


# DOĞAL GAZ DAĞITIM ŞEBEKESİNDE ORİFİSMETRE ÖLÇÜM EKİPMANI TASARIMLANMASI VE ÖLÇÜM SONUÇLARININ ULTRASONİKMETRE SAYAÇ İLE DENEYSSEL OLARAK KARŞILAŞTIRILMASI

Ramazan KÖSE<sup>1</sup>, Ümit ERTURHAN<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Dumlupınar Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, KÜTAHYA

<sup>2\*</sup>Dumlupınar Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Makine Mühendisliği Bölümü, KÜTAHYA

## Öz

Doğal gaz dağıtım sistemlerinde, hem alım satım amacıyla hem de var olan şehir şebekesini daha verimli yönetmek ve kesintisiz gaz arzı sağlamak amacıyla “ölçüm” son derece önemlidir. Özellikle şehir dağıtım şebekelerinin, bölgelerinde dağıtım görevini üstlenen “bölge regülatörleri”, doğal gaz şebekesinin doğru yönetilmesi için sürekli olarak izlenmeli ve kontrol edilmelidir. Bu çalışmada, bölge regülatörlerinde ölçme ve kontrol amacıyla yerli ve milli kaynaklarla orifismetre tasarımı yapılmış ve ortaya çıkan ürünün ölçüm sonuçları ultrasonikmetre tip sayacın ölçüm sonuçları ile karşılaştırılmıştır. Çalışma boyunca farklı zaman aralıklarında ve farklı akış debilerinde elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir. Deneysel çalışma belirli bir bölgeyi besleyen bölge regülatörünün gerçek çalışma şartlarında yapılmıştır. Ölçümler ısıtma sezonu olan ocak, şubat, mart ayları ile birlikte ekim, kasım ve aralık aylarında yapılmıştır. Çalışmanın sonucunda tasarımı yapılan orifismetre sayaç ile yaklaşık %98 doğrulukta ölçüm yapılmıştır.

**Anahtar Kelimeler:** Doğal Gaz, Ölçme, Bölge Regülatörü, Orifismetre, Ultrasonikmetre

## DESIGNING AN ORIFICE METER AS A MEASURING EQUIPMENT IN THE NATURAL GAS DISTRIBUTION NETWORK AND COMPARING MEASUREMENT RESULTS WITH ULTRASONIC METER EXPERIMENTALLY

### Abstract

In natural gas distribution systems measurement is highly important for the purpose of both purchase&sale. Also, the management of existing natural gas distribution network in the city and providing continuous gas supply is important too. Especially, “local area regulation stations” which are responsible of natural gas company in distribution network should be watched and controlled for the management of the natural gas distribution network properly. In this study, the orifice meter was designed for the purpose of control and measurement in “local area regulation stations” with national and domestic fund. Then, the measurement results of designed orifice meter were compared with the measurement results of existing ultrasonic meter.

*Sorumlu Yazar: Ümit ERTURHAN, umiterturhan@gmail.com*

During the study, the results obtained at different time intervals and different flow rates were evaluated. Experimental study was carried out under real operating conditions of the zone regulator feeding a certain zone. Measurements were made in the months of January, February, March, which are the heating season, as well as in October, November and December. As a result of the study, approximately 98% accuracy was measured with the designed orifice meter.

**Key Words:** Natural Gas, Measurement, Local Area Regulation Stations, Orifis meter, Ultrasonic meter

## 1. GİRİŞ

Ölçme, mühendislik biliminin en temel yaklaşımıdır. Ölçmediğinizi bilemez, bilmediğimizi yönetemeyiz. Ölçme hayatımızın her alanında en temel faaliyet olup, mühendislik biliminin vazgeçilmez unsurudur.

Ülkemizde ilk defa 1853 yılında İstanbul'da kurulan hava gazı fabrikası ile gaz şebekesi sistemleri kurulmaya başlanmış, 1929 yılında Ankara'da kurulan hava gazı fabrikası ile devam etmiştir. Ülkemiz 1988 yılında Ankara'da, 1989 yılında da İstanbul'da ilk defa doğal gaz ile tanışmıştır. Ardından 1992 yılında Bursa, 1993 yılında Adapazarı, 1996 yılında Eskişehir ve Kocaeli şehirlerinde başlayan doğal gaz dağıtımını 2004 yılından sonra EPDK'nın ihaleleri ile ülke genelinde yaygınlaşmaya başlamıştır. Bugün 81 vilayetin tamamında ve 750'den fazla ilçe ve beldede doğal gaz dağıtım faaliyetleri yürütülmektedir. O yıllarda ülkemizde doğal gaz teknolojisi çok ileri düzeyde değildi. Hemen hemen tüm ekipmanlar (basınç düşürücüler, borular, sayaçlar, kazan ve kombi gibi yakıcı cihazlar vb.) yurt dışından ithal ediliyordu. Aradan geçen yaklaşık 30 yıl süre zarfında doğal gaz piyasası %90 oranında yerli üretime ulaşmış olsa da özellikle ölçüm ekipmanları (sayaç, transmitter, akış bilgisayarı vb) hala yurt dışından ithal edilmektedir.

Doğal gaz ülke içinde 35-75 bar basınç aralığındaki ulusal iletim şebekesi ile ülkeye giriş noktalarından şehirlerarası taşınmaktadır. Bir şehir dağıtım bölgesinde, bu basınç aralığındaki iletim hattından doğal gazı alınarak bir şehir giriş istasyonu (RMS/A) vasıtasıyla basınç 12-19 bar aralığına düşürülerek bu basınç ile şehir içindeki alt bölgelere ve mahallelere iletilir. Bu alt bölgelerde kurulan Bölge Regülatörü (BR) vasıtasıyla basınç 4 bara düşürülerek cadde ve sokaklarda bulunan son kullanıcılara iletilir. Son kullanıcılar ise gazı, her bina önünde kurulu bulunan servis kutusu içindeki basınç düşürücü regülatör vasıtasıyla 21 mbar veya 300 mbar

basınca düşürülerek kullanırlar.

