

JEOTERMAL POMPA PERFORMANSININ GÖZLEMLENMESİ, DEĞERLENDİRİLMESİ VE OPTİMİZASYONU

A.Özden ERTÖZ
Niyazi AKSOY

ÖZET

Jeotermal sahalarda, kuyuların üretim ve reenjeksiyon debileri, sıcaklık ve basınçları, su seviyesi ve su kimyasındaki değişimler, kısaca; işletme sırasında rezervuarın verdiği tepkilerin izlenme ve değerlendirme işlerinin tümüne birden “gözlem” (monitoring) denir.

Gözlemin amacı: Üretim ve reenjeksiyonun planlanması işletmenin gereksinim duyduğu enerjinin kesintisiz ve sürdürülebilir olarak üretilmesi İşletme maliyetlerinin en aza indirilmesidir[1].

Jeotermal enerjiyi yeryüzüne taşıyan akışkanın yeryüzüne çıkarılıp kullanıma hazır hale getirilmesi sürdürülebilir olmalıdır. İçinde birçok erimiş halde katı madde ve gaz bulunan jeotermal akışkan üretimi, zamanla üretimi engelleyecek olaylara sebep olmamalıdır. Bu olaylardan başlıcaları,

1. Kabuklaşma
2. Kalıcı aşırı seviye düşümü
3. Soğuma
4. Korozyon

olarak karşımıza çıkmaktadır. Bunun yanında jeotermal sistemlerin işletme masraflarının en aza indirilmesi, kullanımın yaygınlaştırılması açısından çok önemlidir. Bu sebepten sistemin en büyük enerji tüketicisi olan pompaların uygun seçimi ve işletilmesi çok önemlidir. Bildiride jeotermal akışkanların pompajında karşılaşılabilecek sorunlar ve çözümleri ile pompaj sistemlerinin optimizasyonu anlatılmaktadır.

1. GİRİŞ

Jeotermal akışkan üretiminde akışkan yeryüzüne yaklaştıkça basıncı azalmaktadır. Bu sırada jeotermal akışkanın içinde erimiş halde bulunan CO₂ ve H₂S gibi gazlar, basınç belli bir düzeye gelince sıvıdan ayrılmaktadır. Kuyu içindeki bu faz değişimi sonucu CO₂ nin serbest hale geçerek akışkanın PH değerinin yükselmesi sonucu akışkan içerisinde erimiş halde bulunan tuzlar açığa çıkmakta ve faz ayrışma bölgesinde bulunan yüzeylerde kabuklaşma yaparak kuyu çapının azalmasına ve sonuçta borunun tıkanmasına sebep olmaktadır. Aynı olay basınçlı hava ile üretim yapıldığı zaman da meydana gelmektedir.

Bu sebepten artezyen yapan kuyulardan bile üretim yapmak için, jeotermal akışkanın faz ayrışma seviyesine gelmeden daha derinlerden alınıp basınçlandırılarak yeryüzüne çıkarılması veya bu seviyenin altına bir noktadan Ph düşürücü inhibitör enjekte edilmesi gerekir. Bu seviye o kuyuya konulacak jeotermal pompanın minimum montaj derinliğini belirler. Bu seviyeyi saptamak için o kuyuda basınç ve sıcaklık profili ölçümleri yapılmış olmalıdır. Kuyu içi pompasının debisini belirlemek için de

üretim deneyi yapılmalıdır. Üretim deneyinde kuyuda kademeli olarak debi artışı ile oluşan dinamik seviyeler ölçülmelidir.

Jeotermal akışkan üretiminin sürdürülebilir olması için, yıllık üretim debisinin sahanın yıllık beslenmesi kadar olması gerekir. Beslenme, en iyi şartlarda doğal beslenme ile geri basım debisi toplamına eşit olur. Daha fazla üretim yıldan yıla seviye düşümüne sebep olacaktır. Böyle bir olayla karşılaşmamak için sahada periyodik olarak seviye ölçümü yapılmalı ve üretilen ve geri basılan jeotermal akışkan debimetrelerle ölçülmelidir. Buradan elde edilecek verilerle yapılacak bir saha durum analizi bize çok kıymetli bilgiler verecektir.

Üretilen akışkanın kaynağın soğumasına yol açmayacak bir şekilde yeraltına geri basılması gerekir. Geri basım üretim zonuna yapılırsa "reenjeksiyon", farklı bir zona yapılırsa "enjeksiyon" adını almaktadır. Genel olarak geri basımın üretim zonundan daha derine yapılması tercih edilmelidir.

Jeotermal akışkanlar içinde önemli derecede korozyon yaratan başlıca korozif maddeler ve etkileri kısaca şöyledir[3].

