

**KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARININ TEKNİK VE EKONOMİK
DEĞERLENDİRİLMESİ**

DOKTORA TEZİ
Y.Müh. Umran Serpen

TEZ YÜRÜTMEKÜÇERİNE VERİLMİŞ
DOKÜMANIN KAYIT NO: 100755

100755 100755

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 27 Aralık 1999

Tezin Savunulduğu Tarih : 3 Nisan 2000

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Argun GÜRKAN

Argun Gürkân

Diğer Jüri Üyeleri: Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN(İTÜ)

Abdurrahman Satman

Prof. Dr. Ender OKANDAN(ODTÜ)

Ender Okandan

Prof. Dr. Metin İLKİŞİK(İÜ)

Metin İlkışık

Prof. Dr. Mustafa Onur(İTÜ)

M. Onur

NİSAN 2000

ÖNSÖZ

Doktora tezimi aldığımda üzerinde çalışmayı düşündüğüm konu, petrol mühendisliğinde varolan ve yaygın bir şekilde kullanılan, özellikle yatırım yapmak isteyen kurum ve kişilere yol gösterici rol oynayan, petrol arama risk analizi simülatörünün görevini jeotermal endüstrisi için üstlenecek bir jeotermal enerji kaynağı arama risk analizi simülatörü geliştirilmesiydi. Petrol ve jeotermal kaynak arama ve geliştirme yöntemleri bu kaynakların oluşumlarının farklı jeolojik süreçlerden gelmeleri sebebiyle farklı olmasına rağmen, mühendislik açısından bazı benzerlikler de taşımaktadır. Bu iki doğal kaynaktan önce gelişen petrol mühendisliği dünya ekonomisinde oynadığı önemli rol dolayısıyla, bilimsel ve teknolojik açıdan oldukça büyük mesafeler katetmiş ve daha sonraları mühendislik açısından bazı benzerlikleri olan jeotermal enerjinin gelişmesine öncülük edecek katkılarda bulunmuştur. Yukarıda adıgeçen jeotermal enerji kaynağı risk analizi simülatörü geliştirmekteki amaç, petrol mühendisliğinden bir başka "know how" transferi yapıp, uzun zamandır hizmet verdiğim jeotermal enerji endüstrisinde varolduğunu gözlemlediğim bir boşluğu doldurarak, ona yalnız ülkemizde değil dünya ölçeğinde katkıda bulunmaktır.

Böyle geniş bir kapsamı olan ve ekonomik sonuçlar ortaya koyan bir simülatörün sınanabilmesi için ülkemizde 60'lı yıllardan beri üzerinde çalışılan kendimin de bir müddet hizmet edip tanıdığım Kızıldere jeotermal sahasının kullanılması planlandı. Bu bağlamda, simülatörde kullanmak üzere arama safhasının başındaki orijinal yerbilimi verilerine gereksinim olduğundan, bunların aranmasına başlandı. Bu aşamada ülkemizin tek gelişmiş ve elektrik enerjisi üreten ve ayrıca da bu ve diğer bazı nitelikleri dolayısıyla dünyada tanınmış bu kaynağın 60'lı ve 70'li yıllarda yapılmış çalışmaların sonucunda elde edilmiş, belli bir yerde toplanmış olması gereken bilgilerin bulunmadığı farkedildi. Bazı bilgilerin tanıdık bazı kimselerde bölük, pörçük bulunduğu ve bir kısmında bizimde katkımızın bulunduğu bazı yayınların yapıldığı bilinmekteydi. Dolayısıyla, bu çalışmanın bir başka amacı da, bunu gerçekleştirmek için başlangıçtan itibaren toplanan sağlıklı verilerle birlikte üretilen yeni sonuçları ilerki çalışmaları yapacak olanlara sunarak, ışık tutacak olmasıdır. Öte yandan, Türkiye'nin bu önemli ve çok özel kaynağının sorunları olduğunun ve bazı nedenlerle iyi işletilemediğinin de farkındaydık. Diğer taraftan, bu jeotermal kaynak üzerinde bir çok test ve işlem yapıldığını ve elimize geçen bazı verilerin değerlendirilmeyip ve yorumlanmadığının da farkındaydık. Gerekli bilgileri çeşitli kaynaklardan toparlayabilecek ve formasyon değerlendirme, kuyu testleri, rezervuar mühendisliği, yerbilimi, sondaj, kuyu tamamlama ve ekonomi gibi çeşitli disiplinlerde dünyada çalıştığımız projeler sırasında edindiğimiz bilgi ve deneyimler dolayısıyla tüm verilerin sentezini yapabilecek kapasiteye sahip olduğuma inandığımdan ve ayrıca 70'li yılların başında yaptığım çalışmalar sırasında başlangıçtan itibaren olan gelişimini iyi tanıdığımdan, doktora konusu bu önemli ulusal kaynağımızı değerlendirmek üzere değiştirilerek, diğer konunun bir kısmıyla birlikte ele almayı tercih ettim. Öte yandan, geçen zaman içinde ortaya çıkan teknik

bakımdan gelişmiş ticari simülörler de yapılması düşünölen simölasyon işlemlerini büyük ölçüde kolaylaştırmıştı. Bu simölasyonların bir kısmı bu çalışma çerçevesinde uygulanmakla beraber, tümü daha sonraki çalışmalarda uygulanacaktır. Ayrıca, yukarıda bahsedilen disiplinlerde üretilen bilgiler yanında, İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. laboratuvarlarında yapılan deneysel araştırmalarla da bu çalışmaya bilimsel katkıda bulunulmuştur.

Bu çalışma süresince bize ellerindeki verileri sağlamakta kolaylık gösteren MTA ve TEAř gibi kurumların ve yetkililerinin yanında, doktora danışmanlık sorumluluğunu kabul ederek yardımcı olan Prof. Dr. Argun Gürkan'a, kendisiyle birlikte bu konuda yaptığımız çalışmalardaki katkılarının yanında yine bu konuda ilgi alanı olsun olmasın büyük bir sabırla benimle tartışan ve yaptığım çalışmaları büyük bir titizlik ve sabırla inceleyip, irdeleyerek bu çalışmanın sonuca ulaşmasında en önemli katkıda bulunan ve yaptığım tüm çalışmaları destekleyen Prof. Dr. Abdurrahman Satman'a, çalışmalarına yaptığı önemli katkılar dolayısıyla Doç. Dr. Mustafa Onur'a, Yrd. Doç. Dr. Züleyha Uęur'a, Kızıldere konusunda kendisinin çalışmaları sırasında biriktirdiği bilgi ve verileri bana ačan dostum İbrahim Kasap'a, gönölsöz bir jeotermal enerji çalışanı iken beni dünya ölçeğine taşıyarak, bana bu konuda uzun yıllar uzman olarak çalışma yolunu ačan ve bu konuyu sevdiren dostum Dr. Edoardo Dominco'ya ve son olarak yaşamımın bu döneminde iş dışındaki zamanımın önemli bir kısmında böyle bir çalışmayla meşgul olmam dolayısıyla, aileme yeterli zaman ayıramamış olduğumu görmezden gelerek beni destekleyen eşime sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Ocak, 1999

Umran Serpen

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	ii
KISALTMALAR	vii
TABLO LİSTESİ	viii
ŞEKİL LİSTESİ	x
SEMBOL LİSTESİ	xiv
ÖZET	xvii
SUMMARY	xx
1. GİRİŞ	1
2. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARI SORUNLARI	4
2.1. Teknik Niteliği Olmayan Sorunlar	4
2.2. Teknik Sorunlar	7
2.3. Çalışmanın Amacı	8
3. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARI HAKKINDAKİ YERBİLİMİ BİLGİLERİ	10
3.1. Jeolojisi	10
3.1.1. Genel	10
3.1.2. Stratigrafisi	11
3.1.3. Yapısal jeolojisi	12
3.1.4. Hidrolojisi	14
3.2. Jeofiziği	17
3.2.1. Gravimetri Çalışmaları	17
3.2.2. Jeoelektrik Çalışmalar	17
3.2.3. Isı Akısı Çalışmaları	19
3.3. Jeokimyası	22
3.3.1. Kızıldere'deki Yüzey Termal Göstergelerin Tanımı	25
3.3.2. Kızıldere Sahasının Jeokimyası	25
4. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARI ÖZELLİKLERİNİN TANIMLANMASI	29
4.1. Kuyu Logları	29
4.2. Kuyu Testleri	37
4.2.1. Basınç Gradyenleri	39
4.2.2. Enjeksiyon Testleri	40

4.2.3. Basınç Yükselim ve Azalım Testleri	42
4.2.4. Girişim Testleri	43
4.2.5. Rezervuar Sınır Testleri	46
4.3. Basınç ve Sıcaklık Ölçmeleri	46
4.3.1. Sıcaklık Ölçmeleri	47
4.3.2. Basınç Ölçmeleri	56
4.4. Jeokimyasal Parametreler	64
4.5. Kızıldere Jeotermal Akışkanındaki Gazlar	70
4.6. Kızıldere Jeotermal Akışkanının Entalpisi	73
4.7. Kızıldere Jeotermal Akışkanının PVT Davranışları	74
4.8. Diğer Testler ve Çalışmalar	75
4.8.1. Çatlakların Fraktal Olarak Değerlendirilmesi	75
4.8.2. X-Ray Difraktometre ve Laboratuvar analizleri	77
5. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARININ DEĞERLENDİRİLMESİ	78
5.1. Kızıldere Jeotermal Sisteminin Taşıdığı Isı Enerjisi	78
5.1.1. Rezervuar Isısı	78
5.1.2. Kızıldere Jeotermal Sisteminden Isı Dışa Atımı	80
5.1.3. Kızıldere Jeotermal Sisteminin Isı Bilançosu	82
5.2. Kızıldere Jeotermal Rezervuarında Yerde Su Miktarı	84
5.2.1. Hacımsal Yöntem	84
5.2.2. Performans Analizi Yöntemleri	85
5.2.2.1. Azalım Eğrileri Yöntemi	87
5.2.2.2. Kütle Denge Yöntemi	90
5.2.2.3. Rezervuar Sınır Testi	90
5.2.3. Modelle Performans Analizi Yöntemi	91
5.3. Kızıldere Jeotermal Rezervuarında Beslenme	93
5.4. Kızıldere Rezervuarı Potansiyelinin Stokastik Yöntemle Tayini	98
5.5. Jeokimyanın Kızıldere Jeotermal Rezervuar Analizinde Kullanılması	103
5.6. Kızıldere Jeotermal Rezervuarının Üretim Performansı	107
5.7. Kızıldere Jeotermal Rezervuarının Potansiyeli	112
5.8. Kızıldere Jeotermal Sistem Modeli	119
6. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARINDA TEKRAR-BASMA	124
6.1. Tekrar-Basma	124
6.2. Kızıldere Rezervuarına Tekrar-Basma İşleminin Kimyası	128
6.2.1. Silika Çökmesi	128
6.2.2. Kalsit Çökmesi	131
6.3. Kızıldere Jeotermal Rezervuarında Tekrar-Basma Deneyleri	133
6.3.1. KD-1A Kuyusunda Yapılan Tekrar-Basma Deneyi	133
6.3.2. KD-7 Kuyusunda Yapılan Tekrar-basma Deneyi	136
6.4. Kızıldere Rezervuarına Tekrar-Basma Modelleme Çalışmaları	139
6.5. Kızıldere Jeotermal Rezervuarı İçin Tekrar-Basma Stratejisi	140
7. KIZILDERE JEOTERMAL SİSTEMİNDE MİNERAL ÇÖKELMESİ	145
7.1. Kalsiyum Karbonat Çökmesi	145
7.2. Silika Çökmesi	152

8. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARINDA SONDAJ VE KUYU TAMAMLAMA TEKNİKLERİNİN İNCELENMESİ	155
8.1. Sondaj	156
8.1.1. Sirkülasyon Sıvısı	160
8.1.1.1. Kızıldere Koşullarına Uygun Sirkülasyon Sıvısının Araştırılması	161
8.1.1.2. Kızıldere'deki Yeni Koşullara Uygun Sepiolit Çamuru Araştırması	162
8.1.2. Kızıldere Sahasında Çimentolama	166
8.1.2.1. Kullanılan Çimento Bileşimi	166
8.1.2.2. Çimentolama İşlemi Teknikleri	171
8.1.3. Koruma Borusu Tasarımı	173
8.1.3.1. Isıl Gerilmeler	174
8.1.3.2. Korozyon	179
8.2. Kuyu Tamamlama	181
8.3. Kuyu Canlandırma	188
8.3.1. Kızıldere Rezervuarında Formasyon Hasarı	189
8.3.2. Kızıldere Sahasında Asitleme Uygulamalarının İncelenmesi	192
9. EKONOMİK DEĞERLENDİRME	198
9.1. Jeotermal Enerji Ekonomisine Genel Bakış	198
9.2. Jeotermal Enerjinin Ekonomik Analizi	202
9.3. Kızıldere Sahasının Doğrudan Olmayan Kullanımının Ekonomik Değerlendirilmesi	206
9.4. Kızıldere Sahasının Doğrudan Kullanımının Ekonomik Değerlendirilmesi	209
9.4.1. Sarayköy İlçesinin Kızıldere'nin Atık Jeotermal Suyu ile Isıtılması	209
9.4.2. Denizli Kentinin Kızıldere'nin Atık Jeotermal Suyu ile Isıtılması	213
9.5. Kızıldere Jeotermal Kuyu Çaplarının Optimizasyonu	224
9.6. İnhibitör Kullanımının Ekonomik Analizi	226
9.7. Kızıldere Jeotermal Sahasında Derin Sondaj Maliyeti	228
10. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARININ ÇEVRE ETKİSİ	230
11. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARINDAN GÜÇ ÜRETİMİ	235
11.1. Güç Üretiminde Termodinamik Kriterler	235
11.2. Çevrim Termodinamiği	237
11.3. Kızıldere Jeotermal Santrali	239
12. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	244
KAYNAKLAR	252
EK.A. ÖRNEK KUYU TESTİ DEĞERLENDİRİLMESİ	262
EK.B. KUYU TESTİ VERİLERİ	271
ÖZGEÇMİŞ	278

KISALTMALAR

AEROR	: Dış karlılık oranı, %
API	: Amerikan Petrol Enstitüsü
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
EİE	: Elektrik İşleri Etüd Dairesi
ENEL	: İtalyan Milli Elektrik Şirketi
H-40	: API sınıfı çelik cinsi
HSMS	: Yüksek mukavemetli minik bilyeler
IPR	: Akış performans ilişkisi
J-55	: API sınıfı çelik cinsi
K-55	: API sınıfı çelik cinsi
L-80	: API sınıfı çelik cinsi
MDH	: Miller, Dyes and Hutchinson yöntemi
MT	: Manyeto-Tellürik ölçümler
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Genel Md.
NPV	: Net şimdiki değer, \$
RC	: Rockwell sertliği
RCHP	: Döner başlıklı emniyet vanası
ROR	: İç karlılık oranı, %
RQD	: Kayaç kalite tayini
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi Genel. Md.
UNDP	: Birleşmiş Milletler Geliştirme Programı
WHP	: Kuyu başı basıncı
WPR	: Kuyubaşı akış performans ilişkisi

TABLO LİSTESİ

		<u>Sayfa No</u>
Tablo 3.1	Denizli Sarayköy Bölgesindeki Suların Kimyasal Bileşimleri	25
Tablo 3.2	Kızıldere Kuyularından Üretilen Suların Kimyasal Bileşimleri.	26
Tablo 3.3	Kızıldere Jeotermal Rezervuar Yapısı ile Jeokimya İlişkisi.	28
Tablo 4.1	Enjeksiyon Test Sonuçları.	42
Tablo 4.2	Basınç Yükselim ve Azalım Test Sonuçları.	43
Tablo 4.3	Girişim Test Sonuçları.	44
Tablo 4.4	Kızıldere Kuyularında Sondaj ve Geçirgenlik Testleri Sırasında Gözlenen Çatlaklı Zonlar.	49
Tablo 4.5	Sondaj Sırasında Diğer Kuyularda Gözlenen Kaçak Seviyeleri.	49
Tablo 4.6	Statik, Dinamik ve Isınma Süreci Sıcaklık Ölçmeleri Sentezi.	51
Tablo 4.7	Uzun Dönemli Üretim Testleri Sonrası Gözlenen Sıcaklık Değişimleri	52
Tablo 4.8	Kuyu Sıcaklıklarında Gözlenen Değişimler.	52
Tablo 4.9	Kızıldere Akışkanındaki Çözünmüş Yoğuşmayan Gaz Bileşimi.	70
Tablo 4.10	Kuyulardan Üretilen Yoğuşmayan Gaz Miktarları.	71
Tablo 4.11	Çeşitli Kuyular için Hesaplanan Kısmi CO ₂ Basınçları ve CO ₂ Miktarları.	72
Tablo 4.12	Kızıldere Rezervuar Mostralarının Fraktal Boyutları.	76
Tablo 4.13	Mostralardaki Çatlak Patternlerinin Yatay ve Düşey Doğrultuda RQD Yöntemiyle Bulunan Fraktal Boyutları.	77
Tablo 4.14	Mostralardaki Çatlak Patternlerinin Çatlak Yoğunlukları için Bulunan Doğruların Eğimleri.	77
Tablo 5.1	Kızıldere’de Gözlenen Gradyenler ve Bağlantılı Alanlar.	82
Tablo 5.2	Yerinde Su Miktarı Hesaplama için Kullanılan Dağılımlar.	85
Tablo 5.3	Kızıldere Rezervuarında Uygulanan Monte Carlo Simülasyonu için Giriş Dağılımları.	101
Tablo 5.4	Kızıldere Sahası Elektrik Potansiyelinin Beklenen Değerleri.	103
Tablo 5.5	Blok 2 için Üretim Faktörü ve Kayaç Yoğunluğuna Göre Duyarlılık Analizi Sonuçları.	103
Tablo 6.1	Enerji Üretimi Deneylerinin Sonuçları.	126
Tablo 6.2	Kızıldere Kuyularında Çeşitli Sıcaklıklarda Silika İçerikleri.	130
Tablo 7.1	KD-6 Kuyusunda İki Farklı Basıncıta Oluşan Çökelti.	147
Tablo 7.2	KD-6 Kuyusunda Kuyuiçi Çökelti.	147
Tablo 7.3	KD-14 Kuyusu Yatay Üretim Borusundaki Çökelti.	148
Tablo 8.1	Sepiolit ve Loughlinite Karışımlarının Reolojik ve Filtrasyon Özellikleri.	164
Tablo 8.2	Çeşitli Karışımların Reolojik ve Filtrasyon özellikleri.	165
Tablo 8.3	Çeşitli Çamur Karışımlarının Yüksek Sıcaklıkta Yaşlanma (Aging) Deney Sonuçları	165
Tablo 8.4	Çeliklerin Çekme Özellikleri	175

Tablo 8.5	260°C Sıcaklık için Karşılaştırmalı Isıl Gerilim Mukavemet Oranları.	176
Tablo 8.6	Karşılaştırmalı Isıl Gerilim Mukavemet Oranları.	178
Tablo 8.7	Son On Yıldaki Kalsit Temizleme İşlemleri.	188
Tablo 8.8	1988'de Temizlik Yapılan Kuyuların Durumu.	190
Tablo 8.9	Temizlik ve Asitleme Öncesi/Sonrası Kuyuların Üretim Değerleri.	190
Tablo 8.10	Asitleme Süresince Çıplak Kuyuda Harcanan Asit Miktarları.	194
Tablo 9.1	Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi Maliyetlerinin Diğer Kaynaklarla Karşılaştırılması.	201
Tablo 9.2	Jeotermal Enerjiyle Isıtma Maliyetlerinin Diğer Kaynaklarla Karşılaştırılması.	201
Tablo 9.3	Avrupa'daki Çeşitli Isıtma Yöntemleri için Maliyetler.	201
Tablo 9.4	ABD'deki Enerji Üretim Dış Maliyetleri.	202
Tablo 9.5	Kızıldere Jeotermal Santrali Ekonomik Analiz Sonuçları.	208
Tablo 9.6	Sarayköy Derece-Gün Değerleri (°C-gün).	210
Tablo 9.7	Sarayköy Isıtma Seçeneklerine Göre Maliyetler.	213
Tablo 9.8	Denizli için Aylık Derece-Gün Değerleri	214
Tablo 9.9	Herbir Boru Hattı Seçeneği için Hidrolik ve Ekonomik Optimizasyon.	216
Tablo 9.10	Parametre ve Varsayımlar Tablosu.	220
Tablo 9.11	Finansal Karlılık Tablosu.	221
Tablo 9.12	Çeşitli Çap ve Derinlikteki Kuyuların Gelir ve Yatırımları	224
Tablo 9.13	Çeşitli Çap ve Derinlikteki Kuyular için Gerçekleştirilen Ekonomik Analiz Sonuçları.	225
Tablo 9.14	Çeşitli Çap ve Derinlik için Risk Analizi Sonuçları.	225
Tablo 9.15	İnhibitör Basılması Projesinin Net Şimdiki değeri.	226
Tablo 9.16	Kızıldere'de Bir Jeotermal Kuyunun Maliyeti.	228
Tablo 10.1	B. Menderes Havzasından Alınan Suların Bor İçerikleri	232
Tablo A.1.	Regresyon Analizi Sonuçları.	267
Tablo A.2	Asitleme Sonrası Testin Yarı-log Analiz sonuçları.	269
Tablo A.3	KD-15 Asitleme Öncesi ve Sonrası Basınç Yükselim Test Verileri.	270
Tablo A.4	KD-15 Kuyusunda Asitleme Öncesi ve Sonrası Basınç Yükselim Testi Basınç Verileri.	270
Tablo B 1	KD-6'da Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	271
Tablo B 2	KD-13'te Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	271
Tablo B 3	KD-14'te Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	272
Tablo B 4	KD-15'te Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	272
Tablo B 5	KD-16'da Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	273
Tablo B 6	KD-20'de Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	273
Tablo B 7	KD-21'de Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	274
Tablo B 8	KD-22'de Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.	274
Tablo B 9	TH-2'de Gerçekleştirilen Fall-Off Testi	275
Tablo B 10	KD-7 Gözlem Diğerleri Üretim Kuyusu İken Uygulanan Girişim Testi.	276
Tablo B 11	KD-20 Gözlem Diğerleri Üretim Kuyusu İken Uygulanan Girişim Testi.	277

Şekil 4.25	Isınma sürecindeki bir profil.	48
Şekil 4.26	Kızıldere kuyularında dinamik sıcaklık profilleri.	48
Şekil 4.27	1988 ve 1994 arasında ölçülen dinamik profiller.	48
Şekil 4.28	R-1 kuyusunun statik sıcaklık profilleri.	48
Şekil 4.29	Kızıldere’de çeşitli kuyuların statik sıcaklık profilleri.	53
Şekil 4.30	Deniz seviyesinin 250 m. altındaki eş-sıcaklık konturları.	53
Şekil 4.31	Deniz seviyesinin 250 m. altındaki eş-sıcaklık konturları.	53
Şekil 4.32	Güney-kuzey yönündeki kesitte eş-sıcaklık konturları.	55
Şekil 4.33	Kuzeybatı-doğu yönündeki kesitte eş-sıcaklık konturları.	55
Şekil 4.34	Güneybatı-kuzeydoğu yönündeki kesitte eş-sıcaklık konturları.	55
Şekil 4.35	Çeşitli kuyulardaki basıncın zamanla değişimi.	59
Şekil 4.36	KD-8 kuyudibi basıncının sahanın üretimiyle değişimi.	61
Şekil 4.37	KD-9 kuyudibi basıncının sahanın üretimiyle değişimi.	61
Şekil 4.38	Çeşitli kuyulardaki rezervuar basıncının üretim ile değişimi.	61
Şekil 4.39	Çeşitli kuyuların IPR eğrileri ve üretim-kuyubaşı ilişkisi.	63
Şekil 4.40	KD-13 kuyusunda çeşitli koruma borusu çapları için kuyubaşı Basıncı üretim ilişkisi.	63
Şekil 4.41	Kızıldere kaplıca sularında Cl, SO ₄ ve HCO ₃ arasındaki ilişki.	65
Şekil 4.42	Kızıldere kaplıca sularında Na+K, Mg ve Ca arasındaki ilişki.	65
Şekil 4.43	Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Na/K ve K/Mg jeotermometreleri.	65
Şekil 4.44	Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl, Li ve B arasındaki ilişki.	65
Şekil 4.45	Kızıldere’de N ₂ , He ve Ar gazları arasındaki ilişki.	67
Şekil 4.46	Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl, B ve HCO ₃ arasındaki ilişki.	67
Şekil 4.47	Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Na/SO ₄ eş-kontur haritası.	67
Şekil 4.48	Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl/B eş-kontur haritası.	67
Şekil 4.49	Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl/F eşkontur haritası.	69
Şekil 4.50	Kızıldere’de ölçülen ve hesaplanan sıcaklıkların karşılaştırılması.	69
Şekil 4.51	Kızıldere’deki fiziksel durum.	69
Şekil 5.1	Minimum ve maksimum değerler kullanılarak elde edilen dağılımlar.	86
Şekil 5.2	Değişken argümanlar kullanılarak elde edilen dağılımlar.	86
Şekil 5.3	Basıncın zamanla değişimi.	88
Şekil 5.4	Basıncın zamanla değişimi.	88
Şekil 5.5	Basıncın zamanla değişimi.	88
Şekil 5.6	Basıncın kümülatif üretimle değişimi.	89
Şekil 5.7	Basıncın kümülatif üretimle değişimi.	89
Şekil 5.8	Basıncın kümülatif üretimle değişimi.	89
Şekil 5.9	Kızıldere için simülasyon sonuçları.	92
Şekil 5.10	Kızıldere jeotermal sisteminde iki ayrı bloğun potansiyeli için yapılan simülasyon sonuçları.	102
Şekil 5.11	Kızıldere jeotermal sisteminin toplam potansiyeli.	102
Şekil 5.12	Kızıldere’deki jeotermal suyun pH’nın zamanla değişimi.	105
Şekil 5.13	Kızıldere suyundaki toplam katı madde miktarının zamanla değişimi.	105
Şekil 5.14	Kızıldere kuyu sularının Cl derişimindeki değişim.	105
Şekil 5.15	KD-13,14,15 ve 16 kuyularındaki gelişmeler.	105
Şekil 5.16	Kızıldere kuyu sularının Na/SO ₄ oranındaki değişim.	106

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 3.1	Kızıldere'de kuyu lokasyonları ve ana fay hatları. 13
Şekil 3.2	Kızıldere'nin hidrojeolojik modeli. 15
Şekil 3.3	Kızıldere yöresindeki Burger anomalisi. 18
Şekil 3.4	Kızıldere yöresinde rezistivite sonuçları. 18
Şekil 3.5	Kızıldere grabeninin jeoelektrik kesiti. 20
Şekil 3.6	Kızıldere grabeninin jeofizik modeli. 21
Şekil 3.7	B. Menderes grabeninde manyetotellürik ölçmelerle belirlenen iletken zon. 23
Şekil 3.8	Kızıldere yöresinde gradyen anomalisi. 24
Şekil 3.9	Denizli yöresindeki jeotermal sularda B-Cl ilişkisi 27
Şekil 3.10	Denizli yöresindeki jeotermal sularda B-Na-Ca ilişkisi 27
Şekil 4.1	KD-13 kuyusunda kaba yoğunluk dağılımı 30
Şekil 4.2	KD-20 kuyusunda kaba yoğunluk dağılımı. 30
Şekil 4.3	KD-22 kuyusunda kaba yoğunluk dağılımı. 30
Şekil 4.4	KD-16 kuyusu GR histogramı. 32
Şekil 4.5	KD-22 kuyusu GR histogramı. 32
Şekil 4.6	KD-13, KD-20 ve KD-22 kuyularının yoğunluk-nötron çapraz grafikleri. 32
Şekil 4.7	KD-22 kuyusunun nötron-gözeneklilik profillerinde gaz fazının durumu. 33
Şekil 4.8	KD-13 kuyusunda nötron-gözeneklilik profillerinde gaz fazının durumu. 33
Şekil 4.9	KD-13 kuyusunda gözeneklilik dağılımı. 35
Şekil 4.10	KD-20 kuyusunda gözeneklilik dağılımı. 35
Şekil 4.11	KD-22 kuyusunda gözeneklilik dağılımı. 35
Şekil 4.12	KD-13 kuyusunun GR histogramı. 36
Şekil 4.13	GR-nötron çapraz grafiği. 36
Şekil 4.14	KD-20'de yoğunluk-GR çapraz grafiğinden mineral yoğunluğunun belirlenmesi. 38
Şekil 4.15	KD-13'de yoğunluk-GR çapraz grafiğinden mineral yoğunluğunun belirlenmesi. 38
Şekil 4.16	Kızıldere jeotermal sahasında rezervuar basınçları. 41
Şekil 4.17	TH-2'de basınç düşüm testi. 41
Şekil 4.18	Çok ve iki debili injeksiyon testleri. 41
Şekil 4.19	Asitleme öncesi ve sonrası basınç yükselim testi sonuçları. 41
Şekil 4.20	Çifte gözenekliliğe işaret eden girişim testi. 45
Şekil 4.21	Kapalı sistemi işaret eden girişim testi. 45
Şekil 4.22	KD-15'te rezervuar limit testi. 45
Şekil 4.23	KD-20'de rezervuar limit testi. 45
Şekil 4.24	Kızıldere kuyularında su kaybı testleri. 48

Şekil 5.17	Kızıldere kuyu sularının Cl/B oranındaki değişim.	106
Şekil 5.18	Kızıldere suları Na/K jeotermometresinin zamanla değişimi.	106
Şekil 5.19	Kızıldere jeotermal rezervuarında üretim ve basınç davranışı.	110
Şekil 5.20	Kızıldere jeotermal rezervuarının 1988-1989 üretimine normalize edilmiş basınç tepkisi.	110
Şekil 5.21	Kızıldere üst bloktan çeşitli güçlerin üretilmesi durumunda basınç davranışı.	118
Şekil 5.22	Kızıldere derin bloktan çeşitli güçlerin üretilmesi durumunda basınç davranışı.	118
Şekil 5.23	Kızıldere jeotermal sistem modeli	121
Şekil 6.1	KD-1A injeksiyon kuyubaşı basınç ölçümleri ve tekrar-basma debileri.	134
Şekil 6.2	KD-1 gözlem kuyusunda ölçülen basınç ve sıcaklıklar.	134
Şekil 6.3	KD-7 kuyusunda yapılan tekrar-basma ile ilgili basınç, debi ve derişimler.	138
Şekil 6.4	KD-7 kuyusunda kuyudibi basınçları.	138
Şekil 6.5	Kızıldere rezervuarına çeşitli debilerde yapılan tekrar-basmanın sonuçları.	141
Şekil 8.1	Sondaj öğrenme eğrisi.	158
Şekil 8.2	Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimlerindeki çamurun görünür viskozitesi üzerine etkisi.	167
Şekil 8.3	Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimlerindeki çamurun plastik viskozitesi üzerine etkisi.	167
Şekil 8.4	Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimlerindeki çamurun akma noktası üzerine etkisi.	168
Şekil 8.5	Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimlerindeki çamurun filtrasyon özellikleri üzerine etkisi.	168
Şekil 8.6	KD-14'te korozyonun etkisi.	187
Şekil 8.7	KD-22'de çökme ve rezervuardaki çatlaklar	187
Şekil 8.8	KD-8'de alınan CBL logu	187
Şekil 8.9	KD-15 ve KD-21 kuyuları için asitleme sonrası üretim performansları.	191
Şekil 8.10	Farklı kuyu dibi sıcaklıklarında su enjeksiyonu sonrası çatlak içindeki sıcaklık dağılımı.	191
Şekil 8.11	Çatlak boyunca asit derişimi değişimi.	193
Şekil 8.12	Dolomit için çatlak boyunca oluşan tepkime hızları.	193
Şekil 8.13	Kalsiyum karbonat için çatlak boyunca oluşan tepkime hızları.	193
Şekil 9.1	Sarayköy için öngörülen ısı değıştiricilerinin şematik gösterimi.	212
Şekil 9.2	Boru hattı sistemdeki basınç kayıpları.	212
Şekil 9.3	Herbir seçenek için ısı değıştiricisi tasarımı.	215
Şekil 9.4	Nehir suyu filtrasyon ünitesi.	215
Şekil 9.5	Anaarter boru hatları.	217
Şekil 9.6	Kızıldere-Denizli boru hattının hidrolik optimizasyonu.	222
Şekil 9.7	Ekonomik analiz sonuçları.	222
Şekil 11.1	İki kademe separasyonlu enerji dönüşüm çevrimi.	238
Şekil 11.2	Kızıldere için önerilen binary enerji dönüşüm çevrimi.	240
Şekil 11.3	Kızıldere'deki tek separasyonlu enerji dönüşüm çevrimi.	241
Şekil A.1	KD-15'te asitleme öncesi ve sonrası testlerin log-log grafikleri.	263
Şekil A.2	KD-15'te asitleme öncesi testin basınç ve türev eğrileri.	263

Şekil A.3	KD-15’te asitleme sonrası basınç yükselim testi ve türev eğrileri.	264
Şekil A.4	KD-15’te asitleme öncesi ve sonrası basınç yükselim testi eğrileri.	264



SEMBOL LİSTESİ

B_w	: Su formasyon hacim faktörü
BEM	: Proje ömrü boyunca birim enerji maliyeti, \$/kwh
c_f	: Formasyon sıkıştırılabilirliği, 1/Pa
c_k	: Kayacın özgül ısısı, kJ/kg ⁰ K
c_s	: Suyun özgül ısısı, kJ/kg ⁰ K
C_{pc}	: Çimento özgül ısısı, kJ/kg/dak
C_{ps}	: Çeliğin özgül ısısı, kJ/kg/dak
DR	: Formasyon hasar oranı, %
E	: Elastisite Modülü, bar
$Eö$	: Projenin ekonomik ömrü, yıl
Har_n	: Nakit harcamalar, n yılında
h_d	: Derin suyun entalpisi, kJ/kg
h_{IT}	: Kaplıca suyunun entalpisi, kJ/kg
h_{IT0}	: Yeraltı suyunun yıllık ortalama entalpisi, kJ/kg,
h_o	: Üretim sürecindeki ortalama entalpi, kJ/kg
h_r	: Rezervuarın başlangıç entalpisi, kJ/kg
h_y	: Akiferden besleyen suyun entalpisi, kJ/kg
H_k	: Kayacın taşıdığı ısı enerjisi, joules
H_s	: Suyun taşıdığı ısı enerjisi, joules
H_{top}	: Toplam ısı miktarı, joules
i	: Piyasa iskonto oranı, %
i_{ac}	: Dış karlılık oranı, %
J	: Verimlilik indeksi, kg/s/bar
kh	: Transmisivite, d-m
k_v	: Düşey geçirgenlik, md
L	: Çimentosuz ve desteksiz kolon boyu, m
m	: kütle akış debisi, kg/s
m_{kb}	: Kuyu başında kütleli akış debisi, kg/s
n	: Proje süresi, yıl
p	: İstenen üretimi yakalama olasılığı, % .
P	: Ortalama basınç, bar,
P_{CO_2}	: CO ₂ 'in kısmi basıncı, bar
$P_{güç}$	: Üretilen net güç, kW
P_{H_2O}	: Suyun doymuşluk basıncı, bar
PI	: Verimlilik indeksi, kg/s/bar
P_{top}	: Kısmi basınçların toplamı, bar
P_{wf}	: Kuyudibi akış basıncı, bar
q	: Kütleli debi yoğunluğu, kg/m ³
Q	: Ortalama üretim debisi, t/st.
Q_b	: Gerekli buhar miktarı, kg/kWh
Q_{sh}	: Saha üretimi, kg/s
r	: ROR, %

r_e	: Drenaj yarıçapı, m
r_g	: Jirasyon yarıçapı, m
R_{ts}	: Isıl gerilim mukavemet oranı
r_w	: Kuyu yarıçapı, m
s	: Zar faktörü
S	: Depolama katsayısı, m^3/Pa
S_c	: Kolonun burkulması için kritik gerilme, bar
$\$D_n$	: Şimdiki değer faktörü, n yılında
Ser_n	: Yatırım maliyeti, n yılında,
S_s	: Koruma borusunda oluşan gerilme, bar
S_t	: Isıl gerilme, bar
T_a	: Ortalama atmosfer sıcaklığı, $^{\circ}C$
T_{kap}	: Kaplıca suyunun sıcaklığı, $^{\circ}C$,
T_{kb}	: Kuyu başı sıcaklığı, $^{\circ}C$
T_o	: Ortam çıkış sıcaklığı, $^{\circ}C$
T_s	: Suyun sıcaklığı, $^{\circ}C$
V	: Eş-sıcak bölgenin hacmi, m^3
V_{pi}	: Rezervuar ilk gözenek hacmi
Ver_n	: Vergi ödemeleri, n yılında,
w	: Bauman nemliliği, %.
W	: Başlangıç su kütlesi, ton
W_c	: $Y + Z =$ Toplam Beslenme, ton
W_k	: Kuyu üretimi, t/st, kg/s
W_p	: Üretilen su kütlesi, ton
W_s	: Saha üretimi, t/st
Y	: Derin sıcak beslenme kütlesi, ton
Y_a	: Akma mukavemeti, bar
Y_d	: Kuru kuyu maliyeti, \$,
Y_o	: Üretim kuyusu maliyeti, \$,
Z	: Akiferden besleyen su kütlesi, ton
$Z_{yç}$	: Yıllık çalışma saati, st
ϕ	: Gözeneklilik, %
$(\Delta T/\Delta z)_o$	: Yerkürenin normal jeotermal gradyeni, $^{\circ}C/m$
$\eta_{ç}$	: Çevrim verimi, %
ΔH	: Entalpi farkı, kJ/kg
ϕh_{c_t}	: Depolama kapasitesi, m/bar
ΔH_{tr}	: Türbin giriş ve çıkış entalpi farkı, kJ/kg
ρ	: Su yoğunluğu, t/m^3
ρ_k	: Kayacın yoğunluğu, kg/m^3
η_k	: Kullanma verimi, %
ΔP	: Rezervuarda basınç düşümü, bar
ΔS	: Entropi farkı, kJ/kg $^{\circ}K$
ρ_s	: Suyun yoğunluğu, kg/m^3
ΔT	: Sıcaklık farkı, $^{\circ}C$,
$\Delta T/\Delta z$	: Jeotermal gradyen, $^{\circ}C/m$
ΔT_c	: Çimento sıcaklık değişimi, $^{\circ}C$,
ΔT_s	: Koruma borusunda sıcaklık değişimi, $^{\circ}C$
δ	: Isıl genleşme katsayısı, $1/^{\circ}C$

ν_w : Suyun kinematik viskozitesi, Pa.s
 ρ_w : Suyun yoğunluğu, kg/m³
 γ_w : Suyun özgül ağırlığı.



KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARININ TEKNİK VE EKONOMİK DEĞERLENDİRİLMESİ

ÖZET

Kızıldere jeotermal sahası 1967 yılında keşfedilmiş ilk yüksek entalpili sistemimizdir. 1976 yılına dek derinlikleri 300-1200 m'ler arasında değişen 17 kuyu delinerek yapılan geliştirme çalışmalarından sonra, biraz gecikmeli olarak 1984 yılında 20.4 MW_e kapasiteli bir santral kurulup, elektrik üretimine başlanmıştır. Santralin bir türlü tam kapasiteyle çalışmaması nedeniyle, 1986 yılında 3 kuyu daha delinmiş, ancak, güç üretimi yine de, net 7.5 MW_e seviyesinde kalmıştır.

Bu çalışmanın ilk aşamasında Kızıldere jeotermal sahasının teknik ve teknik olmayan sorunları kısaca incelenerek, özellikle teknik sorunlardan santralin tam kapasiteyle çalışması için, çökme ve tekrar-basmanın dikkatle araştırılması gerektiği sonucuna varılmıştır. Kızıldere santralının tam kapasiteyle çalışması, jeotermal rezervuarın bugüne değin yapılmayan daha sağlıklı ve detaylı bir değerlendirilmesini gerektirdiği için, önce başlangıçtan bu güne kadar gerçekleştirilen yerbilimi çalışmaları literatür ve MTA raporlarından araştırılmış ve bunlara kişisel bilgilerimiz de eklenerek değerlendirme yapılmıştır. Yapılan çeşitli yerbilimi çalışmaları Kızıldere'de jeotermal enerji varlığını kanıtlamış ve delinen kuyular ile sahanın yayılımı araştırılmıştır. Elde edilen bilgiler sığ, fakat, süreksizlik gösteren 195-200°C sıcaklıktaki kireçtaşları ile daha derin, kalın ve süreklilik gösteren ve 200-210°C sıcaklık taşıyan mermerleri hazne kayaç olarak işaret etmiştir.

Kızıldere jeotermal rezervuarını değerlendirebilmek için rezervuar özelliklerinin daha iyi belirlenmesi gerekmektedir. Bu çalışmada bu amaçla, gözeneklilik ve geçirgenlik gibi kayaç özellikleri yanında, akışkan kimyası, içerdiği gazlar, sıcaklığı gibi akışkan özellikleri ve bunların pVT davranışları ile rezervuarın sıcaklık dağılımı, basıncı, geçirgen bölgeleri, faz değişimleri gibi fiziksel durumları da belirlenmiştir. Bu özellikleri tesbit edebilmek için kuyu logları, kuyu testleri, basınç ve sıcaklık ölçmeleri yanında akışkanın kimyasal analizlerinden de faydalanılmıştır. Bu değerlendirmeler sonucunda elde edilen veri ve parametreler, daha sonraki Kızıldere jeotermal rezervuarının kapasitesinin belirlenmesi, tekrar-basma ve çökmenin değerlendirilmesi aşaması ile sıcak su ve derin termal rezervuar olarak ifade edilen jeotermal sistemin modelinin kurulmasında kullanılmışlardır.

Kızıldere jeotermal sisteminin kapasitesinin belirlenebilmesi için rezervuar büyüklüğü ve dolayısıyla taşıdığı akışkan ve ısı miktarları önemli olduğundan, çeşitli yöntemler uygulanarak bu parametreler tesbit edilmeye çalışılmıştır. Kızıldere jeotermal sisteminin ısı dengesi kurulmuştur. Jeotermal sistem kapalı olmadığı ve dışardan belli bir ölçüde beslendiği için, beslenmenin miktarı ve bileşenleri belirlenmiştir. Bu aşamada zaman içinde rezervuarda oluşan değişimler jeokimyasal

parametreler yoluyla incelenmiştir. Kızıldere rezervuarının üretim performansı da incelenerek yorumlanmıştır. Tüm bu çalışmalardan elde edilen bilgi ve verilerin kullanıldığı model çalışmalarından, değişik üretim politikalarına göre, jeotermal rezervuarının uzun dönem performansı tahmin edilmiştir. Son aşamada değişik yöntemler kullanılarak sahanın kapasitesi ve buna bağlı olarak ömrü belirlenmeye çalışılmıştır.

Kızıldere jeotermal rezervuarından üretilen atık suyun durumu incelenerek, B. Menderes nehrine atılan jeotermal suyun her mevsim kirlilik yarattığı ve bu önemli havzada tarıma zararlı olacağı tesbit edilmiş ve çare olarak bu suyun rezervuara tekrar-basılması önerilmiştir. Bu bağlamda tekrar-basma işlemi Kızıldere için daha önceki çalışmalardan da faydalanılarak kuramsal olarak incelenmiştir. Kızıldere rezervuarında gerçekleştirilen tekrar-basma deneyleri ve tekrar-basma sırasında soğuk ve sıcak enjeksiyon nedeniyle oluşabilecek olası çökelme de dikkate alınarak alternatif tekrar-basma stratejileri oluşturulmuştur.

Kızıldere rezervuarından akışkan üretimi sırasında oluşan çökelme, kimyasal ve ekonomik boyutlarıyla incelenerek, sorunla birlikte yaşamının en uygun yolunun mekanik yöntemler yerine inhibitör kullanımıyla olacağı kanısına varılmıştır. Ayrıca, derin termal rezervuardan yapılacak üretimde kalsit çökmesinin oluşmayabileceğine işaret edilmiş ve bunun nedenleri üzerinde durulmuştur.

Kızıldere jeotermal sahasında şimdiye dek uygulanan sondaj ve kuyu tamamlama yöntemleri, donanımları, malzemeleri ve pratiklerinin bir eleştirisi yapılarak, yeni keşfedilen derin termal rezervuardaki sıcaklığı da dikkate alan yöntem, donanım ve malzemelerin kullanılması gereğinden bahsedilmiştir. Bu bağlamda, çatlak geçirgen zonların tıkanmasını önlemek amacıyla, kullanılan klasik dolaşım sıvısı olan tatlısu-bentonit çamuru yerine laboratuvarımızda geliştirilen sepiolit ve diğer bazı killerden oluşan bir karışım önerilmiştir. Ayrıca, hızlı ve günümüzün bilgi birikimi, donanım ve teknolojisine sahip yeni bir sondaj yüklenicisinin yararlı olacağı ifade edilmiştir. Bunun yanında, kuyu canlandırma tekniği olarak kullanılan asitleme uygulamaları da incelenerek daha etken asitleme yöntemi konusunda önerilerde bulunulmuştur.

