

65561

**KIZILDERE (DENİZLİ) JEOTERMAL ENERJİ  
SAHASININ REENJEKSİYON OLANAKLARI**



**Niyazi AKSOY**

**Ocak, 1997  
İZMİR**

**KIZILDERE (DENİZLİ) JEOTERMAL ENERJİ  
SAHASININ REENJEKSİYON OLANAKLARI**

**Dokuz Eylül Üniversitesi**

**Fen Bilimleri Enstitüsü**

**Yüksek Lisans Tezi**

**Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Uygulamalı Jeoloji Anabilim Dalı**

**Niyazi AKSOY**

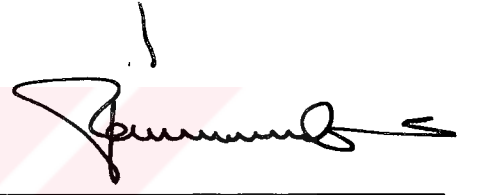
**Ocak,1997  
İZMİR**

## TEZ SINAV SONUÇ FORMU

Bu tez tarafımızdan okunmuş, kapsamı ve niteliği açısından bir Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.



Prof. Dr. Şevki Filiz  
(Yönetici)



Prof. Dr. Faruk Çalapkulu  
(Jüri Üyesi)



Prof. Dr. Necdet Türk  
(Jüri Üyesi)



Prof. Dr. Macit Toksoy  
Müdür  
Fen Bilimleri Enstitüsü



*Babam'a....*

---

## ÖZET

---

İçerisinde yüksek oranda çözülmüş mineral içeren atık jeotermal sular ve rezervuarlardaki basınç düşümleri su baskın jeotermal sahaların en önemli sorunlarıdır. Ekonomik ve teknik açıdan uygulanabilir olması durumunda, atık suların derin akiferlere reenjekte edilme düşüncesi çok cazip görünmektedir. Ancak, büyük çaplı bir reenjeksiyon uygulaması planlanmadan önce, reenjeksiyon sırasında karşılaşılabilecek ve reenjesiyonu engelleyebilecek potansiyel tehlikeler bilinmelidir. Reenjekte edilen suların kısa sürede üretim bölgesine ulaşarak sahanın sıcaklığını düşürmesi büyük bir tehlikedir.

1983 yılında 20.6 MW<sub>e</sub> güçte kurulan ve %60 kapasiteyle çalışan bir santrale sahip, Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası, Türkiye'nin en önemli jeotermal kaynakları arasında yer almaktadır. Sahada ortalama yılda altı milyon ton sıcak su ve 80 milyon kWh elektrik enerjisi üretilmektedir. Zirai sulama sularının kirletilmesinin ve basınç düşümünün önlenmesi ile sahadan daha fazla enerji üretilebilmesi için reenjeksiyon yapılması zorunludur.

Bu çalışmada, üretim sonucu rezervuarda yıllık 0.5-0.6 bar basınç düşümü olduğu ve bugünkü şartlar altında sahanın 14 yıl daha üretim yapabileceği hesaplanmıştır. Kuyular arasında güçlü hidrolik bağlantılar olduğu saptanmıştır. Bu nedenle, reenjeksiyon bölgesinin, jeotermal sistemi kontrol eden faylardan ve üretim bölgesinden uzakta yer alması gerekliliği ortaya konulmuştur.

Sonuçta, sahanın güneyinde Büyük Menderes yakınlarındaki bölge, reenjeksiyon için jeolojik ve topoğrafik olarak en uygun alan olarak belirlenmiştir. Sahada yüksek permeabiliteye sahip zonların saptanarak, reenjeksiyon kuyularının ana fay hatlarının uzağına yerleştirilmesi durumunda reenjeksiyonun başarılı olabileceği ortaya çıkartılmıştır.

---

## ABSTRACT

---

Highly mineralised waters and pressure drawdown represent major problems for the water dominated geothermal fields. ReInjection of the waste water into deep formations was considered to be the most attractive method, if this could be technically and economically feasible. However, no large scale experiments with injection of high mineralised geothermal water had been carried out previously and a number of potential dangers were anticipated which might render this operation impractical on a technical scale. Thermal breakthrough between reinjection and production wells is the biggest risk of a reinjection study.

The Kızıldere Geothermal Field which is one of the major geothermal energy resources of Turkey, has a 20.6 MW<sub>e</sub> power plant which have been producing electric energy since 1983 at approximately 60 percent its total installed capacity. Six million tons hot water and 80 million kWh energy have been produced annually. This production rate have been causing pressure decline 0.5-0.6 bar per year in the reservoir. All of the waste water have been discharged into the Büyük Menderes River.

To prevent pressure drop, contamination irrigation water and to get more energy from the field, reinjection must be performed. The reinjection tests have proven that the production wells were linked strongly together, for that the reinjection site must be away from the production area and the faults which control the geothermal system. It is calculated that the field will be able to produce for 14 years at present conditions.

The point of view geological and topographical conditions, the southern part of the field, near the B. Menderes River is the most suitable area for reinjection. If it is able to determine high permeability paths and locate the injection wells away from the major faults reinjection can be successful.

---

## TEŐEKKÜR

---

Jeotermal enerji konusu ile 1987 yılında MTA'da alıőmaya baőladım. Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda Sondaj ve Test Kampı Kamp Őefi olarak görev yaptığım 1989-1994 yılları arasında, bu teze konu olan fikirlerin üretiminde büyük pay sahibi olan çalışma arkadaőlarım Petrol Mühendisi Bayram ERKAN ve Maden Mühendisi Saffet DURAK'a Őükranlarımı sunarım.

Dokuz Eylül niversitesi'nde yüksek lisans dersleri aldığım hocalarım; tezimi yöneten Sn. Prof. Dr. Şevki FİLİZ'e, Sn. Prof. Dr. Necdet TÜRK ve Sn. Prof. Dr. Yüksel BİRİSOY'a, uyarı ve düzeltmeleri için Sn. Prof. Dr. Faruk ÇALAPKULU ve Sn. Y. Doç. Dr. Nejat KUN'a, Şekillerin izimindeki yardımları için Ar. Gör. Zlf DEMİRİRAN'a ve bana daima destek olan sevgili eőim Nurdan ÇALIK AKİSOY'a teőekkürlerimi sunarım.

Niyazi AKİSOY

İzmir, 1997

# İÇİNDEKİLER

	<b>Sayfa</b>
İçindekiler	i
Şekillerin Listesi	v
Tabloların Listesi	vi

## **Birinci Bölüm GİRİŞ**

1. Giriş	1
1.1 Jeotermal Enerji Sistemlerinin Sınıflandırılması	2
1.1.1 Entalpilerine Göre Sınıflandırma	2
1.1.2 Isının Taşınım Şekline Göre Sınıflandırma	2
1.1.2.1 Kondüktif Jeotermal Sistemler	2
1.1.2.2 Konvektif Jeotermal Sistemler	2
1.2 Türkiye’de Jeotermal Enerji	4
1.2.1 Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası	4
1.2.1.1 Rezervuarın İşletilmesinde Karşılaşılan Sorunlar	6

## **İkinci Bölüm SAHANIN JEOLJİSİ VE HİDROJEOLJİSİ**

2. Sahanın Jeolojisi ve Hidrojeolojisi	8
2.1 Tektonik	8
2.2 Stratigrafi	9
2.2.1 Paleozoik Öncesi Metamorfik Temel (Pgyn, Pm, Pmr)	10
2.2.2 Tersiyer Sedimanter Formasyonlar (Tk, Ts, Tko, Tt)	10
2.2.3 Kuvaterner sedimanter Formasyonlar (Qal, Qtr)	12



2.3 İzotop Çalışmaları	14
2.4 Jeokimyasal Çalışmalar	16
2.5 Sahanın Hidrojeolojisi	19
2.5.1 Hidrojeolojik Döngü	20

## **Üçüncü Bölüm**

### **SAHADA KULLANILAN ÖLÇME YÖNTEMLERİ**

3.Sahada Kullanılan Ölçme Yöntemleri	23
3.1 Basınç Ölçümleri	23
3.1.1 Kuster Instruments Basınç Ölçerler	23
3.1.2 Kuvars Sensörlü Dijital Basınç Ölçerler	24
3.2 Sıcaklık Ölçümleri	25
3.2.1 Kuster Instruments Sıcaklık Ölçerler	25
3.2.2 Maksimum Termometreler	25
3.3 Su Seviyesi Ölçümleri	25
3.4 Debi Ölçümleri	26
3.4.1 Buharlaşma Miktarının Hesaplanması	27
3.4.2 Savaklardan Geçen Debinin Hesaplanması	28
3.5 Kondanse Olmayan Gaz Ölçümleri	29
3.6 Kuyu Testleri	29

## **Dördüncü Bölüm**

### **REENJEKSİYON**

4.Reenjeksiyon	32
4.1 Reenjeksiyonun Gerekçeleri	33
4.1.1 Atık Su Sorunu	33
4.1.2 Termal Enerjinin Daha Verimli Kullanılması	34
4.1.3 Rezervuarda Basınç Düşüm Hızının Yavaşlatılması	36
4.1.4 Yüzeydeki Çökmelerin (Subsidence) Önlenmesi	36
4.2 Reenjeksiyonun Planlanması	36
4.2.1 İzleyicilerin Kullanılması	37
4.2.1.1 İzleyici Testleri	37

4.2.1.2 İzleyici Maddeler	39
4.2.2 Reenjeksiyon Kuyularının Seçim Kriterleri	42
4.2.3 Reenjeksiyonun İtişim Mekanizması	42
4.2.4 Reenjeksiyon Sırasında Oluşan Kabuklaşma Sorunları	43
4.2.5 Reenjeksiyonun Maliyeti	43
4.3 Su Baskın Sahalarda Reenjeksiyon Uygulamaları	44
4.3.1 Wairekei Jeotermal Enerji Sahası (Yeni Zelanda)	44
4.3.2 Ahuachapan Jeotermal Enerji Sahası (El Salvador)	45
4.3.3 Tongonan Jeotermal Enerji Sahası (Filipinler)	47
4.3.4 Japonya'daki Su Baskın Jeotermal Enerji Sahaları	47
4.3.4.1 Otake Sahası Hatchobaru Jeotermal Enerji Santrali	47
4.3.4.2 Otake Sahası Otake Jeotermal Enerji Santrali	47
4.3.4.3 Onuma Jeotermal Enerji Sahası	48
4.3.4.4 Onikobe Jeotermal enerji Sahası	48
4.3.4.5 Kakkonda Jeotermal Enerji Sahası	49

## **Beşinci Bölüm**

### **KIZILDERE JEOTERMAL ENERJİ SAHASINDA ÜRETİM ÇALIŞMALARİ VE BASINÇ DÜŞÜMLERİ**

50

5.Kızıldere Jeotermal Enerji Sahasında Üretim Çalışmaları ve Basınç Düşümleri	50
5.1 Üretim Çalışmaları	51
5.1.1 Akışkan Üretimi	51
5.1.2 Gaz Üretimi	53
5.2 Basınç Düşümleri	54
5.2.1 Gözlem Kuyularında Basınç Düşümü	54
5.2.1.1 KD-1A Kuyusu	54
5.2.1.2 KD-2 Kuyusu	55
5.2.1.3 KD-7 Kuyusu	56
5.2.1.4 KD- 8 Kuyusu	57
5.2.1.5 KD-9 Kuyusu	57
5.2.2 Üretim Kuyularındaki Basınç Düşümleri	59
5.3 Üretim ve Basınç Düşümlerinin Yorumlanması	59
5.4 Sahanın Üretim Kapasitesi ve Ömrü	61
5.4.1 Basınç Düşüm Değerleri Kullanılarak Ulaşılan Sonuçlar	61
5.4.2 Sahanın Termal Kapasitesi ve Ömrü	63

<b>Altıncı Bölüm</b>	
<b>KIZILDERE JEOTERMAL ENERJİ SAHASINDA YAPILAN REENJEKSİYON TESTLERİ</b>	<b>65</b>
6. Kızıldere Jeotermal Enerji Sahasında Yapılan Reenjeksiyon Testleri	65
6.1 KD-1A Kuyusuna Yapılan Reenjeksiyon Test Çalışması	65
6.1.1 Reenjeksiyonun Etkileri	66
6.2 KD-7 Kuyusunda Yapılan Reenjeksiyon Test Çalışması	67
6.2.1 Reenjeksiyon Denemesinden Elde Edilen Sonuçlar	69
6.3 Reenjeksiyon Sırasında Karşılaşılan Kabuklaşma Sorunları	72
6.4 Reenjeksiyon Kuyularının Yerleri ve Sayıları	73
6.5 Reenjeksiyon Kuyularının İşletilmesi	75
6.5.1 Pompaj İstasyonunun Özellikleri	75
<b>Yedinci Bölüm</b>	
<b>SONUÇLAR</b>	<b>78</b>
<b>KAYNAKLAR</b>	<b>79</b>
<b>EKLER</b>	
Ek-1:Kuyu Sondaj Logları	
Ek-2:Statik Sıcaklık Logları	
Ek-3:Basınç Yükselim Testleri	

## ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil 1.1 Jeotermal Sistemlerin Yeryüzündeki Dağılımı	1
Şekil 1.2 Hidrotermal Jeotermal Sistemler	3
Şekil 1.3 Yer Bulduru Haritası	5
Şekil 2.1 Batı Anadolu Tektonik Haritası	9
Şekil 2.2 Sahanın Stratigrafik Kolon Kesidi	11
Şekil 2.3 Sahanın Jeolojik Haritası	13
Şekil 2.4 Sahadan Alınan Su Numunelerinin İzotopik Değerleri	15
Şekil 2.5 Çözülmüş Katı Madde Miktarlarına Jeotermal Suların Sınıflandırılması	18
Şekil 2.6 Kızıldere Jeotermal Sisteminin Hidrojeolojik Döngüsü	21
Şekil 3.1 Kuvars Sensörlü Basınç Ölçer	24
Şekil 3.2 Kuyulardan Üretilen Sıcak Su ve Buharın Akım Şeması	26
Şekil 3.3 Kuyularda Debi Ölçümünde Kullanılan Savakların Kesiti	28
Şekil 4.1 Üretim ve Reenjeksiyon Kuyuları	32
Şekil 4.2 İzleyici Profilleri	38
Şekil 5.1 Sahadaki Üretim ve Gözlem Kuyuları	50
Şekil 5.2 Sahadan Yapılan Saatlik ve Kümülatif Üretim	51
Şekil 5.3 KD-1A Kuyusu Su Seviyesi-Üretim İlişkisi	55
Şekil 5.4 KD-2 Kuyusu Basınç Değişimi-Üretim İlişkisi	56
Şekil 5.5 KD-7 Kuyusu Basınç Değişimi-Üretim İlişkisi	57
Şekil 5.6 KD-8 Kuyusu Su Seviyesi Değişimi-Üretim İlişkisi	58
Şekil 5.7 KD-9 Kuyusu Basınç Değişimi-Üretim İlişkisi	58
Şekil 5.8 Üretim Kuyularında Basınç Düşümü	60
Şekil 5.9 Sahadaki Eş Sıcaklık Dağılımı	63
Şekil 6.1 KD-1A Kuyusuna Yapılan Reenjeksiyon Çalışmasının Krokisi	66
Şekil 6.2 KD-20'den KD-7'ye Yapılan Reenjeksiyon Çalışması	68
Şekil 6.3 KD-7 Kuyusuna Yapılan Reenjeksiyon Debisi Değişimi	69
Şekil 6.4 KD-7'ye Reenjeksiyon Sırasında KD-20'de Cl Değişimi	70
Şekil 6.5 KD-7'ye Asit Basımından Sonra KD-20'deki Cl Konsantrasyonu Değişimi	71
Şekil 6.6 Sahanın Topoğrafik Haritası ve Muhtemel Reenjeksiyon Alanı	73
Şekil 6.7 Önerilen Reenjeksiyon Uygulaması Planı	76

## TABLULARIN LİSTESİ

Tablo 2.1 Kızıldere Bölgesinde Yapılan İzotop Çalışmalarından Elde Edilen Değerler	16
Tablo 2.2 Kızıldere Sahasındaki Jeotermal Suların Kimyasal Kompozisyonu	17
Tablo 3.1 Su, Buhar ve Su-Buhar Karışımının Entalpi Değerleri	27
Tablo 4.1 Bazı Jeotermal Sahaların Enerji Üretimi ve Atık Su Miktarları	34
Tablo 4.2 Jeotermal Sahalardaki İzleyici Hızları	38
Tablo 4.3 Bazı Jeotermal Sahalarda Kullanılan İzleyici Türleri ve Miktarları	40
Tablo 5.1 Üretilen Akışkanın ve Enerjinin Yıllara Göre Dağılımı	52
Tablo 5.2 Kuyulardan Yapılan Su, Buhar ve Gaz Üretimleri	53
Tablo 5.3 Üretim ve Gözlem Kuyularındaki Basınç Düşümleri	61
Tablo 5.4 Basınç Düşümü ve Üretilebilecek Enerji	62
Tablo 6.1 Üretim Kuyularının Produktivite İndeksleri	74

---

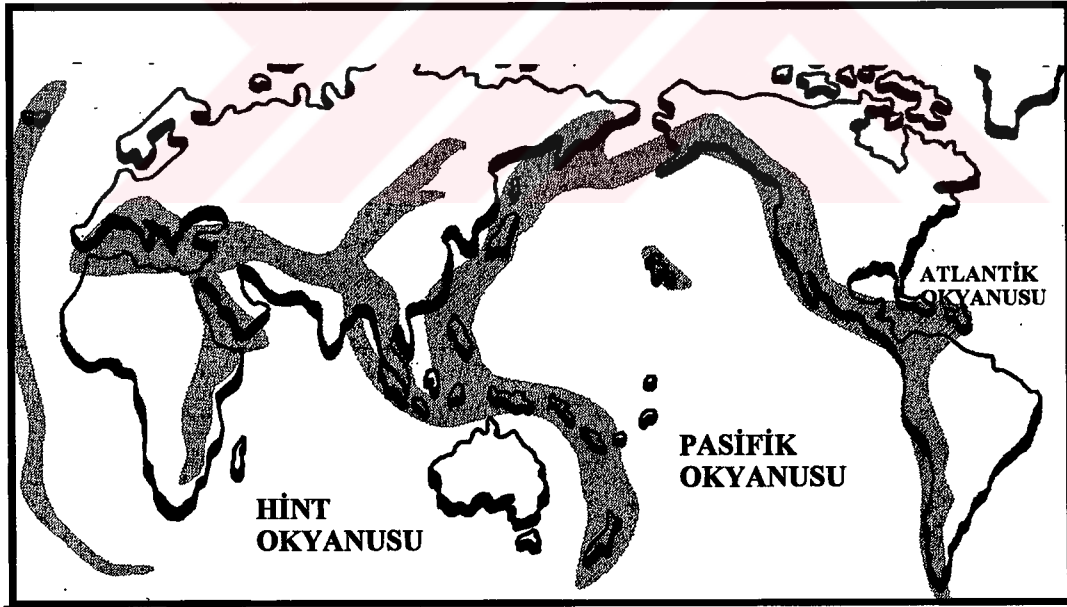
## BİRİNCİ BÖLÜM

### GİRİŞ

---

#### 1. Giriş

Yerküremiz büyük bir ısı motorudur. Dünyanın merkezine doğru sıcaklığı artan bu büyük enerji kaynağı yüzeyde çok az hissedilmektedir. Volkanik hareketlerle yeryüzüne çıkan lavlar, gayzerler ve sıcak sular yerkürenin sahip olduğu ısı enerjisinin birer göstergesidir. Jeotermal kaynaklar, genç volkanizma ve dağ oluşumlarının devam ettiği bölgeler ile hareketli kıta plakaları sınırlarında yoğunlaşmaktadır (Şekil 1.1).



Şekil 1.1 Jeotermal Sistemlerin Yeryüzündeki Dağılımı (Kruger & Otte, 1983)

Kaynağı yerküre olan ve kullanılabilen tüm ısı enerjisi kaynaklarını “jeotermal enerji” olarak tanımlamak mümkündür. Jeotermal enerjinin yararlı bir şekilde kullanımı, enerjinin taşınabilmesine, fiziksel ve kimyasal koşullarına bağlıdır.

## 1.1 Jeotermal Enerji Sistemlerinin Sınıflandırılması

### 1.1.1 Entalpilerine Göre Sınıflandırma

Entalpi, termodinamik bir sistemin basınç ve hacminin çarpımı ile iç enerjisinin toplamını ifade eder. Yine enerjinin korunumu yasasına göre iç enerjideki değişim, sisteme aktarılan ısı ile sistemin yaptığı iş arasındaki farka eşittir. Jeotermal sistemler, akışkanın rezervuar şartlarındaki birim ağırlığının entalpisine göre :

a-Yüksek entalpili jeotermal sistemler ( $>200$  kcal/kg)

b-Düşük entalpili jeotermal sistemler ( $<200$  kcal/kg)

olarak sınıflandırılmaktadır (Kruger vd, 1983).

### 1.1.2 Isının Taşınım Şekline Göre Sınıflandırma

Jeotermal enerji kaynakları, ısı enerjisinin yeryüzüne taşınım şekline göre: “kondüktif sistemler” ve “konvektif sistemler” olmak üzere iki grupta sınıflandırılmaktadır (Kruger vd, 1983; Grant, Donaldson & Bixley, 1982).

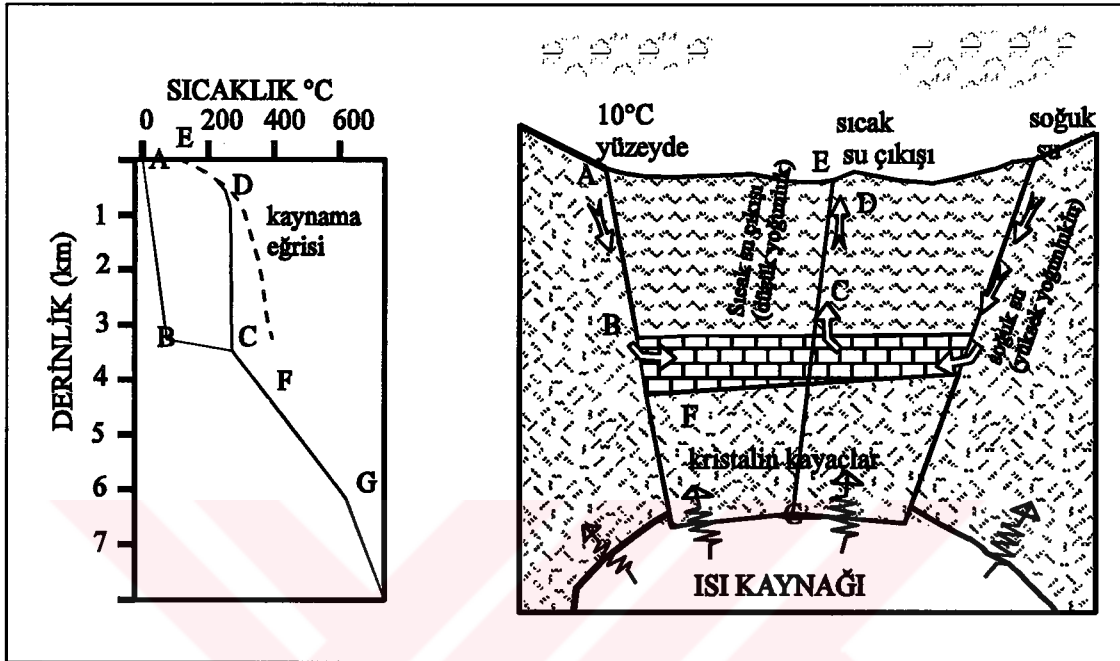
#### 1.1.2.1 Kondüktif Jeotermal Sistemler

Kondüktif sistemlerde, kütle taşınımı yoktur ve ısı enerjisi sadece kondüksiyonla, yeryüzüne doğru taşınır ve buradaki kayalarda depolanır. Dünyanın ortalama  $30$  °C/km olan jeotermal gradyanı, kondüktif sistemlerde  $60$  °C/km’ye kadar çıkabilir. “Sıcak kuru kaya” olarak bilinen jeotermal kaynaklar bu sınıfa girer. Ancak, sıcak kuru kaya sistemlerinin kullanılması çok sınırlı olmuştur. Derin petrol ve doğal gaz kuyularında, maden ocaklarında, kondüktif sistemin neden olduğu yüksek sıcaklıklarla karşılaşmaktadır.

#### 1.1.2.2 Konvektif Jeotermal Sistemler

Konvektif sistemlerde, kondüksiyonla 3-4 km. derinliğe kadar taşınan ve burada depolanan ısı, yeraltı sularının sirkülasyonu ve fay hatları ile daha yukarılara taşınır. Geçirgen ve suların depolanmasına uygun formasyonlarda biriken bu sular, “hidrotermal

jeotermal sistem”i meydana getirir. Isının akışkanla taşınmasından ötürü “konvektif sistemler” olarak tanımlanmaktadır. Sıcak kuru kayaların deneme uygulamaları hariç, dünyada kullanıma sunulan tüm jeotermal kaynaklar “konvektif jeotermal sistemler” sınıfına girmektedir (Şekil 1.2). Bu tür sahalar kendi içlerinde iki gruba ayrılmaktadır.



Şekil 1.2 Hidrotermal Jeotermal Sistemler (Grant vd,1982)

#### a. Su Baskın Sahalar

Su baskın (water dominated) sahalarda rezervuarda bulunan akışkan, rezervuarın termodinamik koşullarına göre sıvı fazda bulunur. Rezervuar basınç gradyanı, hidrostatik basınç gradyanı ile aynıdır. Diğer bir anlatımla; sıvı faz rezervuar basıncını kontrol etmektedir.

Rejkavik (İzlanda), Wairakei, Rotarau, Kaverau (Yeni Zelanda), Ahuachapan (El Salvador), Otake, Matsukawa, Onuma, Onikobe, Hatchobaru, Kakkonda (Japonya), Tongonan, Mak-Ban (Filipinler), Los Azufres (Meksika), Kızıldere, Ömerbeyli (Türkiye) dünyada çok tanınan su baskın sahalardır.

#### b. Buhar Baskın Sahalar

Buhar baskın (steam dominated) sahalarda akışkanın çok büyük bir kısmı rezervuar basınç ve sıcaklığının etkisi ile buhar fazda bulunmakta ve rezervuar basıncını buhar faz



kontrol etmektedir. Gayzer (ABD), Larderello (İtalya), Matsukawa (Japonya) sahaları çok bilinen buhar baskın sahalarıdır.

## 1.2 Türkiye’de Jeotermal Enerji

Türkiye, jeotermal enerji kaynakları açısından zengin bir ülkedir. Jeotermal enerji kullanımı, kaplıcalar dışında ve modern anlamda ilk defa, 1964 yılında Gönen (Balıkesir) Park Otel’in ısıtılması ile başlamıştır. Halen Gönen’de 16 MW<sub>t</sub> kapasiteli otel, konut ve sera ısıtmacılığı uygulaması devam etmektedir (Mertoğlu, Mertoğlu & Başarır, 1994).

Balçova (İzmir) İl Özel İdaresi’ne ait termal tesisler ve Dokuz Eylül Üniversitesi Tıp Fakültesi Kampüsü’nün 17.8 MW<sub>t</sub> (Megawatt termal) kapasitesindeki enerji ihtiyacı Balçova Jeotermal Enerji sahasından sağlanmaktadır. Çok sayıda çiçek ve sebze serasının ısıtılmasında jeotermal enerji kullanılmaktadır. Aynı sahadan İzmir’in bir kısmının ısıtılabilmesi amacıyla çalışmalar sürdürülmektedir.

Simav’da (Kütahya) 3500 konut jeotermal enerji ile ısıtılmakta olup kurulu sistem 6500 konutluk kapasiteye sahiptir (Mertoğlu vd, 1994).

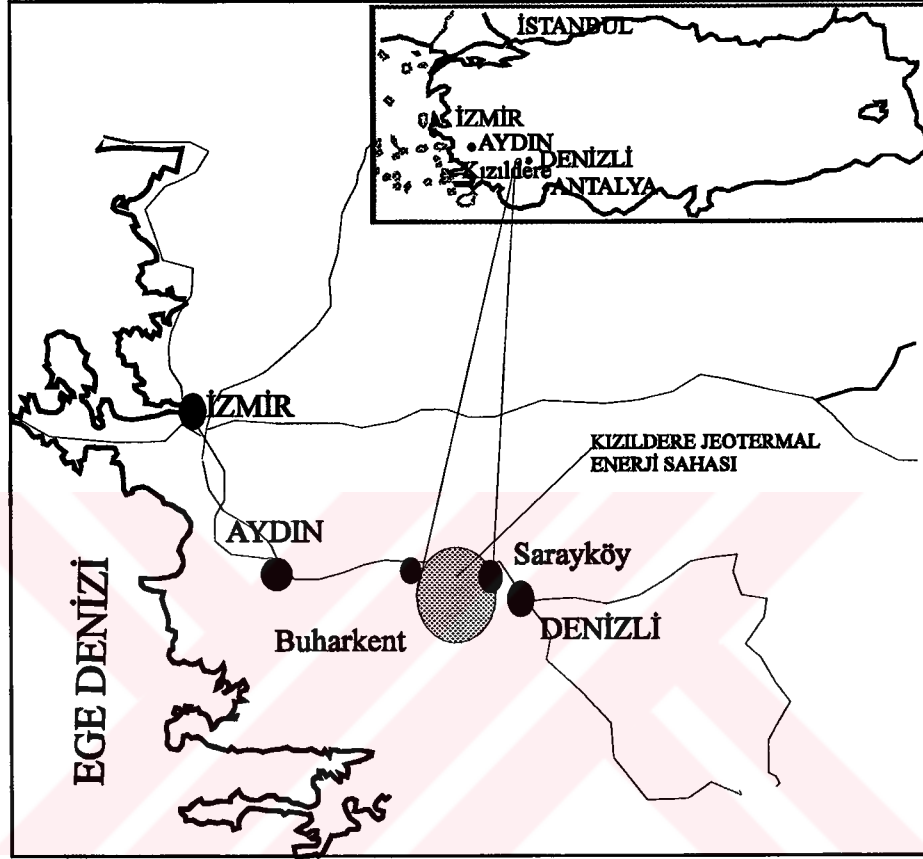
Dikili, Balçova (İzmir), Afyon, Kırşehir, Denizli gibi daha büyük yerleşim birimlerinde jeotermal enerji ile ısıtmaya yönelik önemli çalışmalar yapılmaktadır. 1993 yılı itibarı ile Türkiye’de işletmeye alınmış merkezi ısıtma sistemlerinin toplam kapasitesi 140 MW<sub>t</sub>, fizibilite çalışmaları tamamlanmış projelerin kapasitesi 635 MW<sub>t</sub> ve görünür kapasite 2000 MW<sub>t</sub> olarak hesaplanmaktadır (DPT, 1996).

Türkiye’de bilinen tüm jeotermal alanlar su baskın sahalar olup, Kızıldere ve Ömerbeyli sahaları yüksek entalpili, -elektrik enerjisi üretimine elverişli- diğer tüm sahalar ise düşük entalpili sahalarıdır.

### 1.2.1 Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası

Batı Anadolu, Gediz ve Büyük Menderes Grabenleri arasında kalan, Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası, Buldan, Sarayköy (Denizli) ve Kuyucak (Aydın)’ı kapsayan

yaklaşık 650 km<sup>2</sup>'lik bir sistemin parçasıdır (Şimşek,1985). Saha, Buharkent (Aydın) ve Sarayköy (Denizli) ilçeleri arasındadır (Şekil 1.3).



Şekil 1.3 Yer Bulduru Haritası

Sahada 1965 yılında başlayan jeolojik ve jeofizik çalışmalar, 1968 yılında KD-1 kuyusu açılarak sondajlı çalışmalar ile devam etmiştir. KD-1 540 m. derinlikte tamamlanmış ve maksimum sıcaklığı 198 °C olarak ölçülmüştür. Sahada 1974 yılına kadar 17 kuyu açılmıştır. Aynı yıl 0,5 MW<sub>e</sub> (Megawatt elektrik) gücünde bir deneme türbünü ile elektrik enerjisi üretilmeye başlanmıştır. 1984 yılında, o zamana kadar açılan kuyulardan 6'sı kullanılarak, 17,5 MW<sub>e</sub> gücünde bir jeneratöre sahip, 20,6 MW<sub>e</sub>'lık buhar türbünü ile kurulu santralda elektrik enerjisi üretimine başlanmıştır. Mevcut kuyulardan santralı tam kapasite ile çalıştırabilecek yeterli buhar elde edilemediği için 1985 ve 1986 yıllarında KD-20, KD-21 ve KD-22 kuyuları delinerek sisteme bağlanmıştır. Yeni kuyuların katkısıyla üretim yılda 40-50 milyon kWh'e kadar çıkmıştır. Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda 1996 yılına kadar 20 kuyu açılmış ve bunlardan 9 tanesi 1992 yılına kadar üretim kuyusu olarak kullanılmıştır. 1992 yılında verimsizlik nedeniyle KD-7 kuyusu üretime kapatılarak gözlem kuyusu olarak

kullanılmaya başlanmıştır. Üretim kuyularında meydana gelen kalsiyum karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) birikimi (kabuklaşma) üretimin hızla düşmesine neden olarak, santralin verimli bir şekilde çalışmasını engellemektedir. Kuyularda oluşan  $\text{CaCO}_3$  birikimi, kabuklaşma, 1987 yılına kadar mekanik olarak sondaj makinaları ile temizlenmiş ve sondaj sıvısı olarak bentonit çamuru kullanılmıştır. Sondaj çamurunun rezervuarda oluşturduğu kirlenmeler, zaman zaman kuyularda önemli verim kayıplarına neden olmuştur. Bu sakıncayı gidermek için çamurla temizlik yönteminden vazgeçilerek, 1987 yılından sonra çamur yerine su kullanılmaya başlanmıştır. Aynı yıl, rezervuarda oluşan ve mekanik olarak giderilmesi mümkün olmayan kalsit birikimini 6 kuyuya HCl (hidroklorik asit) basılarak temizlenmiştir. Asitlemeden sonra kuyuların verimlerinde çok büyük artışlar sağlanmıştır (Allegrini & Barelli, 1988).

1992 yılından sonra kuyularda yapılan mekanik kalsit temizliği, “Döner Başlıklı Preventer” (RCHP- Rotating Control Head Preventer) ile yapılmaya başlanmış ve uygulanan yeni yöntemle kuyu temizlikleri sonrası kuyuların yüksek üretim düzeylerine ulaştıkları görülmüştür (Durak, Erkan & Aksoy, 1993).

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası’nda elektrik üretiminde kullanılan kuyuların sıcaklıkları 193-211 °C, derinliklere ise 515-900 metreler arasında değişmektedir.

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası, Türkiye’de, en çok kuyu açılan, en fazla üretim yapılan ve periyodik rezervuar testleri yapılarak işletilen tek jeotermal sahadır. Sahadaki rezervuar testleri ve sondaj çalışmaları, sahanın bulunmasından bugüne kadar Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA) tarafından yapılmaktadır. Santral Türkiye Elektrik Anonim Şirketi (TEAŞ) ve sahada bulunan karbondioksit gazı 40.000 ton/yıl kapasiteli bir tesisle KARBOGAZ tarafından işletilmektedir.

### **1.2.1.1 Rezervuarın İşletilmesinde Karşılaşılan Sorunlar**

1987 yılına kadar istenilen verim alınamayan sahada, yeni kuyuların açılması ve kabuklaşmanın mekanik yollarla periyodik olarak temizlenmesi ile asitleme çalışmaları sonucunda, üretim artışı sağlanmıştır. 1988 yılından bu yana sahada ortalama 7 milyon ton/yıl akışkan üretilmektedir.

Rezervuardan üretilen toplam akışkanın %11 kadarı buhar olarak elektrik üretiminde kullanılmakta ve geri kalan %90 oranındaki sıcak su ise Büyük Menderes Nehri'ne boşaltılmaktadır. Atık sularla birlikte her yıl 210.000 kg bor, 4900 kg Arsenik doğaya atılmakta ve çevreyi kirletmektedir. Ege Bölgesi'nin en önemli akarsularından birisi olan B. Menderes Nehri ve sulama kanalları ile bor kirlenmesi geniş bir alana yayılmaktadır. Nehrin debisinin azaldığı yaz ve sonbahar aylarında, bor konsantrasyonu tarım için kabul edilebilir sınırları aştığı için 1992 yılından sonra, saha her yıl 40-50 gün üretime kapatılmaktadır.

Sahada, yüksek miktarda çekimin başlamasıyla rezervuarda basınç düşümü saptanmıştır (Aksoy vd, 1993). Rezervuardaki basınç düşümünün yavaşlatılması ve atık suların çevreyi kirletmesinin önlenmesi için atık suların jeotermal sistem içerisinde uygun bir formasyona basılmasını (reenjeksiyonu), zorunlu hale getirmiştir.

Bu çalışmada, reenjeksiyonun Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda uygulanabilirliği incelenmiştir.

---

## İKİNCİ BÖLÜM

# SAHANIN JEOLJİSİ VE HİDROJEOLJİSİ

---

## 2. Sahanın Jeolojisi ve Hidrojeolojisi Jeoloji

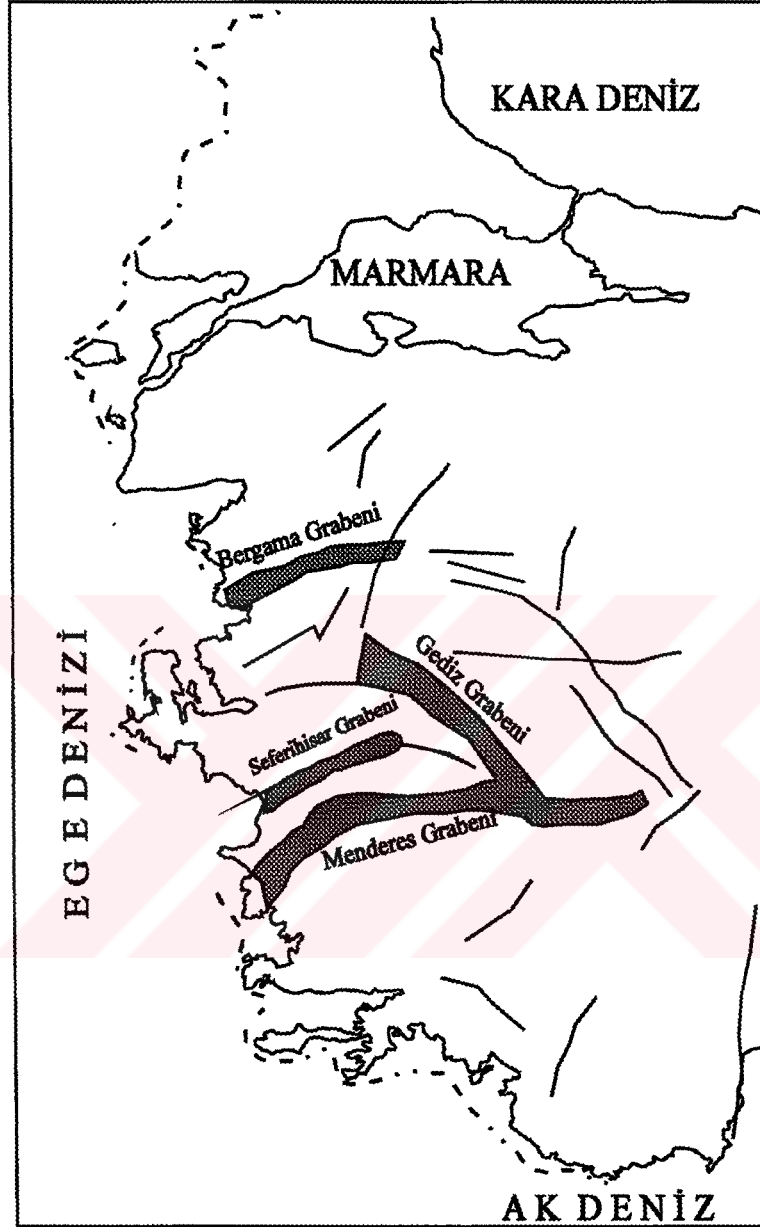
### 2.1 Tektonik

Kızıldere Jeotermal Alanı D-B uzanımlı, yaklaşık uzunluğu 150 km. olan Büyük Menderes Grabeni'nde yer almaktadır.

Batı Anadolu'nun güncel tektonik yapısını kazanmasında, bölgede hakim olan K-G yönlü çekme kuvvetleri etken olmuştur. Bu kuvvetler halen aktif durumdadır. Sismik çalışmalardan elde edilen verilere göre, bölgenin birinci derece deprem bölgesi özelliği taşıdığı ve grabenleri oluşturan ana faylar boyunca düşey yönde saptanan yer değiştirmenin yılda yaklaşık 2.4 cm olduğu saptanmıştır (Şimşek, 1985).

K-G yönde hakim olan çekme kuvveti ile etkin hale geçen düşey yöndeki gravite kuvvetleri, Batı Anadolu'da çekme kuvvetleri yönünde genişlemeye ve yayılmaya neden olurken, bu kuvvetler yaklaşık D-B doğrultulu graben fayları ile karşılaşmıştır (Şekil 2.1). Kuvvetler etkili olmaya devam ettiği sürece benzer doğrultulu diğer graben kademe fayları meydana gelmektedir. Söz konusu yayılma, kabuk ve manto üzerindeki litostatik basıncın azalmasına neden olmuştur. Böylelikle manto ve kabuğun zayıflık zonlarından magmaya ait intrüzyonların yerin yaklaşık 2-4 km derinliklerine kadar ulaşmasına ve ayrıca bu intrüzyonlara bağlı volkanik aktivitelerin oluşmasına olanak sağlamıştır. Volkanik aktivitelere örnek olarak; Gediz grabeninde Kula volkanitleri ve Büyük Menderes Grabeni'ndeki Kuşadası-Söke civarındaki volkanitler verilebilmektedir. Her ne kadar Kuşadası ve Söke çevresindeki volkanitlerin gerek hacim ve gerekse yaş bakımından Büyük Menderes Grabeni'nde yer alan jeotermal aktiviteye doğrudan bir katkısı olmayacaksa da, volkanitlerin varlığı, sistemin esas ısıtıcısının bunlarla ilişkisi olan

derinlerde yerleşmiş bir pluton olması gerektiği görüşünü desteklemektedir (Grant vd, 1982).