Şehir içi doğal gaz dağıtım şebekelerinde her bölgenin kullanıcı sayısı ve ticari/konut abone dağılımı ve ekonomik yapısı farklı olabilir. Bu nedenle bölgelerde kullanılan doğal gazın kullanım yükleri de farklılık gösterebilir. Kesintisiz ve güvenli doğal gaz arzının sağlanabilmesi için bölgelerde kurulu olan bölge regülatörlerinin yüklerinin bilinmesi ve takip edilmesi son derece önemlidir. Bu nedenle bölge regülatörlerinde yük yönetimini izlemek ve kontrol altına almak amacıyla bir ölçüm ekipmanına ihtiyaç bulunmaktadır. Bu ölçekte bir ölçüm ekipmanının yurt dışından ithal edilmesi sebebiyle yerli imkânlarla ve daha uygun maliyetle bir orifismetre ölçüm ekipmanı tasarlanması, testlerinin yapılması ve standartlara uygun başka bir ölçüm ekipmanı ile ölçüm sonuçlarının karşılaştırılması amacıyla bir çalışma planlanmıştır.

Bu çalışmada en önemli hususlardan birisi de akışkanların ölçümü konusu olmuştur. Akışkan ölçümleri yüz yıllardır kendini sürekli geliştiren bir konu olmuştur. Akışkanlar mekaniği teorisine bilinen ilk katkıyı, Yunanlı matematikçi Archimedes yapmıştır (İ.Ö.285-212). O, kral I. Hiero'nun tacındaki altın oranını belirlemek amacıyla tarihte yapılan ilk tahribatsız deney için akışkanların kaldırma ilkesini ortaya atmış ve uygulamıştır.

Devam eden yıllar boyunca Toricelli (1608-1647), Pascal (1623-1662), Newton (1643-1727), Bernoulli (1700-1782), Euler (1707-1783), Chezy (1718-1798), Navier (1785-1836), Coriolis (1792-1843), Reynold (1842-1912), Stokes (1819-1903), Prandtl (1875-1953) gibi bilim adamlarının hepsi akışkanların hesaplamaları ve ölçümlenmeleri konularında birçok çalışma ortaya koymuşlardır.

Bu çalışmalarda içerisinde, boru ve kanal içerisindeki akışlarla ilgili en önemli çalışmalar Bernoulli tarafından gerçekleştirilmiştir. Bir kanalın içerisine yerleştirilen orifis plakası vasıtasıyla orifis giriş ve çıkışı arasında basınç farklı oluşturulmakta ve Bernoulli denklemleri vasıtasıyla oluşan basınç farkı üzerinden geçen akışkanın debisi hesaplanmaktadır. Akışkanın hızı ne kadar yüksek olursa, üretilen fark basıncı o kadar yüksek olur, akış hızı fark basıncı ölçülerek hesaplanabilir. Bu akışı ölçme yöntemi, akış sürekliliği denkleminde ve enerjinin korunumu kanununa dayanmaktadır.

Bu çalışma kapsamında doğal gaz dağıtım şebekesinde belirli bir bölgeyi besleyen bir bölge regülatöründe tadilat yapılarak tasarlanan orifismetre ölçüm ekipmanı ile sonuçların karşılaştırılması için bir ultrasonikmetre ölçüm ekipmanı seri olarak bağlanmıştır. Ölçüm sonuçları

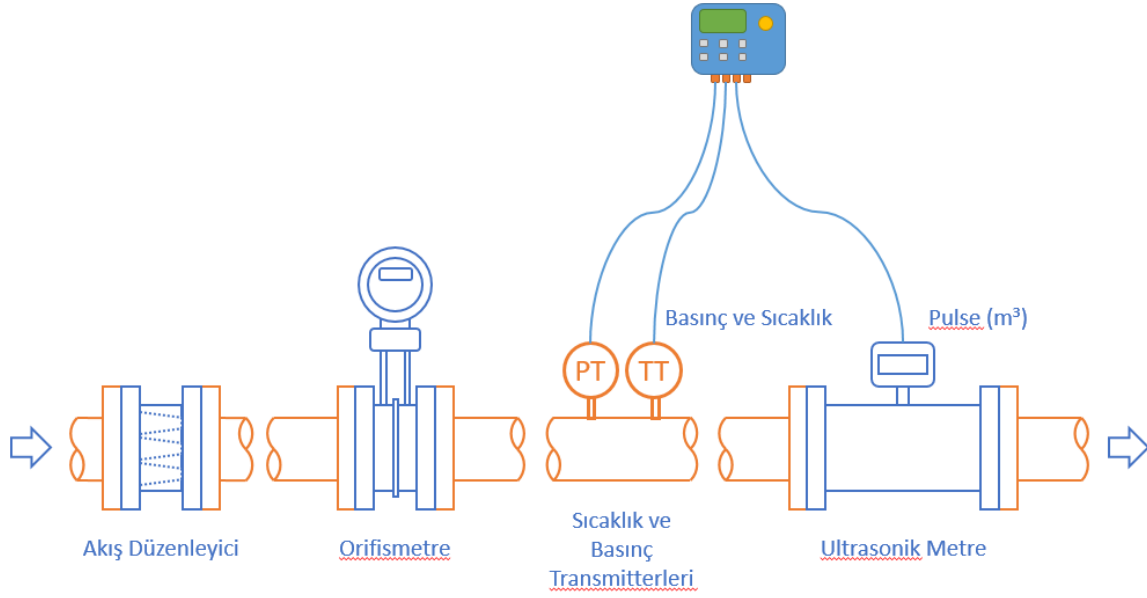
bölge regülatöründe kurulu bulunan SCADA sistemi ile anlık olarak kaydedilmiş ve çalışma süresince farklı debilerdeki akışlarda ölçüm sonuçları karşılaştırılmıştır.

## 2. MATERYAL VE METOT

Bu çalışmada, doğalgaz şebekesinin yük yönetimini düşük maliyetlerde yapabilmek için bölge regülatörlerinde kullanılacak % 90 doğrulukta ölçüm yapabilen ölçüm ekipmanı ve yazılımı geliştirilmiştir. Geliştirilen orifismetre ölçüm ekipmanı Eskişehir doğal gaz dağıtım bölgesinde kurulu bulunan bir bölge regülatöründe revizyon yapılarak akış düzenleyici ve ultrasonikmetre ile birlikte montajı yapılmıştır. Ölçüm değerleri bölge regülatöründe kurulu bulunan haberleşme sistemi ile doğal gaz dağıtım şirketinin SCADA merkezine aktarılarak veriler depolanmıştır. Yaklaşık 12 ay boyunca ölçüm değerleri alınarak sonuçlar elde edilmiştir.