Jeotermal enerji ekonomisi ve değerlendirme kriterleri konusunda genel bilgiler sunulmuştur. Kızıldere jeotermal kaynağının ekonomik değerlendirilmesi, klasik karlılık ölçütleri kullanımının yanında, hızlandırılmış proje değerlendirilmesi, risk analizi ve maliyet analizleri uygulanarak yapılmıştır. Kızıldere’de şimdideki yapılan yatırımları dikkate alan bir ekonomik analizde projenin bugün itibarıyla kendini ödemiş görünmesine rağmen, devletin yatırımları sürüncemede bırakması, kurulu gücün yarısının üretilmesi vb. nedenlerle aslında zarar ettiği ortaya çıkmıştır. Atık sudan bir “binary” sistemle elektrik üretilmesi durumunda, bunun karlı ve yapılabilir bir hızlandırılmış proje olabileceği gösterilmiştir.

Kızıldere jeotermal kaynağının elektrik enerjisi üretimiyle birlikte ısı üretiminin entegre bir şekilde kullanma olanakları için ekonomik analiz yapılmıştır. Bu bağlamda uzak ve yakın yerleşim bölgeleri ele alınarak, buralarda konut ısıtmasının ekonomisi incelenmiştir. Uzak olan Denizli kentinin ısıtılması projesi marjinal olarak nitelendirilirken, yakın bölgelerde ısıtmanın ekonomik olduğu, hatta yakın yerleşim yeri olan Sarayköy’ün soğuk tekrar-basma ile birlikte düşünüldüğünde, yapılabilir olduğu gözlenmiştir. Denizli kent ısıtmasının ekonomik olarak marjinal olması

yanında, rezervuarda ciddi soğuma yaratacağı için, bu konuda Kızıldere atık suyunun kullanılmasının doğru olmadığı ifade edilmiştir. Öte yandan, gerçekleştirilen bir risk analizi sonunda, kuyular için en uygun üretim koruma borusu çapının 9^{5/8}” olduğu ortaya çıkmıştır. Yapılan bir maliyet analizinde de TPAO’nın deleceği kuyuların maliyetlerinin çok daha düşük olacağı gösterilmiştir.

Kaynağın termodinamik olarak incelenmesinde kullanım veriminin %12, çevrim veriminin de %25 olduğu hesaplanmıştır. Santralin yapılan incelemesinde özellikle kondansörün optimize edilmediği ve CO₂’in kondansörden alınması için fazla güç harcadığı tahmin edilmiştir. Aslında santralin bir “binary” sistem olarak kurulması durumunda % 50 daha fazla güç üretme imkanı olduğu belirtilmiştir.

Sonuç olarak, Kızıldere jeotermal sisteminin bir derin termal ve bir de sıg sıcak su rezervuarından ibaret olduğu, derin rezervuarın devreye girmesiyle kurulu güç kapasitesiyle üretim yapılabileceği belirtilmiştir. Bunun yanında, rezervuar işletilmesi, sondaj ve kuyu tamamlama pratikleri konusunda da bazı öneriler sunulmuştur.



TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION OF KIZILDERE GEOTHERMAL FIELD

SUMMARY

Kızıldere geothermal field discovered in 1967 is the first high enthalpy geothermal system of Turkey. The field was developed by drilling 17 wells with depths 300 to 1200 m. until 1976 and then a power plant was established in 1984 with electric generation capacity of 20.4 MW_e.

At the first stage of this study, technical and non-technical problems of the Kızıldere geothermal field were briefly examined, and technical problems such as, working of power plant with full capacity, mineral scaling and reinjection were deemed worth to be investigated thoroughly. From the very beginning, Kızıldere geothermal power plant has never generated power with full capacity. This problem required a careful and detailed study of the geothermal reservoir. This work started with the investigation of earlier geoscientific studies given in the literature, (UNDP and MTA reports). Personal knowledge about the field has also contributed, and evaluation of the field was made on these available data. The geological and geophysical studies carried out previously had already proved the existence of geothermal energy in the field, and the areal extension of the field was investigated by drilling wells. The data obtained from these studies indicated shallow and thin limestone strata with temperatures of 195-200°C, and deeper, thicker and more continuous marble strata with temperatures of 200-210°C as reservoir rocks.

Assessing Kızıldere geothermal resource requires well established reservoir characteristics. For this purpose, in this study, along with rock properties such as, porosity and permeability, fluid properties such as fluid chemistry, contained gases, temperatures and their pVT behavior were determined. Moreover, physical facts such as, temperature distribution within and outside reservoir, the reservoir pressure, permeable horizons and phase variations were also established. To determine these properties well logs, well tests, temperature and pressure surveys along with chemical analysis of geothermal fluids were used. As a result of these evaluations, the data and parameters obtained were utilized in defining the geothermal system model as shallow and deep thermal reservoirs and estimating the capacity of Kızıldere geothermal reservoir.

To determine the capacity of Kızıldere geothermal system, pivoting parameters such as reservoir size, the contained fluid and heat within the system were tried to be estimated by using several methods. Heat balance was also established for Kızıldere geothermal field. Kızıldere geothermal system is not a closed one and was fed by a complex recharge system, and therefore, its components were also defined. The physical changes occurring within the reservoir were investigated for the last long

term production period by using geochemical data. The production performance of the Kızıldere reservoir was also examined and interpreted. The data and knowledge obtained from these studies were also utilized in modelling studies, and long term production performances of the field were obtained with respect to different production scenarios. Finally, by using different methods, the capacity of the field and its related life were tried to be established.

After examining the state of the effluent water produced from the Kızıldere geothermal field, the contamination of B.Menderes river water was predicted for all seasons, instead of only summer season pollution formerly occurred. The possible damage caused to this fertile area was predicted, and a remedial measure reinjection was proposed. In this connection, the reinjection into Kızıldere area was investigated by taking advantage of former studies. Taking into account the reinjection tests carried out in Kızıldere field and potential scaling phenomenon due to hot and cold reinjection, alternative reinjection strategies were proposed.

Mineral scaling formed during geothermal fluid production was investigated from the economical and chemical point of view, and it was decided that the best way to prevent this problem was the use of inhibitors. However, it was pointed out that the geothermal fluid produced from the deep thermal reservoir would probably not cause calcite scaling and the reasons of nondeposition were discussed.

Drilling and well completion practices, equipment and materials that were used in Kızıldere field up until now were analysed. New practices, equipment and materials were proposed to resist higher temperatures encountered in newly discovered deep thermal reservoir. In this connection, to prevent plugging the permeable horizons, and therefore avoiding formation damage, a new sepiolite based mud formed with some special clays and tested in our mud laboratory was suggested instead of conventional fresh water-bentonite mud as circulation fluid. On the other hand, a better equipped new drilling contractor with updated knowhow and technology was deemed much more beneficial to the Kızıldere field. Moreover, acidizing applications used as well stimulation technique were examined. Suggestions were made to carry out more efficient acidizing operations.

General knowledge on economics of geothermal energy and criteria for evaluation of geothermal projects were submitted. Economical evaluation of Kızıldere geothermal resource was conducted by using profitability measures, accelerated project assessment, risk and cost analysis. Taking into account of all investments made on Kızıldere project up until now, economical analysis of the project indicated that it was a failure from the economical point of view because of bad timed investments by the state and half capacity power generation, even though it paid out apparently as for today. Power generation from disposal water through a binary system was considered a feasible and profitable accelerated project.

Economical analysis of a possible integrated use of Kızıldere geothermal resource, generating electricity and space heating simultaneously was performed. In this connection, close and far settlements were considered, and economics of space heating of these small and relatively big towns were examined. While the space heating project for far away Denizli town was considered marginal from the economical point of view, a similar project for nearby small town Sarayköy was

considered feasible if it was carried out integrally together with cold water reinjection in a small scale. In addition to be an economically marginal project, the space heating of Denizli town would have caused cooling of Kızıldere geothermal reservoir, because it requires high flow rates to meet higher heating requirements of relatively big town. Therefore, the use of disposal water energy for this project was considered meaningless. On the other hand, a risk analysis performed resulted in the best suitable pipe size of $9^{5/8}$ " for both deep and shallow production casing strings. Moreover, a cost analysis conducted indicated that TPAO as drilling contractor would drill wells much faster at more reasonable cost.

The utilization efficiency and cycle efficiency were calculated as 12% and 25%, respectively. The examination of power plant implied that no possible optimization study was conducted for selecting condenser size and pressure. Excessive power was estimated to be used for noncondensable gas CO₂ extraction from condenser. It was stated that, if the power plant had had a binary cycle, it would have produced 50% more power.

Finally, it was stated that Kızıldere geothermal system is composed of a shallow hot water reservoir and a deep thermal reservoir. If deep thermal reservoir was harnessed, or in other words, put into production, the installed power 20.4 MW_e would be generated. Moreover, several recommendations were given on reservoir exploitation and management, economics, drilling and well completion practices.

1. GİRİŞ

Türkiye jeotermal enerjiyle 1960'lı yıllarda tanıştı. Bu yıllardan itibaren özellikle MTA Enstitüsü'nün çabalarıyla aramaya önem verildi. Bu bağlamda, MTA çalışmalarını özellikle 60'lı yıllarda Türkiye'nin elektrik enerji yoksulu olması dolayısıyla da bu tür enerji elde edilebilecek yüksek entalpili kaynaklara yöneltti. Söz konusu yıllarda petrolün çok ucuz olması nedeniyle, jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı olarak adlandırılan sanayi proses ısı ve konut ısıtmasına dünyada da yönelinmemiştir. Öte yandan, o zaman jeotermal enerjiden doğrudan olmayan kullanımla elektrik enerjisi üretimi fizibilitesinin yapılmasında da, petrol ve kömür fiyatlarının ucuzluğu nedeniyle zorlanıldığı anımsanmaktadır. Bundan ötürü, çökelme havzalarına ve dolayısıyla petrole sahip olmayan, fakat tektonizma ve volkanizmanın aktif olduğu bölgelerde bulunan ve ağır ödeme güçlüğü nedeniyle petrol ithal etmekte zorlanan ülkelerde, jeotermal enerji Birleşmiş Milletler tarafından destekleniyordu. Türkiye tam bu çerçeveye içine oturmamakla birlikte, o zamanki bazı kurum yönetimlerinin bir bakıma ileri görüşlülüğü ve Birleşmiş Milletler'in bir kolu olan UNDP'den aldığı destekle bu enerji dalına girmiş ve bu konuda dünyanın bir kısmına "know-how" aktaracak bir bilgi birikimi de elde etmiştir. Bilgi birikiminin çok kısa sürede elde edilmesinde en büyük etken, daha önce de bahsedilen, petrol mühendisliğiyle jeotermal enerji mühendisliği arasındaki ilişkidir. Yetmişli yılların başında Kızıldere jeotermal sahasında çalışmaya başladığında, proje özellikle kaliteli üretim kuyularının delinmesi konusunda ciddi sorunlar yaşanmaktaydı. Bu konu, petrol kuyularında buhar enjeksiyonu uygulaması ve derin sıcak kuyular için gerçekleştirilen çamur ve çimentolama teknolojisi jeotermal kuyulara uygulanarak aşılmış ve mühendislik açısından sağlıklı kuyular inşa etme imkanı olmuştur. O tarihlerde yurtdışından gelen UNDP uzmanlarının sağlıklı olarak beceremedikleri jeotermal kuyu delme işlemleri bu şekilde başarılmıştır. Jeotermal sahalarda kuyu ömrü ortalama 13 yıl olmasına rağmen, bu kuyuların 27 yıl sonra hala üretimde olmasının nedeni de budur. Öte yandan, teknoloji aktarımı bu kadarla kalmamış kuyu testleri, ölçme teknikleri, kuyu

canlandırma teknikleri ve rezervuar mühendisliği gibi konularda da transfer yapılmıştır.

Kızıldere jeotermal projesi UNDP'nin az gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde jeotermal enerjinin geliştirilmesi için hazırladığı 5 ülkelik bir program çerçevesinde MTA ile birlikte ortak olarak gerçekleştirdikleri bir projedir. Proje 1965 yılında arama safhasıyla başlamış, yapılan yerbilimi çalışmaları sonucunda delinen ilk kuyu KD-1'den iki fazlı akışkan üretilmiş ve geliştirme aşamasında ise, 12 kuyu daha delinmiştir. Bunların sonuçlarının değerlendirilmesi aşamasında Birleşmiş Milletler'in Türkiye'deki ilgilileri ve yurtdışındaki danışmanları vasıtasıyla, bundan sonraki bölümde bahsedilecek sorunları aşabilmek ve Türkiye için anlamlı olabilecek bir kapasitede enerji üretim santrali kurabilmek amacıyla çaba göstermiş ve bu bağlamda, o devirde yeni gelişmekte olan "binary" sistem enerji santralini bile dikkate alıp incelemiştir. Bunu yaparken amaçları, hep santral gücünü, sorunlara rağmen, mümkün olduğu kadar yüksek tutabilmek olmuştur. Bunun da ana nedeni yapılacak elektrik üretimini o zamanki adıyla TEK'e çekici kılabilme. Sonunda UNDP, 1974 yılında Kızıldere jeotermal sahasındaki 2. Bölüm'de bahsedilecek sorunları da dikkate alarak 10 MW_e'lık bir elektrik santrali kurulmasını tavsiye eden bir sonuç raporu vermiştir. Bu düşük sayılabilecek gücün önerilmesinin sorunlar yüzünden olanlar yanında, en önemli nedeni sahanın gerçek gücünün belirlenmesinin o yılların bilgi birikimiyle mümkün olmamasıdır. UNDP, o devirde bu konuda teknoloji açısından en gelişmiş Yeni Zelanda ekolünün yaklaşımını kabul ederek ihtiyatlı davranıp, küçük kapasiteli santral kurmayı tavsiye etmiş ve raporunda belirtmese de sahanın davranışını gözleyerek de, gerekirse ileride modüler olarak santrale ekleme yapılabileceğini varsaymıştır[1]. Bu raporu takiben 1980'li yılların başında MTA tarafından hazırlanan bir fizibilite çalışması 20 MW_e'lik güçte bir santral yapılmasını önermiş ve bu tavsiye dikkate alınarak kurulan santral 1984 yılından itibaren elektrik üretimine başlamıştır. Santralin başlangıçta çok düşük üretimler yapması nedeniyle 1986 yılı itibariyle 3 kuyu daha delinerek üretim takviye edilmeye çalışılmış, fakat, santralin ortalama güç üretimi net 7.5 MW_e civarında gerçekleşmiştir.

Daha sonra 80'li yılların orta ve sonuna doğru Üniversiteler'de yapılan çalışmalarda olaya ya jeotermal kaynak açısından çok bütünsel bakan model ve yaklaşımlar

sergilenmiş[2], ya da modelleme ve simülasyon çalışmalarında yine varsayılan çeşitli saha kapasiteleriyle yapılan simülasyonlarla[3] sonuca gitmeye çalışılmıştır. Bu ikinci simülasyon yöntemi yaklaşımı oldukça gerçekçi olmakla ve bu sahaya özgü bir davranışı çok iyi modellemekle birlikte, bu tezle ilgili yapılan rezervuar özelliklerinin tanımlanması çalışmaları sonrasında ortaya çıkan parametrelerle yeniden koşulması gerektiği düşünülmektedir. Bu tezin yaklaşımı ise, olaya tek boyutuyla değil çeşitli disiplinlerin ışığı altında bakarak ve geçmişte yapılan çalışmalardan da yararlanarak Kızıldere jeotermal rezervuarından ülke açısından en iyi faydalanma yollarını aramak olmuştur.

Öte yandan, 80'li yılların sonuna doğru Avrupa Birliği'nin yaptığı mali destekle ENEL tarafından organize edilen bir İtalyan Konsorsiyumu varolan verileri toplamış ve bunları yaptığı kapsamlı yeni yerbilimi ve test çalışmalarıyla destekleyerek, yeni bir değerlendirme yapmıştır. Bu çalışmalardan ortaya çok değerli veriler çıkmasına rağmen İtalyanların yaptığı sentez ve yorumun çok kötümser ve gerçekçi olmadığı bugün itibarıyla ortadadır. Onlara göre kendilerinin öne sürdükleri bazı parametreleri 2-3 kat büyötmelerine rağmen, saha önümüzdeki yıl itibarıyla tükenecek ve üretilen buharın % 33'ü 1992 yılı itibarıyla CO₂ olacaktı. Bu kadar büyük yatırımlar neticesinde, gerçeklerden bu kadar uzak sonuçlara varılması da bu çalışmayı yapmaya yönlendiren nedenlerden biri olmuştur. İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliğinde bu konuyla ilgili çalışmalar yukarıdakilerin doğru olmadığını çeşitli bilimsel platformlarda göstermektedir.

Sahanın yıllardan beri kanayan yarası haline gelen tekrar-basma işlemi de İtalyan Konsorsiyumu'nun tavsiyelerine ve iki kuyu delinmesine rağmen çözülememiştir. Çalışmada bu konuya da gerçekçi çözüm yolları aranmakta ve gösterilmektedir.

2. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARININ SORUNLARI

Kızıldere jeotermal sahasının birçok sorunu bulunmaktadır ve bunların herbirinin ayrı ayrı sahanın işletilmesinde belli bir dereceye kadar negatif yönde etkisi olduğunu söyleyebiliriz. Bu bölümde bunlara yer verip, bir miktar açıklıkla, gelecek bölümlerde bazı konulara niçin önem verdiğimizize açıklık getirmeyi ve onların daha iyi anlaşılması amacını gütmekteyiz. Kızıldere jeotermal sahasının sorunları teknik ve teknik olmayanlar olmak üzere iki grupta toplanabilir[4].

2.1. Teknik Niteliği Olmayan Sorunlar

a) Devlet Politikası Eksikliği

Politika açısından bakıldığında en önemli eksikliklerden birinin devletin bir jeotermal enerji politikasının bulunmamasıdır. Jeotermal enerji her ne kadar ülkemizde devlet kurumlarıyla bugüne geldiyse de bunlar, daha çok yöneticilerin kişisel çabalarından kaynaklanmıştır. Devlet bu gelişmelere sadece pasif bir destek vermiş, ama bir politika saptayıp yönlendirmemiştir. Jeotermal enerji, enerji istatistiklerinde görülmekteyse de bu rakamlar gerçeği yansıtmamaktadır. Örneğin, ifade edildiğine göre, 2010 yılına kadar ülkemizde jeotermalden görünür elektrik enerjisi üretimi 200 MW_e civarındadır[5]. Bu da, değerlendirilmelerin yeteri kadar sağlıklı yapılmadığını göstermektedir. Şu anki bilgilerimize göre, ülkemizde elektrik enerjisi üretecek yüksek entalpiye sahip iki jeotermal saha mevcut olup, bunlardan biri de Kızıldere'dir. Diğer olan Germencik ahasının kapasitesini iyimser bir tahminle 100 MW_e olarak belirlense bile, ki bizim çalışmalarımıza göre 60 MW_e olarak görünmektedir[6], kalan 100 MW_e'ın Kızıldere'den üretilmesi gerekir ki, bu da gerçekçi değildir.

Politika eksikliklerinden doğan bir başka sorun da, jeotermal enerjinin arama ve işletilmesinde yatmaktadır. Ülkemizde jeotermal enerjinin geliştirilmesinde önemli rol oynayan MTA, yatırımcı bir kurum olmadığı için, Kızıldere sahasını uzun yıllar

üretme açmamıştır. Bir ara hem arama, hem de yatırım yapabilen ve ayrıca işletme kapasitesi olan TPAO'na bu görev verilmişse de sonradan bundan da vazgeçilmiştir. Elektrik üretimi olduğu için Kızıldere'de santral kurulup işletilmesi TEAŞ'a verilerek gerçekleştirilmiştir. TEAŞ'ın da başlangıçta jeotermal alt yapısının olmaması, bunu oluşturma zaman alması ve büyük santraller işletmesi dolayısıyla görece olarak küçük olan jeotermal elektrik santrale yeterli ilgi gösterilememiştir[4]. Bundan da anlaşılacağı gibi uzun vadeli saptanmış bir politikanın varolmaması, kararların günlük alınmasına neden olmakta ve bu da hem jeotermal enerjinin yavaş gelişmesine neden olmakta, hem de kaynak israfına yol açmaktadır[7]. Bu bağlamda, örneğin Kızıldere santralini gündeme getirmek mümkündür. Kızıldere sahasında 1970 yılında bir elektrik santrali kurulması için herşey hazır olmasına rağmen, bu ancak 1984 yılında gerçekleşti. Bölüm 9.3'te görüleceği gibi altmışlı yıllarda MTA ve UNDP tarafından yapılan yatırımların 1984 yılındaki maliyetleri 16 milyon dolar civarındadır. Bu tür gecikmeler aslında yapılabilir olan jeotermal yatırımları yapılabilir olmaktan çıkarmaktadır.

Özel olarak Kızıldere jeotermal sahası bağlamında, sahanın şu andaki işletme şekli, TEDAŞ'ın sahanın geliştirilmesine yönelik planlama ve gerekli projeleri üretecek yer bilimleri altyapısına sahip olmaması dolayısıyla idari sorunlar yaratmaktadır. Bu konudaki yer bilimleri altyapısı MTA'dan sağlanmaktadır. MTA'nın ayrıca sondaj yüklenicisi olarak çalışması, çıkabilecek iş ihtilaflarında sorunları daha karmaşık hale getirmektedir.

Jeotermal enerji ile ilgili bir yasanın bulunmaması devletin gelir kaybına da neden olmaktadır. Devlet arama ve işletme ruhsatı verilmesi karşılığında elde edeceği gelirlerden yoksun kaldığı gibi, ayrıca da kaynağın işletilmesi sırasında kendisine ait olan kaynaktan alması gereken devlet hakkından (royalty) da mahrum kalmakta ve gelir kaybına neden olmaktadır. Ayrıca, aslında çok karlı yatırımlar olan jeotermal projelere, yatırımların çok uzun sürmesi (4-5 yıl) dolayısıyla girmeyen özel sektörün yatırım yapmaya teşvik edecek kolaylıklar ve teşvikler yine yasa ile sağlanabilir. Bunlar vergi indirimleri yanında, "depletion allowance" gibi kaynağın tükenmesine bağlı olarak sağlanan bir cins amortisman olarak kabul edilen indirimler olabilir.

b) Yetkili, Sorumlu ve Düzenleyici Otorite Boşluğu

Devlet politikasında önemli eksiklerden biri de jeotermal kaynakların arama ve işletmesini düzenleyecek ve bunların kontrol edilmesini sağlayacak kuralları koyan bir jeotermal enerji yasasının olmamasıdır. Jeotermal kaynakların sahibi bir yasayla tanımlanmamıştır. Böyle bir yasanın bulunmaması bazı jeotermal kaynakların gelişigüzel işletilmesine neden olmaktadır. Bunun dışında bazı jeotermal kaynakların aşırı tüketildiği, diğer bazılarının da verimsiz kullanıldığı gözlenmektedir. Verimsiz kullanıma örnek olarak Kızıldere jeotermal sahası gösterilebilir.

Türkiye'de su ve petrol yataklarının arama ve işletmesinde yetkili mekanizma ve kurumlar bulunduğu halde jeotermal enerji için benzer bir organizasyon yoktur. Eğer devlet bir yasa çıkarırsa bu yasanın uygulamacısı böyle bir kurum olacaktır. Bunun gibi bir organizasyonun görevi bu kaynakların aranması ve işletilmesi için ehliyetli şirket veya kurumlara ruhsat vermek ve onların çalışmalarını izleyip kontrol etmek olacaktır. Devletin uzun vadeli, jeotermal kaynakların verimli işletilmesini sağlayacak ve onları koruyup çevreye zarar vermesini engelleyecek, yönlendirici bir politika oluşturması ve onun uygulanabilmesi için yasa ve yukarıda bahsedilen kurumun varlığı zorunludur[4].

Türkiye'de su ve petrol kaynaklarının işletilmesinde yetkili mekanizmalar ve kurumlar bulunmasına rağmen jeotermal enerji için benzer organizasyonun eksikliği hissedilmektedir. Kaynakların sahiplerinin ortaya çıkması ve bunların kontrolü için, yasal düzenlemeler yapılması gerekmektedir. Kızıldere jeotermal santralını 14 yıldır işletmekte olan kurumun, kaynağın mülkiyeti ve işletme ruhsatı gibi konulardaki durumu tartışmalıdır. Yetkili bir kurumun kontrol etmemesi dolayısıyla özellikle ülkemiz açısından önemli olan jeotermal kaynakları Kızıldere başta olmak üzere iyi işletilmemekte ve bazıları da maalesef kaybedilmektedir[4].

c) Yatırım Eksikliği

Kızıldere jeotermal sahasına 1986 yılından 1996 yılına kadar yatırım yapılmamıştır. Yapılan küçük yatırımlar üretim seviyesini aynı seviyede tutmaya yöneliktir. Daha sonraki bölümde bahsedeceğimiz teknik sorunların çözümüne yönelik herhangi bir yatırım sözkonusu olmamıştır. Bunun yanında jeotermal enerji santrali klasik termik santrallardan bir yönüyle ayrılmakta olup, o da yakıt kullanılmaması ve bunun yerine

buharın yeraltından üretilmesidir. Bu nedenle yeraltına sürekli yatırım yapılması gerekmektedir[4]. Daha önce de bahsettiğimiz gibi bazı üretim kuyuları 28 yaşına erişmiştir. Bunların yerine yenilerinin delinme gereği buna bir örnek oluşturmaktadır. Son iki yılda delinmekte olan tekrar-basma amaçlı kuyuların finansmanı bir dış krediden sağlanarak yapılmıştır. Halbuki, çevreyi koruma ve rezervuarı besleme açısından bu yatırımların çok daha önceden yapılması gerekirdi.

2.2. Teknik Sorunlar

a) Çökelme Sorunu

Kızıldere jeotermal rezervuarı termodinamik olarak incelendiğinde, sıcak suyun hakim olduğu bir hidrotermal sistem olarak tanımlanabilir. 190-212°C sıcaklıkta su içeren bu rezervurda rezervuar koşullarında kütleli olarak yaklaşık % 1.5-2 kadar CO₂ bulunmaktadır. Karbon dioksit rezervuar koşullarında sıvı fazda yeralırken, üretim sırasında oluşan basınç düşümünden dolayı sıvı fazından ayrılıp gaz fazına geçmektedir. Bunun sonucunda da, akışkanın termodinamik ve kimyasal dengesinde değişim oluşmakta ve kalsit (CaCO₃) çökmektedir. Çökelen kalsit ise kuyu içinde akış çapını azaltırken, akışkan üretimini de kısıtlamaktadır. Basınç düşümüne bağlı olarak kuyu içinde çökelebilen kalsit, benzer olarak rezervuar içinde üretim kuyusuna yakın bölgelerde ve ayrıca yüzey donanımlarında da çökelebilmektedir. Bu durum sonucunda santrale gelen akışkan miktarı azalmakta ve dolayısıyla santralin elektrik üretim gücü düşmektedir[4].

b) Üretim Kapasitesi Sorunu

Sahanın elektrik üretiminde karşılaşılan ciddi sorunlardan biri olarak da 1984 yılından beri yapılan üretim sonucunda rezervuar basıncında gözlenen düşümden kaynaklanmaktadır. Kızıldere gibi sıvının hakim olduğu bir jeotermal rezervuarın içerdiği ısının büyük bölümü (%90 kadarı) rezervuar kayacı tarafından tutulmaktadır. Buna göre, rezervuarın içerdiği tüm akışkan üretilse bile, rezervuarın toplam ısısının yalnız çok küçük bir miktarı alınmış olacak ve gerisi rezervuarda üretilmeden kalacaktır[4]. Kızıldere jeotermal rezervuarında üretim performansını inceleyen modelleme çalışmaları[3], üretilen akışkan miktarına bağlı olarak elektrik santralının ömrünün değişken olduğunu göstermektedir. Özellikle, rezervuar boyutlarının

tanımlanması için gerekli yeterli çalışma ve araştırma yapılmamış olması ve rezervuar parameterlerinin iyi belirlenememesi nedeniyle santral ömrünü tayin etmek mümkün olamamıştır.

c) Atık Su Sorunu

Kızıldere jeotermal rezervuarından üretilen akışkanın kütsel olarak % 11'ini oluşturan buhar, santralda elektrik enerjisi üretiminde kullanılırken; geriye kalan % 89'u ise (her 10 MW_e için yaklaşık 900 ton/st debide sıcak su), atık su olarak B.Menderes nehrine verilmektedir. Rezervuardan üretilen akışkanın 28-35 ppm bor içediğı ve atık suyun B.Menderes nehrine verilmesi durumunda kurak mevsimlerde akarsudaki bor içeriğinin 1 ppm' den büyük olabileceğı ve bunun da akarsuyun beslediğı bölgelerde tarımsal sorunlar doğuracağı bilinmektedir[4]. Bölüm 10'da gerçekleştirilen çalışmada, son yıllarda kirlenmenin tüm yıl boyunca oluştuğı ortaya konulmuştur.

2.3. Çalışmanın Amacı

Yukarıda anlatılanlardan da anlaşıldığı gibi, özellikle teknik sorunlar nedeniyle, Kızıldere jeotermal santrali kurulu gücü olan 20.4 MW_e'lık elektrik enerjisini bir türlü üretememiş ve 7.5 MW_e'lık bir ortalama güçte kalmıştır. Daha sonra Böl. 9'da da görüleceğı gibi, bu durum jeotermal yatırımın ekonomisini de olumsuz olarak etkilemiştir. Bilindiğı üzere, Kızıldere jeotermal sistemi dünyada gelişme sırasına bakılacak olursa ilklerden biri olup, bazı olumlu (yüksek üretim) ve olumsuz (çökme, çevre kirlenmesi) özellikleriyle de tanınmış ve literatüre geçmiştir. Kızıldere jeotermal sisteminin başlangıçta bilinen 200°C civarındaki sıcaklığının onu ne yüksek entalpi, ne de orta entalpi kategorilerine sokmaması bu tür kaynakların klasik veya "binary" sistemlerle üretime sokulması konusunda dünya ölçeğinde tartışma yaratmıştır. Bu ve diğer nedenlerle UNDP tarafından dünyada örnek oluşturması için desteklenmiştir. Kızıldere jeotermal sisteminden az enerji üretilmesi, dünyada çok daha sonra keşfedilen birçok jeotermal sahanın bu kaynağın önüne geçmesine neden olmuş ve bu ulusal kaynağımız konusunda hayal kırıklığı yaratılmıştır. Bundan ötürü, ülkemiz jeotermal kaynaklarının zengin olmasına rağmen, enerji ekonomimizi çeşitlendirerek, zenginleştirecek bu tür enerji kaynaklarına yönelimi engellenmiş olmaktadır. Bu çalışmanın hedefi, bu jeotermal

kaynağı derinlemesine her boyutu ve özelliği ile detaylı bir şekilde inceliyerek, daha iyi anlaşılması durumunda Kızıldere jeotermal sisteminden daha fazla enerji üretiminin yapılmasının olası olduğunu ve bunun ulusal ekonomimize katkısı olacağını kanıtlamaktır.

Bu amaçla kullanılan metodoloji şöyle gelişmektedir: (1) önce literatürde varolan bilgilerin incelenerek eksiklerin gözlenmesi ve eldeki verilerle rezervuar özelliklerinin daha iyi tanımlanması sağlanmıştır; (2) daha sonra rezervuarın bu tanımlanan özelliklerinden faydalanılarak, büyük ölçüde petrol mühendisliğinde uygulanan yöntemler kullanılarak Kızıldere jeotermal kaynağından elde edilebilecek enerji miktarı hesaplanmıştır; (3) bundan sonra Kızıldere jeotermal rezervuarında sorun olarak görülen tekrar-basma, çökelme ve çevre gibi sorunlar incelenerek çözüm önerileri üretilmiştir; (4) en son aşamada ise, enerji santralının kendisi de incelenerek bu konuda öneriler sunulmuştur.

Özetle tezin amacı, Kızıldere jeotermal kaynağından daha fazla enerji üretiminin daha ekonomik olarak yapılabileceğini göstermek yanında, bir jeotermal kaynağın bilimsel yöntemler kullanılarak nasıl değerlendirilmesi gerektiği konusunda bir yol göstermektir. Ayrıca, bunun diğer jeotermal kaynaklarımızın geliştirilmesine örnek oluşturarak, genel anlamda ülkemizde zengin olan jeotermal enerji kaynaklarının üretime katılmasına yardımcı olurken, bu kaynaklarımızın yanlış uygulamalarla telef olmasına engel olmaktadır.

3. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARI HAKKINDAKİ YERBİLİMİ BİLGİLERİ

Kızıldere jeotermal rezervuarını iyi anlayabilmek ve onunla ilgili sorunlara çözüm bulabilmek için sadece mühendislik yaklaşımları yeterli olmayıp, bu rezervuar hakkında toplanmış tüm yerbilimi bilgilerini de özümsemek gerekmektedir. Ancak o zaman, bu jeotermal kaynak hakkında sentezler yapılabilip, doğru mühendislik ve bilimsel çözümler geliştirilebilir

3.1. Jeolojisi

Jeolojik çalışmalar, bir hidrotermal sistemin ana unsurları olan ısıtıcı, hazne ve örtü kayalar, geçirgenliği belirleyen ve konveksiyon akımlarının yaratılmasını sağlayan çatlak sistemini tayin eden tektonizma ve enerjiyi yeryüzüne taşıyan suyu ele alan hidrojeolojiyi kapsamaktadır. Bundan ötürü de, Kızıldere hidrotermal sisteminin anlaşılmasında da çok önemli rol oynamışlardır. Bu rol halen sahanın gelişmesi ve tekrar-basma konusunda yapılan çalışmalarda da önemini yitirmeden devam etmektedir.

3.1.1. Genel

Bugünkü Anadolu rölyefinin oluşumunda, Alpin orojenezin doğu uzantısını oluşturan ve yaklaşık doğu-batı doğrultusunda bir şerit gibi uzanan dağ silsileleri ve Post-Alpin hareketler sonucunda oluşan yer değiştirmeler rol oynamışlardır. Metamorfik formasyonlar, Türkiye'nin her tarafında geniş sahalar kaplar ve genellikle yüksek dağları da oluşturur. Bu formasyonlar oldukça kıvrımlı, kırıklı ve kalındır. Bu bağlamda, Menderes veya Ege masifini oluşturan metamorfikler güneyde Muğla'dan, kuzeyde Edremit körfezine kadar kuzeyden ve güneyden gelen plakaların uyguladığı baskılar dolayısıyla, kubbe şeklinde büyük bir yükselim halindedir ve Paleozoik'te katılmıştır. Daha sonraki devirlerde, bu katı metamorfik

kitle hareketlere kırılmalarla yanıt vermiştir[8]. Bu hareketler halen bugün de devam etmektedir[9].

Batı Anadolu Miosen öncesinde doğu-batı doğrultulu bir sıkıştırma basıncı etkisi altındaydı ve bu nedenle oluşmuş kuzey-güney doğrultulu birçok önemli kırık ve çökme zonlarında o devirler boyunca jeotermal aktiviteler ortaya çıkmıştır. Bunlar günümüzde fosil sistemler olarak sayılabilir. Miosen'den sonra Ege Bölge'sindeki yerkaşu çekme gerilmesinin etkisi altına girmiş ve bu gerilme dolayısıyla ortaya çıkan açılma doğu-batı doğrultulu 8 adet çöküntü alanları oluşmuştur. Bu açılma sırasında sıkışma döneminde 60-70 km olan yerkaşu kalınlığı 28-32 km'ye kadar inmiştir[10]. İşte Kızıldere jeotermal sistemi, bu hareketler sonucu oluşan graben sistemlerinden en büyüğü olan B. Menderes grabeninin üzerinde ve bunun Gediz ve Çürüksu grabenleriyle kesişme noktasına çok yakın bir konumda bulunmaktadır.

3.1.2. Stratigrafisi

Kızıldere'nin bulunduğu Denizli-Sarayköy alanı, içinde Mio-Pliosen lakustrin çökellerin Paleozoik yaşlı metamorfikler üzerine açısal uyumsuzlukla çökeldiği doğu-batı doğrultusundaki B.Menderes grabeninin diğer iki önemli grabenle kesiştiği bir yerdedir. Metamorfik seriler gnays, mikaşist, kuvarsit, grafit şistler ve yerel olarak bunların üzerine uyumsuz gelen uzun mermer merceklerinden oluşmaktadır[11].

Neojen çökelleri kırmızı renkli kalın temel klastik seri konglomeradan başlayarak yukarıya doğru şeyllerle devam etmektedir. Bu temel klastik seri üzerine gelen kireçtaşları da, siltaşları ve şeyllerden oluşan ve aralarında anhidrit bantları taşıyan, ikinci bir ince klastik seri ile örtülmektedir. Bu seriler, bol jips lensleri ve yataklanmamış lakustrin kireçtaşları taşıyan ince ve kalın klastiklerden oluşmuş daha heterojen Pliosen ile sona ermektedir[11]. Kızıldere sahasındaki grabenin kuzey yakasındaki stratigrafik sıralanma aşağıda verilmektedir:

Pliosen:

Kireçtaşları ve anhidrit, Siltaşları ve kumtaşları	150 m.
---	--------

Miosen:

Siltaşları, şeyl, anhidrit ardalanması,	300-400 m.
Yataklanmış lakustrin kireçtaşı,	150-200 m.

Kırmızı şeyller 200 m.

Paleozoik:

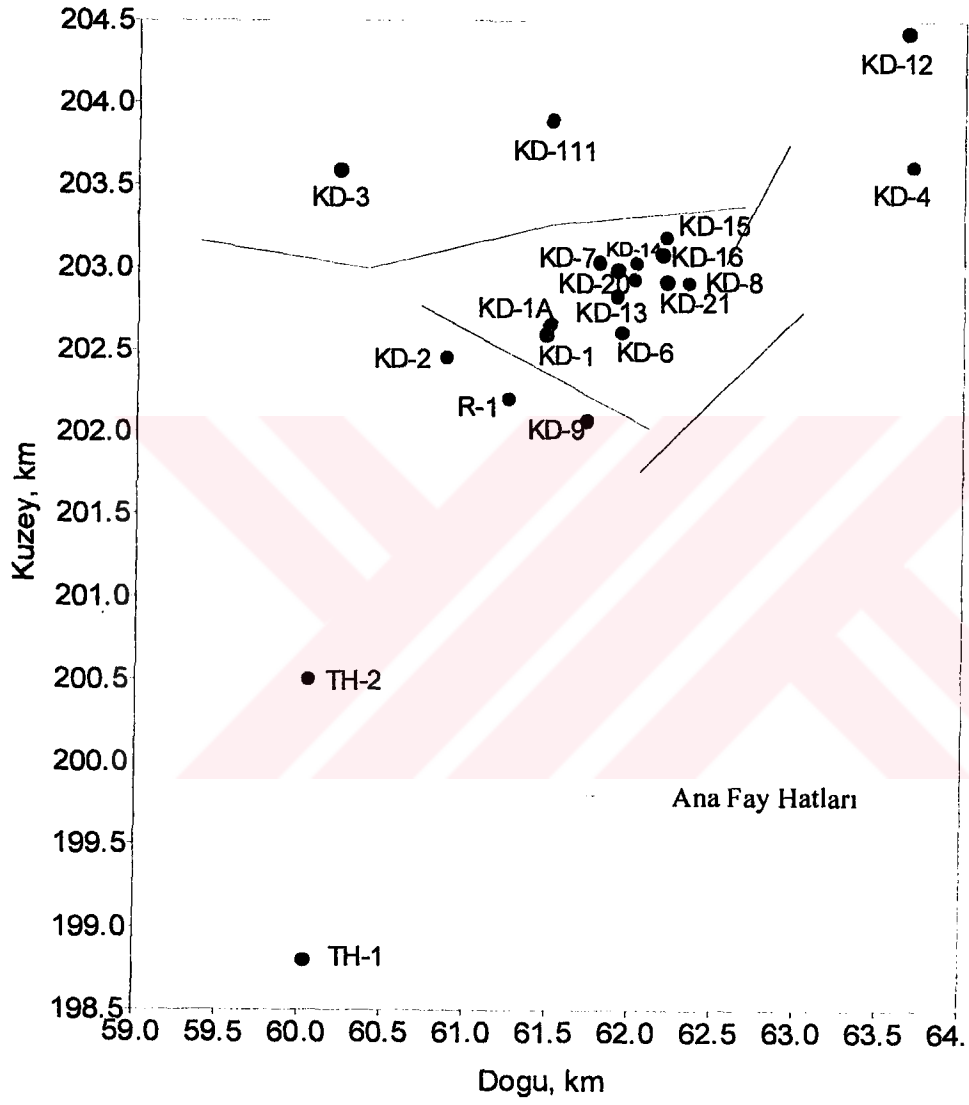
Mermerler,	150-200 m.
Grafit şistler, mikaşistler, kuvarsitler	600 m.
Gnaysler	1000+ ? m.

3.1.3. Yapısal Jeolojisi

Yapısal olarak havza, grabenin göçmesine neden olan bölgesel BKB-DGD tektonik eğilimiyle kontrol edilmektedir. Biri KB-GD ve diğeri buna dik olmak üzere, öteki iki önemli sistem, Kızıldere ve Tekkehamam alanının batı tarafında oldukça aktiftirler. Burada havza metamorfik temelin kuzey ve güney yakalarındaki yükselmeye kapanmakta ve sayısız fay bloklarına ayrılmaktadır. Sahanın bu kısmı termal aktivitelerin de en yoğun olan kesimidir. Kızıldere jeotermal sahasındaki kırıklar grabenin kuzey yamacındaki ana fay olan Gökdere fayına bağlı olarak gelişmiştir. Bu alandaki en önemli faylar graben faylarıdır. Grabenin kenarını oluşturan faylar, eğimleri derine doğru azalan normal atım faylarıdır. Fayların doğrultuları D-B, DGD-BKB'dır[11]. K-G doğrultulu fayların daha yaşlı olduğu düşünülmektedir[10]. Kızıldere'deki ana fay hatları ile kuyu lokasyonlarının durumu Şekil 3.1'de verilmektedir.

B. Menderes grabeninde dikkat çeken önemli bir nokta da tüm sıcak su dışavurumlarının (Tekkehamam dışında) grabenin kuzey kanadındaki ana faya yakın bölgelerde ortaya çıkmasıdır. Bu da tektonik hareketlerin, yukarıda işaret edildiği gibi, daha derin ve aktif olmasından kaynaklanmaktadır. B. Menderes grabeninin kuzeyinde yeralan Gediz grabeninde ise durum tamamen ters olup derin tektonik harekete bağlı olan termal göstergeler güney yakada oluşmakta ve hemen Buldan horstunun kuzeyinde kalmaktadır. Bir istisna oluşturan güney yakadaki Tekkehamam'ın durumu ise B. Menderes, Gediz ve Çürüksu grabenlerinin kesiştiği yere çok yakın olmasıyla açıklanabilir.

Kızıldere jeotermal sisteminin kuzeyinde Buldan, güneyinde ise Babadağ horstları bulunmaktadır. En büyük atımlı faylar olan Gökdere ve Kızıldere, Buldan horstu üzerinde yer almaktadır. Gökdere fayının atımı 1000 m. kadardır[11]. Bunun güneyinde yeralan Kızıldere fayının jeotermal sahanın beslenmesini nasıl sağladığını ilerdeki bölümlerde görülecektir.