Şekil 2.1 Batı Anadolu Tektonik Haritası (Koçak,1989)

## 2.2 Stratigrafi

Saha, Paleozoik metamorfik temel üzerinde yer alır. Bu temel Tersiyer yaşlı dört ve Kuvaterner yaşlı sedimanter formasyon tarafından örtülmüştür. Sahada en genç oluşuklar Kuvaterner yaşlı; alüvyonlar, yamaç molozları, teraslar (taraçalar) ve travertenlerdir. Menderes metamorfikleri ve Pliyosen birimlere ayrılarak, İğdecik, Kızılburun, Sazak,

Kolonkaya ve Tosunlar formasyonları olarak adlandırılmışlardır (Şimşek, 1984) (Şekil 2.2), (Şekil 2.3).

### 2.2.1 Paleozoik Öncesi Metamorfik Temel (Pgyn, Pm, Pmr)

Batı Anadolu Menderes Masifi Metamorfikleri, Paleozoik ve daha yaşlıdır. Metamorfik temelin alt kısmında Gnays Formasyonu, Pgyn, yer alır. Bu formasyon litolojik olarak metagranadiyorit, metagranit, ve biyotitli, mikroklinli, metapegmatitli gnayslardan oluşur. Bu petrografik dizilimler formasyonun kesin olarak mağmatik kökenli olduğunu göstermektedir (ENEL, 1988). Kalınlığı bilinmemekle birlikte birkaç bin metreyi bulduğu sanılmaktadır (Şekil 2.2).

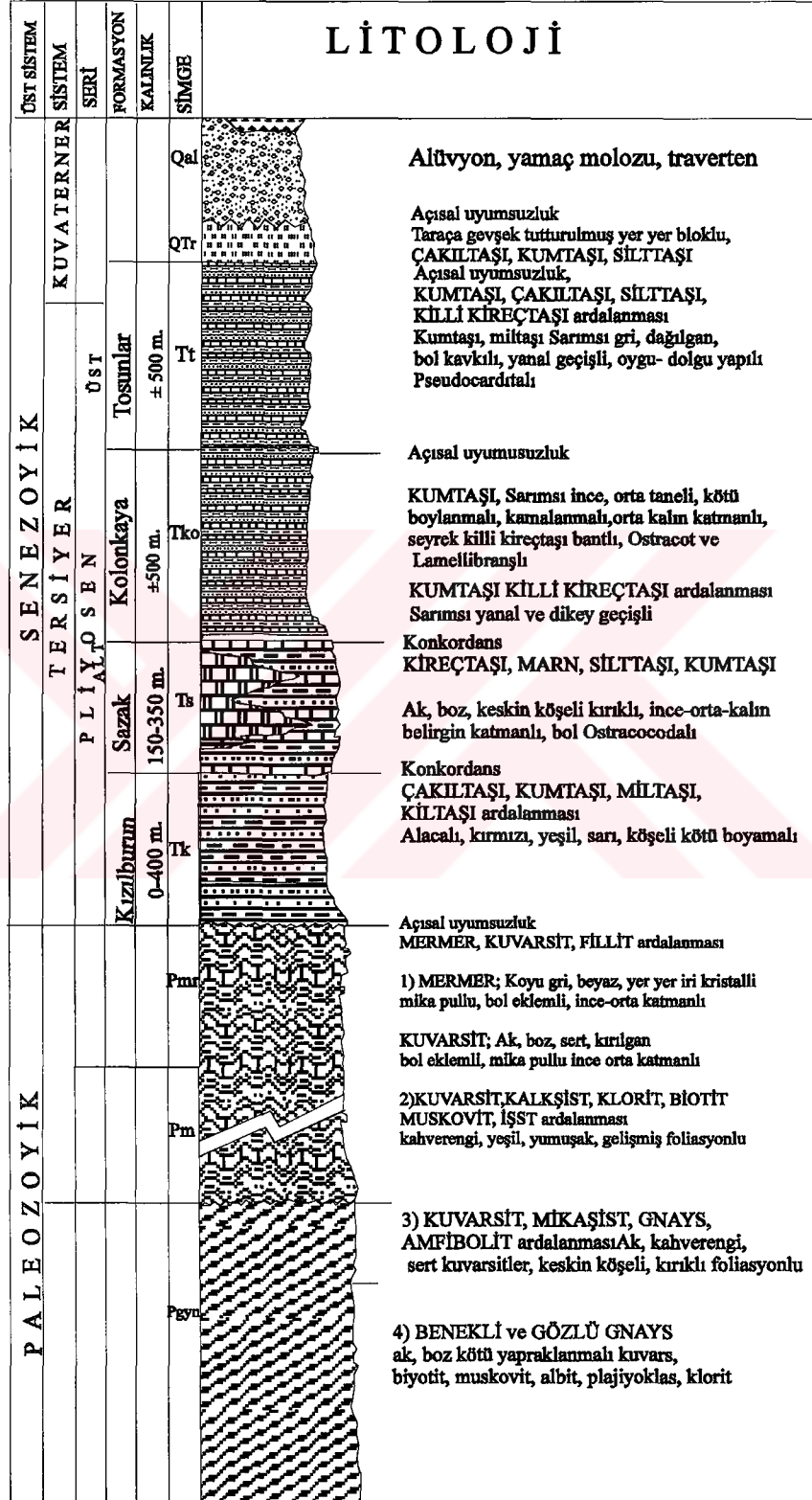
Pgyn, Gnays Formasyonu'nu, Mikaşist Formasyonu, Pm, örtmektedir (Şekil 2.2). Bu formasyon litolojik olarak birkaç tipte tanımlanabilir. Petrografik çalışmalar sonucu garnet mikaşist, kalkşist, kuvarsit, paragnays-kalkşist, garnet paragnayslar olarak tanımlanmışlardır. Toplam kalınlığı 200-300 m. kadardır. Mikanın ayrışmasından dolayı, ikincil mineral olarak klorit sıkça gözlenir.

Mermer ve Kuvarşist Formasyonu, Pmr, (İğdecik Formasyonu), Mikaşist Formasyonu'nu örter (Şekil 2.3). İki formasyon arasındaki geçiş ardalanmalıdır. Sahada beyaz mermerler, bazen siyah tabakalı olarak bulunur (Şekil 2.2). Bu durum değişik miktarlarda muskovit ve kloritin var olduğunu gösterir. Formasyonun kalınlığı çalışma sahasında 200-300 m. civarındadır. Değişik renklere sahip olan mermerler çeşitli kristal boylarına sahiptir. Jeotermal sistemin II. rezervuarı bu formasyon içerisinde yer alır.

### 2.2.2 Tersiyer Sedimanter Formasyonlar (Tk, Ts, Tko, Tt)

Kızılburun Formasyonu, Tk, kırmızı kahverengi konglomera ile başlar. Bu formasyon yukarıya doğru kırmızımsı kahverengi konglomera, kumtaşı, çamurtaşı ve kiltası ardalanması şeklinde devam eder ve kalınlığı 400 m. civarındadır. İçerisinde yer yer kalınlığı 1 m'ye kadar ulaşan linyit damarları bulunur (Şekil 2.2).





Şeki 2.2 Sahanın Stratigrafik Kolon Kesiti (Şimşek, 1984)



Kızılburun Formasyonu üzerinde yer alan Sazak Formasyonu, Ts, genelde sarı renkte olup, marn, kireçtaşı ve kiltaşından yapılıdır. İçerisinde yaklaşık 50 m. kalınlığında kireçtaşı birimi yer alan Sazak Formasyonunun maksimum kalınlığı 350 m. kadardır. Jeotermal sistemin sığ olan I. rezervuarı bu formasyon içerisinde yer alır (Şekil 2.2).

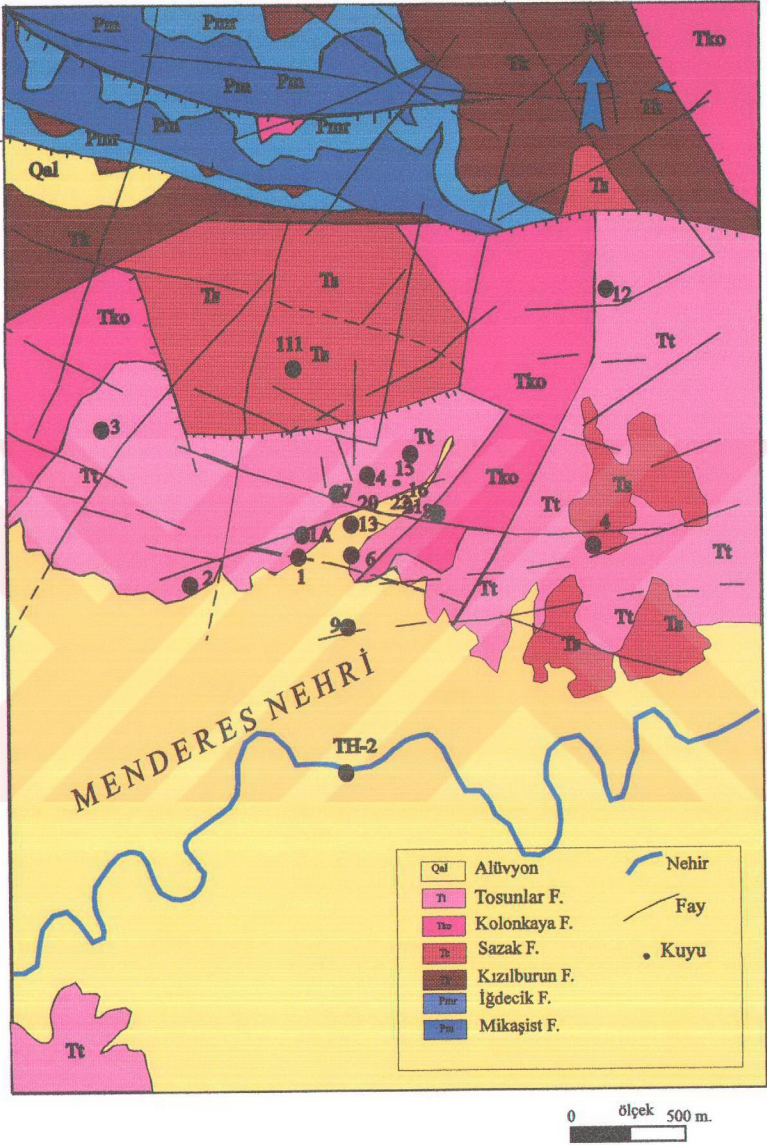
Kolonkaya Formasyonu, Tko, Sazak Formasyonunu üzerinde yer alır. Sarımsı açık kahverengi kumtaşı, kiltası ve killi kireçtaşı araldanmasından oluşan bu formasyonun ortalama kalınlığı 500 m'dir (Şekil 2.2). Bu formasyon içerisinde az da olsa Ostracoda ve Pelespoda fosil kavkaları içeren kalın killi kireçtaşı tabakaları da bulunmaktadır.

Tosunlar Formasyonu, Tt, temeli örten Tersiyer yaşlı çökellerin en üst seviyesini oluşturur. Pliyo-Kuvaterner yaşlı Tosunlar formasyonu alt-Pliyosen yaşlı Kolonkaya formasyonu üzerine aşıl uyumsuzlukla gelmektedir. Konglomera, kumtaşı, kiltası ve marn araldanmasından oluşan bu birim 500 m. kalınlığa kadar çıkabilmektedir (Şekil 2.2). Tosunlar Formasyonu'na ait kiltası ve marn seviyeleri zaman zaman Pelespoda fosil kavkaları bakımından zenginlik göstermektedir.

### **2.2.3 Kuvaterner Sedimanter Formasyonlar (Qal, Qtr)**

Kuvaterner yaşlı sedimanter formasyonlar, Qal olarak tanımlanan alüvyon, yamaç molozu ve travertenler ve Qtr olarak tanımlanan taraçalar olmak üzere iki ayrı birim ayırtlanmıştır. Bu birimlerin toplam kalınlıkları birkaç yüz metredir. Büyük Menderes Nehri'nin taşıdığı alüvyon ve yamaç molozu ile travertenlerden oluşur (Şekil 2.2).

Tersiyer yaşlı sedimentler üzerine aşıl uyumsuzlukla gelen, Kuvaterner yaşlı çökellerin bir türü olan teraslar ova içerisinde önemsiz alanları kapsarlar. Bu tip allüvyal teraslar; kaba ve iri taneli olup, taneler arasında pekişmemiş kil ve silt boyutu dolgu materyal ile tanımlanır. Gözlenebilen kalınlıkları 50 m'yi geçmez. En tipik örneği Buharkent ilçesinin yaklaşık 3 km batısında lokal olarak gözlenebilmektedir.



Şekil 2.3 Sahannın Jeolojik Haritası (Şimşek 1984; ENEL, 1988)

Genelde Kuvaterner yaşlı alüvyonlar, Büyük Menderes Nehri çökelleri, alüvyon yelpazeleri, yamaç molozları ve traverten gibi birçok eski formasyonlara ait çok değişik kökenli sedimanları bir arada bulundurulur. Bunlar içerisinde yer alan traverten oluşukları ise bölgede aktivitesini yitirmiş veya halen aktif durumdaki sıcak su kaynakları civarında lokal olarak gözlemlenmektedir.

### 2.3 İzotop Çalışmaları

İzotop, atom numarası ve periyodik tablodaki yeri aynı olan ve hemen hemen aynı kimyasal davranışları gösteren, buna karşılık atom kütlesi ve fiziksel özellikleri farklı olan iki yada daha fazla sayıdaki atom çekirdeği türüdür.

Doğal izotoplar arasında Döteryum  $^2\text{H}$  (=D), Tritiyum  $^3\text{H}$  (=T) ve  $^{18}\text{O}$  jeotermal sistemlerin hazne kaya sıcaklıkları, beslenme, akışkanların kökeni ve mola süreleri, sıcak-soğuk su karışımları, hidrojeolojik devir, buharlaşma gibi sorunların çözümünde kullanılır.

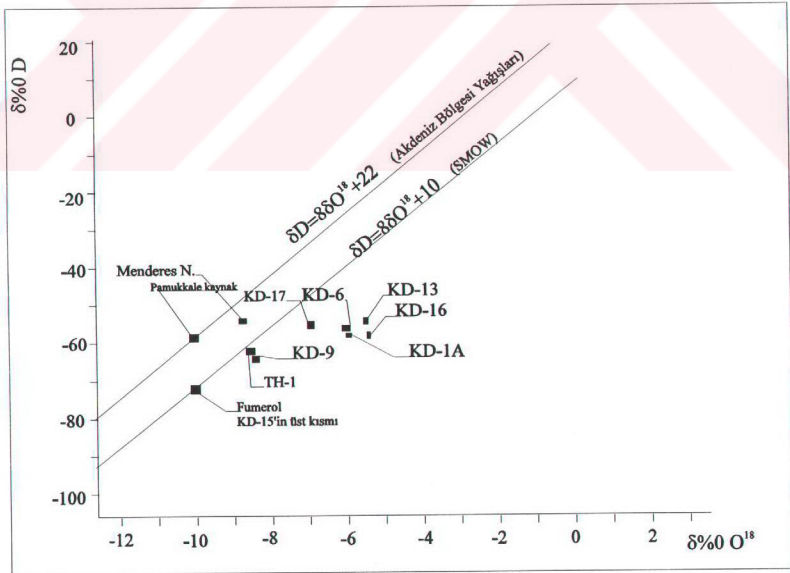
$^{18}\text{O}$  ve  $^2\text{H}$ , su molekülünün duraylı izotoplarıdır. Bunların ölçümleri kütle spektrometresi ile yapılmakta ve sonuçlar ‰ ile gösterilmektedir.  $\delta$  değeri uluslararası başvuru standardı olarak kabul edilmiş olan SMOW (Standart Mean Ocean Water-Okyanus Suyu Standart Ortalaması)'na göre verilmektedir. Buna göre:

$$\delta = \frac{(R_{\text{örnek}} - R_{\text{standart}})}{R_{\text{standart}}} * 1000 \quad (\text{E-2.1})$$

Tanınm gereği SMOW'un  $\delta$ 'sı sıfırdır. Okyanus sularındaki D/H değişimi doğrusal bir bağıntıdır ve  $\delta\text{D}=8\delta^{18}\text{O}+10$  şeklinde ifade edilebilir, aynı bağıntı Akdeniz Bölgesi suları için  $\delta\text{D}=8\delta^{18}\text{O}+22$ 'dir (Şekil 2.4) (ENEL 1988, Filiz 1989). Tritiyumun doğal ve yapay olmak üzere iki kökeni vardır. Doğal kökenli Tritiyum, kozmik ışınların  $^{14}\text{N}$  üzerine etkimesiyle  $^{14}\text{N} + n = ^1\text{O} + ^3\text{H}(\text{T})$  şeklinde oluşur, radyoaktif yarı ömrü 12.26 yıldır. Tritiyumun yapay kökeni ise 1952 yılından sonra nükleer denemeler sonucu atmosfere yayılan trityum oluşturmaktadır. Nükleer denemeler öncesi atmosferde 5-20 UT (UT Tritiyum Birimi), bulunurken denemeler sonrasında binlerce UT değerine yükselmiştir (Şahinci, 1991 a).

**Tablo 2.1 Kızıldere Bölgesinde Yapılan İzotop Çalışmalarından Elde Edilen Değerler (ENEL 1988, Filiz 1989)**

Örnek Yeri	$\delta^{18}\text{O}$	$\delta^2\text{H}$	$^3\text{H}$ Trityum Birimi (TU)
KD-1A	-5.94	-58.7	
KD-6	-5.94	-56.8	
KD-13	-5.51	-56.7	
KD-13	-5.87	-54.1	<1.6<3.2
KD-16	-4.94	-56.0	
KD-16 (separatör)	-5.60	-58.7	
KD-17	-6.98	-56.3	
TH-1	-8.65	-62.6	
Tekke Hamamı	-6.52	-55.9	<1.6
Pamukkale Kaynak	-10.00	-58.5	<1.7<3.4



**Şekil 2.4 Sahadan Alınan Su Numunelerinin İzotopik Değerleri (ENEL 1988; Filiz 1989)**



Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'ndan alınan su ve gaz numunelerinin değerlendirilmesinde suların meteorik kökenli olduğu ve hemen hemen hiç Trityum bulunmaması nedeniyle, 50 yıldan daha yaşlı oldukları ve kuyulardan üretilen CO<sub>2</sub> gazının, güncel başkalaşma gösteren karbonatlı kayaçların en az 350 °C'da ayrışmalarından kaynaklandığı bulunmuştur (Filiz,1982).

δD gradyanının -‰02.4/100 m. olduğu (ENEL,1988) dikkate alınarak, Tablo 2.1'de verilen su numuneleri için ortalama beslenme yüksekliklerinin 935-1450 m. arası olduğu hesaplanmıştır.

## 2.4 Jeokimyasal Çalışmalar

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda, önceki jeokimyasal çalışmalar Dominco ve Şamilgil (1970), Şimşek (1984) ve ENEL (1988) tarafından yapılmıştır. Bu çalışmalarda, sahanın etrafındaki doğal su ve jeotermal kaynaklar ile kuyulardan su numuneleri alınarak analiz edilmiştir. Jeokimyasal çalışmalara ait değerler toplu olarak Tablo 2.2' de verilmiştir. Analiz edilen numunelerin bir kısmı buhar hattından (separatörden geçtikten sonra, buhar numunesinin yoğunlaştırılması ile), bir kısmında savaklardan (separatörden geçtikten sonra, sıvı fazdan) alınmıştır. Analiz sonuçlarının yorumlanması ile şu sonuçlara ulaşılmıştır:

Bölgedeki tüm suların B/Na oranı hemen hemen sabit olduğuna göre, hepsinin kökeni aynı olmalıdır. Derin sıcak sulara karışan, soğuk su miktarı arttıkça Na azalmakta, Ca artmaktadır. Soğuk sularda Bor miktarı düşükken, sıcak sularda yüksektir.

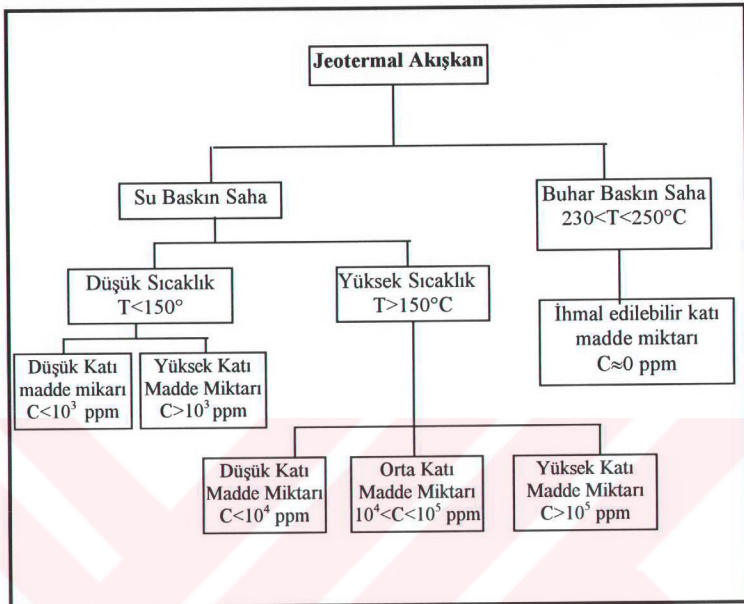
Jeokimyasal termometreler kullanılarak, rezervuar sıcaklıkları Kızıldere bölgesi için 250-260 °C, Tekkehamam yöresinde ise 220-230 °C olarak hesaplanmıştır (Şimşek,1984). Oysa kuyulardan ölçülen değerler, beklenen sıcaklıklardan düşüktür (Ek-2). Kızıldere sahasında maksimum 210 °C, Tekkehamamda ise 116 °C ölçülmüştür. Bu sonuçlara göre; sahaya Kızıldere bölgesinden zayıf, Tekkehamam yöresinden güçlü soğuk su girişleri olmaktadır (Şekil2.6).

Tablo 2.2 Kızılder Sahasındaki Jeotermal Suların Kimyasal Kompozisyonu (Dominco vd 1970, Şimşek 1984, ENEL 1988)

(ppm)

Kuyu	pH	Ca	Mg	Sr	Na	K	Li	Rb	Fe	Alk	SO <sub>4</sub>	Cl	F	Br	NO <sub>3</sub>	NO <sub>2</sub>	NH <sub>4</sub>	SiO <sub>2</sub>	B	As	H <sub>2</sub> S	
KD-1*		2.7	0.72		1468	174					847		2.86		1.0	1.0			29.7			
KD-1A*	8.07	2.01	0.23	1.91	1170	124	4.13	0.775	0.15	2290	673	97.9	19.4	0.53	0.1	0.08	6.60	364	19.4			5.1
KD-2*	8.9	2.3	0.48		1222	136					1015	123	19.3						25.8	0.07		
KD-3*		1.6	0.0								887	60.6	21.5						25.8			
KD-4*	8.9	2.4	0.92		1587						847	96.0	8.25						23.6			
KD-6**	7.8	0.46	0.28	0.36	1140	118	3.96	0.73	0.15	2290	608	89.71	16.1	0.49	0.1	0.01	6.2	308	17.7	0.9		5.1
KD-7*	9.19	0.19	0.10	0.41	1370	154	4.84	0.97	0.15	2770	690	114	24.5	0.61	0.1	0.08	2.89	395	26.5	0.43		7.5
KD-8*		18	25		1492	88					782	113	6.25						28.4	0.71		
KD-9*	7.51	8.98	160	1.77	1060	69.5	1.99	0.45	0.15	1840	719	124	4.16	0.52	0.1	0.08	5.6	193	8.62			5.80
KD-13*	9.21	0.27	0.26	0.32	1290	137	4.73	0.88	0.15	2600	689	103	20.5	0.56	0.1	0.08	2.66	369	22.2	0.51		4.2
KD-14**	7.93	0.19	0.04	0.36	1230	139	4.45	8.80	0.15	2490	614	103	22.5	0.55	0.1	0.08	6.84	367	24.4	0.54		5.1
KD-15*	8.2	2	0.97		1340	28.5					730	117	25.5						28.5	0.45		
KD-16**	8.85	0.19	0.08	0.45	1360	154	4.9	10	0.15	2800	683	112	24.5	0.6	0.1	0.08	3	419	24.5	0.71		8.4
KD-20*	9.05	0.30	0.27	0.32	1330	143	4.58	0.9	0.15	2660	684	109	20.3	0.58	0.1	0.08	2.8	364	24.1			10.3
KD-22*	8.9	0.26	0.37	0.27	1310	139	4.73	0.89	0.15	2650	672	105	20.7	0.54	0.1	0.08	2.7	371	22.4			5.80
TH-1*	6.30	193	52.8	7.25	522	64.5	1.36	0.38	0.15	1040	915	77.9	3.05	0.43	0.1	0.08	9.3	183	7.77			3.2

\*Savaklardan alınan numuneler, \*\* Separatörden alınan numuneler



**Şekil 2.5 Sudaki Çözülmüş Katı Madde Miktarına Göre Jeotermal Suların Sınıflandırılması (Mitsubishi,1983)**

Jeotermal sulardaki çözülmüş toplam katı madde miktarı, kabuklaşmayla doğrudan ilişkilidir. Kızıldere jeotermal alanından alınan su numunelerinde çözülmüş toplam katı madde miktarının 4000 ppm kadar olduğu, Tablo 2.2'den anlaşılmaktadır. Ancak, bu değerler rezervuar şartlarındaki değerlerden farklıdır, çünkü numuneler yüzeyde alınmıştır. Buharlaşmalar, sıcaklık ve basınç değişimi ile çözünürlükleri de etkilemektedir. Şekil 2.5'de verilen değerlere göre sınıflandırıldığında Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası suları düşük miktarda çözülmüş katı madde içermektedir.

## 2.5 Sahanın Hidrojeolojisi

Bölgedeki alüvyon birimler, Qal, iri çakıllı olmaları durumunda çok yüksek permeabiliteye sahiptirler. Kil ve silt boyutlu malzemenin yoğunlaşması ile permeabilite çok

azalmaktadır. Geçirimsiz zonların üzerinde, yanal ve düşey yönde hidrolik koşulların sağlanması durumunda, alüvyon içerisinde yer yer tatlı su akiferlerine rastlamak olasıdır. Bölgede açılan soğuk su kuyularında bu birimin kısmen soğumuş ve tatlı suya karışmış jeotermal akışkan içerdiği gözlenir.

Kuvaterner taraçaların, Qtr, gronulometrik ve litolojik özellikleri gibi hidrojeolojik özellikleri de alüvyona benzemektedir. Bölgede dar alanlarda görüldükleri için, hidrojeolojik açıdan çok önemli değildir.

Çoğunlukla kil ve silt gibi çok ince taneli malzemelerden oluşan Tosunlar Formasyonu, Tt, düşük permabiliteye sahiptir. Bu özelliği nedeniyle jeotermal sistem için iyi bir örtü formasyonu niteliğindedir.

Kolonkaya Formasyonu, Tko, ince taneli malzemelerden oluştuğu için genelde geçirimsizdir ve Sazak Formasyonu üzerinde örtü görevi yapar.

Ayrışmanın yoğun olduğu kısımlarda orta dereceli bir permeabilite gösteren Sazak Formasyonu'nda Ts, 50 metre kalınlıklı masif kireçtaşı birimi içermektedir. Kireçtaşı tektonik hareketler nedeniyle, yüksek permeabilite göstermekte olup sistemin I. rezervuarını oluşturur. KD-1, KD-1A, KD-2, KD-3, KD-4, KD-8 kuyuları Sazak Formasyonu içerisinde tamamlanmış olup (Ek-1), KD-1 kuyusunda 198 °C sıcaklık ve 150 t/h debi ölçülmüştür. Bu formasyonda en yüksek sıcaklık ve debi değerleri KD-1 ve KD-1A kuyularında ölçülmüştür.

Kızılburun Formasyonu Tk, içerisindeki killer ve ince taneli malzemeler nedeniyle geçirimsiz bir örtü tabaka oluşturmaktadır.

İğdecik Formasyonu, Pmr, Mermer, kalkşist ve kuvarşistten oluşan bu formasyon, tektonik etkinlik sonucu yüksek permeabiliteye sahiptir. Bu özelliği ile sahada üretim yapılan II. rezervuar bu formasyonda yer almaktadır. KD-6, KD-7, KD-9, KD-12, KD-13, KD-16, KD-20, KD-21, KD-22, KD-111 kuyuları bu formasyonda tamamlanmışlardır (Ek-1).

İğdecik Formasyonu'nun altında yer alan Mikaşist Formasyonu, Pm, çok düşük permeabiliteye sahip olması nedeniyle, mermerler içerisinde yer alan akışkanın daha aşağılara sızmasını önlerler.

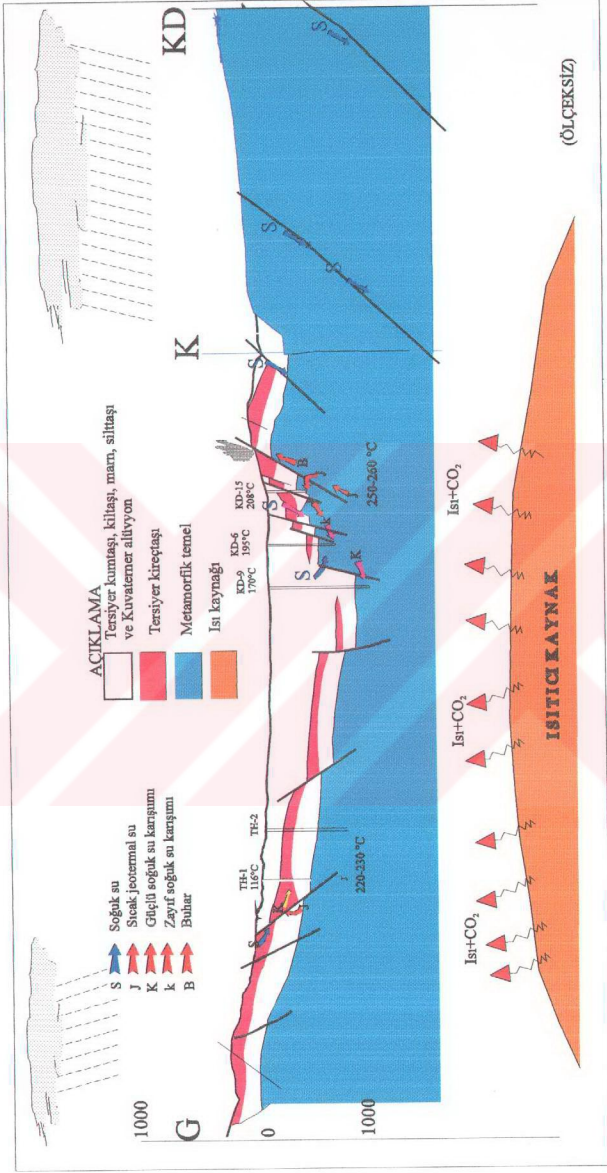


Gnays Formasyonu, Pgy, Menderes Masifi'nin çekirdeğini oluşturan gnayslar, sahanın kuzeybatısında çok geniş bir alanda yüzlek vermektedirler. Sahadaki görünüşleri ile çok ayrılmış ve yüksek permeabiliteye sahip gnayslar sistemin ana beslenme zonunu oluştururlar (ENEL,1988) .

### 2.5.1 Hidrojeolojik Döngü

Rezevuara giren suların 935-1450 m'ler arası yüksekliklerinden, bu yüksekliklere sahip Buldan ve kuzeyindeki metamorfik formasyonlardan geldiği anlaşılmaktadır. Gnayslardan derinlere doğru süzülen yağmur suları, muhtemelen 5-6 km. kadar derinliklere inebilmekte, mağmadan kristalin kayalara kondüksiyonla iletilen ısının etkisi ile sıcaklığı artmaktadır. 250-260 °C sıcaklığa ulaşan ve sıcaklık artışından dolayı yoğunluğu azalan sular, güncel başkalaşım gösteren karbonatlı kayalardan kaynaklanan ve sıvı fazda bulunan CO<sub>2</sub>'i de bünyelerine alarak, fay hatları boyunca yükselmektedir (Şekil 2.6). Bu hareket sonucu, temelde yer alan gnaysları geçen akışkan, kuvarşist, kalkşist ve mermerden oluşan II. rezervuara ulaşarak, kırık ve çatlaklar boyunca hareket ederek, boşlukları doldurur. Sisteme karışan soğuk sular ve ısı kayıpları etkisiyle rezervuarda sıcaklık 190-210 °C'ye düşmektedir. Yukarı harekete devam eden sıcak sular yine uygun bir rezervuar koşullarına sahip olan Sazak formasyonu içerisindeki, kireçtaşı birimine ulaşarak sistemin I.rezevuarını oluşturur. Buradaki sıcaklık ise 160-190°C arasındadır.

Fay hatları boyunca yüzeye doğru yol alan sıcak sularda hidrostatik basıncın, karbondioksit kısmi basıncının (P<sub>CO<sub>2</sub></sub>) altına düşmesiyle CO<sub>2</sub> sıvı fazdan gaz fazına geçmekte ve buharlaşma başlamaktadır. Gaz fazın etkisi ile, hacim genişlemesi olmakta ve çıkış hızı artmaktadır. Bu arada yüzeye yaklaşan sular, ortamda yeraltı suları ile karşılaşmaları durumunda, bu suları da beraberinde ısıtıp taşıyarak sıcak su çıkışlarını oluşturmakta yada ortamda yeterli su olmadığı için, sahanın kuzeyinde sıkça görüldüğü gibi, yüzeye buhar olarak çıkmaktadırlar.



Şekil 2.5 Kızıldağ Jeotermal Sisteminin Hidrojeolojik Döngüsü (Şimşek, 1985; ENEL 1988'den değiştirilerek)

Jeotermal sistemin çalışmasında fayların çok önemli rol oynadıkları, sahadaki onlarca faydan sadece bir iki tanesinin jeotermal akışkanı derinlerden yüzeye taşıdıkları, diğer fayların ise rezervuar olabilecek formasyonlara akışkanı taşıdıkları anlaşılmaktadır. Aynı şekilde soğuk su girişlerinde de faylar etken olmaktadır.

Yaklaşık 200 km<sup>2</sup>' lik bir alanı kapsayan beslenme alanına düşen yağışın 1931-1988 yılları arası ortalaması 535 mm. dir (DMİ,1984). Sahaya yıllık 107 milyon ton yağış düşmektedir.



---

## ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

# SAHADA KULLANILAN ÖLÇME YÖNTEMLERİ

---

### 3.Sahada Kullanılan Ölçme Yöntemleri

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda üretim yapan 8 kuyuda (KD-6, KD-13, KD-14, KD-15, KD-16, KD-20, KD-21, KD-22) statik / dinamik sıcaklık ve basınçlar, basınç yükselme testleri periyodik olarak yapılmakta ve üretim debileri birer saat aralıklarla ölçülmektedir. Gözlem kuyusu olarak kullanılan 5 kuyuda (KD-1A, KD-2, KD-7, KD-8, KD-9) kuyularında kuyudibi basınçları ve su seviyeleri ölçümü yapılmaktadır. Üretim kuyularının tamamı II. rezervuardan üretim yapmakta olup, gözlem kuyularından KD-1A, KD-2, KD-8 kuyuları I. rezervuar, KD-7, KD-9 kuyuları ise II.rezervurda yer almaktadır (Ek-1).

#### 3.1 Basınç ölçümleri

Sahada basınç ölçümleri iki ayrı yöntemle yapılmaktadır:

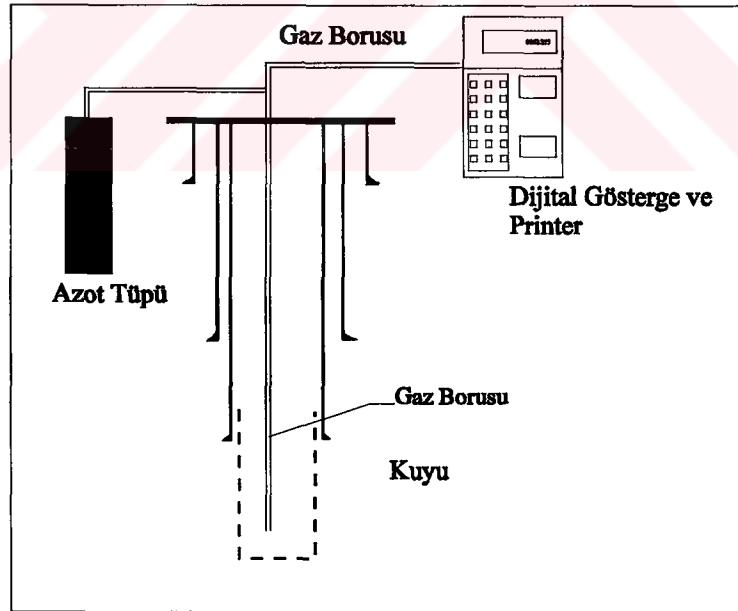
##### 3.1.1 Kuster Instruments Basınç Ölçerler

Alet, basınç farkı ile çalışan bir mekanizmaya sahiptir. Bu mekanizma, basınç farkı ile harekete geçer ve siyaha boyalı bir metal levha (kart/chart) üzerine yatay çizgiler çizer. Çizgilerin uzunluğu basınç farkı ile doğru orantılıdır. Bir zaman mekanizması, basınç ölçen bölümü dikey yönde hareket ettirir. Dikey çizgilerin uzunluğu zamanla doğru orantılıdır. Mekanizma herhangi bir akışkanın giremeyeceği, 1-1/4 inç çapında metal bir hücre içerisine yerleştirilmiştir. Özel vinci ve 2 mm. kalınlığında çelik kablo yardımı ile kuyuya indirilir ve çıkartılır. Basınç ölçülecek derinlikler önceden belirlenerek, vinç üzerindeki sayaç yardımı

ile istenilen derinliğe indirilebilmektedir. Basınç, zamanın bir fonksiyonu olarak kaydedilmektedir. Alet sökülerek içerisindeki kart çıkartıldıktan sonra, kart okuyucu (chart reader) denilen bir aletle çizgi uzunlukları ölçülerek, daha önceden hazırlanmış olan abaklar yardımıyla basınç değerlerine dönüştürülür. Bu yöntemde kuyu üretim halinde iken (dinamik) yada kuyu üretime kapalı iken (statik) veya kuyuya akışkan basılırken, her türlü basınç ölçüsünü, istenilen süre ve derinlikte kaydetmek mümkündür. Sistem 1/100 hassasiyetle ölçüm yapabilmektedir.

### 3.1.2 Kuvars Sensörlü Dijital Basınç Ölçerler

Bu yöntemde, 3-4 mm. çapında ince metal bir boru ölçü alınmak istenilen derinliğe, özel bir vinç yardımı ile indirilmektedir. Boru içerisine, içi tamamen doluncaya kadar azot gazı basılmaktadır. Gaz sütununun basıncı ihmal edildiğinde borunun alt ucunda oluşan basınç ile yüzeydeki basınç eşit olacaktır. Yüzeydeki basınç “Kuvars Sensörlü Dijital” bir elektronik sistemle 1/1000 bar hassasiyetle ölçülmektedir (Şekil 3.1).



Şekil 3.1 Kuvars Sensörlü Basınç Ölçer

Ölçümde herhangi bir süre sınırlaması olmaması ve ek bir büro çalışması gerektirmemesi sistemin en büyük avantajıdır. Montajının zaman alması, sistemin pahalı olması ve üretim kuyularında kabuklaşma nedeniyle kullanılamaması, sistemin dezavantajlarıdır. Bu nedenle

gözlem kuyularında kullanılmaktadırlar. Bu sistem KD-2, KD-9 ve KD-7 kuyularına monte edilmiş olup 1988 yılından bu yana kullanılmaktadır.

## **3.2 Sıcaklık Ölçümleri**

### **3.2.1 Kuster Instruments Sıcaklık Ölçerler**

Kuyulardaki sıcaklık ölçümleri Kuster Instrument marka aletlerle yapılmaktadır. Bu aletin çalışma prensibi, basınç ölçümlerindeki gibidir. 1-1/4 inç çapında metal hücre içerisinde bulunan ve sıcaklık farkı ile çalışan bir mekanizma, siyaha boyalı özel alaşımlı bir metal levha üzerine sıcaklık farkı ile doğru orantılı yatay çizgiler çizer. Sisteme bağlı bir saat mekanizması, sistemi dikey yönde hareket ettirir. Alet, kuyunun istenilen derinliğine indirilip, buradaki sıcaklıklar zamanın bir fonksiyonu olarak kayıt edilebilmektedir. Kayıtlar kart okuyucuda değerlendirilerek, kullanılan alet için önceden hazırlanmış bulunan abak yardımı ile kuyudaki sıcaklık değerleri elde edilir. Kuyulardan üretim halinde iken yada kapalı iken veya herhangi bir başka çalışma yapılırken, kuyunun istenilen her bölümündeki sıcaklık değişimlerini ölçmek mümkün olmaktadır. Sistem 1/100 hassasiyetle ölçüm yapabilmektedir.

### **3.2.2 Maksimum Termometreler**

Yüzeydeki çıkışlarda, buhar hatlarında, savaklarda ve kanallarda sıcaklık ölçümleri maksimum termometrelerle yapılmaktadır. Maksimum termometreler, maksimum sıcaklığı ölçerler. Termometre içerisindeki sıvı düzeyi maksimum sıcaklığa kadar yükselir, termometre dışarı çıkarıldıktan sonrada düşmeyerek maksimum sıcaklığın ölçülmesine olanak sağlar. Termometre okunduktan sonra sertçe sallanarak sıvı düzeyi düşürülür.

