j	237249967625.01300
k	-24449114791.1531
l	19357955749.3274
m	-126354717916.607
n	623705678.385784
o	17997651104.3330
p	151211393445.064
q	139474437997.172
r	-24233012987.0950
s	18938047327.5205
t	-141401620722.689

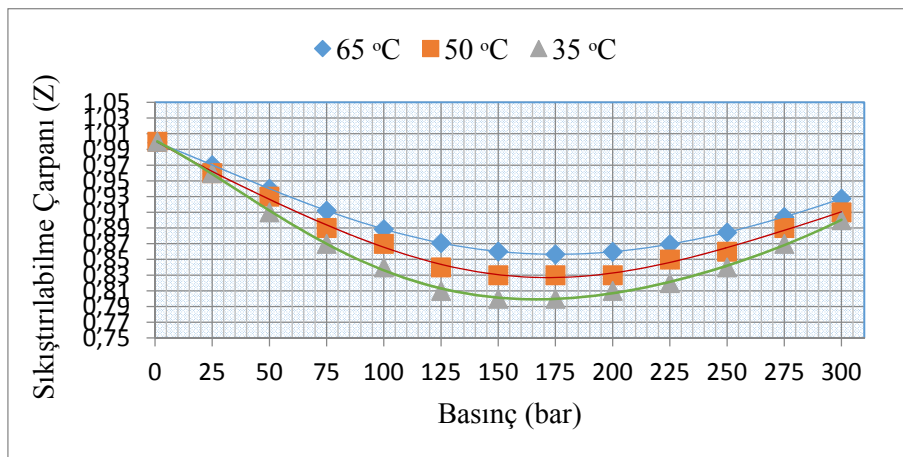
Şekil 11. Denklem Sabitleri[14]

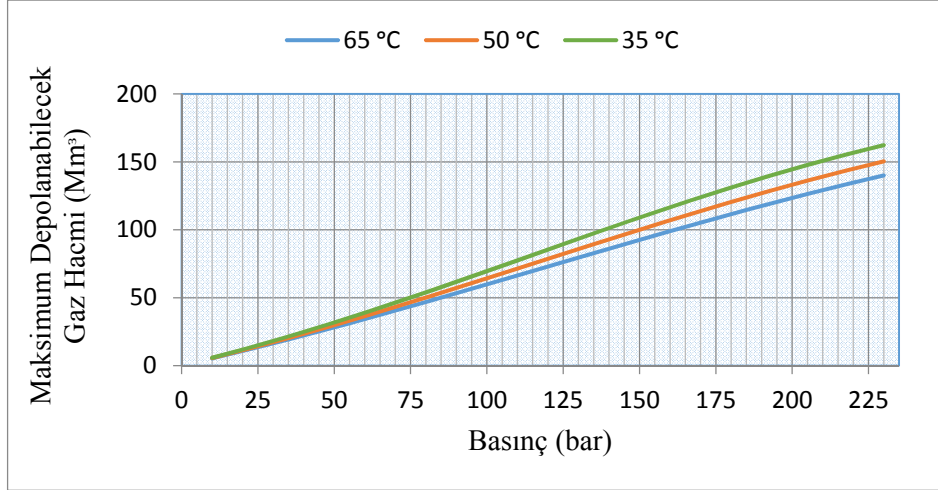
Denklemler kullanılarak hesaplanan sıkıştırılabilirlik çarpanı değerleri şekil 12'de verilmiştir.



Şekil 12. Sıkıştırılabilme Çarpanının Basınç İle Değişimi

Denklemler ve sıkıştırılabilme çarpanı değerleri incelendiğinde maksimum miktarda doğal gaz depolayabilmek için Beggs ve Brill(BB) denklemi ile hesaplanan sıkıştırılabilme çarpanı seçilmiştir. BB denklemine göre farklı sıcaklıklardaki sıkıştırılabilme çarpanının basınç ile değişimi şekil 13'te ve bu değerlere göre depolama hacim değişimi şekil 14'te gösterilmektedir.