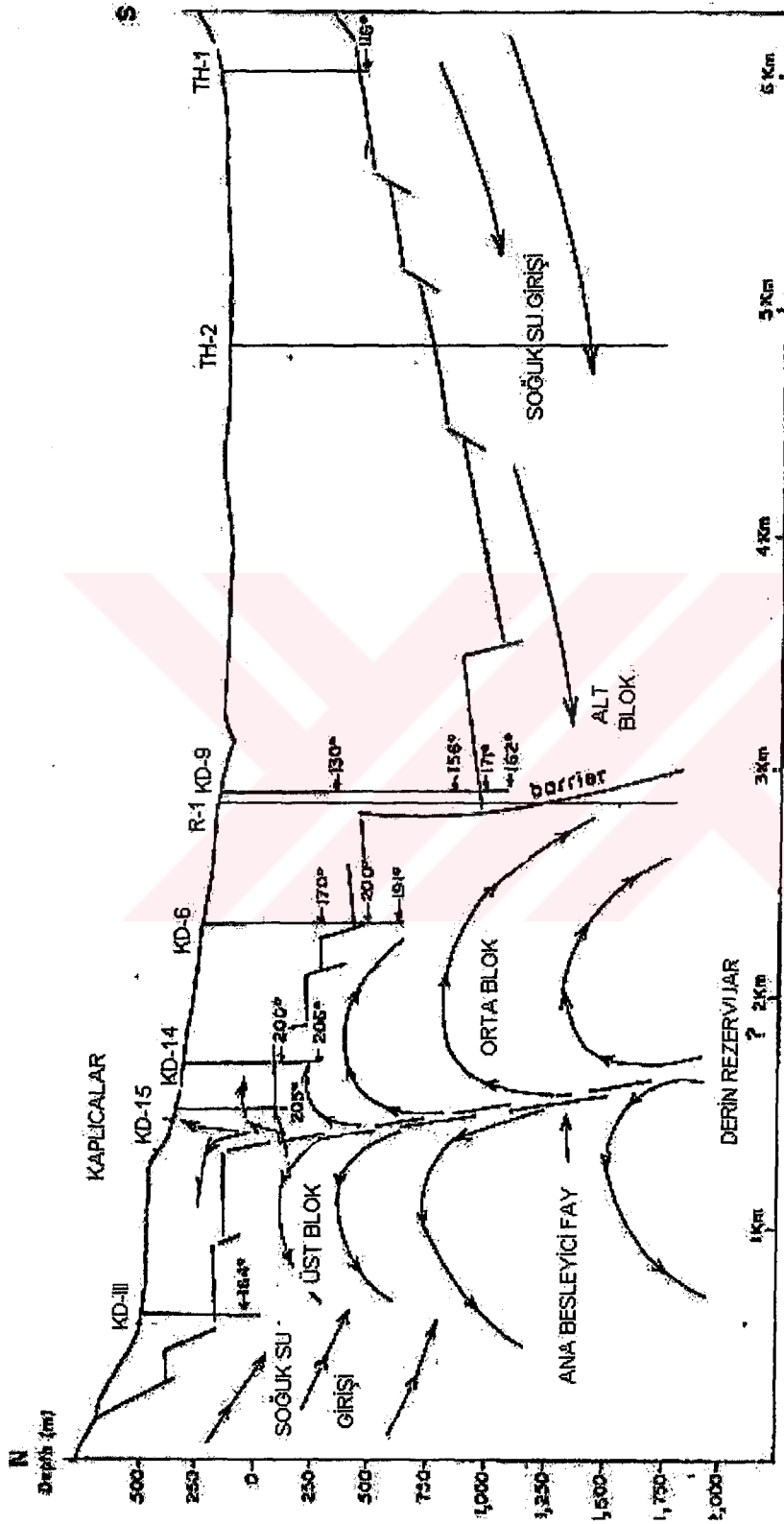
Şekil 3.1. Kızıldere’de kuyu lokasyonları ve ana fay hatları.

3.1.4. Hidrojeolojisi

Denizli-Sarayköy bölgesi çeşitli sıcak su kaplıcalarıyla kendini gösteren anormal ısı akısıyla karakterize olmuştur. Bu sıcak su kaplıcalarının tüm bölgedeki dışa akımı 40 lt/sn civarındadır[12]. Bu bölge, yakın zamandaki bir volkanizma, bilinen veya görünür bir plutonik intrüzyon ile de ilişkili değildir. Burası daha önce de bahsedildiği gibi, çok aktif bir tektonik bölgenin bir parçası olup sular muhtemelen çok derinlere kadar inip ısınma olanağına sahiptir. Bu durum TH-2 kuyusunda 1900 m.'ler civarında bulunan ve R-1 kuyusunda 1700 m.'ler civarında belirlenen geçirgen zonlarla da kanıtlanmaktadır. Bir hidrotermal sistemin oluşumunda, hidrolojik açıdan önemli olan su kaynağının yanında ısı kaynağının da varlığıdır. Bundan ötürü, derin tektonik hareketlerin yer kabuğu altındaki magmayı bir türlü harekete geçirerek, bilinmeyen bir derinliğe kadar yükselttiği Kızıldere için akla yakın bir varsayım olabilir. Ayrıca, buraya benzeyen birçok Batı ve Orta Anadolu sisteminde üçüncü zaman sonunda ve dördüncü zaman başında şiddetli volkanizmanın da oluştuğu bir gerçektir[13,14].

Kızıldere-Tekkehamam bölgesinin Dominco[15] tarafından oluşturulmuş hidrojeolojik modeli Şekil 3.2'de verilmektedir. Bu modele göre, saha kuzeyden dışarıya çıkmış metamorfiklerden, güneyde ise Babadağ horstunun güneyinde kalan daha geniş bir havzadan beslenmektedir. Bundan sonraki bölümlerde bu modelin geçerliliği çeşitli kanıtlarla da desteklenecektir. Bununla beraber, 1988 yılında İtalyan konsorsyumu tarafından gerçekleştirilen[16] ve bu konuda en önemli kanıt olan izotop çalışmalarının sahanın daha çok güneyden gelen meteorik sularla beslendiğini ortaya koyduğunu da belirtmek gerekir. Yukarıdaki hidrojeolojik modelden bir hidrotermal sistem ortaya çıkarabilmek için ısıtıcı, hazne kaya, örtü kaya ve beslenme gibi parametreleri dikkate almak gerekir. Bu parametreler hakkında bilgi aşağıda verilmektedir:

a) Isıtıcı olarak yukarıda da bahsedilen bir magmatik intrüzyonun varlığı dolaylı bir biçimde anormal ısı akısı şeklinde kendini gösterebilir. Ancak, böyle bir magma sokulumunun varlığı Kızıldere bölgesinde kanıtlanamamıştır. Ege bölgesinde Helen yayı boyunca oluşan volkanizmalar Oligosen'de başlamış ve gelişmiştir. Ege'nin kuzeyinde görülen granitler (35-20 milyon yıl önce), kuzeybatısındaki andezitler (30-15 milyon yıl önce) ve bazaltlar (11-4 milyon yıl önce) oluşmuş olup, jeotermal



Şekil 3.2. Kızıldere'nin hidrojeolojik modeli [15].

açından bir değer taşımayacak kadar yaşlıdır. Öte yandan Ege'nin açılma dönemi olan Alt Miosen'den başlayıp Kuvaterner sonuna (25 bin yıl öncesi) dek süren volkanizma jeotermal sistemler oluşturmuştur[10]. Fakat, Kızıldere civarında böyle bir sokulumun varlığı, ya da yüzey volkanizma tesbit edilememiştir. Diğer taraftan, Ege'deki deprem odak derinliklerinin yaklaşık 25 km olduğu göz önüne alınırsa B.Menderes grabeninin kuzeyindeki ana fayın bu derinliklere hatta astenosfere uzandığı [10] ve dolayısıyla ısı iletiminin böylece sağlandığı ileri sürülmektedir.

b) Hazne kaya olarak Miosen yaşlı lakustrin kireçtaşlarını ve Paleozoik mermerleri ve grafit şist, kuvarsit, mikaşist serisini görüyoruz. Bugüne kadar kireçtaşları 1. rezervuar, mermerler 2. rezervuar ve gnayslar da üçüncü rezervuar olarak görülüyordu. Daha sonraki bölümlerde tartışılacağı için burada detaya girilmeyecektir. Fakat, kireçtaşları ve mermerleri stratigrafik ve litolojik farklılıklardan dolayı ayrı hazneler olarak görmek doğru değildir. Bir hidrotermal rezervuar stratigrafi ve litoloji ötesinde, daha çok tektonizmanın yarattığı çatlak sisteminin içinde sıcak su konveksiyon akımlarının olduğu ve jeokimyasal açıdan da bütünlük gösteren bir oluşumdur. Bu bağlamda, hidrolojik açıdan da birlikte hareket eden bu hazneleri tek bir hidrotermal sistem olarak kabul etmek gerekir. Daha derin ve sıcak bir sistemin varlığını gösteren kanıtlar sonraki bölümlerde tartışılacaktır.

c) Örtü kaya olarak Paleozoik mermerlerin üzerindeki Miosen yaşlı kırmızı şeylleri ve kireçtaşlarının üzerindeki silttaşı, kumtaşı marn aralanmalarını göstermek olasıdır. Ancak, KD-13,14,15 ve 16 kuyularında bu seviyelerde çamur kaçaklarıyla kendini gösteren çatlaklar ve yeryüzünde varolan sıcak su kaplıcaları, bu kayaçların tam örtü kayacı olarak çalışmalarını tartışmalı hale getirmiştir. Bu rezervuarda sistemin kaynama eğrisi tarafından kontrol edildiği düşünülmektedir. Sıcak su kaplıcalarının 100°C'ta olması bunun bir göstergesidir.

d) Beslenme, daha önce bahsedildiği gibi büyük ölçüde güneyden olmakla birlikte, grabenin iki yakasından gelen meteorik suların derin dolaşımıyla oluşmaktadır.

3.2. Jeofiziği

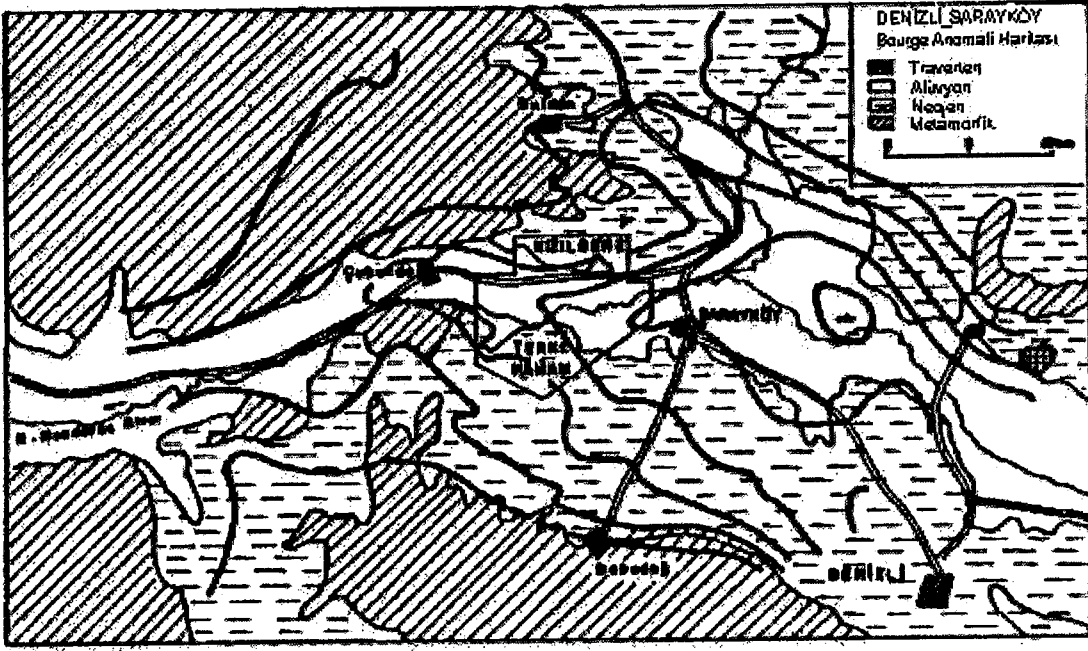
Jeofizik çalışmalar, bölgesel olarak uygulanan gravimetri, Schlumberger elektrik sondajları ve gradyen sondajlarıyla gerçekleştirilen ısı akısı çalışmalarını kapsamaktadır. Daha sonraları, doğal uçlaşma (SP) ve İtalyan Konsorsiyumu tarafından da sismik yöntemler uygulanmıştır. Bu çalışmaların amacı, yeraltı jeolojisinin tanımlanması, hazne ve örtü kayaç kalınlıklarının belirlenmesi, rezervuar boyutlarının tanımlanması ve yeryüzünde varlığı tesbit edilen fayların jeofizik süreksizliklerle doğrulanmasıdır.

3.2.1. Gravimetri Çalışmaları

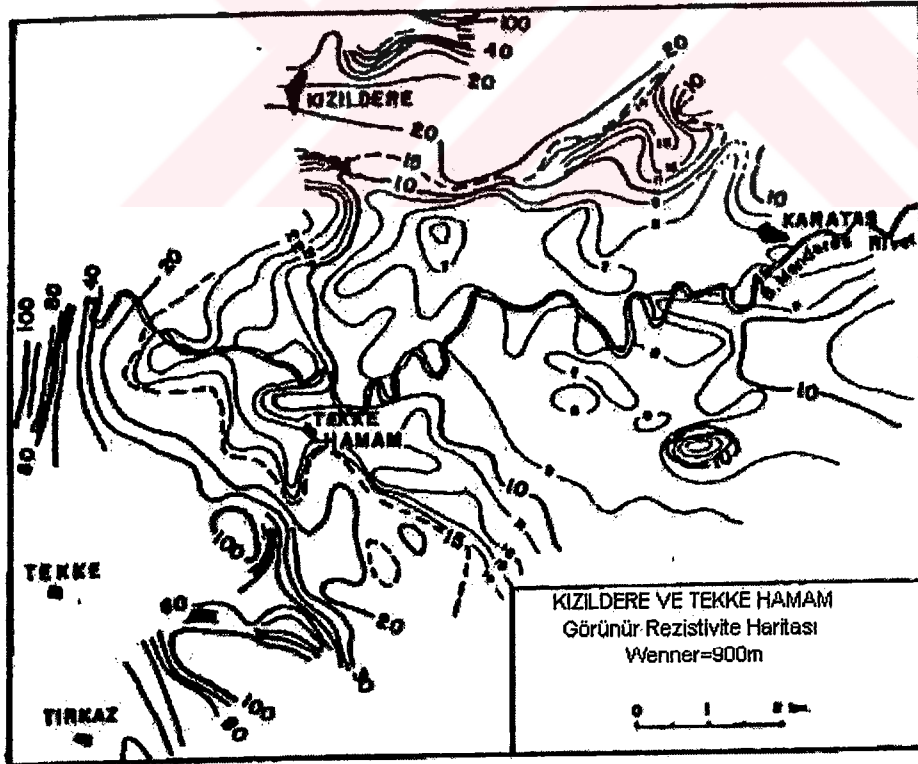
Gravite ölçmeleri bölgesel olarak temeli tanıma amacıyla yapılmıştır. Şekil 3.3'de görülen Burger anomalisi genel tektonik ve dolayısıyla graben morfolojisiyle uyum içindedir[12,17]. Yapılan 2. türev haritası da Burger anomalisini doğrulamıştır.

3.2.2. Jeoelektrik Çalışmalar

İlk yapılan jeoelektrik çalışmalar kireçtaşlarına karşı gelen öz direnci yüksek bir zon belirlemiş ve bunun da ilginç bir akifer olacağı Duprat (1970) tarafından tahmin edilmiştir[17]. Ayrıca, yüzeyde mostrası görülen ve daha o zamana kadar sondajla ulaşılmamış olan metamorfikler de temel kayaç olarak tesbit edilmiş ve potansiyel bir akifer olarak işaret edilmiştir. Bu çalışmaların ikinci bir yararı geçirgen olmayan örtü kayacındaki fasiyes değişimi hakkında bilgi edinilmesidir. Çalışmaların diğer bir yararı da, hepsi bire bir tekabül etmemekle birlikte jeofizik süreksizliklerin görünür faylarla çakışmasıdır. Bu süreksizliklerin bir kısmı esas itibarıyla KB-GD yönünde olup, diğerleri de buna dik yönde gelişmişlerdir. Bilindiği gibi, jeotermal rezervuarların boyutlarının belirlenmesinde jeoelektrik anomalilerin önemi büyüktür. Daha sonraki bölümlerde kaynağın boyutlarıyla ilgili çalışmalarda, Şekil 3.4'de gösterilen görünür rezistivite anomalisinden ve Duprat (1970)'nin çalışmalarından ortaya çıkan derinlik boyutundan da yararlanılacaktır. Yapılan jeoelektrik çalışmalardan elde edilen verilerle Menderes grabenini kuzey güney yönünde kesen bir jeoelektrik kesit oluşturulmuştur. Şekil 3.5 bu kesiti ve rezistif temel kayacın (metamorfikler) durumunu göstermektedir[14]. Şekil 3.6'da de jeofizik verilerden elde edilen grabenin jeofizik modeli verilmektedir[18].



Şekil 3.3. Kızıldere yöresindeki Burger anomalisi [14].



Şekil 3.4. Kızıldere yöresinde rezistivite sonuçları [14].

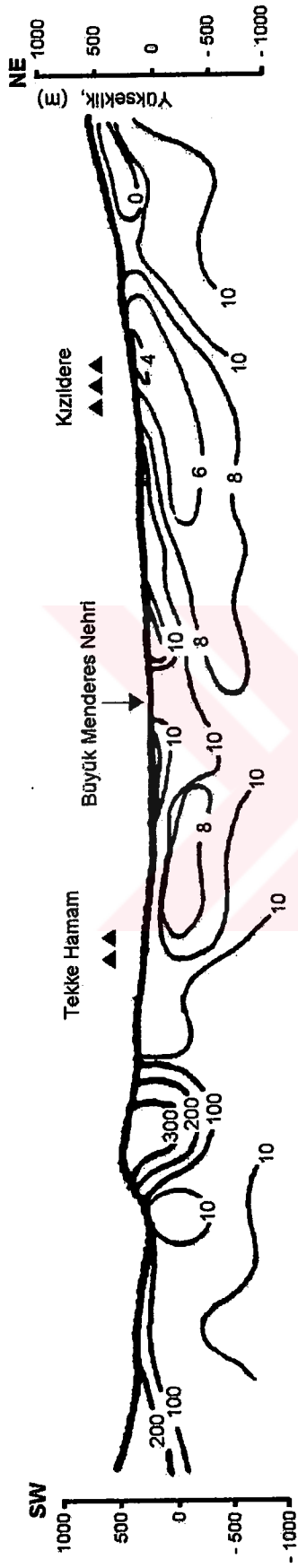
Öte yandan, 1981 yılında uygulanan bir doğal u laşma (SP)  alışması[19], yörenin kırık yerlerini belirleyerek daha sonraki sahanın gelişmesine yol gösterecek nitelikte sayılabilecek sonuçlara ulaşmasına rağmen, dikkatlerden kaçtığı sanılıyor. Bilindiğı gibi bu tip çalışmalar jeotermal sahalarda yörenin kırık yerlerinin bulunması açısından jeolojinin tamamlayıcısıdır. Daha  nceki çalışmaların Dominco tarafından yorumlandığı kaynakta[15], sahanın güneyinin biri KD-1 ve KD-2 arasından geçen KB-GD yönlü ve diğeri KD-8 güneyi ile KD-6 ve KD-9 arasından geçen iki fayla sınırlandığından bahsedilmektedir ( ekil 3.1). KB-GD yönlü fayın sınırlandırıcı olduğı daha sonra tekrar-basmayı ele alan Bölüm 6'da bahsedilen KD-1A kuyusuna uygulanan testten de anlaşılmaktadır. Fakat, yeni delinen R-1 kuyusunun da 1700 m'lere kadar geçirgenlik göstermemesi de diğ r önemli bir kanıt olmaktadır. KD-6 ve KD-9 arasından geçen fayın, doğal u laşma çalışmasında en az 1300 m. derinlikte u laşma odağı vermesi[19], sözü edilen kırığın çok derinlere uzanarak Kızıldere rezervuarına sıcak suları sağılayan ana kırıklardan biri olduğuna işaret etmektedir. Bu, derinlerde B. Menderes   k nt s  içine gerilme hareketleriyle sokulan aşırı sıcaklıktaki bir mağmadan oluşabileceğı gibi, derinlerde temel yükseltisinde ani bir değışimden de kaynaklanabilir. Bu fayın geçirgenlik taşıması sahanın doğı ve güneydoğusunu gelişmeye açmaktadır. Bu önemli bir olgudur.

Yapılan manyeto-tellürik çalışmalar, derinliğı 9000 m'den daha az olan bir seviyede Kızıldere'den Tekkehamam'a kadar ulaşan bir iletken zon anomalisi belirlemiştir[16]. Şekil 3.7 iletken zon anomalisini göstermektedir. Bu anomali, grabendeki gerilme kuvvetleri dolayısıyla çatlak oluşumlarının altındaki bölgelerde meydana gelen ısınmadan dolayı ortaya çıkmış olabilir[13]. Bilindiğı gibi Ege bölgesinde yerkabuğunun derinliğı tahminen 20 km kadardır ve bu da, bu yörede sıcak bir anomali yaratmaktadır. Kızıldere'de manyeto-tell riğın belirlediğı çatlak oluşumları altındaki ısınmanın, zaten yüksek olan bölgesel ısı anomalisini iyice büyüterek Kızıldere ve Tekkehamam jeotermal sistemlerini yarattığı tezi oldukça gerçekçidir[20]. Çünkü, daha önceden de bahsedildiğı gibi, civarda volkanik bir aktivite yoktur ve derinlerde bir mağma sokulumu da tesbit edilememiştir[13].

3.2.3. Isı Akısı  alışmaları

Isı akısının anomali verdiğı yerler ya volkanizmanın varolduğı, ya da aktif tektonizmanın s regeldiğı kırık bölgelerdir. Ege'de ortalama ısı akısı yoğunluğı 111

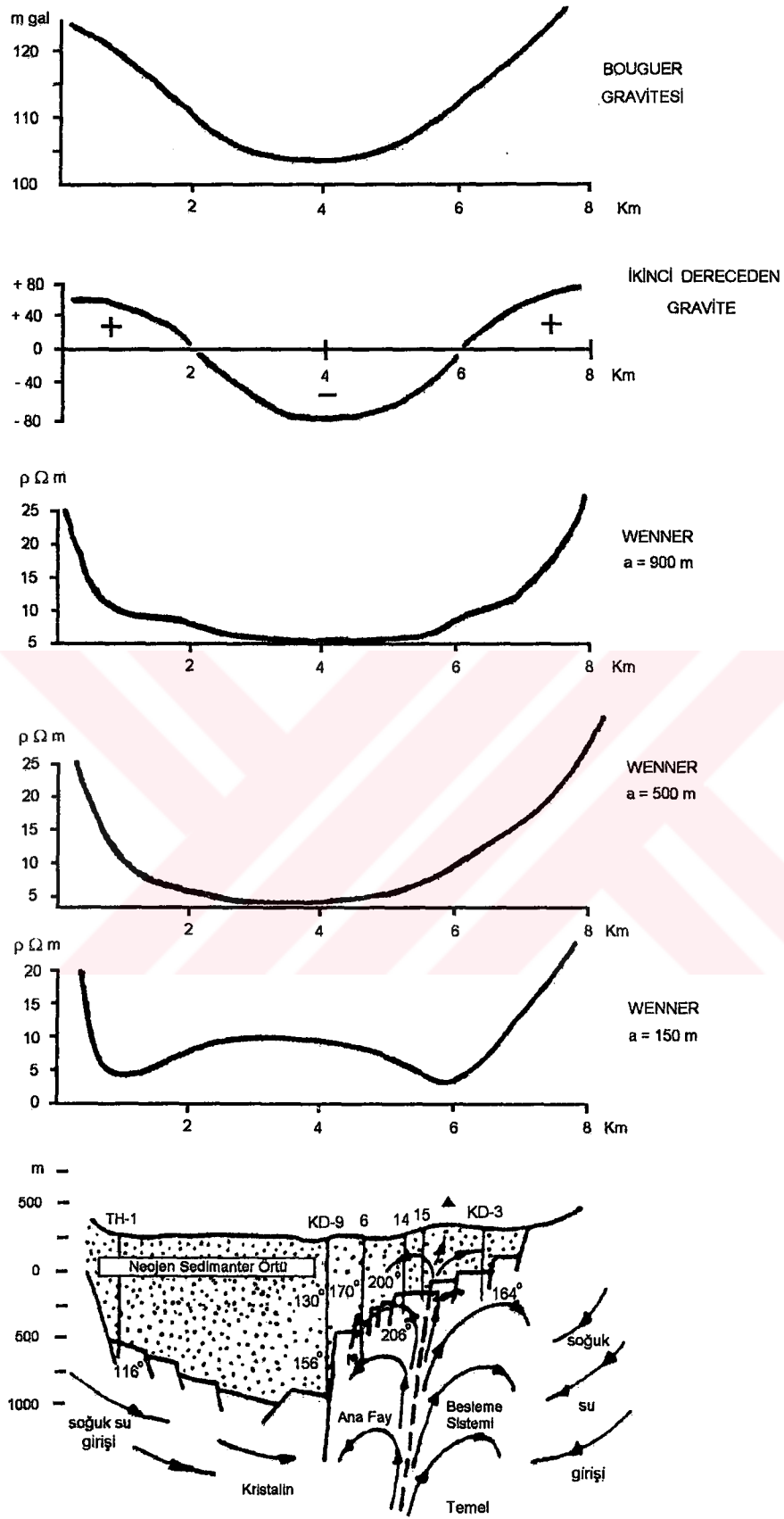
Rezistivite Profili



Rezistif Tabaka Kesiti



Şekil 3.5. Kızıldere grabeninin jeoelektrik kesitleri. [18].



Şekil 3.6. Kızıldere grabeninin jeofizik modeli [18].

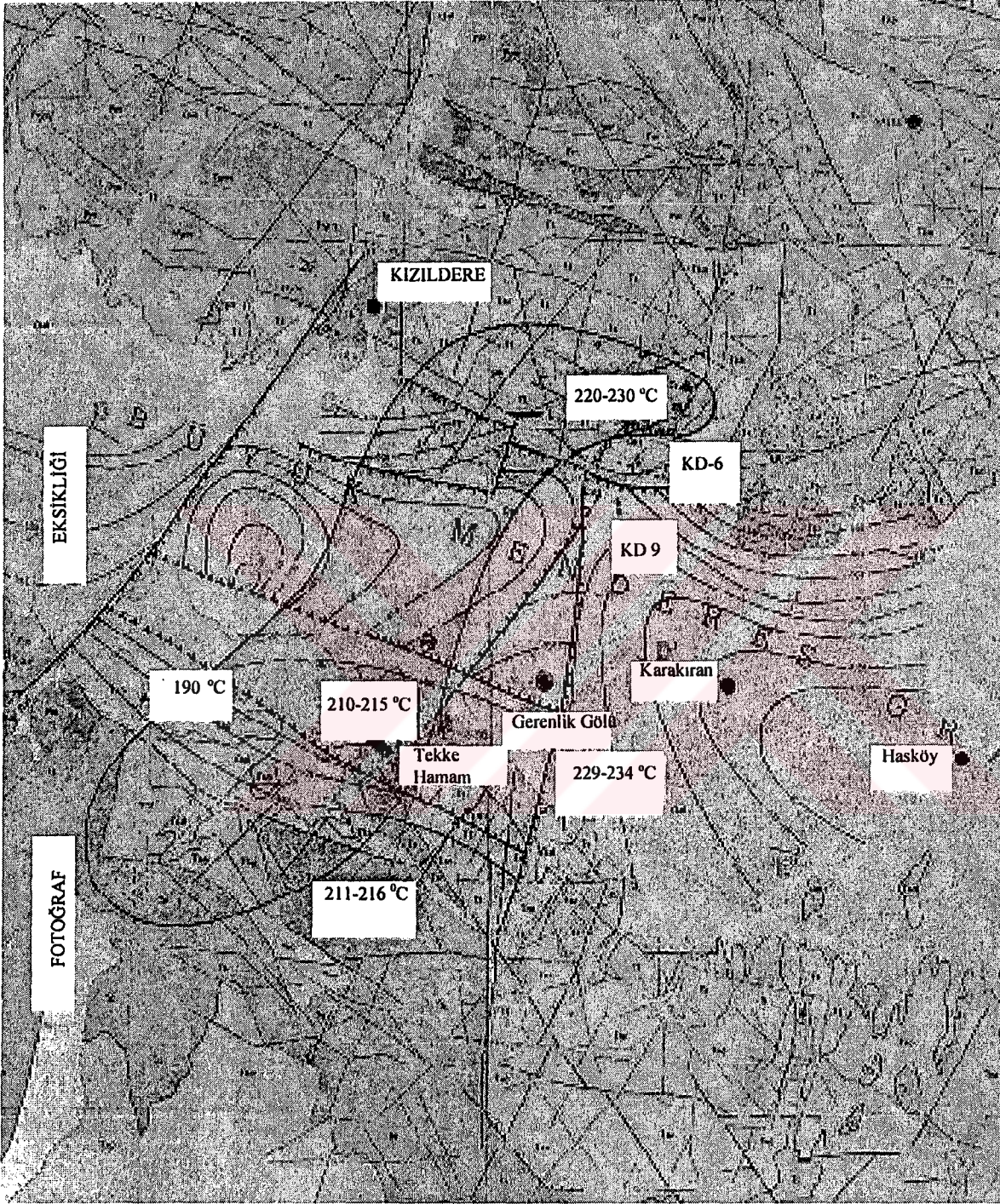
mW/m² olup ortalama yerküresi ısı akısından % 50 daha yüksektir[20]. Bu da yerkabuğunun Ege'de ince olduğunun bir başka göstergesidir. Kızıldere civarında bu durum genel olarak yüksek olan Ege'ye göre bile bir anomali oluşturmuştur.

Kızıldere'de projenin başlangıç aşamasında ısı akısı çalışmaları, dolaylı bir yoldan gradyen ölçmeleri yapılarak yerine getirilmiş ve bunlar sadece niteliksel açıdan değerlendirilmiştir. Kızıldere ve Tekkehamam jeotermal sistemleri hakkında daha sağlıklı veriler elde ederek yapılacak sondaj yerlerinin belirlenmesinde yardımcı olması amacıyla örtü kayaç içinde, derinlikleri 80-250 m arasında değişen 130 adet gradyen sondajı yapılmış olup, bunlardan 100'ü Kızıldere kesiminde delinmiştir. Bu verilerden 1°C/10 m. ile 5°C/10 m. arasında değişen gradyenler ortaya çıkmış olup sonuçlar Şekil 3.8'de görülmektedir. Bu konuda Duprat (1970) ile Şimşek (1985) biraz farklı gradyen anomalileri geliştirmişlerdir[17,14]. Bu anomalilerden Şimşek (1980) tarafından geliştirileni[14], Bölüm 5.1'de Kızıldere jeotermal sistemindeki ısı deşarjını ve ısı dengesini hesaplamada kullanılmıştır.

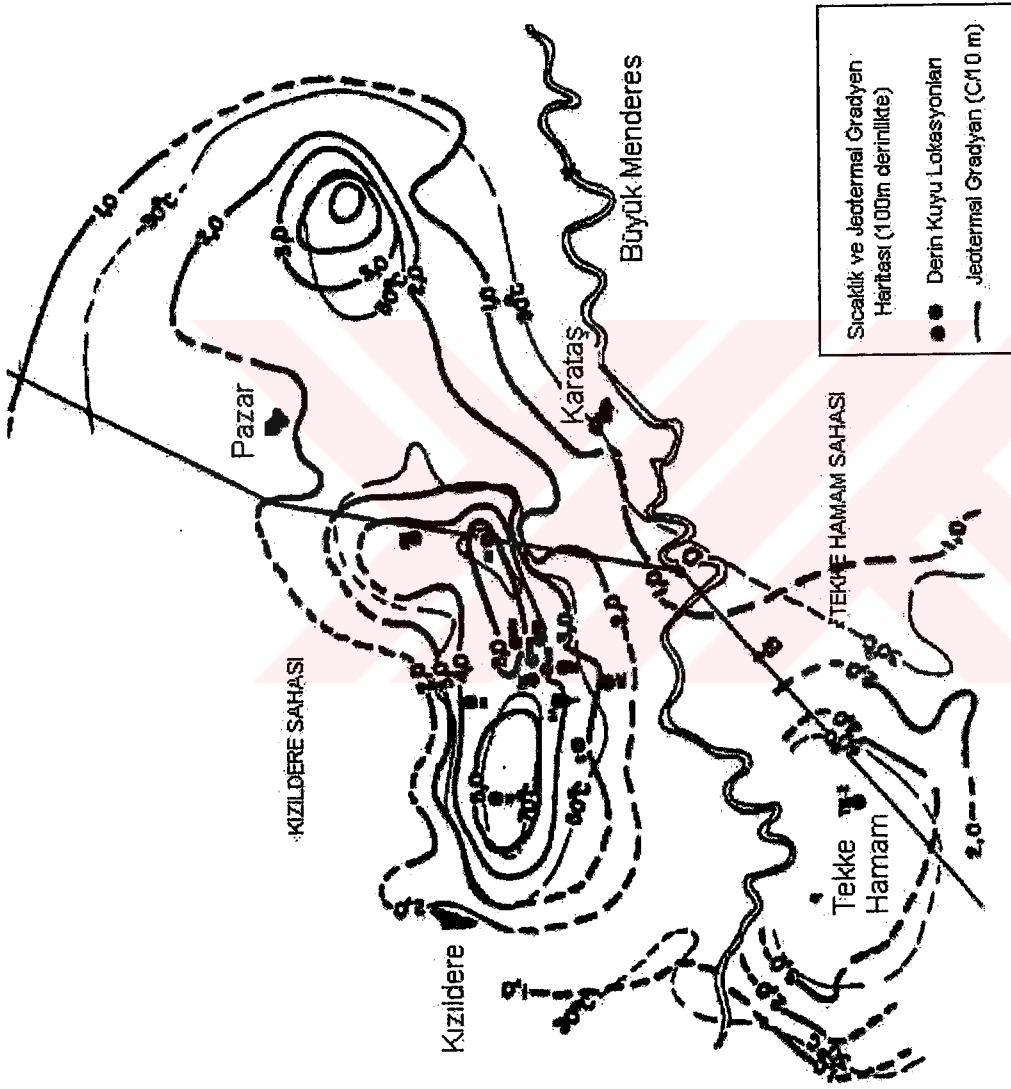
Doğal olarak bu gradyen anomalisi kireçtaşlarındaki, diğer bir deyişle, rezervuarın üst kısmındaki sıg seviyelerdeki ısıyı yansıtmaktadır. Öte yandan, jeoelektrik çalışmada ortaya çıkan tektonizmaya da uyum içindedir. Rezervuarın güneye doğru derinlere dalımını eş-gradyen eğrileri yansıtmaktadır. Ayrıca, kuzeye doğru kireçtaşlarının yeryüzüne çıktığı yerlerde gradyenin düşmesi jeolojik yapıyla uyumludur. Diğer bir korelasyon da, gradyenlerden belli derinlikler için hesaplanan sıcaklıklar kireçtaşlarına ulaşan ilk kuyulardaki sıcaklıklarla aynıdır. Daha derindeki metamorfikler içindeki rezervuar kısmı için bu durum geçerli olamaz. Çünkü rezervuarı bir bütün olarak alırsak, konveksiyonla ısınma dolayısıyla gradyen sıfır veya sıfıra yakın olup, derinlikle sıcaklık değişimi artık oluşmaz. Başlangıçtaki gradyen artışı örtü kayacı temsil etmektedir.

3.3. Jeokimyası

Kızıldere sahasındaki sıcak sular Na-bikarbonat tipli ($\text{HCO}_3 > \text{Na} > \text{SO}_4$) olup oldukça yüksek B ve F taşımaktadırlar. Bu özellikleriyle tipik metamorfik bir çevrenin etkisini yansıtırlar (Tablo 3.1).



Şekil 3.7. B.Menderes grabeninde manyetotellürik ölçmelerle belirlenen iletken zon[16].



Şekil 3.8. Kızıldere yöresinde gradyan anomalisi [14].

3.3.1. Kızıldere'deki Yüzey Termal Göstergelerin Tanımı

B. Menderes grabeninin kuzey yakası ve Kızıldere sahasının da kuzeyinde D-B yönlü Kızıldere fayıyla KD-GB yönlü bir fayın kesişme noktasında başlangıçta bir hidrotermal dışavurum sıcak su ve buhar gelişleri olarak göze çarpmaktaydı. Sıcak su gelişleri 220 m. kotta ve buhar gelişleri ise, sıcak suyun buharlaşmasından daha yukarıdaki seviyelerden gelmekteydi. Bu gelişlerin olduğu yerler kayaçların killeşmesi, pirit, sülfür ve $(\text{NH}_4)_2 \text{SO}_4$ gibi minerallerin çökmesiyle şiddetli bir hidrotermal alterasyon bölgesi olarak göze çarpmaktaydı. Suyu birlikte mütevazı ölçüde gaz geliş de vardı. Bu gaz % 90 CO_2 , 200 ppm H_2S ve 70 ppm NH_4 içermektedir[12]. Bu gün, 13 yıllık üretim sürecinden sonra bu göstergeler giderek yokolmuştur.

Tablo 3.1. Denizli Sarayköy Bölgesindeki Suların Kimyasal Bileşimleri (ppm)[12].

Sıcak Su	T, °C	H	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻²	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	B	F ⁻	SiO ₂
Kızıldere	100	9	1260	125	1.2	0.1	2540	750	103	23	18	185
TİHamam	100	8.1	793	66	70	17	604	1304	99	13	7.7	172
Demirtaş	100	8.7	1040	90	2	1.2	1085	1272	106	20	16	155
Gölemez	52	6.6	585	73	260	73	1790	750	53	5.6	-	140
Kamara	51	6.2	575	47	380	166	1397	1632	84	8.3	-	150
P.Kale	55	5.8	111	24	532	144	1275	883	83	2.1	-	137
Ortakçı	50	7.1	241	7	48	17	506	293	23	0.4	-	155

Kızıldere suları Tablo 3.1'de görüldüğü gibi Na-bikarbonat tip olup, klorürce fakir, sülfatça zengindirler ve görece olarak yüksek B, F, SiO₂ ve NH₄ taşırlar. Kızıldere'nin karşısındaki yaka olan Tekkehamam'da ise zengin gaz (12000 ppm üzerinde H₂S) gelişleriyle karakterize olurlar. Kimyasal olarak sülfat-Na bikarbonat karışım tipi ve önemli miktarlarda Ca ve Mg taşımalarıyla göze çarparlar. Küçük bileşenler açısından da, Kızıldere'ye göre NH₄ miktarı yüksek ve B, F miktarları ise düşüktür. Üçüncü bir grup sıcak su kaynağı da vadinin ortasında B.Menderes ırmağına yakın Demirtaş'ta bulunmaktadır. Bu üç grup sıcak su kaynağının toplam dışa akışkan akışı 40 lt/sn olup 12 km² 'lik bir alanda kendisini göstermektedir[12].

3.3.2. Kızıldere Sahasının Jeokimyası

Jeokimyasal veriler, yüzeye çıkan sıcak suların metamorfik temel kayaçlar içindeki dolaşımında yüksek konsantrasyonda Na-bikarbonat, bor ve flor kimyasal karakteri kazandığı ve daha sonra derin hidrotermal sistemden doğrudan yeryüzüne kaçtığını göstermektedir. Bölgedeki diğer termal sular ise, derin termal suların yeraltı suları ile

çeşitli oranlarda karışmasından oluşurlar ve yüksek Ca, Mg, SO₄ ile düşük B, Na konsantrasyonlarıyla karakterize olurlar. Ortakçı sıcak su kaynağı, muhtemelen daha düşük sıcaklığa sahip bir hidrotermal sisteme aittir. Bu durum, Şekil 3.9'da görüldüğü gibi, diğer suların ortak bir derin kaynaktan beslendiğini gösteren sabit B/Na oranıyla karakterize olur. Derin ve soğuk sığ suların kimyasal ilişkileri ve karışım oranlarına bakıldığında, Na ve Ca'un ters orantılı olarak birbiriyle bağlantılı olduğu, Şekil 3.10'dan gözlenmektedir[12].

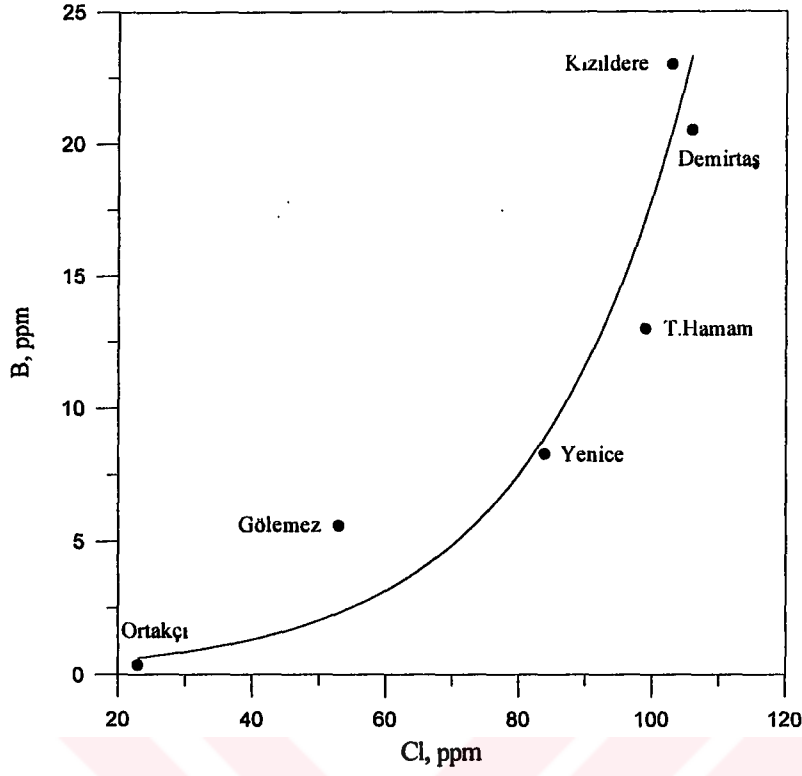
Tablo 3.2. Kızıldere Kuyularından Üretilen Suların Kimyasal Bileşimleri (ppm)*.

Kuyu	pH	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻²	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	B	F ⁻	SiO ₂
KD-1*	8.9	1380	166	2.4	0.35	2790	790	106	26	19.5	220
KD-2*	8.9	1270	136	2.4	0.5	2140	1045	121	25.9	19.8	200
KD-3*	8.9	1410	141	2.0	1.0	2230	1235	107	26.6	18.8	205
KD-4*	8.9	1350	132	2.4	0.95	2260	847	96	23.6	18.3	200
TH-1*	7.7	760	87	32	24	840	1054	72	13.8	5.6	170
KD-6+	8.9	1220	116	1.0	0.1	2160	376	130	28.8	17.8	430
KD-7+	9.0	1094	111	2.3	1.1	2100	565	100	33.5	17	305
KD-9+	8.0	1153	68	6.1	2.3	1829	840	107	13.2	13	232
KD-14+	8.9	1000	123	2.0	0.5	1910	500	90	32.2	19	275
KD-15+	8.9	1080	108	6.0	1.1	2125	560	102	36	18	268

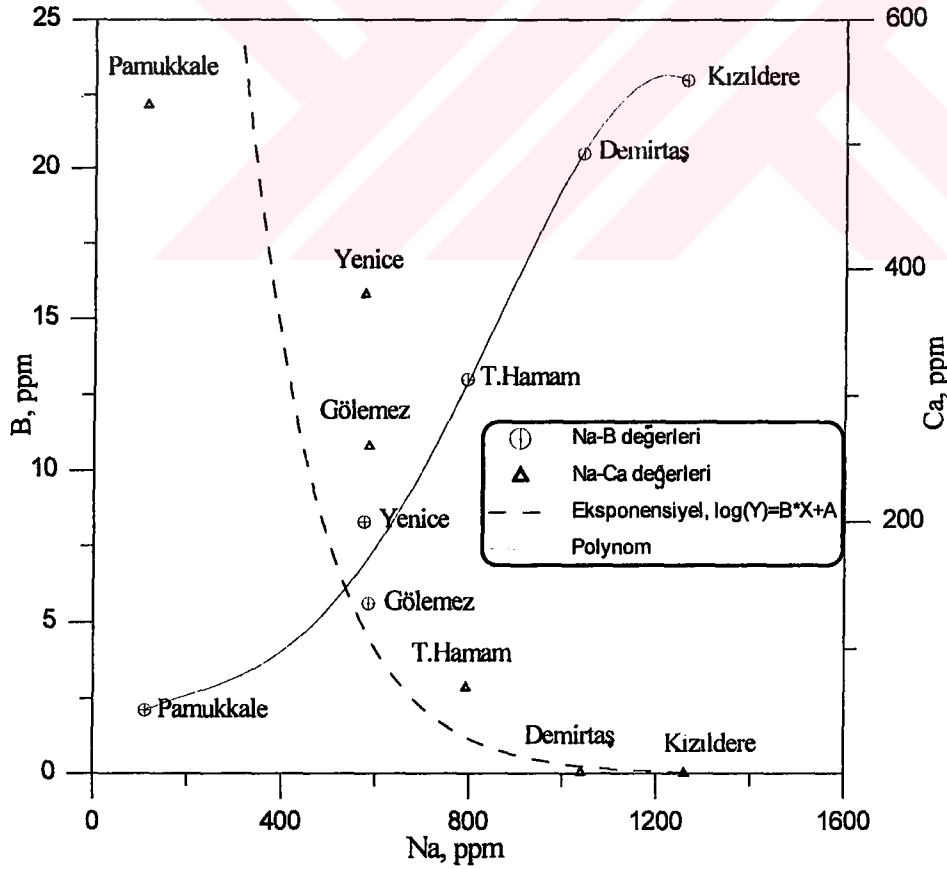
*Kireçtaşlarından üretim yapan kuyular [15].

+ Mermerlerden üretim yapan kuyular [15].