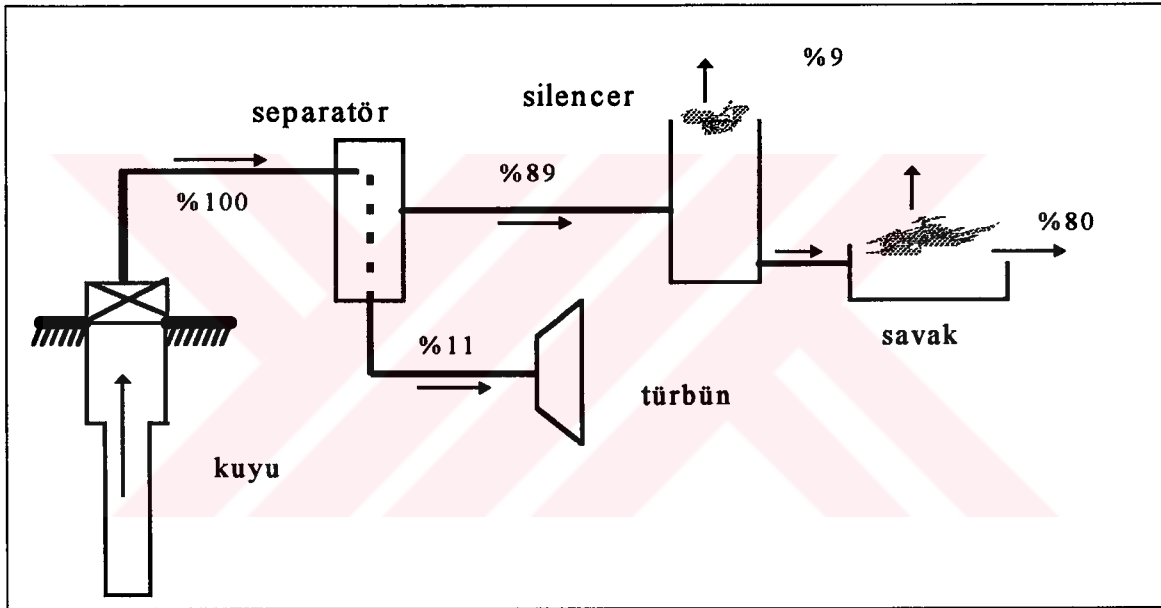
## **3.3 Su Seviyesi Ölçümleri**

Su seviyeleri, üzeri metre ölçekli bir özel kablo ile ölçülmektedir. Kablo, basit ışık veya ses düzeneği ile donatılmıştır. Kablonun ucu suya girer girmez devre tamamlanmakta, sesli

yada ışıklı bir uyarı olmaktadır. Bu uyarının alındığı derinlik, kuyudaki su seviyesi vermektedir. Ölçülerin sağlıklı bir baz noktasına bağlanabilmesi için, kuyubaşı vanalarının üst kısmı, “baz” yada “0” noktası olarak alınmaktadır. KD-1A, KD-8 ve zaman zaman diğer üretim kuyularında su seviyesi ölçüleri düzenli olarak alınmaktadır.

### 3.4 Debi Ölçümleri

Sahada debi ölçümü, savaklar kullanılarak yapılmaktadır. Ancak; savaktan ölçülen debi atmosfer şartlarındaki sıvı fazın miktarını verir. Gerçek debiyi bulmak için sistemdeki buhar miktarının hesaplanarak savaktan geçen debiye ilave edilmesi gerekir.



Şekil 3.2 Kuyulardan Üretilen Sıcak Su ve Buharın Akım Şeması

Örnek olarak 200 °C rezervuar sıcaklığına ve 3.5 bar türbün çalışma basıncına sahip bir sistemdeki akım şeması Şekil 3.2'de verilmiştir. Burada kuyudan 200°C sıcaklıkta çıkan akışkanın separatör şartlarında ayrıştırıldıktan sonra %11'inin türbüne gittiği, kalan %89 oranında bir kısmın atıldığı görülmektedir. Atılan kısmın, toplam üretime göre %9'u silencer (atmosferik separatör ve susturucu) ve savakta buharlaşmaktadır. Savaktan geçen kısım ise üretilen akışkanın ancak %80'i olmaktadır. Bu nedenlerle kuyunun gerçek üretimini hesaplayabilmek için buharlaşma miktarlarının bilinmesi gereklidir.



### 3.4.1 Buharlaşma Miktarlarının Hesaplanması

Herhangi bir bölümdeki kütle akışı= Buharlaşan miktar ( $W'_b$ )+Sıvı miktarı ( $W'_s$ )

$$W = W'_b + W'_s \quad (E-3.1)$$

Herhangi bir sıcaklıkta buharlaşma miktarı, yada kuruluk oranı X, entalpi değerlerinden,

$$X = \frac{H''_s - H'_s}{H''_{sb}} \quad (E-3.2)$$

$$\text{yada } X = W'_b / W' \text{ dir.} \quad (E-3.3)$$

Akışkanın toplam entalpisi (H):

$$H = H'_s + XH''_{sb} \quad (E-3.4)$$

Bazı sıcaklık değerleri için entalpi değerleri tablo 3.1 de verilmiştir.

Entalpi değerleri kullanılarak separator, silencer yada savaktaki buharlaşmalar (E-3.2)'den hesaplanır ve (E-3.3)'den hesaplamanın yapıldığı bölümden geçen debi bulunur. Hesaplamalar savaktan kuyuya doğru tekrarlanarak, toplam kuyu debisi elde edilir.

**Tablo 3.1 Su, Buhar ve Su-Buhar Karışımının Entalpi Değerleri (Büyüktür,1982)**

Sıcaklık °C	$h_s$ (kJ/kg)	$h_{sb}$ (kJ/kg)	$h_b$ (kJ/kg)
210	897.7	1898.5	2796.2
208	888.6	1906.6	2795.3
206	879.5	1914.7	2794.3
204	870.4	1922.8	2793.2
202	870.4	1922.8	2793.2
200	852.3	1938.6	2790.9
198	843.3	1946.4	2789.7
196	834.3	1954.1	2788.4
148	623.5	2119.5	2743.0
146	614.9	2125.7	2740.6
144	606.2	2131.8	2738.1
100	419.0	2256.9	2676.0
98	410.6	2262.2	2672.9
96	402.2	2267.5	2669.7



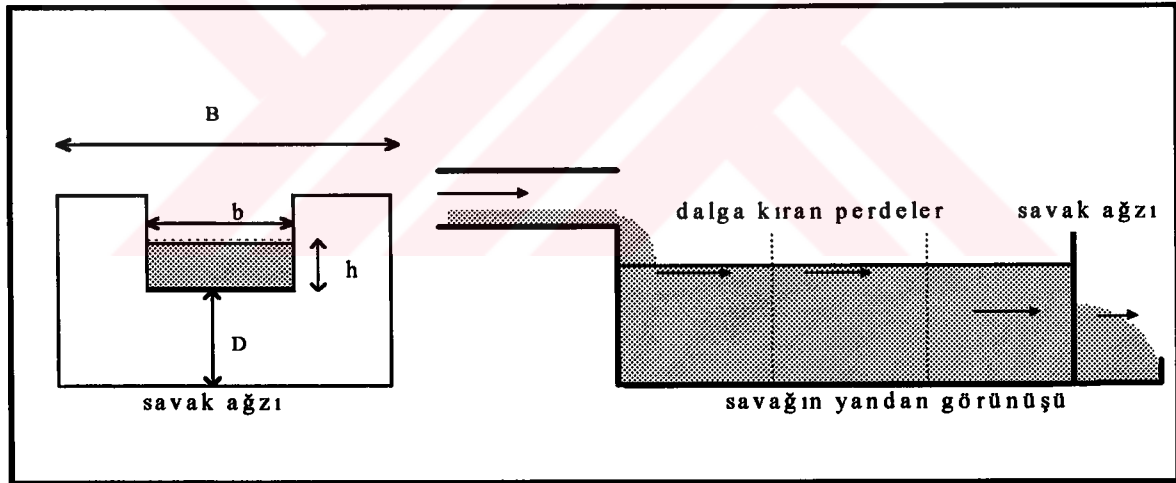
### 3.4.2 Savaklardan Geçen Debinin Hesaplanması

Savaklar hidrojeolojide çok kullanılan, belirli boyutlara sahip bir aralıktan akışkanın geçirilmesi ve akışkanın oluşturduğu yükseklik farkından debinin hesaplanmasına yarayan malzemelerdir. Portatif savaklar olabildiği gibi, uzun süre kullanılacaklarsa kullanım yerine sabit savaklarda yapılabilmektedir. Jeotermal sistemlerde savaklar silencer'dan sonra yer alır (Şekil 3.1). Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda tüm üretim kuyularında Şekil 3.3'de kesiti verilen beton savaklar bulunmaktadır.

Bu tür dikdörtgen kesitli savaklarda debi ( Correia, Escobar& Gauthier, 1990)

$$Q = k * b * h^{(3/2)} \quad (E-3.5)$$

$$k = 110.43 + \frac{0.177}{h} + 14.2 * \frac{h}{D} - 27.5 * \sqrt{\left[ \left( \frac{B-b}{D*B} \right) * h \right]} + 2.04 * \sqrt{\frac{B}{D}} \quad (E-3.6)$$



Şekil 3.3 Kuyularda Debi Ölçümünde Kullanılan Savakların Kesiti

Burada:

k : savak boyutları ve su yüksekliğine bağlı boyutsuz bir katsayı

B: savak genişliği, m

b: savak ağız genişliği, m

D:savak ağızından savak tabanına kadar olan yükseklik, m

h: savak ağızından geçen suyun yüksekliği, m

Q:savaktan geçen debi m<sup>3</sup>/saat

olup Kızıldere sahasında kullanılan savaklarda:

$B= 0.8$  m.

$b= 0.4$  m.

$D=0.3$  m.

Savak boyları ise 3 metredir.

Savaklarda su seviyesi ölçümü her saat yapılarak düzenli olarak kaydedilmekte, kuyulardan üretilen debi her kuyu için hesaplanmaktadır.

Sahada bulunan buhar separatörleri 3.5 bar ve 147 °C de çalışacak şekilde tasarlanmışlardır. Atık su ise atmosfer şartlarında ve yaklaşık olarak 96 °C sıcaklıktadır. Gerçekte, separatörden çıkan ve 3.5 bar basınç ve 147 °C sıcaklığa sahip akışkan, önce silencer'dan geçer. Böylece atılan akışkanın, basınç ve sıcaklığı düşürülerek daha az miktarda gürültü çıkarması sağlanmaktadır.

### 3.5 Kondanse Olmayan Gaz Ölçümleri

Bu işlem için özel bir separatör kullanılır. Türbüne giden hattan, gaz separatöründeki belirli bir hacme sahip olan numune hücresi buhar+gaz ile doldurulur. Sistem kapatılarak numune hücresi su ile soğutulur, böylece örneğin içerisindeki su buharı yoğunlaştırılarak ölçekli bir kaba alınır. Yoğuşan miktar (aynı zamanda buhar miktarıdır) numune hücresinin hacminden çıkartılarak kondanse olmayan (yoğuşmayan) gazların hacmi bulunur.

Numune hücresindeki gaz/toplam buhar oranı tüm buhar hattındaki orana eşittir. Gaz hacimleri ağırlığa çevrilerek buhar hatlarında ve kuyulardaki kondanse olmayan gaz miktarları hesaplanmaktadır.

### 3.6 Kuyu Testleri

Kuyularda basınç yükselim, basınç düşüm, girişim, water loss, injektivite testleri belirli programlar çerçevesinde yapılmakta olup, gerektiğinde dinamik / statik basınç ile sıcaklık profilleri çıkartılmaktadır. Sahada, bu testlerin tamamı yapılmaktadır. Kuyularda üretime

uzun bir süre ara verilmesini gerektirmediği için sabit debili basınç yükselme test değerleri daha çok uygulanmaktadır.

Bu yöntemde, sabit bir kuyubaşı basıncı ve debi değerinde üretim yapan kuyunun üretim derinliklerine basınç elementi indirilmekte ve 10-15 dk. bu seviyede basınç ölçüsü alındıktan sonra kuyu üretime kapatılmaktadır. Kuyu üretime kapatıldığı için rezervuarda basınç yükselmekte ve belirli bir süre sonunda stabil bir değere gelmektedir. Bu süre Kızıldere sahasındaki kuyular için 25-30 dk. ile 2 saat arasında değişmektedir. Basınç yükselme testlerinin yorumlanmasından, permeabilite ve kuyuda kirlenme olup olmadığı (zar etkisi), kirlenme varsa çapı ve kuyuda yarattığı basınç düşümü hesaplanabilir (Earlougher,1977).

Basınç yükselme testleri ile kuyuların prodüktivite indekslerinin hesaplanarak takibi çok pratik olmakta ve daha önceden hesaplanan değerlerle karşılaştırılarak rezervuarda kirlenme olup olmadığı anlaşılabilir (Ek-3).

Rezervuardan kuyuya akış, kararlı akış rejimi şartlarında, aşağıdaki eşitliklerle açıklanmaktadır. (Kjuran & Eliasson,1982)

$$P_e - P_{wf} = \frac{W\mu}{2\pi hk\rho} \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right) \quad (E-3.7)$$

prodüktivite indeksi (PI) bir kuyuda, debideki değişime karşılık kuyudibi basıncındaki değişim olarak tanımlandığı için:

$$PI = \frac{W}{P_e - P_{wf}} = \frac{2\pi hk\rho}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad (E-3.8)$$

Burada:

W: ağırlıkça debi, kg/sn

P<sub>e</sub>: rezervuar basıncı, Pa

P<sub>w</sub>:kuyudibi basıncı, Pa

h: rezervuara kalınlığı. m.

k: rezervuar kayacın permeabilitesi, m<sup>2</sup>

$\rho$ : akışkanın yoğunluğu,  $\text{kg/m}^3$

$\mu$ : akışkanın dinamik viskozitesi, Pa.s

$r_c$ :kuyunun yarı çapı, m

$r_w$ :rezervuarın yarı çapı, m

Basınç yükselim testi ve basınç düşüm testleri aynı sonuçları veren testlerdir, sadece akışın yönü değişir. Buradan produktivite indeksi değerinin aynı zamanda injektivite indeksini verdiği sonucu çıkmaktadır. Yukarıdaki eşitliklerde, kuyudaki kirlenme yada canlanmanın etkisini veren zar etkisi, S'nin bir üretim kuyusundaki diğer tüm değişkenler sabit kalacağı için, tek değişken olacağı görülmektedir. Jeotermal kuyularda produktivite indeksinin düşmesi, rezervuarda kirlenme oluştuğunun bir göstergesidir (Earlougher, 1977).

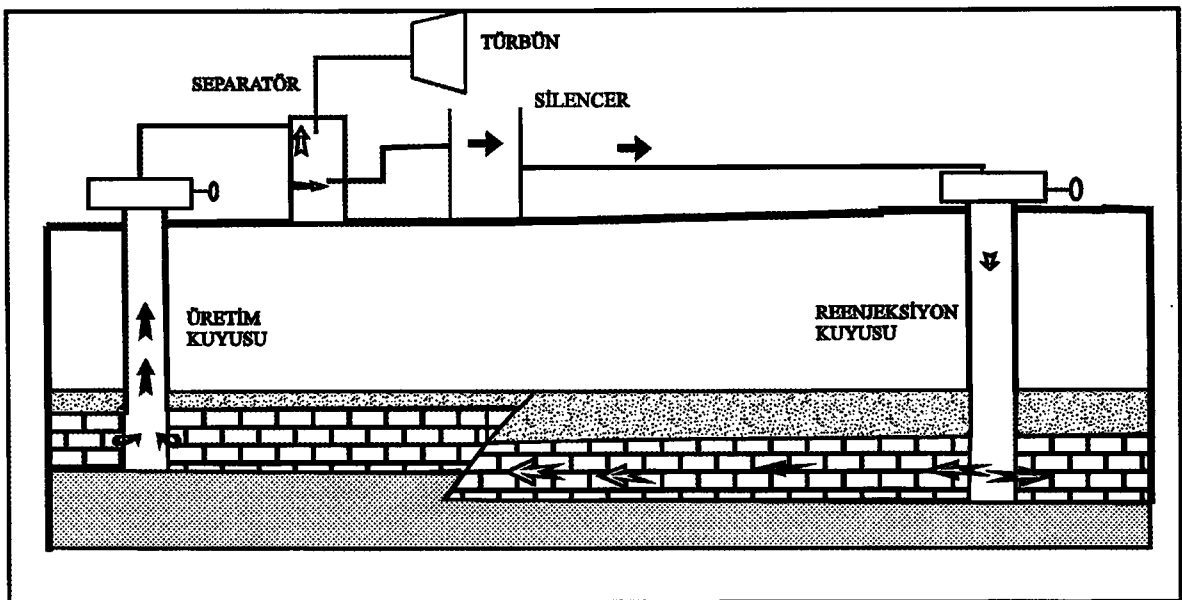


## DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

### REENJEKSİYON

#### 4. Reenjeksiyon

Yeryüzüne çıkartılan sular, sıcaklık ve basınçla birlikte uzun zaman ve yol alan seyahatleri boyunca, geçtikleri ortamlarda bulunan katı maddelerin bir kısmını çözerek bünyelerine katarlar. Bu nedenle jeotermal sular yüksek mineral konsantrasyonlarına sahiptirler. Jeotermal suların kullanıldıktan sonra çevreye bırakılması, çevre ve tarıma büyük zararlar vermektedirler. Özellikle su baskın jeotermal enerji santrallerinde, büyük miktarlarda atık su üretilmektedir (Tablo 4.1). Atık suların kimyasal yollarla arıtılması mümkündür, ancak maliyetleri çok yüksektir. Kızıldere Sahası'nda Bor'un kimyasal yollarla atık sudan alınması için 0,1 cent/m<sup>3</sup> harcama yapılması gerektiği hesaplanmıştır. (Recepoğlu & Beker 1991). Atık sulardan kurtulmanın en ucuz ve kolay yolu bu suların tekrar yeraltına basılmasıdır. Bu işlem reenjeksiyon olarak adlandırılmaktadır (Şekil 4.1).



Şekil 4.1 Üretim ve Reenjeksiyon Kuyuları

Atık suların santral kapasitesinde reenjekte edilememesi, çoğu zaman jeotermal enerji sahalarının tam kapasite ile kullanımını sınırlandırmaktadır. Jeotermal sahalarda reenjeksiyon çalışmaları, önem sırasına göre şu nedenlerle yapılmaktadır:

1. Çevre kirliliğini önlemek, toprağı, suları ve bitkileri zararlı elementlerden korumak,
2. Atık sudaki termal enerjiyi tekrar kazanmak,
3. Üretim nedeniyle oluşan basınç düşüm hızının azaltılmasını ve rezervuarın yapay olarak beslenmesi,
4. Reenjekte edilen akışkan ile rezervuar kayacda kalan ısı enerjisini süpürülerek alınması ve sahanın ekonomik ömrünün uzatılması,
5. Rezervuar basıncının düşümünün yüzeyde oluşturduğu çökme ve kaymaları önlemek,

Reenjeksiyonun nereden ve nasıl yapılacağı, getireceğı maliyetler ile başarı şansı çalışmanın başlangıç noktasını oluşturmaktadır. Yüksek sıcaklığa sahip jeotermal rezervuara basılan suyun, rezervuarı soğutup soğutmayacağı ve basılan sudan ötürü reenjeksiyon kuyularında ve rezervuarda kabuklaşmanın ne ölçüde etkili olacağı önceden araştırılmalıdır.

#### 4.1 Reenjeksiyon Yapılmasının Gerekçeleri

##### 4.1.1 Atık Su Sorunu

Su baskın jeotermal sahalarda atık su miktarı 1000-3000 ton/saat arasında değişmektedir (Tablo 4.1). Bu tür bir sahadan yılda 7-30 milyon ton sıcak su doğaya atılmaktadır. Atık sularla birlikte yüzbinlerce kilogram zararlı madde denizlere, göllere yada akarsulara boşaltılmaktadır. Bu sular, sulama kanalları yolu ile çok geniş bir alana yayılarak toprağı ve yeraltısularını kirlletmektedir.

**Tablo 4.1 Bazı Jeotermal Sahaların Enerji Üretimi ve Atık Su Miktarları**

Saha	Ortalama Güç (MWe)	Toplam Üretim (t/h)	Atık Su (t/h)	Kaynak
Wairakei (Yeni Zelanda)	140	5000	4000	Horne,1982
Ahuacaphan (Elsalvador)	70	2000	1500	Horne,1982
Tongonan (Filipinler)	40-50	900	400	Horne,1982
Kakkonda (Japonya)	40	2900	2500	Grant vd,1982
Kızıldere (Türkiye)	10	850	800	Aksoy vd,1993

Atık su, hemen her sahada önemli bir sorun olmuş ve çeşitli ülkelerde değişik yöntemler ile çözümlenilmeye çalışılmıştır. Yeni Zelanda, Wairakei Jeotermal Enerji Sahası'nda 140 MW<sub>e</sub> enerji üreten santraldan, reenjeksiyon çalışmaları öncesinde, yıllık 156 ton arsenik ve 0.006 ton civa ortalama debisi 457.000 t/saat olan Waikato Nehri'ne boşaltılmıştır. El Salvador'da 95 MW<sub>e</sub> kurulu gücünde santrala sahip Ahuachapan Jeotermal Enerji Sahası'nda atık sular reenjekt edilemediği için, 75 km. beton kanallarla taşınarak Pasifik Okyanusu'na atılmaktadır. Filipinler'de 330 MW<sub>e</sub> kurulu güçte santrala sahip Tiwi Jeotermal Enerji Sahası'nda tüm atık sular okyanusa boşaltılmaktadır. Yine Filipinlerdeki 220 MW<sub>e</sub> kurulu güçte santrala sahip Mak-Ban Jeotermal Enerji Saha'sı, Japonya'daki sahalar dışında tüm atık suyunu reenjekt edebilen tek su baskın sahadır (Horne,1982). Japonyadaki Otake, Onuma, Onikabe, Hatchobaru ve Kakkonda jeotermal santralları, su-baskın rezervuara sahiptirler ve tüm atık suları reenjeksiyonla tekrar rezervuara basılmaktadır. Birleşik Amerika-Meksika sınırındaki Cerro Prieto Jeotermal Enerji Sahası'nda tüm atık sular buharlaştırma havuzlarına atılmaktadır (Mitsubishi,1983).

#### 4.1.2 Termal Enerjinin Daha Verimli Kullanılması

Su baskın bir sahada elektrik üretimi yapılabilmesi için, buhar türbinini çalıştıracak basınç ve sıcaklıkta buharın türbüne sevk edilmesi gereklidir. Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası şartlarında 200 °C sıcaklıklı sahalarda ve 3.5 bar çalışma basıncına sahip bir türbün için sahadan elde edilebilecek buhar miktarı, kuyulardan üretilen jeotermal akışkanın sadece %11'dir ve ancak yarısı elektrik enerjisine dönüşür. Bu şartlarda, elektrik enerjisi üretimi kuyulardan üretilen toplam enerjinin ancak %5'i kadardır. Sahadan üretilen sıcak suyun %89'u daha kuyubaşında iken atık su durumundadır.

Buhar baskın bir sahada ise kuyubaşında fazla bir atık su olmayacaktır. Ancak, buhar türbününe sevk edilen ve türbünü çalıştırdıktan sonra kondenselerden geçen su atık durumundadır. Bu sular, diğer tipteki sahaların atıklarına oranla miktar olarak çok azdır. Üstelik, zararlı atık madde konsantrasyonları daha düşüktür.



Jeotermal sahalarda, sahadaki toplam enerjinin küçük bir kısmının üretilmesi ve önemli bir kısmının kayaçta kalması, reenjeksiyon yapılmasını, kayaçtaki ısı enerjinin reenjeksiyon ile süpürülerek alınmasını cazip hale getirmektedir. Rezervuar kayaç ve akışkanda bulunan toplam ısı enerjisi, aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır (Grant vd,1982):

Birim hacimdeki toplam enerji ( $H_T$ )=Kayaçtaki enerji ( $H_r$ )+Sudaki enerji ( $H_w$ )

$$\text{Kayaçtaki toplam enerji} \quad H_r=(1-\phi).\rho_r. C_r. \Delta T \quad (\text{E-4.1})$$

$$\text{Sudaki toplam enerji} \quad H_w=\phi.\rho_w.C_w. \Delta T \quad (\text{E-4.2})$$

$$H_T=((1-\phi).\rho_r. C_r+\phi.\rho_w.C_w).\Delta T \quad (\text{E-4.3})$$

olarak bulunur.

Burada:

$\phi$ : porozite,

$\rho_w$  :suyun yoğunluğu,  $\text{kg/m}^3$

$\rho_r$  :kayaç yoğunluğu,  $\text{kg/m}^3$

$C_w$  :suyun ısı kapasitesi,  $\text{kJ/kg } ^\circ\text{C}$

$C_r$  :kayacın ısı kapasitesi , $\text{kJ/kg } ^\circ\text{C}$ 'dir.

Suda bulunan termal enerjinin toplam enerjiye oranı:

$$\frac{H_w}{H_T} = \frac{(\phi.\rho_w.C_w).\Delta T}{(\phi.\rho_w.C_w + (1-\phi).\rho_r.C_r).\Delta T} \quad (\text{E-4.4})$$

elde edilir.

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası rezervuar şartları için:  $\Delta T=200\text{ }^\circ\text{C}$  ,  $\phi=0.10$ ,  $C_w=4.2\text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$ ,  $C_r=1\text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$  ,  $\rho_w=860\text{ kg/m}^3$  ,  $\rho_r=2500\text{ kg/m}^3$  ' alınabilir. Bu durumda eşitlik 4.4 kullanılarak  $H_w/H_T=0.14$  bulunmaktadır. Bunun anlamı suda bulunan enerji sahadaki toplam enerjinin ancak %14'ü olduğu ve %86 gibi çok büyük miktarda ısı enerjisinin rezervuar kayaçta kaldığıdır.

### 4.1.3 Rezervuarda Basınç Düşüm Hızının Yavaşlatılması

Rezervuarlarda, üretimle birlikte bir kütle ve enerji kaybı oluşmaktadır. Reenjeksiyon yapılmasının hedefi kaybedilen kütle ve enerjinin bir bölümünün geri kazanılarak sahadan çekilecek toplam enerji miktarının artırılmasıdır. Üretim nedeniyle düşen rezervuar basınçları, kuyuların tek tek üretimlerinin düşmesine neden olacaktır. Atık suyun reenjeksiyonu rezervuardaki basınç düşüm hızını azaltacak ve sahanın ömrünün uzamasını sağlayacaktır. Su baskın sahalarda rezervuar basıncını, sıvı faz kontrol ettiği için sıvı faz miktarının korunmaya çalışılması önemli ölçüde rezervuar basıncının da muhafaza edilmesini sağlayacaktır.

### 4.1.4 Yüzeydeki Çökmelerin (Subsidence) Önlenmesi

Rezervuarlarda üretimle birlikte oluşan basınç kaybı ve rezervuarın üzerindeki kayaçların ağırlığı nedeniyle üretim sahasında çökme (subsidence) oluşabilir. Wairakei Jeotermal Enerji Sahası'nda yüzeyde 5 metreye varan çökmeler gözlenmiştir, bu olay santral ve santrale ait yapılarda tehlike yaratmaktadır. Gayzer (ABD) sahasında 14 cm. çökme olduğu tespit edilmiştir. Kaliforniya Imperyal Valley'de (ABD) sulama ve drenaj kanalları zarar görmüştür (Grant, vd 1982). Sahaların üretimleri sırasında fay hatları boyunca sismik hareketlerin sayısında artışlar oluşmaktadır. Reenjeksiyonla sahadaki basınç düşümü daha az olacağından, çökme hızının azalması yada tamamen durması beklenir. Kızıldere sahasında bu tür herhangi bir çökme olayı tespit edilememiştir.

## 4.2 Reenjeksiyonun Planlanması

Jeotermal sahalarda reenjeksiyon planlanırken şu hususlar göz önüne alınmalıdır: (1) reenjeksiyonun sahaya etkisi; (2) komşu ve sığ tatlı su akiferlerine etkileri; (3) yukarıda sayılan faktörlerin ışığında yer seçimi; (4) sistemde mineral birikiminin veya kabuklaşmanın önlenmesi; (5) gözlem ve takip sistemlerinin kurulması; (6) sistem tasarımının hazırlanması ve (7) yatırım ve işletme giderleri.

Sahada seçilecek örnek kuyularda reenjeksiyon ve izleyici testleri yapılarak olası bir reenjeksiyon uygulamasının, muhtemel sonuçları kestirilmeye çalışılır.

#### 4.2.1 İzleyicilerin Kullanılması

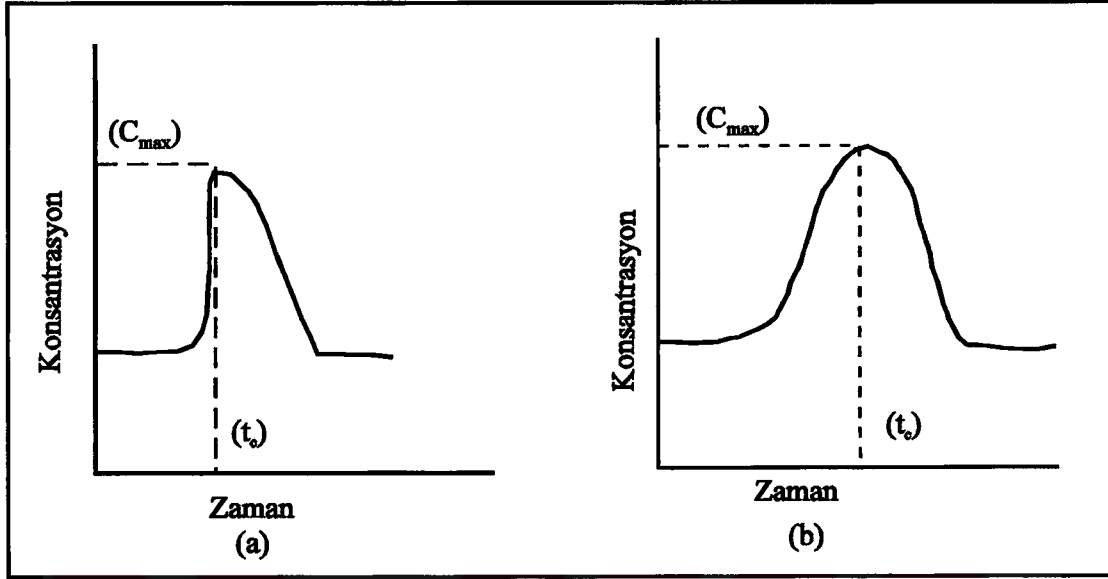
Reenjeksiyon yapılacak bir sahada, reenjekte edilecek suların takip edeceği yollar ve hızı, çalışmaların en önemli konusudur. Bu sorunun cevabının büyük ölçekli bir reenjeksiyon uygulamasından önce bulunması gereklidir. Reenjeksiyonla, rezervuara basılan düşük sıcaklığa sahip atık su, üretim kuyularında sıcaklık düşümüne yol açabilir. Ancak, reenjekte edilen akışkanın sıcaklığı, üretim kuyusuna ulaşmaya kadar, kayaktan suya ısı transferi nedeniyle sıcaklığı artar ve gözlem kuyusunun sıcaklığına ulaşabilir. Bu nedenle, termal cephenin hızı gerçek hızdan yaklaşık 5-6 kez daha yavaş olacağı için (Grant vd,1982) sıcaklık takibi güvenilir değildir. İzleyicilerle daha çabuk ve doğru sonuç almak mümkündür. Olası prematüre reenjeksiyon önceden fark edilerek termal cephe üretim kuyusuna ulaşmadan reenjeksiyon işlemine son verilebilir. Büyük ölçekli reenjeksiyon çalışmalarından önce, reenjeksiyon testleri yapılmalı, bu testler sırasında reenjekte edilen suya “izleyici” katılarak üretim kuyularından izleyicinin geliş zamanı ve konsantrasyonları ölçülmelidir.

##### 4.2.1.1 İzleyici Testleri

İzleyiciler, reenjeksiyon yapılacak kuyuya genelde bir karışım halinde ve bir seferde basılırlar, izleyicinin arkasından atık suların basılmasına başlanır. Sahadaki diğer üretim kuyularından izleyicinin gelmesi gözlenir. İzleyici testleri ile, gözlem kuyularından gelen akışkandaki izleyici konsantrasyonu, zamanın fonksiyonu olarak ölçülür ve kaydedilir. Konsantrasyon-zaman profilleri araştırmacılara aşağıdaki konularda bilgiler verir. İzleyicinin, gözlem kuyularında ilk tespit edilme ve maksimum konsantrasyona ulaşma zamanı rezervuar ve reenjeksiyon hakkında önemli ipuçlarını ortaya koyar.

İzleyici konsantrasyonunun maksimumuma ulaştığı kritik zaman ( $t_c$ ), reenjekte edilen akışkanın üretim kuyusuna ulaştığını gösterir ve akışkanın rezervuardaki gerçek gerçek hızının hesaplanmasına olanak sağlar. Eğer, bu süre çok kısa ise reenjeksiyon çalışması

başarısızlıkla sonuçlanması “premature reenjeksiyon” beklenmelidir. İzleyicinin ilk tespit edildiği an dispersiyonla ilgili olabilir.



Şekil 4.2 İzleyici Profilleri; (a) Çatlaklı Ortam, (b) Poröz Ortam

Bazen, izleyicinin ilk tespit edildiği an ile maksimum konsantrasyona ulaşması arasındaki zaman çok kısa olabilir, bu da bir premature reenjeksiyon belirtisidir. Tablo 4.2’de izleyici testleri yapılan bazı jeotermal sahalarda elde edilen ortalama izleyici hızları verilmiştir.

Tablo 4.2 Jeotermal Sahalardaki İzleyici Hızları (Horne,1984)

Saha	Hız (m/h)
Wairakei-Yeni Zelanda	22
Broadlands-Yeni Zelanda	1.2
Ahuachapan-El Salvador	8
Tongonan-Filipinler	57
Hatchobaru-Japonya	78
Otake-Japonya	0.3
Onuma-Japonya	4

Elde edilecek toplam izleyici konsantrasyonu miktarının artması yada diğ er bir deyişle konsantrasyon-zaman eğrisi altındaki alanın büyüklüğü, sıcaklıkta büyük düşüm olacağı anlamına gelir.

Dönen İzleyici Konsantrasyonu / Dönen Toplam İzleyici Konsantrasyonu'nun her bir üretim kuyusunda gözlenerek, her bir kuyu için dönen toplam izleyici konsantrasyonunun bulunması, üretim kuyularından hangilerinin reenjeksiyondan ne  l de etkilendiklerinin saptanmasına olanak sağlar. Bir  retim kuyusundan, diğ er kuyulara oranla daha fazla izleyici elde edilmesi o kuyuda daha fazla sıcaklık düşümünün beklenmesine neden olur. Sıcaklıkla bozunma, kimyasal reaksiyon yada adsorbsiyon nedeni ile tüm izleyiciyi üretimle geri almak mümkün olamasa da, değişik kuyulardan elde edilecek toplam izleyici miktarı, reenjekte edilen akışkanın rezervuardaki hareketi hakkında rölatif de olsa bir fikir verecektir.

İzleyicilerin kullanımındaki bir başka farklı yöntemde ise: Üretilen tüm akışkan ve izleyici yeniden rezervuara enjekte edilir. Bu durumda, izleyici rezervuarda reaksiyona girmediği yada kayaç tarafından tutulmadığı sürece, üretim kuyularında konsantrasyonu sürekli artacak, bir süre sonra konsantrasyon dengeye ulaşacaktır. Bu son denge durumunun konsantrasyon oranına göre, tüm rezervuar hacmini tahmin etmek mümkündür.

Reenjeksiyon işlemlerinde basılan suların hangi yolları izleyerek nereye gideceklerinin bilinmemesi sorunun en önemli parçasıdır. İzleyicilerle yapılan testlerde reenjeksiyon suyunun birkaç ay içinde %10-30 kadar bir bölümünün üretim kuyularına ulaştığı ve geri kalanının takip edilemediği ortaya çıkmıştır (Horne,1984).

#### 4.2.1.2 İzleyici Maddeler

İzleyiciler, atık suyun seyir defteri olarak kabul edilebilir. İzleyici reenjekte edilen akışkan içersinde kolay tanınabilen ve konsantrasyonları  l lembilen bir maddeler olmalıdır. İzleyici olarak seçilecek maddenin kayaçlarla yada jeotermal akışkanla reaksiyona girmemesi ve sıcaklıktan etkilenip bozuşmaması gerekir. Jeotermal rezervuarlarda kullanılan başlıca iki tip izleyici vardır: Kimyasal izleyiciler ve radyoaktif izleyiciler. Kimyasal izleyiciler KI (potasyum iyodür) yada KBr (potasyum bromür) gibi iyonik tuzlar, yada floroskop altında

Tablo 4.3 Bazı Jeotermal Sahalarda Kullanılan İzleyici Türleri Ve Miktarları

Saha	Kimyasal İzleyiciler		Radyoaktif İzleyiciler		Kaynak
	İzleyici	Miktarı (Kg)	İzleyici	Miktarı (GBq)	
Wairakei, Yeni Zelanda			$I^{131}$	150	Horne, 1984
Wairakei, Yeni Zelanda			$Br^{82}$	3.1	Horne, 1984
Wairakei, Yeni Zelanda			$I^{125}$	-	Bixley, vd. 1992
Broadlands, Yeni Zelanda			$I^{131}$	150	Horne, 1984
Tongonan, Filipinler			$I^{131}$	25	Horne, 1984
Palipinon I, Filipinler			$I^{131}$	20.2	Urbino, vd. 1986
Palipinon I, Filipinler	K-Florosein	2			Urbino, vd. 1986
Ahuachapan, El salvador			$H^3$	-	Horne, 1984
Gayzer, USA			$H^3$	740	Horne, 1984
Kakkonda, Japonya	KI	1000			Horne, 1984
Kakkonda, Japonya	KBr	2000			Horne, 1984
Onuma, Japonya	KI	250-500			Horne, 1984
Otake, Japonya	KI	800			Horne, 1984
Hatchobaru, Japonya	KI	800			Horne, 1984
Hatchobaru, Japonya	Florosein	10			Horne, 1984
Kızıldere, Türkiye	HCl	40.000			Aksoy, 1992

renk veren floraseinlerdir. Kullanılan başlıca radyoaktif izleyiciler ise  $^{131}\text{I}$ ,  $^{82}\text{Br}$  ve  $^3\text{H}$ 'dur. Radyoaktif izleyiciler yaydıkları beta ve gamma ışıkları ile kolayca takip edilebilirler.

Kimyasal izleyicilerin, rezervuar şartlarında bozunmadan kalmaları, yada en azından izlendikleri sürece stabilitelelerini korumaları gerekir. Los Azufres Jeotermal Enerji Sahası'ndan (Meksika) alınan karot numunelerinde yapılan bir çalışmada, 150 °C sıcaklık şartlarında ve üç günde KI eriyiğinin %60-70'inin karot içerisinde kaldığını göstermiştir (Horne,1984). Bu nedenle kimyasal izleyicilerin gözlem kuyularından takip edilebilmeleri için büyük miktarlarda enjekte edilmeleri gerekmektedir. Florseinler, bu sorunu ortadan kaldırmışlardır ve çok az miktarlarda dahi takipleri yapılabilmektedir (Tablo 4.3).

Radyoaktif izleyicilerin, kimyasal izleyicilere göre kullanımı çok daha kolaydır. 200 Gbq'lık bir miktar izleyici olarak kullanılabilir. Üretim kuyularında ise radyasyon sayıcılarla sürekli radyasyon miktarı ölçümü ve kaydedilmesi mümkündür. İlave bir laboratuvar çalışması gerektirmemesi büyük bir avantajdır. Özellikle bu yönü ile kimyasal izleyicilere üstünlük sağlarlar. Radyoaktif maddeler yarı ömürlü olmaları nedeniyle güvenle kullanılabilir. İzlenmelerinde yarı ömürleri de dikkate alınmalı ve seçim buna göre yapılmalıdır. Örneğin  $^{131}\text{I}$  8 gün,  $^{82}\text{Br}$  1,5 gün,  $^3\text{H}$  12,4 yıl yarı ömre sahiptir. Ancak, radyoaktif maddelerin temini, taşınması ve kullanımındaki yasal sınırlamalar bunların kullanımında zorluklar yaratabilir. Tablo 4.2'de bazı jeotermal sahalarda kullanılan izleyiciler verilmiştir.

Jeotermal suda bulunan bir kimyasal madde de izleyici olarak kullanılabilir. Örneğin çok yüksek konsantrasyona sahip klor, reenjeksiyon kuyusuna basılarak üretim kuyularından takip edilebilir. Böyle bir çalışmada gözlem kuyularındaki klor konsantrasyonları önceden takip edilerek bir baz oluşturulmalıdır. Kızıldere sahasında, rezervuardaki kirlenmeyi gidermek âmâcıyla yapılan asitleme çalışmaları sırasında, kuyulara HCl (hidroklorik asit) basılmış ve diğer kuyulardan Cl konsantrasyonu takip edilmiştir. Çalışma ve sonuçları Bölüm 6.2'de tartışılmıştır.



#### 4.2.2 Reenjeksiyon Kuyularının Seçim Kriterleri

Atık suların, sahanın hangi bölgesinden basılacağı sorusunun cevabı ancak sahada reenjeksiyon denemeleri ve izleyici testleri yapıldıktan sonra verilebilir. Reenjeksiyon kuyuları öncelikle yüksek permeabiliteye sahip bir formasyonda tamamlanmış olmalıdır. Çünkü reenjeksiyonla basılacak milyonlarca ton suyun, düşük permeabilite bir formasyona basılması çok büyük pompaj masrafı gerektirir.

Reenjeksiyonun nereden yapılacağı, şimdiye kadar yapılan çalışmalar incelendiğinde sahanın merkezinden, kenarından, dışından, yapılan çalışmalar olduğu gibi, buna bağlı olarak üretim seviyelerinin üstünden, aynı seviyeden yada altından olmak üzere çeşitli konfigürasyonların denendiği ve her sahada farklı sonuçlar elde edildiği görülmektedir (Grant vd,1983). Reenjeksiyon kuyuları, sıcak suyu sahaya taşıyan ve jeotermal sistemi kontrol eden ana fay hatları üzerinde seçilmemelidir.

#### 4.2.3 Reenjeksiyonun İtişim Mekanizması

Reenjeksiyonun en çok tercih edilen ve en ekonomik olan pompaj yapılmadan olanıdır. Bu durumda, akışkan reenjeksiyon kuyusuna yerçekimi etkisiyle gitmektedir. Reenjekte edilen akışkan, rezervuardaki akışkandan daha soğuk olacağı için, yoğunluğuda doğal olarak daha yüksek olmaktadır. Kuyuda oluşacak reenjeksiyon akışkanı sütunu, rezervuar basıncını yenebilir. Bu durumda akışkan herhangi bir pompaja gerek kalmadan kendiliğinden rezervuara akacaktır.

Eğer reenjekte edilecek akışkan, reenjeksiyon kuyusuna yerçekimi etkisiyle gitmiyorsa yada istenilen miktarda gitmiyorsa pompajla basılması zorunluluğu doğacaktır. Böyle bir durumda debi ve kuyubaşı basıncı, reenjeksiyon maliyetini etkileyecek en önemli etken olmaktadır. Kuyuların ne miktarda akışkanı ekonomik sınırlar içerisinde alabileceği, injektivite testleri ile önceden belirlenmesi gereklidir.