- Oksijen, (Genelde hava ile temastan gelir, çeliğe karşı korozyonu dört misli hızlandırır).
- Hidrojen iyonu (pH), (havasız tuzlu suda çelik korozyonunun başlıca katodik reaksiyonu hidrojen iyonu indirgemesidir, pH 8 in altında korozyon hızı aniden artar).
- Klorür iyonu, (Lokal korozyona sebep olur, paslanmaz çelikleri etkiler),
- Karbondioksit türleri, (Erimiş karbondioksit, Bikarbonat iyonu, Karbonat iyonu),
- Sülfat türleri (Hidrojen sülfür, Bisülfat iyonu, Sülfat iyonu),
- Amonyak türleri (Amonyak ve amonyak iyonu),
- Sülfat iyonu (Çimentoyu etkiler).

Standart olarak karbon çeliğinden yapılan kuyu techizi ve kuyu içi pompaların başarı ile işletilmesi için birtakım önlemler alınmalıdır. Jeotermal akışkan yeraltına geri basım dahil hiçbir zaman hava ile temas ettirilmemelidir. Bu sayede akışkan içinde bulunan H_2S havadaki O_2 ile birleşerek H_2SO_4 veya H_2SO_3 meydana gelmediğinden çukurcuk korozyonu oluşması büyük ölçüde önlenmiş olacaktır.

2. JEOTERMAL POMPA PERFORMANSININ GÖZLEMLENMESİ

Jeotermal işletmelerde kuyu içi pompalar günde en az iki kere gözlemlenmeli ve kayıtları tutulmalıdır. Elde edilen veriler işletmeye karşı rezervuarın tepkilerinin değerlendirilmesi pompanın bakım ihtiyacını belirleyeceği gibi, pompanın kuyuya uygunluğunun da kontrol edilmesini sağlar. Bu sayede pompaların sistem verimleri belirlenebilir ve gerekirse optimizasyonu yapılabilir. Yanlış dikkat edilmesi gereken önemli nokta manometre ve debimetre gibi ölçü aletlerinin kalibrasyonunun yapılmış olmasıdır.

Kuyu gözlemlerinde ölçülen parametreler

- Üretim ve re-enjeksiyon debileri
- Kuyu / kuyubaşı sıcaklık ve basınç testleri
- Su seviyeleri
- Su ve gaz kimyası
- Pompa giriş gücü
- Devir sayısı veya frekans

Yapılması gereken ölçümler aşağıdadır.

1. Anülüs basıncı (Pa)
2. Pompa çıkış basıncı (Pout)
3. Pompa çıkış sıcaklığı (WHT)
4. Debi (Q)
5. F/C giriş gücü (kW)
6. F/C frekansı (Hz)

Bu ölçümlerden başka üç ayda bir olmak üzere yeraltı su seviyesi değişimini saptamak ve dinamik su seviyesinin değişiminin pompaj verimliliğine etkisini araştırmak için kademeli pompaj deneyi yapılmalıdır. Bu deneyde yukarıdaki ölçümlere ek olarak seviye ölçme borusu basıncı (Pm) de ölçülmelidir.

3. DENEY PROSEDÜRÜ

Böyle bir çalışmada bulunabilmek için kuyularda debimetre ve seviye ölçme boruları bulunması gerekir. Bu sistem sayesinde kuyu içi pompası çalışırken yapılacak ölçümlerle su seviyesinin hesaplanma yöntemi aşağıda açıklanacaktır. Seviye ölçme boruları (bubler tube) 8 mm çaplı kalın etli (1.5-2 mm) paslanmaz çelik borulardır. Uzunlukları en az pompa asamblesinin üstüne kadar olmalıdır. İnhibitör borusu borusu olarak da kullanılacak olan seviye ölçme borularının faz ayrışma seviyesinden 40-50m daha aşağıya kadar uzatılması, enjekte edilecek inhibitörün jeotermal akışkan ile iyice karışması için gereklidir. Seviye ölçmek için bu boruya gaz basılırsa, boru içerisindeki akışkan kuyu içerisine doğru itilecektir. Borunun içi tamamen gaz dolduğunda, fazla gaz, borunun alt ucundan annülüse çıkar. Boruya basınç sabitleşinceye kadar birkaç kez gaz basılması gerekebilir. Üst üste aynı basınç değerleri elde edilmesi, borunun içinin tamamen gaz dolduğunu gösterir. Bu durumda borunun alt ucuna göre basınç dengesi E.1'de gaz sütunu statik basıncı ihmal edilerek gösterilmiştir.

$$P_m = \rho_w \cdot g \cdot (L_p - L_{wg}) + P_{ann} \quad (1)$$

E.1'e göre kuyubaşında ölçülen basınç, kuyuda ölçme borusunun üzerinde yer alan suyun hidrostatik basıncı ile annülüs basıncının toplamına eşittir. Annülüs basıncı kuyubaşından ölçülerek, su gaz ara yüzeyinin kuyubaşına uzaklığı, E.2'den hesaplanabilir.

$$L_{wg} = L_p - \left[\frac{P_m - P_{ann}}{\rho_w g} \right] \quad (2)$$

Annülüs basıncı, atmosferik alet basıncı, $P_{ann} = 0$, alınarak, ölçülen basınç su sütunu yüksekliği cinsinden ifade edilirse, Pm, basıncına karşılık su seviyesi E.3'ten hesaplanır.