B/Na oranı, bölgedeki suların çeşitli oranlarda soğuk sularla karıştığını ve Kızıldere'ye doğru belli bir gelişme eğilimi içinde olduğunu göstermektedir[12]. Kızıldere muhtemelen böyle bir gelişimin en üst ucudur. Yine de Kızıldere suyunun belli bir ölçüde SO₄' lı sularla karıştığı söylenebilir. Öte yandan Kızıldere'deki sıcak kaplıca sularının 100°C sıcaklık taşınması ve kimyasal olarak derin kuyulardan üretilen sularla pek bir fark göstermemesi bu suların rezervuardan doğrudan yükseldiğini ve bunun için gerekli basınç gradyenine sahip olduğunu göstermektedir. Tablo 3.2'de verilen Kızıldere kuyularından üretilen suyun bileşimi yakınlardaki sıcak sularinkine çok yakındır. Bu durum sıcak kaplıca sularının doğrudan Miosen kireçtaşları ve Paleozoik mermerlerin oluşturduğu bileşik hazneden yükseldiğini göstermektedir. KD-1, KD-2 ve KD-9 sularındaki düşük HCO₃/SO₄ oranları sahanın batı ve güneyinde görece olarak ılık sülfatlı kenar akifer sularının rezervuara girerek, derin sıcak sularla karıştığını göstermektedir[12]. Benzer olarak, Tablo 3.3'te görülen Na/SO₄ oranları aynı kuyularda benzer bir durum göstermektedir. Öte yandan Na/K oranlarında karışımın bu etkisi görülmemekle beraber, KD-4, KD-8 ve KD-9 önemli farklılıklar göstermektedir. Özellikle KD-9 diğer ikisinden de farklıdır. KD-4, KD-8'in benzerlikleri görece olarak sahanın kuzeydoğu kısmında ve yakın olmalarıyla



Şekil 3.9. Denizli yöresindeki jeotermal sularda B-Cl ilişkisi[12].



Şekil 3.10. Denizli yöresindeki jeotermal sularda B-Na-Ca ilişkisi[12].

dolayısıyla da, bu yöredeki yüzey sularından etkilenmeleriyle açıklanabilir. Cl/B oranını dikkate alırsak, kuzey yöresi dışında benzer bir durumla karşılaşmaktadır. Bu oran KD-2 ve KD-9 kuyularında diğerlerine göre önemli farklılıklar göstermekte olup, yine yüzey sularının etkisiyle açıklanabilir. Bu kuyuların üretimlerinin de düşük olması sadece bir tesadüf olmayıp, görece ılık ve sık akifer suların karıştığı bölge olmasındandır.

Tablo 3.3. Kızıldere Jeotermal Rezervuar Yapısı ile Jeokimya İlişkisi[15].

Kuyu	Blok	Rezervuar	Sıcaklık,°C	Na/ SO ₄	Cl/B	Na/K
KD-1	Ara	Üst	199	1.77	4.23	8.43
KD-1A	Ara	Üst	198	1.74	4.23	9.47
KD-2	Alt	Üst	174	1.25	5.50	9.35
KD-3	Üst	Üst	179	1.33	4.02	9.16
KD-4	Üst	Üst	179	1.59	4.06	12.11
KD-6	Ara	Alt	200	2.10	4.51	8.81
KD-7	Ara	Alt	203	2.00	4.21	8.65
KD-8	Ara	Alt	189	1.83	4.28	12.50
KD-9	Alt	Alt	171	1.37	8.11	16.96
KD-13	Ara	Alt	197	1.80	4.69	9.42
KD-14	Ara	Alt	206	2.00	4.31	9.27
KD-15	Ara	Alt	205.5	2.00	4.11	9.71
KD-16	Ara	Alt	212	2.45	4.36	9.45
KD-20	Ara	Alt	204	1.94	4.52	9.30
KD-21	Ara	Alt	205	2.01	4.54	11.07
KD-22	Ara	Alt	204	1.95	4.68	9.42
KD 111	Üst	Üst	165	1.40	4.31	11.56

Kızıldere sahasından üretim yapan kuyulardan akan jeotermal suların kimyasal bileşimi Tablo 3.2'de verilmektedir. Bu bileşimlerin oldukça benzer olduğu gözlenmekte olup tek bir hidrotermal kaynaktan beslendiği anlaşılmaktadır. Bu parametreler arasında Na/SO₄ oranının Kızıldere'nin yapısal özellikleriyle ilgili olduğu ileri sürülmüştür[15]. Hidrolojik modelin verildiği Şekil 3.2'de gösterildiği gibi saha üst, orta ve alt olmak üzere 3 blok halinde düşünülmüştür. Üst ve alt bloklardan üretim yapan kuyuların sularında yüksek miktarda SO₄ vardır ve bu da grabenin kuzey ve güneyinden gelen sık ılık sularla karışmasından kaynaklanmaktadır. Tablo 3.3'ten de görüleceği gibi, bu bloklarda bulunan kuyuların (KD-2, KD-9, KD-111) sularının hem Na/SO₄ oranları, hem de sıcaklıkları düşüktür. Ayrıca, Kızıldere rezervuarının üst kısmını oluşturan kireçtaşlarında da, sık ılık suların karışım etkisi daha az da olsa hissedilmekte olup, Na/SO₄ oranları derin sulara göre bir miktar daha düşüktür (KD-1, KD-1A ve KD-8) [15].

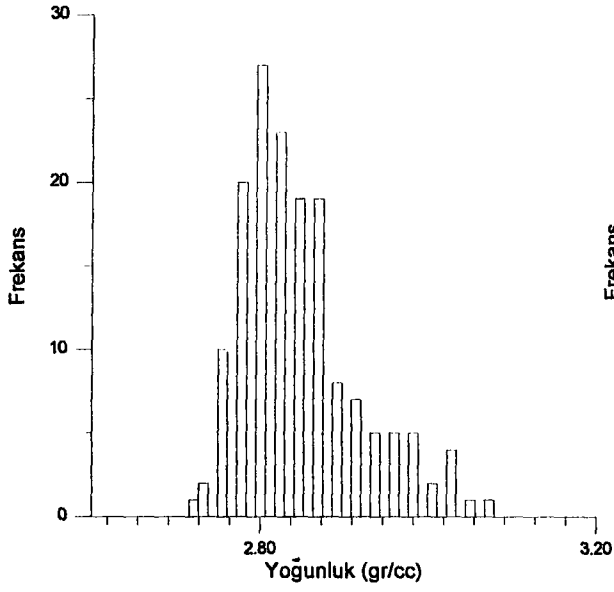
4. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARI ÖZELLİKLERİNİN TANIMLANMASI

Bu bölümde kuyu logları, kuyu testleri, kuyularda yapılmış sıcaklık ve basınç ölçmeleri ve diğer çalışmalar yardımıyla rezervuarın kayaç ve akışkan özelliklerinin tanımlanmasına çalışılmıştır. Kuyu logları, kuyu testleri ve laboratuvar çalışmaları rezervuarın daha çok kayaç özelliklerinin belirlenmesini sağlarken, jeokimyasal çalışmalar, basınç ve sıcaklık ölçmeleri akışkan özelliklerinin ve ilgili termodinamik parametrelerin saptanmasına yardımcı olmuşlardır.

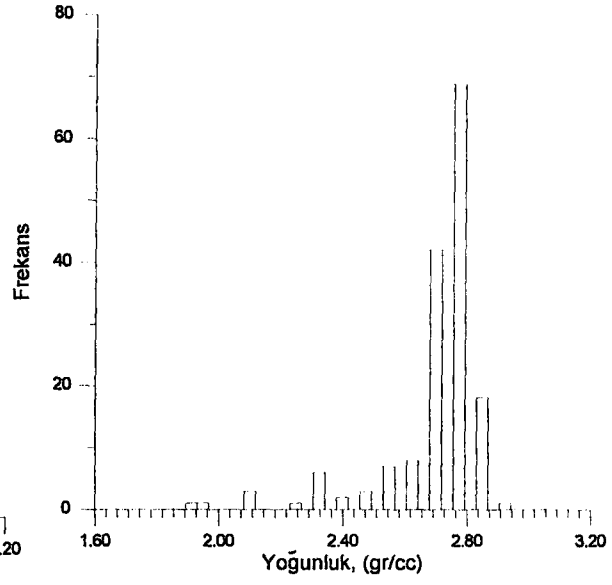
4.1. Kuyu Logları

Petrol endüstrisinde formasyon değerlendirilmesi için yoğun bir şekilde kullanılan kuyu loglarının jeotermal sahalardaki kullanımı görece olarak daha yenidir. Varolan uygulamalar da, daha çok niteliksel formasyon değerlendirmesine yöneliktir. Bu çalışma kapsamında Kızıldere jeotermal sahasındaki daha çok metamorfik serilerden alınan loglarla litoloji belirlenmesi gibi niteliksel değerlendirmeler yanında, formasyonların gözeneklilik ve yoğunluk başta olmak üzere petrofizik özellikleri belirlenmiştir[21]. Ayrıca, kuyu tamamlamasına yönelik olarak çatlak yerlerinin belirlenmesi, varolan çimentolamanın değerlendirilmesi, çökelmenin kuyu içindeki konumu gibi konular incelenmiştir. Kuyu tamamlamaya yönelik çalışmalar Bölüm 8'de incelenecektir.

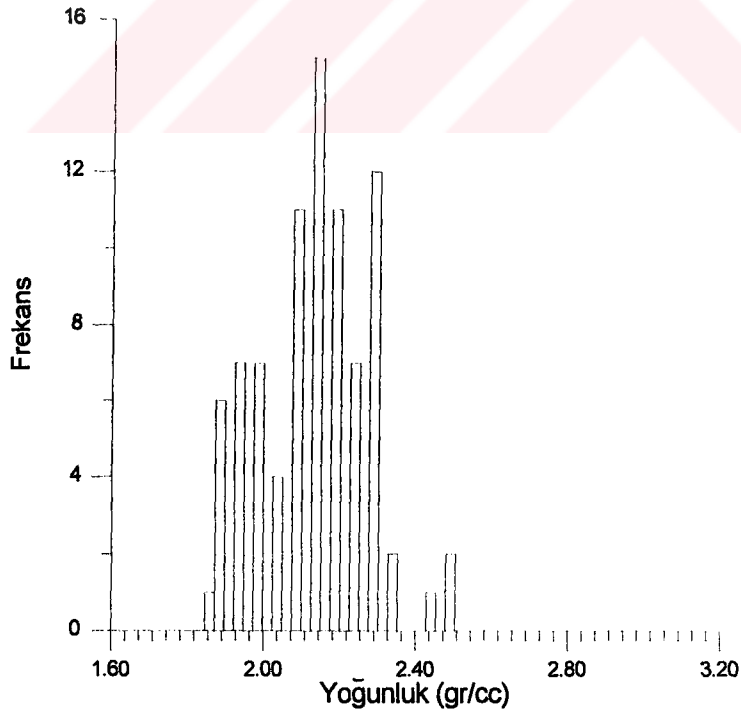
Bu konuda yapılabilecek çalışmalar litoloji belirlenmesine yönelik olmuştur. Kuyu logu profili, formasyondan türetilen bir seri niceliksel değeri temsil etmektedir. Bundan ötürü formasyon ve dolayısıyla litoloji niceliksel olarak ifade edilebilir. Bunu bir değerlendirme yöntemi olarak kullanabilmek için verilerin gruplandırılması gerekmektedir. Bu da, tek logun temsil ettiği histogramlar ve iki logdan yapılan çapraz grafik (cross-plot) şeklinde olabilir. Kızıldere jeotermal sahasından alınan çeşitli loglarla bu tür gruplandırmalar bilgisayar yardımıyla gerçekleştirilmiştir.



Şekil 4.1. KD-13 kuyusunda kaba yoğunluk dağılımı.



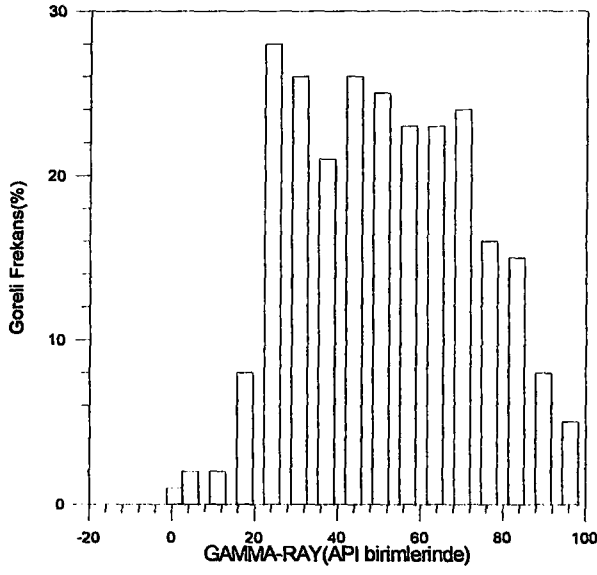
Şekil 4.2. KD-20 kuyusunda kaba yoğunluk dağılımı.



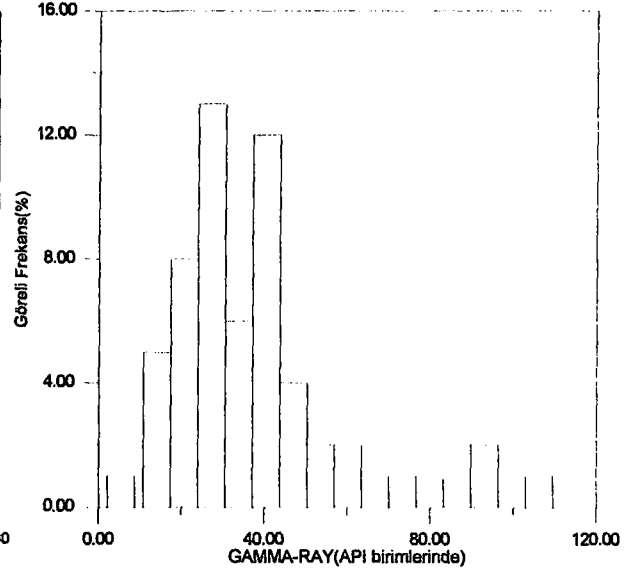
Şekil 4.3. KD-22 kuyusunda kaba yoğunluk dağılımı.

Şekil 4.1, Şekil 4.2 ve Şekil 4.3 tek loglardan üretilen histogramlar olup sırasıyla KD-13, KD-20 ve KD-22 kuyularındaki kaba yoğunluğun dağılımlarını göstermektedirler. KD-13 ve KD-20 kuyularındaki yoğunluk değerlerinin 2.8 g/cm^3 civarında ve biraz daha büyük olan değerlerde toplandığı görülüyor. Bu da, mermerin dolomitik orijinli olabileceğini göstermektedir. Kuyularda delinen mermerlerden karot alınmadığı için, bu karşılaştırma bir kuyudan üretim testi sırasında püskürtülen mermer parçacıklarının laboratuvarında ölçülen 2.88 g/cm^3 yoğunluk değerleri ile yapılmış ve uyumlu olduğu görülmüştür. KD-22 kuyusunda düşük görünen yoğunluk bu kuyuda gaz fazının bulunmasından olup, gaz varlığından ileride bahsedilecektir. Üretim zonunda bazı kuyularda mermerlerle birlikte mikaşistler de bulunmaktadır. Bu bağlamda Şekil 4.4 ve Şekil 4.5, sırasıyla KD-16 ve KD-22 kuyularının GR (Gamma-Ray) histogramlarını göstermektedir. GR değerlerinin mermerlerde 0-40 API U. ve mikaşistlerde 50-150 API U. arasında değiştiği[22] bilindiğine göre, bu rezervuarda iki litolojiden KD-22'de mermerin, KD-16'da ise mikaşistlerin ağırlıklı olduğunu gözlenmektedir.

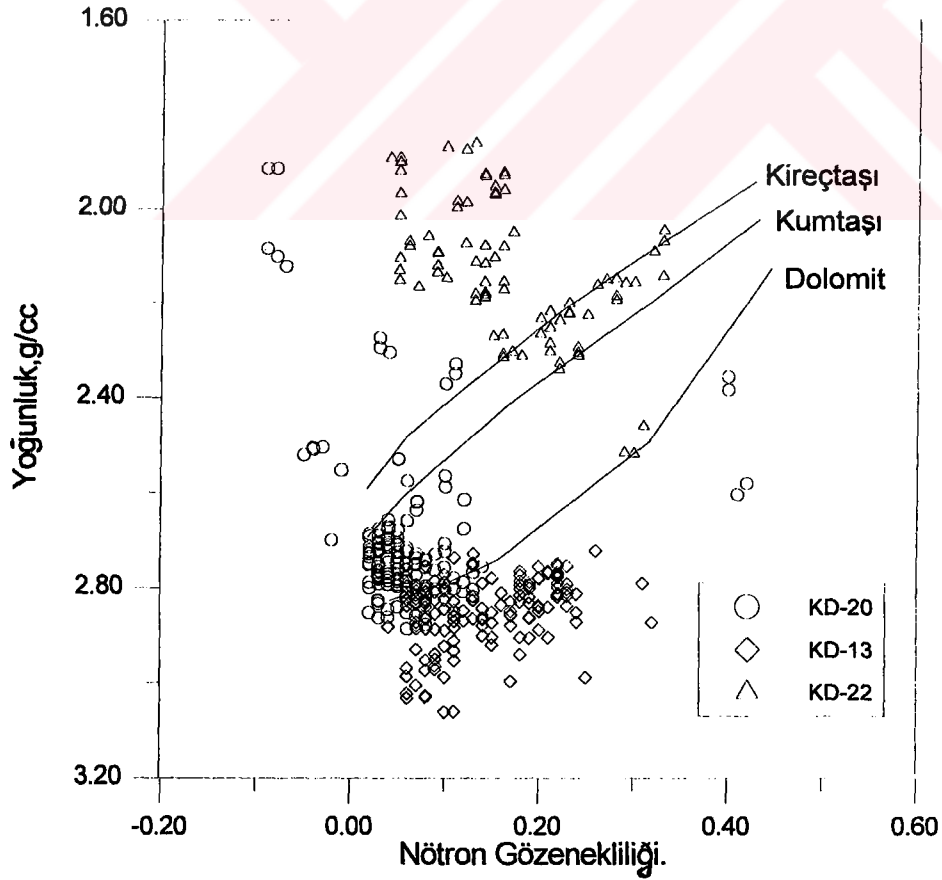
Kızıldere jeotermal sahasından alınan aynı parametreyi ölçen yoğunluk-nötron gibi uyumlu loglar ile farklı parametreleri ölçen GR-nötron/yoğunluk gibi uyumlu olmayan loglardan çapraz grafikler türetilmiştir. Şekil 4.6'da KD-13, 20 ve 22 kuyularının yoğunluk-nötron çapraz grafikleri görülmektedir. KD-13 ve 20 no.'lu kuyulardaki mermerlerin dolomit orijinli olma olasılıkları burada da gözlenmektedir. Burada dikkati çeken önemli bir konu da KD-22'ye ait değerlerinin çapraz grafikte gaz bölgesine düşmesidir. Bu gaz da Kızıldere jeotermal rezervuarında varlığı bilinen CO_2 'dir. Bu durum logun alınmış olduğu 1988 yılında Kızıldere'de iki faza geçişi işaret etmektedir. Kaliper loglar da kuyu dibinde rezervuar içinde CaCO_3 çökmesinin gözlenmesi iki faz oluşumunu doğrulamaktadır[21]. Şekil 4.7'de aynı kuyunun nötron ve yoğunluktan hesaplanan gözeneklilik profilleri görülmektedir. Burada da 550-600 m.'ler arasında iki faz oluşumu rezervuarın üst kısımlarında açıkça görülmektedir. Şekil 4.8'de görülen KD-13 kuyusunda gaz fazının rezervuarda belli bir yerde toplanmayıp, çeşitli seviyelerde birikmesidir. Bu durum kuyuya akış sırasında kuyu yakın çevresindeki basınç düşümüyle, gaz fazının çeşitli seviyelerdeki çatlaklarda oluşması ile açıklanabilir. Kasap (1970), KD-14 kuyusunun 457 m. derinlikte konglomera içinde sondaj yaparken üretime açıldığını ve belli bir süre CO_2 ürettiğini raporunda[23] belirtmiştir. KD-14 ve KD-22 kuyularının sahanın



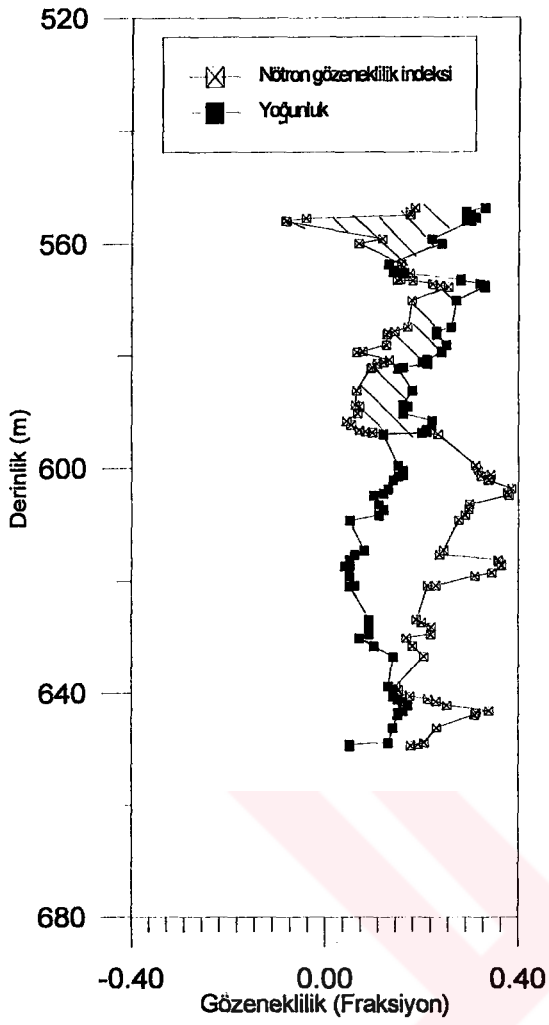
Şekil 4.4. KD-16 kuyusunun GR histogramları[21].



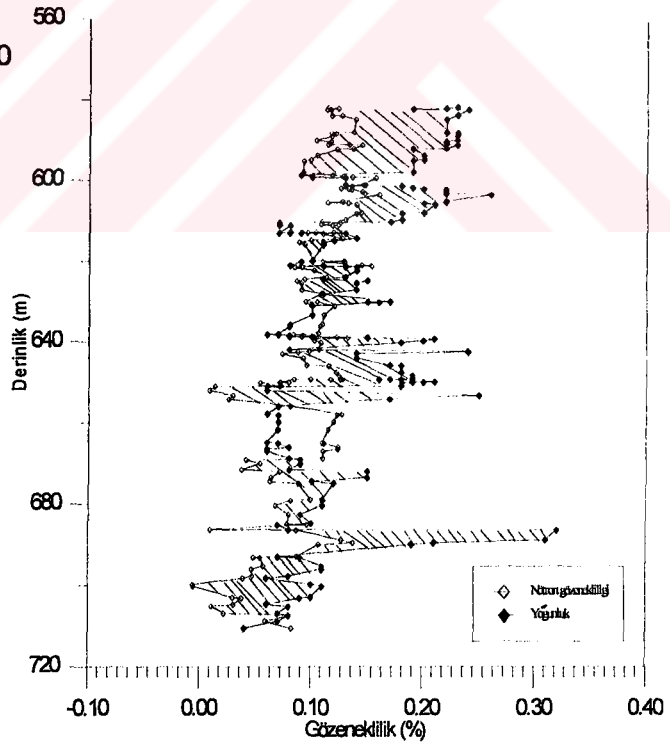
Şekil 4.5. KD-22 kuyusunun GR histogramları[21].



Şekil 4.6. KD-13, KD-20 ve KD-22 kuyularının yoğunluk-nötron çapraz grafikleri[21].



Şekil 4.7. KD-22 kuyusunun nötron-gözenek profillerinde gaz fazının durumu[21].



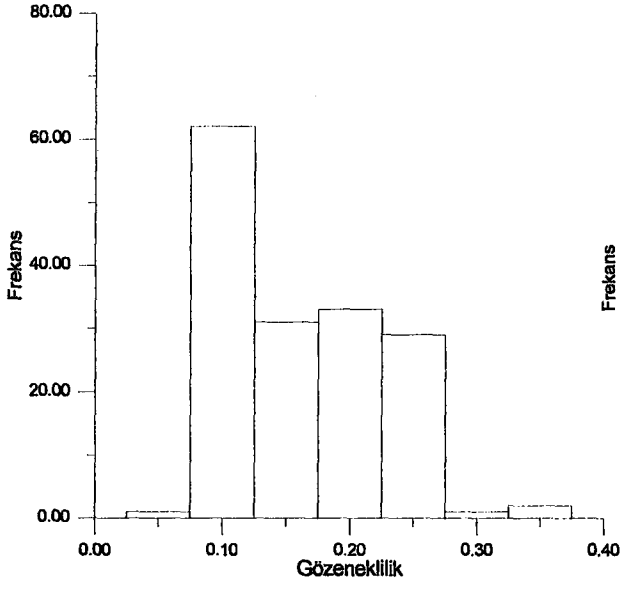
Şekil 4.8. KD-13 kuyusunun nötron-gözeneklilik profillerinde gaz fazının durumu.

merkezinde birbirine yakın kuyular olduğu biliniyor. Rezervuarın hemen üzerindeki konglomeralarda, daha sahanın üretime açılmadığı tarihlerde bile gaz varlığı hissedildiğine göre, geçmişte sahada belli yerlerde gaz cepleri oluşumundan bahsetmek olasıdır.

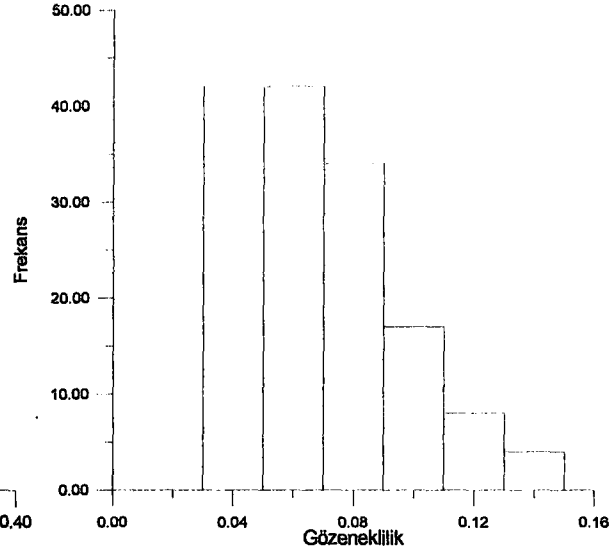
Öte yandan, Şekil 4.9, Şekil 4.10 ve Şekil 4.11'de sırasıyla KD-13, KD-20 ve KD-22 kuyularında gözlenen ilginç bir durum, aynı mermer formasyonu için KD-13'ün nötron gözenekliliği % 3-12 arasında değişirken, KD-22'de bu % 35'lere kadar yükselmesidir. KD-20 kuyusunun yoğunluk-GR çapraz grafiğinde mikaşistlerin varlığı Şekil 4.14'ten gözleniyor. Bu şistlerde veya alterasyon zonlarında oluşan killi seviyelerde varolan minerallerin yapısındaki su Şekil 4.6'daki çapraz grafikte görülen yüksek nötron gözenekliliğine neden olmaktadır. Şekil 4.11'de de gözleneceği gibi, bu tür seviyelerin geçildiği KD-22'de belirgin olarak yüksek gözeneklilikle kendini göstermektedir. Şekil 4.3'te görülen KD-22 kuyusunun yoğunluk histogramı da değişik yoğunluktaki kayaçları işaret ederken yukarıdaki savı desteklemektedir. Doğal olarak gözenekliliğin yükselmesiyle beklenen yoğunluk düşümü burada görülmemektedir. Daha önce Nelson ve diğ. (1975) tarafından yapılan bir araştırma mineral bağımlı suyun nötron-yoğunluk çapraz grafiğinde gerçek tane yoğunluğundan daha yüksek görünür tane yoğunluğu verdiğini ortaya koymuştur.

Diğer taraftan, Şekil 4.12'deki GR histogramı ve Şekil 4.13'deki uyumlu olmayan log parametrelerinden yapılan GR-nötron çapraz grafiğinde de gaz gösteren düşük gözenekliliğe sahip (% 0-25) kısımların doğal GR değerlerinin 0-20 API U. arasında olması, gaz içeren kesimlerin mermerler içinde olduğunu ve daha düşük yoğunluklu varsayılan daha yüksek GR'e sahip şistlerle ilgisi olmadığını ortaya koymaktadır.

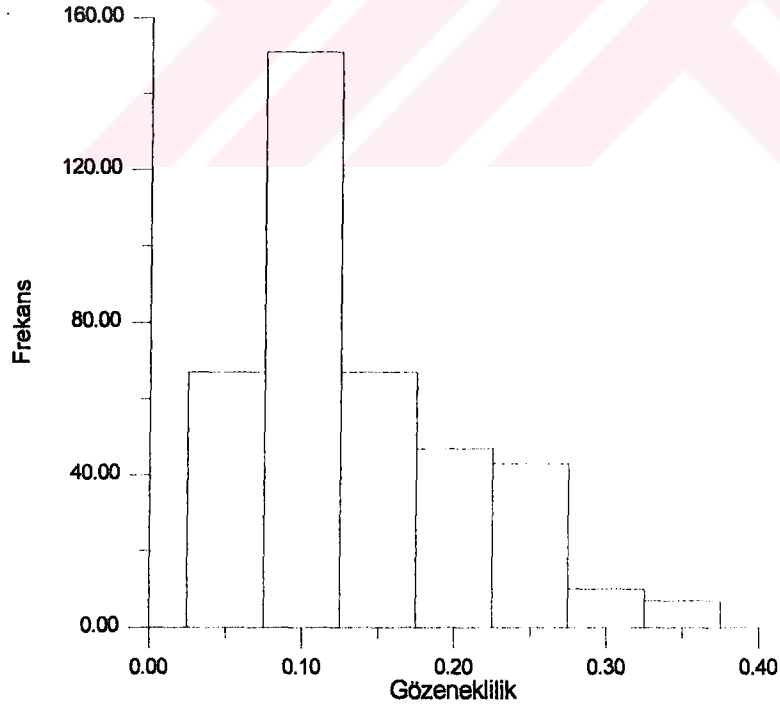
Kuyu loglarından üretilen çapraz grafiklerden matriks içindeki mineral yoğunluğu belirlenebilir. Şekil 4.14 ve Şekil 4.15 sırasıyla KD-20 ve KD-13 kuyularının GR-yoğunluk, çapraz grafiklerinde en küçük kareler(EKK) yöntemiyle elde edilen kesikli çizgilerle verilen doğruların yoğunluk eksenini kestiği noktalardan, bu kuyulardaki mineral yoğunluğunun sırasıyla yaklaşık olarak 3 g/cm³ ve 2.9 g/cm³ olduğu belirlenmiştir. Bu yoğunluklar hep dolomit mineralini işaret etmekte ve mermerin dolomit orijinli olduğunu doğrulamaktadır.



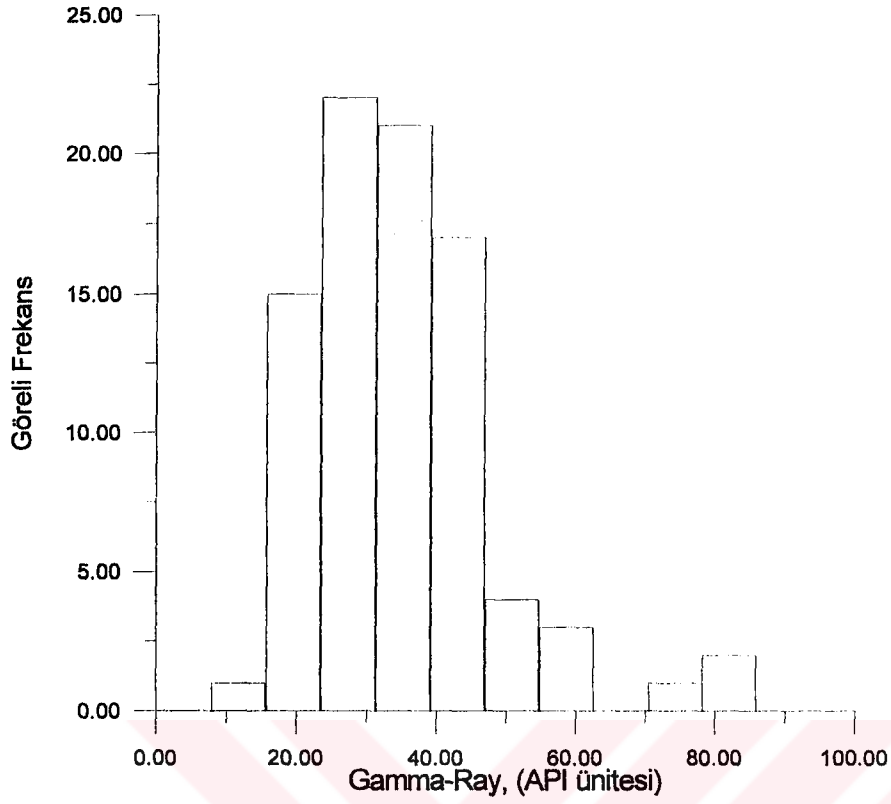
Şekil 4.9. KD-13 kuyusunda gözeneklilik dağılımı.



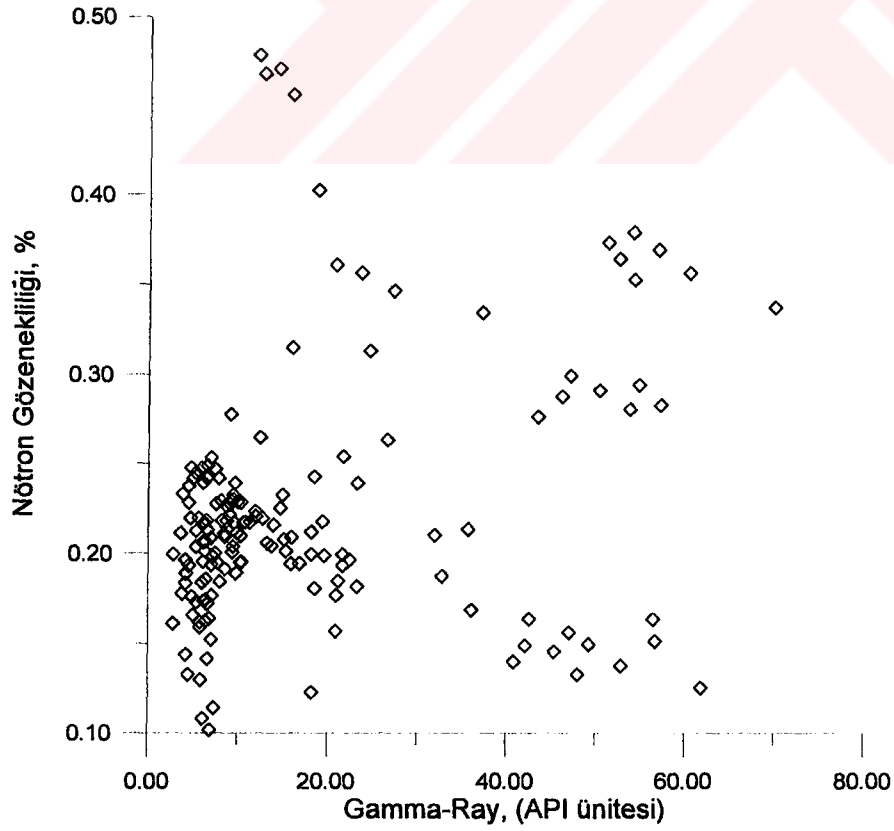
Şekil 4.10. KD-20 kuyusunda gözeneklilik dağılımı.



Şekil 4.11. KD-22 kuyusunda gözeneklilik dağılımı.



Şekil 4.12. KD-20 kuyusunda GR histogramı.



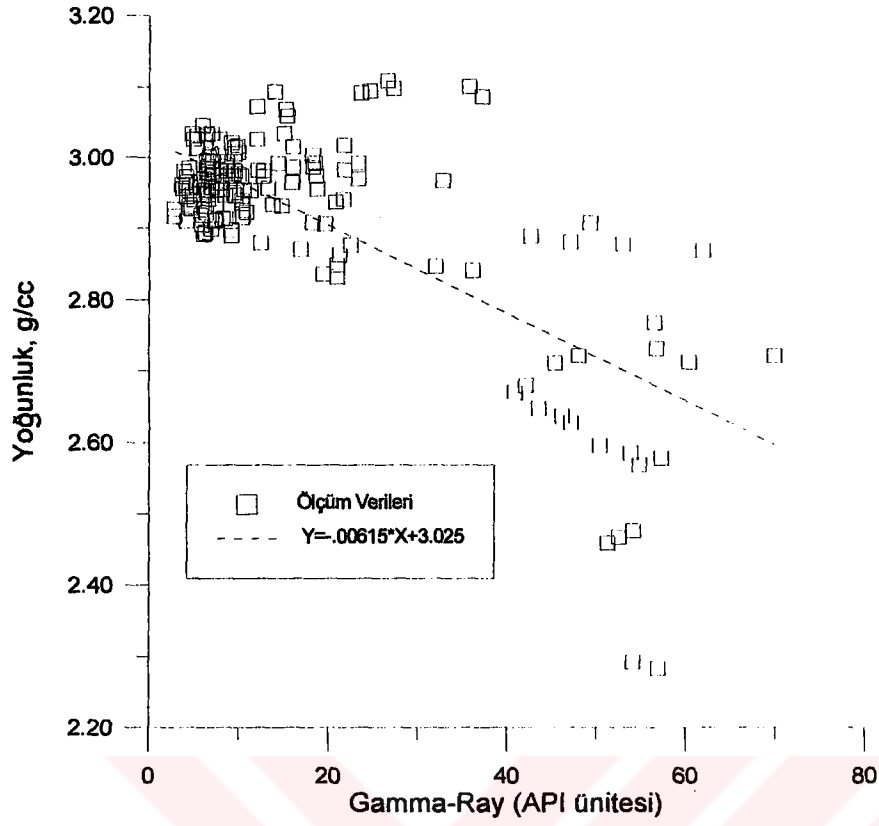
Şekil 4.13. KD-22 kuyusunda GR-Nötron çapraz grafiği.

Bu bölümde yapılan çalışmalardan ortaya çıkan parametrelerden en önemlileri mermerlerin ve diğer kayaçların yoğunlukları ve gözeneklilikleridir. Bu parametreler rezervuardaki ısı ve akışkan içeriklerinin hesaplanmasında önemli bir rol oynamaktadırlar. Öte yandan, ilk kez bu log çalışması sonunda mermerlerin dolomitik orijinli olduğu ortaya konmuştur [21]. Bu olgu daha sonra yapılan X-Ray difraktometre analizi ve yoğunluk ölçmeleriyle doğrulanmıştır (Bölüm 4.8). Daha sonraki kuyu tamamlama bölümünde bahsedileceği gibi bu durum asitleme tasarımında çok önemlidir.

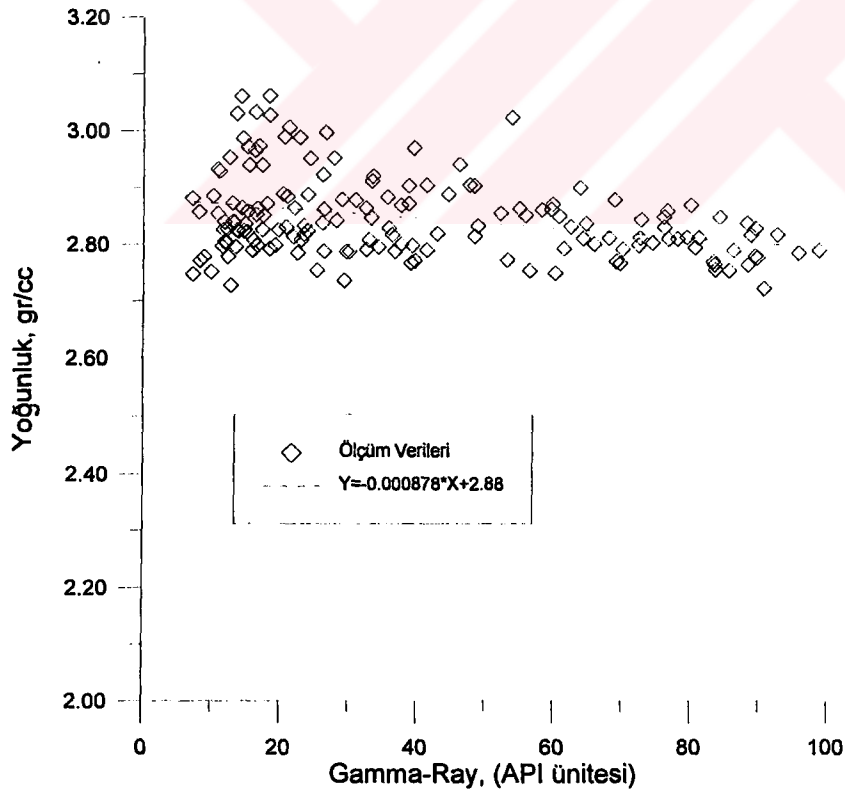
4.2. Kuyu Testleri

Kızıldere jeotermal sahası 1968 yılında keşfedildiği sırada kuyu testleri analizi petrol sektöründe gelişme ve yaygın olarak kullanılmaya başlama aşamasındaydı. O yıllarda dünyada jeotermal enerji sektöründe kuyu testleri uygulaması yoktu. Dolayısıyla, başlangıç aşamasında kuyularda yapılan basınç ölçmeleri genel gözlem amaçlı olup, kuyu testlerine yönelik değildi. Sahanın büyük ölçekli üretim sırasındaki davranışını gözlemek için iki adet bir yıl süreli test 1972 ve 1976 yıllarında uygulanmıştır. Kuyu testleri bilinçli olarak ancak 1988-1989 yıllarında uygulanmıştır. Yalnız, bu testlerin amacı kuyu yakın civarındaki kalsit çökmesini gözlemekten, enjeksiyon ve üretim verimlilik indekslerini belirlemeye çalışmaktan öteye gidememiş ve testlerin analizleri ya yapılmamış, ya da yapılanlar doğru olarak değerlendirilmemiştir. Bu çalışma çerçevesinde 100 kadar kuyu testi ele alınmış ve bunların 50 kadarı analiz yapılmaya uygun bulunarak, değerlendirilmiştir[25]. Bu testlerin iyi değerlendirilememesinin en önemli nedeni, bunların belli bir amaca yönelik tasarlanmamış olmasıdır. Daha sonraları 1990 yılından itibaren, testler periyodik olarak her yıl kalsit çökeltilerini temizlik işlemleri sonunda tekrar edile gelmiştir.

Bu çalışmada Kızıldere sahasında uygulanan kuyu testlerinin değerlendirilmesi sonucunda düşey geçirgenlik, formasyon transmisiviteleri, rezervuarın değişik kesimlerindeki düşey ve yatay yöndeki geçirgenlik, gözeneklilik kalınlığı, toplam akışkan hacmi, çökeltme durumu ve kuyu canlandırma uygulamalarının (well stimulation) sonuçları hakkında bilgi edinilmiştir. Bu amaçla basınç ölçmeleri, tek ve



Şekil 4.14. KD-20'de yoğunluk-GR çapraz grafiğinden mineral yoğunluğunun belirlenmesi.



Şekil 4.15. KD-13'de yoğunluk-GR çapraz grafiğinden mineral yoğunluğunun belirlenmesi.

değişken debili enjeksiyon ve düşüm (fall-off), basınç yükselim ve azalım, girişim testleri değerlendirilmiştir.

Kuyu testlerinin değerlendirilmesinde birincil gözeneklilik ve geçirgenliğe sahip olmayan rezervuar gelişmiş çatlak sisteminin yarattığı homojen bir ortam olarak kabul edilmiştir. Bu varsayımdan hareketle, kuyu testleri analizleri petrol mühendisliğinde homojen rezervuarlar için kullanılan klasik yöntemlerle yapılmıştır. Uygulanan bu yöntemler Horner, Miller-Dyes-Hutchinson, iki ve/veya çok debili test değerlendirilmesi ve eğri çakıştırma yöntemi olarak sıralanabilir[26].