#### 4.2.4 Reenjeksiyon Sırasında Oluşan Kabuklaşma Sorunları

Derin kökenli akışkanların çoğu gibi, jeotermal akışkanlarda bünyelerinde bol miktarda çözünmüş katı madde içerir. Yüksek sıcaklık ve basınç altında, sıcak suda çözünmüş halde bulunan maddelerin bir kısmı, termodinamik koşulların değişimi ile çökelerek sudan ayrılırlar. Rezezervuarda, çözünmüş olarak, sıcak suda bulunan katı maddeler, üretim sırasında buharlaşmalar ve sıcaklık düşümleri sonunda süper satürasyon sınırını aşmakta ve çökelme başlamaktadır. Jeotermal suda çözünmüş katı madde miktarı arttıkça, kabuklaşma sorunu da artmaktadır.

Kabuklaşma, taşıma hatlarının ve kuyuların daralmasına ve rezervuarda geçirgen zonları tıkanmasına neden olur. Bu nedenle, kabuklaşma reenjeksiyon kuyularında karşılaşılabilecek en büyük sorun olma özelliğini hala korumaktadır.

$\text{SiO}_2$  (silika)  $\text{CaCO}_3$  (kalsit, aragonit),  $\text{CaSO}_4$  (anhidrit) ve Fe, Al, Zn Ve Mg sülfat ve oksitlerinin en çok karşılaşılan kabuklaşma türleridir.  $\text{CaCO}_3$  kabuklaşması üretim kuyularında etkin olurken, reenjeksiyon kuyularında  $\text{SiO}_2$  kabuklaşmasının etkin olmaktadır (Hirowatari,1993).

#### 4.2.5 Reenjeksiyonun Maliyeti

Su-baskın sahalarda işletilen santraller için reenjeksiyon maliyeti, santral giderleri hariç üretim için yapılan harcamalara yakın olacaktır. Reenjeksiyon kuyularının açılma ve işletme maliyeti en az üretim kuyuları kadardır. İşletmeleri sırasında sürekli basınç ve sıcaklık gözlemleri yapılarak, reenjekte edilen akışkanın fiziksel ve kimyasal özellikleri reenjeksiyona uygun koşullarda tutulması gerekir. Üretim kuyularında olduğu gibi kabuklaşma sorunlarını gidermek için yapılacak çalışmaların benzerleri reenjeksiyon kuyuları içinde yapılması gerekir.

Reenjeksiyon giderleri Ahuachapan sahasında 0.1 cent/kWh olduğu ve bu değer in ekonomik ve uygulanabilir olduğu belirtilmiştir (Einarson vd, 1975). Buhar baskın sahalarda reenjekte edilmesi gereken su miktarı, su baskın sahalara oranla çok daha az olması nedeniyle ekonomik açıdan daha avantajlı olabilmektedirler.

### 4.3 Su Baskın Sahalarda Reenjeksiyon Uygulamaları

#### 4.3.1 Wairekei Jeotermal Enerji Sahası (Yeni Zelanda)

Wairekei Jeotermal Enerji Sahası, 270 °C rezervuar sıcaklığına sahip su baskın bir sahadır. 1950'li yıllarda geliştirilmeye başlanan sahada, 140 MW<sub>e</sub> enerji üretilmekte olup, 5000 t/h debide üretim yapılmaktadır. Toplam üretimin 4000 t/h'lik kısmı atık su durumundadır. Başlangıçta atık suların tamamı 500.000 t/h debide akan Waikato Nehri'ne boşaltılmıştır. 1967'de Yeni Zelanda'da yüzey sularının kalitesinin korunması konusunda çıkartılan yasa, nehre atılan suların sınırlandırılmasını gerektirmiştir. Sahada 30 yıl süre ile herhangi bir reenjeksiyon uygulaması yapılmadan üretim yapılmış ve bu süre zarfında rezervuar basıncı 26 bar düşmüştür. Sahada 10 yıl süre ile reenjeksiyon çalışmaları yapılmış ve sonuçta atık suyun 2500 t/h'lik bir kısmının reenjeksiyona tabi tutulması programlanmıştır. Son on yılda basınç düşüm hızı göreceli olarak azalmış ve yıllık 0.5 bar olarak gerçekleşmiştir (Bixley, Carey & Harwood,1992)

Reenjeksiyon çalışmalarına 1974 yılında başlanmış ve 600 t/h debide 13 ay süreli bir reenjeksiyon denemesi yapılmıştır. Bu deneme ile birlikte kabuklaşma, izleyici testleri ve jeofizik çalışmalar birlikte yürütülmüştür. <sup>131</sup>I ve <sup>125</sup>I izleyici olarak kullanılmış bazı kuyulara izleyicinin çok kısa sürede geldiği gözlenmiştir. Üretim sahası içerisinde izleyici hızlarının çok yüksek olması nedeniyle, saha içerisinde reenjeksiyon çalışması yapılamayacağı sonucuna varılarak sonraki deneme saha dışından yapılmıştır. Bu denemede de bazı kuyular arasında izleyici hızının 700 m/gün'e kadar çıktığı görülmüş ve üretim bölgesinin 2 km. doğusunda yer alan WK218 kuyusuna enjekte edilen izleyici maddenin %60'nın üretim kuyularından çıkması Wairakei sahasında reenjeksiyonun çok riskli olabileceğini ortaya koymuştur (Bixley vd,1992).

1980-1984 arasında altı kez daha reenjeksiyon denemesi yapılmıştır. Soğuk su ile karıştırılarak sıcaklığı 85-90 °C'ye ayarlanmış sular, iki ay süre ile reenjeksiyona tabi tutulmuştur. Daha sonraki bir denemede 13 ay boyunca 580 t/h debide ve 130°C su WK62 kuyusuna basılmıştır. Bu çalışmada, reenjeksiyon kuyusuna 100 metre uzaklıktaki gözlem kuyularında 3 bar basınç yükselimi gözlenmiştir. Reenjeksiyon durdurulduktan sonra basınç 2 bar düşerek 1 bar net basınç yükselimi olduğu tespit edilmiştir. Bu çalışmalar sonucu atık suların reenjekte edilebileceği, ancak jeotermal kaynağa ve üretim kuyularına zarar

verebilme olasılığının yüksek olduğu sonucuna ulaşılmıştır. 1988-1989 yıllarında reenjeksiyon kuyularının yerlerini belirlemek amacıyla jeofizik çalışmalar yapılmış ve sahanın doğusunda üç adet reenjeksiyon kuyusu yeri seçilmiştir. Delinen ilk kuyuya (WK301), düşük permeabiliteden dolayı çok az bir miktarda akışkan basılabileceği ortaya çıkmış ve kuyu derinlerde daha yüksek permeabiliteye sahip bir zon bulunabileceği umuduyla 1450 m.den 1950 m.ye derinleştirilmiş ancak olumlu bir sonuç alınamamıştır (Bixley vd,1992).

Çalışmalara devam edilerek iki kuyu daha açılmıştır. Bunlardan WK304 kuyusu, fay zonunu kesmek amacıyla, yüksek bir açı ile saptırılarak yönlü olarak delinmiştir. Kuyunun derinliği 1470 m., gerçek derinlik ise 740 m'dir. Testler bu kuyunun 400 t/h su alabileceğini göstermiştir. Üretim bölgesine yapılan reenjeksiyon denemelerinde sahanın çok kısa sürede etkilendiği görüldüğü için, iyi bir permeabiliteye sahip ve üretim bölgesi ile ilişkisi çok az olan fay hattına 2700 t/h debide atık su basılabileceği sonucuna ulaşılmıştır (Bixley vd,1992).

#### **4.3.2 Ahuachapan Jeotermal Enerji Sahası (El Salvador)**

Saha 230 °C rezervuar sıcaklığına sahip su baskın bir sahadır. İlk sondaj çalışmaları 1968 yılında başlamış ve 46 km<sup>2</sup>'lik bir alan 32 adet kuyu açılmıştır. Rezervuar hacmi 100 km<sup>3</sup> olarak tahmin edilmiştir. Bugünkü üretim sahası 1 km<sup>2</sup> 'den daha küçüktür. Kuyu derinlikleri 590-1540 m. arası değişmektedir (Steingrimsson, Aunzo, Bodvarsson, Truesdell, Cuellar, Escobar & Quintanilla, 1994). Başlangıçta sahanın gücü 100-200 MW<sub>e</sub> olarak tahmin edilmiş (Einarsson, Vides & Cuellar, 1975), sahaya 2\*30 MW<sub>e</sub> ve 1\*35 MW<sub>e</sub> olmak üzere 95 MW<sub>e</sub> gücünde santral kurulmuştur. Ancak, buhar yetersizliği nedeniyle santral ortalama 45 MW<sub>e</sub> güçte çalışmaktadır(Steingrimsson vd, 1994).

Sahada, atık sular başlangıçta 54.000 ton/h debide akan El Salvador Guatemala sınırındaki Rio Paz nehrine boşaltılmıştır. Nehrin sulamada kullanılması ve jeotermal sudaki tarıma zararlı atıkların belirli bir konsantrasyonda tutulması gereği santralin başlangıçta 30 MW<sub>e</sub> kapasite ile sınırlandırılmasını gerektirmiştir. Sahanın daha yüksek kapasite ile çalıştırılması amacıyla, 1970 yılında reenjeksiyon denemelerine başlanmıştır. Sırası ile 38 lt/sn, 91 lt/sn ve 164 lt/sn debide, pompajsız ve 164 °C reenjeksiyon sıcaklığı ile toplam 2 milyon ton su, 244 gün süre ile sahanın 1.5 km dışında AH-5 kuyusuna basılmış ve sonuçları

takip amacıyla reenjeksiyona son verilmiştir. Kuyu dibi sıcaklığı reenjeksiyon durdurulduktan hemen sonra ölçülmüş ve 152-162 °C arası bulunmuştur. İki yıl sonra ise 225 °C sıcaklık ölçülmüş ve kuyunun ilk sıcaklığına ulaşması, reenjeksiyonun sahada önemli soğuma sorunları yaratmayacağı şeklinde yorumlanmıştır. Bu çalışmalar sırasında herhangi bir kabuklaşma probleminin de olmadığı rapor edilmiştir. İzleyici olarak  $^3\text{H}$  kullanılmış ve AH-1 kuyusundan iki gün sonra  $^3\text{H}$  elde edilmesi, AH-5 kuyusu ile AH-1 arasında doğrudan bir bağlantı olduğunu göstermiştir. İki hafta içinde gözlem yapılan kuyulardan basılan Tritiyumun %1'inin elde edilmesi, reenjeksiyon yapılan rezervuarın büyüklüğü açısından olumlu değerlendirilmiştir. Çalışmalar sonucunda, üretim sahasına 3 km. uzaklıkta açılacak 6-7 reenjeksiyon kuyusu ile 100 MW<sub>e</sub>'lik santralin tüm atık sularının reenjekte edilebileceği ve toplam maliyetin, yatırımın %10'una, 4.5 milyon dolara, olacağı sonucuna ulaşılmıştır (Einarsson vd,1975).

Sahada 1975 yılında tam kapasite ile reenjeksiyon çalışmalarına başlanmıştır, 1976 yılında 30 MW<sub>e</sub> gücünde ikinci türbünün devreye girmesi ile üretim artmış ve 17 milyon ton/yıl değerine çıkmıştır. 1976 yılı başlarında üretimin %50'si kadar reenjeksiyon yapılırken, çekimin artması nedeniyle bu değer %30'a düşmüştür. 1982 yılına kadar 38 milyon ton su reenjekte edilmiştir. 1988 yılında sahadan yapılan net çekim 235 milyon tona ulaşmıştır. Bu miktarda üretim rezervuarda 15 bar basınç ve 10-15 °C'ye ulaşan sıcaklık düşümleri oluşturmuştur. Reenjeksiyon nedeniyle sahaya geri dönen sular ile basınç düşümüyle, iki fazlı rejime geçen üst rezervuarlarda oluşan buharlaşma ve doğal soğuk su girişlerinin soğumaya neden olduğu düşünülerek reenjeksiyona 1982 yılında son verilmiştir. Sahadan Pasifik Okyanusu'na kadar yapılan 75 km'lik beton kanal ile sular okyanusa boşaltılmaktadır (Steingrimsson vd,1994).

#### **4.3.3 Tongonan Jeotermal Enerji Sahası (Filipinler)**

Saha 339 °C sıcaklığa ve 400 MW<sub>e</sub> gücünde bir potansiyele sahiptir. Halen 112.5 MW<sub>e</sub> gücünde bir santral kurulu durumdadır. Atık suların, coğrafi yapı nedeniyle herhangi bir yere boşaltılmasının mümkün olmaması ve tarıma elverişli arazinin zarar görmemesi için reenjeksiyon çalışmaları yapılmadan enerji üretimi yapmak mümkün görülmemektedir. Santral 1983 yılında 12 üretim ve 5 reenjeksiyon kuyusu ile üretime geçmiştir. Reenjeksiyon

kuyularında silika ve demiroksit kabuklaşması nedeniyle injektivite düşmekte, bu nedenle saha 40-50 MW<sub>e</sub> kapasite ile çalışabilmektedir (Sarmiento, 1986)

#### **4.3.4 Japonya'daki Su Baskın Jeotermal Enerji Sahaları**

Japonya, jeotermal enerji sahalarından üretilen atık suyun tümünün reenjekte edilebildiği tek ülkedir. Reenjeksiyon konusundaki bu başarı, diğer sahalar için örnek oluşturabilecek niteliktedir.

##### **4.3.4.1 Otake Sahası Hatchobaru Jeotermal Enerji Santrali**

Hatchobaru Jeotermal Enerji Santrali, Otake Sahası'nda üretim yapan iki santralden biridir. Ortalama 1000 m. derinlikte üretim kuyularına, 280 °C sıcaklığa sahip sahada, 55 MW<sub>e</sub> gücünde bir santral kuruludur ve tam kapasite ile çalışmaktadır. Üretim kuyuları ile reenjeksiyon kuyuları aynı derinlikte olmak üzere sahada 9 üretim, 13 reenjeksiyon kuyusu vardır. İzleyici testlerinde 80 m/h'e varan izleyici hızları tespit edilmiştir (Grant vd, 1982). Üretim kuyularında yıllık %6 kapasite kaybı, reenjeksiyonla rezervuarın soğumasına bağlanmaktadır. Reenjeksiyon kuyularında, silika kabuklaşması nedeniyle yıllık %30 kapasite düşümü olmaktadır. Sahada reenjeksiyon, pompajla, basınç altında yapılmaktadır. Reenjeksiyon kuyularının kapasiteleri çok düşük olup, HR6,7,8,9,10 kuyuların 5'i ne toplam 12 t/h atık su reenjekte edilebilmektedir. Üretilen 645 t/h atık suyun 470 t/h'i de aynı bölgede, 175 t/h' de aynı sahada kurulu ikinci santral olan Otake Jeotermal Enerji Santrali Sahası'na taşınarak reenjekte edilmektedir (Mitsubishi, 1983).

##### **4.3.4.2 Otake Sahası Otake Jeotermal Enerji Santrali**

Otake Jeotermal Enerji Santrali, Hatchobaru ile birlikte Otake sahasında üretim yapan ikinci santraldir. Bölgede, 300-500 m. derinlikteki sıg zondan üretim yapılmaktadır. 200 °C rezervuar sıcaklığına sahip, su baskın bir sahadır. Otake Jeotermal Enerji Santrali'nda, 1970 yılında başlayan reenjeksiyon çalışmaları 1972 yılında tüm atık suların reenjekte edilmesiyle sonuçlanmıştır. Üretim kuyuları ile reenjeksiyon kuyuları arası mesafe 100-500 m. arasında



değişmektedir. Üretim ve reenjeksiyon aynı seviyelerden yapılmaktadır. Sahada 4 üretim, 3 reenjeksiyon kuyusu vardır. 12.5 MW<sub>e</sub> gücündeki elektrik santrali tam kapasite ile çalışmaktadır. Sahaya 663 t/h debide atık sular reenjektde edilmekte ve bu suların 175 t/h lik kısmı, 2 km. uzaktaki Hatchobaru sahasından (orada reenjektde edilemediği için) borularla taşınmaktadır. Reenjeksiyon kuyularında silika kabuklaşması nedeniyle yıllık %7 kapasite kaybı olmaktadır (Mitsubishi, 1983).

Sahada yapılan izleyici test çalışmalarında izleyici hızları yüksek bulunmuştur. O-10 kuyusu delinirken, O-8 kuyusundan sondaj çamuru geldiği gözlenmiştir. OR-2 kuyusunda 7 yıldır reenjeksiyon yapılmasına rağmen, 140 ve 200 m. uzaklıktaki O-10 ve O-9 kuyularında herhangi bir etki görülmemiş olması, reenjeksiyon sırasında akışkanın önceden belirlenen bir yörüngeyi izleyemeyebileceğini göstermektedir (Grant vd,1982) .

#### **4.3.4.3 Onuma Jeotermal Enerji Sahası**

200-220 °C sıcaklıkta bir rezervuara sahip sahada 10 MW<sub>e</sub> kurulu güçte olan santral, 7 MW<sub>e</sub> kapasitede çalışmaktadır. İzleyici çalışmalarında, izleyicilerin üretim kuyularına hızla geldikleri görülmüştür, reenjeksiyon nedeniyle sahada sıcaklık düşümü olmaktadır. Sahada 5 üretim, 4 reenjeksiyon kuyusu vardır (Grant vd,1982). Üretim kuyularının derinlikleri 1485-1767 m. arası değişirken, daha sığda olan reenjeksiyon kuyularının derinlikleri 754-1767 m. arasındadır. Üretim ve reenjeksiyon kuyuları arasında doğrudan kanallaşmalar olduğu ve bu nedenle, üretim ve reenjeksiyon kuyuları arasında etkileşim olduğu görülmüştür (Mitsubishi, 1983).

#### **4.3.4.4 Onikobe Jeotermal Enerji Sahası**

Onikobe Jeotermal Enerji Sahası, diğerlerine nazaran çok değişik bir sahadır. Üretim 300 m. derinlikten yapılırken, reenjeksiyonun yapıldığı 1000 m. derinlikte oldukça asidik sular bulunmaktadır. Sahada reenjeksiyonla ilgisi olmadığı halde, sıcaklık düşümleri tespit edilmiştir. 25 MW<sub>e</sub> kurulu güçteki Onikobe santrali 7.5 MW<sub>e</sub> kapasitede çalışmaktadır. Sahada 12 üretim 1 reenjeksiyon kuyusu vardır (Grant vd,1982).



#### 4.3.4.5 Kakkonda Jeotermal Enerji Sahası

Kakkonda sahası 230-260 °C sıcaklığa sahip, su baskın bir saha olup 50 MW<sub>e</sub> kurulu güçte bir santrale sahiptir. Üretim kuyuları ortalama 1000 m. derinliktedir. Reenjeksiyon kuyularının ortalama derinliği ise 700 m. civarındadır. Üretim ve reenjeksiyon zonlarının bir andezit tabakası ile ayrılmış olması nedeniyle üretim ve reenjeksiyon kuyuları sahada iç içedir. Andezit tabakası nedeniyle üretim ve reenjeksiyon kuyularının tamamen, geçirimsiz bir ortamla ayrılmış olduğu düşünülmekteyse de, izleyici testlerinde bazı kuyulara izleyicinin çok kısa sürede ulaştığı görülmüştür. 1980 yılında entalpi düşümünden dolayı sahadaki üretim azalarak, 37 MW<sub>e</sub>'a düşmüştür. Detaylı bir inceleme ile, üretim kuyularına dönen suların büyük bir kısmının sahada 4 reenjeksiyon kuyusundan kaynaklandığı tespit edilerek bu kuyular kapatılmış ve yeni reenjeksiyon kuyuları açılmıştır. Bunun sonucu üretim 41 MW<sub>e</sub>'a çıkmıştır. Sahada 11 üretim 15 reenjeksiyon kuyusu vardır (Grant vd,1982).

**BEŞİNCİ BÖLÜM**

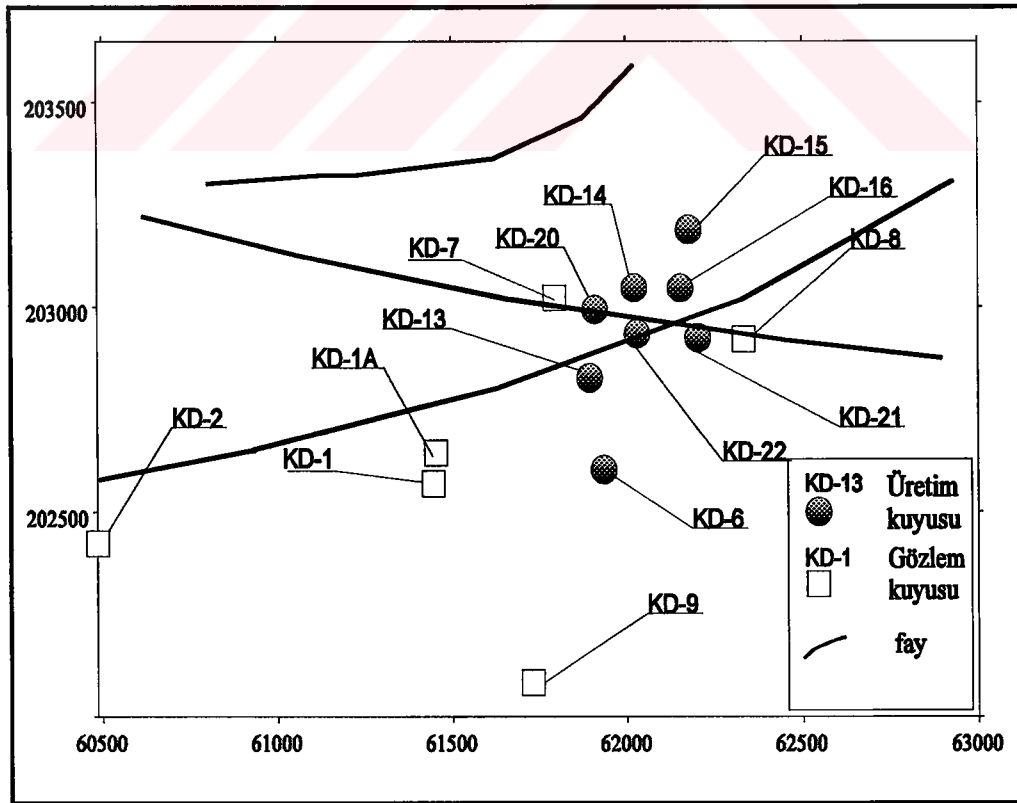
**KIZILDERE JEOTERMAL ENERJİ SAHASINDA**

**ÜRETİM ÇALIŞMALARI VE BASINÇ**

**DÜŞÜMLERİ**

**5. Kızıldere Jeotermal enerji Sahasında Üretim Çalışmaları ve Basınç Düşümleri**

Sahada 8 üretim ve 5 gözlem kuyusu vardır. Gözlem kuyuları sahayı çevreleyecek şekilde seçilmişlerdir (Şekil 6.1). Gözlem kuyuları kullanılmayan kuyulardan ve I. ve II. rezervuarlarda tamamlanmış olanlardan seçilmişlerdir. Kuyularda üretim miktarları, basınç düşümleri ve su seviyesi değişimleri ölçülmektedir.



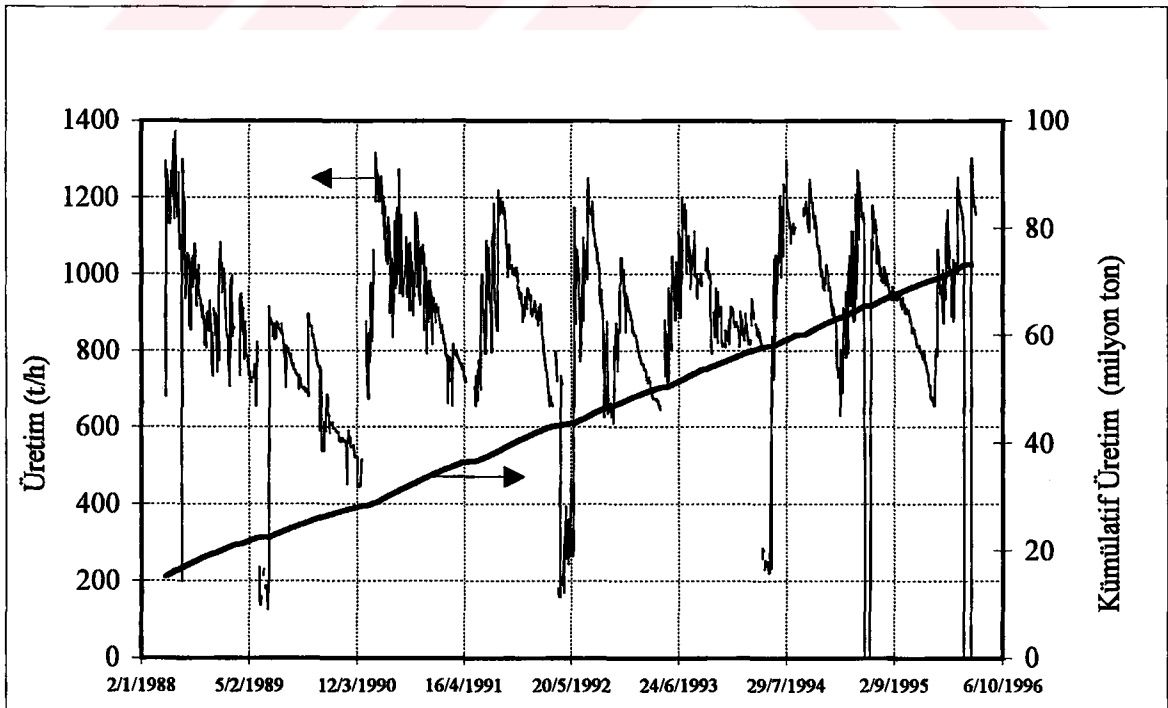
**Şekil 5.1 Sahadaki Üretim ve Gözlem Kuyuları**

## 5.1 Üretim Çalışmaları

### 5.1.1 Akışkan Üretimi

Sahada 1968 yılından bu yana üretim yapılmaktadır. 1984 yılından sonra 17,5 MW<sub>e</sub> gücünde kurulan santralin devreye girmesi ile çekim büyük miktarlara ulaşmıştır. 1968-1984 yılları arasında yapılan üretimin miktarı kesin olarak saptanamamakla birlikte; sahada yapılan test ve üretim çalışmaları incelenerek en fazla  $15 \cdot 10^6$  ton üretim yapılmış olabileceğini tahmin edilmektedir.

Üretim kuyularından elde edilen saatlik ve kümülatif üretim miktarları Şekil 5.2’de görülmektedir. Üretimde 1300-1400 t/h’lik zirveler ve 500-600 t/h’lik dip noktaları dikkati çekmektedir. Kabuklaşma nedeniyle, zamanla verimleri düşen kuyular, sahadaki toplam üretimi 500-600 ton/h’e kadar düşürmektedir. Bu nokta, santral için ekonomik açıdan kritik bir noktadır ve daha düşük miktarda bir üretim ekonomik olmamaktadır. Dip noktalara ulaşıldığında, kuyular mekanik ve asitleme ile temizlenmektedir. Temizlik sonrası toplam üretimin tekrar 1300-1400 t/h’e kadar çıkmaktadır.



Şekil 5.2 Sahadan Yapılan Saatlik ve Kümülatif Üretim

Üretim, yukarıda belirtilen aralıklar arasında, yaklaşık bir yıllık periyotlarla tekrarlayarak devam etmektedir. Santralin devreye alındığı 1984 yılından bu yana yapılan akışkan ve enerji üretimleri Tablo 5.1’de görülmektedir. 1984 yılı ve 1985 yıllarında üretimin çok düşük gerçekleştiği ve hedeflenen yıllık  $130 \cdot 10^6$  kWh üretiminin çok uzağında kaldığı görülmektedir. 1990 yılından sonra sahada  $80 \cdot 10^6$  kWh/yıl enerji üretimi yapılmış ve bu üretim sonraki yıllarda da devam etmiştir. Üretim artışına 1987’de açılan KD-20, KD-21 ve KD-22 kuyularının katkısı, kabuklaşmanın mekanik ve kimyasal yollarla başarılı bir şekilde temizlenmesi etkili olmuştur.

**Tablo 5.1 Üretilen Akışkanın ve Enerjinin Yıllara Göre Dağılımı**

Yıllar	Jeotermal Akışkan (milyon ton)	Üretilen Enerji (milyon kwh)
1984	1.96	22.1
1985	0.53	5.9
1986	3.84	43.5
1987	5.11	57.8
1988	6.01	68.3
1989	5.53	62.6
1990	7.07	80.1
1991	4.18	81.3
1992	6.14	69.6
1993	6.70	76.0
1994	6.9	79.1
1995	7.4	85
1996	7.0	80

1996 yılı sonuna kadar sahada toplam  $75 \cdot 10^6$  ton akışkan ve bunun karşılığında  $810 \cdot 10^6$  kWh elektrik enerjisi üretilmiştir (Tablo 5.1). Üretim kuyularının toplam üretimdeki payları ve rezervuar şartları Tablo 5.2’de görülmektedir. Sahadaki toplam üretiminin neredeyse %20’sinin KD-16 kuyusu tarafından yapılmakta olması dikkat çekicidir. KD-16’nın diğer kuyulara göre en önemli farkı, daha büyük bir çapla tamamlanmış olmasıdır (Ek-1). Sahadaki tüm üretim kuyuları 9-5/8 inç üretim borusu ile techiz edilirken, sadece KD-16 daha büyük bir çapla, 11-3/4 inç üretim borusu ile techiz edilmiştir (Ek-1).

### 5.1.2 Gaz Üretimi

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'ndaki kuyulardan üretilen buharın içerisinde, kondanse olmayan gazların ağırlıkça toplam miktarı Tablo 5.2'de görülmektedir. Separatörlerdeki ortalama buhar oranının %11.6 ve kondanse olmayan gazların %13.7 olduğu dikkate alınarak, rezervuarda kondanse olmayan gazların toplamının ağırlıkça %1.58 civarında olduğu hesaplanmaktadır.

**Tablo 5.2 Kuyulardan Yapılan Su, Buhar ve Gaz Üretimleri**

Kuyu No:	Max. Kuyudibi Sıcaklığı °C	Türbüne giden (buhar+kondanse olmayan gazlar) /Toplam Üretim %	Kondanse Olmayan Gazlar/ Toplam Üretim %	Dışarı atılan (buhar+su)/ Toplam Üretim %	Kuyunun Toplam üretimdeki payı %
<b>KD-6</b>	192	9.1	1.7	90.9	9
<b>KD-13</b>	198	10.4	1.8	89.6	10
<b>KD-14</b>	211	13.1	1.3	86.9	12
<b>KD-15</b>	205	11.9	1.7	88.1	13
<b>KD-16</b>	210	12.9	1.5	87.1	19
<b>KD-20</b>	202	11.2	1.4	88.8	14
<b>KD-21</b>	209	12.7	1.6	87.3	13
<b>KD-22</b>	204	11.6	1.5	88.4	10

Sahadan alınan gaz örneklerinin analizlerinden, kondanse olmayan gazların bileşimi % olarak:

CO <sub>2</sub>	97.29-99.53
H <sub>2</sub> S	0-1.71
H <sub>2</sub>	0.00016-0.27
CO	0.0001-0.0002
CH <sub>4</sub>	0.0041-0.267
O <sub>2</sub> +Ar	0.00116-0.604

N<sub>2</sub> 0.02-1.68

arasında bulunmuştur (ENEL,1988).

Rezervuardaki CO<sub>2</sub>'nin işletilebilir ve ekonomik olması nedeniyle, sahanın hemen yakınında yıllık 40.000 ton kapasiteli, CO<sub>2</sub> gaz ve kuru buz üreten bir tesis, Karbogaz adı altında santralla birlikte faaliyet göstermekte, buhar türbününden çıkan atık gazlar bir kompresörle toplanarak, Karbogaz'a bir boru hattı ile basılmaktadır.

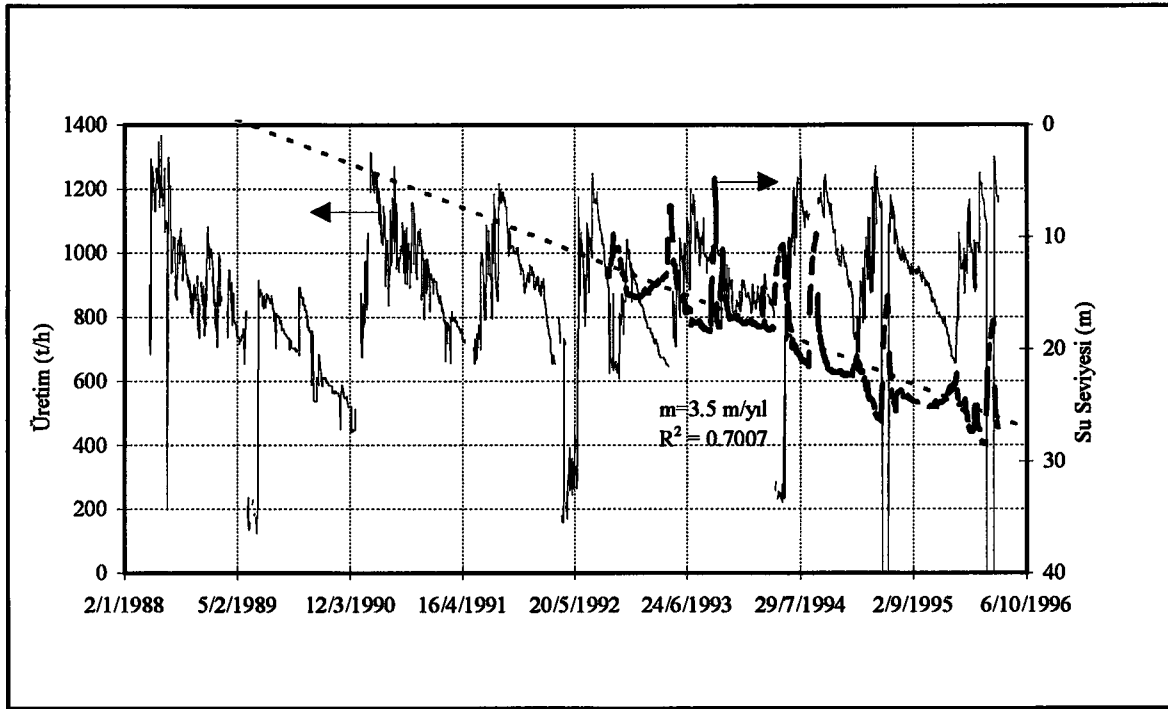
## 5.2 Basınç Düşümleri

### 5.2.1 Gözlem Kuyularındaki Basınç Düşümü

#### 5.2.1.1 KD-1A Kuyusu

KD-1A kuyusu 573,10 m. derinlikte ve I.rezervuarda tamamlanmıştır. Kuyu II. rezervuarda tamamlanan bazı kuyulardan daha yüksek sıcaklığa sahiptir (Ek-2). Santrala uzak olması nedeniyle üretimde kullanılmamaktadır. 1971 yılında yapılan çalışmalarda KD-1A kuyusunda 7 bar statik kuyubaşı basıncının varlığı bilinmektedir (Tan,1972). Üretim nedeniyle oluşan basınç düşümü sonucu, kuyubaşı basıncı önce sıfır değerine düşmüş ve kuyuda serbest su yüzeyi oluşmuştur.

Kuyudaki su seviyeleri değişimi ve sahadan yapılan üretim Şekil 5.3'de verilmiştir. Su seviyesi 1996 yılı itibarı ile 30 metrelere kadar düşmüştür. 1972 yılına göre, kuyuda yaklaşık 10 bar'lık bir basınç düşümü oluşmuştur. Su seviyesi düşümünün 3.2 m/yıl değerinde olduğu hesaplanmaktadır. Kuyudaki ortalama su yoğunluğu 0.86 kg/dm<sup>3</sup> alındığında, basınç düşümü 0.30 bar/yıl olmaktadır. Sahadan yapılan üretimin 600 t/h civarında olması durumunda su seviyesinde bir değişimin olmaması, üretimin 600 t/h'den yüksek olması haline su seviyesindeki düşüş ve üretimin 600 t/h değerinin altında olması durumundaki su seviyesindeki yükselmeler, beslenmenin 500-600 t/h arasında olduğuna işaret etmektedir.



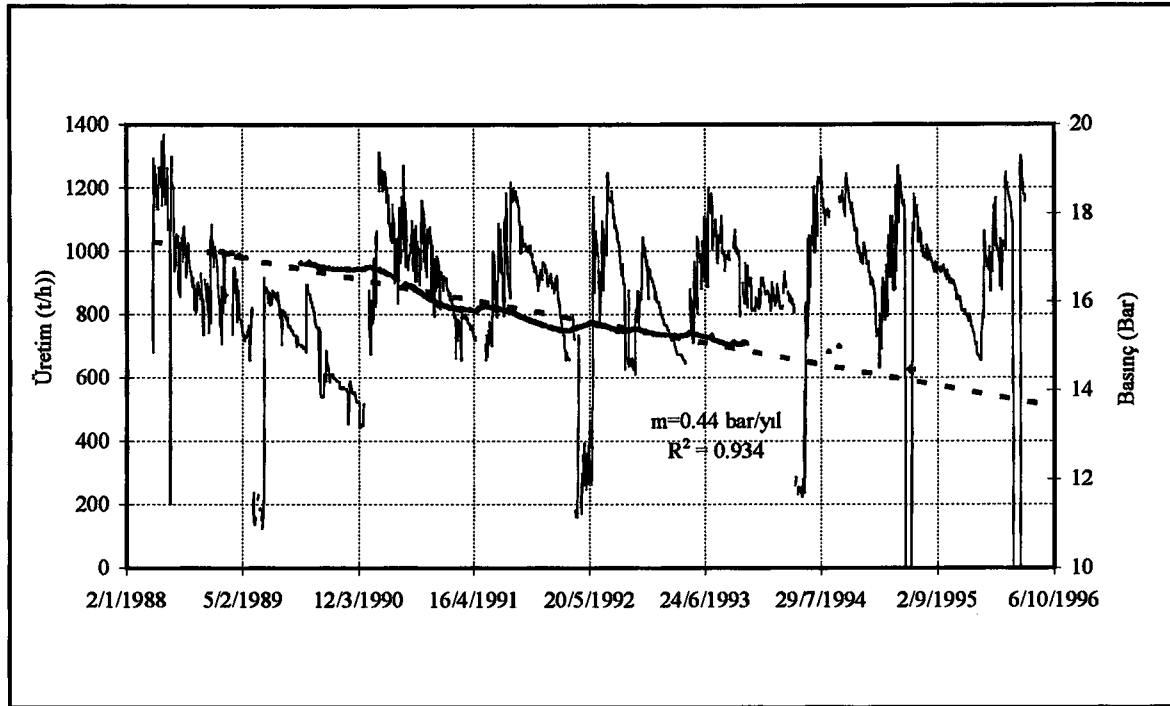
Şekil 5.3 KD-1A Kuyusu Su Seviyesi-Üretim İlişkisi

### 5.2.1.2 KD-2 kuyusu

Kuyudan, dijital kuvars sensörlü sistemle basınç ölçüsü alınmaktadır. Gaz borusu 167 m. dedir. 706 m. derinliğe sahip olan KD-2 I. rezervuarda tamamlanmıştır. Kuyudan alınan basınç değişimi ve üretim değerleri Şekil 5.4' de verilmiştir. Kuyudaki basınç değişimi grafiğinde, diğerlerinde olduğu gibi dalgalanmalar görülmemektedir. Eğri bu nedenle hemen hemen doğrusal bir karakter göstermektedir. KD-2 üretim sahasına en uzak gözlem kuyusu olması nedeniyle sahadaki, basınç değişimlerinden daha geç etkilenmektedir. Ancak buna rağmen yıllık 0.44 bar basınç düşümü bu kuyuda da ölçülmüştür.

Kuyunun I. rezervuarda tamamlanmış ve üretim sahasına uzak bir kuyu olmasına rağmen, üretim nedeniyle diğer gözlem ve üretim kuyuları ile hemen hemen aynı basınç düşüm değerine sahip olması sahadaki hidrolik iletkenliğin yatay ve düşey doğrultularda çok yüksek olduğunun bir belirtisidir. Kuyunun hemen kuzeyinden geçen ve sahayı kontrol eden fayın bu davranışta aktif bir rol oynadığı kabul edilebilir.



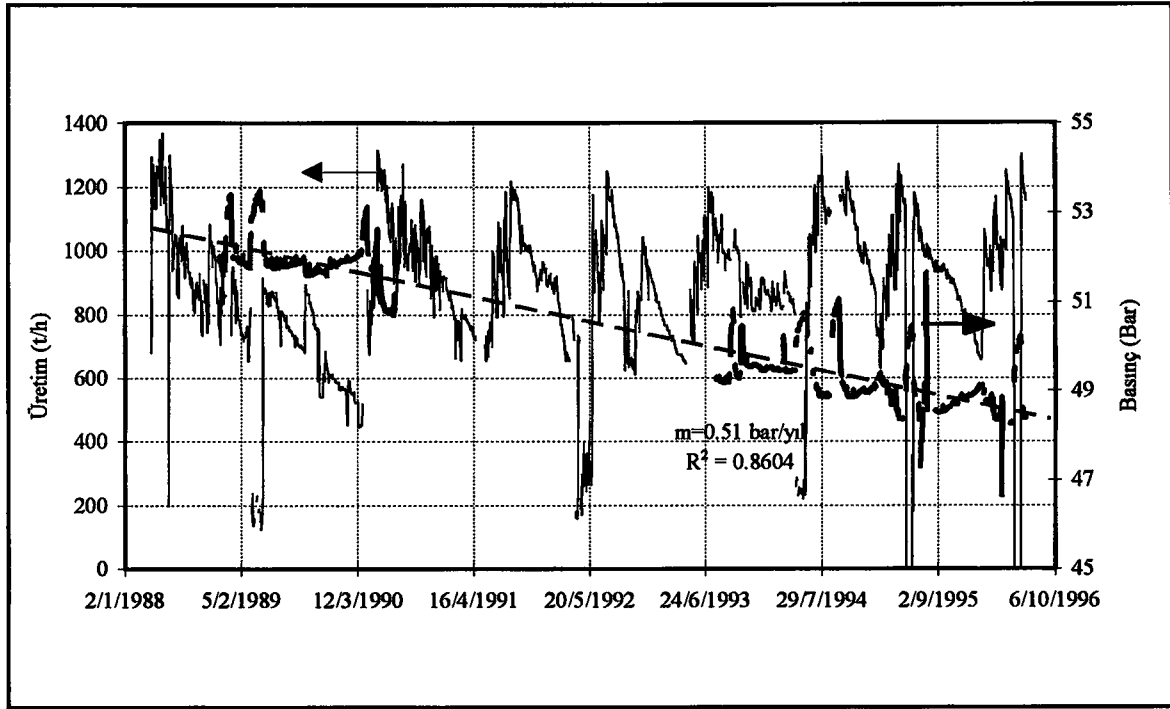


**Şekil 5.4 KD-2 Kuyusu Basınç Değişimi-Üretim İlişkisi**

### 5.2.1.3 KD-7 Kuyusu

Kuyudan sürekli olarak dijital quartz sensörlü sistemle basınç ölçüsü alınmaktadır. Gaz borusu 600 m'dedir. KD-7 kuyusu 1992 yılına kadar üretim kuyusu olarak kullanılmış, daha sonra verimsizlik nedeni ile üretime kapatılarak, gözlem kuyusu olarak kullanılmaya başlanmıştır. KD-7 II.rezervuarda, 645 m'de tamamlanmıştır. Kuyudan alınan basınç değişimi ve üretim değerleri Şekil 5.5' de verilmiştir. KD-7, KD-20, KD-21 ve KD-22 ile aynı fay hattında yer almaktadır (Şekil 5.1). Kuyunun üretim yapılan II. rezervuarda tamamlanmış ve üretim bölgesinin içinde bulunuyor olması ile jeotermal sistemi kontrol eden ana fay hattı üzerinde yer alması, sahadaki üretim miktarına bağlı olarak, kuyuda büyük basınç dalgalanmaları yaratmaktadır (Şekil 5.5).