$$L_{wh} = -L_p + \left(\frac{P_m}{\rho_w g} \right) \quad (3)$$

L_{wh} 'in pozitif değerleri kuyunun artezyenik, su seviyesinin kuyubaşından daha yukarıda olduğunu gösterir. Denklemlerde P basınç (Pa), ρ yoğunluk (kg/m³), g yerçekim ivmesi 9.81 m/s²'dir. [1]

Güç ölçümü F/C panelinden yapılırsa bize frekans kontrolü çıkış gücünü vereceğinden F/C kayıpları hesaba katılmamış olacaktır. Bunun için F/C girişinde önce bir güç analizörü kullanılmalı veya F/C girişinden önce bir sayaç varsa o sayacın ölçüm sırasında diskinin mesela 10 tur dönme zamanı kronometre ile ölçülerek buradan çekilen güç hesaplanmalıdır (Örnek 1).

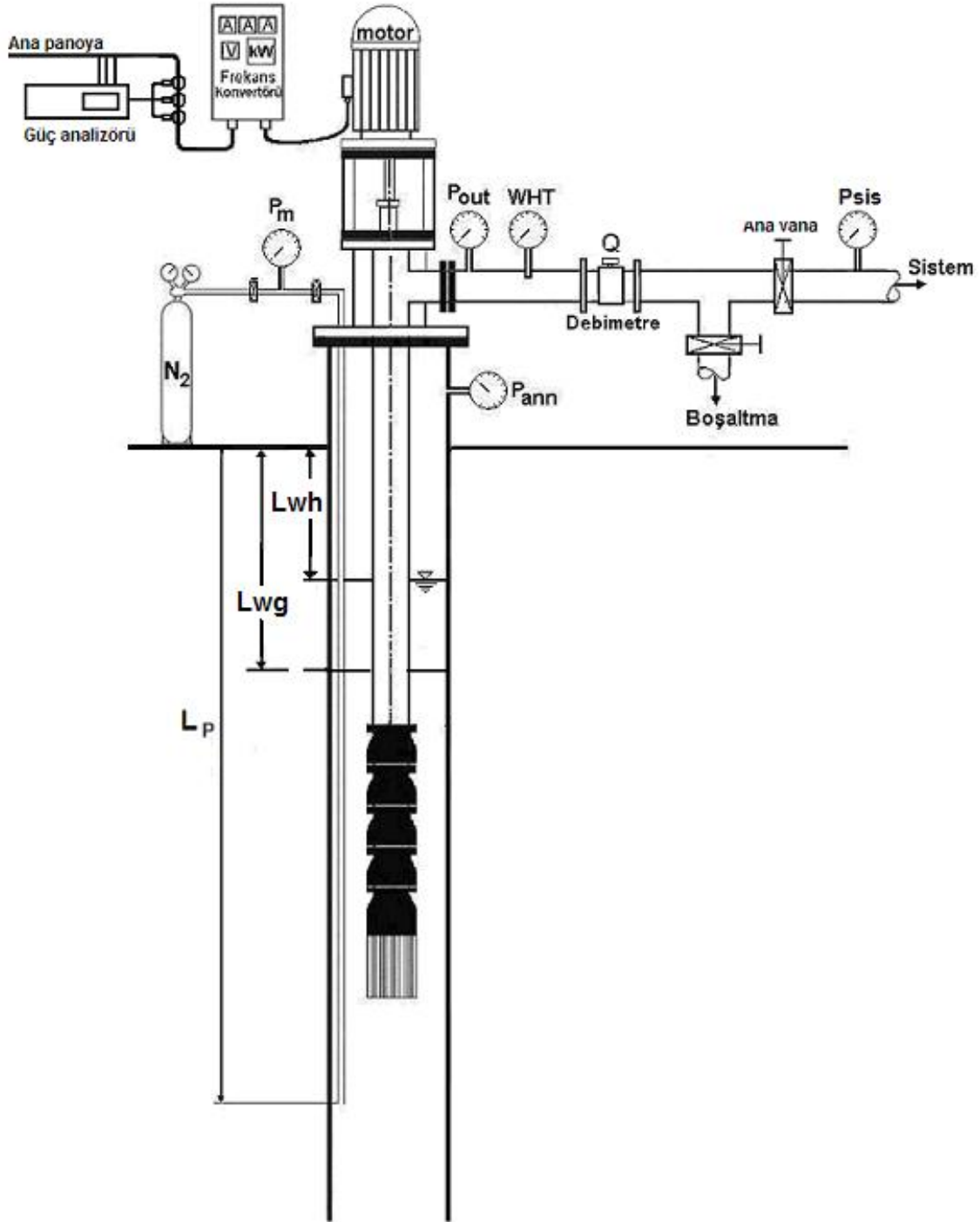
Örnek 1: Her sayacın kadranında (...devir=1 kWh) gibi bir kayıt vardır. Örneğin 55 devir=1 kWh olsun. 10 tur için ölçülen zaman 25 sn ise, Frekans değiştiriciye giren güç şöyle hesaplanır.