Elde edilen geçirgenlik değerleri geçirgenlik kalınlığı cinsinden ifade edilmiştir. Bunun nedeni de, değişik kuyularda rezervuara farklı derecede girilmesi ve stratigrafik bir ayırım yapılmaması yanında, özellikle sıcaklık ölçmelerinden (bu ölçmelerin 25-50 m aralıklı istasyonlarda alınması dolayısıyla) rezervuar kalınlığının kesin olarak belirlenememesidir. Rezervuardaki akışkan tek faz, diğer bir deyişle, sıvı olarak alınmış olup, testler ve yapılan basınç ölçmeleri sırasında rezervuarda buharlaşma (su+buhar) gözlenmemiştir. Geçirgenlik kalınlığı hesaplanmasında kullanılan akmazlık (viskozite) suyun tuzluluğu da dikkate alınarak, rezervuar sıcaklığındaki suyun akmazlığı olarak kullanılmıştır. Zar faktörü hesaplamalarında kullanılan gözeneklilik kuyu loglarından elde edilen ortalama %6'lık değerdir. Sıkıştırılabilirlik (compressibility) için iki ayrı değer kullanılmıştır. Başlangıçta uygulanan testler için Long ve Chierigi korelasyonundan[26] ekstarpolasyon yoluyla suyun rezervuar basınç ve sıcaklığındaki sıkıştırılabilirliği olan $6.5 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$, 1989'dan itibaren CO₂'in ayrılması dolayısıyla hesaplanan iki fazlı akışkan sıkıştırılabilirliği[27] olan $7.6 \times 10^{-3} \text{ bar}^{-1}$ ve toplam sıkıştırılabilirliği hesaplamak için de Hall korelasyonundan[26] kireçtaşının %6'lık gözenekliliğe karşı gelen formasyon sıkıştırılabilirliği olan $8 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$ kullanılmıştır. Yine zar faktörü hesaplarında geçirgenlik yerine transmisivite değerleri kullanıldığı için, geçirgenliğin var olduğu formasyon kalınlığı değerleri Bölüm 4.3'ten alınarak kullanılmıştır..

4.2.1. Basınç Gradyenleri

Hidrostatik rezervuar basınç gradyenlerinin rezervuardaki akışkanın yukarıya doğru doğal akışının göstergesi olduğu[28] belirtilmiştir. Bu doğal akış aşağıdaki formülle modellenabilir:

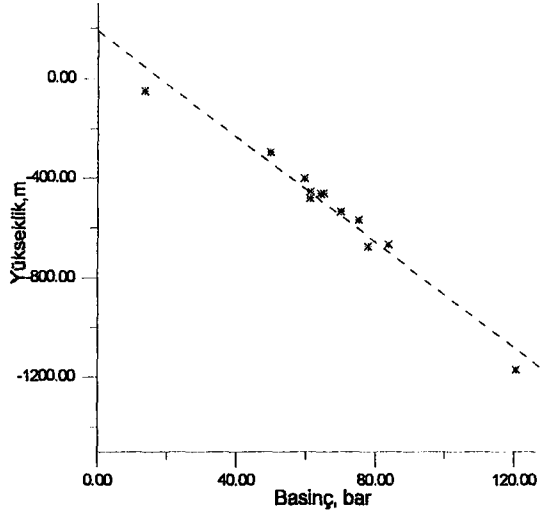
$$q = -\frac{k_v}{\nu_w} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \gamma_w \right) \quad (4.1)$$

Rezervuardan yukarıya doğru doğal akışı sağlayan itici gücü soğuk ve sıcak sular arasındaki yoğunluk farkı sağlamaktadır. Şekil 4.16'da görülen basınç gradyeni, orijinal basınç dağılımı bozulmadan, kuyuların delinmesi bittikten hemen sonra 1970-1971 yıllarında alınan ilk basınç ölçmeleri değerlendirilerek oluşturulmuştur. Kızıldere sahası civarında doğal akış 40 lt/s olup, bu akış 1.5 km²'lik bir alanda gerçekleşmektedir[12,15]. Şekil 4.16 ve hesaplanan gradyenler arasındaki farktan hesaplanan artık gradyen 0.016 bar/m olup[25], yukarıya doğru doğal akışı sağlamaktadır. Bu gradyen farkı Şekil 4.16'dan elde edilen basınç gradyeni 0.088 bar/m'den formasyon sıcaklığındaki su katmanlarının normal hidrostatik gradyeni olan 0.072 bar/m'nin çıkarılmasından bulunmaktadır. Donaldson'un önerdiği yöntemle[28] hesaplanan düşey geçirgenlik 2.2 md'dir. Dominco (1970) yaptığı çalışmada[12] jeotermal suyun 100⁰C sıcaklıkta deniz seviyesinden 220 m. yükseklikte kaplıca şeklinde doğal olarak aktığını belirtmiştir. Şekil 4.16'daki basınç gradyeninin ordinatı kestiği nokta suyun yeryüzüne yaklaşık bu seviyelerde ulaştığını göstermektedir.

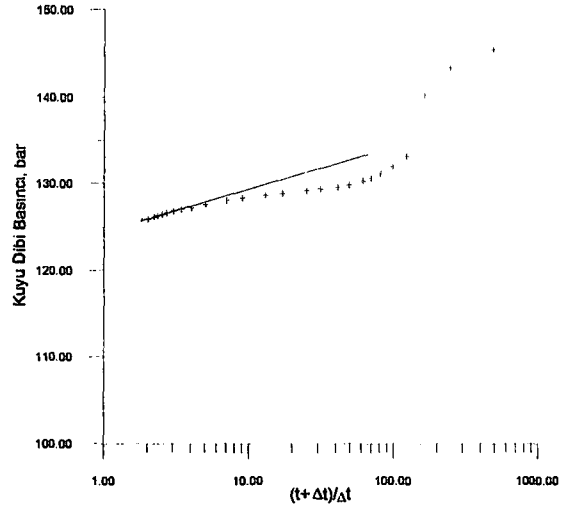
4.2.2. Enjeksiyon Testleri

1988-89 periyodundan itibaren enjeksiyon testleri özellikle asitlemenin CaCO₃ çökeltilerini temizleme etkinliğini kontrol için kullanılmıştır. Bunlar tek ve değişken debili enjeksiyon ve basınç düşüm (fall-off) testleri olmak üzere gruplandırılabilirler. Şekil 4.17 ve Şekil 4.18 sırasıyla tipik basınç düşüm testi ile çok debili enjeksiyon testlerini göstermektedir. Tablo 4.1 çeşitli kuyularda uygulanan bu testlerin sonuçlarını göstermektedir.

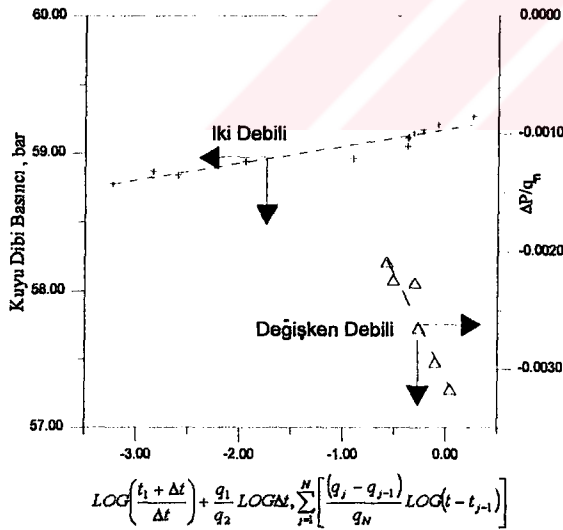
Bu testlerden, asitlemenin yakın kuyu civarındaki geçirgenliği CaCO₃'ı çözerek önemli ölçüde artırdığını gözlüyoruz. İki pozitif değer dışında tüm zar etkilerinin negatif olmasının nedeni, soğuk su enjeksiyonu sonucunda formasyonda oluşan soğuma dolayısıyla meydana gelen termal çatlatma ile artan basıncın oluşturduğu hidrolik çatlatmadır. Pozitif zar etkisi olarak görülen TH-2'deki oluşum biraz farklı olup, bu kuyuda kurtarma işlemleri dolayısıyla kuyuda birkaç ay kalan çamurun katılaşp yarattığı formasyon hasarı nedeniyledir. Bu durum kuyu tamamlama



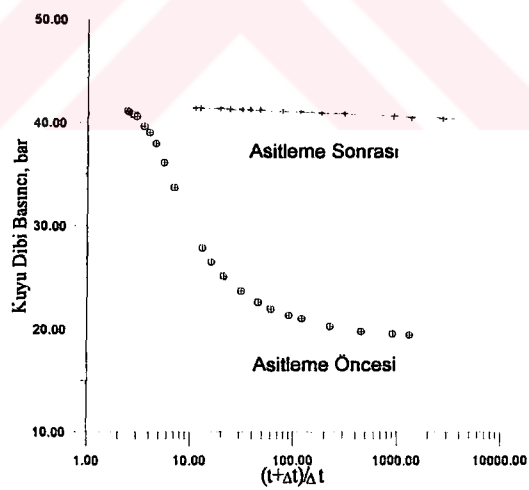
Şekil 4.16. Kızıldere sahasında kuyudibi statik basınçlarından belirlenen rezervuar basınç gradyeni[25].



Şekil 4.17. TH-2'de basınç düşüm testi.



Şekil 4.18. KD-16'da çok ve iki debili enjeksiyon testleri[25].



Şekil 4.19. KD-15'te asitleme öncesi ve sonrası basınç yükselme testi sonuçları[25].

açısından çok belirgin bir örnek olup, bundan sonraki delinecek kuyu planlamalarına ve uygulamalarına yansıtılmalıdır. Öte yandan, R-1 enjeksiyon kuyusunda yapılan tek ve çok debili enjeksiyon testleri diğer kuyulara göre düşük geçirgenlik kalınlığı değerleri vermiştir. Bunun en önemli nedenlerinin bu kuyuda asitleme gibi işlemlerin uygulanmamış olması yanında, daha derin olan bu derin termal rezervuarın doğal olarak geçirgenliğinin sıcak su rezervuarına göre düşük olmasıdır.

Tablo 4.1. Enjeksiyon Test Sonuçları.

Kuyu	Test Tipi	Geçirgenlik Kalınlığı, kh, (d-m*)	Zar Faktörü s	Testin Uygulama Koşulları ve Tarihi
KD-13	Çok debili	4.00	-2.47	Temizlik sonrası, 1988
KD-14	Çok debili	4.80	-0.93	Asitleme öncesi, 1988
KD-16	Çok debili	9.70	-1.80	Asitleme öncesi, 1988
KD-20	İki debili	4.70	-2.50	Asitleme öncesi, 1988
KD-20	Çok debili	29.94	-6.22	Asitleme sonrası, 1988
KD-21	Çok debili	1.65	-1.90	Asitleme öncesi, 1988
KD-21	Çok debili	18.80	-2.65	Asitleme sonrası, 1988
KD-22	Çok debili	14.74	-2.47	Asitleme öncesi, 1988
KD-22	İki debili	78.20	-4.50	Asitleme sonrası, 1988
R-1	Enjeksiyon	1.28	-4.13	Tamamlama sonrası, 1998
R-1	Çok debili	0.69	-4.38	Tamamlama sonrası, 1998
TH-2	Çok debili	5.30	+0.70	Tamamlama sonrası, 1997
TH-2	Fall-Off	4.94	+0.50	Dokuz ay sonra, 1997

* d-m = darcy-m = $9.86923 \times 10^{-13} \text{ m}^3$.

4.2.3. Basınç Yükselim ve Azalım Testleri

Bu testler de Tablo 4.2’de görüldüğü gibi tek ve çok debili olarak uygulanmıştır. Bunlar da asitlemenin bazı durumlarda etken olduğunu göstermektedirler. Çok debili testler sahanın keşfinden hemen sonra uygulanmış olup, bunlardan hesaplanan geçirgenlik kalınlığı değerleri daha sonrakilere göre düşüktür. Bu aşamada çökme yoktur ve canlandırma işlemleri uygulanmamaktadır. Ancak, sahanın üretim sürecinde elde edilen basınç yükselim test sonuçları yapılan asitleme işlemleri dolayısıyla yüksek görünmektedir. Burada ilgi çeken durum zar etkisinin negatif olup bir formasyon hasarının gözükmemesidir. Şekil 4.19 çökme sorununun yarattığı formasyon hasarını ve asitlemeden sonraki durum ile aralarındaki farkı göstermesi açısından ilginçtir. Öte yandan, R-1 kuyusundaki testlerin değerlendirilmesi sonucu pozitif zar etkisi görülmektedir. Bunun da nedeni 240°C sıcaklığa erişen bu derin rezervuarda çamurla yapılan sondaj sırasında oluşan formasyon hasarıdır. Dikkat çeken bir nokta, bu formasyon hasarının kuyuya birkaç kez su basılması ve bu su enjeksiyonları sırasında formasyondaki hasarın bir

kısının giderildiğinin basınç düşümünden gözlenmesine rağmen hesaplanması olup, bu çamurun yaptığı kalıcı hasardır. Bu kuyudaki yükselim testinin enjeksiyon testlerinden sonraki bir devirde uygulanması dolayısıyla, elde edilen geçirgenlik kalınlıklarının daha yüksek çıkması da yukarıdaki savı doğrulamaktadır.

Ele alınan kuyu testleri verilerinden testlerin iyi planlanmadığı ve gelişigüzel yapıldığı, birçok kuyu testinin zamanından önce bitirilmesinden anlaşılmaktadır. Bundan ötürü, bazı testlerin analizi, bu kısımların kuyuiçi depolaması tarafından kontrol edilmesi nedeniyle yapılamamıştır. Ayrıca, bazan okunan veriler yeteri sıklıkta ve yeteri kadar özenle okunmadığı için de hatalara neden olabilmektedir. Tüm bunları daha iyi görebilmek ve modern test analizlerinin de jeotermal kuyularda uygulanan test analizlerinin yorumuna nasıl yardımcı olabileceğini göstermek amacıyla, EK.A'da seçilen KD-15 kuyusunun analizleri yapılmıştır.

Tablo 4.2. Basınç Yükselim ve Azalım Test Sonuçları.

Kuyu	Test Tipi, Analiz	Geçirgenlik Kalınlığı, kh, (d-m)	Zar Faktörü s	Testin Uygulamama Koşulları ve Tarihi
KD-6	Yükselim, MDH	3.70	-	Asitleme öncesi, 1987
KD-6	Yükselim, MDH	20.9	-2.08	Asitleme sonrası, 1988
KD-13	Azalım	16.6	-	Asitleme sonrası, 1988
KD-13	Değişken debili	0.94	-2.40	Başlangıç aşaması, 1971
KD-14	Değişken debili	0.50	-2.25	Başlangıç aşaması, 1971
KD-15	Değişken debili	3.30	-1.63	Başlangıç aşaması, 1971
KD-15	Yükselim, MDH	20.4*	-4.10	Asitleme sonrası, 1988
		55.3**	1.4	Asitleme sonrası, 1988
KD-15	Yükselim, Regres.	54.8	0.6	Asitleme sonrası, 1988
KD-20	Yükselim, MDH	46.30	-4.40	Asitleme sonrası, 1988
R-1	Yükselim, MDH	6.48	+3.37	Tamamlama sonrası, 1998
R-1	Yükselim, MDH	7.7	+3.89	Tamamlama sonrası 1998
TH-2	Yükselim, Horner	3.25	-1.78	Enjeks.'dan 9 ay sonra 1997
TH-2	Eğri çakıştırma	10.00	-	Enjeks.'dan 9 ay sonra 1997

*(erken zaman), **(geç zaman).

4.2.4. Girişim Testleri

Çeşitli analiz teknikleriyle elde edilen ve benzer transmisivite değerleri Tablo 4.3'te verilmektedir. Bununla birlikte KD-6 kuyusuyla sahanın merkezi arasındaki geçirgenlik kalınlığının yüksek olması dikkat çekicidir. Genel olarak elde edilen geçirgenlik kalınlığı değerleri diğer testlerden bulunanlardan on kat yüksektir. Bu durum, tek kuyu testlerinin yakın kuyu civarındaki geçirgenliği ile bir veya birkaç çatlağın sınırlı akış kapasitesini yansıtmaması, girişim test sonuçlarının da rezervuardaki o bölgenin geçirgenliği ile daha çok sayıdaki çatlağın akış kapasitesini

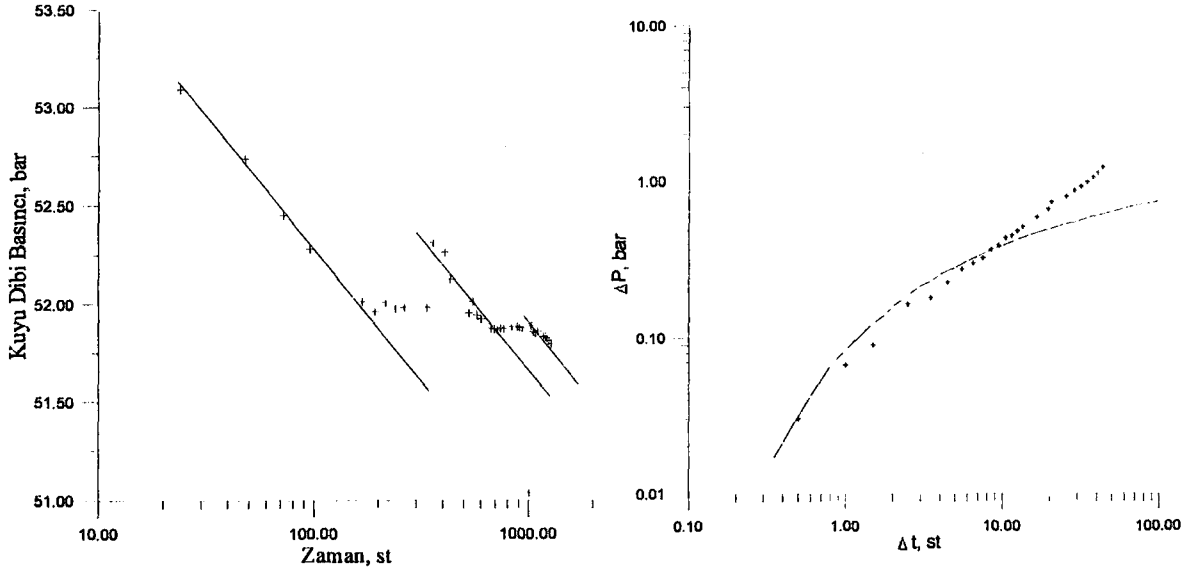
yansıtmasıyla açıklanabilir. Girişim testlerinden elde edilen diğer bir sonuç ta, rezervuarın alt birimlerinden üretimin KD-2 ve KD-8 gibi üst birimlerdeki kuyularda basınç düşümü yönünden yarattığı yanıttır. Rezervuarın üst ve alt birimleri arasındaki hidrolik ilişki, geçirgenlik kalınlığı değerlerinden de gözleneceği gibi, rezervuarın yatay birimleri arasındaki ilişki kadar güçlüdür. Aslında, rezervuardaki üretime üst birimlerde tamamlanan KD-3 ve KD-4 gibi uzak kuyulardan da yanıt vardır. Bunlar, daha önce 1. ve 2. rezervuar olarak adlandırılan alt ve üst birimlerin aslında o yöredeki çatlak sisteminin yarattığı tek bir rezervuar olduğunu göstermektedir. KD-3 ve KD-4'teki basınç düşümleri sahanın kuzey tarafında da arama yapılması gereğine işaret etmektedir. Ayrıca, Şekil 4.20'de uygulanan testin yorumu sonucunda, rezervuarın bir kısmında çifte gözeneklilik olasılığı tahmin edilmekte ve Şekil 4.21'de görülen test ise kapalı bir sistem olarak yorumlanmaktadır.

Tablo 4.3. Girişim Test Sonuçları.

Gözlem Kuyusu	Analiz Yöntemi	Geçirgenlik Kalınlığı, kh, (d-m)	Depolama Katsayısı $\phi h c_v$, m/bar	Testin Yapılma Koşulları ve Tarihi
KD-2	Yarı-log	91.9	-	6 kuyu üretimde, 1988
KD-2	Yarı-log	151.8	0.95E-2	6 kuyu üretimde, 1988
KD-6	Eğri çakıştırma*	204.7	2.75E-2	Azalım periyodu, 1988
KD-6	Yarı-log	206	-	Azalım periyodu, 1988
KD-8	Eğri çakıştırma*	140	0.86E-2	6 kuyu üretimde, 1988
KD-8	Yarı-log	120	-	6 kuyu üretimde, 1988
KD-8	Yarı-log	120	1.44E-2	6 kuyu üretimde, 1988
KD-9	Yarı-log	147	-	6 kuyu üretimde, 1988
KD-9	Yarı-log	108	-	6 kuyu üretimde, 1988
KD-20	Yarı-log	164	-	Azalım periyodu, 1988
KD-20	Eğri çakıştırma*	131.5	1.49E-2	Azalım periyodu, 1988
KD-21	Eğri çakıştırma*	16.8	-	KD-22 üretimde, 1988
KD-21	Yarı-log	19.4	-	KD-22 üretimde 1988
KD-9	Yarı-log	23.9	-	R-1 üretimde, 1998
KD-7	Yarı-log	68.4	-	R-1 üretimde, 1998

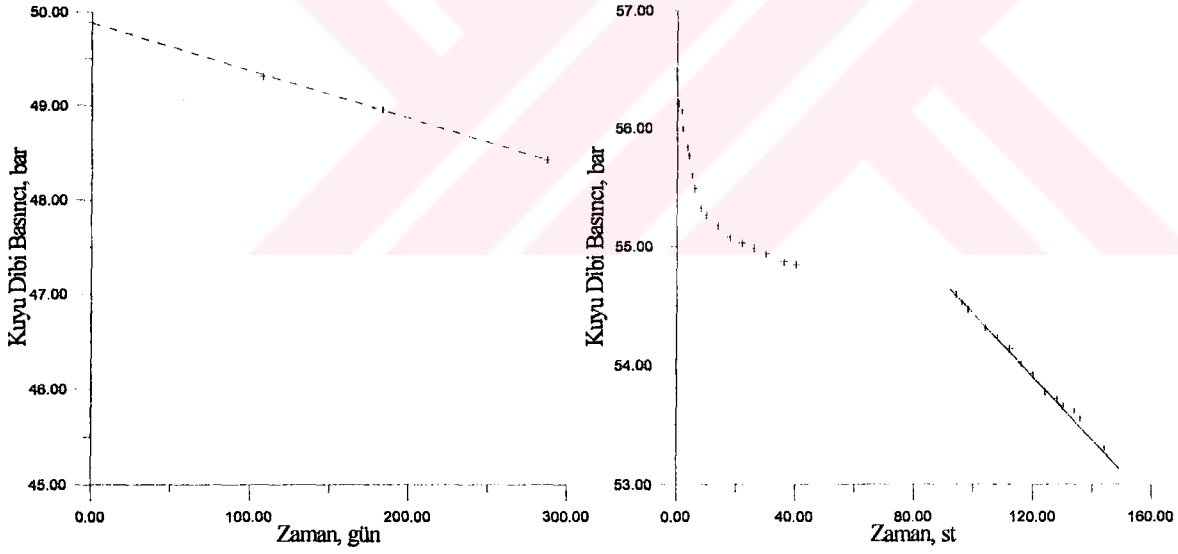
*Eğri çakıştırma için Çizgi-Kaynak "Line-Source" yöntemi kullanılmıştır.

Öte yandan, KD-21 ve KD-22 kuyuları arasındaki girişim testi ile diğer gözlem kuyuları ve tüm diğer üretim kuyularının çalışması sırasında yapılan girişim testleri arasındaki on kat büyüklük farkı olgusuna yakın zamanda Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl.'de gerçekleştirilen bir çalışma açıklık getirmektedir[29]. Bu çalışmada bu test fraktal yöntem ile analiz edilmiş ve sonucu bu iki kuyu arasında tek çatlak olduğu şeklinde yorumlanmıştır. Sahada bir kuyunun izleyici ve diğerlerinin üretimde olması durumunda gerçekleştirilen girişim testi ise, tüm sahadaki (ya da o yöredeki)



Şekil 4.20. Çifte gözeneklilik izlenimi veren KD-7'deki girişim testi[25].

Şekil 4.21. Kapalı sistem izlenimi veren KD-22'deki girişim testi[25].



Şekil 4.22. KD-15'te rezervuar sınır testi(1970),[25].

Şekil 4.23. KD-20'de rezervuar sınır testi(1988),[25].

çatlakların kapasitesini yansıtmakta olduğu için yaklaşık 10 kat daha büyük görünmektedir. Öte yandan, derin termal rezervuardan üretim yapan R-1 kuyusunun KD-7 ve KD-9 ile gerçekleştirilen girişim testleri sırasında, derin rezervuara inen R-1 ile çok yakın mesafede olan, fakat, üstteki mikaşistlerde tamamlanan KD-9 kuyusu arasındaki hidrolik iletişim, R-1 kusunun üretime alınmasından iki saat sonra KD-9'daki basınç düşümünden gözlenmektedir. KD-7 ile olan girişimde ise rezervuardaki birçok çatlağın devreye girmesi ile akış kapasitesi artmasına rağmen transmisivite sığ sıcak su rezervuarı için değerin yarısı kadar olmaktadır. Bu her iki rezervuar arasında yine de oldukça önemli bir hidrolik bağın göstergesidir.

4.2.5. Rezervuar Sınır Testleri

Şekil 4.22 ve Şekil 4.23'de sırasıyla KD-15'de yapılan uzun dönemli ve KD-20'de uygulanan kısa dönemli basınç azalım testleri, rezervuar sınır testleri olarak değerlendirildikten sonraki sonuçları gösterilmektedir. KD-15'te uygulanan yaklaşık bir yıl süreli testin analizi klasik rezervuar sınır testi olarak yapılmış ve $535 \times 10^6 \text{ m}^3$ 'lük bir gözenek hacmi vermiştir. KD-20'de uygulanan test ise daha kısa süreli olup, yine klasik rezervuar sınır testi olarak analiz edilmiştir. Ancak, bu testin sonucu olarak gözenek hacmi yerine $\phi.h.c_t.A$ alınmış ve KD-20 kuyusunun girişim testinden elde edilen $\phi.h.c_t$ değeri olan $1.49 \times 10^{-2} \text{ m/bar}$ kullanılarak rezervuarın alanı 3.45 km^2 olarak hesaplanmıştır. Bu yöntemin uygulanmasının nedeni $\phi.h.c_t$ değerinde var olan kalınlık ve sıkıştırılabilirliğin tahmin yerine rezervuar özelliklerini doğrudan yansıttığı düşünülen bir kuyu testinden alınması ve daha sağlıklı bir sonuç elde edileceğinin düşünülmesidir. Yapılan jeolojik ve jeofizik çalışmalar sonucunda[15] 2.85 km^2 'lik bir alan tahmin edilmiş, Uğur (1997) ise doktora çalışmasında[27] $603 \times 10^6 \text{ m}^3$ 'lük bir hacim önermişti (Bölüm 5.2.2). Görüldüğü gibi bu çalışmalardan elde edilen değerlerle tez çalışması çerçevesinde bulunanlar uyumludur.

4.3. Basınç ve Sıcaklık Ölçmeleri

Kızıldere kuyularında başlangıçtan itibaren sıcaklık ve basınç ölçmeleri periyodik olarak yapılmaktadır. Bu ölçmelerden faydalanarak rezervuar hakkında çeşitli bilgiler edinebiliriz. Bu bölümde sıcaklık ve basınç ölçmelerinden edinilen

bilgilerden faydalanılarak bazı rezervuar özellikleri belirlenmiştir. Bunlar, sıcaklık ve basınç ölçmeleri adı altında aşağıdaki gibi gruplanabilir:

1-Sıcaklık ölçmeleri

- Su kaybı testleri,
- Isınma sürecinde sıcaklık ölçmeleri,
- Dinamik sıcaklık ölçmeleri,
- Statik sıcaklık ölçmeleri
- Üretim testleri sırasında alınan sıcaklık ölçmeleri.

2- Basınç ölçmeleri

- Statik basınç ölçmeleri,
- Dinamik basınç ölçmeleri,
- Üretim sürecinde basınç ölçmeleri.

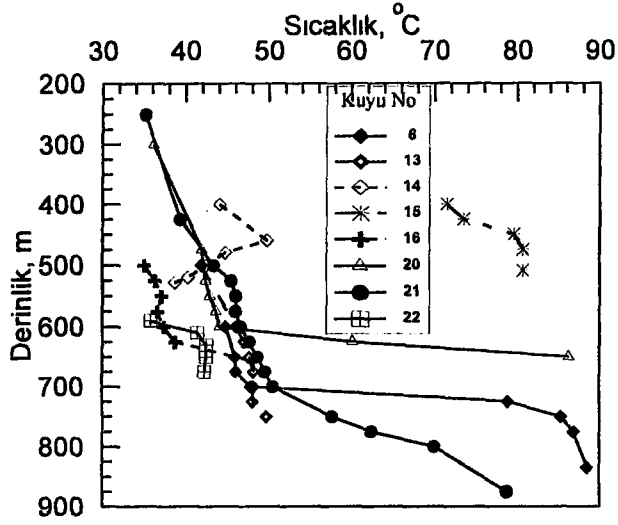
4.3.1. Sıcaklık ölçmeleri

Su Kaybı Testleri:

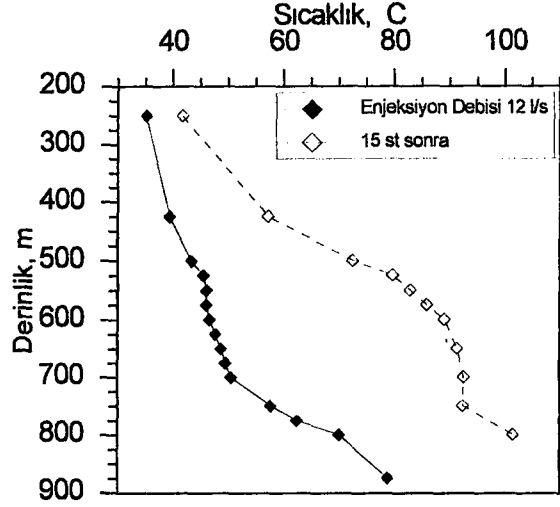
Sıcaklıkla ilgili ölçmeleri değerlendirdiğimiz zaman su kaybı testleri çatlaklı bölgelerin belirlenmesi için kullanılmaktadır. Tablo 4.4'te su kaybı testi yapılan üretim kuyularda belirlenmiş geçirgen zonlar görülmektedir. Aynı Tabloda, sondaj sırasında gözlenen çamur kaçaklarından tesbit edilen geçirgen seviyeler de verilmektedir. Tablo 4.5'te ise üretim yapmayan kuyulardaki sondaj sırasında gözlenen çatlak seviyeleri verilmektedir. Ancak, çamur kaçaklarından belirlenen seviyeler pek sağlıklı değildir, çünkü çeşitli nedenlerle (örneğin çamur ağırlığının ve/veya akma hızının artması gibi) kuyunun üst taraflarında kaçaklar oluşabilir. Dolayısıyla, kaçaklar mutlaka o anda delinen derinlikte meydana gelmeyebilirler. Çamur kaçağından tesbit edilen derinlikler ancak su kaybı testini destekleyerek geçerlilik kazanırlar. Tablo 4.4'deki seviyeler, R-1 kuyusu dışında olanlar, Şekil 4.24'teki sıcak kuyuya soğuk su basılması sırasında alınan profillerdeki kontrastlardan belirlenmişlerdir.

Isınma Sürecinde Sıcaklık Ölçmeleri,

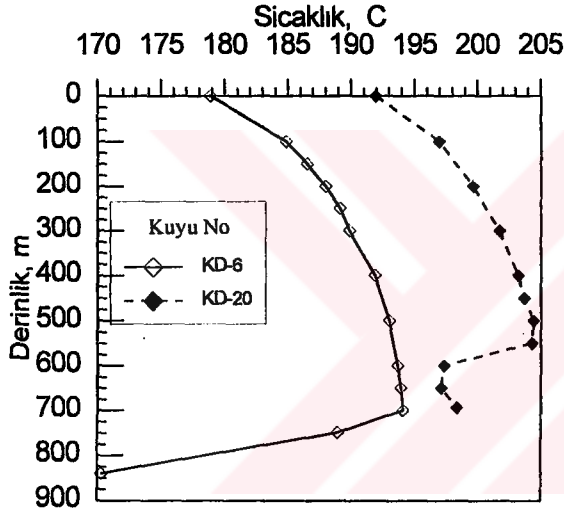
Isınma periyodu sırasında alınan sıcaklık ölçüleri de geçirgen zonlar hakkında önemli ve tamamlayıcı bilgiler verirler. Isınma sürecinde geçirgenliğin geliştiği bölgelerde ısınma çok daha hızlı olmaktadır. Çünkü bu bölgelerde ısı geçişi iletim (konduksiyon) yerine taşınım (konveksiyon) oluşmaktadır. Şekil 4.25 bu duruma iyi bir örnek olup, KD-21 kuyusunun ısınma süreci içinde alınan iki sıcaklık



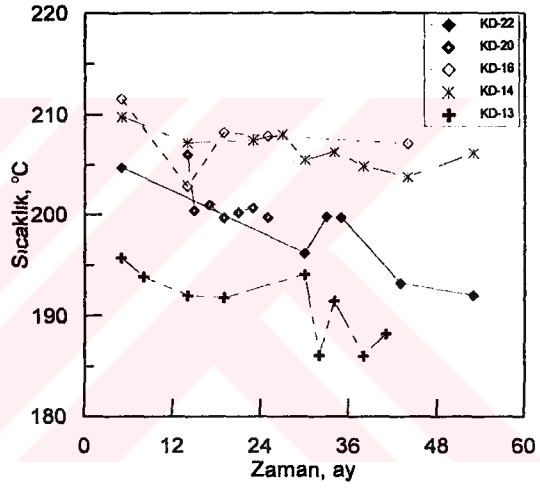
Şekil 4.24. Kızıldere kuyularında su kaybı testi, (1988)[32].



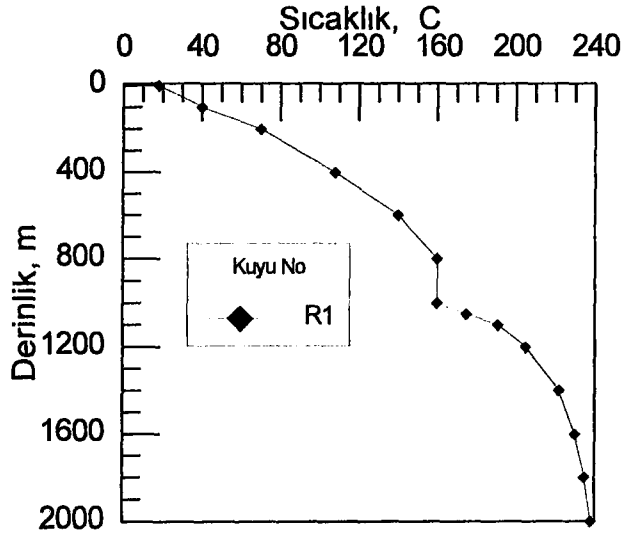
Şekil 4.25. KD-21'de ısınma sürecinde bir profil, (1988)[32].



Şekil 4.26. Kızıldere kuyularında dinamik sıcaklık profilleri, (1988)[32].



Şekil 4.27. 1988-94 arasında ölçülen dinamik profiller[32].



Şekil 4.28. R-1 kuyusunun statik sıcaklık profili, (1998)[32].

ölçüsünü göstermektedir. Bu profillerde gözlenen hızlı ısınma gösteren aralık su kaybı testinde de görülmüş olup, onu doğrulamaktadır.

Tablo 4.4. Kızıldere Kuyularında Sondaj ve Geçirgenlik Testleri Sırasında Gözlenen Çatlaklı Zonlar.

Kuyu	Önemli Aralığı ve/veya Seviyesi, m.	Çatlak ve/veya Aralığı ve/veya Seviyesi, m.	İkinci Derece Çatlak ve/veya Aralığı ve/veya Seviyesi, m.	Sondaj Sırasında Gözlenen Çamur Kaçak Seviyeleri ve/veya Aralıkları, m
KD-6	675-700	840(kuyu dibi)	550, 760, 830,	Kısmi Kaçak
KD-13	675-725	750(kuyu dibi)	730-740,	Kısmi Kaçak
KD-14	460, 480-530	530(kuyu dibi)	510-530, 590,	Kısmi Kaçak
KD-15	425	510(kuyu dibi)	410, 490	Kısmi Kaçak
KD-16	625	575(kuyu dibi)	-	
KD-20	600	500-600(kuyu dibi)	500, 525, 550, 650, 665, 700	Kısmi Kaçak
KD-21	700	625-750(kuyu dibi)	580, 640, 650, 770, 835, 865,	Kısmi
KD-22	590	630-680(kuyu dibi)	675, 740-750, Kısmi, 750'den sonra sürekli kısmi kaçak	
R-1	1600-1775	1350, 1450, 1900-1980	1717-1758, 1993	Kısmi Kaçak

Tablo 4.5. Sondaj Sırasında Diğer Kuyularda Gözlenen Kaçak Seviyeleri.

Kuyu	Sondaj Sırasında Gözlenen Çamur Kaçak Seviyeleri ve/veya Aralıkları, m
KD-2	650-700
KD-3	280, 300, 310
KD-7	480, 575, 635
KD-8	510, 525-550
KD-9	725, 770
KD-12	50-80, 170, 210
KD-111	500

Dinamik Sıcaklık Ölçmeleri

Akış sırasında alınan dinamik sıcaklık profillerinden, Şekil 4.26'da görüldüğü gibi KD-6 ve KD-20 kuyularının, bir diğer profilden de KD-22 kuyusunun taban sıcaklıklarında üretim sırasında düşmeler olduğunu gözlenmektedir. Bu olgu, daha önce hidrojeoloji, jeokimya ve kuyu testleri çalışmaları sırasında bahsedilen hidrolojik modeli destekleyen bir kanıttır. Çünkü, güneydeki beslenme havzalarından gelen derinlerden dolaşarak kuzeydeki ana fay boyunca yükselen sıcak suların yanal olarak jeotermal rezervuarı oluşturan çatlaklı yapı boyunca tekrar güneye doğru bir dil şeklinde uzandığını ve bu rezervuarın altında görece olarak daha düşük sıcaklıktaki suların görülmesinden anlaşılmaktadır. Sıcaklık kontrastı en güneyde yeralan üretim kuyusu KD-6'da oldukça belirgin olup, burada jeokimyanın da işaret

ettiği görelî soğuk su akiferinin etkin olduğu gözlenmektedir. Ayrıca, KD-13 kuyusunda da 700-750 m.'ler arasında 3°C'lık bir düşüş gözlenmiştir[23]. Fakat, en önemli konu, KD-20 ve KD-22 gibi sahanın merkezinde yeralan kuyuların tabanından gelen daha serin sulardır. 1988 ve 1994 yılları arasında ölçülen dinamik profiller aynı eğilimi yansıtmakta olup Şekil 4.27'de görülmektedir. Bu eğilim jeokimyasal çalışmalar tarafından da desteklenmektedir[7,30]. Rezervuarda soğumanın gözleendiği seviye, KD-6, KD-13 ve KD-22 kuyularında -500 m kotundadır. Ancak, sahanın merkezine yakın bir kuyu olan KD-20'de ise -350 m kotunda olup, görelî düşük sıcaklıklı suyun bu seviyeye KD-7 ile KD-13 arasındaki bir çatlaktan yükseldiği düşünülmektedir. Buradan da anlaşılağı gibi, dinamik sıcaklık ölçüleri, konveksiyonun hakim olduğu etken rezervuar aralığını belirlemektedir.

Statik Sıcaklık Ölçmeleri

Şekil 4.28'de R-1 kuyusunun ve Şekil 4.29'da da çeşitli kuyuların statik sıcaklık profilleri görülmektedir. Şekil 4.29'da görülen sıcaklık profillerinden kireçtaşları ve mermerlerin tek bir rezervuar olduğu sıfır gradyenden gözlenmektedir. Sıcaklık profilleri kuyu ısındıktan sonra alındığı için profilin üst kısmı "kaynama eğrisini" izlemektedir. Eğer orijinal formasyon sıcaklıkları ölçülebilseydi örtü kayaçlarını da belirlemek olasıydı. Öte yandan, Şekil 4.28'deki profilden, üst kısımda görülen 800-1000 m'ler arasındaki kireçtaşları ve mermerlerin oluşturduğu, sıcaklığı 170-180°C arasında olan tek bir rezervuar (200-210°C'deki ilk rezervuarın güney uzantısı) gözlenmektedir. Şekil 4.28'den daha derinde bulunan, 1400-2000 m'ler arasındaki 240 °C sıcaklığında derin termal rezervuar gözlenmektedir. Bu profilde 1000-1100 m. arası kuvvetli bir gradyenden örtü kayaç olarak gözlenmektedir. Tablo 4.6, esas olarak Şekil 4.29'daki çeşitli kuyulara ait profillerin yorumu yanında, statik, dinamik, ve ısınma süreci sıcaklık profillerinden elde edilen bilgilerin sentezi sonucu ortaya çıkarılmış olup, rezervuar ve örtü kayaçları tanımlamakta ve kalınlıklarını kuyu derinliklerine bağılı olarak tahmin etme olanağı sağlamaktadır.

Üretim Testleri Sırasında Alınan Sıcaklık Ölçmeleri

1972 ve 1976 yıllarında yapılan uzun dönemli üretim testlerinde KD-6, KD-7 ve KD-13 (KD-7 dışında güneydeki) kuyularında bir yıl sonra soğuma gözlenmesine

rağmen, kuzeydeki KD-14, KD-15ve KD-16 kuyularındaki sıcaklıkta ya aynı seviye korunmuş, ya da artış gözlenmiştir. Tablo 4.7’de görülen bu durum da jeokimya çalışmalarındaki bulguları doğrulamaktadır (Bölüm 4.4). Burada dikkat çekici nokta kuyu tabanlarındaki sıcaklık düşümünün üretim sonucunda oluşması ve statik durumda yavaşça kayacın orijinal sıcaklığına ulaşmasıdır. Bu da görece düşük sıcaklıktaki su girişinin bir göstergesidir. Aynı durum R-1 kuyusunda da gözlenmektedir. Statik olarak 242°C ölçülen sıcaklık, üretim sırasında 236°C ’a düşmektedir.

Tablo 4.6. Statik, Dinamik ve Isınma Süreci Sıcaklık Ölçmeleri Sentezi.

Kuyu	Rezervuar Aralığı,(m)	Rezervuar Litolojisi	Örtü Kaya Aralığı,(m)	Örtü Kaya Litolojisi	Sıcaklık Profiline Yorumu
KD-111	400-500	Mkş.	150-300 300-400	Kçt., Mrn, Kgl. Mkş., Mmr.	Farklı ısı iletkenlik
KD-1	450-540	Kçt.	0-450	Mrn, Slt.	-
KD-2	650-700	Kçt.	0-250 250-650	Mrn., Kmt. Mrn, Slt.	Farklı ısı iletkenlik
KD-4	300-370	Kçt.	100-300	Mrn.	-
KD-6	550-850 [550-700]	Mmr.,Kgl., Slt, Kmt.	0-550	Mrn., Slt.	-
KD-7	550-650	Mmr.	50-300 300-450	Mrn Slt., Kçt.	Farklı ısı iletkenlik
KD-8	500-560	Mmr., Kmt.	0-300 350-500	Mrn. Slt.	Farklı ısı iletkenlik
KD-9	650-1050 1150-1250	Slt., Kmt., Kgl.	0-650 1050-1150	Mrn. Kmt., Mmr.	Farklı ısı iletkenlik
KD-12	290-400	Kçt., Slt., Mmr.	0-290	Kmt.,Slt., Kçt.	-
KD-13	600-750 [600-700]	Mmr. Mkş.	200-450 450-600	Mrn., Slt., Kmt. Kmt., Kgl., Mmr.	Farklı ısı iletkenlik
KD-14	450-600	Mmr.	0-250 250-450	Mrn.,Slt. Kmt. Kmt., Slt., Kgl.	Farklı ısı iletkenlik
KD-15	400-510	Slt., Mmr., Mkş.	0-400	Mrn., Slt.	-
KD-16	500-650	Mmr.	50-150 150-500	Mrn., Kmt. Mrn., Kmt., Kçt.,Slt	Farklı ısı iletkenlik
KD-20	500-810 [500-575]	Mmr., Mkş.	100-300 300-500	Slt., Kmt. Slt.	Farklı ısı iletkenlik
KD-21	400-900	Kçt.,Mmr., Kmt., Mkş.	0-100 100-400	Kmt. Slt., Kçt.,	Farklı ısı iletkenlik
KD-22	500-900 [500-675]	Slt., Kgl., Mmr., Mkş.	0-100 100-300 300-500	Kmt. Kmt.,Slt Kmt.,Slt., Kgl.	Farklı ısı iletkenlik
R-1	800-1000 1400-2000	Kçt., Mmr. Mkş., Klorit Şist	0-200 200-400 400-800 1000-1200 1200-1400	Kçt., Mrn., Kil Kil, Kil, Kçt. Klorit Şist., Mkş. Klorit Şist., Mkş	Farklı ısı iletkenlik

* Kumtaşı: Kmtş., Kireçtaşı: Kçt., Silttaşı: Slt., Konglomera: Kgl., Mermer: Mmr., Mikaşist:Mkş., Marn: Mrn., [] : Konveksiyon aralığı.

Sıcaklık ölçmelerinden algılanan diğer önemli bir konu da 1984-1989 yıllarındaki üretim süreci boyunca görülen kuzey ve merkezdeki kuyularda gözlenen küçük ısınmadır. Bu durum, Bölüm 5.5'deki rezervuar jeokimyası tarafından da doğrulanmaktadır. Tablo 4.8 kuyu sıcaklıklarında gözlenen ısınmaları göz önüne sermektedir.