### 2.1. Bölge Regülatöründe Orifismetre Ölçüm Ekipmanı Deney Düzeneği Tasarımı

Bu amaçla, çalışma kapsamında, Eskişehir doğal gaz dağıtım bölgesinde iç dizaynı bu çalışmayı yapmaya uygun bir adet bölge regülatörü seçilecek ve içerisinde gerekli mekanik revizyonlar yapılmış, 1 adet ultrasonikmetre tipinde sayaç ile bu sayaçtan alınacak m<sup>3</sup> başına pulse bilgisini, gaz sıcaklığını ve basıncını değerlendirerek Stm<sup>3</sup> cinsinden gaz akışını karşılaştırma yapılabilmesi amacıyla hesaplayacak 1 adet Elektronik Hacim Düzeltici (EHD) montajı bölge regülatörü istasyonuna yapılmıştır. Devamında proje ürünü olan Ölçüm Ekipmanının tasarım, düzeltme ve üretim aşamaları gerçekleştirilmiş ve aynı bölge regülatörü istasyonuna montajı yapılmıştır. Ölçüm ekipmanı ile ultrasonikmetre arasına ölçümü etkilememesi için 1 adet de akış düzenleyici montajı yapılmıştır. Yapılan çalışmanın şematik çizimi Şekil 1.'de gösterilmektedir.



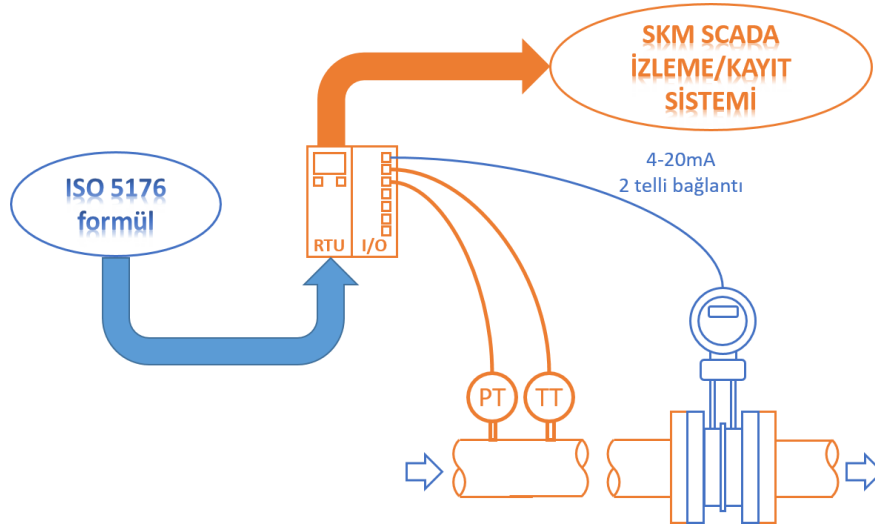
**Şekil 1.** Orifis metre deneysel planı şematik çizimi

Tasarımı tamamlanan ürünlerin montajlarının Şekil 2’de görülen bölge regülatörüne montajının yapılmasının ardından ölçümlere başlanmıştır.



**Şekil 2.** Bölge regülatörünün revizyon sonrası hali

Ölçüm ekipmanından alınan fark basınç bilgisini temsil eden 4-20mA analog sinyali istasyonda bulunan ve istasyon bilgilerini ESGAZ Merkezi SCADA sistemine iletmekle görevli RTU'ya (Remote Terminal Unit: Uzak Giriş/Çıkış Birimi) girilmiştir. Şekil 3'de görülen RTU cihazları uzak noktalardan toplanan analog ve dijital sinyallerin bir merkeze iletilmesinde kullanılan mikroişlemci temelli cihazlar olmakla birlikte içerisinde bir hesaplama ve işlem birimi de barındırmaktadır. Cihazın bu özelliğinden yararlanılarak yukarıdaki hesaplamada kullanılan ISO 5167 tabanlı formül bu RTU cihazına kendi geliştirme yazılımı ile işlenmiştir. Böylece ölçüm ekipmanından alınan fark basınç bilgisi volümetrik debiye dönüştürülmüştür.



Şekil 3. Orifis metre akış izleme şematik çizimi

RTU cihazına girilecek yazılım ile “mbar” cinsinden ölçüm ekipmanı basınç farkı “Std<sub>m</sub>3/h” cinsinden debiye dönüştürülmüştür.

Yukarıda bahsedilen EHD cihazı da yine yukarıda bahsedilen RTU cihazına haberleşme yolu ile bağlanarak bu EHD bilgilerinin de SCADA sistemine aktarılması, ultrasonik metre ve ölçüm ekipmanı ölçümlerinin karşılaştırılması sağlanmıştır.

## 2.2. Orifis metre Tasarım Hesaplama Prosedürü

Fark basınç metoduyla ölçüm yapan bir debimetrede akışın kütlece debisi, EN ISO 5167 standart serisinde belirtilen belirsizlik sınırları içerisinde basınç farkına bağlı olması nedeniyle Eşitlik (1) kullanılarak hesaplanır;

$$q_m = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d^4 \sqrt{2\Delta p \rho_1} \quad (1)$$

Benzer şekilde, akışın hacim debisi aşağıda verilen Eşitlik (2) kullanılarak hesaplanabilir;

$$q_V = \frac{q_m}{\rho} \quad (2)$$

$q_m$  : Kütlece Debi (kg/s)

$q_V$  : Hacimsel Debi (m<sup>3</sup>/s)

$\beta$  : Çap Oranı

$\varepsilon$  : Genleşebilirlik Faktörü

$d$  : Orifis Çapı (m)

$\Delta p$  : Fark Basınç (Pa)

$\rho_1$  : Girişteki akışkan yoğunluğu (kg/m<sup>3</sup>)

$C$  : Akış Katsayısı

Kütlece debi hesabında hat çapı, orifis iç çapı ve hesaplanan çap oranı değerleri şu şekildedir:

$$d=57,00 \text{ mm}$$

$$D=154,06 \text{ mm}$$

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{57,00}{154,06} = 0,37 \quad (3)$$

$\Delta p$  : Fark Basınç Sensöründen okunan 4-20 mA karşılığındaki fark basınç, 0-1000 mbar (0-100000 Pa), Tablo 1'de verilen hesaplama tablosunda 0 ile %100 okuma ölçeğinde 21 farklı ölçüm noktası belirlenmiştir.