25 saniyede disk 10 tur dönerse, 3600 saniyede kaç tur döner? Orantısından $36000/25=1440$ devir ve 55 devir=1kWh olduğundan çekilen güç= $1440/55=26,19$ kWh olarak bulunur.

Bu deneyde pompa çalıştırılmadan önce $Q=0$ da statik seviye ölçümü yapıldıktan sonra şebekeye akışkan basılacak en düşük devirden motorun mücade ettiği en yüksek devire kadar kademeli olarak 5 veya 6 noktada debi ve seviye ölçümü Çıkış vanası tam açık konumda ve frekans değiştirilerek yapılır. Jeotermal akışkan şebekeye basılarak yapıldığından her dönme hızında çalışma noktası sistem karakteristiğinin üstünde olacaktır. Bu ölçümlerle sistem karakteristiği elde edilmiş olur. Her bir debi için yapılan ölçümlerde F/C giriş gücü ve basma yüksekliği ölçüldüğünden, her debi kademesi için sistem verimi doğru olarak hesaplanır.

Sistem verimi % 65-70 arasında ise pompa çok iyi, % 60-65 arasında ise iyi verimli demektir. Verim daha düşük ise sebebi araştırılmalıdır. Sebep pompa veriminin azlığı veya pompanın kuyuya uyumsuzluğu olabilir. Bu konuyu araştırmak için pompanın sabit devir deneyleri yapılmalıdır. (Örneğin 1900 – 1700 – 1500 – 1300 devirlerde sabit devirli deney)

Bu deneylerde, önce sisteme akışkan basılabilen en küçük devirden başlanarak en yüksek devire kadar deney devir sayıları belirlenir. F/C en küçük devire ayarlanır. Daha sonra vana en kısık konumdan tam açık konuma kadar takriben 4-5 noktada devir değiştirilmeden tablo 3 teki ölçümler yapılarak yazılır. Daha sonra saptanmış olan her devir için tekrar en kısık vana konumundan tam açık vana konumuna kadar ölçümler yapılarak tablo3 her devir için doldurulur. En yüksek devirde deney sonunda tam açık vana konumundan daha fazla debi için 1 veya 2 noktada daha ölçüm yapmak faydalı olacaktır. Bunun için ana vana kapatılıp, tahliye vanası açılarak deneye devam edilir. Böylece Pompanın en yüksek devirde tam karakteristiğini elde etmiş oluruz.



Şekil 1. Pompa deney düzeneği.

4. DENEYİN YAPILIŞI

Deneye başlamadan önce kullanılacak ölçü aletlerinin kalibrasyonunun yapılmış olduğundan emin olunmalı ve bilhassa debimetrenin standartlara uygun monte edilmiş olmasına dikkat edilmelidir. Deneyin yapılacağı pompanın değişken debili frekans kontrollu olduğu ve basma hattı üzerinde elektromanyetik debimetresi olduğu varsayılmıştır. Frekans kontrol cihazlarının güç ve frekans değişimi ile verimlerinin değişimleri üreticileri tarafından sağlıklı bir şekilde bildirilmediğinden frekans değiştiricisinin önüne bir güç analizörü monte edilmiştir. Güç analizörü yerine elektrik sayacından da güç ölçümü de yapılabilir. Frekansla birlikte gerilimin de aynı oranda azalması sonucu motorda kaymanın artışı sebebiyle pompa devir sayısı frekansla doğru orantılı olarak değişmez. Bu sebepten F/C deki frekansa bakıp devir sayısını hesaplamak yanıltıcı olur. Deneyde her zaman görülebilecek olan F/C panelindeki frekans esas alınmıştır. Sabit devirli pompaların deneyleri de ayrıca ele alınacaktır. Yapılacak ölçümler tablo 1 de koyu renkli rakamlarla, yapılan hesaplamalarla bulunan değerler normal rakamlarla gösterilmiştir.

Tablo 1. Ölçümler sırasında doldurulacak tablo örneği.

| Debi | Seviye borusu | Anülüs basıncı | Çıkış basıncı | Su sıcaklığı | Güç ölçümü | Frekans | Su seviyeleri | | Basma Yüksek. | Sistem basıncı | Verim |
|---------------------|---------------|----------------|---------------|--------------|------------|---------|---------------|---------|---------------|----------------|-------|
| Q | Pm | Pann | Pout | WHT | P | Hz | Lwh | Lwg | Hm | H sistem | η |
| (m ³ /h) | (bar) | (bar) | (bar) | °C | (kW) | | (m) | (m) | (m) | (m) | (%) |
| 0 | 11.34 | 3.00 | | | | | -25.0 | -58.06 | | | |
| 61.2 | 10.20 | 3.00 | 2.55 | 130 | 22.11 | 45 | -37.6 | -70.64 | 65.7 | 33.6 | 45.84 |
| 115.2 | 9.19 | 3.00 | 2.75 | 130 | 35.68 | 52 | -48.7 | -81.74 | 79.0 | 37.4 | 64.30 |
| 165.6 | 8.25 | 3.00 | 2.74 | 130 | 55.94 | 59 | -59.0 | -92.10 | 89.3 | 40.8 | 66.60 |
| 208.8 | 7.45 | 3.00 | 2.76 | 130 | 81.59 | 66 | -67.9 | -100.98 | 98.3 | 45.9 | 63.43 |