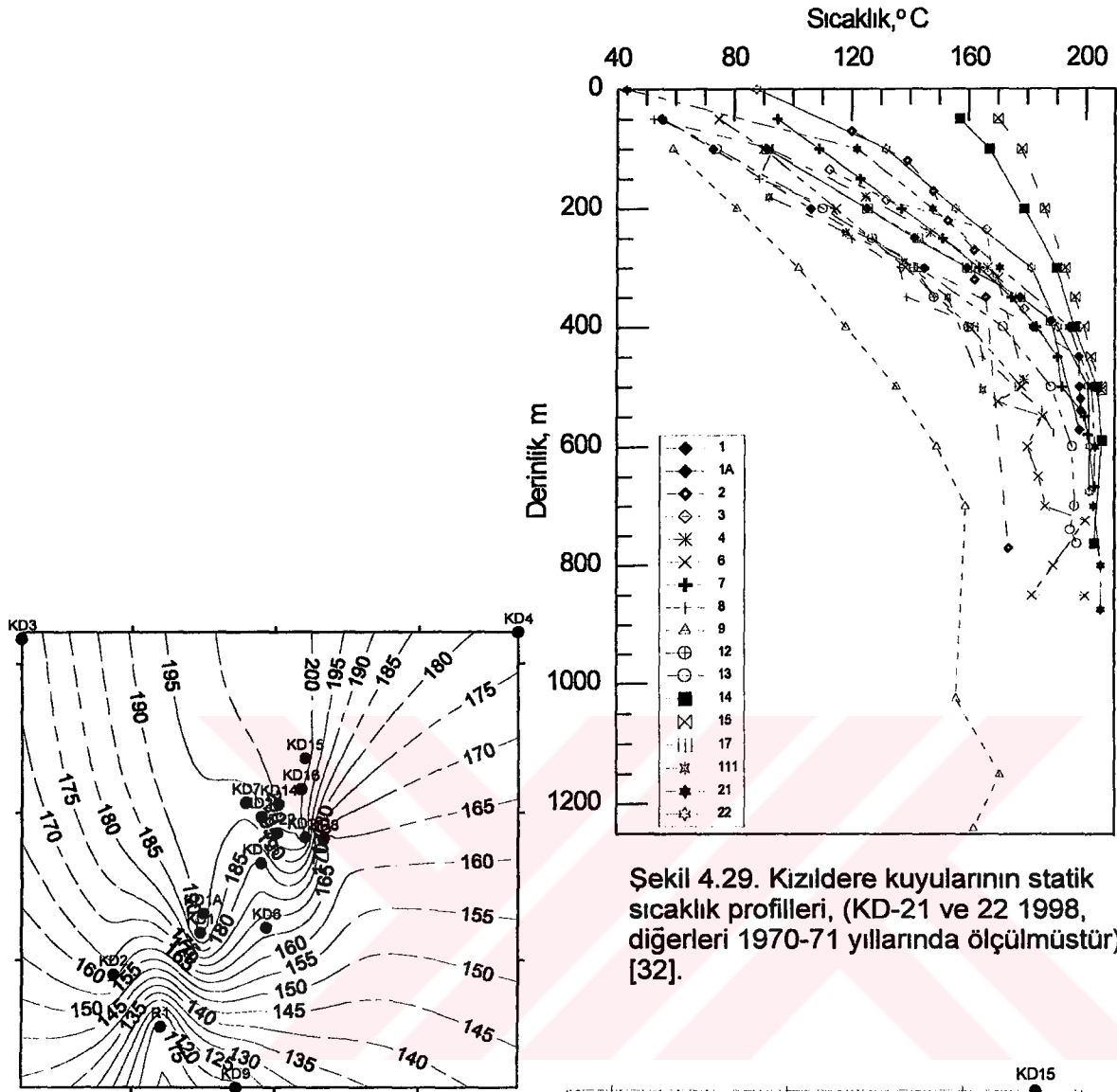
Tablo 4.7. Uzun Dönemli Üretim Testleri Sonrası Gözlenen Sıcaklık Değişimleri.

Kuyu	Başlangıç Sıcaklığı, °C	Test Sonrası Sıcaklık, °C
KD-6	197.4	186
KD-7	202.5	200.9
KD-13	196.7	195.5
KD-14	207.9	208.4
KD-15	201.8	206
KD-16	206.5	206.6

Tablo 4.8. Kuyu Sıcaklıklarında Gözlenen Değişimler.

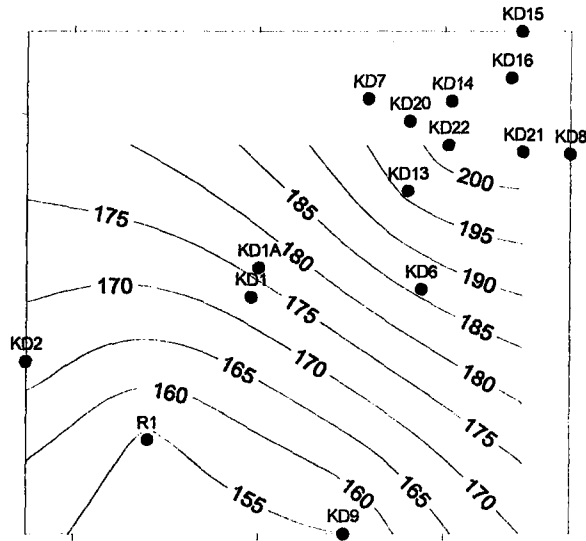
Kuyu	Orijinal Sıcaklık, °C	1989'daki Sıcaklık, °C
KD-1	198	203
KD-1A	196	198
KD-6	197	194
KD-7	202	204
KD-13	196.7	198
KD-14	205.8	210
KD-15	201.8	208
KD-16	206.5	211.5

Tüm Kızıldere kuyularındaki sıcaklık profillerindeki veriler kullanılarak deniz seviyesine göre, -250m.'de ve -500 m.'de eş sıcaklık konturları surfer paket programında[31] kriging fonksiyonu kullanılarak çizilmiştir. Bunlar, sırasıyla, Şekil 4.30'da ve Şekil 4.31'de görülmektedir. Bu seviyeler sırasıyla kireçtaşları ve mermerlerin bulunduğu birinci rezervuarın alt ve üst kesimlerini temsil etmektedir. Kireçtaşlarının bulunduğu seviyede güney ve güneydoğu yönünden gelen görelî soğuk su etkisi oldukça belirgindir. Bu olgu daha sonra oluşturulabilecek tekrar-basma stratejisinde yönlendirici olacaktır. Yine bu seviyede kuzeydeki faydan gelen sıcak su da belirgin olarak gözlenmektedir. Daha derindeki mermerlerin bulunduğu seviyelerde ise görelî soğuk suyun etkisi sadece güneyde R-1 ve KD-9 bölgesinde görülmekte olup, sıcak su gelişi kuzeydoğu yönündedir. Bu da gelecekte delinecek üretim ve tekrar-basma kuyuları açısından yönlendirici olacaktır.



Şekil 4.29. Kızıldere kuyularının statik sıcaklık profilleri, (KD-21 ve 22 1998, diğerleri 1970-71 yıllarında ölçülmüştür) [32].

Şekil 4.30. Deniz seviyesinin 250m altındaki eş-sıcaklık konturları[32].



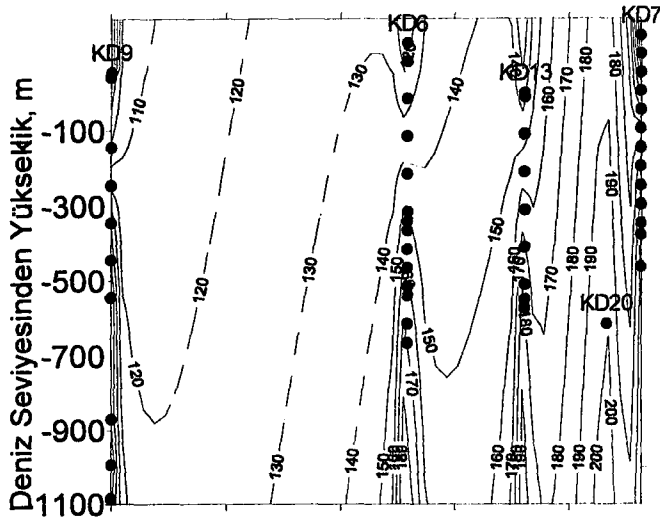
Şekil 4.31. Deniz seviyesinin 500m altındaki eş-sıcaklık konturları[32].

Şekil 4.32 güney-kuzey, Şekil 4.33 kuzeybatı-güneydoğu ve Şekil 4.34 güneybatı-kuzeydoğu yönlerindeki kesitlerde eş-sıcaklık konturlarını göstermektedir. Bu konturlardan yapılabilen gözlemler aşağıda verilmektedir:

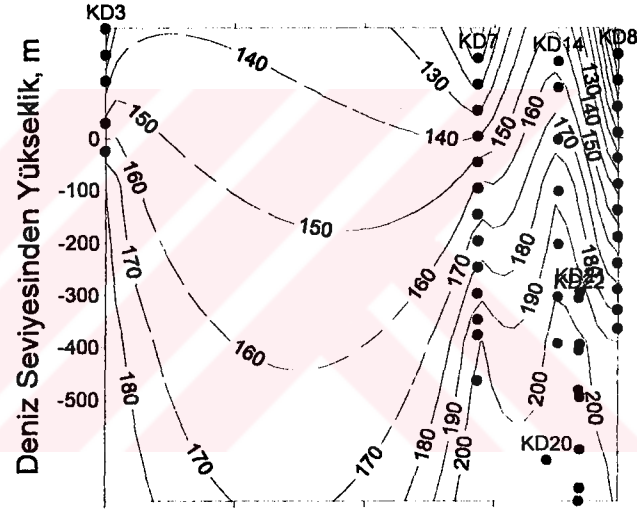
- KD-13, KD-15, KD-7 ve KD-8 ile çevrilmiş bölge yüksek sıcaklığın yüzeye en çok yaklaştığı bölgedir. KD-15'in kuzeyinde yüzeye kadar yükselen yaklaşık 100 °C sıcaklığındaki sular bu olguyu zaten doğrulamaktaydı.
- Güney ve güney batı görelî olarak daha düşük sıcaklıktaki suların bulunduğu bölge olmakla birlikte derine doğru daha sıcak suların bulunduğu gözlenmektedir. Zaten R-1 kuyusu da bunu doğrulamıştır.
- KD-8 yöresi de soğuma eğilimi göstermekle birlikte bu yönde yapılacak daha derin kuyulardan olumlu sonuç alınabilir.
- Sahanın kuzeyinde delinecek daha derin kuyulardan da olumlu sonuç alınabileceği gözlenmekle birlikte buradaki topoğrafya dolayısıyla buranın ayrı bir gelişim bölgesi olarak düşünülmesi gerekir. Sahanın kuzeyi, kuyu testlerinde de Kızıldere bütünü'nün bir parçası olduğu gözlenmiştir[25].

Yakın zamanda yapılan bir çalışmada[32], su kaybı testleri kullanılarak Kızıldere jeotermal rezervuarında geçirgen zonlar belirlenmiş, çeşitli tip sıcaklık ölçmelerinden faydalanılarak rezervuar ve örtü kayaçları tanımlanmış ve kalınlıkları bazı kuyu derinlikleriyle sınırlı olmak üzere tesbit edilmiştir. Belirlenen geçirgen zonların onların karşıtı olan rezervuar kesimlerine düşmesi beklenen bir durum olup, bu da su kaybı testleri ve sıcaklık ölçmelerinin birbirini desteklediğini göstermektedir.

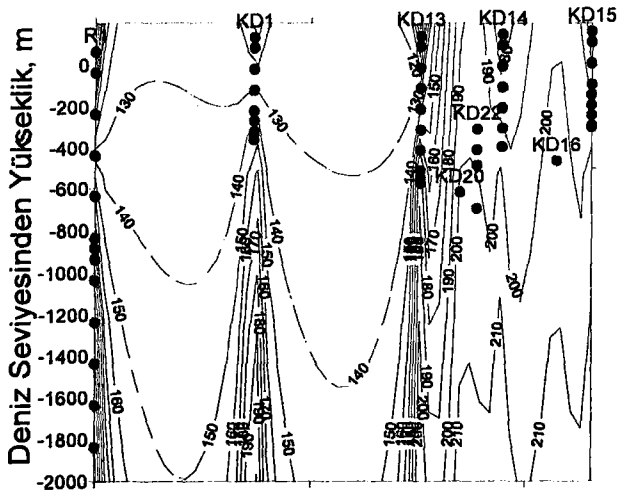
Sıcaklık ölçmeleriyle ilişkili olarak gerçekleştirilen çalışmalar[32], daha önceleri inanılanın aksine, jeotermal rezervuarın ve örtü kayacının belli stratigrafiyle bağlantılı olmadığını göstermiştir(Tablo 4.6). Herhangi bir formasyon kireçtaşı, mermer, metamorfik ve hatta konglomera bile bir çatlak sisteminin içinde olması koşuluyla rezervuar kayacı olabilir. Daha doğrusu, rezervuarı tanımlayan parametre litoloji değil, çatlak sisteminin konveksiyonla oluşturduğu sıcaklıktır. Bu nokta Kızıldere veya diğer bir jeotermal sahadaki kuyuların tamamlanmasında dikkate alınmalıdır. Öte yandan sıcaklık profillerinden belirlenen örtü kayaçları litolojiyle



Şekil 4.32. Güney-kuzey kesidinde eş-sıcaklık konturları[32].



Şekil 4.33. Kuzeybatı-güneydoğu kesidinde eş-sıcaklık konturları[32].



Şekil 4.34. Güneybatı-kuzeydoğu kesidinde eş-sıcaklık konturları[32].

daha uyum içindedirler. Diğer bir deyişle, KD-21'deki kireçtaşı dışında kayaç olarak örtü kayaç özelliklerine sahiptirler. Bazı kuyularda gözlenen aynı örtü kayaç serisi içindeki gradyen değişimi, değişen kayacın farklı ısı iletkenliğe sahip olmasından kaynaklanmaktadır. Bu ısı iletkenlik değişimi gözlenen kayaç değişimine tam tekabül etmektedir. Rezervuar ve örtü kayaçlar hakkında elde edilen bilgiler gelecekte delinecek kuyular için bir kılavuz olacaktır. Bunun yanında, rezervuar kalınlıkları kullanılarak transmisivite değerlerinden geçirgenlikler hesaplanabilir.

4.3.2. Basınç Ölçmeleri

Kızıldere jeotermal rezervuarı önemli bir çatlak geçirgenliğine sahiptir (Bölüm 4.2 ve 4.3) ve kuyular bu çatlak sistemini kestikleri için önemli üretici haline gelmişlerdir. Rezervuar kayaçlarında ve özellikle mermerlerde birincil gözeneklilik, dolayısıyla da geçirgenlik yok denecek kadar azdır. Bundan ötürü, bu kesişme noktalarındaki çatlaklar veya çatlak zonları kuyu üretimine hakimdirler. Kuyu içindeki bu beslenme noktaları, kalan üretim zonundaki basınçları da kontrol eder. Kuyuda bu çatlak noktalarının uzağında kalan yerlerdeki basınçlar, bu noktanın üzerindeki ve altındaki su kolonunun hidrostatik basıncını yansıtmaktadır. Çoğu zaman bu nokta kuyuda akışkan ve onunla ilişkideki kayacın dengede olduğu bir noktayı vermektedir. Ayrıca, çatlak sisteminin kendisi de kuyunun bir uzantısı haline gelebilir ve böyle bir denge bu uzantı içindeki bir nokta olabilir. Bundan dolayı, jeotermal rezervuarlarda sınırları hem stratigrafik, hem de yapısal olarak çok iyi belirlenmiş olan petrol rezervuarlarındaki gibi ortalama basınçtan bahsetmek doğru olmayabilir. Bunun yerini basınç gradyeni almaktadır. Şekil 4.16'da Kızıldere rezervuarı için oluşturulan basınç gradyeni görülmektedir. Bu çalışmada, bundan önce ve sonra bahsedilen ve kullanılan ortalama basınç terimleri, ya seçilen bir kuyunun çatlak zonundaki basıncının rezervuardaki basıncı temsil ettiği varsayımıyla, ya da değişik kuyuların bu çatlak zonalardaki birbirine yakın ortalama basınç değerlerine atfedilmektedir. Bölüm 4.2'deki kuyu testlerinin analizleri sonuçlarından da anlaşılacağı gibi Kızıldere jeotermal sisteminde yanal ve derinlemesine her yönüyle hidrolik bağlantı olduğu anlaşılmaktadır ve sistem içinde herhangi bir tek noktadaki basıncın ancak temsili anlamı olacağı, dolayısıyla da basınç gradyeninin değerlendirilmesinin gerekeceği söylenebilir.

Yine de, temsili olarak kullanmak amacıyla, sıg sıcak su rezervuarının oluştuğu üst blok, diğer bir deyişle, sıg sıcak su rezervuarı için bir ortalama basınç hesaplanmıştır. Bu basıncın hesaplanması için iki ayrı yöntem kullanılmıştır: (1) ölçülen kuyudibi basınçları ile bunların deniz seviyesine göre düzeltilmiş derinliklerini dikkate alan ağırlıklı ortalama, (2) kapalı bir gaz itişimli rezervuar için hesaplanan ortalama basınç.

Birinci yöntemi denklem 4.2 ile ifade etmek mümkündür. Bu yöntem için, KD-1, KD-1A, KD-6, KD-7, KD-8, KD-9, KD-13, KD-14, KD-15, KD-16 kuyularının orijinal statik basınçları ile derinlikleri kullanılmıştır. Hesaplanan ortalama basınç deniz seviyesinden itibaren 426 m’de 63.9 bar’dır. Hesaplanan basınç Şekil 4.16’da gradyen eğrisinin üzerine düşmektedir. Aynı yöntem kullanılarak 1994 yılı itibariyle KD-9, KD-13, KD-14, KD-15, KD-16, KD-20, KD-21 ve KD-22 kuyularının basınç verileri kullanılarak hesaplanan ortalama basınç deniz seviyesinden 463 m’de 60.7 bar’dır. İlk hesaplanan değeri 463 m’ye ekstrapole edersek orijinal ortalama basınç 67.1 bar olacaktır. 1984-1994 arasında yapılan üretimle farklı kuyularda değışkenlik gösteren basınç düşümü, ortalama basınç düşümü olarak 6.6 bar olmaktadır.

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i x h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (4.2)$$

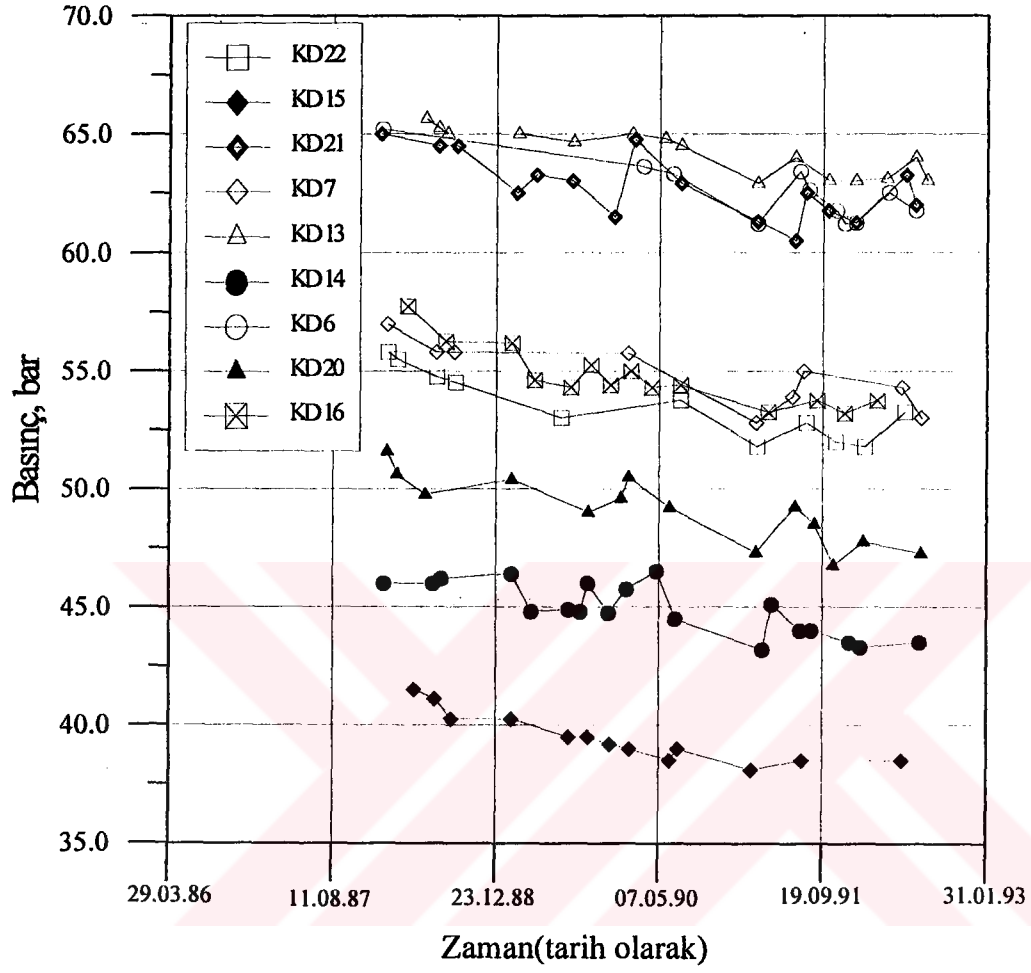
Ortalama basınç ikinci yöntemle denklem 4.3 kullanılarak başlangıç ve 1994 yılları itibariyle aynı kuyu verilerinden faydalanılarak hesaplanmıştır. Rezervuarın uzun dönemli üretime geçmeden önceki başlangıç durumu için ortalama basınç 61.4 bar, 1994 yılı itibariyle ise 57.4 bar’dır. 1984-1994 yılları arasındaki üretim dolayısıyla oluşan basınç düşümü ise 4 bar’dır. Bu yöntemle hesaplanan basınç düşümü birinci yöntemle hesaplanandan 1.5 bar kadar daha azdır. Birinci yöntemle hesaplanan ortalama basınçtaki düşüm sahadaki kuyularda gözlenen basınç düşümüyle uyumludur. KD-9 ve KD-7 kuyularında başlangıç ve 1989 arasındaki ölçülen basınç düşümleri sırasıyla 6.1 ile 6.6 bar’dır. 1989-1994 arasında rezervuarın iki faza geçmesiyle çok az bir basınç düşümü olmuştur. İkinci yöntemde ortalama basınç farkının daha az olması yöntemdeki varsayımdan kaynaklandığı düşünölmektedir. Bu yöntemde göre rezervuar kapalıdır, ancak, Kızıldere rezervuarını besleyen aktif bir su itişimi (550 t/st) olduğu bilinmektedir.

$$\bar{p} = \bar{p}_1 \frac{q_1}{q_i} + \bar{p}_2 \frac{q_2}{q_i} + \dots \quad (4.3)$$

Basınç ölçmelerinden elde edilen en önemli bilgi[27], Kızıldere rezervuarının iki faza geçiş zamanının belirlenmesi ve artık bundan sonra kalıcı bir gaz fazının oluşmasıdır. Şekil 4.35'teki çeşitli kuyulardaki basınç düşümü kayıtları, basınç düşümü eğilimindeki değişimden yaklaşık olarak 1990 yılında Kızıldere'de iki faza geçildiğini işaret etmektedir. 1990 yılı civarında bir dönüm noktası gözlenmekte ve bu da, eğim değişmesinden anlaşılmaktadır. Bu bağlamda Kızıldere jeotermal rezervuarının mermerler seviyesindeki bir basıncını örneğin gözlem kuyusu olan ve sahanın merkezindeki üretim alanından görece olarak uzakta kalan KD-9 kuyusunun basıncını temsili olarak alırsak, bu basınç 1990 yılına kadar geçen 7 yılda 6 bar kadar düşmüş ve iki fazın oluşmasından sonra bu düşüm hızı azalmış ve 1998 yılı sonu itibarıyla 60 bar seviyesinde kalarak 8 yıl sonra sadece 3.3 bar düşmüştür. Sahanın üretim merkezine daha yakın bir kuyu olan KD-7'de ilk 6 yılda 7 bar, daha sonraki 9 yılda ise 1.1 bar civarında bir düşüş gözlenmiştir. Öte yandan, bu son 8 yıldaki yıllık üretimin, geçmiş 7 yıldan daha yüksek olduğunu işaret etmek gerekir. Diğer bir çalışmada da[33], üretim bölgesi olan merkezin dışında bulunan kuyularındaki kümülatif üretime karşın gözlenen basınç düşümü 1990 yılından sonra sabit kalmaktadır. Başlangıçta sıvının hakim olduğu bu sistemdeki sıkıştırılabilirlik düşük iken, iki faza geçtikten sonraki iki faz sıkıştırılabilirliğinin büyümesi dolayısıyla, iki fazlı ortamda basınç aynı seviyedeki üretim için daha az düşmektedir. Bunun nedeninin rezervuarda CO₂'in ayrılıp iki faza geçmesi olduğunu model çalışmaları da göstermektedir[3,27]. İki faza geçtikten sonra rezervuardaki itişim mekanizması, rezervuar basıncının düşmesi durumunda sıvı fazdan ayrılan karbon dioksitin genleşmesidir.

Kızıldere jeotermal rezervuarında bulunan CO₂'in kısmi basıncının rezervuar basıncı üzerinde oynadığı rol oldukça önemlidir. CO₂'in kısmi basıncı Bölüm 4.5'ten biliniyor. Kızıldere sahasında kireçtaşları ve mermerlerin oluşturduğu 1. rezervuar ele alınırsa, burada ortalama sıcaklık 205°C civarında olup, basınçlar 50-70 bar arasında değişmektedir. Bu rezervuardaki toplam basınç aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$P_{lop} = P_{H_2O} + P_{CO_2} \quad (4.4)$$

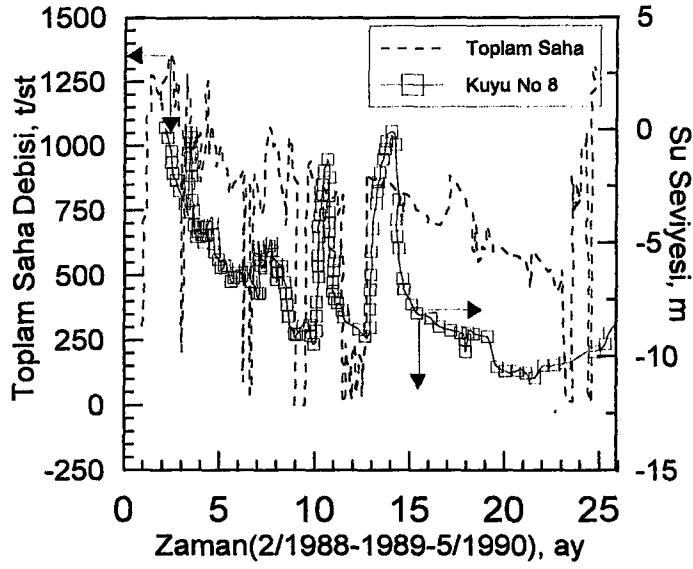


Şekil 4.35. Çeşitli kuyulardaki kuyudibi basınçlarının zamanla değişimi[27].

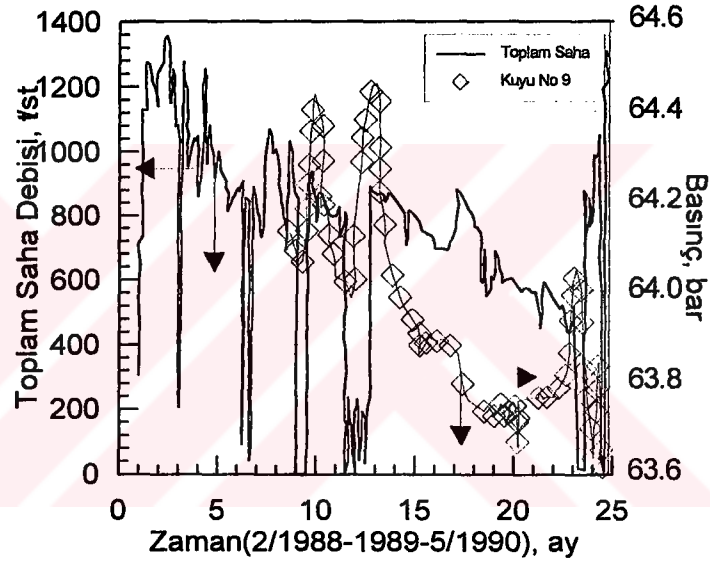
Burada; P_{H_2O} = Suyun doymuşluk basıncı, P_{CO_2} = CO_2 'in kısmi basıncıdır. Hesaplanan ve /veya gözlenen değerler yerine koyulursa; $P_{top} = 17.23 + 50 = 67.23$ bar olarak bulunur. Bu değer de, kuyuların rezervuar içinde ölçülen basınçları ve hesaplanan ortalama rezervuar basıncıyla uyumludur. Derin rezervuar için aynı hesap yapılırsa (Tablo 4.11); $P_{top} = 34.63 + 57.5 = 92.13$ bar bulunur. Kısmi basınç toplam basıncı arttırdığı için hidrostatik kaynama sıcaklığını, diğer bir deyişle, kaynama eğrisindeki sıcaklığı düşürmektedir. Bu nedenle sıg sıcak su rezervuarının kaynamaya yakın olduğunu belirtmek gerekir. Derin rezervuarda delinen R-1 kuyusunda ölçülen basınç 183 bar civarında olduğu için, bu basıncın rezervuar basıncını yansıttığını varsayıp, rezervuar basıncından kısmi basınç çıkarılırsa 125.5 bar da kaynama olacağı söylenebilir. Kaynama eğrisinden suyun kaynama basıncının 143 bar olduğu bilindiğine göre, kısmi basıncın kaynama sıcaklığı üzerinde oldukça önemli etkisi olduğu görülmektedir.

Basınç ölçmelerinin bize verdiği ikinci önemli bilgi yaklaşık 1000 t/st üretim yapıldığı zamanki sahanın beslenmesidir. 1988-1989 yılları arasında üretim yapıldığı sırada rezervuarın üst kısmındaki kireçtaşlarında tamamlanan KD-2 ve KD-8 ile alt kısmındaki mermerlerde tamamlanan KD-7 ve KD-9 kuyuları gözlem kuyuları olarak izlemeye alınmıştır. Şekil 4.36 ve Şekil 4.37 sırasıyla KD-8 ve KD-9 kuyularında sahanın toplam üretime karşı basınç yanıtını göstermektedir. Bu şekillerden, daha önceki çalışmalarda da belirtildiği gibi[32], 550 t/st'lık bir üretimde bu kuyularda basınç düşümünün durduğunu gözliyoruz. Bu değer sahanın 1000 t/st'lık üretimine karşı gelen beslenme miktarıdır.

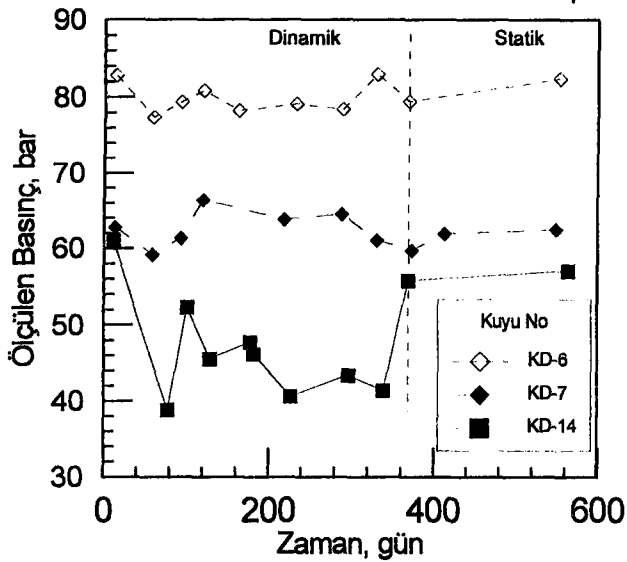
Beslenme ve basınç ilişkisi bağlamında ikinci dikkat çeken bir nokta da 1972 ve 1976 yıllarında yapılan uzun dönemli üretim testlerinde gözlenen üretim ile beslenme arasındaki sıkı bağlantıdır. Şekil 4.38'de dinamik olarak nitelendirilen basınçlar üretim sürecinde ölçülmüş, statik olarak nitelenen basınçlar ise testin sona ermesinden sonra statik koşullarda ölçülmüştür. Şekil 4.38'de çeşitli kuyulardaki rezervuar basıncının üretimin başlamasıyla birlikte aniden düştüğünü; ancak, bir süre sonra aynı debiyle üretime devam edilirken yükselmeye başladığını, daha sonra tekrar düştüğünü ve bu prosesin basınç dengeleninceye kadar sönümlenerek devam ettiğini göstermektedir. Bu olgu rezervuardaki 24 barlık yüksek sayılabilecek basınç düşümüne beslenmenin güçlü bir yanıtı olarak yorumlanabilir. Rezervuardaki bu



Şekil 4.36. KD-8 kuyusunda piyezometrik seviyenin saha üretimiyle değişimi[32].



Şekil 4.37. KD-9 kuyudibi basıncının saha üretimiyle değişimi[32].



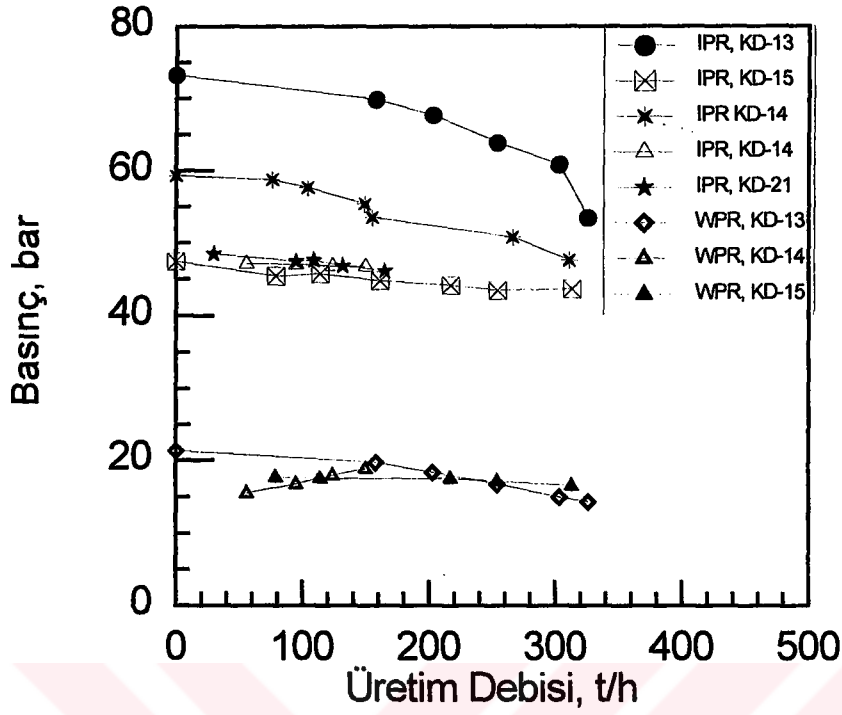
Şekil 4.38. Çesitli kuyulardaki kuyudibi statik basıncının zamanla değişimi[32].

basınç dalgalanması, sönümlenip belli bir dengeye erişinceye kadar, bu süreç bazı kuyularda bir yıl kadar sürebilmektedir. Bölüm 5.3’de bu durum, farklı sıcaklık ve basınçlardaki yanal ve derin beslenmelerin devresel bir şekilde basınç düşümüne yanıt vermesiyle açıklanmaya çalışılmıştır.

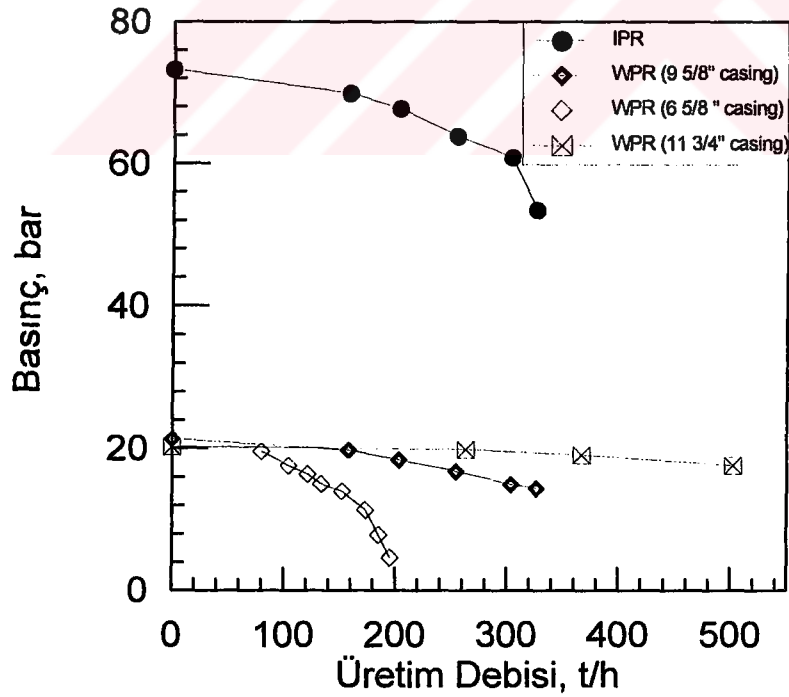
1976 yılında gerçekleştirilen uzun dönemli üretim testinin basınç ölçümlerinin gözlemlerinden ortaya çıkan ikinci bir olgu, daha bu yıllarda bazı merkezdeki kuyularda CO₂ gazının ayrıldığı, üretim durduktan 6 ay sonra bile (güçlü beslenmeye rağmen) orijinal basınçlara ulaşamamasından anlaşılmıştır. KD-14 kuyusunda 4 bar’lık ve KD-16 kuyusunda 1.8 bar’lık basınç düşümleri gözlenmiştir. KD-14 kuyusunun delinmesi sırasında da üst katmanlarda gaz varlığı tesbit ediyordu[23]. Daha önceki uzun dönemli 1972 testinde bu durum gözlenmemiştir.

Şekil 4.39 KD-13, 14, 15 ve 21 kuyularından alınan basınç ölçmelerinden oluşturulan IPR eğrilerini ve üretime karşı kuyubaşı basınç ölçmelerini göstermektedir. Bu eğrilerde dikkat çeken noktalar aşağıda verilmektedir:

- Potansiyel üretime ($p_{wf}=0$) kadar düşen basınçları kaydetmek olası olmamasına rağmen, bu eğrilerden istenen kuyubaşı basıncında kuyu dibi basınçlarını belirlemek olasıdır.
- KD-14 kuyusunun IPR eğrisi tabakalı “stratified” bir üretim zonuna işaret etmektedir. Aynı durum, kuyunun kuyubaşı eğrisinde de gözlenmektedir. Bu etkinin kuyudaki çeşitli seviyelerdeki geçirgen zonlardan veya ayrılmış gazdan kaynaklanabileceği düşünülebilir. Daha sonraki yıllarda yapılan bir asitleme sonrası ölçümlerden oluşturulan IPR eğrisinde bu tabakalı görünüm, asitin olası etkisi nedeniyle kaybolmuştur. Burada rezervuar basıncının düştüğü ve asitleme dolayısıyla yakın kuyu civarında geçirgenliğin artması verimlilik indeksinin artmasından gözlenmektedir.
- KD-7, KD-13 ve KD-16 kuyularında sırasıyla, 6^{5/8}”, 9^{5/8}” ve 11^{3/4}” üretim koruma boruları indirilmiştir. Şekil 4.40’ta bu çapların yukarı akış sırasında sebep olduğu basınç düşümleri gözlenmektedir. Bu kayıplar dolayısıyla üretimin düşmesine de neden olurlar. Bu bilgiler optimum çapın seçilmesinde yardımcı olabilirler.
- Kuyuların orijinal durumlarında alınan ölçülerden oluşturulan IPR eğrilerinin genel karakteri doğrusal olmakla birlikte, KD-13 ve 14 kuyularının IPR



Şekil 4.39. Çeşitli kuyuların IPR eğrileri ve üretim-kuyubaşı ilişkisi[32].



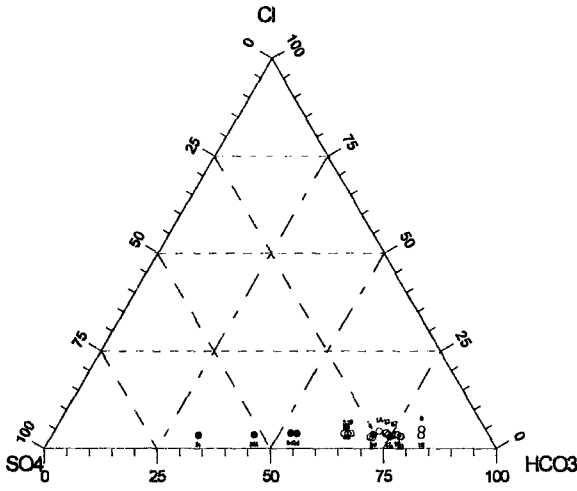
Şekil 4.40. KD-7, KD-13 ve KD-16 kuyularında çeşitli koruma borusu çapları için kuyubaşı basıncı üretim ilişkisi[32].

eğrilerinin şekilleri çözünmüş gaz itişimli petrol rezervuarlarındaki Vogel tipine benzemektedir. Kızıldere rezervuarında çözünen gazların bulunduğu bilinen bir gerçektir.

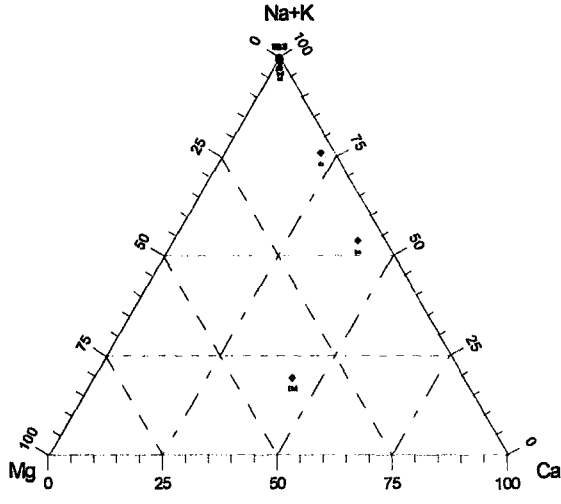
Kızıldere sahasında şimdiedek WPR eğrileri gözlenmekte, rezervuar ve kuyu performansı değerlendirmesi için PI'lar hesaplanmakta ve bunlara bağlı olarak yorumlar getirilmektedir. WPR, IPR'ın bir göstergesi olmakla beraber Şekil 4.39 ve Şekil 4.40'ta görüleceği gibi farklılaşmalar olabilir. PI ise, doğrusal olarak ifade edildiği ve o doğrunun eğimi olduğu için, IPR veya WPR eğrilerini gerçekte temsil etmemektedir. Bundan ötürü, yalnız PI'a dayalı değerlendirmeler yanlış yönlendirmelere neden olabilir. Bu nedenle, IPR eğrilerine özel önem verilmeli ve işletmenin her safhasında belirlenmelidirler

4.4. Jeokimyasal Parametreler

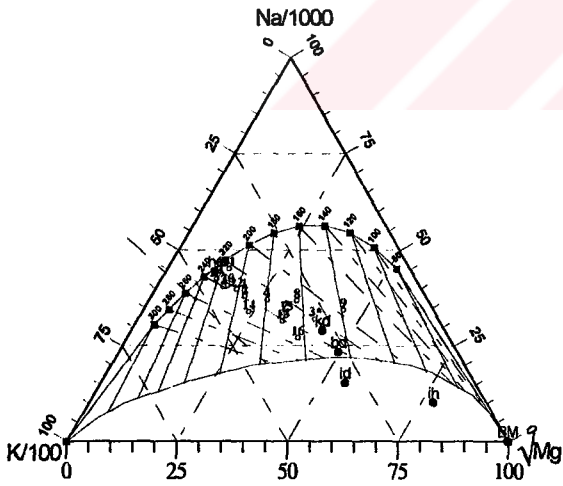
Bu bölümün amacı hidrotermal sistemin kimyasal karakterini tanımlayarak, onun orijini, gelişimi ve karakteristikleri hakkında bilgi sağlamaktır. Bilindiği gibi, Kızıldere jeotermal sahasından üretilen su ile sıcak kaplıca sularının içerdiği toplam çözünmüş madde miktarı oldukça düşük olup, sular bikarbonat ve sulfatlarca zengindir. Şekil 4.41 görelî Cl, SO₄ ve HCO₃ içeriklerine göre çizilmiş üçgen diyagramı göstermektedir. Bu diyagrama göre bu sular, büyük anyonu bikarbonat olan sodalı sular sınıfına girmekte (HCO₃>SO₄>Cl) ve olgunlaşmamış sular grubunda görünmektedir. Suların büyük bir kısmı HCO₃ bölgesinde olup, bazı kaplıca suları yoğunlaşmış buhar içeren sulara ait özellikler göstermektedirler. Ayrıca, klor içeriğinin düşük olması meteorik orijinli sular olduğuna işaret etmektedir. Şekil 4.42 Na+K, Mg ve Ca içeriklerine göre çizilmiş üçgen diyagramı vermektedir. Bu diyagrama göre hemen hemen tüm sular Na+K'lu sular grubunda yer almaktadır. İnaltı Hamamı dışında tüm suların sülfatça zengin bikarbonatlı sular olduğu söylenebilir. Na>Ca olması yüksek sıcaklığa işaret etmektedir. Şekil 4.43 Na, K, Mg içeriklerine göre çizilmiş üçgen diyagramı göstermektedir. Bu diyagramda kuyulardan üretilen tüm sular kısmi dengenin erişildiği alanda yer almaktadırlar. Bu sular kısmen olgunlaşmış sular kategorisine de sokulabilir. Yine aynı diyagramda Kızıldere sularının bir doğru üzerine düşüp, 240°C'a işaret etmesi dikkat çekicidir. Öte yandan, Kızıldere kaplıca suları da bu doğru üzerine düştüğünden, derin sularla



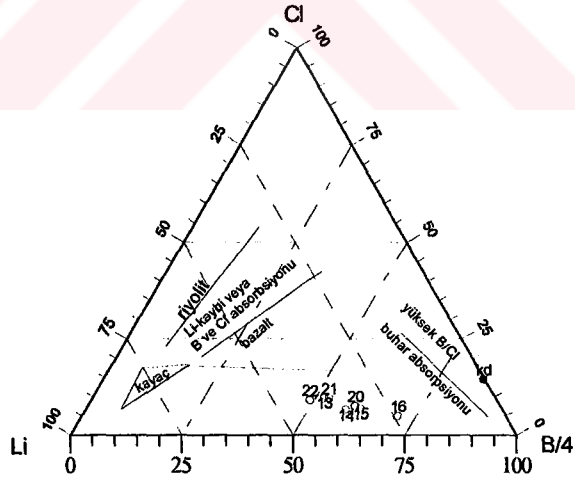
Şekil 4.41. Kızıldere sularında klor, sulfat ve bikarbonat arasındaki ilişki[30].