**Tablo 1.** Fark basınç sensöründen elde edilen ölçüm noktası tablosu

No	$\Delta p$ [%]	$\Delta p$ [mbar]	$qm$ [kg/h]	$qV$ [m <sup>3</sup> /s]	Re <sub>D</sub>	$qV$ [Sm <sup>3</sup> /s]
min.	0,1	1,0	152,9	40,9	3,37E+04	211,77
1	5	50,0	1073,0	287,0	2,37E+05	1486,25
2	10	100,0	1512,7	404,7	3,33E+05	2095,23
3	15	150,0	1847,1	494,1	4,07 E+05	2558,50
4	20	200,0	2126,7	568,9	4,69 E+05	2945,69
5	25	250,0	2370,8	634,2	5,23 E+05	3283,86
6	30	300,0	2589,6	692,7	5,71 E+05	3586,91
7	35	350,0	2789,0	746,1	6,15 E+05	3863,13
8	40	400,0	2973,0	795,3	6,55 E+05	4117,92
9	45	450,0	3144,2	841,1	6,93 E+05	4355,06
10	50	500,0	3304,6	884,0	7,28 E+05	4577,28
11	55	550,0	3455,8	924,5	7,62 E+05	4786,67
12	60	600,0	3598,9	962,7	7,93 E+05	4984,86
13	65	650,0	3734,8	999,1	8,23 E+05	5173,12
14	70	700,0	3864,3	1033,7	8,52 E+05	5352,51
15	75	750,0	3988,0	1066,8	8,79 E+05	5523,89
16	80	800,0	4106,5	1098,5	9,05 E+05	5688,00
17	85	850,0	4220,2	1128,9	9,30 E+05	5845,43
18	90	900,0	4329,4	1158,2	9,54 E+05	5996,73
19	95	950,0	4434,5	1186,3	9,77 E+05	6142,34
20	100	1000,0	4535,8	1213,4	1,00 E+05	6282,65

Yukarıda verilen formülde kütleli debinin hesaplanabilmesi için direkt olarak akışkan cinsine, sıcaklık ve basıncına bağlı olarak değişkenlik gösteren parametrelerin bulunması veya hesaplanması gerekmektedir. Bunun için, şebeke bilgileri kullanılarak yoğunluk, dinamik viskozite ve diğer değerler elde edilmiştir.

### Yoğunluk

Doğalgaz yoğunluğu gazın muhteviyatıyla direkt orantılıdır. Bu ve diğer fiziksel özelliklerin hesaplaması için AGA-8 standardındaki korelasyonlar kullanılmıştır. Gaz muhteviyatı için şehir ana gaz giriş istasyonundaki kromatografadan alınan yıllık ortalama değerler Tablo 2'de gösterilmiştir:



**Tablo 2.** Gaz kromotograftan alınan yıllık ortalama değerler

Metan	Nitrojen	CO2	Etan	Propan	İ- Bütan	N- Bütan	İ- Pentan	N- Pentan	Heksan	Spesifik Graviyt
95,0603	1,1467	0,3226	2,3258	0,767	0,1286	0,1565	0,0351	0,0337	0,0236	0,5867
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	

Bölgenin şartları ve hat içerisinde değişkenlik gösterebilecek parametreler gereği, yoğunluk bilgileri arasında interpolasyon yapılabilmesi amacıyla farklı sıcaklık ve basınç değerleri üzerinden yoğunluk değerleri hesaplatılmıştır.

Tablodaki değerler AGA-8 standardına göre ve “Detail” hesaplama metoduyla hesaplanarak aşağıdaki yoğunluk değerleri elde edilmiştir.

**Tablo 3.** AGA-8 standardına göre hesaplanan yoğunluk değerleri

Sıcaklık (°C)	-5	0	7	15	30	0	0	0	0
Basınç (MPa)	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,42	0,44	0,55	0,59
Yoğunluk (kg/m <sup>3</sup> )	3,80001	3,72733	3,63029	3,52559	3,34517	3,17588	3,32885	4,17307	4,48128

### Dinamik Viskozite

Dinamik viskozite değeri LGE (Lee, Gonzalez and Eakin correlation) metoduyla hesaplanarak aşağıdaki viskozite değerleri elde edilmiştir.

**Tablo 4.** Hesaplanan vizkozite değerleri

Sıcaklık (°C)	-5	0	7	15	30	0	0	0	0
Basınç (MPa)	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,42	0,44	0,55	0,59
Vizkozite (Pa.s)	1,023E- 05	1,043E- 05	1,069E- 05	1,1E-05	1,156E- 05	1,042E- 05	1,042E- 05	1,043E- 05	1,044E- 05

Dinamik viskozite, Reynolds sayısını, ve akabinde C akış katsayısını bulmak için kullanılmıştır.

## Cp/Cv, İzantropik Üs

Cp/Cv katsayısı (veya İzantropik Üs ideal gazlar için bu iki değer birbirine eşittir, ancak doğal gaz fiziksel özellikleri reel gaz olarak hesaplandığında fark çıkmaktadır. Bu yüzden izantropik üs parametresi kullanılmıştır.) yoğunluk hesabında olduğu gibi AGA-8 hesaplamaları sonucu elde edilmektedir. Bu hesaplamalar sonucunda aşağıdaki tablo elde edilmiştir.

**Tablo 5.** AGA-8 standardına göre hesaplanan izantropik üs

Sıcaklık (°C)	-5	0	7	15	30	0	0	0	0
Basınç (MPa)	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,42	0,44	0,55	0,59
İzantropik Üs	1,3065	1,30485	1,30242	1,29947	1,29353	1,30472	1,30475	1,30497	1,30506

## Genleşebilirlik Faktörü, $\epsilon$

Genleşebilirlik faktörü hesabında EN ISO 5167-2 bölüm 5.3.2.2’de verilen ampirik formül kullanılmıştır.

Genleşme (genişleme) faktörü,  $\epsilon$

Üç basınç ölçme deliği tanzimi için, genleşme (genişleme) faktörü  $\epsilon$ ’un hesaplanması amacıyla kullanılacak

ampirik eşitlik aşağıda verilmiştir:

$$\epsilon = 1 - (0,351 + 0,256\beta^4 + 0,93\beta^8) \left[ 1 - \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{1/K} \right] \quad (4)$$

Eşitlik 3 sadece Madde 5.3.1’de belirtilen kullanma sınırları arasında uygulanabilir.

$\epsilon$  değeri ile ilgili hesaplama sonuçları sadece hava, buhar ve doğal gaz için belirlenmiştir. Bununla birlikte,

Eşitlik 3’in izantropik üs değeri bilinen diğer gazlar ve buharlar için de kullanılmasında bir sakınca yoktur.