4.1. Değişken Devirli Deney

Deneye pompa çalıştırılmadan statik seviye ölçümüyle başlanır. Daha sonra ana vana tam açık konumda, şebekeye debi basılacak en küçük devirde ilk deney yapılır ve Tablo 1 deki 1-7 kolonların değerleri kaydedilir. Daha sonra devir sayısı takriben 200 devir artırılarak ölçümler tekrar yapılır. Bu şekilde 3-4 devirde ölçümler tamamlanınca pompanın debisi, basma yüksekliği ve şebekeden çektiği güç ve verimi belirlenmiş olur. Bu ölçülen noktaların hepsi sistem karakteristiği üzerindedir.

Bu ölçümlerde kolon borusu, akıtma başlığı basınç kayıpları, mil sürtünme kaybı gerçek değerleri ile hesaba katılmış olur. Güç ölçümü ise gerçek anlamda telden suya verim hesabı için gereken elektrik motoru ve frekans değiştirici kayıplarını da hesaba kattığından bize en doğru sonucu verecektir.

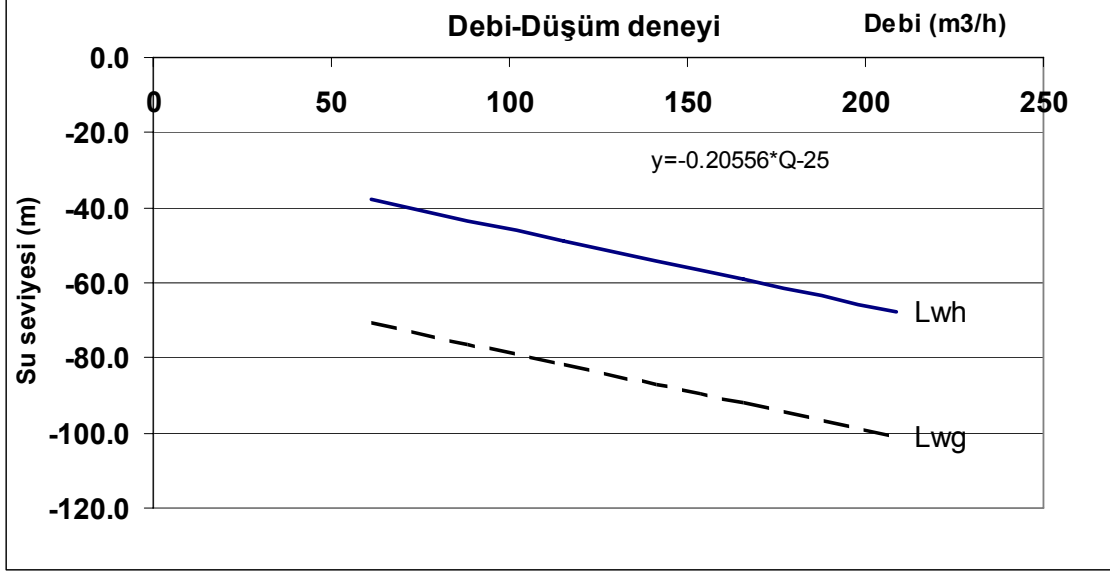
4.1.1. Debi-Düşüm Deneyi

Q-Lwh ve Q-Lwg verileri ile elde edilen debi-düşüm deneyi sonucu Şekil 2' de gösterilmiştir. Düşüm eğrisinin denklemi $y = -0.20556 \cdot Q - 25$ olarak bulunmuştur. Bu düşüm doğrusu eğiminin tersi olan $1/m = 1/0.20556 = -4.8648$ katsayısı her metre ilave düşüm için debideki değişmeyi m³/h olarak vermektedir. Bu katsayı literatürde üretim kuyuları için "Productivity Index" (PI), geri basım kuyuları için "Injectivity Index" (II) olarak adlandırılmaktadır.