Şekil 4.42. Kızıldere kaplıca sularında Na+K, Mg ve Ca arasındaki ilişki[30].



Şekil 4.43. Kızıldere kaplıca sularında Na/K ve Na/Mg jeotermometreleri[30].

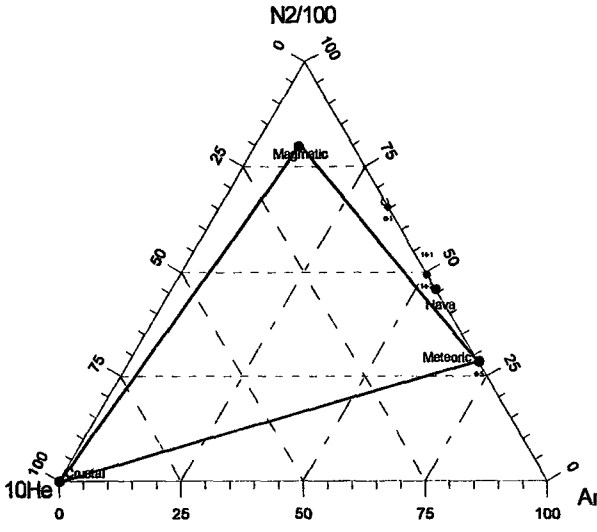


Şekil 4.44. Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl, Li ve B arasındaki ilişki[30].

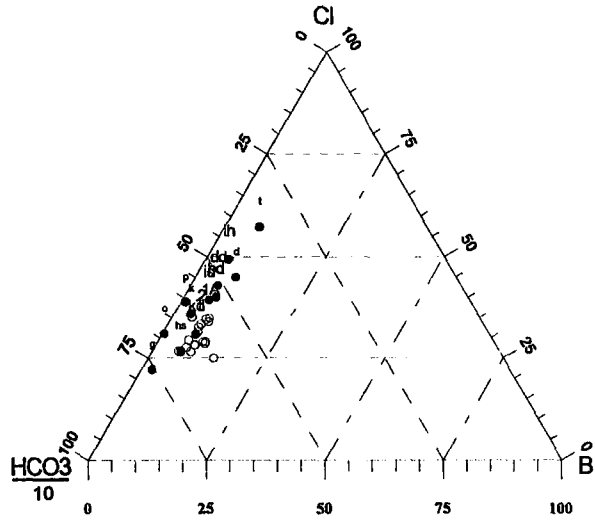
doğrudan bir bağı da göstermektedir. Bu olgu, Dominco (1970) ve Serpen (1998) tarafından gerçekleştirilen diğer çalışmaların[12, 30] sonuçlarını da desteklemektedir. Derin rezervuar ile ilişkiyi işaret eden iki jeokimyasal olgu daha mevcuttur. Bunlardan birincisi kaplıca sularında karşılaşılan en yüksek Na/Ca oranı ile en düşük HCO_3 derişimine rastlanmasıdır. Şekil 4.44 Cl, Li ve B içeriklerine göre çizilen üçgen diyagramı göstermektedir. Bu diyagram B'un Türkiye'deki tipik özelliklerini yansıtmaktadır. Neredeyse tüm sular B içeriğinin %50'den fazla olduğu bölgeye düşmektedir. Bu yüksek B içeriği, uçucu B'un tüketilmediği genç bir jeotermal sisteme işaret etmektedir. Li ve B'un kaynağına gelince; bu mağmatik sudan ziyade, Kızıldere civarındaki Miyosen volkanik kayalarından erime (leaching) yoluyla gelmektedir. Bor, Neojen sedimanter serilerinden, Li ise Paleozoik yaşlı gnaysların lepidotit ve biyotitlerinden kaynaklanmaktadır. Şekil 4.45 N_2 , He ve Ar gaz içeriklerine göre çizilen üçgen diyagramı göstermektedir. Bu diyagramda bazı örneklerde hava kirlenmesi gözlenmiş olmasına rağmen, bunların meteorik bölgede olduğunu söylemek olasıdır. Şekil 4.46 Cl, B ve HCO_3 içeriklerine göre çizilmiş üçgen diyagramı gösteriyor. Bu diyagram jeotermal suların homojen olduğunu ve tek bir kaynaktan çıkıp yukarıya doğru yükselme sırasında çeşitli sularla karıştığına işaret etmektedir.

Karbonatlı suların metamorfik ortamlardaki jeokimyasının yorumlanması, bu tür sistemlerdeki gelişmelerin karmaşık olması dolayısıyla zordur. Daha çok volkanik sular için tasarlanmış Cl, SO_4 ve HCO_3 üçgen diyagramında metamorfik ortamdaki sular olgunlaşmamış olarak yorumlanabilir. Ancak, Na, K, Mg üçgen diyagramı bu tür suları kısmen olgunlaşmış olarak gösterdiği için, bu tip diyagramın bu tür suların jeokimyasının yorumlanması için daha uygun olabilir. Hatta metamorfik sistemler için iki diyagramın birlikte yorumlanması daha iyi sonuçlar verebilir.

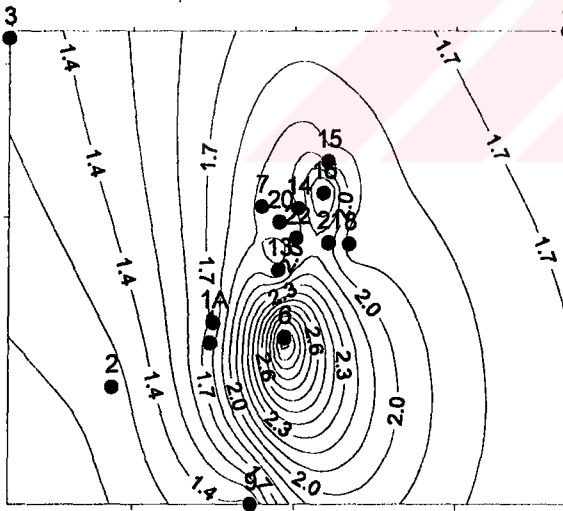
Karakteristik bir özellik olarak, Kızıldere jeotermal sularında Na/ SO_4 oranının rezervuarın yapısal özelliklerine bağlı olduğu daha önce Bölüm 3.3.2'de ifade edilmektedir. Na/ SO_4 oranının düşük olduğu yerlerde sıcaklığın da düşük olduğuna Dominco (1974) [15] dikkati çekmişti. Rezervuarın çevresindeki ve üst kısmındaki görel olarak soğuk olan akiferlerde sülfat anyonunun yoğun olduğu, sık bölgelerde kuzeyden ve güneyden su girişi olduğu Şekil 4.47'den gözlenmektedir. Aynı



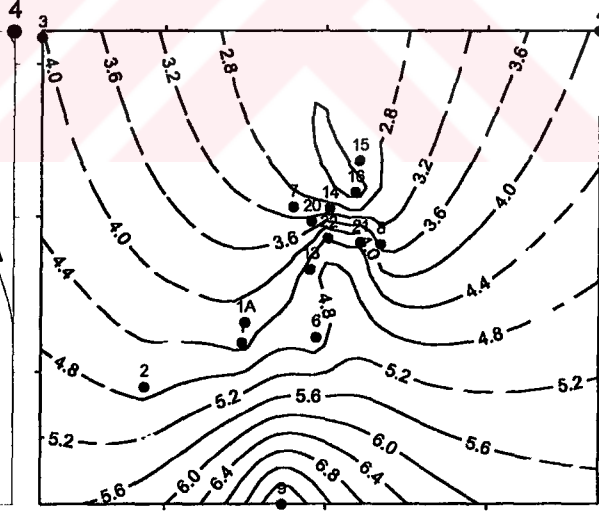
Şekil 4.45. Kızıldere gazlarında azot, helyum ve argon arasındaki ilişki[30].



Şekil 4.46. Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında klor, bor ve bikarbonat arasındaki ilişki[30].



Şekil 4.47. Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında sodyum/sülfat eş-kontur haritası[30].



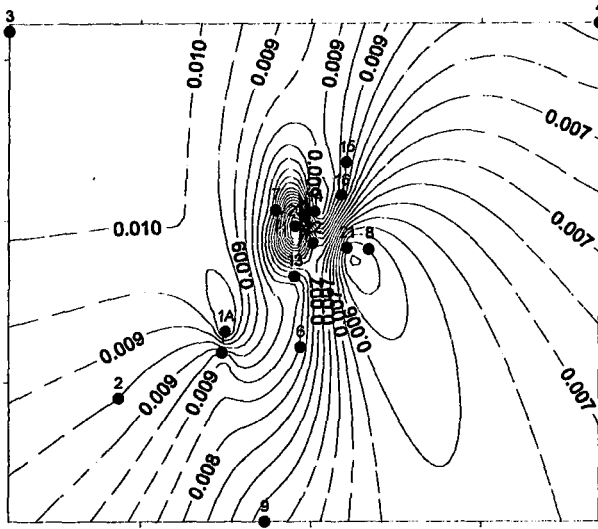
Şekil 4.48. Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl/B eş-kontur haritası[30].

zamanda soğuk su girişinin güneyde daha etkili olduğu da görünmektedir. Öte yandan, Cl/B oranını gösteren Şekil 4.48 sıcak su beslenmesinin kuzey yönünden geldiğini işaret etmektedir. Şekil 4.49'daki Cl/F oranı da aynı tezi desteklemektedir.

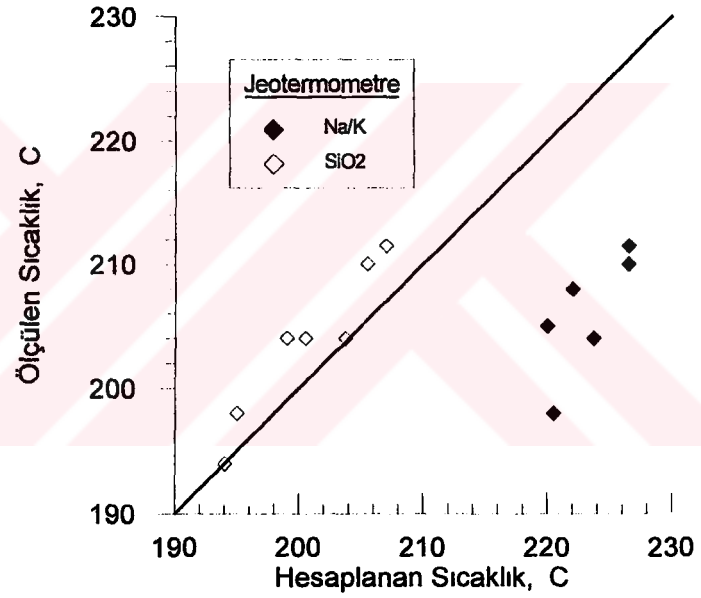
Bu çalışma çerçevesinde iki ana jeotermometre dikkate alınmış olup, bunlar Na/K ve SiO₂ jeotermometreleridir. Bunlardan SiO₂ beslenme suyunun sıcaklığını verirken, Na/K derin suların sıcaklıklarını vermektedir. Şekil 4.50 hesaplanmış silika ve Na/K sıcaklıklarına karşın ölçülmüş sıcaklıkları göstermektedir. Bazı silika verileri doğru sıcaklığı vermesine rağmen, çoğu daha düşük sıcaklıklar göstermektedir. Bu olgu rezervuarın üst kısımlarından üretim zonuna göreli soğuk su girişi olduğuna işaret etmektedir. Aynı durum kuyu testlerinde de gözlenmekteydi[25]. Hesaplanan silika sıcaklıklarının ölçülenlerden yüksek olması olası bir daha derin ve sıcak rezervuara işaret etmektedir. Böyle bir rezervuarın varlığı yapılan çalışmalardan[6, 30] tahmin edilmekteydi. Daha sonra delinen R-1 kuyusu ile bu tahminler gerçek olmuştur. Şekil 4.51'de Kızıldere kuyu ve kaplıca sularının yer aldığı grafikte gözlenen olgu buhar kaybının olmasıdır. Daha önce de bahsedilen rezervuardaki bu buharlaşma olayını Şekil 4.51'de ayrıca kanıtlamaktadır.

Rezervuarın üst ve alt kesimlerinden üretim yapılan kuyulardan gelen sulardaki katı madde derişimleri ve oranları (Cl/B, Cl/F, Na/K, Na/SO₄, vb.) oldukça benzerdir. Bu da ayrıca tek bir rezervuarı işaret emektedir. Hem kireçtaşlarını, hem de mermerleri kesen büyük bir çatlak sistemi muhtemelen varolan jeotermal suların konveksiyon yoluyla dolaşımına izin vermektedir. Sıcaklık profilleri bu olayı doğrularken, yapılan son çalışmalar[25] yüksek debili üretimler sırasında piezometrik seviyelerdeki değişimin her iki yönde akışkan göçünün olduğuna işaret etmektedir.

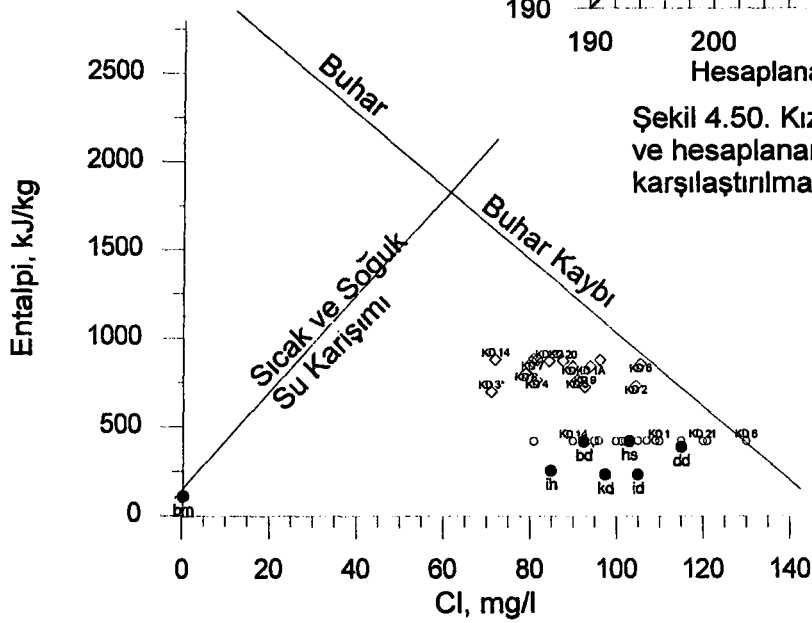
Kızıldere'deki akışkanlar üzerinde yapılan izotopik çalışmalar dikkate alınırsa, ³H değerleri bu suların yeraltı suyu olarak 50 yılın üzerinde seyahat ederek Kızıldere rezervuarına ulaştıklarını göstermektedir. Hidrojen ve oksijen izotopları olan ²H ve ¹⁸O değerleri de, kayaç su etkileşimine ve yüksek oranda meteorik suya işaret etmektedirler[34].



Şekil 4.49. Kızıldere kaplıca ve kuyu sularında Cl/F eş-kontur haritası[30].



Şekil 4.50. Kızıldere'de ölçülen ve hesaplanan sıcaklıkların karşılaştırılması[30].



4.5. Kızıldere Jeotermal Akışkanındaki Gazlar

Kızıldere sisteminin 1. rezervuarını (sıg sıcak su rezervuarı) oluşturan kireçtaşları ve mermerlerdeki jeotermal akışkanın ağırlıkça % 1.5-2 civarında gaz içerdiği bilinmektedir. Daha derine delinen R-1 kuyusunda ise, bu miktarın % 2.5-2.7 civarında olduğu ortaya çıkmıştır[35]. Esas bileşeni karbondioksit olan bu gaz Kızıldere jeotermal rezervuarı için çok önemli bir elemandır. Kızıldere gibi jeotermal akışkan kütlesinin küçük bir kısmı kadar CO₂ taşıyan sistemlerde kabarcıklanma noktası basıncı önemli ölçüde (suyun doymuşluk basıncının üstüne) artmakta ve CO₂ derişiminin yükselmesiyle basıncı daha da artmaktadır. Ayrıca, CO₂ kısmi basıncı iki fazlı bölgede artan basınçla faz değişiminde belirleyici bir rol oynamaktadır[3]. Bütün bunların anlamı, suyun içinde çözülmüş CO₂'in kısmi basıncı ile, basıncı artmış sistemin performansının, normal bir sıcak su sisteminkine göre yükselmesidir. Bunun nedeni de, iki faza geçtikten sonra rezervuardaki itişimi sağlayan mekanizmanın, rezervuar basıncının düşmesi durumunda sıvı fazdan ayrılan karbon dioksitin genleşmesi olmasıdır. Yapılan model çalışmaları ve Kızıldere'nin günümüze kadar uzanan performansı bu olguyu doğrular niteliktedir[3]. Ayrıca, yapılan simülasyonlar da[3,6], çeşitli miktarlardaki CO₂'in Kızıldere rezervuarının yetkinliğini (performansını) olumlu yönde nasıl etkilediğini göstermiştir. Özellikle ilk 10 yıl boyunca CO₂'in miktarı rezervuar basıncı davranışını çok etkilemektedir. Aslında, karbon dioksit Kızıldere jeotermal rezervuarı için bir yandan çökeltme sorunları yaratırken, öte yandan rezervuar basıncının üretimle aşırı düşmesini engelliyerek saha performansı açısından hayati bir önem taşımaktadır.

Tablo 4.9. Kızıldere Akışkanındaki Çözülmüş Yoğuşmayan Gaz Bileşimi[16].

Örnek	H ₂ (%Hac.)	O ₂ -Ar (%Hac.)	N ₂ (%Hac.)	CH ₄ (%Hac.)	CO ₂ (%Hac.)	H ₂ S (%Hac.)	He ppm
KD-6	0.3	0.1	1.8	0.3	97.5	<0.1	5.4
KD-7	<0.1	0.1	0.5	0.1	99.2	<0.1	15.6
KD-22	<0.1	0.6	1.7	0.1	97.5	<0.1	15
KD-16	<0.1	2.4	9.2	<0.1	88.4	<0.1	10.9
KD-21	<0.1	1.6	3.6	<0.1	94.8	<0.1	14

Bu gazın bileşimi Tablo 4.9'da verilmektedir. Tablodan da gözleneceği gibi yoğuşmayan gazların ana bileşeni karbon dioksittir. Bu gazlar rezervuar koşullarında suda çözülmüş olarak bulunmaktadır. Bölüm 4.4'de bu gaz bileşimleri üzerine

yapılan jeokimyasal çalışmalar jeotermal akışkanın orijininin meteorik sular olduğunu işaret etmiştir.

Tablo 4.10. Kuyulardan Üretilen Gaz Fazı İçinde Yoğuşmayan Gaz Miktarları[16, 36].

Kuyu	%CO ₂ , 1970	%CO ₂ , 1988
KD-6	15.2	16.5
KD-7	12.5	11.5
KD-13	17.5	16.5
KD-14	9.5	12.1
KD-15	11	12
KD-16	-	12
KD-20	-	13.7
KD-21	-	12.5
KD-22	-	12.7

Gaz miktarları kuyulardan üretilen buharın yaklaşık %10'u ile % 18'i arasında değişmektedir. Kuyulardan üretilen yoğuşmayan gazların üretilen buharın yüzdesi olarak Tablo 4.10'da verilmektedir. Derin olan ve 2. rezervuardan üretim yapan R-1 kuyusunda ise buhar içinde ölçülen miktarı ise % 13-14 kadardır.

Tablo 4.10'da verilen gaz yüzdeleri ortalama değerler olup, uzun sürelerde yapılan ölçümlerde hemen hemen hepsi %1-3 gibi aralıklar içinde değişimler göstermişlerdir. Dolayısıyla 1970 ile 1988 yılları arasında alınan ortalamalara bakarak gaz artışından bahsetmek pek mümkün değildir. ENEL'in 1989'da yaptığı değerlendirme çalışmasında[16] bu hataya düşülmüş ve yapılan çalışmada 1992 yılında üretilen buharın %33'nün gaz olacağı tahmininde bulunulmuştur. Bu tahmini desteklemek için de CO₂'in kaynağının magma olduğu ve bu nedenle de hiç tükenmeyeceği ve sürekli artacağı öne sürülmüştür. Halbuki ölçümlerden 10 yıl geçmesine rağmen, gaz miktarları yaklaşık olarak aynıdır. Gaz kaynağının magmatik olmadığı yakın zamanda yapılan bir izotopik çalışmadan anlaşılmaktadır[37]. Bu çalışmada Kızıldere bölgesinden alınan gaz numunesinin yapılan izotopik analizi sonucunda bulunan karbon izotopları (¹³C/¹²C) oransallığı % -0.12 olarak belirlenmiştir. Mantodan gelen gazlarda bu değer -8 ile -4.7 arasında değişmektedir. Dolayısıyla bu gazın denizel karbonatlı kayaların metamorfizması sırasında oluştuğu sonucuna varılmaktadır. Bundan ötürü de manto kökenli olup, üretimle artacağı tezi tümünden yanlıştır. Yakın geçmişte İtalya'da gerçekleştirilen bir çalışmada[38], Türkiye'de Kızıldere'ye jeolojik açıdan büyük bir benzerlik gösteren metamorfik yapılarda CO₂'in metamorfizmadan kaynaklandığı öne sürülmüştür.

Tablo 4.10’da dikkat çeken bir nokta genel olarak güneydeki kuyulardan (KD-6 ve KD-13) gelen gaz miktarının diğerlerinden yaklaşık %4 kadar fazla olmasıdır. Bu durum aşağıdaki gibi açıklanabilir. Güneydeki kuyular 196-200°C civarında olup bunlardaki kısmi CO₂ basıncı daha fazladır. Bu kuyular kuzeydekilere göre daha derin olup, rezervuarda daha yüksek basınca sahiptirler. Bu da rezervuarın üzerindeki daha yüksek su kolonu ve dolayısıyla daha yüksek hidrostatik basınç olmasıyla açıklanabilir. Bundan ötürü, daha derinde ve daha yüksek kısmi basınca sahip akışkanın daha fazla CO₂ taşınması normaldir. Sahanın ortalarında bulunan ve KD-6 ve KD-13 kadar derin olan KD-20, 21 ve 22 kuyuları hem daha sıcak (205°C) ve dolayısıyla daha düşük kısmi basınca sahip, hem de yalnız derin seviyelerden değil üst kısımlardaki sığ seviyelerden de üretim yaptıkları için karbondioksit miktarları kuzey kuyularına daha yakın olmaktadır.

Bu derinlik ve sıcaklık farklarından dolayı Kızıldere jeotermal rezervuarındaki değişik seviyelerde ağırlıkça değişik CO₂ miktarlarının biriktiği düşünülmektedir. Bu miktar derin seviyelerde %2.5-2.7 olup (R-1 kuyusunda ölçülen), daha sığ seviyelerde %1.5’a ve/veya daha az seviyelere düşmektedir. Tablo 4.11’de çeşitli kuyuların sıcaklıklarına göre hesaplanan kısmi CO₂ basınçlarından elde edilen ağırlıkça CO₂ miktarları görülmekte ve bu değerler yukarıdaki tezi doğrulamaktadır. Tabloda hesaplanmış kısmi basınçlar, Ağustos/1971’de KD-15 kuyusunun üst kısmında biriken CO₂ gazının kuyu başını zorlamaması amacıyla sürekli boşaltılması için kısmen açık tutulduğunda, yalnızlıkla kapatıldığı zaman kuyubaşında gözlenen CO₂ basıncına (50 bar) oldukça yakın olup, gerçekçi görünmektedir.

Tablo 4.11. Çeşitli Kuyular için Hesaplanan Kısmi CO₂ Basınçları ve CO₂ Miktarları.

Kuyu	Sıcaklık, (°C)	Kısmi Basınç, (Bar)	CO ₂ Miktarı, (% ağırlık)	Kuyudibi Basıncı, (Bar)
KD-6, KD-13	196	50	1.72	74.04 (832 m, KD-6) 66.07 (745 m, KD-13)
KD-20,21,22	205	48.5	1.69	75.50 (880m, KD-21)
KD-15,16	210	47.5	1.68	41.65 (500 m, KD-15) 57.61 (640 m, KD-16)
R-1	242	57.5	2.5	183 (2000 m)

Kızıldere rezervuarında çeşitli seviyelerde gaz birikimleri olması Bölüm 4.1’de de tartışılmıştı. Şekil 4.7 ve Şekil 4.8’de sırasıyla KD-22 ve KD-13 kuyularındaki gaz seviyeleri görülmektedir. KD-13’de gaz seviyelerinin fiziksel olarak sayısal fazlalığı

bile taşıdığı gaz miktarının fazla olmasının bir göstergesi olabilir. Şekil 4.7’de KD-22’nin üst seviyesinde gazın biriktiği ve ona yakın kuyu olan KD-14’te rezervuarın üstündeki bir seviyede CO₂ üretimi yaptığı ve yukarı seviyelerde bir CO₂ gaz başlığı veya gaz cepi olasılığından yine aynı bölümde değinilmişti.

4.6. Kızıldere Jeotermal Akışkanının Entalpisi

Entalpi, jeotermal akışkanların termodinamik olarak tanımlanması, jeotermal rezervuarlarla ilgili enerji hesaplarının yapılması ve rezervuar içindeki fiziksel değişimlerin yorumlanmasında kullanılan en önemli parametredir. Başlangıçta Kızıldere jeotermal rezervuarının, sıvının hakim olduğu bir sistem olması ve kuyuya giren akışkanın iki faza geçmemesi dolayısıyla, dinamik sıcaklık ölçmelerinde tesbit edilen sıcaklık değerlerine karşı gelen buhar tablolarındaki suyun entalpisi rezervuardaki suyun entalpisi olarak kullanılabilmekteydi. Rezervuarın keşfini takip eden yıllarda Russel James’in dudak ya da kritik basınç ve orifis yöntemi kullanılarak entalpi ölçmeleri yapılmaktaydı. Ancak, santral üretime geçtiğinden beri periyodik olarak ölçülerek rezervuar içindeki fiziksel değişimlerin takip edilmesini sağlayan bu parametre maalesef, sahanın işletilmesi aşamasında bir türlü ölçülmemektedir.

Bu çalışma çerçevesinde, geçmiş yıllarda alınan dinamik ve statik sıcaklık ve basınç ölçmelerini inceleyerek bu konuda bir fikir sahibi olmaya çalışıldı. Ancak, bu tür araştırmalar dinamik ölçmelerin düşük debilerde gerçekleştirilebilmesi dolayısıyla yanıltıcı olabilir. Öte yandan, Kasap (1998) 1990 yılında tüm kuyuların buharını taşıyan boru hattı üzerindeki orifis ile toplam türbine giden buhar miktarını ölçmüştür[39]. Aynı gün kuyulardan atılan suyun toplam miktarından giderek yapılan hesaplamada, CO₂ etkisi için düzeltme yapılmış ve buhar oranı % 11 olarak tesbit edilmiş, dolayısıyla da sahanın tümünü temsil eden entalpi belirlenmiştir.

Geçmişte 1995 ve bu yıl 1998’de santrale yapılan ziyaretler sırasında savaklardan atılan toplam su miktarı ve santralde gerçekleşen net elektrik üretimi ile buharın dönüşüm verimliliğinden giderek, buhar miktarı bulunmuş ve separatördeki ayrışım basınç ve sıcaklığı da bilindiğinden buhar tablolarından rezervuardaki akışkanın entalpisi, %11 civarındaki kuruluk oranına karşı gelen entalpi olarak bulunmuştur.

Bu hesapta santralin üretim için kullandığı birim buhar miktarından hareketle dönüşüm yapıldığı ve CO₂ dışarıda bırakıldığı için ayrıca karbon dioksit düzeltilmesi yapılması gerekmemektedir. Bu hesaplama sonucu bulunan entalpi, tüm kuyulardan gelen akışkan için ortalama temsili bir değerdir. Ancak, yukarıdaki verilerden 1990 yılından beri değişmediğini belirtmek gerekir. Aynı değer rezervuar akışkanının başlangıç değeriyle de uyumludur. Yalnız bu değer tüm kuyuları temsil ettiği için, tek kuyuların entalpisinin güneyde azalması ve kuzeyde artması da pekala mümkündür. Bu bağlamda, yine Kasap (1998) aynı tarihte KD-6 kuyusunda orifis ile ölçtüğü buhar ve savaktan ölçtüğü su miktarından giderek yaptığı hesapta[39], kuyudan gelen akışkan entalpisinin 225°C'taki suyun entalpisine karşı geldiğini bulmuştur. Burada, bu kuyu sıcaklığının 196°C olduğu bilindiğine göre, bu kuyunun iki faza geçtiği gibi bir durum ortaya çıkmaktadır. Ancak, en güneydeki bu kuyuda böyle bir durum beklenmemektedir. CO₂ düzeltilmesi yapıldığı takdirde, entalpi 211°C suyun entalpisine karşı geldiği bulunmakla birlikte, bu kuyu sıcaklığının 196°C olduğu hatırlanırsa, iki faza geçiş hala görünmemektedir. Ancak, bu tek ölçüm olduğu için spekülasyona açıktır. Bu kuyudaki ölçüm sırasında kullanılan orifisin büyük çaplı olması dolayısıyla, belki de yeterli gözlenebilir bir basınç düşümü sağlanamadığı düşünülmektedir.

4.7. Kızıldere Jeotermal Akışkanının PVT Davranışları

Su-CO₂ çözeltilerinin PVT davranışlarının bilinmesi jeotermal sahalarda, ısıtma sistemlerinde, separasyonla ve diğer bazı işlemlerde ortaya çıkan sorunların ve akışkan akışını modellemek için gerekli denklemlerin çözülmesinde yararlıdır. Bu bağlamda, jeotermal sahalarında karşılaşılan sorunlardan CaCO₃ çökmesinin nedeni akışkanın belli oranlarda CO₂ içermesidir. Çökelmeyi işlem olarak doğru bir şekilde algılayabilmek ve önlemek için, karbon dioksidin ayrılarak iki faza geçiş koşullarını belirleyebilmek önemli bir aşamadır. Su-CO₂ çözeltilerinde basınç, sıcaklık ve iyonik gerilime bağlı olarak çözünürlüğü değişen CO₂'in sudan ayrılıp gaz fazına geçmesi nedeniyle pH'ın artması, çözeltinin dengesinin bozulmasına ve çözeltideki CaCO₃'ün çökmesine sebep olur. Öte yandan, jeotermal sahalarda akışkan akışını modelleyebilmek amacıyla kurulan kütle-enerji denge denklemlerinin çözümü için akışkanın entalpi, özgül hacim gibi termodinamik parametrelerine gereksinim vardır. Bunun yanında, kuyu testlerinin değerlendirilmesinde kullanılan

sıkıştırılabilirlik ve akmaazlık gibi parametrelerin de iki fazdaki değerlerinin bilinmesi şarttır.

İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl.'de gerçekleştirilen model su-CO₂ sistemlerinin PVT davranışlarını sıcaklık, basınç ve suyun iyonik bileşiminin fonksiyonu olarak hesaplayabilmektedir[27,40]. Bu modelden Kızıldere sahasındaki koşullar için elde edilen ve bu çalışmada en çok kullanılan kabarcık noktası basıncının sıcaklıkla değişimi, sıkıştırılabilirliğin sıcaklıkla değişimi, akmaazlığın sıcaklıkla değişimi ve iki fazlı bölgedeki entalpi, basınç ve sıcaklık ilişkisi yapılan çalışmalarda kullanılmıştır..

4.8. Diğer Testler ve Çalışmalar

Bu bölümde jeokimyasal parametreler ve fraktal değerlendirmeler ile X-Ray difraktometre ve kimyasal analizler incelenecektir.

4.8.1. Çatlakların Fraktal Olarak Değerlendirilmesi

Kızıldere jeotermal rezervuarının çatlaklı bir sistem içinde oluştuğu bilinmektedir. Petrol ve yeraltı su sistemlerindeki aksine bu rezervuarda matriksten çatlaklara akış olmadığı için akış sadece çatlak sisteminde oluşmaktadır. Bu durumda performans analizi için yapılan modelleme çalışmalarında homojen çatlaklar için tasarlanmış Warren Root (1963) ve Kazemi (1969) modelleri[41,42] kullanılmakla birlikte, tam gerçeği yansıttığı söylenemez. Çünkü, saha gözlemleri çatlakların düzgün olmayan bir şekilde meydana geldiğini göstermektedir. Yakın zamanda yapılan bir çalışma[43] ile çatlak patternleri belirlenmeye çalışılmış ve çatlak karakteristiklerinin fraktal geometri ile ifade edilmesi düşünülmüştür.

Bu amaçla yapılan çalışmada[44] karakterizasyon ve sentetik patternlerin oluşturulabilmesi için çatlak yoğunluğu, yönelmesi ve dağılımı gibi çatlak özellikleri, mikro düzeyden saha boyutuna kadar çeşitli ölçeklerde belirlenmeye çalışılmıştır. Bu çalışmalar Kızıldere için alınan hava fotoğrafları, Kızıldere civarında ortaya çıkan rezervuar kayalarları kireçtaşları ve mermerlerin mostraları ve bu mosralardan alınan ince kesitler üzerinde gerçekleştirilmiştir.

Sayısal değerlendirmeler: (1) Fraktal analiz, (2) RQD analizi ve (3) atlak yoğunluğu analizi yöntemleriyle gerçekleştirilmiştir. Kızıldere yöresindeki hava fotoğraflarından elde edilen çatlak dağılımının kutu sayma yöntemiyle bulunan fraktal boyutu 1.57’dir[43]. Kızıldere rezervuarını oluşturan kireçtaşları ile metamorfiklerin civarda ortaya çıkan mostraların yine kutu sayma yöntemiyle yapılan değerlendirmelerinin sonuçları Tablo 4.12’de görülmektedir. RQD yöntemiyle hesaplanmış fraktal boyutlar Tablo 4.13’te ve çatlak yoğunluğu yöntemiyle elde edilen fraktal boyutlar Tablo 4.14’te verilmektedir.

Fraktal sistemler farklı ölçeklerde benzerlik gösterirler. Saptanan fraktal boyut ile hangi aralıkta ölçek bağımsızlığı sağlanabileceği bulunabilir. Yukarıda elde edilen sonuçların literatür ile uyumlu olduğu ifade edilmektedir[44]. Bu verilerin karot verileri ile birleştirilmesi Kızıldere rezervuarı için karakteristik çatlak yapıların tanımlanmasını sağlayabilir.

Tablo 4.12. Kızıldere Rezervuar Mostralarının Fraktal Boyutları[43].

Bölge ve Kayaç	Fraktal Boyut, D
Kireçtaşı (Yenice Kaplıcaları)	1.393
Kireçtaşı (Yenice Kaplıcaları)	1.278
Kireçtaşı (Yenice Kaplıcaları)	1.354
Kireçtaşı (Yenice Kaplıcaları)	1.261
Kireçtaşı (Yenice Kaplıcaları)	1.204
Kireçtaşı (Yenice Kaplıcaları)	1.252
Kireçtaşı (Buldan Sırtı)	1.497
Metamorfik (Yenice Kaplıcaları)	1.250
Metamorfik (Yenice Kaplıcaları)	1.393
Metamorfik (Yenice Kaplıcaları)	1.389

Fraktal boyut değerlendirilmesinde Hurst ss(exponent) kullanılmaktadır. Tablo 4.13’te RQD çalışmasından bulunan fraktal değerlerden hesaplanan Hurst sleri 2’si dışında 0.7 ile 0.98 arasında değişmekte olup, örneklerin az atlatılmış olduğuna işaret etmektedir. Tablo 4.14’teki fraktal değerlerden hesaplanan Hurst sleri 0.15 ile 0.6 arasında olup, yukarıdaki değerlerin tam aksini, örneklerin fazla atlatılmış olduğuna işaret etmektedir. Burada, atlak pattern yönteminden elde edilen sonuçların daha sağlıklı olduğunu ve literatürde jeotermal rezervuarlarda gözlenen değerlere daha yakın görüldüğünü söylemek olasıdır. Öte yandan, bu örnekler rezervuardan alınan karotlardan elde edilmediği için, rezervuardaki çatlak sistemini doğrudan yansıtmamaktadır. Rezervuardan alınan karotlardaki çatlaklar üzerinde yapılacak bir çalışma bu konuya açıklık getirecektir.

Tablo 4.13. Mostralardaki Çatlak patternlerinin Yatay ve Düşey Doğrultuda RQD Yöntemiyle Bulunan Fraktal Boyutları[43].

Bölge ve Kayaç	Yatay	Düşey
Kireçtaşı(YeniceKaplıcaları)	1.759	2.015
Metamorfik (Yenice Kaplıcaları)	2.851	2.283
Kireçtaşı (Buldan Sırtı)	2.035	2.216

Tablo 4.14. Mostralardaki Çatlak patternlerinin Çatlak Yoğunlukları için Bulunan Doğruların Eğimleri [43].

Bölge ve Kayaç	Eğim
Kireçtaşı(YeniceKaplıcaları)	1.760
Metamorfik (Yenice Kaplıcaları)	1.851
Kireçtaşı (Buldan Sırtı)	1.394

4.8.2. X-Ray Difraktometre ve Laboratuvar Analizleri

X-Ray difraktometre analizinin[45] sonucunda kuyudan gelen mermer örneğinin %90 dolomit ve %10 kalsitten oluştuğu anlaşılmaktadır. Ayrıca, yapılan kimyasal analiz[46] sonucu aşağıda verilmektedir:

$$\text{CaO} = \% 47.62, \text{MgO} = \% 18.24.$$

Bu değerlere göre yapılan hesaplar, kayaçtaki kalsit ve dolomit yüzdelерinin aşağıdaki gibi olduğunu göstermektedir:

$$\text{CaCO}_3 = \% 15, \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \% 85$$

Bu değerlerle mermerin bileşiminde dolomitin hakim olduğu belirlenmiştir ve daha önce kuyu loglarından tesbit edilen bu olgu doğrulanmıştır. Ayrıca, kuyudan gelen mermer örneklerinin laboratuvarda yoğunlukları ölçülmüş ve 2.90 g/cm^3 olarak bulunmuştur. Bu sonuç kuyu loglarından bulunan sonuçları doğrulamaktadır.

Öte yandan, TH-2 kuyusundan gnays ve şistlerden alınan karotların laboratuvarda ölçülen uç değerleri 2.4 ve 3.0 g/cm^3 olarak belirlenmiştir.

5. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

Bundan önceki bölümlerde Kızıldere jeotermal rezervuarı ile ilgili geçmişteki bazı önemli bilgiler ile rezervuarın tanımlanmasında rezervuar mühendisliği açısından önem taşıyan parametreler detaylı bir şekilde incelenmişti. Bu bölümde bu bilgilerin ışığı altında Kızıldere rezervuarının hem ısı, hem de hidrolik açıdan bir değerlendirilmesi yapılacak ve elektrik üretimi açısından potansiyeli belirlenmeye çalışılacaktır.

5.1. Kızıldere Jeotermal Sisteminin Taşıdığı Isı Enerjisi

Kızıldere jeotermal sisteminin taşıdığı ısı miktarı rezervuarın kapasitesinin belirlenmesi aşamasında en önemli parametredir. Bu parametrenin belirlenmesi için birçok yöntem var olmasına rağmen, tüm metodlar olayı mühendislik değerlendirmesi olarak ele almakta ve Bölüm 4'te elde edilen bazı parametreler bu değerlendirmede kullanılmaktadır. Sonuçta da mühendislik değerlendirmesinde, parametrelerin elde edilmesi ve yorumlanmasında bazı belirsizlikler yüzünden belli bir miktar hata payı olabilmektedir. Bu nedenle, bu bölümde Kızıldere jeotermal sistemindeki ısı miktarı enine boyuna tartışılarak, en iyi sonucun alınmasına çalışılacaktır. Ayrıca, belirsizliğin yarattığı sakıncaları belli bir minimuma indirebilmek amacıyla stokastik yöntem olan Monte Karlo simülasyonu kullanılacaktır.

5.1.1. Rezervuar Isısı

Bu bölümde rezervuar ısı hacimsel ve düzlem çatlak yöntemleriyle hesaplanmış olup, detayları aşağıda verilmektedir:

1- Hacimsel Yöntem

Bu yöntemde ısı enerji miktarı aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır:

$$H_{top} = H_k + H_s = (1-\phi) \cdot c_k \cdot \rho_k \cdot V \cdot (T_k - T_r) + \phi \cdot c_s \cdot \rho_s \cdot V \cdot (T_s - T_r) \quad (5.1)$$

Burada: ϕ = Gözeneklilik, %

ρ_k = Kayacın yoğunluğu, kg/m^3

c_k = Kayaç özgül ısısı, $\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$ ρ_s = Suyun yoğunluğu, kg/m^3

c_s = Suyun özgül ısısı, $\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$ V = Eş sıcaklıklı bölgenin hacmi, m^3

T_s = Suyun sıcaklığı, $^\circ\text{C}$

T_r = Referans sıcaklığı, $^\circ\text{C}$

T_k = Kayacın sıcaklığı, $^\circ\text{C}$.