KD-7'deki basınç düşüm değeri 0.51 bar/yıl olarak hesaplanmıştır. Doğrudan üretim sahasında olan bir kuyu olması nedeniyle KD-7 kuyusundan elde edilen bu değer ayrı bir önem taşımaktadır.



**Şekil 5.5 KD-7 Kuyusu Basınç Değişimi-Üretim İlişkisi**

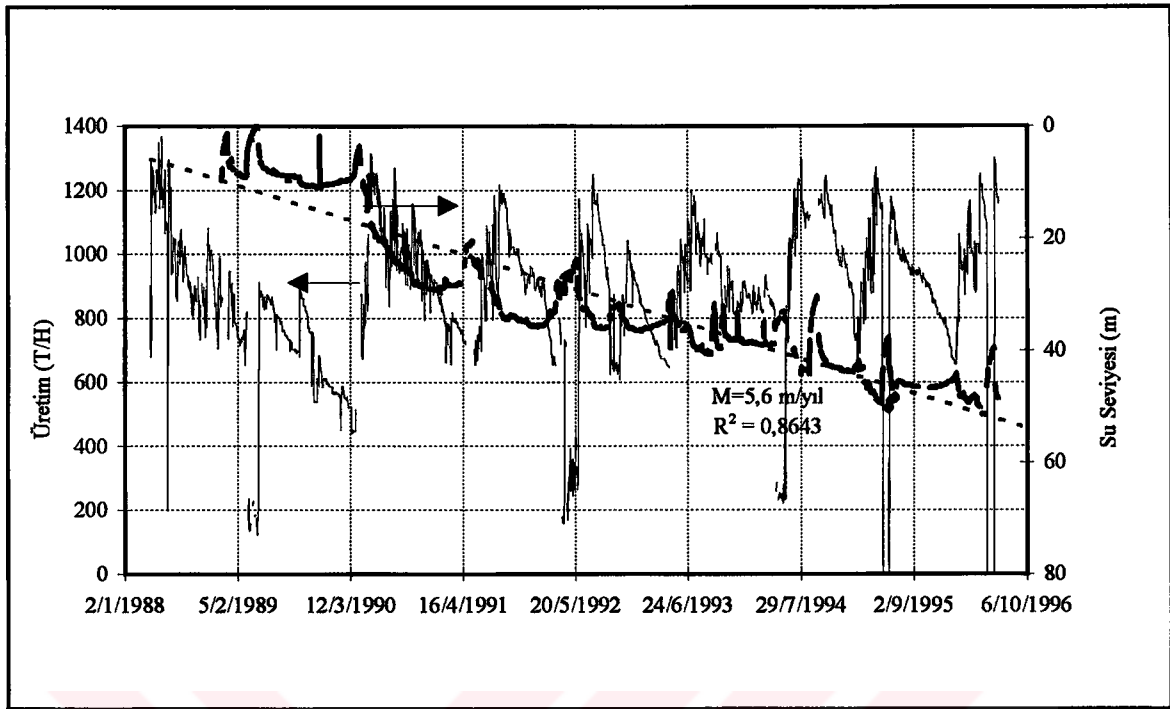
#### 5.2.1.4 KD-8 Kuyusu

KD-8 kuyusu I. rezervuarda tamamlanmış ve 576.5 m. derinliğe sahip bir kuyudur. Kuyudaki sıcaklığı 180 °C olarak ölçülmüştür. Kuyuda 1987 yılından bu yana günlük su seviyesi ölçümü yapılmaktadır. Su seviyesi üretim değişimi Şekil 5.6'da verilmiştir. Kuyudaki su seviyesi düşüm eğrisinin eğiminin 5.6 m/yıl olduğu hesaplanmıştır. Ortalama su yoğunluğu 0.86 kg/dm<sup>3</sup> alınarak, yıllık basınç düşümünün 0.51 bar olduğu ortaya hesaplanmaktadır.

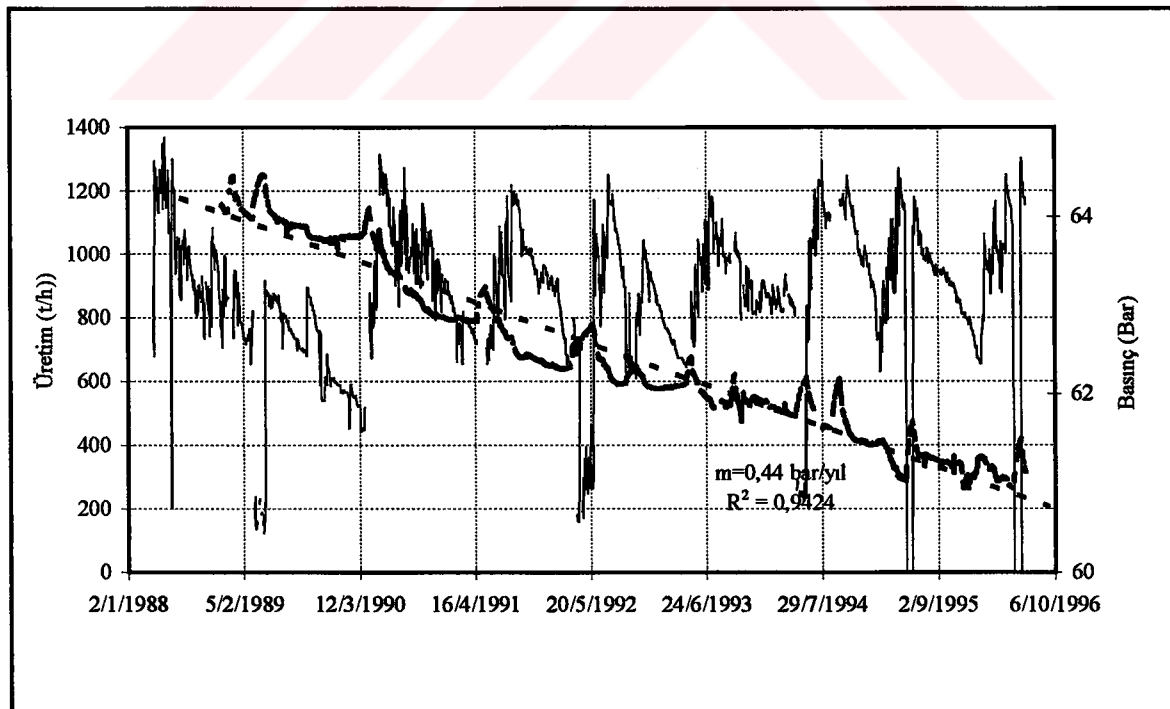
#### 5.2.1.5 KD-9 Kuyusu

KD-9 II. rezervuarda tamamlanmış, 1241 m. derinliği ile sahanın en derin kuyusudur. Kuyuda maksimum sıcaklık 170 °C olarak ölçülmüştür. 683 m. derinlikten dijital kuvars sensörlü aletler kullanılarak basınç ölçüsü sürekli olarak alınmaktadır.

Kuyudaki üretim basınç düşüm grafiği Şekil 5.7'de görülmektedir. Basınç düşüm eğrisinin eğimi 0.44 bar/yıl olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.6 KD-8 Kuyusu Su Seviyesi Değişimi-Üretim İlişkisi



Şekil 5.7 KD-9 Kuyusu Basınç Değişimi-Üretim İlişkisi

### 5.2.2. Üretim Kuyularındaki Basınç Düşümleri

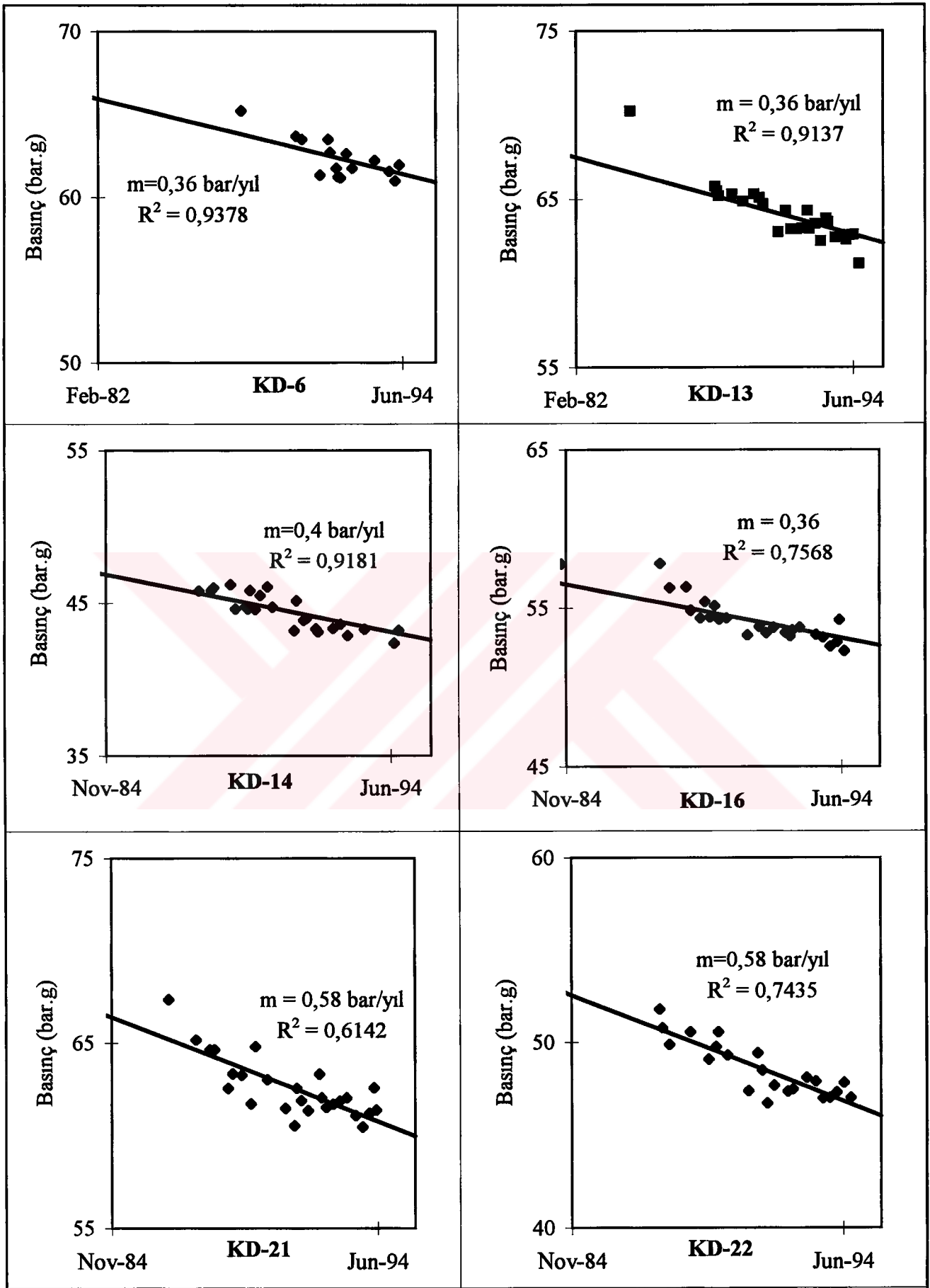
Sahadaki üretim kuyularında da basınç düşümleri ölçülmüştür. Bu amaçla gözlem kuyularında olduğu gibi sürekli bir ölçüm düzeneğinin kurulması, kuyularda üretim yapıldığı için mümkün olmamıştır. Üretim sırasında, kuyularda periyodik olarak yapılan basınç yükselme testlerinde, elde edilen stabil kuyudaki basınç değerleri kullanılmıştır.

Üretim kuyularında meydana gelen basınç düşümlerinin zamanla değişimi Şekil 5.8’de verilmiştir. Buna göre üretim kuyularında 0.3-0.7 bar/yıl basınç düşümü olmaktadır.

### 5.3 Üretim ve Basınç Düşümlerinin Yorumlanması

Sahada sürekli ve düzenli üretimin yapıldığı, 1987-1996 yılları arasında ortalama olarak yılda 6.2 milyon ton üretim yapılmıştır. Bu süre zarfında üretim ve gözlem kuyularındaki basınç düşümlerinin doğrusal olması sahanın “kararlı akış rejimi”nde olduğunu göstermektedir. Belirtilen süre içerisinde üretim ve gözlem kuyularındaki basınç düşüm değerleri toplu olarak Tablo 5.3’de sunulmuştur. Aynı fay hattında yer alan KD-7 ve KD-8 gözlem kuyuları ile KD-20, KD-21, KD-22 üretim kuyularında, diğerlerine oranla daha fazla bir basınç düşümü ölçülmüştür. Bu kuyuların ortalama değeri olan 0.5 bar/yıl basınç düşüm değeri sahadaki basınç düşüm değeri olarak alınabilir.

Üretim kuyularında meydana gelen basınç düşümü, üretim kuyularında debi düşümüne neden olmaktadır. Santralin ihtiyacı olan akışkanı sağlamak için kuyubaşı basınçları düşürülerek, debi sabit tutulmaya çalışılmaktadır. Bu nedenle, tüm kuyularda basınç ve su seviyesi düşümleri gözlenirken, Şekil 5.2’de görüldüğü gibi, yıllık üretim hemen hemen sabit kalmaktadır.



Şekil 5.8 Üretim Kuyularında Basiñç Düşümü

I. ve II. rezervuarda yer alan kuyuların basınç düşüm değerlerinin biri birine çok yakın olması, bu iki rezervuar arasında faylar nedeniyle güçlü bir hidrolik bağlantının olduğuna işaret etmektedir. Sazak Formasyonu'nda tamamlanmış olan KD-8 gözlem kuyusunda su seviyesi 1988 yılından bu yana 50 m. düşmüştür. I. rezervuarda tamamlanmış olmasına rağmen. II. rezervuardaki üretim kuyuları ile paralel basınç düşümü olması Sazak ve İğdecik Formasyonları arasında, fay hatları nedeniyle güçlü hidrolik bağlantılar olduğunu kanıtlamaktadır. Benzer bir ilişki, sahanın güneyindeki KD-1A kuyusu ile diğer üretim kuyuları arasında da vardır. Bu durum, reenjeksiyon planlanmasında, tektonik yapının önemini vurgulamaktadır.

**Tablo 5.3 Üretim ve Gözlem Kuyularındaki Basınç Düşümleri**

Kuyu No:	Basınç Düşümü (bar/yıl)	Açıklama
KD-6	0.36	Üretim kuyusu
KD-13	0.36	Üretim kuyusu
KD-14	0.4	Üretim kuyusu
KD-15	0.32	Üretim kuyusu
KD-16	0.36	Üretim kuyusu
KD-20	0.58	Üretim kuyusu
KD-21	0.58	Üretim kuyusu
KD-22	0.69	Üretim kuyusu
KD-1A	0.3	Gözlem kuyusu
KD-2	0.44	Gözlem kuyusu
KD-7	0.51	Gözlem kuyusu
KD-8	0.48	Gözlem kuyusu
KD-9	0.44	Gözlem kuyusu

#### 5.4 Sahanın Üretim Kapasitesi ve Ömrü

##### 5.4.1 Basınç Düşüm Değerleri Kullanılarak Ulaşılan Sonuçlar

Yıllık ortalama üretimin  $6.2 \cdot 10^6$  ton olması ve ortalama basınç düşümünün 0.5 bar olmasında rezervuarın depolama katsayısı C:

$$C = \frac{\Delta Q}{\Delta P} \quad (E-5.1)$$

12.4\*10<sup>6</sup> ton/bar'dır. Bir başka deyişle, her bir bar basınç düşümüne karşılık 12.4\*10<sup>6</sup> ton sıcak su veya 141\*10<sup>6</sup> kWh enerji üretmek mümkündür.

Gözlem kuyularındaki basınç düşümü-üretim değerleri birlikte değerlendirildiğinde, sahadaki toplam üretimin 600 t/h civarında olması durumunda basınç düşümü olmaması, sahanın beslenmesinin 600 t/h kadar olduğunu göstermektedir.

Türbün çalışma basıncının 3.5 bar olması, sahada kuyubaşı basınçlarının belirli bir düzeyden aşağı düşmemesini gerektirmektedir. Bu nedenle çalışılabilecek minimum kuyubaşı basıncını 7 bar kabul edilebilir. 1996 yılı itibarı ile sahada kuyubaşı basınçlarının ortalama 14 bar olduğu dikkate alınarak, en fazla 7 bar daha basınç düşümüne müsaade edilebileceği görülmektedir. Bu durumda sahadan toplam (E-5.1)'den 86.8 \*10<sup>6</sup> ton jeotermal akışkan veya yaklaşık 1\*10<sup>9</sup> kWh elektrik enerjisi üretilebilecektir. Şimdiye kadar üretilen kısım ile birlikte 1.8 milyar kWh enerjinin ekonomik sınırlar içerisinde üretilmesinin mümkün olduğu ortaya çıkmaktadır. Çeşitli basınç düşüm miktarlarına karşılık üretilebilecek enerji miktarı Tablo 5.4'de sunulmuştur.

**Tablo 5.4 Basınç Düşümü ve Üretilen Enerji**

Basınç Düşümü (bar)	Üretilen Enerji (GWh)	Süre (yıl)
3	420	6
5	700	10
7	980	14

Yılda 70-75\*10<sup>6</sup> kWh enerji üretimi yapılması durumunda, sahadaki 0.5 bar/yıl basınç düşüm hızının devam etmesi ile, kuyubaşlarında 7 bar basınç düşümü için, 14 yıl gerekecektir. Bu durumda sahada 2010 yılına kadar sahadan üretim yapmak mümkün olacaktır. Hesaplamalara 1987 yılı baz alındığı ve daha önce yapılan üretimler ihmal edildiği için sahanın toplam ömrü 1987-2010 yılları arası, 23 yıl olarak hesaplanmaktadır.

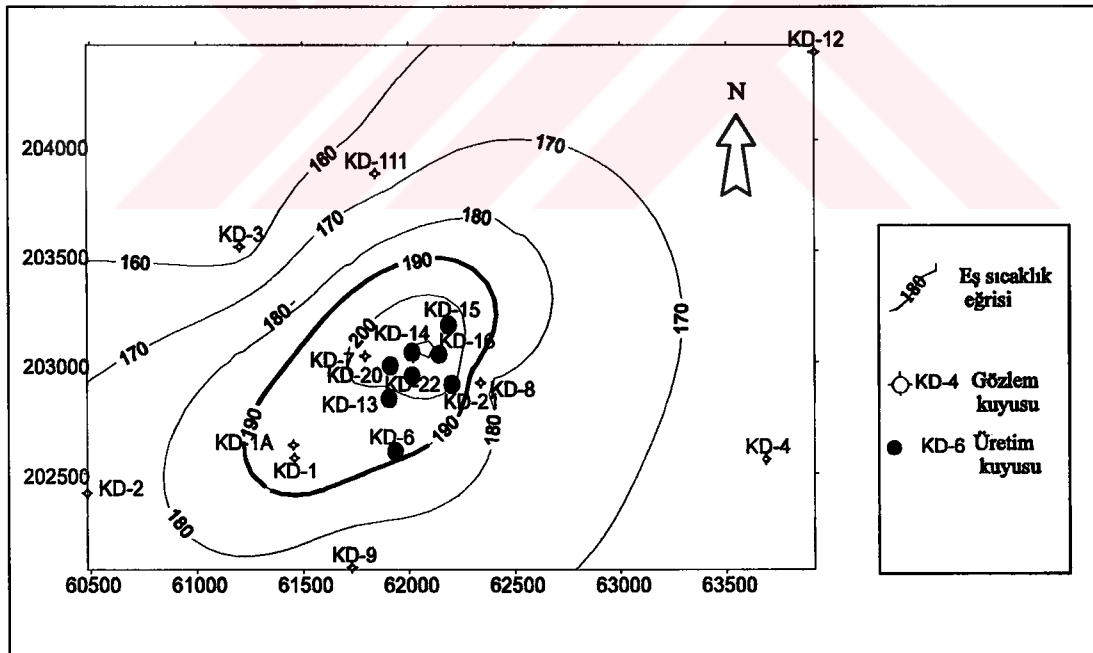


### 5.4.2 Sahanın Termal Kapasitesi ve Ömrü

Kızıldere Jeotermal Enerji Santrali, diğer benzer santrallarda olduğu gibi, 190°C ve daha yüksek sıcaklıklarda çalışacak şekilde dizayn edilmişlerdir. Şekil 5.9'da 190 °C ve daha yüksek sıcaklığa sahip olan II. rezervuar bloğunun yaklaşık 1.2 km<sup>2</sup>'lik bir alanı kapladığı görülmektedir. Rezervuar kalınlığı (kuvarşist, kalkşist ve mermer) yaklaşık olarak 200 m'dir (Şimşek,1985). Buradan rezervuar hacminin 240\*10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> olduğu ve %10 porozite ile 24\*10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> akışkan içerdiği hesaplanabilir. Baz sıcaklık 100 °C alınırsa, sıcak bloktaki toplam ısı (E-4.1)'den:

$$H_T = ((1-0.1) * 2500 * 1 + 0.1 * 860 * 4.2) * 240 * 10^6 * 100$$

$$H_T = 6.2 * 10^{13} \text{ kJ olarak hesaplanmaktadır.}$$



Şekil 5.9 Sahadaki Eş Sıcaklık Dağılımı

Jeotermal sahalarda, termal ısının %40'nın üretilebileceğini ve bunun %15-20'sinin elektrik enerjisine çevrilebileceği hesaplanmıştır (Kruger vd, 1983; Grant vd, 1982). Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda kurulu olan santralin çevrim veriminin %15 olduğu

hesaplanmıştır. Bu durumda; II. rezervuarda, sıcak blokta depolanan ve net olarak elektrik enerjisine dönüşebilecek miktar:

$$H=6.2*10^{13} *0.4*0.15=3.7*10^{12} \text{ kJ yada}$$

yaklaşık,  $1*10^6$  MWh olmaktadır. Bu değer başlangıçta, yerinde üretilebilir net elektrik enerjisi miktarıdır. Sahadaki beslenmenin 600 t/h olduğu önceki bölümlerde belirtilmiştir. Bu miktarda bir beslenme yaklaşık 6 MW<sub>e</sub> enerjiye karşılık gelmektedir. Diğer bir deyişle saatte 6 MW<sub>e</sub> net enerji üretilecek akışkan sahaya girmektedir. Bu durumda 17.6 MW kurulu güce sahip santralin tam kapasite çalışması durumunda sahanın ömrü:

Üretilebilecek Toplam Enerji=Beslenme+Başlangıçta Bulunan Net Üretilebilir Enerji Miktarı

$$17.6 \text{ MW} * T = 6 \text{ MW} * T + 1.000.000 \text{ MW}$$

Buradan :

$$T=86206 \text{ saat (bir türbünün yıllık çalışma süresi 7500 saattir)}$$

$$T=11.5 \text{ yıl olmaktadır.}$$

santralin 1987 yılından beri ortalama üretimi olan 10 MW kapasite için aynı şekilde:

$$T=33 \text{ yıl bulunmaktadır.}$$

Her iki yaklaşımla sahanın, 10 MW<sub>e</sub>'lik bir üretim için 23-33 yıl arası bir ömre sahip olduğu ortaya çıkmaktadır. Aradaki fark ikinci yöntemde yapılan alan ve verim tahminlerinin yüksek seçilmiş olmasından kaynaklanmış olabilir.

Sahanın ömrünün uzatılabilmesi, basınç düşümünün azaltılması ve rezervuardan çekilecek ısı miktarının artırılması ile mümkün olabilir. Bu nedenle, sahada reenjeksiyon yapılması gereklidir. Bu ancak reenjeksiyon ile mümkündür.

---

ALTINCI BÖLÜM

**KIZILDERE JEOTERMAL ENERJİ SAHASINDA  
YAPILAN REENJEKSİYON DENEMELERİ**

---

### **6.Kızıldere Jeotermal Enerji Sahasında Yapılan Reenejeksiyon Denemeleri**

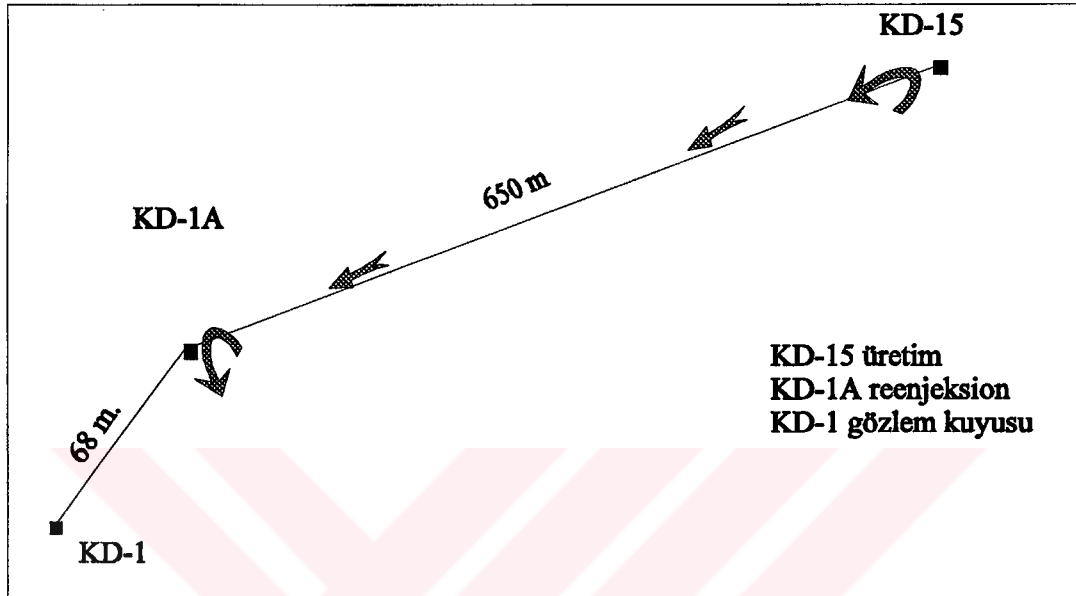
#### **6.1 KD-1A Kuyusuna Yapılan Reenjeksiyon Test Çalışması**

1975-1976 yılları arasında Kızıldere jeotermal enerji sahası henüz geliştirilme aşamasında iken, ileride atık suların B.Menderes Nehri'ni kirletebileceği ve sahanın düşük kapasitede işletilmesine neden olabileceği düşüncesi ile reenjeksiyon çalışmaları Maden Tetkik Arama Enstitüsü (MTA), tarafından yapılmıştır. Bu çalışma ve sonuçları aşağıda özetlenmiştir (Tan,1978):

Reenjeksiyon çalışması, KD-15 kuyusundan üretilen akışkanın, KD-1A kuyusuna basılması ve 68 m. uzaklıktaki KD-1 kuyusunda gözlem yapılması şeklinde tasarlanmıştır (Şekil 6.1). KD-15 kuyusu II.rezervuarda tamamlanmış ve maksimum kuyu içi sıcaklığı 210 °C olarak ölçülmüştür. KD-15, KD-1A'dan 20 m. daha yüksekte olduğu için atık suların taşınmasında kolaylık sağlanmıştır. Üretim ve reenjeksiyon kuyularının arası 650 m'dir. Atık su reenjeksiyon kuyusuna kadar açık kanallarla taşınmış ve buradan KD-1A kuyusuna pompa ile basılmıştır. Reenjeksiyon denemesi 8 Eylül 1975 yılında başlamış ve 31 Mart 1976 tarihine kadar sürdürülmüştür.

Bu çalışmada 90 t/h debide akışkan 6-7 bar kuyubaşı basıncında KD-1A kuyusuna basılmaya başlanmış ve zamanla kuyubaşı basıncının yükselmesi nedeniyle reenjeksiyon debisi 60 t/h' e düşürülmüş, kuyubaşı basıncı ise 9-13 bar değerlerine yükselmiştir. Atık sular açık kanallar ile taşındığı için, reenjekte edilen suların sıcaklığı mevsim sıcaklığına bağlı olarak 20-42 °C arasında değişmiştir. Reenjeksiyon debisinin düşürülmesine rağmen,

kuyubaşı basıncında artış olması, kuyuda kirlenme olduğunu göstermektedir. Kuyubaşı basıncının yükselmesi  $\text{SiO}_2$  çökmesi nedeniyle ve açık kanallarla taşınan suya karışan toz, toprak ve bitki parçacıklarının, kuyu içerisinde kirlenmeye neden olduğu şeklinde açıklanmıştır.



**Şekil 6.1 KD-1A Kuyusuna Yapılan Reenjeksiyon Çalışmasının Krokisi**

### 6.1.1 Reenjeksiyonun Etkileri

KD-1A reenjeksiyon kuyusunda, reenjeksiyona başlanılmadan önce, maksimum kuyu içi sıcaklığı 400 m.de  $193.9\text{ }^{\circ}\text{C}$  olarak ölçülmüştür. Reenjeksiyona başlandıktan 15 gün sonra yapılan ölçümlerde yine aynı derinlik için, sıcaklığın  $193.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'den  $56\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye, basıncın ise  $43.1\text{ bar}$ 'dan  $41.4\text{ bar}$ 'a düştüğü ölçülmüştür. Basıncındaki düşüm ise sıcaklık düşümünden dolayı, gaz basıncının azalması şeklinde açıklanmıştır.

KD-1 gözlem kuyusunda, reenjeksiyon başladıktan 6 hafta sonra, 530 m. derinlikten alınan sıcaklık ölçülerinde  $4.8\text{ }^{\circ}\text{C}$  soğuma saptanmıştır. Kuyunun daha üst kısımlarından, 500 m' den alınan sıcaklık ölçülerinde ise ancak 9 hafta sonra çok küçük sıcaklık düşümü ölçülmüş ve 500 m. derinlikte sıcaklık reenjeksiyon çalışmaları sonuna kadar  $197.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'den aşağıya düşmemiştir. Bu değer reenjeksiyona başlamadan önce ölçülen sıcaklığın sadece  $1\text{ }^{\circ}\text{C}$  kadar altındadır. Elde edilen sonuçlara göre; rezervuarda sıcaklık düşümünün rezervuarın

üst kısımlarında az olduğu ve aşağıya doğru artarak devam ettiği tespit edilmiştir. Yoğunluğu daha fazla olan reenjeksiyon suyunun, yoğunluk farkından dolayı yanal olarak daha fazla yayıldığı ve dikey yöndeki sıcaklık düşümünün kodüksiyon yoluyla olduğu sonucu çıkarılabilir. İkinci bir olasılıkta düşey geçirgenliğin, yatay yönde olandan daha küçük olmasıdır.

Bu çalışmada reenjeksiyon suyunun termal hızı 1.6 m/gün olarak hesaplanmıştır. Gerçek hızın termal hızdan 5-6 kez daha büyük olacağı dikkate alınarak, kuyular arasındaki gerçek akışkanın hızının 8-10 m/gün tahmin edilmektedir.

Reenjeksiyon süresince II. rezervuardan üretilen 340.000 ton sıcak su, I.rezervuara basılmıştır. Yaklaşık 7 ay süren reenjeksiyon sona erdirildikten sonra, reenksiyon kuyusu üretime açıldığında çok kısa bir süre 434 t/h debide üretim yaptığı ( reenjeksiyon öncesi ortalama üretimi 140 t/h) belirtilmiştir. Kuyuya basılan 340.000 ton akışkanın tekrar üretilmesinden sonra bile üretiminin 260 t/h olması, reenjeksiyon sırasında oluşan yaklaşık 150 °C'lik sıcaklık farkının rezervuarda yeni çatlaklar oluşturarak ve permeabilite artışına neden olduğu sonucuna ulaşılmaktadır.

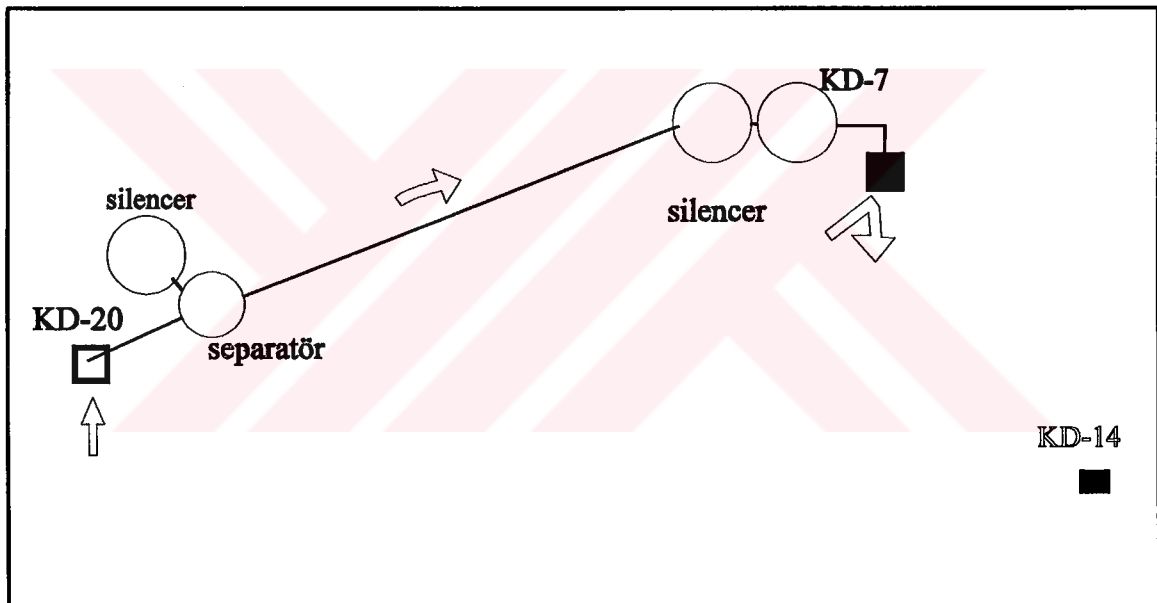
KD-1A'da reenjeksiyon durdurulduktan 4 ay sonra ölçülen kuyu içi sıcaklığının reenjeksiyon öncesi sıcaklıktan (reenjeksiyon kuyusu üretime açılarak yüz binlerce ton üretim yapılmasına rağmen) 19 °C daha düşük olması, hatalı yapılabilecek bir reenjeksiyon uygulamasının sahada çok uzun yıllar sürebilecek bir soğumaya neden olacağını göstermektedir. Böyle bir durumda; örneğin rezervuarda 20 °C'lik bir sıcaklık düşümünün gerçekleşmesi halinde, elektrik santralının çalışması mümkün olamayacaktır.

## **6.2 KD-7 Kuyusunda Yapılan Reenjeksiyon Test Çalışması**

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda meydana gelen rezervuar basıncı düşümleri ve atık suların B. Menderes Nehri'ni kirletmesi nedeniyle santralin yaz aylarında kapatılması, reenjeksiyon çalışmalarını yeniden gündeme gelmiştir. 1995 yılında sahada, reenjeksiyon denemesi yapılması öngörülmüş ve bu çalışma için KD-7 ve KD-20 kuyuları seçilmiştir. Çalışma ile ilgili bilgiler ve sonuçları aşağıda özetlenmiştir (Erkan, Durak, 1995):

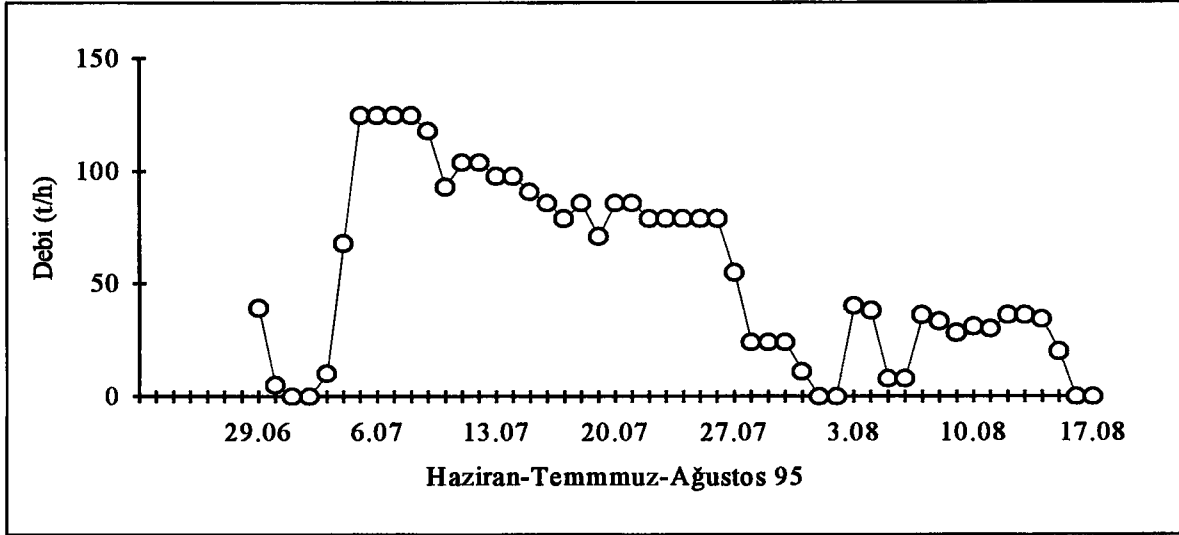
KD-20 ve KD-7 kuyularının her ikisi de halen üretim yapılan II. rezervuarda tamamlanmış kuyulardır. KD-7 1992 yılına kadar üretimde kullanılmış ve daha sonra verimsizlik nedeniyle kapatılmıştır.

KD-20'den üretilen sıcak su, separatörden geçtikten sonra, sahadaki eski bir boru hattı vasıtasıyla KD-7 kuyubaşına taşınmıştır. KD-7 203 m., KD-20 ise 194 m. yüksekliğinde ve , aralarındaki uzaklık 120 m'dir. Gözlem kuyusu olarak seçilen KD-14, KD-7'ye 225 m. KD-20'ye 235 metre uzaklıkta yer almaktadır. KD-7 kuyusu daha yüksekte olduğu için, KD-20'den üretilen sular separatördeki kısmi buhar basıncı yardımıyla KD-7'ye taşınmıştır (Şekil 6.2).



**Şekil 6.2: KD-20 den KD-7 Kuyusuna Reenjeksiyon Çalışması**

Burada, kurulan silencer yardımı ile gelen sular atmosfer şartlarında ayrıştırılarak, sıcaklık 147 °C'den 95-96 °C'ye düşürülmüştür. 29.6.1995 tarihinde 39 t/h debi, 95-96 °C sıcaklıkta, gravitasyonla KD-7'ye reenjeksiyon başlamış ve 5.7.1996'da 125 t/h'e çıkmıştır. KD-7 kuyubaşı basıncının yükselerek gravitasyonla daha fazla suyu almaması nedeniyle, debi kuyunun alabileceği miktarlara ayarlanmıştır (Şekil 6.3). Çalışmalar sırasında KD-7 kuyusundan, kuvars sensörlü dijital basınç aletinden kuyudaki basınç değişimleri sürekli kaydedilmiştir. Reenjeksiyon test çalışması 15.8.1996'da durdurulmuştur.

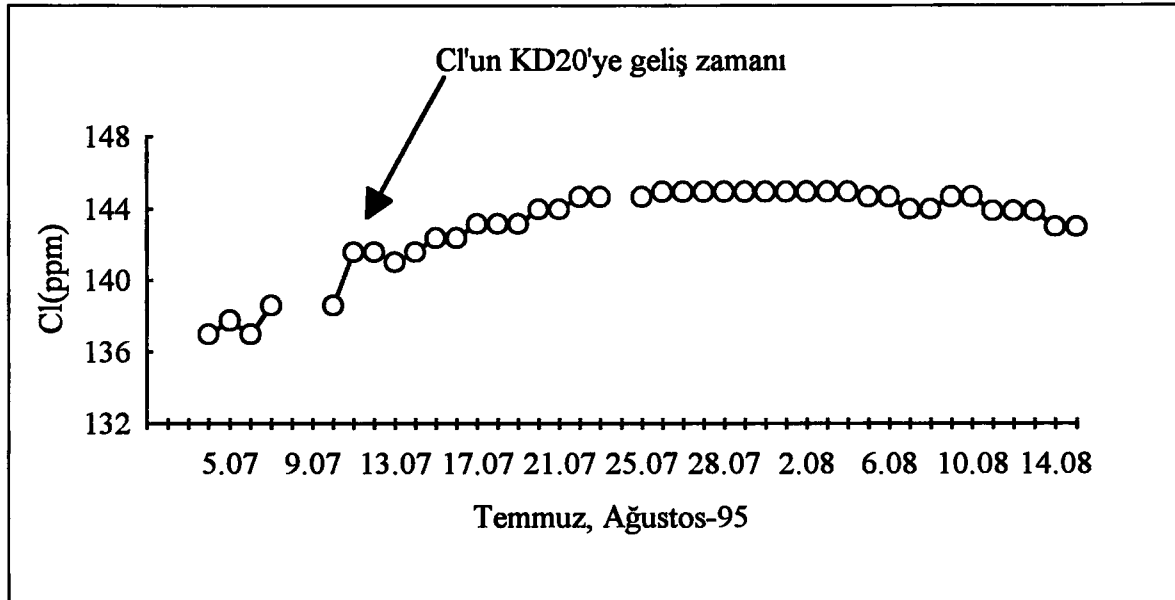


**Şekil 6.3 KD-7 Kuyusuna Yapılan Reenjeksiyon Debisi Değişimi**

### 6.2.1 Reenjeksiyon Denemesinden Elde Edilen Sonuçlar

KD-7 kuyusunun su alma kapasitesi reenjeksiyon süresince 125 t/h'den 25 t/h'e kadar düşmüştür ve çalışmalara 15.8.1995 tarihinde son verilmiştir. Çalışmalar süresince kuyuya yaklaşık 65.000 ton su basılmıştır. KD-7 kuyusunda reenjeksiyon öncesi ortalama 500 t/h/bar olan prodüktivite indeksi (PI), reenjeksiyon sonrasında 8.2 t/h/bar değerine düşmüştür. KD-7 kuyusunda reenjeksiyon öncesi yapılan testlerde, daha önceden yapılan üretimler nedeniyle  $\text{CaCO}_3$  kabuklaşması olduğu ve kuyu çapının 3.7 inç kadar düştüğü saptanmıştır. Kuyuda prodüktivite indeksinin düşümüne, kirlenmenin neden olduğu açıktır. Kirlenme nedenini araştırmak için yapılan çalışmalarda, kuyuda sürekli çalışan kuvars sensörlü dijital basınç ölçüm aletinin gaz borusu çekilmiş ve 600 m'lik boru üzerinde kabuklaşma olmadığı gözlenmiştir. Kuyuda  $\text{SiO}_2$  çökmesinin olabileceği beklenirken, gaz borusunda herhangi bir ize rastlanılmaması, sahadaki reenjeksiyon çalışmalarını açısından çok ümit verici olarak değerlendirilmektedir. Kuyudaki tıkanmaya, kuyu içerisinde ve silencerda daha önceden var olan  $\text{CaCO}_3$  kabuğunun sıcaklık değişimleri ile oluşan termal gerilmeler nedeniyle dökülmesinden kaynaklandığı düşünülmektedir. Kuyu tabanında tespit edilen 31.5 m'lik dolgu bu düşünceyi doğrulamaktadır.