Buna rağmen Eşitlik 3 sadece  $(p_2 / p_1) \geq 0,75$  olduğunda uygulanabilir.

İzantropik üssün fonksiyonu olarak, genleşme (genişleme) faktörü, basınç oranı ve çap oranı değerleri kolaylıkla ulaşılabilmesi için TS EN ISO 5167-2’de ki Çizelge A.12’de verilmiştir. Bu değerler hassas enterpolasyon için kullanılmamalıdır. Ekstrapolasyon yapılmasına müsaade edilmez (TS EN ISO 5167-2/Nisan 2006).

## Akış Katsayısı

Fark basınç debi hesabında kullanılan en önemli parametre olan akış katsayısı, yine TS EN ISO 5167-2 standardında 5.3.2.1 bölümünde yer alan Reader-Harris/Gallagher denklemi ile elde edilmiştir. Denklemin içerisinde Reynolds sayısı bulunması sebebi ile, gerçek akış katsayısı değeri ancak birkaç iterasyondan sonra elde edilebilmektedir. Dolayısıyla hesaplama yapılan 21 nokta için en az 5'er kez iterasyon yapılarak doğru akış katsayısı hesaplanmıştır. Ancak, akış katsayısı, direkt olarak debimetrenin geometrisine bağlıdır, dolayısıyla üretimdeki sapmalar bu değerde farklılıklara yol açacaktır. Bu değer için spesifik bir debimetre için öğrenmenin diğer bir yolu ampirik deneyler, yani diğer adıyla kalibrasyondur.

## Kütlesel Debi

Hesaplamaya devam ederken tek bir kütleli debi hesaplanmıştır. Bu kütleli debi, kış şartlarında referans olarak müşteri tarafından verilmiş olan “0 °C. 4 barg” koşulları altında hesaplanmıştır. Göreli basınçtan (barg) mutlak basınca (bara) çeviri ise yine müşteri tarafından verilmiş olan Eskişehir bölgesine ait atmosferik basınç, 992 mbar, ile hesaplanmıştır. (4000 + 992 = 4992 mbara) Bu durumda, Tablo 6’da 0-%100 ölçek aralığında sensörde okunan değere karşılık gelen kütleli debi, yukarıda belirtilen tüm parametreler kullanılarak bulunmuştur.

Bulunan kütleli debinin  $Sm^3/h$  cinsine dönüştürülmesi için aşağıdaki formül kullanılır.

$$q_{V,Std} = \frac{q_m}{\rho_{1,Std}} \quad (5)$$

$q_{V,Std}$  : Standart koşullar altında indirgenmiş hacimsel debi ( $Stdm^3/h$ )

$\rho_{1,Std}$  : Standart koşullar altında indirgenmiş yoğunluk ( $kg/m^3$ )

Standart koşullar: 15 °C sıcaklık ve 1013 mbara basınç

Bu durumda ölçüm tablosunun son durumu Tablo 7’de gösterilmiştir.

**Tablo 6.** Hesaplanan kütleli debi

Yüzde (%)	Akım (mA)	DP, ΔP (mbar)	Akış, q <sub>m</sub> (kg/h)
1	4.160	10	484,4
5	4.800	50	1079,3
10	5.600	100	1521,6
15	6.400	150	1858,0
20	7.200	200	2139,2
25	8.000	250	2384,8
30	8.800	300	2604,9
35	9.600	350	2805,5
40	10.400	400	2990,6
45	11.200	450	3162,8
50	12.000	500	3324,2
55	12.800	550	3476,3
60	13.600	600	3620,2
65	14.400	650	3757,0
70	15.200	700	3887,3
75	16.000	750	4011,7
80	16.800	800	4130,9
85	17.600	850	4245,3
90	18.400	900	4355,2
95	19.200	950	4460,9
100	20.000	1000	4562,9

Tablo 7'ye göre, 1000 m<sup>3</sup>/h nominal ve 5000 Sm<sup>3</sup>/h azami ölçüm karşılanmaktadır.

Ancak, hat içerisindeki anlık basınç ve sıcaklık değişimlerinde akışkanın fiziksel özellikleri de değişmektedir. Bu değişim ölçülen basınç farkına tekabül eden kütleli debi hesaplamasına anlık olarak yansımaktadır. Anlık hesaplamaların basınç ve sıcaklık değerleri ile düzeltilmesi işlemine sıcaklık ve basınç kompanzasyonu denir.

Tam teşekküllü akış bilgisayarlarında bu kompanzasyon anlık sıcaklık ve basınç değerleri ile (ve aynı zamanda kromatograf yoluyla elde edilen muhteviyat bilgisi ile) AGA-8 formülünü sürekli hesaplayarak yeni fiziksel parametreler elde ederek gerçekleşir.

Tablo 7. Hesaplanan kütleli debi ve standart akış

Yüzde (%)	Akım (mA)	DP, ΔP (mbar)	Akış, q <sub>m</sub> (kg/h)	Standart Akış, q <sub>v,Std</sub> (Sm <sup>3</sup> /h)
1	4.160	10	484,4	672,8
5	4.800	50	1079,3	1499,1
10	5.600	100	1521,6	2113,4
15	6.400	150	1858,0	2580,6
20	7.200	200	2139,2	2971,2
25	8.000	250	2384,8	3312,3
30	8.800	300	2604,9	3618,0
35	9.600	350	2805,5	3896,6
40	10.400	400	2990,6	4153,7
45	11.200	450	3162,8	4392,9
50	12.000	500	3324,2	4617,0
55	12.800	550	3476,3	4828,3
60	13.600	600	3620,2	5028,2
65	14.400	650	3757,0	5218,1
70	15.200	700	3887,3	5399,1
75	16.000	750	4011,7	5572,0
80	16.800	800	4130,9	5737,5
85	17.600	850	4245,3	5896,4
90	18.400	900	4355,2	6049,0
95	19.200	950	4460,9	6195,9
100	20.000	1000	4562,9	6337,5

Basınç ve sıcaklık kompanzasyonu daha basit ve faturaya yönelik ölçüm yapılmayan cihazlarda ideal gaz denklemi kullanılarak yapılır. Bu uygulamada da ideal gaz denklemi kullanılmıştır. Bu denklemde değişen sıcaklık ve basınçlar için şu kompanzasyon formülü kullanılmaktadır:

$$q_{v,Std,anlık} = q_{v,Std} \sqrt{\frac{273,15 P_{anlık}}{T_{anlık} 4992}} \quad (6)$$