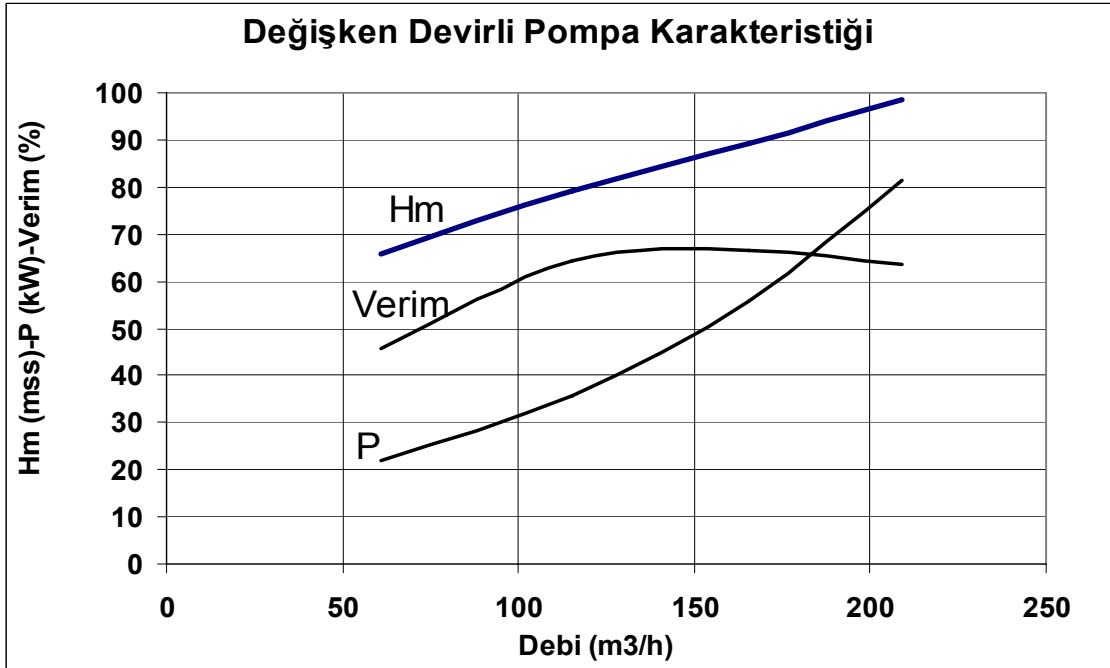
4.1.2. Değişken Devirli Pompa Karakteristiği

Q-Hm-η verilerinden pompa karakteristiği elde edilir Şekil 3. Bu şekilde gösterilen Q-Hm eğrisi değişken devirli olduğundan alışlagelmiş pompa karakteristik eğrilerinden farklıdır. Aslında bu eğri sistem karakteristiğidir. Verim değerleri pompa verimi değil, sistem verimidir. Aradaki fark, kolon

borusu, akıtma başlığı kayıpları ile elektrik motoru, frekans değıştirci verimleri ile mil sürtünme kayıplarının da hesaba dahil edilmiş olmasıdır. Bu sebepten pompa verimi %80 bile olsa telden suya verim adı verilen sistem verimi en fazla %70 civarında olmaktadır.



Şekil 2. Debi-Düşüm deneyi



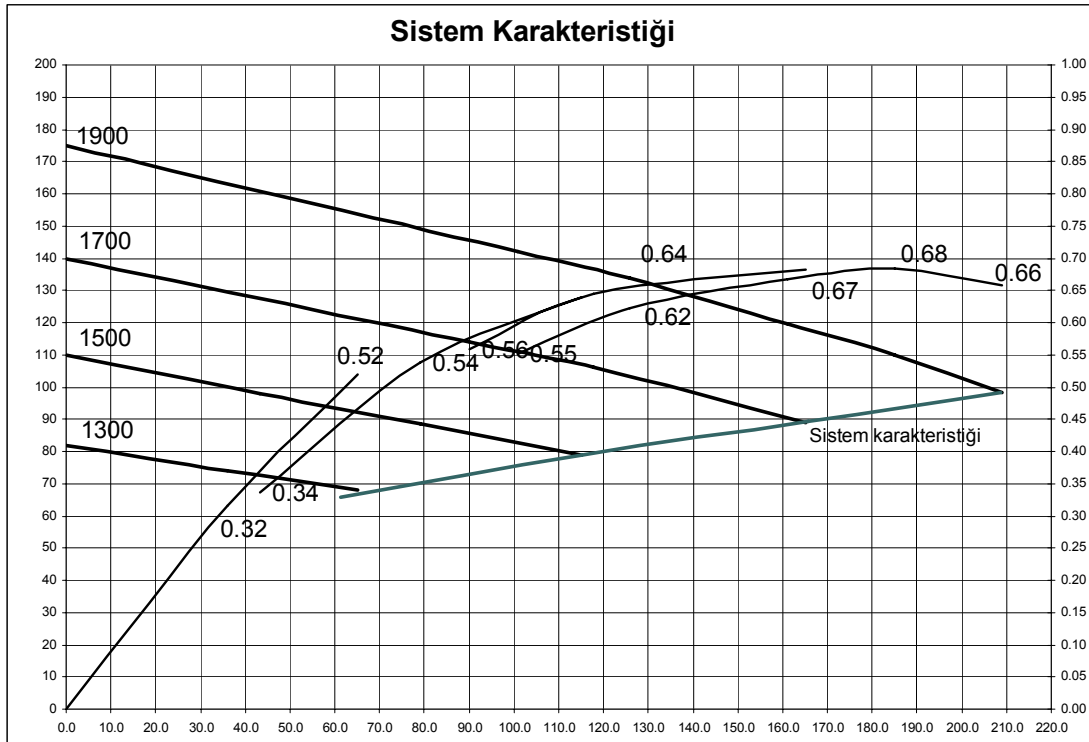
Şekil 3. Değişken devirli pompa karakteristiği.