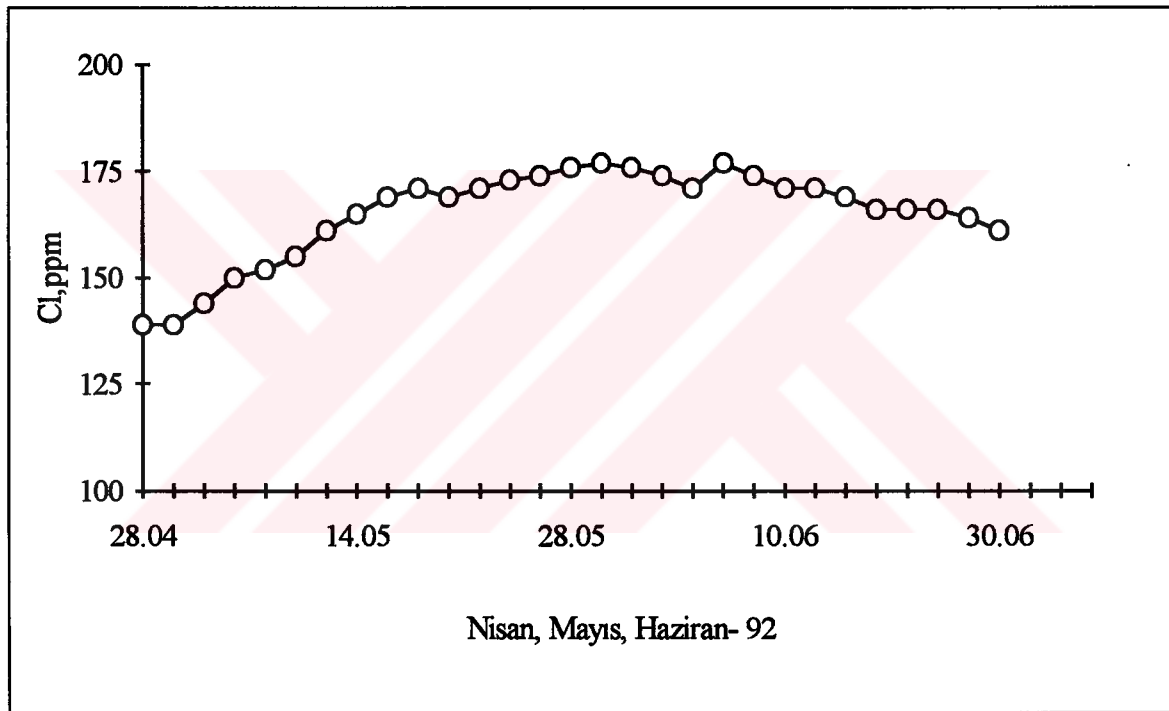


**Şekil 6.4 KD-7'ye Reenjeksiyon Sırasında KD-20'de Cl Değişimi**

KD-7 kuyusunda reenjeksiyon çalışmaları başladıktan sonra, KD-20 ve KD-14 kuyularından dinamik sıcaklık ölçümleri ile KD-20 kuyusundan alınan su numunelerinde kimyasal analizler yapılmıştır. Sıcaklık ölçümlerinde, sıcaklık düşümü olduğunu gösterebilecek bulgulara rastlanılmamıştır. Çalışma sırasında izleyici kullanılmamış, KD-20'den üretilen akışkan içerisindeki Cl konsantrasyonu takip edilmiştir. II. rezervuarda ortalama 115 ppm olan Cl konsantrasyonu, buharlaşmalar etkisiyle artarak 139 ppm'e yükselmektedir. Reenjeksiyona tabi tutulan sıcak su, rezervuardaki suya oranla 20-25 ppm daha fazla Cl içermektedir. Bu durumda 139 ppm Cl konsantrasyonuna sahip olan akışkan, 115 ppm Cl içeren rezervuara basılmaktadır. KD-20'den yeniden üretilen akışkan, sistemdeki buharlaşmalar nedeniyle Cl konsantrasyonunda zenginleşme olacaktır. KD-20 kuyusunda başlangıçta 139 ppm olan Cl konsantrasyonu 6 gün sonra artmış ve 142 ppm değerine çıkmıştır. Bu sonuç reenjeksiyon sularının yaklaşık 5-6 günde KD-7 kuyusundan KD-20'ye ulaşabildiğini göstermektedir. KD-7 ve KD-20 kuyuları arasında izleyici hızı 20 m/gün olmaktadır. Bu durumda yaklaşık 30 gün içerisinde termal cephenin KD-20 üretim kuyusuna ulaşması beklenebilir.

Reenjeksiyonun 24. gününde 145 ppm değerine ulaşan Cl konsantrasyonu, bu değerde sabit kalmış ve daha sonra reenjeksiyon debisindeki düşüm nedeniyle azalmıştır (Şekil 6.4). Cl konsantrasyonunun çok kısa sürede sabit bir düzeye erişmiş olması, iki kuyu arasındaki bağlantının varlığını kanıtlamaktadır.

1992 yılında KD-7 kuyusunda yapılan asitleme çalışmasında, kuyuya 34.000 lt. %28 konsantrasyonuna sahip HCl ve ardından 6000 lt. su 634 m'ye indirilen sondaj boruları içerisinde basılarak rezervuarda asit ötelenmiş ve kuyu kapatılmıştır. Asitlemeden sonra üretime açık olan KD-13, KD-14, KD-20 ve KD-21 kuyularındaki Cl konsantrasyonları ölçülmüştür. Bunlardan sadece KD-20'de Cl konsantrasyonunda bir artış olduğu saptanmış diğerlerinde herhangi bir değişim ölçülememiştir. KD-20'de asitleme öncesi 139 ppm olan Cl konsantrasyonu, 6 gün sonra 144 ppm olarak ölçülmüş ve yaklaşık 40 gün sonra maksimum seviyesi olan 175 ppm'e ulaşmıştır (Şekil 6.5) (Aksoy, Erkan & Durak, 1992).



**Şekil 6.5 KD-7'ye Asit Basımından Sonra KD-20'deki Cl Konsantrasyonu Değişimi**

Ancak bu çalışma asitleme amacı taşıdığı için, KD-7 bir süre sonra üretime açılmıştır. Bu nedenle elde edilen değerler sadece iki kuyu arasındaki doğrudan bağlantıyı kanıtlamaktadır. Bu bağlantının sahadaki KD-GB doğrultulu, KD-7, KD-8 kuyuları doğrultusundaki fay hattı olduğu açıktır.

### 6.3 Reenjeksiyon Sırasında Karşılaşılan Kabuklaşma Sorunları

Silika kabuklaşmasının önemli bir sorun olduğu, kuyularda kirlenmeye neden olarak kapasite düşümüne yol açtığı dünyadaki birçok uygulamada ortaya çıkmıştır. Kızıldere sahasında yapılan reenjeksiyon denemelerinde, KD-1A kuyusuna yapılan reenjeksiyon çalışmasında silika kabuklaşması ve açık kanallarda taşınan suyun dış etkilerle kirlenmesi nedeniyle reenjeksiyon kuyuları kirlenerek tıkanmıştır (Tan,1978).

Silika, jeotermal sularda amorf formda, silisik asit olarak bulunur. Akışkanların bir bekletme havuzunda bir saat kadar tutularak reenjekte edilmesi kullanılan bir başka yöntemdir. Bekletme sırasında, su içerisinde çözülmüş halde bulunan silika polimerize olarak çöker. Silisik asitin polimerleşmesi suyun pH'na, sıcaklığına ve silisik asit konsantrasyonuna bağlıdır. Reenjekte edilen akışkanın sıcaklık ve pH şartları değiştirilerek SiO<sub>2</sub> çökelimini önlemek mümkündür. Silika çökeliminin atık suyunun pH'ının 5'den küçük tutulması durumunda çok düşük olduğu, fakat pH'ın 7'den büyük değerleri için çökmenin büyük değerlere ulaştığı saptanmıştır (Mitsubishi, 1993;Hirowatari 1993; Yıldırım 1996). Reenjeksiyon suyunun pH'nın denetlenerek SiO<sub>2</sub> çökmesinin kontrol altına alınabilmesi mümkün görülmektedir.

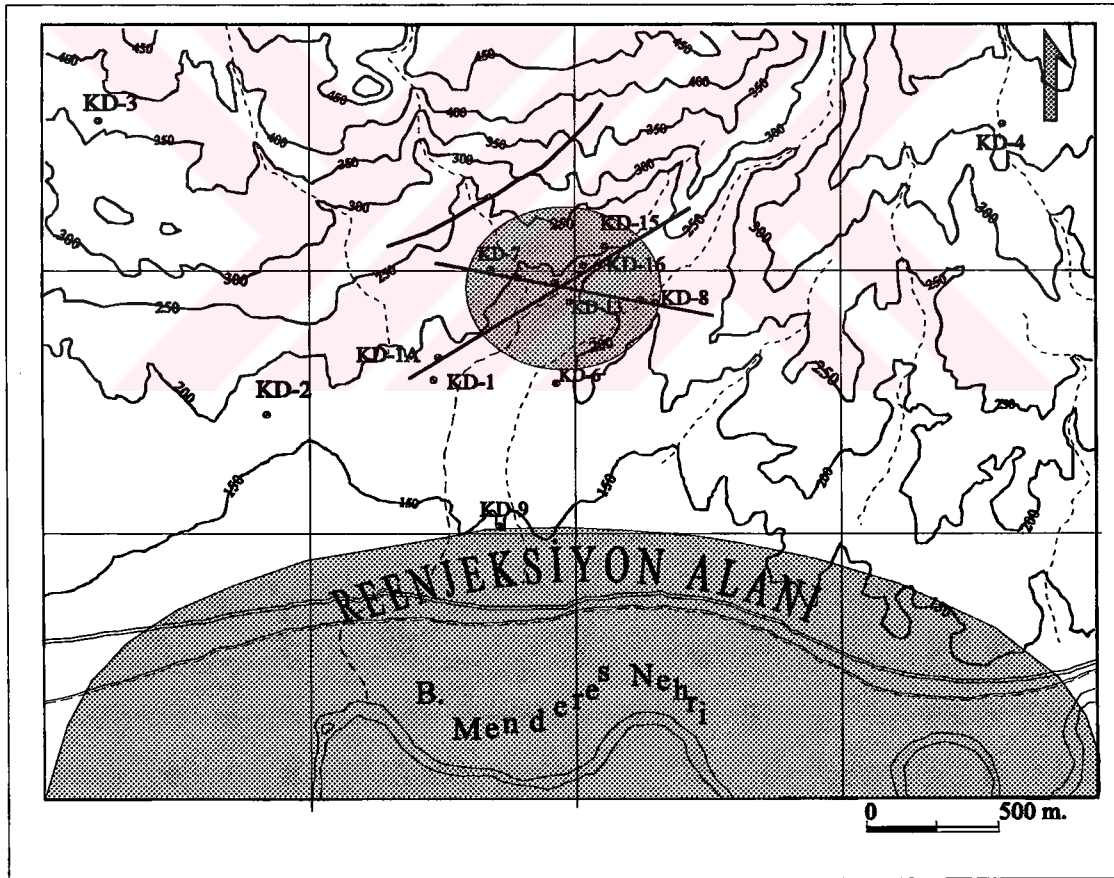
Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda, savaklardan alınan numunelerdeki SiO<sub>2</sub> miktarının 350-400 ppm, seperatör ve savaklardaki buharlaşmaların etkisi hesaplandığında rezervardaki SiO<sub>2</sub> miktarının 290-310 ppm olduğu hesaplanmıştır (Yıldırım,1993). Reenjeksiyonun başarı ile uygulandığı Otake sahasında 414-668 ppm, Hatchobaru sahasında 620-920 ppm, Onuma sahasında 395-412 ppm, Ahuachapan sahasında 650 ppm SiO<sub>2</sub> mevcuttur (Mitsubishi,1993) ve bu değerler Kızıldere sahasının değerlerinden daha yüksektirler. Silika çökeliminin akışkanın pH'ı ile değiştiği ve PH'ın 5 civarında tutulması durumunda, silika çökeliminin en az olduğu saptanmıştır (Hirowatari,1993).

KD-7 kuyusuna yapılan reenjeksiyon çalışmasında, kuyudaki kirlenmeye kuyuda ve reenjeksiyon donanımında daha önceden bulunan CaCO<sub>3</sub>'ün dökülmesinin neden olduğu anlaşılmıştır. Kuvars sensörlü basınç aletinin kuyu içerisinde bulunan 600 m.lik gaz borusunun hiçbir yerinde kabuklaşmaya rastlanılmamış ve reenjeksiyon sıcaklığının 95-96

°C olması (Erkan, Durak, 1995) sahada reenjeksiyonun uygulanabilirlik şansını artırmaktadır. Ayrıca kimyasal katkılarla pH değerinin 5 civarında tutulması silika kabuklaşması riskini daha azaltacaktır.

#### 6.4 Reenjeksiyon Kuyularının Yerleri ve Sayısı

Reenjeksiyon kuyularının sahanın güneyinde yer alması topoğrafik bir zorunluluktur. Sahanın diğer bölümlerinde bulunan 100-200 m'lik yükseltiler, ek pompaj gücü gerektireceğinden, reenjeksiyon bölgesi olabilmeleri ekonomik açıdan mümkün değildir. Sahanın güney kısımları, daha düşük kotlarda bulunduğu için reenjeksiyon suları, doğal cazibe ile kuyubaşlarına kadar akacaktır (Şekil 6.6).



Şekil 6.6 Sahanın Topoğrafik Haritası ve Muhtemel Reenjeksiyon Alanı

Bir kuyunun reenjeksiyon kuyusu olup olamayacağı izleyici testleri ve reenjeksiyon çalışmaları sonucu ortaya çıkmaktadır. Kuyunun reenjeksiyon kuyusu olabilme şansının

artması için kuyunun sahayı kontrol eden faylardan uzakta ve fay hatlarına dik doğrultuda olmalıdır. Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda reenjeksiyon kuyuları, sahayı kontrol eden KB-GD doğrultulu ve KD-7, KD8 kuyuları boyunca uzanan ve bu fayla kesişen GB-KD doğrultulu KD-2, KD16 kuyuları boyunca uzanan fay hatlarından uzakta olmalıdırlar.

Reenjeksiyon derinliği olarak, geçirgen ve reenjeksiyona uygun formasyonlar kireçtaşları, mermerler veya gnayslar seçilebilir. Gnayslarda yüksek geçirgenliğe sahip zonlar saha için en uygun çözümdür. Yoğunluğu yüksek olan nispeten soğuk reenjeksiyon suları, derine basılacağı için, sıcaklıkları artıp yoğunlukları azaldıktan sonra yukarı doğru hareket edebileceklerdir. Böylece, tekrar ısınarak üretim kuyularına gelecektir. Mermerlerden reenjeksiyon ise, mermerlerin üretim formasyonu olması nedeniyle risklidir. Bu durumda sahanın güneyinde, derindeki mermerler tercih edilmelidir. Sığda bulunan ve I.rezervuarı oluşturan kireçtaşları da reenjeksiyon için bir başka seçenektir. I. ve II. rezervuar arasında güçlü bir hidrolik bağlantı olması nedeniyle, kireçtaşlarından reenjeksiyon olumsuz sonuçlanabilir.

Sahadaki atık su miktarının 800-1100 t/h olması nedeniyle reenjeksiyon kuyularının toplam kapasiteleri bu kadar olmalıdır. Basınç yükselme testlerinden elde edilen (Ek-3) ve Tablo 6.1'de özetlenen değerlere göre kuyuların prodüktivite indeksleri çok yüksek değerlerde olduğu görülmektedir. Kısaca, her bir kuyu bir barlık basınç farkı ile 200-300 t/h suyu alabilecek kapasitedir.

**Tablo 6.1 Üretim Kuyularının Prodüktivite İndeksleri**

Kuyu No	PI (t/h/bar)
KD-6	300-350
KD-13	300-350
KD-14	150-200
KD-15	100-125
KD-16	350-400
KD-20	350-400
KD-21	250-300
KD-22	250-300

Bölgede açılacak reenjeksiyon kuyularının, üretim kuyularının sahip oldukları prodüktivite indekslerine yakın injektivite indeksine kabul edildiğinde saha için 4 reenjeksiyon ve 1 adet acil durum kuyusunun kuyusunun yeterli olabileceği sonucu çıkmaktadır.

Uygun reenjeksiyon yeri ve formasyonu saptandıktan sonra, reenjeksiyon kuyuları ana pompaj istasyonu yakınlarında yönlü olarak açılabilir. Bu durumda sondaj ve reenjeksiyon çalışmaları için daha küçük bir alan kullanılacağı gibi, reenjeksiyon için arazide kilometrelerce boru hattı döşenmesine gerek kalmayacaktır. B. Menderes Nehri'nin sondaj çalışmaları ve reenjeksiyon boru hatları için yaratacağı fiziki engel de minimuma inecektir. Yönlü kuyular ile reenjeksiyon kuyularının bir arada olması kuyuların takibinde ve test çalışmalarında önemli zaman tasarrufu sağlayacaktır.

### **6.5 Reenjeksiyon Kuyularının İşletilmesi**

Daha önce yapılan reenjeksiyon çalışmalarında, çevreden karışan toz ve bitki parçacıklarının, reenjeksiyon kuyularında tıkanmaya yol açtığı dikkate alınarak, sistemin mümkün olduğunca dış etkilere kapalı tutulması gereklidir. Bu nedenle, üretilen atık sular, KD-9 kuyusu civarında, beton borularla bir araya toplanacak ve dozaj pompaları ile otomatik olarak pH 5'e ayarlandıktan sonra, sahanın uygun bir yerinde muhtemelen Menderes Nehri'nin hemen kuzey kıyısında kurulacak reenjeksiyon havuz ve pompaj istasyonuna 1000 mm. çaplı beton borularla taşınacaktır. Burada 4000 m<sup>3</sup> kapasiteli bir havuzda bir saat kadar bekletilecek olan akışkan, pompaj istasyonundan reenjeksiyon kuyularına 300 mm. çapında ve 10 bar çalışma basıncına sahip metal borularla basılacaktır (Şekil 6.7).

Üretim kuyularının olduğu gibi reenjeksiyon kuyularının da sürekli takipleri ve kuyu testleri uygulanmalıdır. Bu testlerde kuyuların reenjektivite indeksleri ölçülerek, kirlenecek kuyularda mekanik temizlik ve asitleme (HF-hidroflorik asit) yapılmalıdır.

Üretim kuyularında ise, periyodik kimyasal analizler ve kuyu testleri ile reenjeksiyonun saha üzerine etkisi araştırılmalıdır.

### 6.5.1 Pompaj İstasyonunun Özellikleri

Önerilen 5 reenjeksiyon kuyusunun her biri maksimum 300 t/h yada yaklaşık 5000 lt/dk. kapasitede olacaktır. Reenjeksiyon kuyularının pompaj istasyonuna 400'er metre mesafede yer alacağı düşünülmüştür. Bu şartlar altında bir hattaki basınç kaybı:

$$\Delta P = J * L \quad (\text{Sığner \& Sümer, 1974}) \quad (\text{E-6.1})$$

Burada :

J: basınç kaybı, bar/m

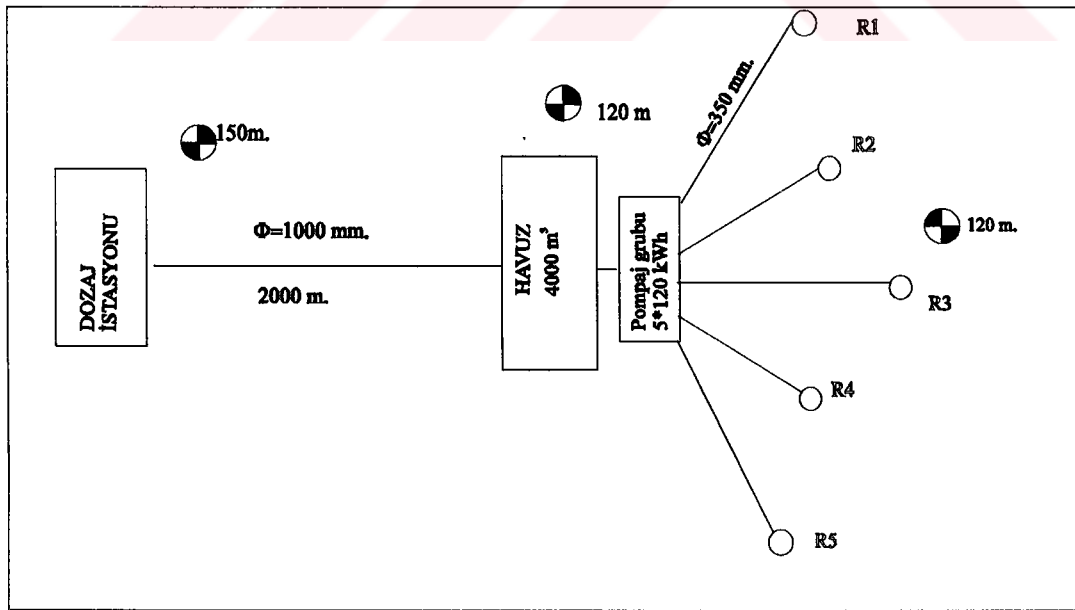
Q: debi, lt/dk.

Q=5000 lt/dk için J=8.2\*10<sup>-4</sup> bar/m

$\Delta P=8.2*10^{-4}*400=0.3$  bar, bulunur. Basınç düşümleri karşılığı sistemin tüketeceği enerji:

$$E = \frac{\Delta P * Q}{600 * \eta} \quad (\text{Gabolde \& Nguyen, 1991}) \quad (\text{E-6.2})' \text{ den}$$

E=14 kWh bulunmaktadır.



Şekil 6.7 Önerilen Reenjeksiyon Uygulaması Planı



Taşıma hatlarındaki basınç kaybı ve enerji tüketimi, ihmal edilebilecek kadar düşük olmaktadır. Kuyularda kabuklaşma oluşması ve kuyubaşı basınçlarının yükselmesi durumunda, sistemin daha fazla enerji tüketeceği, üretilen enerjinin %3-4'lük bir kısmının reenjeksiyon için kullanılabilmesi dikkate alındığında, sistemin 10 bar basınca kadar ekonomik olabileceği hesaplanmaktadır. Bu durumda:

Sahadan reenjekte edilmesi gereken su  $Q=20.000$  lt/dk

Reenjeksiyon basıncı  $\Delta P=10$  bar

Pompaj grubu verimi  $\eta = 0.72$  alınarak (E-6.2)'den:

$$E = \frac{10 * 20.000}{600 * 0.72} = 460 \text{ kWh bulunmektedir.}$$

aynı şekilde her reenjeksiyon kuyusu için 120 kWh olmak üzere, 5\*120 kWh'lik bir pompaj grubu reenjeksiyon istasyonunda kurulması gerekecektir.

---

## YEDİNCİ BÖLÜM

### SONUÇLAR

---

Jeotermal santrallerin birçoğunda olduğu gibi, Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda da başlangıçta reenjeksiyon planlanmamıştır. Üretim nedeniyle rezervuarda meydana gelen basınç düşümleri ve atık suların çevreye verdikleri zararlar nedeniyle reenjeksiyon yapılması zorunlu hale gelmiştir. Yeni planlanan her türlü jeotermal işletmede reenjeksiyon, sahanın verimli bir şekilde işletilmesi ve çevrenin kirletilmemesi için başlangıçta projelendirilmelidir.

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası'nda yıllık ortalama  $6.2 \cdot 10^6$  ton akışkan ve karşılığında  $75 \cdot 10^6$  kWh elektrik enerjisi ve 30.000 ton CO<sub>2</sub> (gaz+kurubuz) üretilmekte ve geri kalan 147 °C sıcaklıktaki akışkan Büyük Menderes Nehri'ne boşaltılmaktadır. Söz konusu üretim sonucu sahada yılda 0.5 bar basınç düşümü olmaktadır. Başlangıç şartlarına göre, sahada toplam 10 bar basınç düşümü olduğu ortaya çıkartılmıştır. İlk yıllardaki basınç düşüm hızı daha fazla iken, daha sonra sabit bir değere düşmesi, sahanın kararlı akış rejiminde olduğunu göstermektedir.

Sahanın beslenmesi 600 t/h ve depolama katsayısı  $12.4 \cdot 10^6$  ton/bar olarak hesaplanmıştır. Mevcut şartların devam edeceği kabul edilerek, reenjeksiyon yapılmaması durumunda sahanın 14 yıl daha üretim yapılması mümkündür.

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası rezervuar koşullarında toplam ısı enerjisinin sadece %14' ünün akışkanda, geri kalan %86' sının rezervuar kayacıkta kaldığı ortaya konulmuştur. Reenjeksiyonla kayacıkta kalan ısı enerjisinin bir bölümünün süpürülerek alınması, sahadan daha fazla enerji üretimini sağlayacak dolayısı ile sahanın üretim ömrünü uzatacaktır.

Reenjeksiyon çalışmalarında en büyük tehlikenin basılan suların çok kısa sürede üretim kuyularına ulaşması olduğu anlaşılmıştır. Sahada yapılan su seviyesi ve basınç ölçümleri sonucunda, hem üretim kuyuları, hem de I. ve II. rezervuarlar arasında çok güçlü hidrolik bağlantılar olduğunu göstermektedir. Asitleme çalışmalarında ve reenjeksiyon testlerinde takip edilen klor konsantrasyonları da kuyular arasındaki güçlü hidrolik bağlantıları

doğrulamaktadır. Bu nedenle sahanın içerisinde yada kenarından yapılacak bir reenjeksiyon uygulaması başarısızlıkla sonuçlanacaktır.

Bugüne kadar sahada izleyici testleri yapılmamıştır. İzleyici testleri yapılan diğer jeotermal sahalar incelendiğinde, reenjekte edilen akışkanın takip edebileceği yolların önceden tahmin edilmesinin mümkün olmadığı anlaşılmıştır. Bu nedenle reenjeksiyon uygulaması öncesi izleyici testleri yapılarak, akışkanın rezervuardaki hareketlerinin yönü ve hızları saptanmalıdır.

Kızıldere Jeotermal Enerji Sahası için reenjeksiyona en uygun yer olarak, jeotermal sistemi kontrol eden ana faylara dik doğrultuda reenjeksiyon kuyularının açılacağı, sahanın 2-3 km. güneyindeki bölgedir. Tektonik ve topoğrafik yapı sahanın geri kalan kısmından reenjeksiyon uygulamasını engellemektedir. Sahanın güneyinde kalan alanın topografyası böyle bir çalışma için çok uygundur. Buraya açılacak her bir kuyuya 250-300 t/h akışkanın basılabileceği ve 10 bar kuyubaşı basıncına kadar reenjeksiyonun ekonomik olabileceği hesaplanmıştır.

Reenjeksiyon bölgesine biri yedek olmak üzere açılacak beş reenjeksiyon kuyusuna toplam 1000 t/h debide atık suyun reenjekte edilebilecektir. Pompaj istasyonu kurulacak bölgeden yönlü kuyuların açılması halinde, sondaj ve reenjeksiyon çalışmalarında daha az bir alan kullanılacağı gibi, reenjeksiyon boru hatları çok daha kısa olacak ve Büyük Menderes Nehri'nin yaratacağı fiziki engeller daha rahat aşılabilecektir.

Reenjeksiyon sırasında, silika kabuklaşmasının önlenmesi için sahadaki sular bir araya toplandıktan sonra otomatik dozajlama ile pH 5'e düşürülmeli ve bekletme havuzunda bir saat kadar bekletildikten sonra 90-95 °C sıcaklıkta reenjeksiyon kuyularına basılmalıdır.

Reenjeksiyon kuyularında, üretim kuyularında olduğu gibi periyodik testler yapılmalı ve üretilen akışkanların kimyasal analizleri yapılarak reenjeksiyonun rezervuara etkileri takip edilmelidir.

---

## KAYNAKLAR

---

- Aksoy, N., Erkan, B. & Durak, S. (1992). Kızıldere jeotermal enerji sahasındaki KD-7 nolu kuyuda yapılan temizlik, asitleme ve test çalışmaları raporu. Kızıldere: (Yayınlanmamış)
- Aksoy, N., Erkan, B. & Durak, S. (1993). Kızıldere jeotermal enerji sahası 1993 yılı final raporu, Kızıldere: (Yayınlanmamış).
- Allegrini, G. & Barelli, A. (1988). Results of Italo-Turkish cooperation in reservoir engineering at Kızıldere, Turkey. Seminar on New Developments in Geothermal Energy in Ankara
- Aydeniz, S. & Mutlu, S. (1974). Hidrolik problemleri. İstanbul: Çağlayan Kitabevi
- Bixley, P., F., Carey, B., S. & Harwood K., H. (1992). Reinjection at the Wairakei geothermal field. Geothermal resources council transactions, 16, 621-625
- Büyüktür, A., R. (1982). Termodinamik, cilt 1, termodinamiğin temel yasaları. Bursa: Uludağ Üniversitesi Basımevi
- Correia, H., Escobar, C. & Gauthier, B. (1990). Germencik geothermal field feasibility report, part 2. (yayınlanmamış)
- DMİ, TC Başbakanlık Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü. (1988). Ortalama ekstrem sıcaklık yağış değerleri bülteni, Ankara:
- Devlet Planlama Teşkilatı (DPT). (1996). Jeotermal Enerji. Ankara:Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Özel İhtisas Komisyonu Raporu.

- Dominco E. & Şamilgil E. (1970) The geochemistry of the Kızıldere geothermal field, in the framework of the Sarayköy-Denizli geothermal area. Geothermics, special issue 2, vol 2, part 1.
- Durak, S., Erkan, B. & Aksoy, N. (1993). Calcite removal from wellbores at Kızıldere geothermal field, Turkey. Proceedings 15<sup>th</sup> NZ Geothermal Workshop, pp:11-15
- Earlougher, R. C., Jr. (1977). Advances in well test analysis. New York: SPE Monograph Series, 1.
- Einarsson, S.S., Vides, R. A. & Cuellar, G. (1975). Disposal of geothermal waste water by reinjection. Second United Nations Symposium On The Development And Use Of Geothermal Resources, pp:1349,1363
- ENEL, Ente Nazionale per l'Energia Elettrica Unita Nazionale Geotermica (1988). Optimization and development of the Kızıldere geothermal field. Pisa:(yayınlanmamış)
- Erkan, B. & Durak, S.(1995). Kızıldere jeotermal enerji sahası KD-7 kuyusuna yapılan reenjeksiyon deneme çalışması raporu, Ankara: (Yayınlanmamış).
- Filiz, Ş., (1982). Ege bölgesindeki önemli jeotermal alanların  $O^{18}$ ,  $H^2$ ,  $H^3$ ,  $C^{13}$  izotoplarıyla incelenmesi. (Doçentlik tezi). İzmir:(yayınlanmamış)
- Filiz, Ş., (1989).Isotopics analysis of  $CO_2$  and travertines in the Denizli geothermal province (West Anatolia). Seminar on new developments in geothermal energy, Ankara.
- Gabolde, G. &Nguyen,J.,P. (1991).Drilling Data Handbook (6<sup>th</sup>.ed.).Houston: Gulf Publishing
- Grant, M., A., Donaldson, I., G. & Bixley, P., F. (1982). Geothermal resorvoir engineering. New York: 1982
- Hirowatari, K. (1993). Chemistry of scale formation. Textbook for the group training course on geothermal energy (advenced) Kyushu: Kyushu University.

- Horne, R. (1984). Reservoir engineering aspects of reinjection. Seminar on utilization of geothermal energy for electric power production and space heating, Florance, Italy
- Kjaran, S., P. & Eliasson, J. (1982). Geothermal resorvoir engineering. (lecture notes).Rejkavik:University of Iceland
- Koçak, A. (1988). Convective heat discharge map of Turkey prepared by using hot springs temperature. Seminar on new developments in geothermal energy.Ankara, Turkey
- Kruger, P. & Otte, C. (Eds.). (1982). Geothermal Energy. California: Standford University Press.
- Mertoğlu, O., Mertoğlu, M. & Başarı, N. (1994). Türkiye'deki jeotermal merkezi ısıtma uygulamaları. Kızıldere jeotermal sahasından Denizli il merkezinin ısıtılabilirliği paneli. Denizli.
- Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. (1983). Reinjection of geothermal water. Nagasaki: (yayınlanmamış)
- Recepoglu, O. & Beker, Ü.(1991). A preliminary study on boron removal from Kızıldere/Turkey geothermal waste water.Geothermics,20,83-89
- Sarmiento, Z., F.(1986). Waste water reinjection at Tongonan geothermal field: results and implications. Geothermics,15, 295-308
- Steingrimsson, B., Aunzo, Z., Bodvarsson, G. S., Truesdell, A., Cuellar, G., Escobar, C. & Quintanilla, A.(1994). Changes in thermodynamic conditions of the Ahuachapan reservoir due to production and injection. Geothermics,20, 23-38
- Şimşek, Ş. (1984). Denizli, Kızıldere, Tekkehamam, Tosunlar, Buldan, Yenice alanının jeolojisi ve jeotermal enerji olanakları, MTA, Derleme Rapor No:7846 (yayınlanmamış)
- Şimşek, Ş. (1985). Geothermal model of Denizli,Sarayköy-Buldan Area. Geothermics, 14, 393-417

Şahinci, A. (1991 a). Jeotermal sistemler ve jeokimyasal özellikleri. İzmir:Reform Matbaası

Şahinci, A. (1991 b). Doğal suların jeokimyası. İzmir :Reform Matbaası

Yıldırım, N. (1996).Kızıldere jeotermal santralından boşalan atık suyun ısıtmada kullanılması ve reenjeksiyon aşamalarında olası çökelimler ve bu çökelimlerin asgari düzeyde olabilmesi için alınması gerekli önlemler. (MTA Raporu). Ankara: (yayınlanmamış)

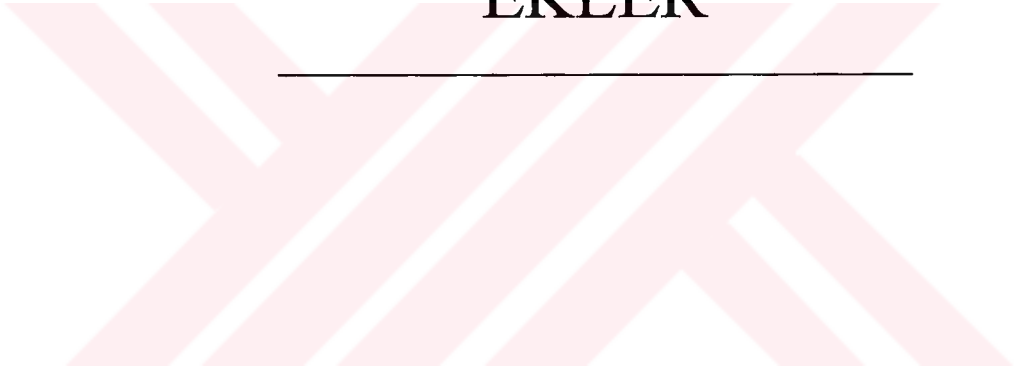




---

# EKLER

---



---

EK-1

KUYU SONDAJ LOGLARI

---









## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-1 Bitiş Tarihi:12.05.1968 Max. Sıcaklık:203 °C Derinlik:540 Koordinat"lar: X:202570 Y:61640 Z:187	Yaş	Litoloji	Korunmuş	Derinlik	Muhafaza Borusu
<p style="text-align: center;"><b>AÇIKLAMA</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Kil</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Silt</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Kum</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Konglomera</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Marn</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Kireçtaşı</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Mikaşist</span> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <span>Mermer</span> </div> </div> <p style="margin-top: 10px;">(ENEL (1988)'den değiştirilerek)</p>	<b>Tersiyer-Neojen</b>		<b>Tt</b>	100	13-3/8
	<b>Tko</b>	300	<b>Ts</b>	400	9-5/8
				500	
				600	
				700	
				800	
				900	
				1000	
				1100	
				1200	
				1300	

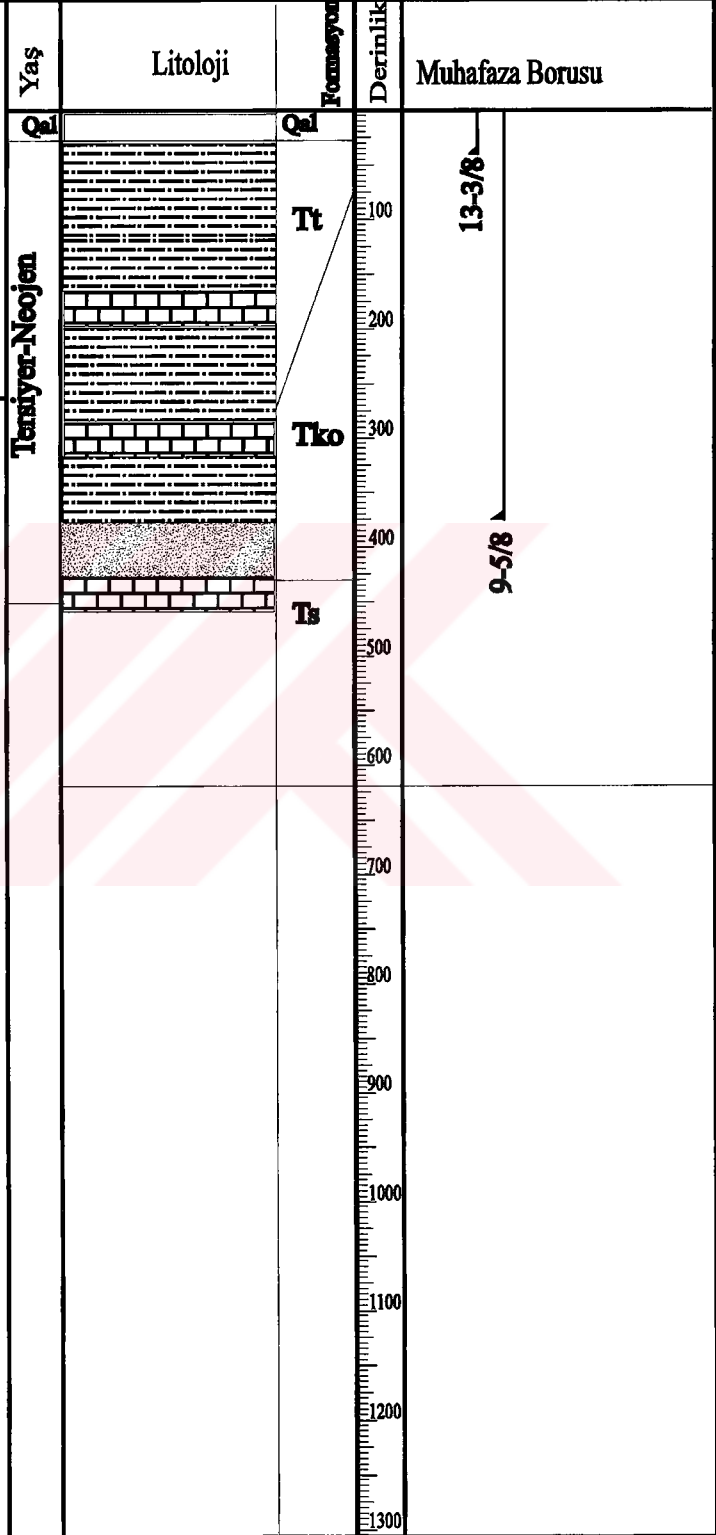
## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-1A  
 Bitiş Tarihi:15.02.1969  
 Max. Sıcaklık:198 °C  
 Derinlik:573  
 Koordinatlar:  
 X:202630  
 Y:61455  
 Z:196