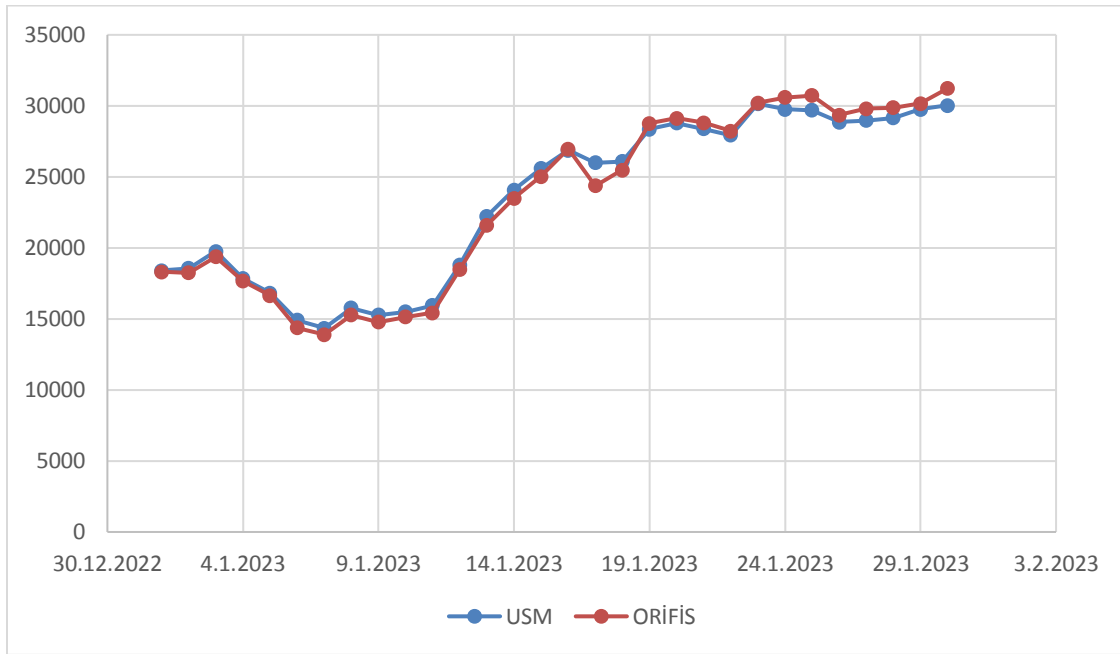
$q_{v,Std,anlık}$  : Anlık hacimsel standart debi (Sm<sup>3</sup>/h)

$T_{anlık}$  : Anlık mutlak sıcaklık (K)

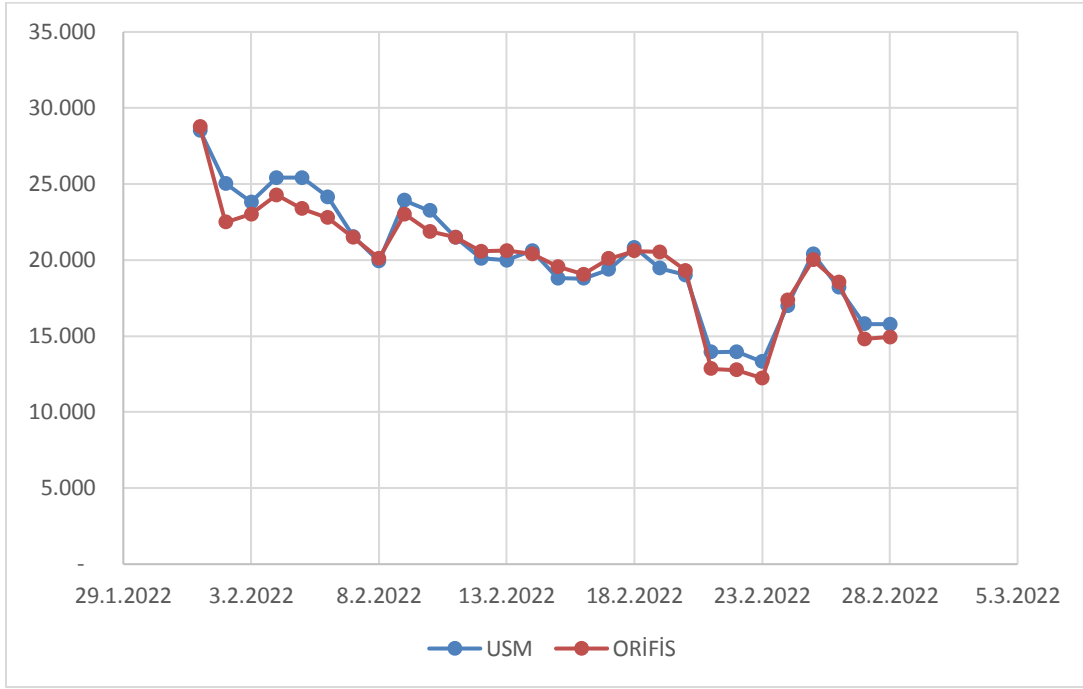
$P_{anlık}$  : Anlık mutlak basınç (mbara)