Sistem verimi %65 ten daha az ise sistem karakteristiğinin pompanın verimli çalışma bölgesinden geçmemesi verim düşüklüğüne sebep olabilir. Bu durumda en yüksek çalışma devrinde ana vana kapatılıp ölçümlere boşaltma vanası açılarak devam edilir. Bu sayede sistem karakteristiğinin müsaade etmediği debilerde de ölçüm yapılarak sistem verimi hesaplanır. Bu bölgede daha yüksek

verim elde ediliyorsa, kuyuda dinamik seviye düşümünün fazlaştığı ve pompanın verimsiz bölgede çalıştığı anlaşılır. Bu durumu düzeltmek için motor gücü müsaade ediyorsa ya daha yüksek devirlere çıkmak veya pompanın kademe sayısı arttırmak gerekir. Bu konuda pompa imalatçısı ile görüşüp çözüm yönteminde anlaşılmalıdır.

4.1.3. Sabit Devirli Pompa Karakteristikleri

Şekil 4 te Tablo1 deki deney sonuçları verilerinden hesaplanan değişken devirli ve 1900-1700-1500-1300 sabit devirlerde yapılmış deneyin sonuçları grafik olarak verilmiştir. Görüldüğü gibi sabit devirli deneylerde sistem karakteristiğinin sağ tarafına geçmek mümkün olmamıştır. 1900 sabit devirli deneyde en yüksek sistem verimi %68 olarak ölçüldüğü için boşaltma vanası açılarak deney yapmaya gerek kalmamıştır. Değişken devirli sistemin verimi sabit devirli deneylerde elde edilen pompa verimlerinin zarfıdır.



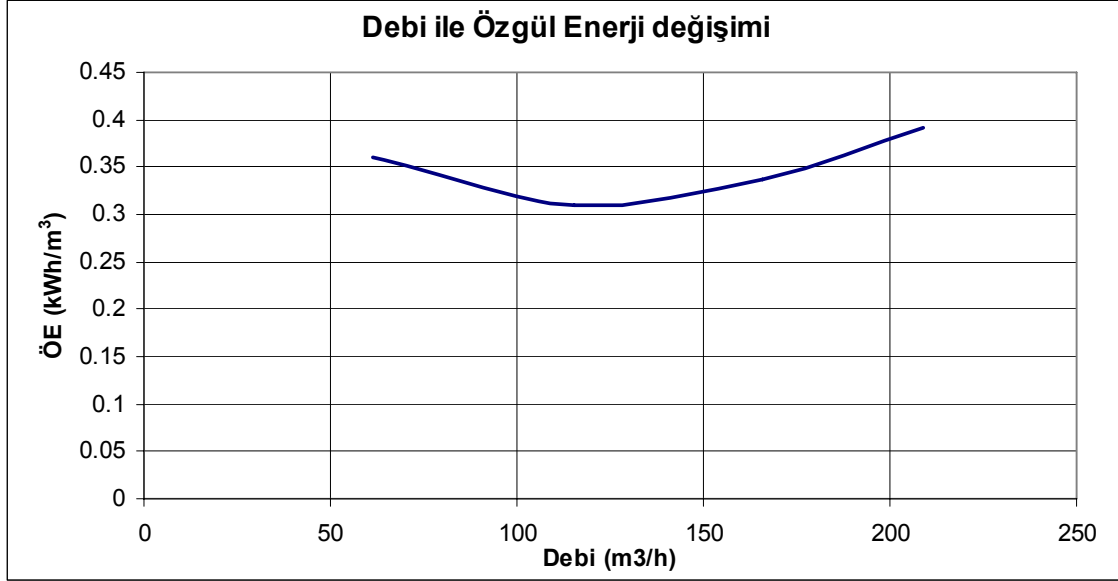
Şekil 4. Sabit ve değişken devirde yapılan deney sonuçları

5. OPTİMİZASYON

Tablo.1 deki P-Q değerlerini yeniden yazalım. P/Q oranı bize pompalanan her m³ jeotermal akışkan karşılığında şebekeden çektiği enerjiyi kWh olarak verecektir. Tablo2. de en az özgül enerji 52 Hz de 115.2 m³/h üretimde 0.310 kWh/m³ olmaktadır. Diğer bir deyişle üretilen her m³ akışkan için 0.310 kWh enerji tüketeceğiz. Tablo2. den Görüldüğü gibi aynı pompanın değişik debilerdeki özgül enerjisi değişiklik göstermektedir. Yüksek debilerde dinamik seviye düşük, kolon borusu sürtünme kayıpları fazla olduğundan ÖE azalmakta, düşük debilerde ise pompa, elektrik motoru vb.verimlerin azalması sonucu ÖE yine azalmaktadır. Kuyudaki her pompanın optimum bir debisinin olduğu, bu debiden uzaklaştıkça karşılığının elektrik faturalarındaki artışla ödendiğinin bilinmesi gerekir[4].