Şekil 13. Farklı Sıcaklıktaki Sıkıştırılabilir Çarpanının Basınç ile Değişimi**Şekil 14.** Depolanabilecek doğal gaz hacminin değişimi

4.3. Geri Üretim Sonucu Bağlı Basınç ve Sıcaklık Değişimi

Geri üretim sonucuna bağlı olarak değişen basınç ve sıcaklık ilişkisi mükemmel gaz kabul edilip mükemmel gaz denklemi, özgül ısıların sabit olduğu kabulü ile Tds bağıntıları düzenlenerek hesaplanabilir[15].

$$\frac{T_f}{T_i} = \left(\frac{P_f}{P_i} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (30)$$

$$\frac{P_f}{P_i} = \left(\frac{V_i}{V_f} \right)^k \quad (31)$$

$$\frac{P_f}{P_i} = \left(\frac{n_f}{n_i} \right)^k \quad (32)$$

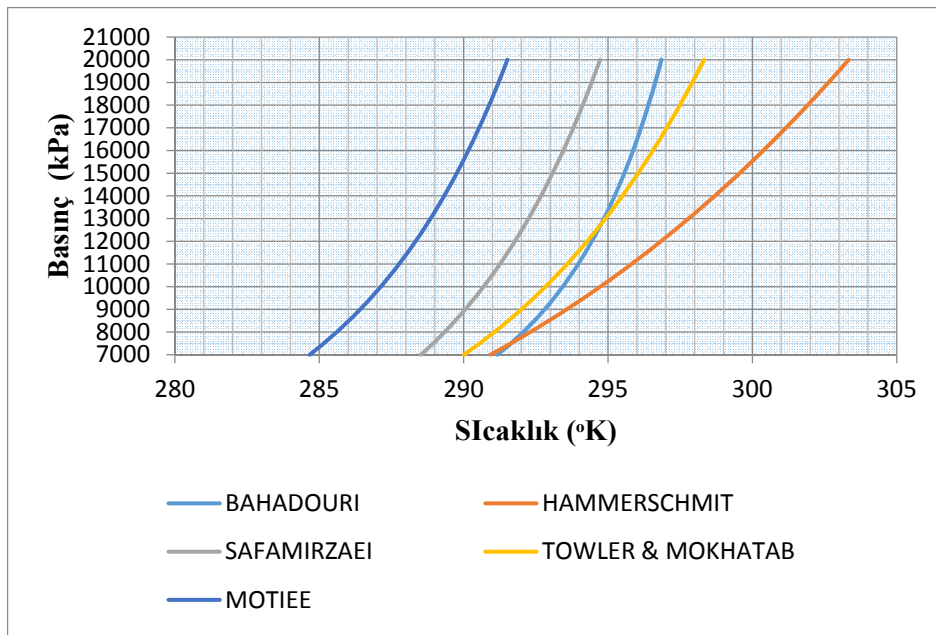
Denklem 30-31-32'ye göre hesaplanan bir kavernada meydana gelen bir günlük basınç ve sıcaklık değişimi şekil 15'te verilmiştir.

	n/n_i	P/P_i	P(bar)	T/T_i	T(K)
0	1,00	1,00	200,00	1,00	338,15
1	1,00	1,00	199,59	1,00	338,02
2	1,00	1,00	199,18	1,00	337,90
3	1,00	0,99	198,77	1,00	337,77
4	0,99	0,99	198,36	1,00	337,64
5	0,99	0,99	197,94	1,00	337,52
6	0,99	0,99	197,53	1,00	337,39
7	0,99	0,99	197,12	1,00	337,26
8	0,99	0,98	196,71	1,00	337,14
9	0,99	0,98	196,30	1,00	337,01
10	0,98	0,98	195,89	1,00	336,88
11	0,98	0,98	195,48	1,00	336,75
12	0,98	0,98	195,07	1,00	336,63
13	0,98	0,97	194,66	1,00	336,50
14	0,98	0,97	194,26	0,99	336,37
15	0,98	0,97	193,85	0,99	336,24
16	0,97	0,97	193,44	0,99	336,11
17	0,97	0,97	193,03	0,99	335,98
18	0,97	0,96	192,62	0,99	335,86
19	0,97	0,96	192,21	0,99	335,73
20	0,97	0,96	191,80	0,99	335,60
21	0,97	0,96	191,40	0,99	335,47
22	0,96	0,95	190,99	0,99	335,34
23	0,96	0,95	190,58	0,99	335,21
24	0,96	0,95	190,17	0,99	335,08
			$\Delta P=9.83$		$\Delta T=3.07$

Şekil 15. Kaverna 24 saatlik Basınç ve Sıcaklık Değişimi

4.5. Gaz Hidrat Oluşum Koşulu

Gaz operasyonu süresince yeraltı ve yerüstü borulamalarının hidrat oluşumundan korunması gerekmektedir. Gaz hidrat oluşum koşulları Bahadori ve Vulthalluru, Towler ve Mokhabat, Hammerschmidt, Motiee ve Safamirzaei yaklaşımlarına göre hesaplanmıştır. Yaklaşımlara göre gaz hidrat oluşum sıcaklık ve basınç koşulları şekil 16'de verilmiştir.