### 3. BULGULAR VE DEĞERLENDİRME

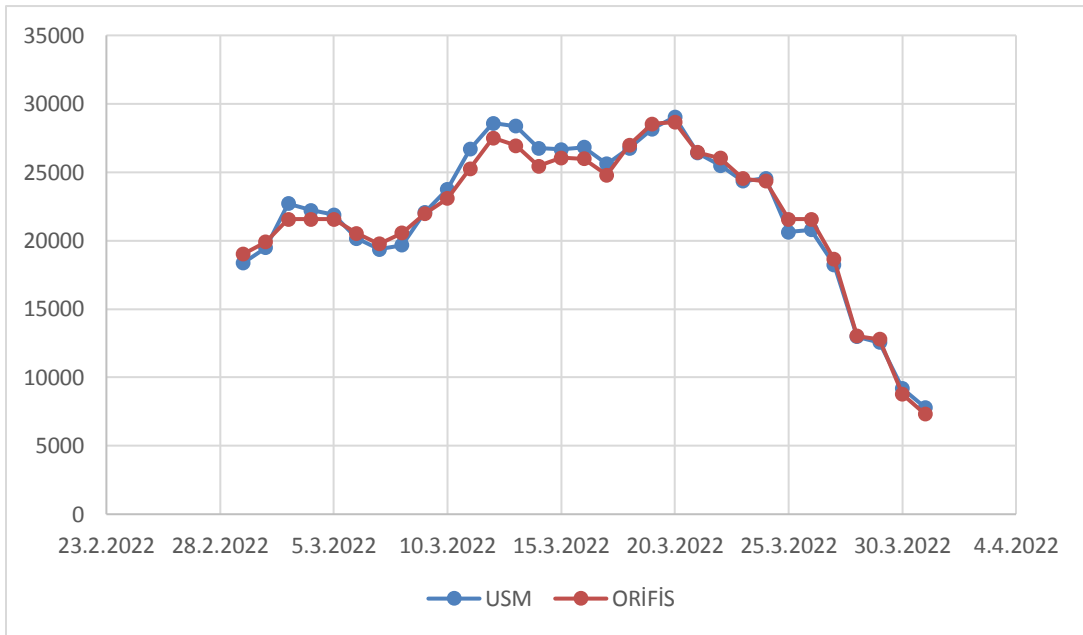
DeneySEL çalışma belirli bir bölgeyi besleyen bölge regülatörünün gerçek çalışma şartlarında yapılmıştır. Ölçümler ısıtma sezonu olan ocak, şubat, mart ayları ile birlikte ekim, kasım ve aralık aylarında yapılmıştır. Bunun dışında kalan aylarda aynı bölgeyi besleyen birden fazla bölge regülatörü olduğu için çalışmanın yapıldığı bölge regülatörü devre dışı kaldığından ölçüm sonuçları alınamamıştır. Çalışma sonuçları aşağıda verilmiştir. Şekil 4’de verilen ocak ayı değerlerine bakıldığında ölçüm sonuçlarının %99,37, Şekil 5’de verilen şubat ayı değerlerine bakıldığında ölçüm sonuçlarının %98,06, Şekil 6’de verilen mart ayı değerlerine bakıldığında ölçüm sonuçlarının %99,31, Şekil 7’de verilen ekim ayı değerlerine bakıldığında ölçüm sonuçlarının %97,69, Şekil 8’de verilen kasım ayı değerlerine bakıldığında ölçüm sonuçlarının %98,78, Şekil 9’de verilen aralık ayı değerlerine bakıldığında ölçüm sonuçlarının %98,64 olduğu görülmektedir.