Tablo 2. Özgül enerji hesabı.

| Q (m ³ /h) | P (kW) | ÖE kWh/m ³ P/Q | ÖE Değişimi % | Frekans Hz |
|--------------------------|-----------|---------------------------------|---------------------|---------------|
| 61.2 | 22.11 | 0.361 | 1.17 | 45 |
| 115.2 | 35.68 | 0.310 | 1.00 | 52 |
| 165.6 | 55.94 | 0.338 | 1.09 | 59 |
| 208.8 | 81.59 | 0.391 | 1.26 | 66 |

**Şekil 5.** Debi ile Özgül enerji, değişimi

SONUÇ

Çok sayıda kuyusu bulunan bir işletmede ısı talebine bağlı olarak işletme stratejisinin saptanması için özgül enerjiden yararlanmak gerekir. Kuyu karakteristikleri ve akışkan sıcaklıkları farklı olacağı için debi yerine, elde edilen kullanılabilir ısı enerjisinin alınması uygun olacaktır. Bu durumda üretilen $kW_{\text{termik}}/kW_{\text{elektrik}}$ oranına CER (Conventional Energy Ratio) adı verilmektedir [2].

$$CER = \frac{kW_t}{kW_e} \quad (4)$$

Optimizasyon stratejisinde CER değerinin de kuyu debisinin fonksiyonu olduğu göz önüne alınmalı ve kuyu içi pompalarının sadece laboratuardaki verimleri ile değil gerçek işletme şartlarındaki verimlerine göre optimizasyon yapılmalıdır. Tablo 2' den görüldüğü gibi 115.2 m³/h pompanın en uygun çalışma debisidir. Pompa debisi 208.8 m³/h te çıkarıldığında özgül enerji 0.391 kWh/m³ e yükselmektedir. Diğer bir deyişle pompaj masrafı %26 artmaktadır. Bunun asıl sebebi pompa değil pompaj derinliğinin ve kolon borusu sürtünme kayıplarının artmasıdır. Unutulmamalıdır ki Kuyu açımında Kuyu dizaynı ve teçhiz borusu çapları dinamik seviyeyi önemli ölçüde etkilemektedir. Düşük çapta açılan kuyulardan fazla su elde etmek işletme maliyetini önemli ölçüde arttıracaktır.

KAYNAKLAR

- [1] AKSOY, N., (2003). "Jeotermal Enerji Rezervuar Gözlemi" "TESKON 2003 Jeotermal Enerji Doğrudan Isıtma Sistemleri; Temelleri ve Tasarımı Seminer Kitabı, pp:187-203.
- [2] ŞENER, A.C. TOKSOY, M. GÖKKÇEN, G., (2003). "Jeotermal Bölge Isıtma Sistemlerinde Kontrol Stratejileri ve Otomasyon", TESKON 2003 Jeotermal Enerji Doğrudan Isıtma Sistemleri; Temelleri ve Tasarımı Seminer Kitabı, pp:325-341.
- [3] LUND, J.W, "Geothermal Direct-Use Engineering and Design Handbook"
- [4] ERTÖZ A.Ö., Duymuş, E. "Değişken Devirli Pompaların Seçimi" 4. Pompa Kongresi İstanbul, 2001.

ÖZGEÇMİŞ

A.Özden ERTÖZ

1934 yılında İzmir'de doğdu. 1960 yılında İ.T.Ü.'den Makina Mühendisi olarak mezun oldu. 1960-1961 yıllarında Finlandiya'da pompa araştırma mühendisi olarak çalıştı. 1964 yılında Vansan Makina Sanayii'ni kurarak pompa imalatına başladı. 1964 yılından bugüne kadar çeşitli tipte pompaları üretti. Pompa Sanayicileri Derneği (POMSAD) kurucularındandır. Vansan Makina Sanayii adlı kendi firmasında derin kuyu pompaları, jeotermal pompalar, dalgıç pompalar, pis su pompaları ve çekvafler imal etmekte olup öğretim görevlisi olarak halen Ege Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü'nde Hidrolik Makinalar dersini vermektedir.

Niyazi AKSOY

1962 Gümüşhane doğumludur. 1984 yılında İTÜ Maden Fakültesi, Petrol Mühendisliği Bölümünü bitirmiştir. 1984-1994 yılları arasında MTA'da jeotermal sahalarda sondaj ve kuyu testleri konularında çalışmıştır. 2001 yılında DEÜ 'de Uygulamalı Jeoloji alanında doktora yapmıştır. Halen DEÜ'de öğretim üyesi olarak çalışmaktadır.