Şekil 16. Gaz Hidrat Oluşum Koşulları Basınç ve Sıcaklık Değişimi

5. SONUÇLAR

Bu çalışmada; doğal gaz depolamak amacıyla çözelti madenciliği ile oluşturulacak tuz kavernalarında sıkıştırılabilme çarpanı, maksimum gaz depolama kapasitesi ve gaz hidrat oluşum koşullarının belirlenmesi için termodinamik hesaplamalar yapılmıştır. Hesaplamalar sonucunda elde edilen bulgular ve öneriler şu şekilde özetlenebilir.

Sıkıştırılabilme çarpanı için Beggs ve Brill(BB) Denklemi temel alınmıştır. Daha fazla doğal gaz depolayabilmek için BB yaklaşımı seçilmiştir. Gaz operasyonun döngüleri sırasında kaverna enjeksiyon ve geri üretim süreçleri kontrol sistemleri ile izlenmelidir. Kavernalarda düzenli hacim ölçümleri

yapılmalıdır. İleriki operasyon yıllarında emniyet faktörleri göz önüne alınarak sıkıştırılabilme çarpanı yaklaşımında değişikliğe gidilebilir.

Gaz üretim sürecindeki kaverna basınç ve sıcaklık değişiminin 24 saatlik periyodu incelenmiştir. İleriki çalışmalarda doğal gaz ile kaverna duvarında meydana gelecek ısı transferi hesaplanarak geri üretim sürecinde bu etkinin sıcaklığa etkisi izlenmelidir.

Gaz hidrat oluşum koşulu için güvenli tarafta kalabilmek adına Hammerschmit yaklaşımı seçilmiştir. Gaz üretim operasyonu sürecinde gerekli proses noktalarından sıcaklık ve basınç ölçümleri alınarak yaklaşım kontrol edilmelidir. Hidrat önleyici termodinamik çözümler için sınır koşulları belirlenmelidir. Kaverna stabilite koşullarının izin verdiği oranda gaz geri üretimi gerçekleştirilmeli ve gerekli görülmesi durumunda hidrat oluşum yaklaşımında değişikliğe gidilmelidir.

KAYNAKLAR

- 1.Acar, O., "Doğal Gaz Tüketimi Artıyor, Depolama Kapasitesi Yerinde Sayıyor" Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı N201343,(2013)
2. BP. (2015). *BP Statistical Review of World Energy*.
3. BOTAŞ. (2013). *BOTAŞ Sektör Raporu*.
4. EPDK. (2014). *EPDK Sektör Raporu*.
- 5.Demircan, Z., "4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Tasarısı Taslağı İle Öngörülen Düzenlemeler" *Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansı*. Ankara,(2014).
- 6.Infastructure, E. (2016, May 14). *Energy Infrastructure*.
<http://www.energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage> adresinden alınmıştır
- 7.CEDIGAZ. (2014). *Underground Gas Storage Database*.
8. Menon, E., "Gas Pipeline Hydraulics" Taylor & Francis Group, Boca Raton, (2005).
9. Soave, G., "Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State", *Chem. Eng.Sci.*, Vol. 27:1197-1203,(1972).
- 10.Dranchuk, P., & Abou Kassem, J., "Calculations of Z-Factor For Natural Gases Using Equations Of State", *Petroleum Society of Canada*, Volume 14,(1975).
- 11.Mohamed, M., Reza, A., Shahriar, O., Rezvan, M., & Zeinab, Z., "Prediction of Gas Compressibility Factor Using Intelligent Models", *Natural Gas Industry*, B2 (2015) 283-294,(2015)
- 12.Beggs, D., & Brill, J., "A Study of Two-Phase Flow In Inclined Pipes", *Society Of Petroleum Engineers Journal Of Petroleum Technology*, 25 (05) 607-17, (1973)

13. Kumar, N., "Compressibility Factors For Natural And Sour Reservoir Gases By Correlations and Cubic Equations of State", Texas Tech. University - Master Thesis. (2004)
14. Azizi, N., Behbahani, R., & Isazadeh, M., "An Efficient Correlation For Calculating Compressibility Factor Of Natural Gases", *Journal Of Natural Gas Chemistry*, 19 (2010) 642-645, (2010)
15. Çengel, Y., & Boles, M., "*Thermodynamics: An Engineering Approach Seventh Edition In SI Units*", McGraw-Hill, (2011)