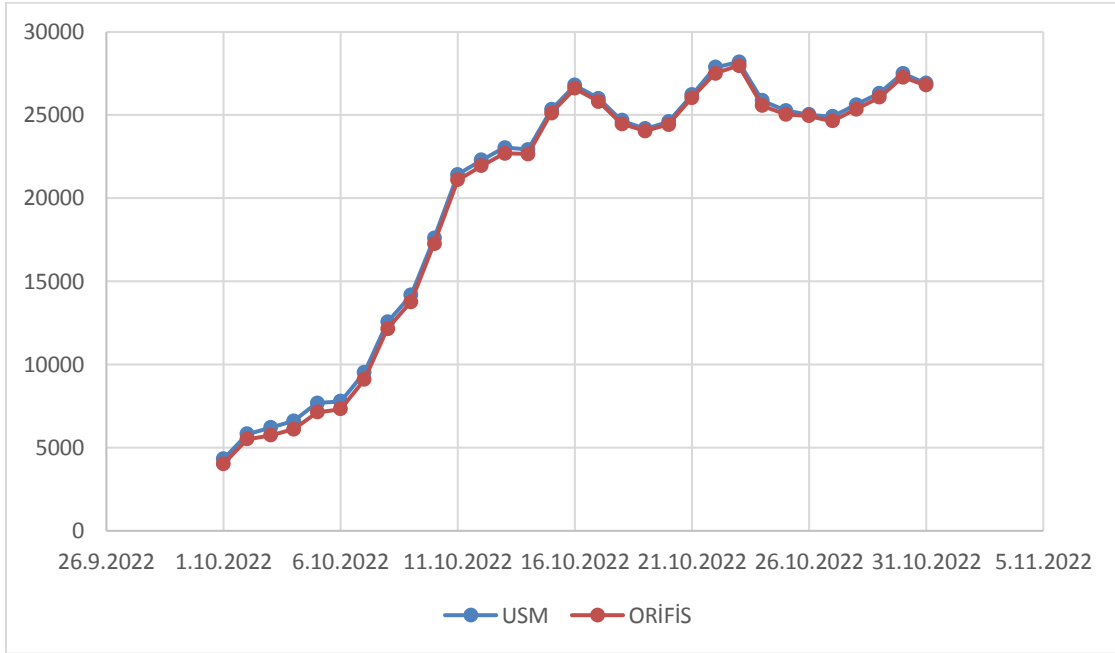
Şekil 4. Ocak 2022 ölçüm sonuçları



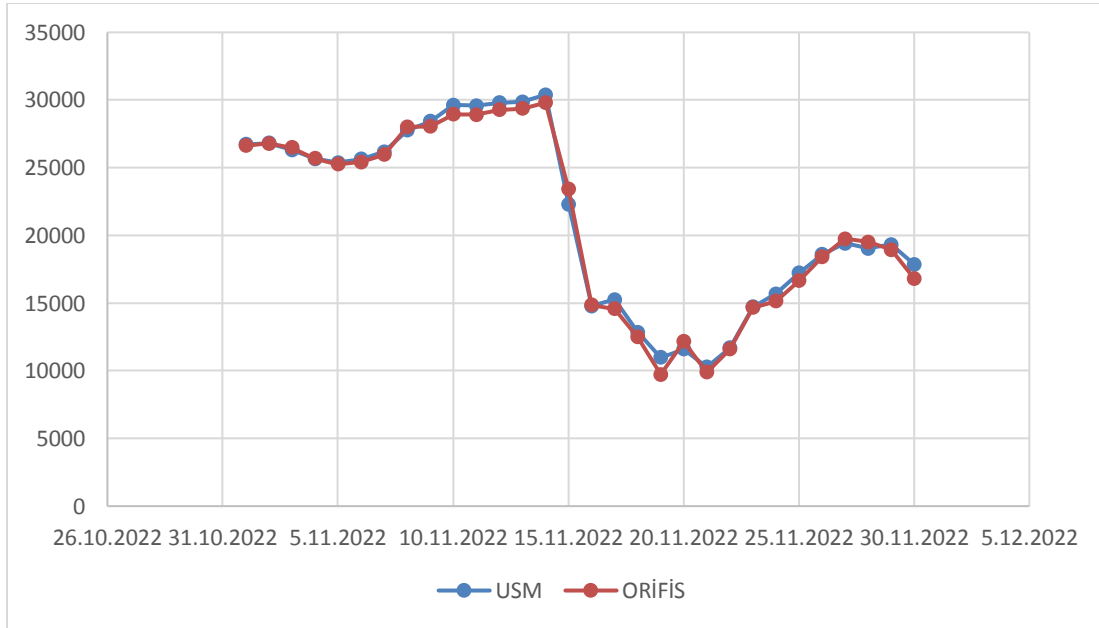
**Şekil 5. Şubat 2022 ölçüm sonuçları**



**Şekil 6. Mart 2022 ölçüm sonuçları**

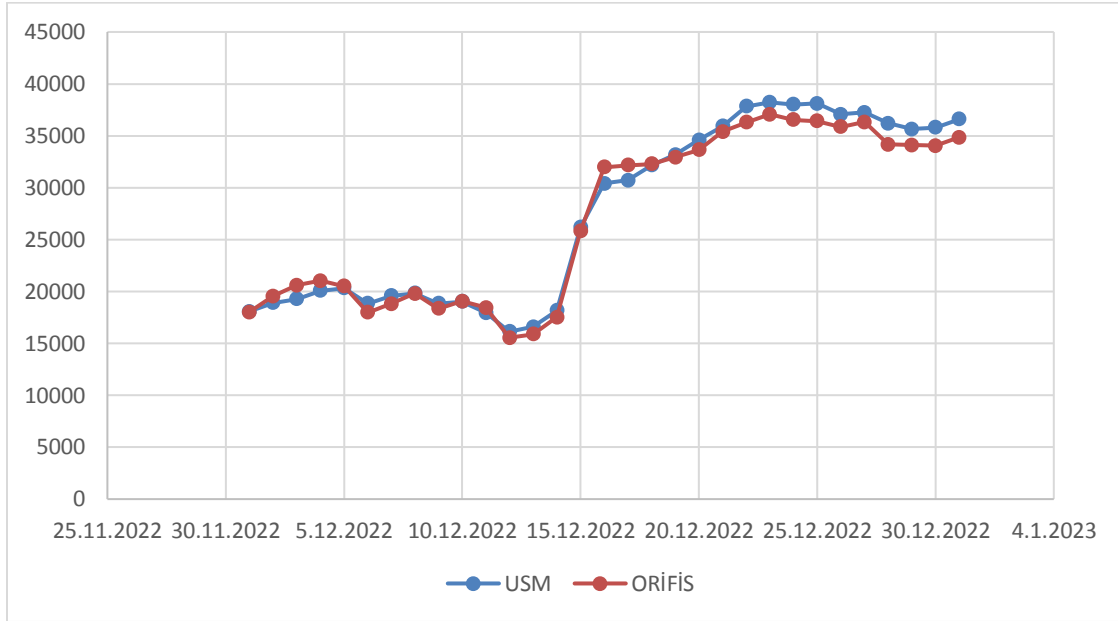


**Şekil 7. Ekim 2022 ölçüm sonuçları**



**Şekil 8. Kasım 2022 ölçüm sonuçları**





Şekil 9. Aralık 2022 ölçüm sonuçları

#### 4. SONUÇLAR

Bu çalışmada doğal gaz dağıtımını yapan bir şebekede kurulu bulunan ve belirli bir bölgeyi besleyen bölge regülatörünün üzerine yerli ve milli imkânlarla tesis edilen bir orifismetre ile elde edilen sonuçlar doğruluğu belgelendirilmiş ve ticari amaçlı kullanıma uygun bir ultrasonikmetre sayacın sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Sonuçları birbirine oranladığımızda çıkan doğruluk oranları özet olarak Tablo 8’de sunulmuştur.

Tablo 8. Ölçüm sonuçları özet tablosu

Aylar	Oca	Şub	Mar	Nis	May	Haz	Tem	Ağu	Eyl	Eki	Kas	Ara
Sonuç	%99,37	%98,06	%99,31	-	-	-	-	-	-	%97,69	%98,78	%98,64

Sonuçlara göre yapılan değerlendirme orifismetrenin %98,64 ortalama doğrulukta ölçüm yaptığını göstermiştir.

Bu deneysel çalışma mevcut bir bölge regülatöründe yapılan revizyonlar ile gerçekleştirilmiştir. Dağıtım bölgelerinde kullanılan tüm bölge regülatörleri aynı mekanik tasarım yapısına sahip olmayabilir. Ortaya çıkan ürünün kullanımı için mutlaka girişte laminar akış sağlayacak bir düz boru mesafesine ihtiyaç olacaktır. Bu husus ortaya çıkan ürünün kullanım alanlarını kısıtlayabilir.

Bundan sonraki çalışmalarda laminar akışın sağlanması için orifisetre giriş alanında kullanılan akış düzenleyicilerin etkinliği ve daha etkin akış düzenleyiciler geliştirilmesi üzerine çalışmalar yapılabilir. Ayrıca geliştirilen bu orifisetre ürünü daha büyük ölçekte gaz tüketimi olan basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında kullanımı deneyimlenerek daha yüksek debilerdeki ölçüm doğrulukları araştırılabilir. Bununla birlikte aynı deney düzeneğinde çok delikli orifisetre tasarımı da yapılarak çok delikli orifisetrelerin tek delikli orifisetrelerle göre ölçüm doğrulukları açısından sonuçları da araştırılabilir.

## KAYNAKLAR

- [1] Anonim 1, Türk Standardı TS EN ISO 5167-2 (Nisan 2006). Türk Standartları Enstitüsü, Erişim tarihi: 10.05.2023.
- [2] Anonim 2, AGA Report No. 8, Part 1, Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases Using DETAIL and GROSS Equations of State, American Gas Association (2017), Erişim tarihi: 10.05.2023.
- [3] Anonim 3, ASME MFC-3M-2004, Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle and Venturi, The American Society of Mechanical Engineers (2015), Erişim tarihi: 10.05.2023.
- [4] Anonim 4, Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids Part 1, American Gas Association Report No:3, American Petroleum Institute API 14.3, Gas Processors Association (1990), Erişim tarihi: 10.05.2023.
- [5] Y. Çengel and J.M. Cimbala. (2012). Akışkanlar Mekaniği Temelleri ve Uygulamaları.