### AÇIKLAMA

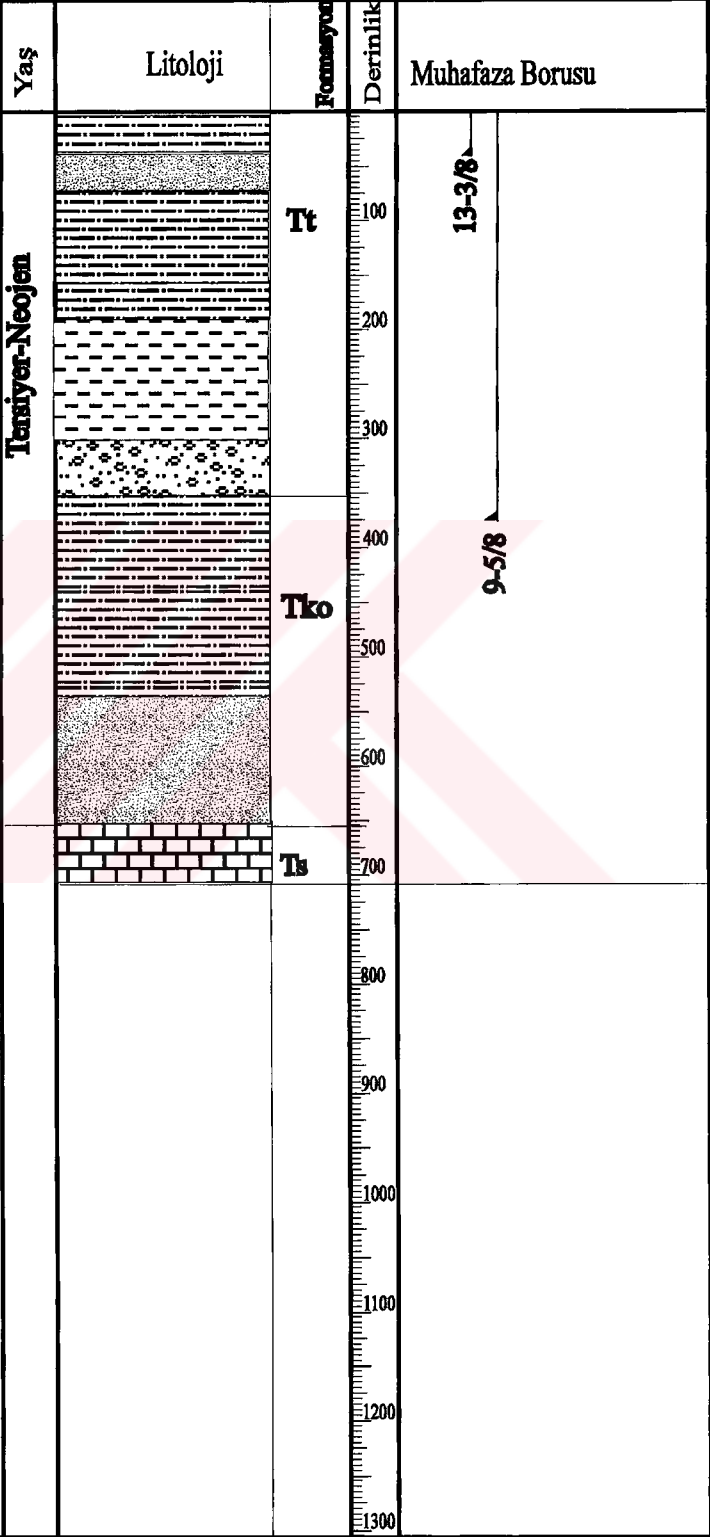
	Kil
	Silt
	Kum
	Konglomera
	Marn
	Kireçtaşı
	Mikaşist
	Mermer

(ENEL (1988)'den değiştirilerek)











## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-2  
 Bitiş Tarihi:16.09.1969  
 Max. Sıcaklık:175°C  
 Derinlik:706.5 m.  
 Koordinatlar:  
 X:202410  
 Y:60845  
 Z:152











### AÇIKLAMA

-  Kil
-  Silt
-  Kum
-  Konglomera
-  Marn
-  Kireçtaşı
-  Mikaşist
-  Mermer

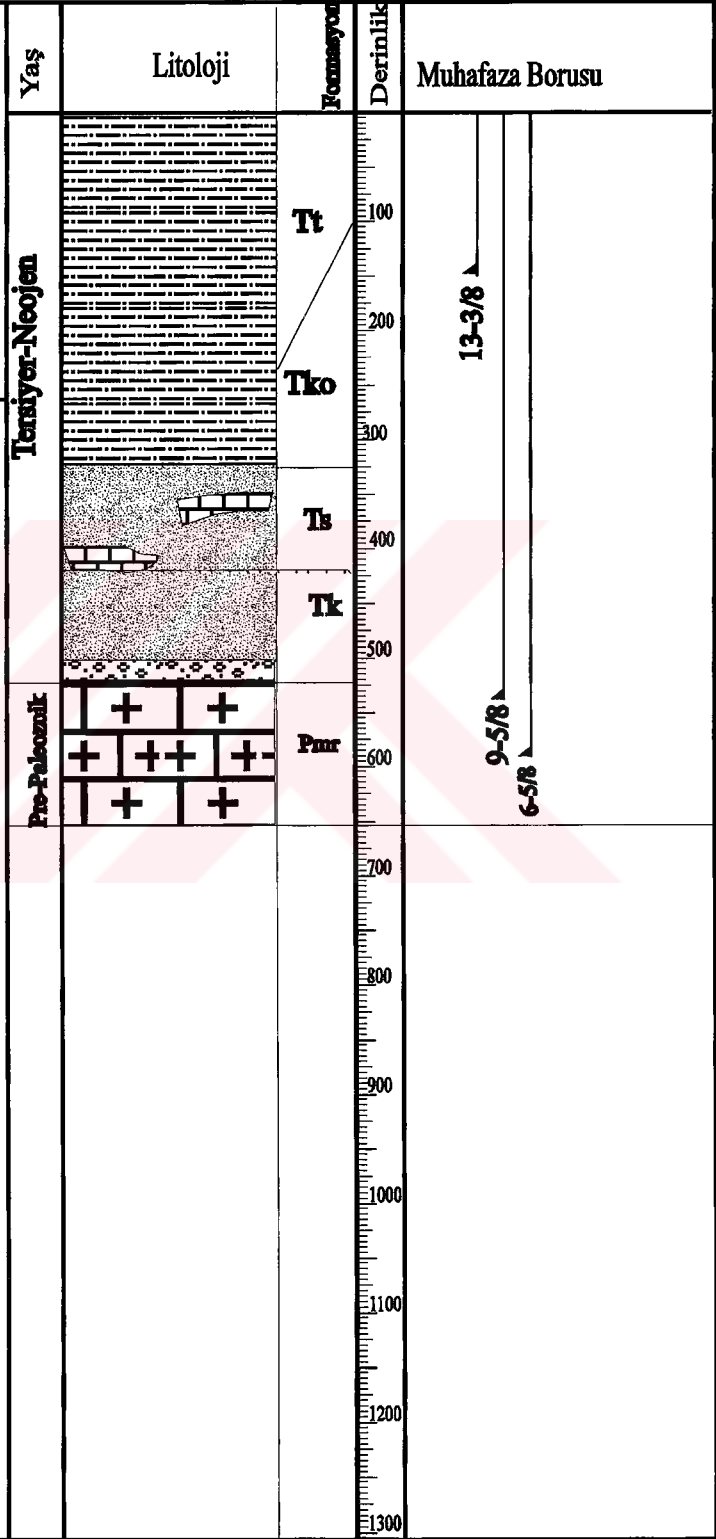
## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-7  
 Bitiş Tarihi:06.07.1970  
 Max. Sıcaklık:205°C  
 Derinlik:645 m.  
 Koordinatlar:  
 X:203033  
 Y:61795  
 Z:217

### AÇIKLAMA

-  Kil
-  Silt
-  Kum
-  Konglomera
-  Marn
-  Kireçtaşı
-  Mikaşist
-  Mermer

(ENEL (1988)'den değiştirilerek)



# KUYU LOGU

Kuyu No:KD-8  
Bitiş Tarihi:06.05.1970  
Max. Sıcaklık:180°C  
Derinlik:576.5 m.  
Koordinatlar:  
X:202912  
Y:62339  
Z:210

## AÇIKLAMA



Kil



Silt



Kum



Konglomera



Marn



Kireçtaşı



Mika şist



Mermer



Kuvarsit



Milonit

Yaş

Litoloji

Formasyon

Derinlik

Muhafaza Borusu

Tersiyer-Neojen



Tko

Tk



13-3/8"









9-5/8"

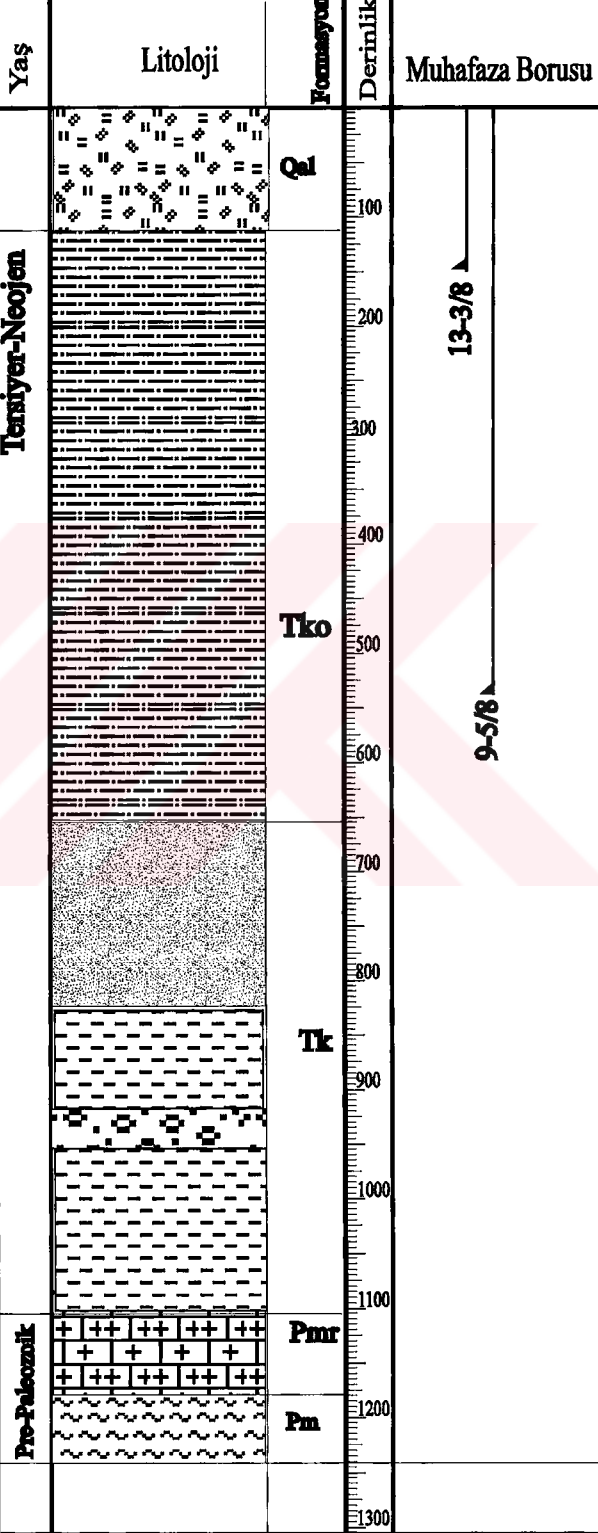


## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-9  
 Bitiş Tarihi:01.02.1970  
 Max. Sıcaklık:170°C  
 Derinlik:1241 m.  
 Koordinatlar:  
 X:202069  
 Y:61731  
 Z:156

### AÇIKLAMA

-  Kil
-  Silt
-  Kum
-  Konglomera
-  Marn
-  Kireçtaşı
-  Mikaşist
-  Mermer











(ENEL (1988)'den değiştirilerek)

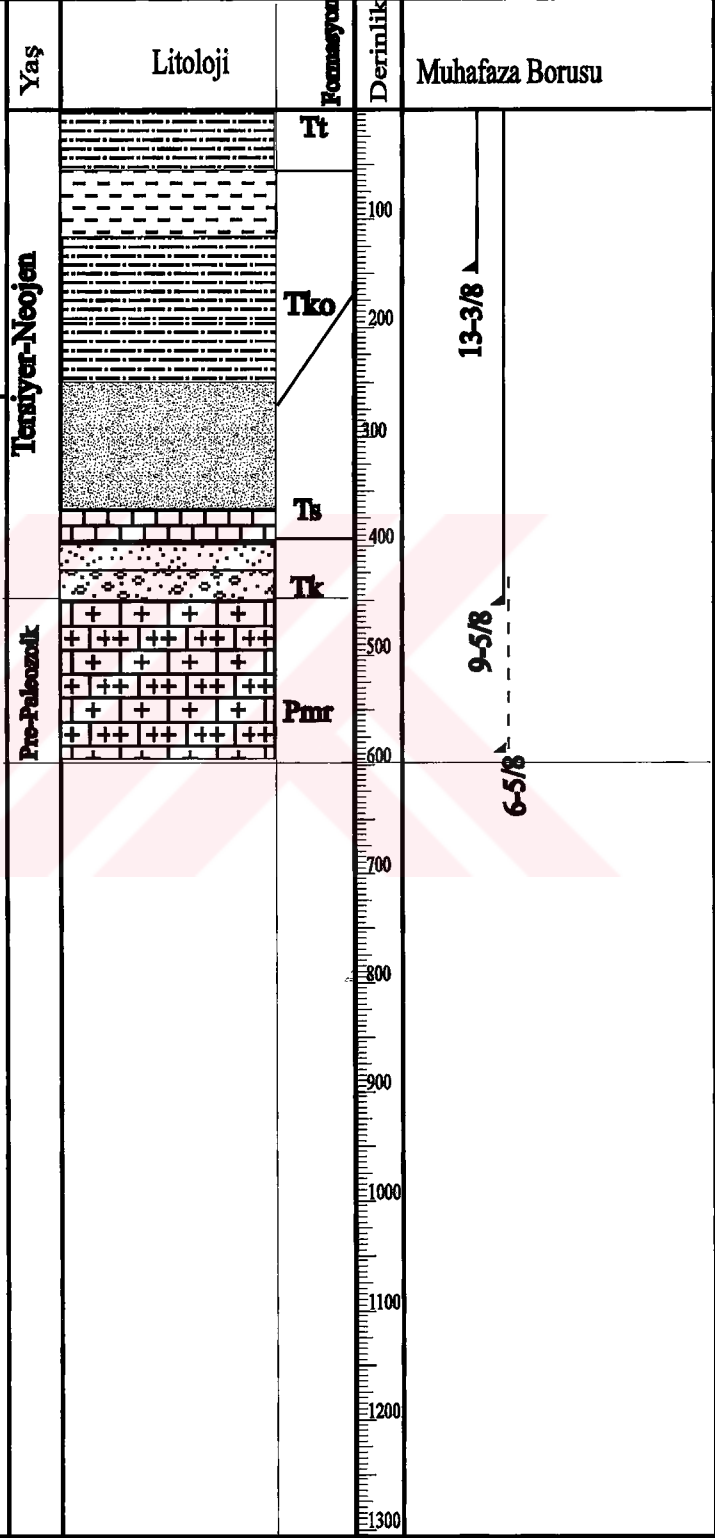
## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-14  
 Bitiş Tarihi:02.11.1970  
 Max. Sıcaklık:197°C  
 Derinlik:597 m.  
 Koordinatlar:  
 X:203029  
 Y:62020  
 Z:197

### AÇIKLAMA

-  Kil
-  Silt
-  Kum
-  Konglomera
-  Marn
-  Kireçtaşı
-  Mikaşist
-  Mermer






(ENEL (1988)'den değiştirilerek)



## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-15  
 Bitiş Tarihi:09.05.1971  
 Max. Sıcaklık:211°C  
 Derinlik:510 m.  
 Koordinatlar:  
     X:203190  
     Y:62195  
     Z:211

### AÇIKLAMA









	Kil
	Silt
	Kum
	Konglomera
	Marn
	Kireçtaşı
	Mika şist
	Mermer
	Kuvarsit
	Milonit

Yaş	Litoloji	Konsanasyon	Derinlik	Muhafaza Borusu	
Tensiyen-Neojen	Qal		0	13-3/8 7	
	Tt		100		
	Tko		150		
	Ts		200		
	Tk		300		
	Pmr	+	400		
	Pm	+	450		
	Pmr	+	500		
	Pre-Paleozoik				600
					700
			800		
			900		
			1000		
			1100		
			1200		
			1300		

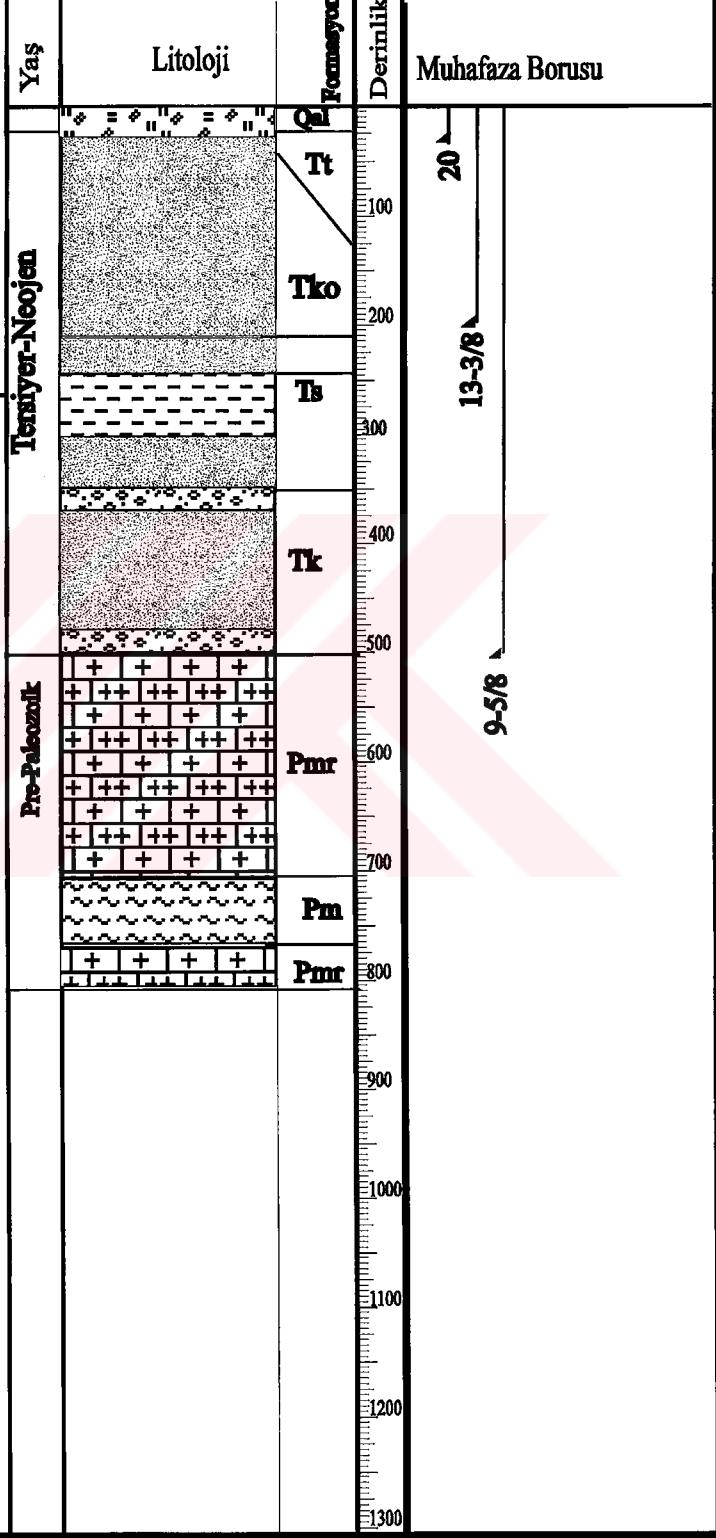
## KUYU LOGU

Kuyu No:KD-16  
 Bitiş Tarihi:09.06.1973  
 Max. Sıcaklık:211°C  
 Derinlik:650 m.  
 Koordinatlar:  
 X:203046  
 Y:62135  
 Z:197

### AÇIKLAMA

-  Kil
-  Silt
-  Kum
-  Konglomera
-  Marn
-  Kireçtaşı
-  Mikaşist
-  Mermer

(ENEL (1988)'den değiştirilerek)



---

EK-2

STATİK SICAKLIK LOGLARI

---

**Kuyu No: KD6**

**Koordinatlar**

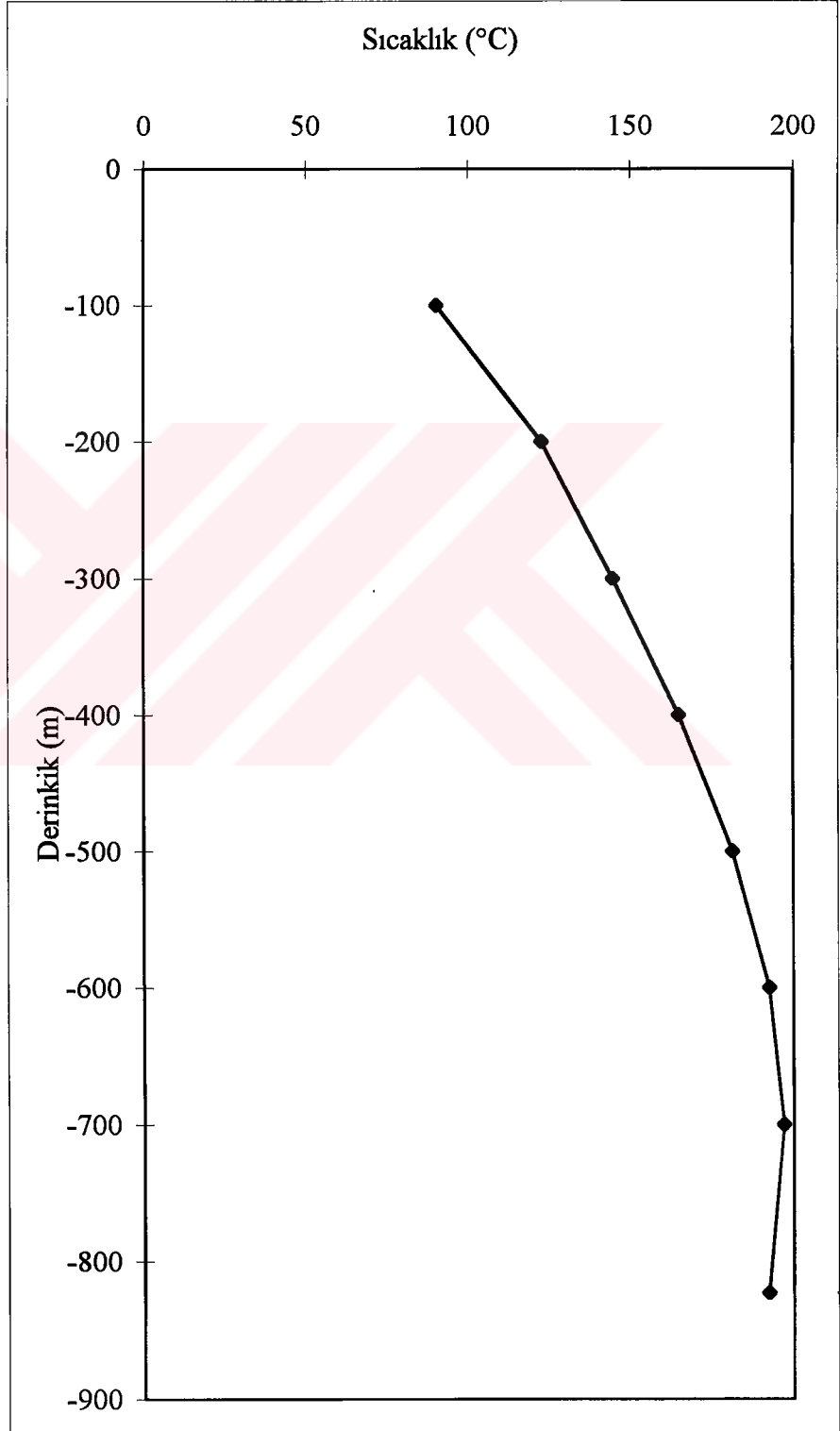
**X** 202610

**Y** 61939

**Z** 184.01

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	
100	90.55
200	123.03
300	144.98
400	164.94
500	181.17
600	192.5
700	197.03
823	192.4



**Kuyu No: KD7**

**Koordinatlar**

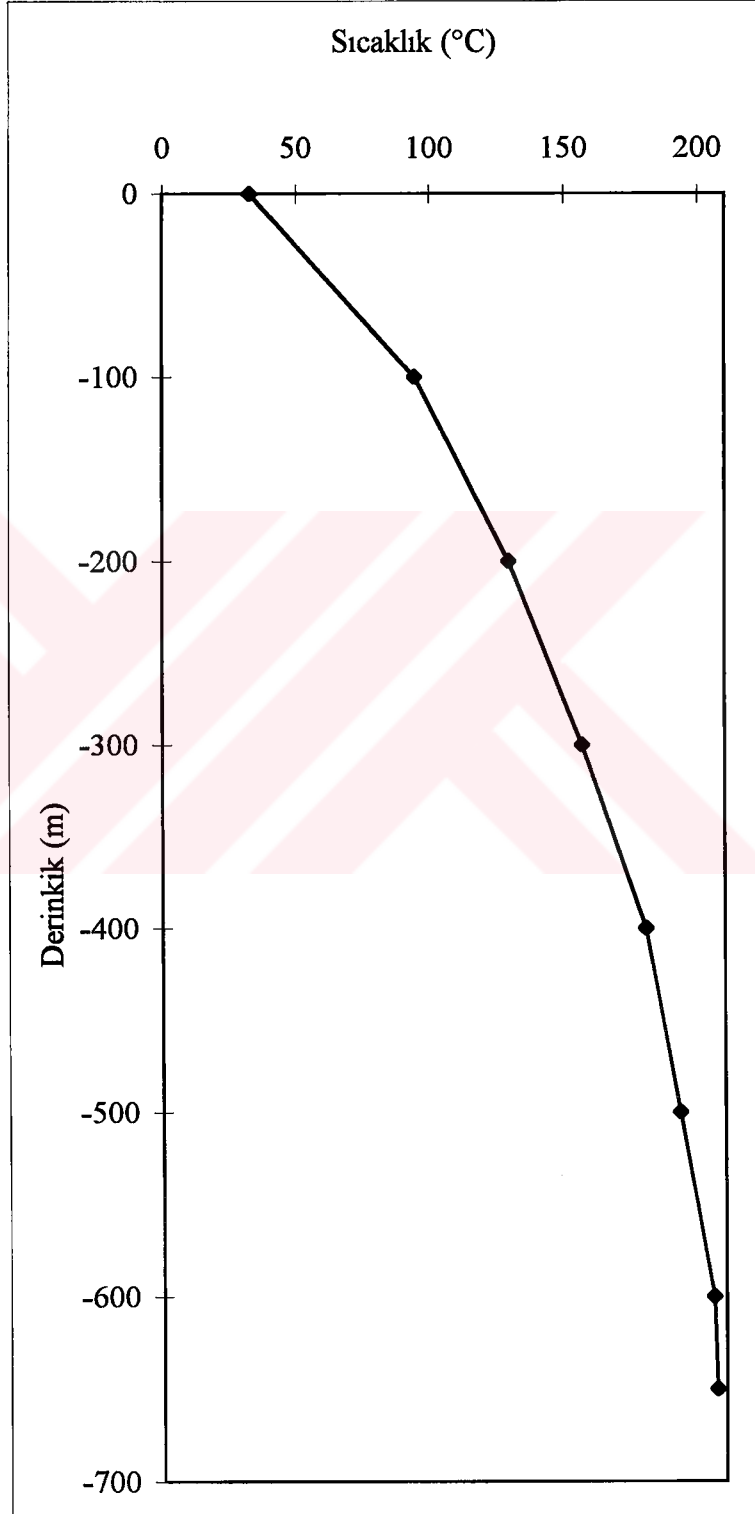
**X** 203033.00

**Y** 61795.00

**Z** 203.15

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0.00	32.86
100.00	94.70
200.00	129.87
300.00	157.06
400.00	180.73
500.00	193.22
600.00	205.40
650.00	206.68





**Kuyu No: KD13**

**Koordinatlar**

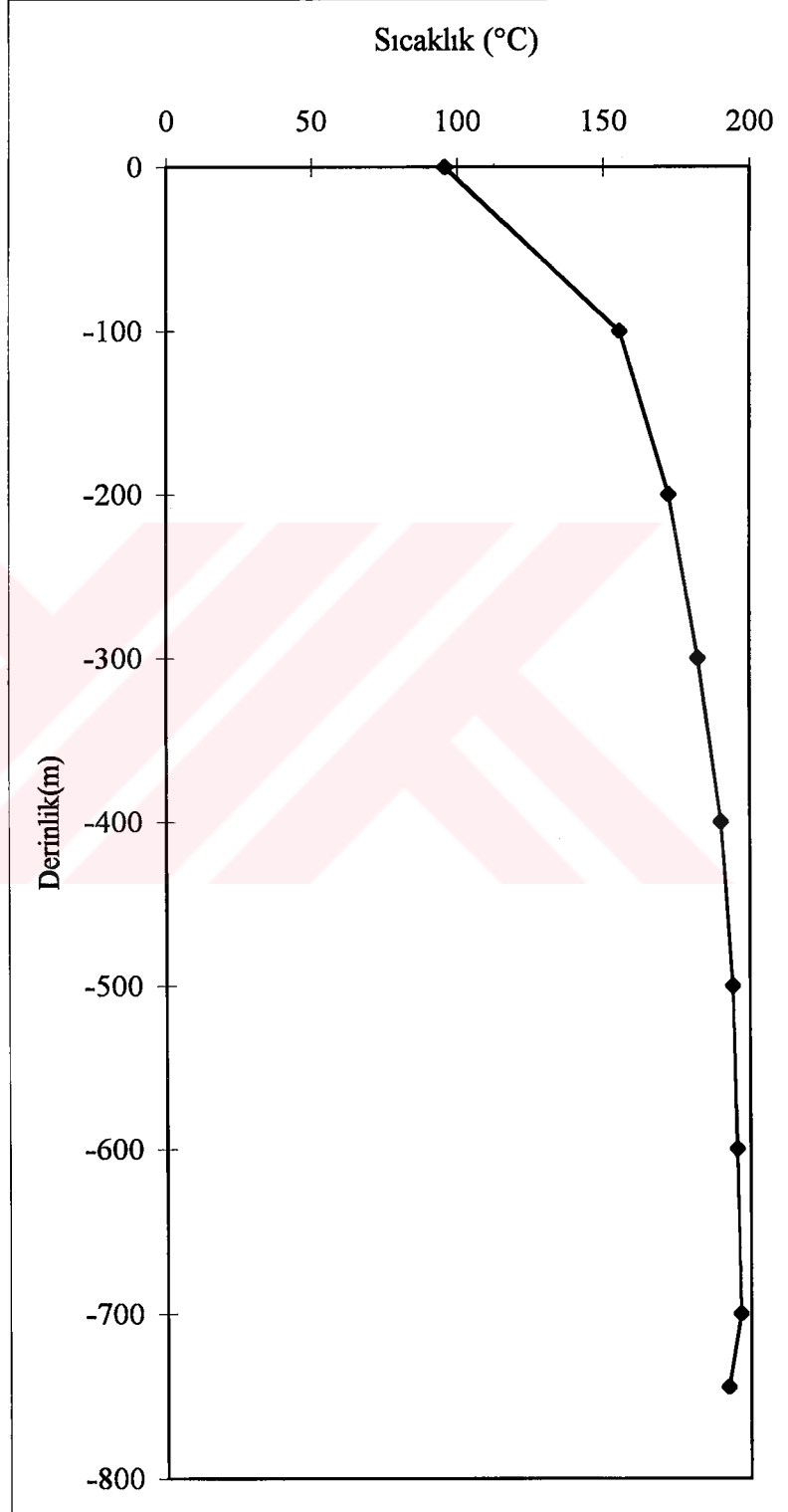
**X** 202829

**Y** 61901

**Z** 189

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	96
100	156
200	172
300	182
400	190
500	194
600	195
700	197
745	192



**Kuyu No: KD14**

**Koordinatlar**

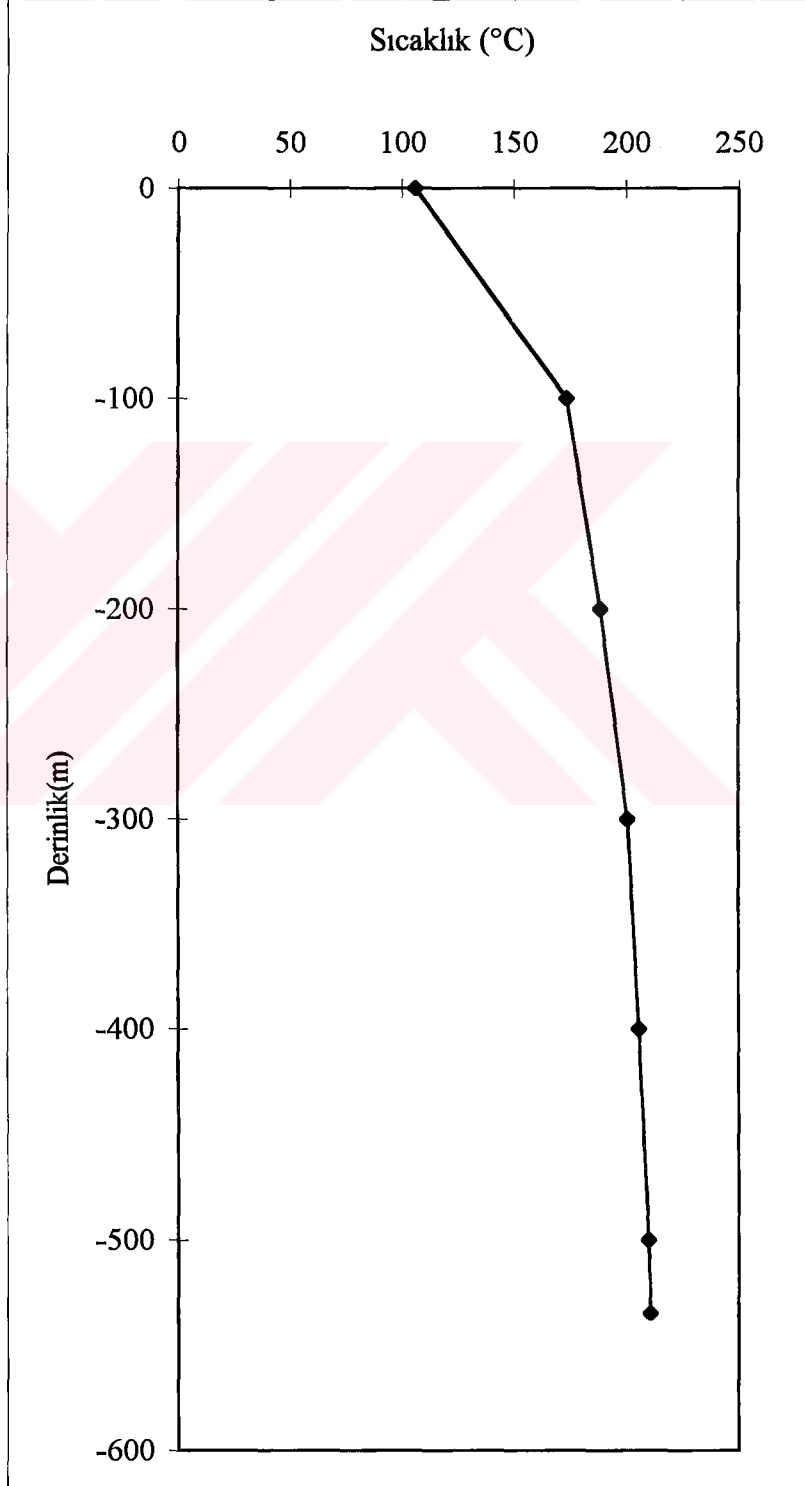
**X** 203029

**Y** 62020

**Z** 197

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	106
100	174
200	189
300	201
400	206
500	210
535	211



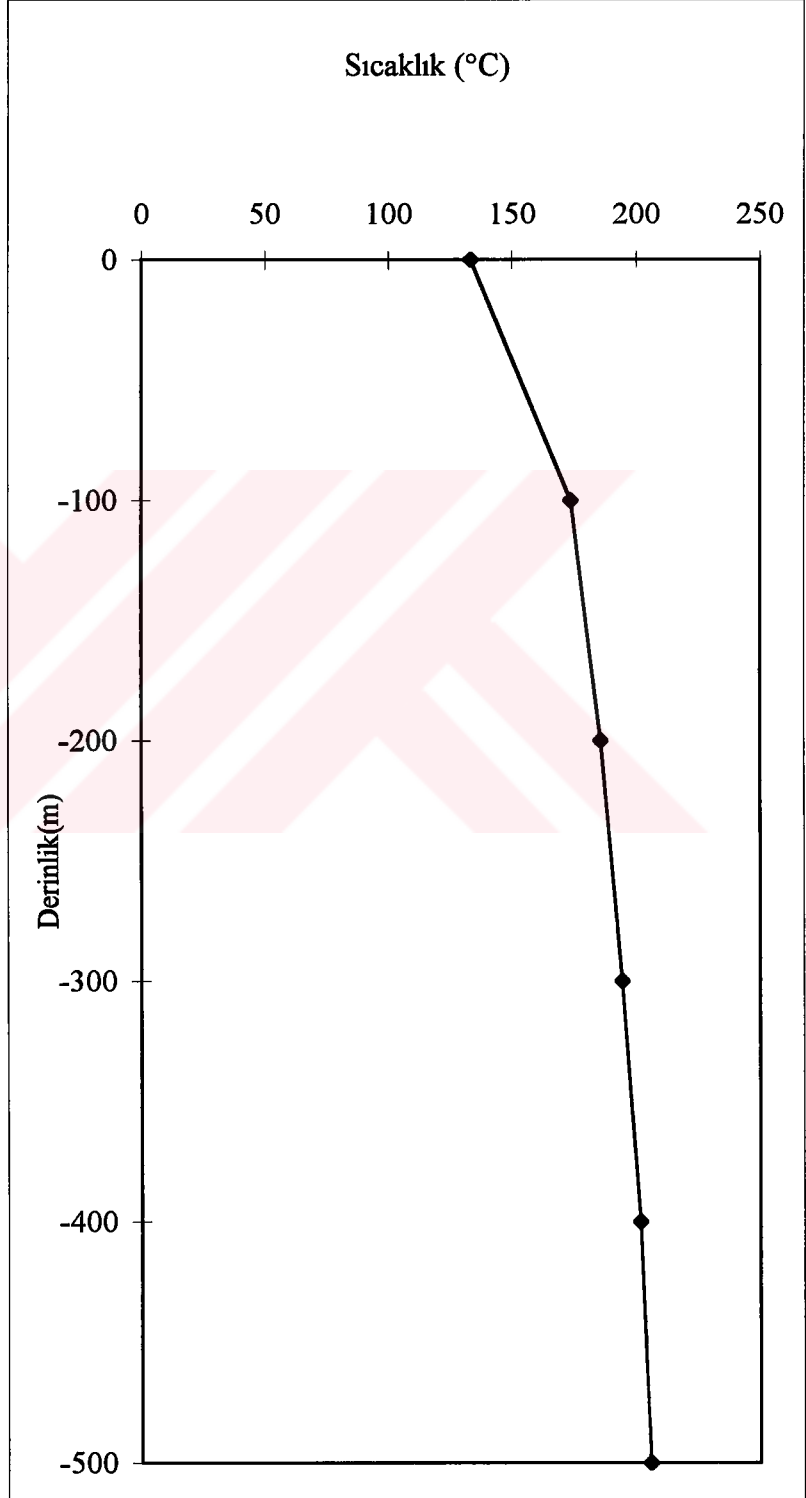
**Kuyu No: KD15**

**Koordinatlar**

**X** 203190  
**Y** 62195  
**Z** 211

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0 133  
100 174  
200 186  
300 194  
400 202  
500 206



**Kuyu No: KD16**

**Koordinatlar**

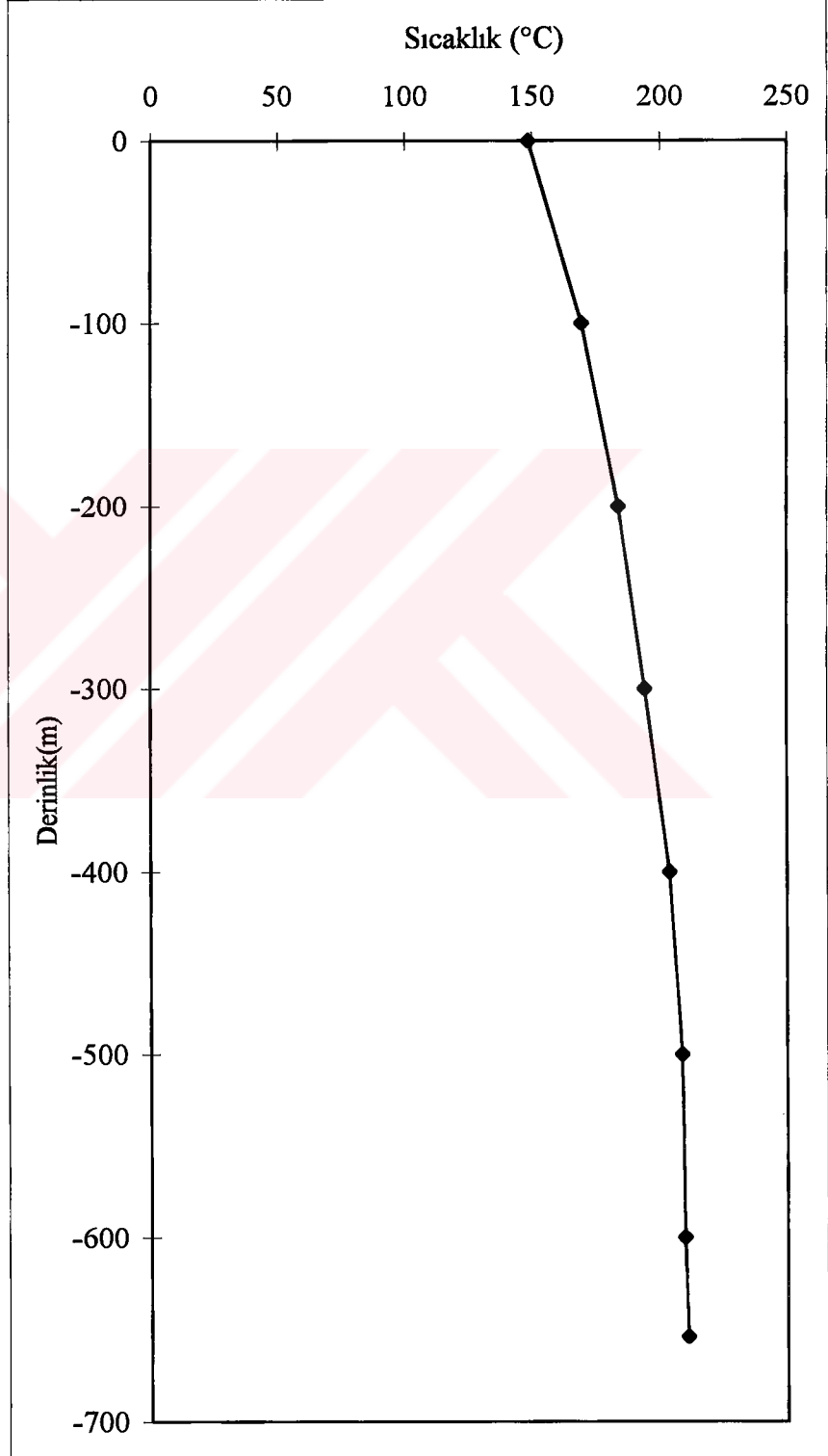
**X** 203046

**Y** 62135

**Z** 201

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	149
100	170
200	184
300	194
400	204
500	209
600	210
654	211



**Kuyu No: KD20**

**Koordinatlar**

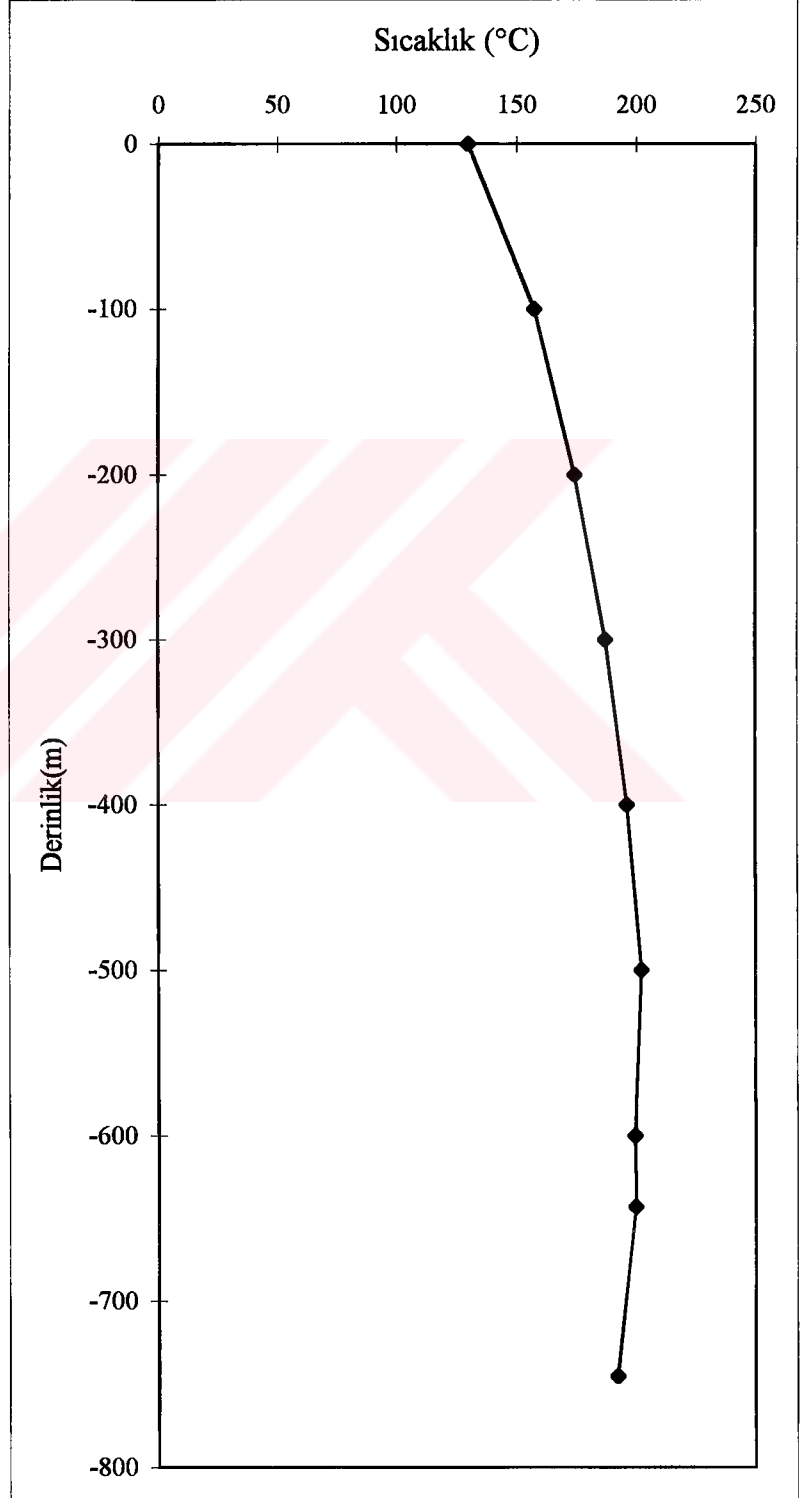
**X** 202984

**Y** 61906

**Z** 194

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	130
100	158
200	174
300	187
400	196
500	202
600	200
643	200
745	192



**Kuyu No: KD21**

**Koordinatlar**

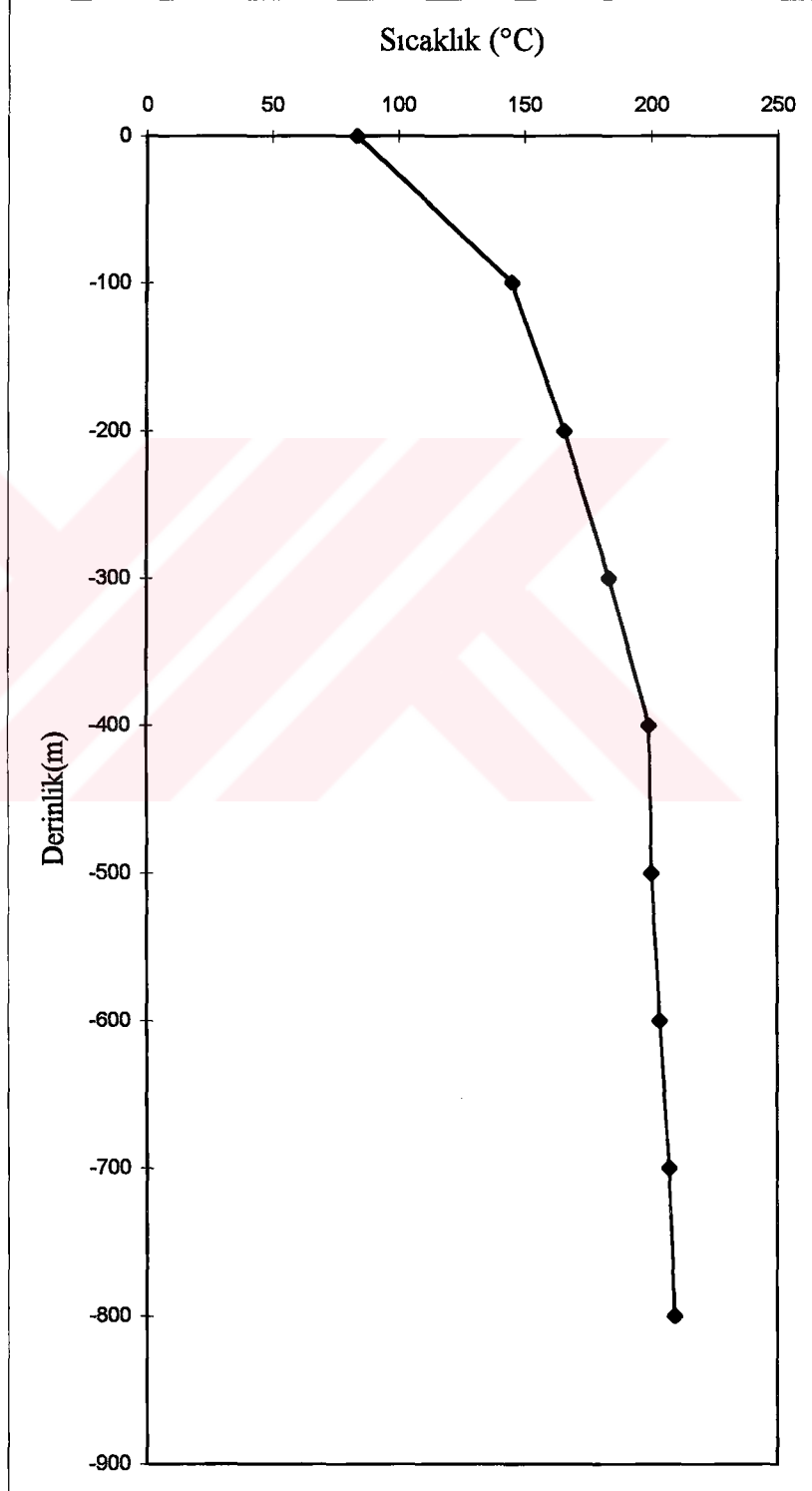
**X** 202916

**Y** 62211

**Z** 204

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	84
100	145
200	166
300	184
400	200
500	200
600	204
700	207
800	210
861	209



**Kuyu No: KD22**

**Koordinatlar**

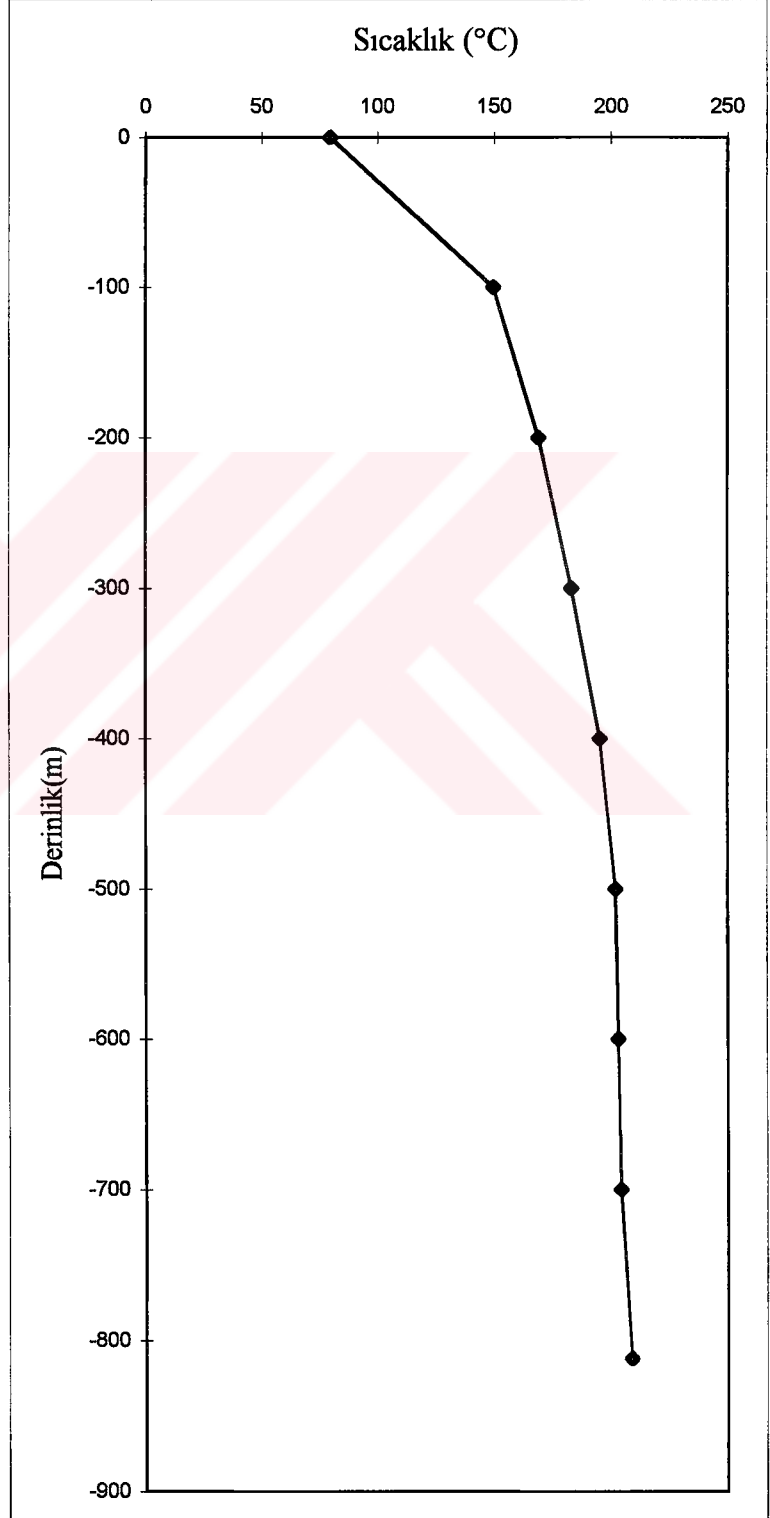
**X** 202931

**Y** 62011

**Z** 193

**Derinlik (m) Sıcaklık(°C)**

0	80
100	150
200	169
300	183
400	195
500	202
600	203
700	204
812	209



---

EK-3

**BASINÇ YÜKSELİM TESTLERİ**

---

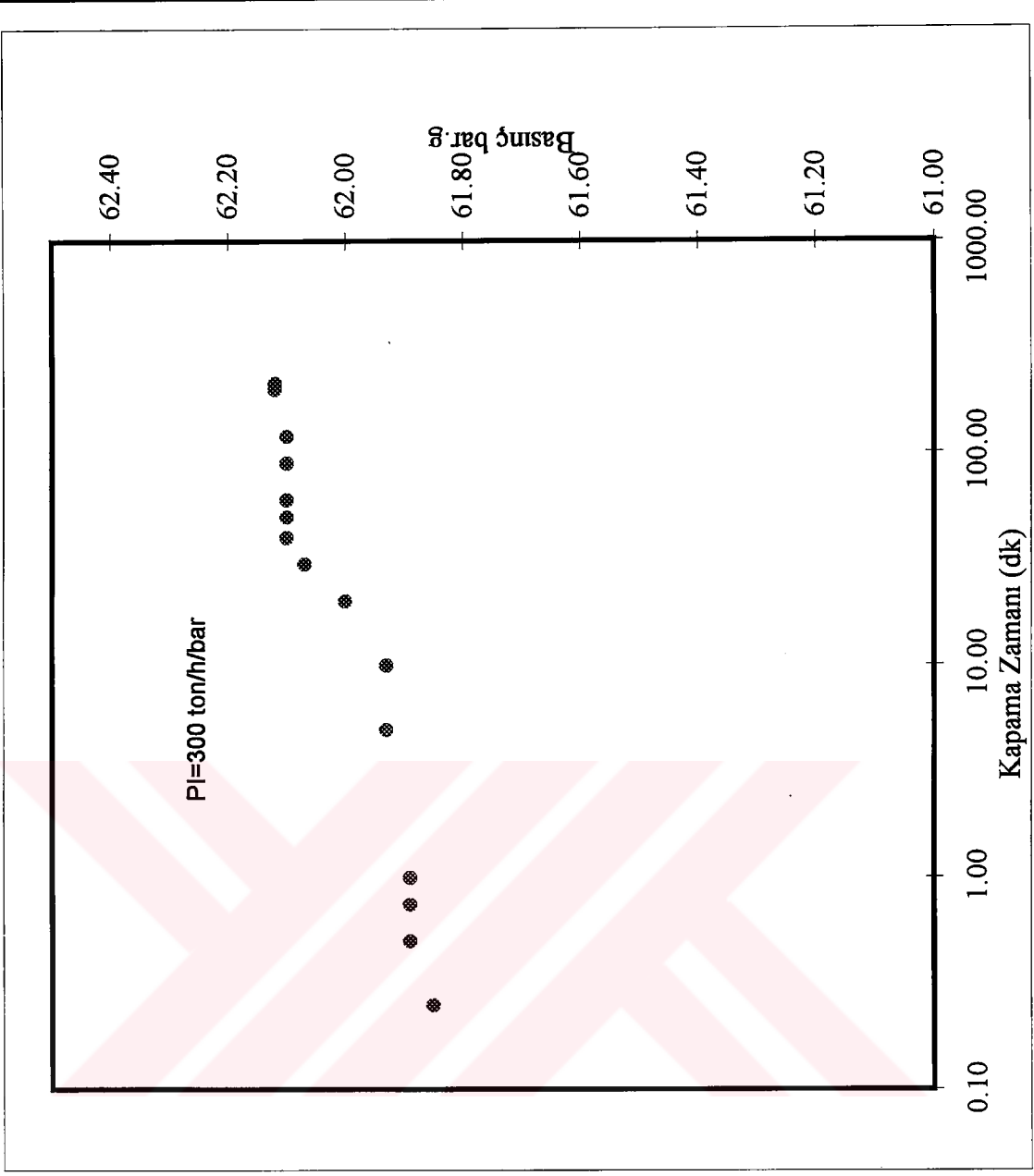


**Kuyu No: KD-6**

**Test Derinliği 700 m.**

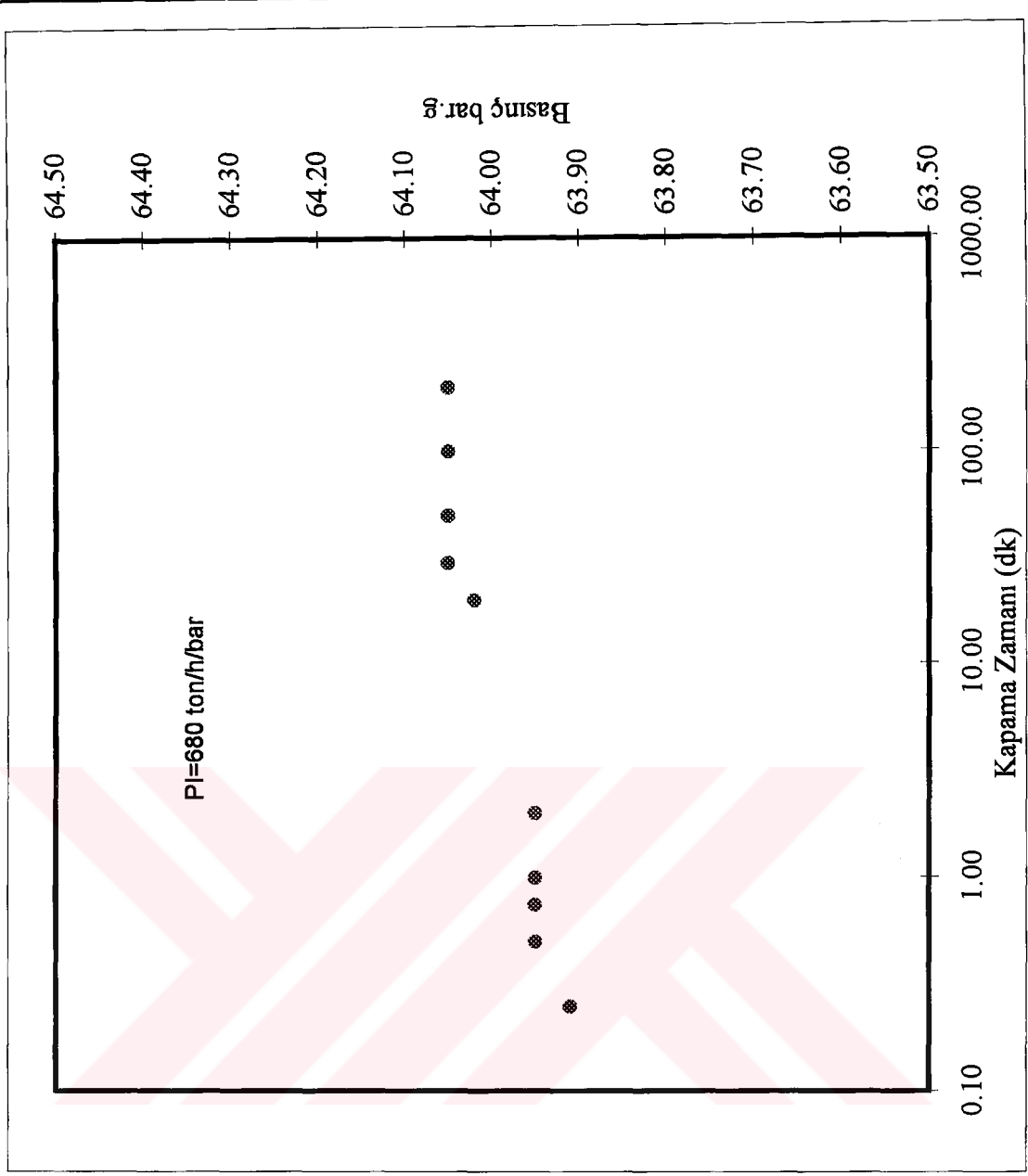
**Q=95 t/h**

<b>Kapama Zamani (dk)</b>	<b>Basınç (Bar.g)</b>
0.00	61.80
0.25	61.85
0.50	61.89
0.75	61.89
1.00	61.89
5.00	61.93
10.00	61.93
20.00	62.00
30.00	62.07
40.00	62.10
50.00	62.10
60.00	62.10
90.00	62.10
120.00	62.10
200.00	62.12
215.00	62.12



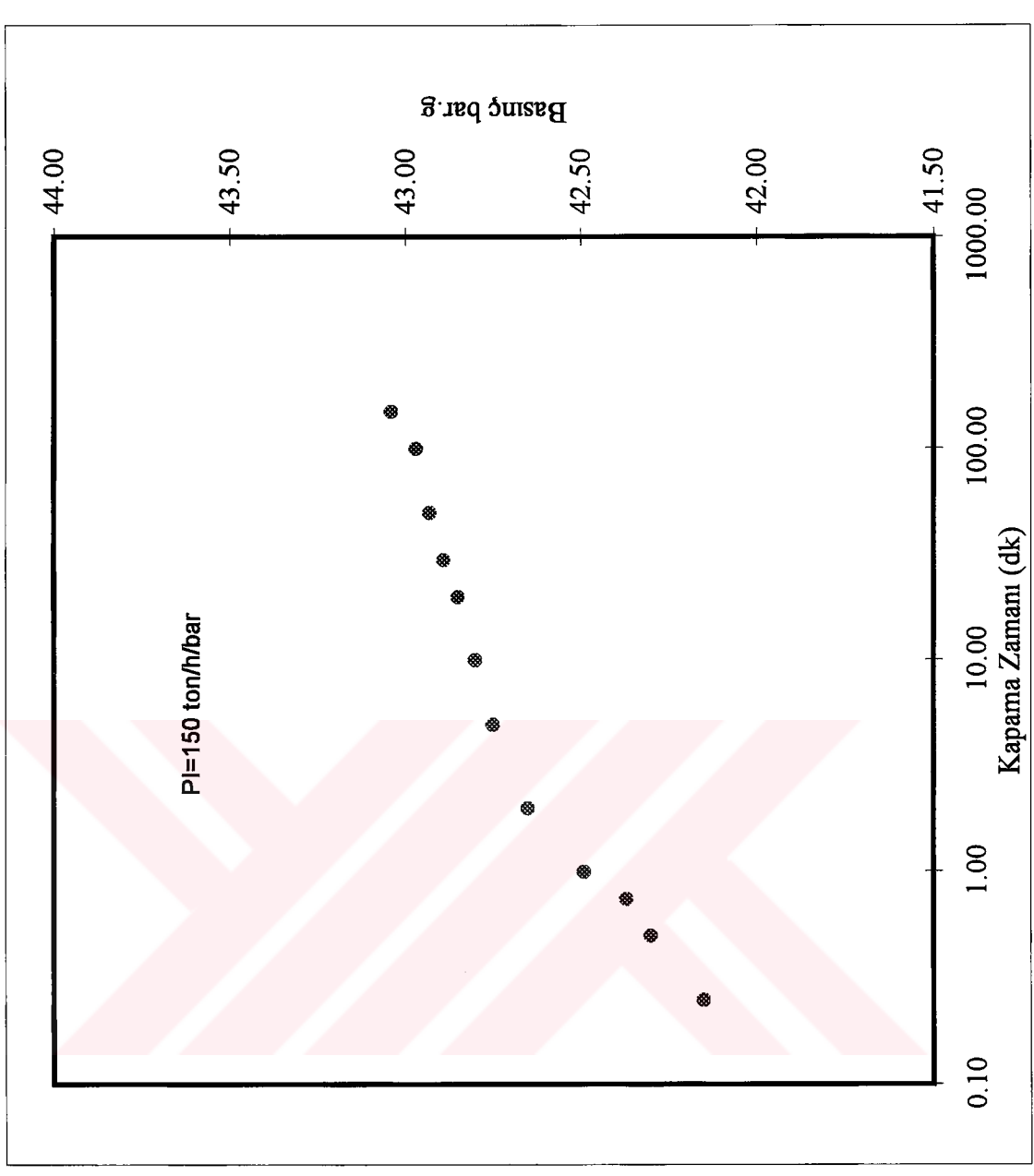
Kuyu No: KD-13  
Test Derinliği 725 m.  
Q=171 t/h

Kapama Zamanı (dk)	Basınç (Bar.g)
0.00	63.80
0.25	63.91
0.50	63.95
0.75	63.95
1.00	63.95
2.00	63.95
20.00	64.02
30.00	64.05
50.00	64.05
100.00	64.05
200.00	64.05



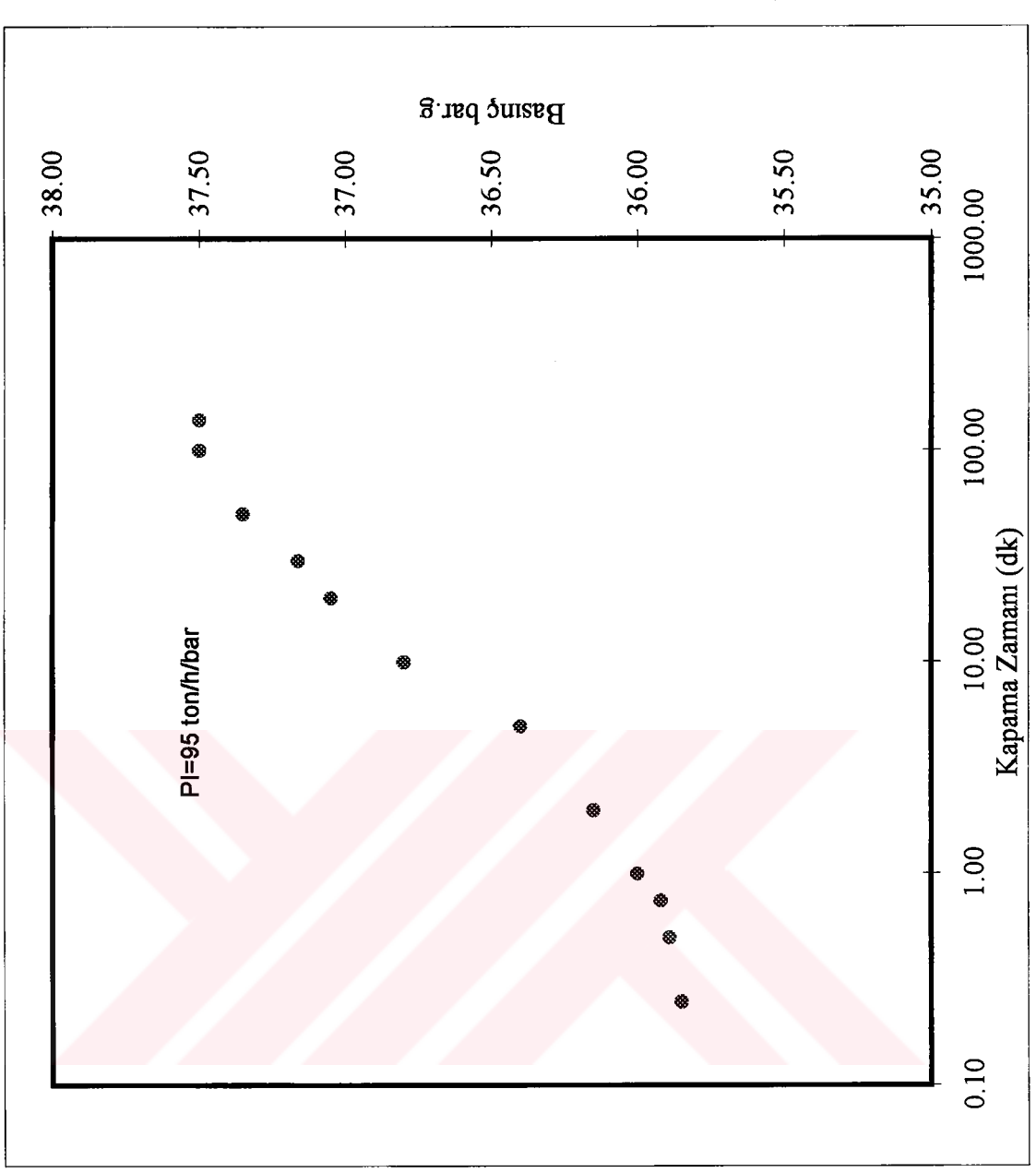
**Kuyu No: KD-14**  
**Test Derinliği 500 m.**  
**Q=180 t/h**

<b>Kapama Zamanı (dk)</b>	<b>Basınç (Bar.g)</b>
0.00	42.00
0.25	42.15
0.50	42.30
0.75	42.37
1.00	42.49
2.00	42.65
5.00	42.75
10.00	42.80
20.00	42.85
30.00	42.89
50.00	42.93
100.00	42.97
150.00	43.04
200.00	43.10
230.00	43.15



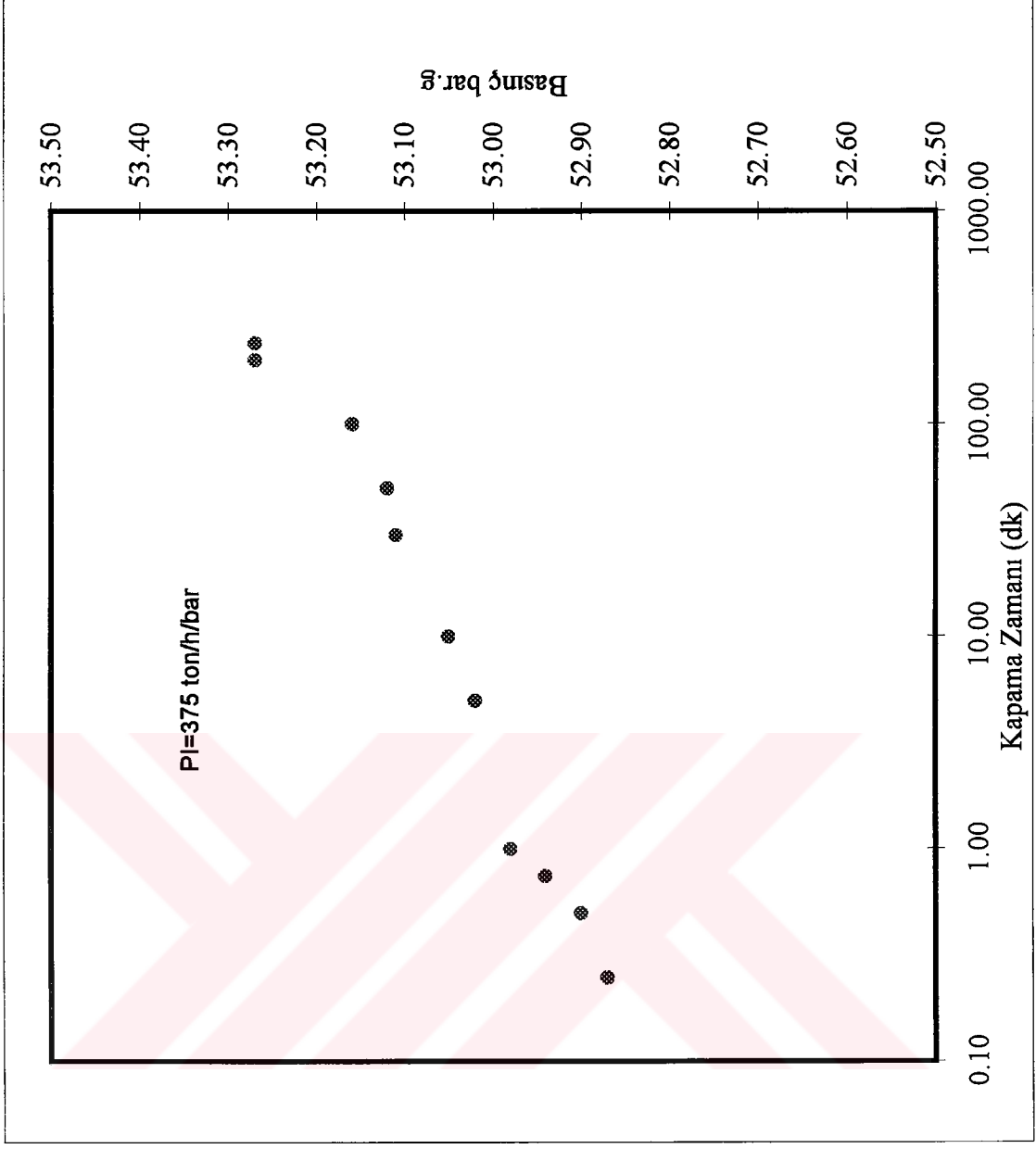
**Kuyu No: KD-15**  
**Test Derinliği 500 m.**  
**Q=180 t/h**

<b>Kapama Zamanı (dk)</b>	<b>Basınç (Bar.g)</b>
0.00	35.81
0.25	35.85
0.50	35.89
0.75	35.92
1.00	36.00
2.00	36.15
5.00	36.40
10.00	36.80
20.00	37.05
30.00	37.16
50.00	37.35
100.00	37.50
140.00	37.50



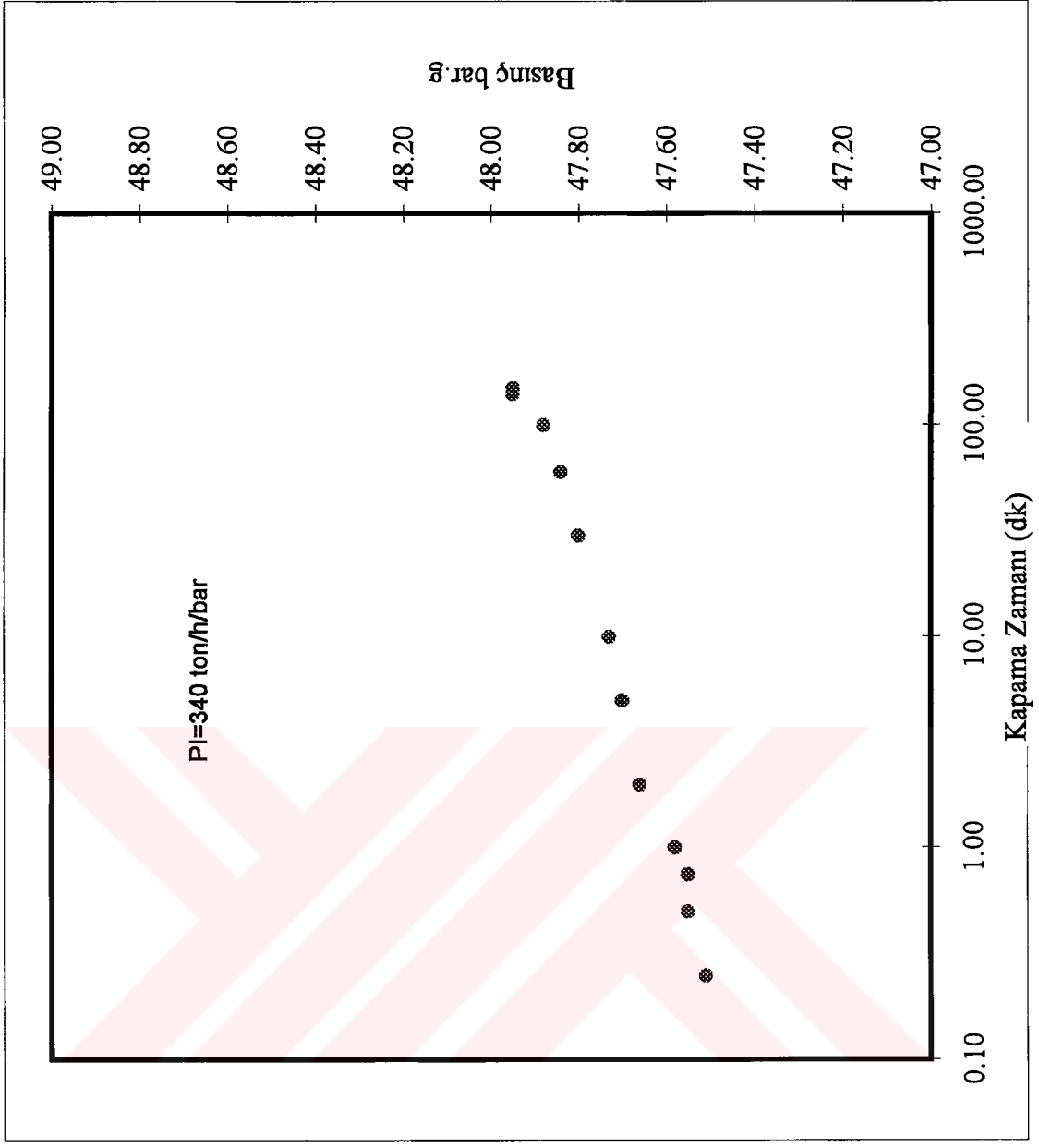
**Kuyu No: KD-16**  
**Test Derinliği 625 m.**  
**Q=176 t/h**

<b>Kapama Zamanı (dk)</b>	<b>Basınç (Bar.g)</b>
0.00	52.80
0.25	52.87
0.50	52.90
0.75	52.94
1.00	52.98
5.00	53.02
10.00	53.05
30.00	53.11
50.00	53.12
100.00	53.16
200.00	53.27
240.00	53.27



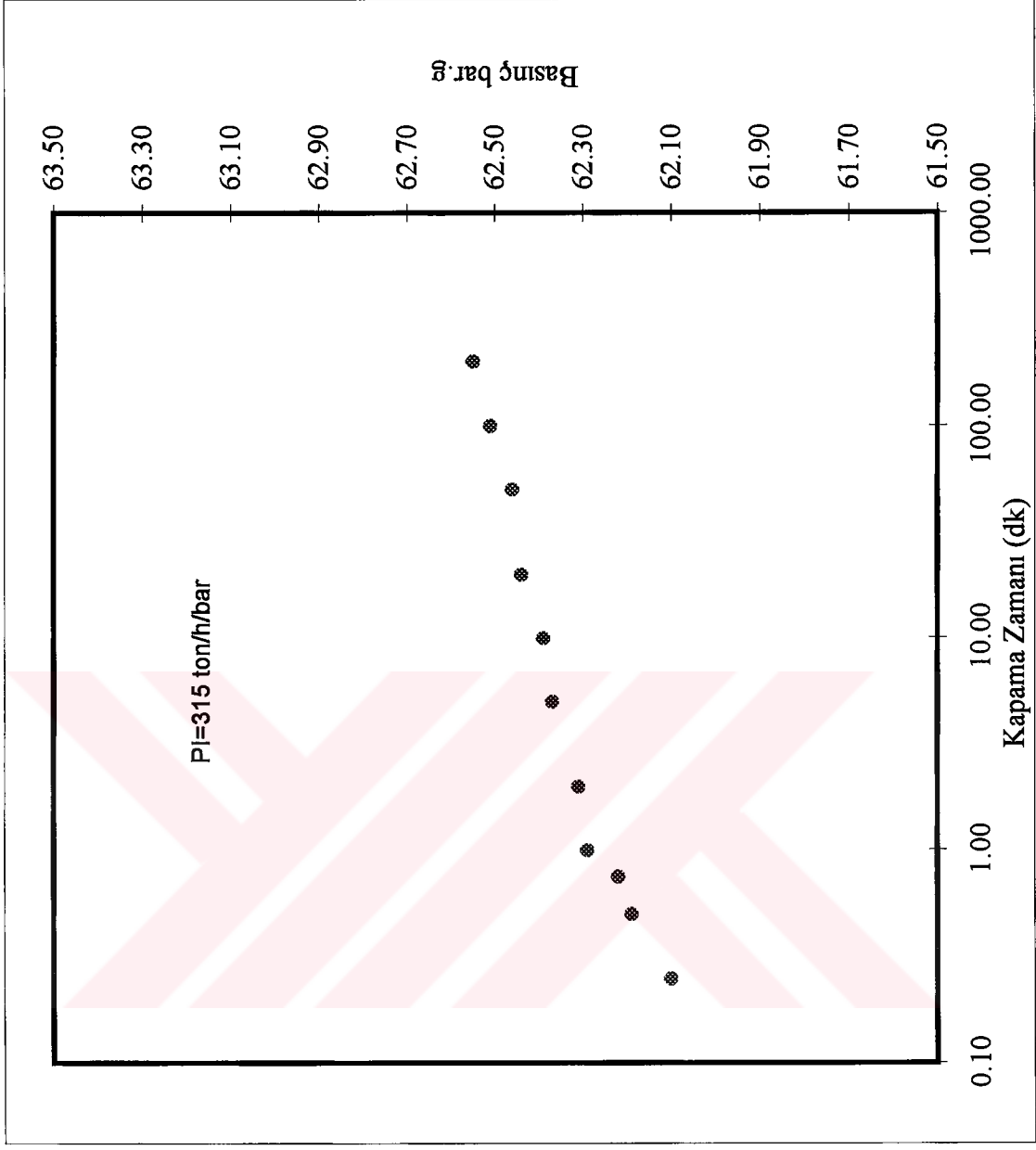
Kuyu No: KD-20  
Test Derinliği 550 m.  
Q=175 t/h

Kapama Zamanı (dk)	Basınç (Bar.g)
0.00	47.44
0.25	47.51
0.50	47.55
0.75	47.55
1.00	47.58
2.00	47.66
5.00	47.70
10.00	47.73
30.00	47.80
60.00	47.84
100.00	47.88
140.00	47.95
150.00	47.95



**Kuyu No: KD-21**  
**Test Derinliği 725 m.**  
**Q=195 t/h**

<b>Kapama Zamanı (dk)</b>	<b>Basınç (Bar.g)</b>
0.00	61.93
0.25	62.10
0.50	62.19
0.75	62.22
1.00	62.29
2.00	62.31
5.00	62.37
10.00	62.39
20.00	62.44
50.00	62.46
100.00	62.51
200.00	62.55



**Kuyu No: KD-22**  
**Test Derinliği 600 m.**  
**Q=175 t/h**

<b>Kapama Zamanı (dk)</b>	<b>Basınç (Bar.g)</b>
0.00	50.63
0.25	50.74
0.50	50.85
0.75	50.88
1.00	50.92
5.00	51.03
10.00	51.07
20.00	51.10
50.00	51.14
100.00	51.18
200.00	51.22
240.00	51.22