Kızıldere jeotermal sisteminin taşıdığı elektrik üretimine dönüşebilecek ısı miktarını bulmak için rezervuar alanı 3 km^2 , ortalama gözenekliliği 0.06, 3000 m derinliğe kadar ortalama rezervuar sıcaklığı 225°C ve elektrik üretimi deşarj sıcaklığı 40°C varsayılmıştır. Kızıldere ile ilgili parametrelerin denklem 5.1’de yerine konularak elde edilen ve su ve kayacın taşıdığı enerji miktarları ve toplamı sırasıyla aşağıda verilmektedir:

$$H_{\text{top}} = (1-0.06) \times 0.85 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C} \times 2700 \text{ kg/m}^3 \times 3 \times 10^6 \text{ m}^2 \times 3000 \text{ m} \times (225-40)^\circ\text{C} +$$

$$0.06 \times 4.8 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C} \times 850 \text{ kg/m}^3 \times 3 \times 10^6 \text{ m}^2 \times 3000 \text{ m} \times (225-40)^\circ\text{C}$$

$$H_{\text{top}} = 0.4075 \times 10^{15} + 3.59192 \times 10^{15} = 3.999 \times 10^{15} \text{ kJ} = 3.999 \times 10^{18} \text{ J}$$

İkinci aşamada 300-1200m’ler arasında 205°C sıcaklıkta gözenekliliği %7.5 olan sığ sıcak su ve 1200-3000 m’ler arasında 240°C sıcaklıkta gözenekliliği %5 olan termal rezervuar bulunması temelinde ısı enerjisi hesaplanmış ve bunlar 300-1200 m’ler arasındaki sığ sıcak su rezervuarı ile 1200-3000 m’ler arasındaki derin termal rezervuar için sırasıyla aşağıda verilmiştir.

$$H_{\text{top}} = 1.0646 \times 10^{18} + 2.87524 \times 10^{18} = 3.93984 \times 10^{18} \text{ J}.$$

1- Düzlem Çatlak Yöntemi

“Tek Çatlak Yöntemi” adıyla da bilinen bu yöntem, Bordvarsson (1974) tarafından İzlanda’da lav akıntılarının yarattığı istifler arasındaki akış için önerilmiş[47], daha sonra El Salvador’daki Ahuachapan jeotermal sahası başta olmak üzere birçok saha için uygulanmıştır. Yöntem geçirgen olmayan formasyon içinde düzlem bir çatlak varsaymakta ve ısı iletimi (kondüksiyon) yoluyla çatlığa erişen ısı çatlak boyunca

akan suya iletilmektedir. Yöntem, rezervuar içinde paralel çatlaklar varsayıp, bunlardan belli sürelerde (25, 50 ve 100 yıl gibi) ısı üretiminin yapılması durumunda, birim çatlak alanı başına akışkan akışıyla üretilebilir ısı enerjisi miktarının hesaplanmasını sağlamaktadır. Yöntem, çatlak arası uzaklık $d > 170$ m olması durumunda çatlakların birbirini etkilemesinin ihmal edilebilir seviyede olmasını öngörmektedir[47]. Kızıldere jeotermal sisteminde 50 yıllık bir süreç boyunca bu yöntemin uygulanmasında, 200°C'lık birinci rezervuar için 200-1200 m'ler arasında 180 m aralıkla 6 çatlak, 240°C'lık ikinci rezervuar için ise 1200- 3000 m'ler arasında 10 çatlak öngörülerek yapılan hesaplar aşağıda sırasıyla verilmektedir.

$$H_1 = 3.3 \text{ (MWh/m}^2\text{)} \cdot 3600\text{(s)} \cdot 3 \times 10^6 \text{ (m}^2\text{)} \cdot 6 = 2.142 \times 10^{17} \text{ J,}$$

$$H_2 = 5.3 \text{ (MWh/m}^2\text{)} \cdot 3600\text{(s)} \cdot 3 \times 10^6 \text{ (m}^2\text{)} \cdot 10 = 5.724 \times 10^{17} \text{ J,}$$

$$H_{\text{top}} = H_1 + H_2 = 7.866 \times 10^{17} \text{ J.}$$

Her iki yöntem arasında önemli bir farklılık gözlenmektedir. Ancak, 1. Yöntem depolanmış değerleri, ikinci ise belli bir süreçte üretilebilir değerleri verdiği için aradaki farkı normal karşılamak gerekir. Bundan sonraki hesaplamalarda 1. Yöntem sonuçları dikkate alınacaktır. Bu arada Banwell'in[48] önerdiği yöntemle yapılan hesapların da 3.6×10^{18} J'luk bir ısı enerjisini vermekte olduğunu işaret etmek yerinde olacaktır.

5.1.2. Kızıldere Jeotermal Sisteminden Isı Dışa Atımı

Kızıldere sisteminden dışa ısı atımı, kaplıca suları, atmosfere difüzyif ve konduktif ısı deşarjı dikkate alınarak hesaplanmıştır.

1- Kaplıca Sularıyla Isı Dışatımı

Bu ısı kaybı aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır:

$$Q = m \cdot (h_{sT} - h_{sTo}) \approx m \cdot c_s \cdot (T_{\text{kap}} - T_o) \quad (5.2)$$

Burada; m = Kütle akış debisi, kg/s,

c_s = Suyun özgül ısısı, 4.18 kJ/kg°K,

T_{kap} = Kaplıca suyunun sıcaklığı, °C.

T_o = Ortalama atmosferik sıcaklık, °C,

h_{sTo} = Yeraltı suyunun yıllık ortalama entalpisi, kJ/kg,

h_{sT} = Kaplıca suyunun entalpisi, kJ/kg.

Kızıldere sistemindeki kaplıca sularından kaybedilen ısı aşağıda hesaplanmıştır:

$$Q_1 = 0.040 \text{ (m}^3\text{/s)} \times 958 \text{ (kg/ m}^3\text{)} \times (417- 62.9) \text{ (kJ/kg)} = 13569 \text{ kJ/s} = 13.57 \text{ MW.}$$

2- Difüzyif Isı Dışatımı

Yüzeye ve/veya sığ seviyelere erişen sıcak suyun buharlaşması sonucunda oluşan bölgelere “buharlaşan yer” adı verilir. Kızıldere’de başlangıçta sahanın kuzeyinde ve KD-15 kuyusunun hemen üzerinde böyle bir bölge bulunmaktaydı. Bu bölge için ısı kaybı aşağıda hesaplanmıştır. Hesaplama için kullanılan denklem kaynak [49]’den alınmıştır.

$$Q_2 = 5 \times 10^3 \text{ (m}^2\text{)} \cdot 1.5 \text{ (W/ m }^\circ\text{C)} \cdot 350 \text{ (}^\circ\text{C/m, I.grup)} = 2.625 \text{ MW.}$$

3- İletimle (Kondüktif) Isı Dışatımı

Birim alandan sıcaklık gradyeni vasıtasıyla iletim yoluyla ısı geçişi[49] aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$Q = k [(\Delta T/\Delta z) - (\Delta T/\Delta z)_o] \quad (5.3)$$

Burada: k = Kayaç ısı kapasitesi,

$(\Delta T/\Delta z)$ = Termal gradyen.

$(\Delta T/\Delta z)_o$ = Normal jeotermal gradyen.

Kızıldere sisteminde yapılan gradyen ölçmeleri sonucunda elde edilen gradyen haritası yardımıyla hesaplanan alanlar Tablo 5.1’de verilmektedir.

Tablo 5.1. Kızıldere’de Gözlenen Gradyenlerler ve Bağlantılı Alanlar.

$(\Delta T/\Delta z)_{\text{gözlenen}}, (^{\circ}\text{C}/\text{m})$	Alan, (km^2)
0.5	2.5
0.4	3.5
0.3	5.4
0.2	14
0.1	43

Tablo 5.1’deki değerler kullanılarak her bir alan ve toplam anomali alanı için denklem 5.3 kullanılarak hesaplanan değerler aşağıda verilmektedir:

$$Q_3 = 2.6 + 3.57 + 3.84 + 7.26 + 11.64 + 8.10 = 36.69 \text{ MW}.$$

Tüm Kızıldere sisteminden toplam ısı deşarjı ise aşağıda verilmektedir:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 13.569 + 2.625 + 36.687 = 52.88 \text{ MW} \approx 53 \text{ MW}.$$

Yüksek entalpili sistemlerin genelde 30-300MW arasında ısıyı dışa attıkları bilinen bir konudur. Buradan da Kızıldere’nin küçük ile orta arasında bir jeotermal sistem olduğu ortaya çıkmaktadır.

5.1.3. Kızıldere Jeotermal Sisteminin Isı Bilançosu

Kızıldere sistemindeki ısı bilançosu aşağıdaki gibi gösterilebilir:

Giren ısı (sahanın ısı akısı ile beslenmesi, Q_1 + akışkan ile beslenmesi, Q_2) = Çıkan ısı [Üretim, Q_4 + sistem dışına ısı deşarjı (düşey olarak yeryüzüne, Q_3 + yanal olarak yan katmanlara, Q_5)].

Kızıldere’ye giren ısı sıcaklık gradyanlarından faydalanılarak hesaplandı. Kızıldere’nin altında gözlenen iletken anomali’nin (Bölüm 3.2.2) yarattığı ısı kaynağının sıcaklığı 650°C varsayılarak, buradan Kızıldere jeotermal rezervuarı ve çevresindeki akifere akan ısının gradyanları hesaplanmıştır. Bu gradyanlar kullanılarak Kızıldere jeotermal sistemine giren ısı miktarı hesaplanmıştır. Bu hesaplamalarda kayaçların ısı kapasiteleri $2.75 \text{ W/m}^2\text{C}$ varsayılmıştır. Beslenme Böl 5.3’te derinden ve yan akiferden % 50’lik paylarla hesaplandığı için herbir akiferdeki akışkan entalpisi kullanılarak toplam besleyen ısı miktarı hesaplanmıştır. Düşey ısı dışaattımı ise Böl. 5.1.2’de hesaplanmıştır.

- Kızıldere'ye giren ısı : $Q_{11} = 2.75 \text{ W/ m}^2\text{C} \times 0.082 \text{ }^\circ\text{C/m} \times 5 \times 10^6 \text{ m}^2 = 1.13 \text{ MW}$.

$$Q_{12} = 2.75 \text{ W/ m}^2\text{C} \times 0.096 \text{ }^\circ\text{C/m} \times 5 \times 10^6 \text{ m}^2 = 1.32 \text{ MW}.$$

$$Q_{13} = 2.75 \text{ W/ m}^2\text{C} \times 0.1 \text{ }^\circ\text{C/m} \times 51 \times 10^6 \text{ m}^2 = 14.03 \text{ MW}.$$

$$\text{Toplam } Q_1 = Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} = 16.5 \text{ MW}$$

- Akışkan beslenmesi $Q_{21} = 1040 \text{ kJ/kg} \times 76.4 \text{ kg/s} = 79.5 \text{ MW}$ (Derin Beslenme).

$$Q_{22} = 719.2 \text{ kJ/kg} \times 76.4 \text{ kg/s} = 55.0 \text{ MW}$$
 (Yan Akiferden).

$$\text{Toplam Beslenme } Q_2 = Q_{21} + Q_{22} = 134.5 \text{ MW}$$

- Düşey ısı deşarjı $Q_3 = 52.88 \times 10^6 \text{ W} = 52.88 \text{ MW}$.

- Üretim deşarjı $Q_4 = 875 \text{ kJ/kg} \times 250 \text{ kg/s} = 219 \text{ MW}$.

- Yanal ısı deşarjı $Q_{51} = 2.75 \text{ W/ m}^2\text{C} \times 0.02 \text{ }^\circ\text{C/m} \times 13.45 \times 10^6 = 0.85 \text{ MW}$.

$$Q_{52} = 2.75 \text{ W/ m}^2\text{C} \times 0.0175 \text{ }^\circ\text{C/m} \times 20 \times 10^6 = 0.96 \text{ MW}.$$

$$\text{Toplam Yanal Isı Dışaattımı, } Q_5 = Q_{51} + Q_{52} = 1.81 \text{ MW}.$$

Yukarıdaki ısı giriş çıkış denge denklemini dikkate alırsak, Kızıldere sisteminden 10 MW ısı üretilmesi durumunda, giren ısı, 151 MW < çıkan ısı, 273.7 MW eşitsizliği ortaya çıkmakta olup, sistem 122.7 MW'lık kayba uğramaktadır. Bu, şu andaki durumu yansıtmaktadır.

Eğer sistemden enerji üretimi yapılmazsa; jeotermal sistem, $Q_1 < Q_3 + Q_5$ denklemine göre çalışmakta ve durumu $16.5 \text{ MW} < 54.6 \text{ MW}$ olduğu için, sistem doğal olarak sürekli 38.1 MW kaybetmektedir. Bu da, sistemin her iki halde de soğuduğunu, ancak, üretim sırasında bu kaybın % 320 arttığını göstermektedir. Üretim sırasındaki kaybın tekrar-basma yöntemiyle durdurulması olasıdır. Tekrar-basma sıcak olarak 145°C 'ta yapılırsa, sisteme 134.3 MW katkıda bulunulmakta, dolayısıyla, üretim sırasında kaybedilen 122.7 MW'ın üzerinde bir katkı yapılmakta ve sistemin doğal kaybı olan 38.1 MW 26.5 MW'a düşmektedir. Eğer bir "binary" çevrim kurulup ısı 120°C 'a düşürülünceye kadar güç üretimi yapılırsa (Böl 9.3), sisteme geri dönen ısı 111 MW olmaktadır. Bu da tüm kaybı karşılamamasına

rağmen, azımsanmayacak değerde bir katkıdır. Tekrar-basma 100°C altında, örneğin 96°C'ta yapılırsa, sisteme geri dönen ısı 88.5 MW olacak ve sistem 38.1 MW'lık doğal kayıp yanında 34.2 MW ek kayıp verecektir.

5.2. Kızıldere Jeotermal Rezervuarında Yerinde Su Miktarı

Toplam üretimi, üretilabilir ısı miktarını ve dolayısıyla da elektrik enerjisini belirleyeceği için Kızıldere jeotermal rezervuarının hacmi hakkındaki bilgiler önemlidir. Bundan ötürü de rezervuar çalışmalarında önemli bir rol oynayacaktır. Bundan sonraki bölümlerde yerinde su miktarı çeşitli yöntemlerle tahmin ve tesbit edilmektedir.

Petrol endüstrisinde sıvı rezervlerin belirlenmesi adım adım ilerleyen ve elde edilen yeni bilgilerle daha sağlıklı sonuçların elde edildiği bir yaklaşımla gerçekleşir. Geçmişte Kızıldere için sadece hacimsel yöntem, jeolojik ve jeofizik yöntemlere dayanılarak kullanılmıştır. Bu çalışma çerçevesinde değişik yöntemler kullanılarak daha sağlıklı sonuçlara ulaşılmaya çalışılmıştır.

Petrol endüstrisinde yerinde sıvı miktarını tayin etmek için kullanılan yöntemler sahanın gelişme aşamasına bağlıdır. Başlangıçta jeolojik, jeofizik gibi az veri yanında belki bir iki kuyunun bilgileri mevcuttur. Bundan ötürü, hacimsel yöntem tercih edilir. Sahanın gelişmesi ile basınç ve üretim verileri toplanır ve azalım eğrileri analizi ve kütle-denge yöntemleri uygulanır. Bu çalışma çerçevesinde bu yöntemler uygulanmış olup aşağıda gösterilmektedir. Öte yandan, bu çalışmada hacimsel yöntem klasik deterministik yolla değil, belirsizlikleri bir minimuma indirebilmek için, stokastik bir yaklaşımla uygulanmıştır.

5.2.1. Hacimsel Yöntem

İlk hacimsel tahmin Dominco (1974) tarafından gerçekleştirilmiş ve bu yöntemle yerinde su miktarının 600 milyon m³ olduğu tahmin edilmiştir[15]. Aradan geçen zaman boyunca birçok kuyu delinmiş ve birçok test yapılmış olmasına rağmen, rezervuar kalınlığı ve rezervuarı oluşturan kayaların özellikleri hakkında belirsizliklerin hala var olduğu söylenebilir.

Olasılık yaklaşımları, her bir değişkenin olası oluşum aralıklarını tanımlayan dağılımlar kullanarak, belirsizliği sayısal olarak ifade edebilir ve o aralıkta oluşan değerlerin göreceli frekansını üretir. Bu göreceli frekans eğrilerinin bileşimi Monte Carlo simülasyonu ile elde edilir. Kızıldere için bu simülasyon yerinde su miktarının olası aralığını ve bu aralıkta her bir hacmin ilgili oluşum olasılığını tanımlayacaktır.

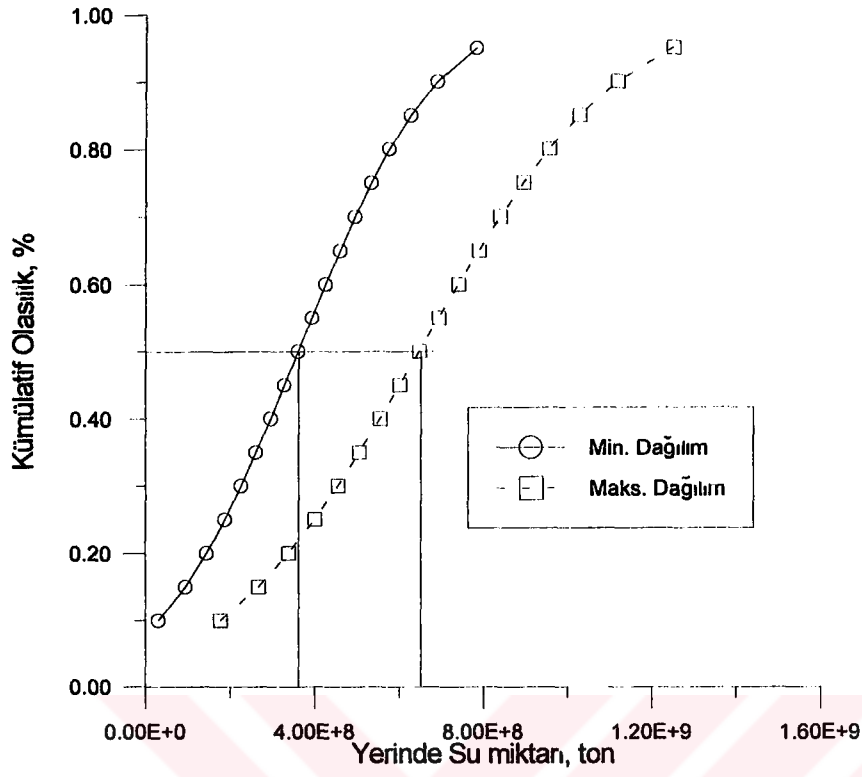
Yakın zamanda yapılan çalışmalar[21,25] sahanın sınırları ve gözeneklilikleri konularında yeni veriler ortaya çıkarmıştır. Bu verilerin bir kısmı, özellikle gözeneklilik, dağılımlar halindedir. Bu dağılımların yanında, yeni çalışmalardan elde edilen verilerden oluşturulan dağılımlar kullanılarak bir stokastik çalışma gerçekleştirildi. Bu çalışmada kullanılan dağılımlar Tablo 5.2’de gösterilmektedir. Yapılan birçok simülasyondan sonra, sonuçların gözenekliliğe karşı çok hassas olduğu tesbit edilmiştir. Minimum ve maksimum dağılımlar kullanılarak elde edilen sonuçlar sırasıyla Şekil 5.1’de gösterilmektedir. Yerinde su miktarının son dağılımı “variable arguments for distribution functions” dağılım fonksiyonları için değişken argümanlar yöntemi[50] kullanılarak yapılan bir simülasyon sonucu elde edilmiş olup, Şekil 5.2’de görülmektedir. Bu yöntem, bir veya birkaç parametreye çok bağımlı olarak farklı dağılımlar elde edilmesi halinde kullanılır. Farklı dağılımlar yeni bir dağılımın argümanı olarak kabul edilip, bunlardan yapılan örnekleme ile yeni bir dağılım bulunmaktadır. Bu uygulamada son dağılımın en olası değerinden elde edilen beklenen değer $540 \times 10^6 \text{ m}^3$ olmuştur[51].

Tablo 5.2. Yerinde Su Miktarı Hesaplama için Kullanılan Dağılımlar.

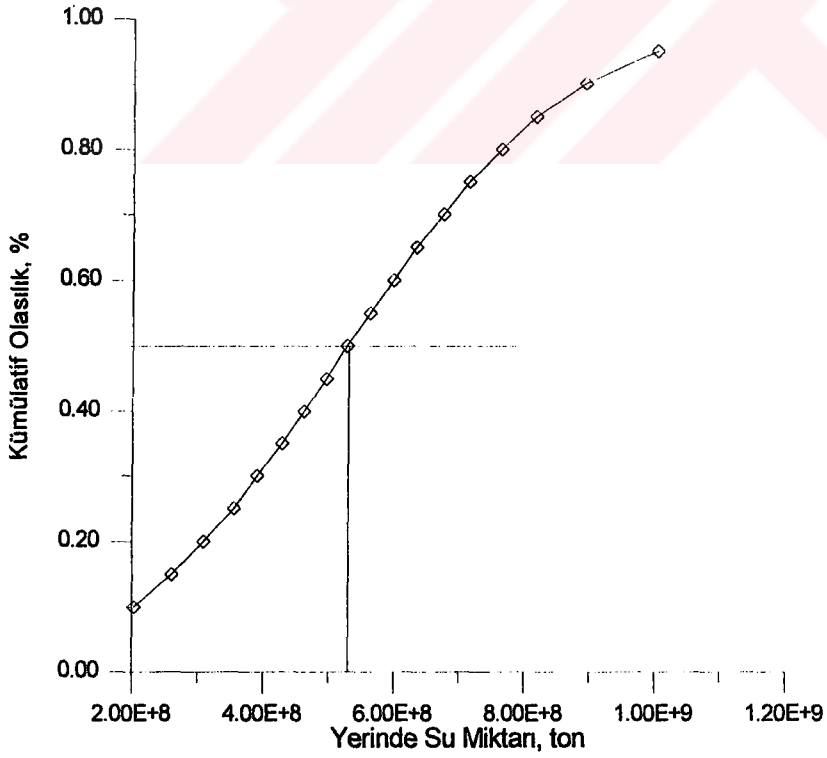
Simülasyon Parametreleri	Dağılım Tipi	En Olası	Min.	Maks.
Φ_2 , Gözeneklilik	Beta	0.0725	0.02	0.3
Φ_1	Kesikli Normal	0.11	0.5	0.16
H_2 , Kalınlık, km	Üçgen	2.5	0.25	3.25
H_1	Üniform	-	0.25	3.25
A_2 , Alan, km^2	Üçgen	2.85	3.14	4.0
A_1	Üçgen	2.5	2.85	3.5

5.2.2. Performans Analizi Yöntemleri

Sahanın işletilmesi sırasında yeterli veriler toplanarak azalım eğrilerinin eğilimi ile hacimsel yöntemler kontrol edilebilir. Daha sonra, kaydedilen basınç davranışı kütle-denge yönteminin kullanımına izin verir. Bu teknikleri uygulamada elde edilen sonuçların güvenilirliği her aşamada artar.



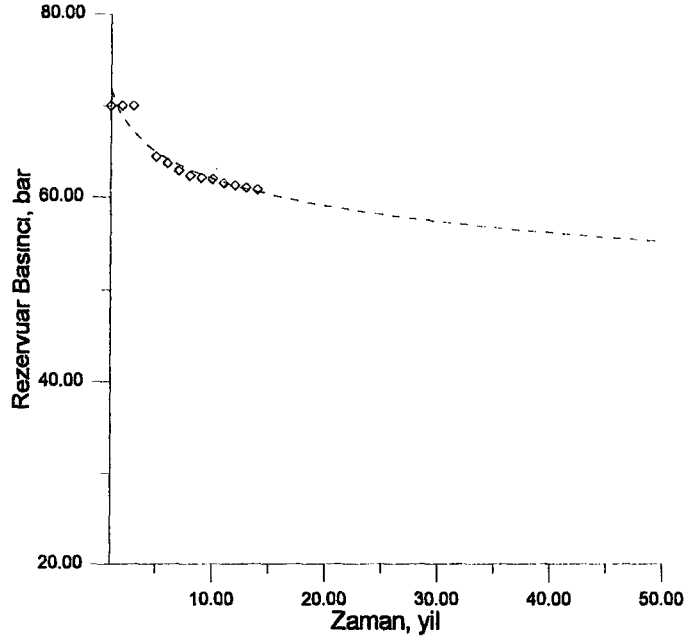
Şekil 5.1. Minimum ve maksimum değerler kullanılarak elde edilen dağılımlar.



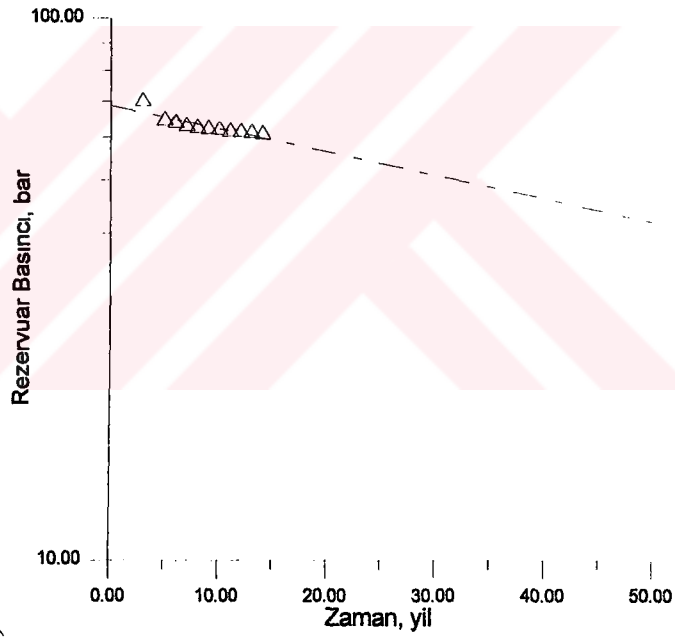
Şekil 5.2. Değişken argümanlar kullanılarak elde edilen dağılım.

5.2.2.1. Azalım Eğrileri Analizi Yöntemi

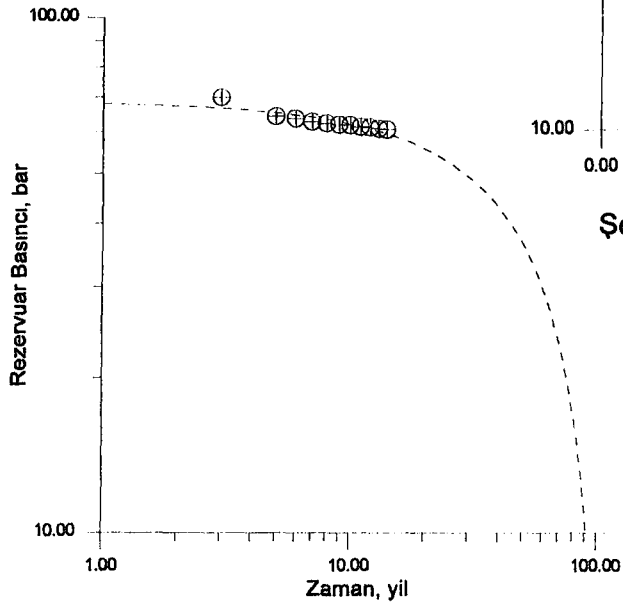
Azalım eğrileri analizi, yetkinlik (performance) eğilimini ekstrapole ederek kalan rezervleri bulmak için petrol mühendisliğinde uygulanan temel bir yoldur[52]. Zamanın veya kümülatif üretimin sürekli fonksiyonu olduğu bir yetkinlik değişkeninin eğilimini gösteren yeteri kadar üretim geçmişi varsa bu yöntem uygulanabilir. Bunlar bağımsız değişkenlerdir. Rezervuar yetkinliğinin değişen bir karakteristiği olan rezervuar basıncı, bağımlı değişken seçilerek bir eğilim eğrisi elde edilir. Ekstrapolasyon yapabilmek için bu değişken iki özelliğe sahip olmalıdır: (1) üniform bir şekilde değişmeli ve (2) bitiş noktası bilinmelidir. Rezervuar basıncı bağımlı değişken olarak seçildiğinden belli bir bitiş noktasıyla ilişkilendirilmesi gerekir. Bu nokta, Kızıldere rezervuarı için yaklaşık olarak 20 bar olarak aşağıdaki yöntemle belirlenmiştir: Tüm su rezervuardan çekildiğinde rezervuardaki gözenek boşluğunda, 210°C'lik rezervuar sıcaklığına karşı gelen doymuşluk basıncı olan 20 barda yalnız buhar kalacaktır. Üretim geçmişinde, Böl. 4.3.2'de hesaplanan 67 bar'lık ortalama rezervuar basıncına çok yakın olduğu için rezervuar basıncını temsil ettiği varsayılan ve hakkında elimizde en çok veri bulunan KD-9 kuyusunun basınçları bağımlı değişken olarak kullanılmıştır. Öte yandan, kümülatif üretim beslenme dikkate alınarak ayarlanmıştır. Şekil 5.3, Şekil 5.4 ve Şekil 5.5 basınca karşın zamanı kartezyen, yarı-log ve log-log grafiklerde sırasıyla göstermektedir. Bunlardan Şekil 5.3 ve Şekil 5.4'te verilere eksponansiyel, Şekil 5.5'te ise doğrusal eğriler uydurulmuştur. Basınca karşın zaman üzerine çizilen bu grafiklerden Şekil 5.4 ve Şekil 5.5, rezervuar basıncının 20 bar'a düşmesi için sırasıyla 75 ve 135 yıl geçmesi gerektiğine işaret etmektedirler. Bu yıllar ve beslemenin de dikkate alındığı net üretim göz önüne alınırsa, üretilebilir su miktarları $206 \times 10^6 \text{ m}^3$ ve $371 \times 10^6 \text{ m}^3$ olarak tahmin edilmişlerdir. Şekil 5.6, Şekil 5.7 ve Şekil 5.8 ise basınca karşın kümülatif net üretimi kartezyen, yarı-log ve log-log grafiklerde sırasıyla göstermektedir. Bu grafiklerdeki verilere de Şekil 5.6'da eksponansiyel, Şekil 5.7'de ve Şekil 5.8'de doğrusal eğriler uydurulmuştur. Bu grafiklerden Şekil 5.7'ye göre, rezervuardaki basıncın 20 bar'a düşmesi durumunda $300 \times 10^6 \text{ m}^3$, Şekil 5.8'e göre $275 \times 10^6 \text{ m}^3$ suyun üretilebileceği tahmin edilmiştir. Ayrıca, $2.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ kadar eşdeğer suyun buhar olarak gözenek boşluğunda kaldığı söylenebilirse de önemsizdir. Diğer grafikler ise gerçekçi olması kuşkulu büyük değerler vermektedir.



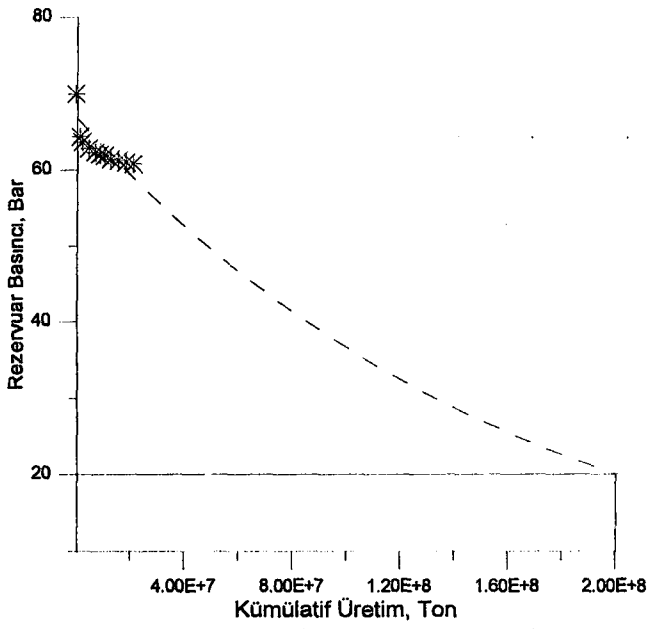
Şekil 5.3. Basıncın zamanla değişimi[51].



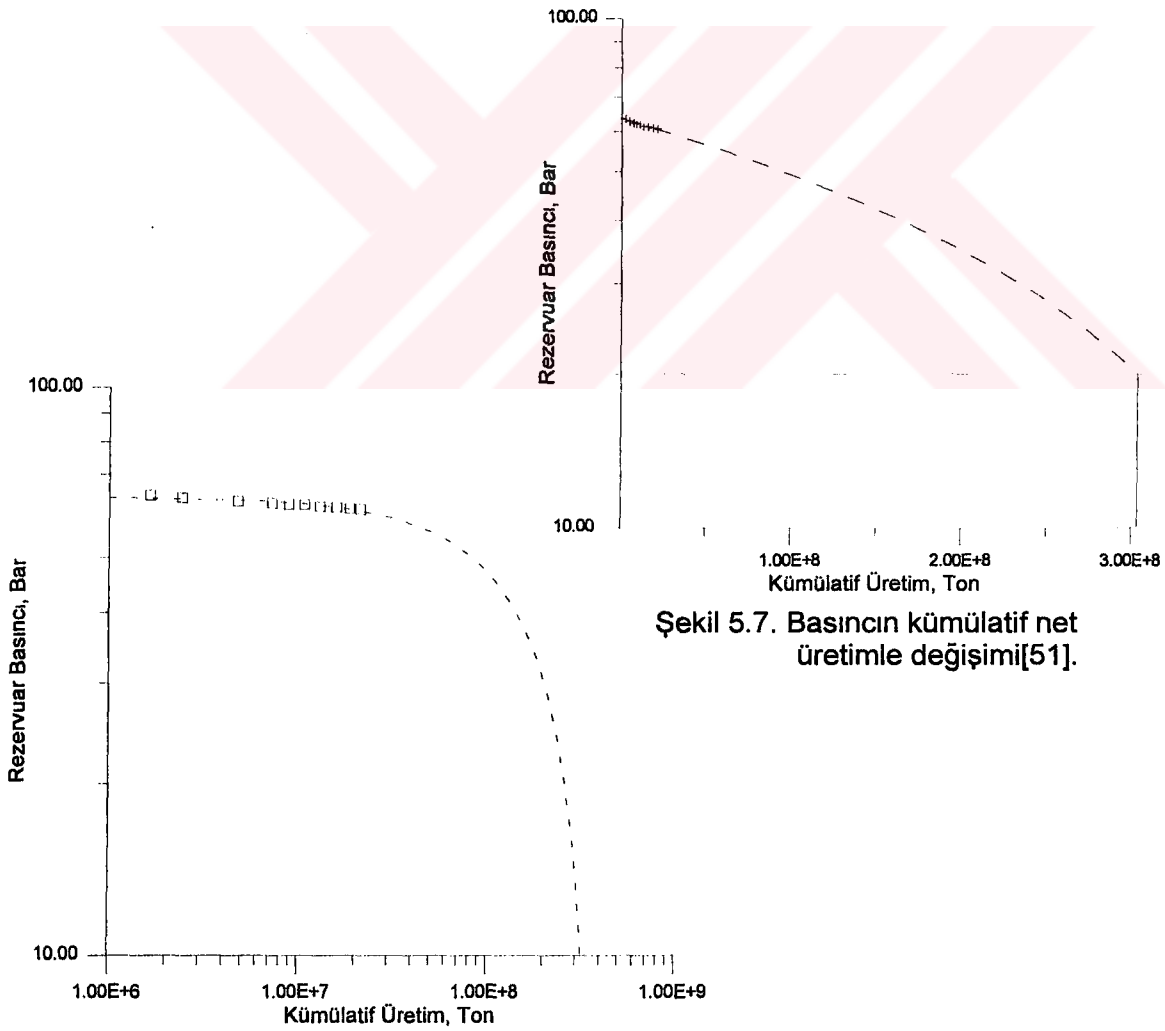
Şekil 5.4. Basıncın zamanla değişimi[51].



Şekil 5.5. Basıncın zamanla değişimi[51].



Şekil 5.6. Basıncın kümülatif net üretimle değişimi[51].



Şekil 5.7. Basıncın kümülatif net üretimle değişimi[51].

Şekil 5.8. Basıncın kümülatif net üretimle değişimi[51].

5.2.2.2. Kütle-Denge Yöntemi

Kütle-denge tekniği maddenin korunumu ilkesinden hareket etmektedir. Bu yöntemin kullanımı rezervuar hacimsel yönteminin kontrol edilmesinde çok önemli katkıda bulunmuştur. Bu yöntem başlangıç yerinde sıvı miktarını belirlemede yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Su üreten ve beslenen bir jeotermal rezervuar için kütle-denge denklemi olup, aşağıda verilmektedir[27]:

$$\frac{B_w W_p - W_e}{(c_f + c_c) \Delta P} = V_{pi} \quad (5.4)$$

Eğer iki fazlı akışa geçiş sırasındaki formasyon sıkıştırılabilirliği ihmal edilirse, denklem 5.4 aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$V_{pi} = \frac{1}{c} \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (5.5)$$

Burada,

$$\Delta V = B_w W_p - W_e$$

İşletme sırasında basınç değişimi bilindiğine göre başlangıç yerinde su miktarı denklem 5.4 kullanılarak hesaplanmıştır[27]. Kızıldere’de KD-7 kuyusu basıncının rezervuarı temsil ettiği varsayılmış ve sahanın 1991-1995 yılları arasında 7×10^6 ton/yıl üretim yaptığı, 4.75×10^6 ton/yıl beslenme aldığı hesaplamıştır. Rezervuar sıcaklığı 200°C ve CO_2 derişiminin % 1.2 ve işletme dolayısıyla basınç düşümünün $81000 \text{ kPa}/10^6 \text{ ton}$ olduğu hesaplanmıştır. Bu veriler PVT modelinde[27] koşulduktan sonra kaynama noktası sıkıştırılabilirliği ve yoğunluğu sırasıyla $0.76 \times 10^{-4} \text{ l/kPa}$ ve 865 kg/m^3 olarak bulunmuştur. Kızıldere’deki başlangıç yerinde su miktarı $603 \times 10^6 \text{ m}^3$ olarak hesaplanmıştır.

5.2.2.3. Rezervuar Sınır Testi

Bölüm 4.2.5’deki kuyu testleri analizleri sırasında rezervuar sınır testleri değerlendirilmiş ve analiz sonucunda $535 \times 10^6 \text{ m}^3$ ’lük bir gözenek hacmi hesaplanmıştır.

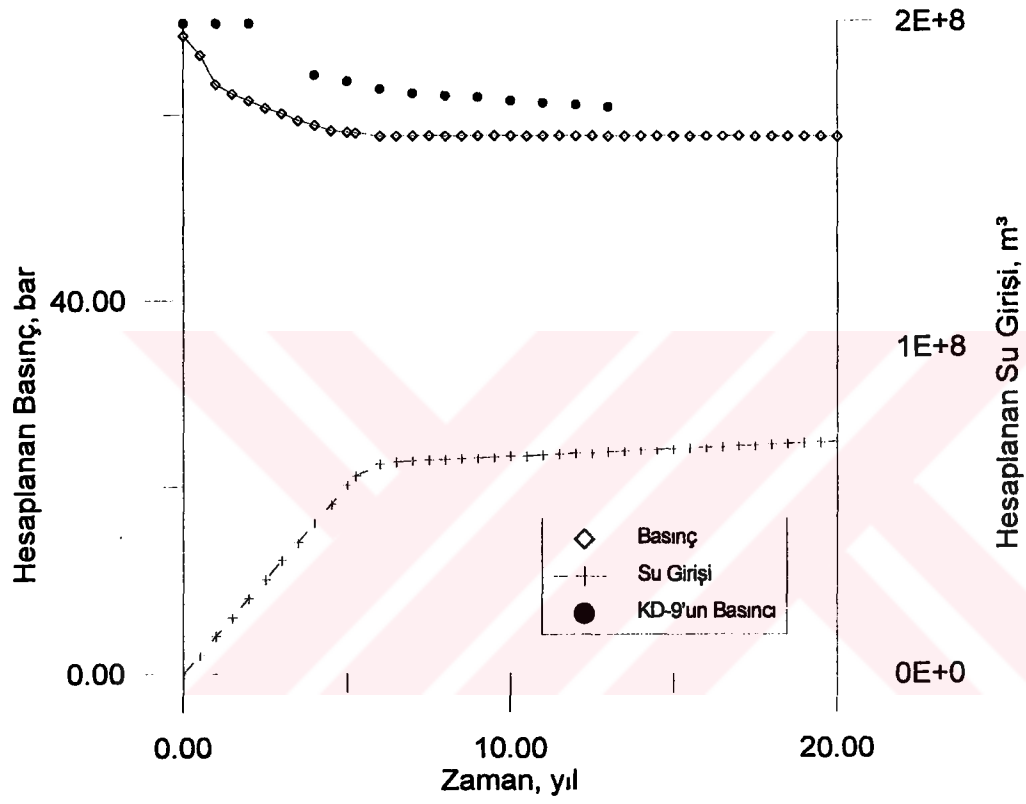
5.2.3. Modelle Performans Analizi Yöntemi

Petrol endüstrisinde rezerv tahmini için rezervuar davranışından yararlanılabilir. Bu teknik, yerinde su miktarının hesaplanması amacıyla Alkan ve Satman, (1990) tarafından geliştirilen bir model[3] yardımıyla kullanılmıştır. Yakın zamanda yapılan çalışmalarda[21,25,30,32] elde edilen verilerle gerçekleştirilen simülasyon sonucunda sahanın geçmiş performansına kabul edilebilir bir karşılaştırma yapılabilmüş olup, sonuçlar Şekil 5.9'da verilmektedir. Simülasyondan elde edilen kümülatif su girişi, bu çalışma çerçevesinde hesaplanan 550 ton/st'dan beslenme miktarını doğrulamaktadır. İki faza geçiş zamanı da sahanın gerçekte bu dönüşümü yapma tarihine uymaktadır. Bununla birlikte, simülasyon sonucunda elde edilen basınç düşümü, sahadan gözlenen değerden biraz daha fazladır. Bu durum da, sahanın ilk 2-3 yılında sahadan yeteri miktarda üretim yapmamasından kaynaklanmakta olup, zaten bu nedenle 1986 yılından itibaren 3 yeni kuyu delinmiştir. Bundan ötürü, KD-9'un basıncı modelde hesaplandığı ölçekte düşmemiştir[51]. Modelde kullanılan yerinde su miktarı $490 \times 10^6 \text{ m}^3$ 'tür.

Kızıldere jeotermal rezervuarındaki yerinde su miktarının belirlenmesi için yukarıda görüldüğü gibi hem deterministik hem de stokastik yaklaşımlar kullanılmıştır. Mühendislik ve yerbilimi bilgilerinde belirsizliklerin olduğu yerlerde stokastik yaklaşım gündeme gelmiştir.

Azalım eğrileri yaklaşımı dışındaki yöntemlerle elde edilen değerler birbirine oldukça yaklaşık olup mühendislik hesaplarında kabul edilebilir limitler içerisindedir. Azalım eğrileri yönteminin konservatif sonuçlar verdiği bilinen bir olgudur. Ancak, bu saha performansının hacimsel yaklaşımdan daha düşük değerler vermesi durumu Arps (1970)'a göre üretim pratiklerinde bir yanlış uygulamaya işaret edebilir[52]. Üretim debisinin düşük olması olasıdır ve başka drenaj noktalarının açılması gerekebilir.

Son bir stokastik çalışma hacimsel (540×10^6), azalım eğrileri (300×10^6), kütle-denge (600×10^6) gibi tüm yukarıdaki çalışmaların sonuçlarını dikkate alan bir üçgen dağılım oluşturularak gerçekleştirildi. Üçgen dağılımda en olası değer olarak 540×10^6 , sınır testiyle bulunan 535×10^6 'u desteklediği için alınmıştır Bu dağılım



Şekil 5.9. Kızıldere jeotermal rezervuarı için simülasyon sonuçları[51].

üzerine yapılan Monte Carlo simülasyonu sonucunda ortaya çıkan dağılımın en olası değeri $490 \times 10^6 \text{ m}^3$ 'lük bir yerinde su miktarı vermektedir[51].

5.3. Kızıldere Jeotermal Rezervuarında Beslenme

Kızıldere sahasında beslenmenin varlığı sahanın ilk yıllarından beri biliniyordu. Bu yıllarda gerçekleştirilen uzun süreli testler sırasında yapılan büyük ölçekli üretim nedeniyle kuyularda basıncın değişmemesi, üretim ile beslenme arasındaki sıkı bağlantıya işaret etmekte ve bu kanıyı güçlendirmekteydi. Yapılan 1000 t/st'lik üretimle basıncın değişmemesini de dikkate alan Dominco[15] beslenmeyi 1000 t/st olarak tahmin etmişti. O tarihlerde CO_2 'in kısmi basıncının etkisinin farkına varılmamıştı. Daha sonra 1976 yılında tüme yakın kuyuların açılmasıyla gerçekleştirilen uzun süreli test sonucunda, bir miktar CO_2 'in açığa çıkmasıyla, merkezdeki kuyuların eski basınçlarına dönemediği gözlenmiştir. Öte yandan, beslenme ve basınç ilişkisi bağlamında ikinci dikkat çeken bir nokta da 1972 yılındaki uzun süreli test sırasında özellikle merkez kuyulardaki basınç davranışdır. Şekil 4.38 çeşitli kuyularda gözlenen rezervuar basıncının üretimin başlamasıyla birlikte aniden düştüğünü, daha sonra sinüsoidal bir davranış içinde giderek söndüğünü, diğer bir deyişle, uzun süren sabit debi altında bu debiye giderek uyum sağladığını gösteriyor. Beslenmenin bu devresel tepkisi, beslenmenin yapılan üretimle olan sıkı bağlantısını gösterme açısından ilginçtir ve bu olgu rezervuardaki güçlü basınç düşümüne beslenmenin bir yanıtı olarak görülmelidir. Bu açıdan artan üretim debisiyle Kızıldere rezervuarının beslenme miktarının artması beklenmelidir.

Jeotermal sistemlerindeki akışın derin dolaşım karakteristikleri, işletmeyle yaratılan değişikliklerin genel olarak derinden gelen doğal akışı fazla etkilemediğine işaret etmektedir[51]. Doğal akışın 40 kg/s olan[12] Kızıldere'de, derin dolaşım sisteminin tabanının 3000 m olduğunu varsayarsak, besleyen soğuk ve yükselen sıcak su kolonlarının arasında yaratılan basınç farkı yaklaşık 50 bar olacaktır. Yapılan 14 yıllık üretim sonunda rezervuarı basıncını temsil ettiği düşünülen bir kuyuda yaklaşık 10 bar'lık bir düşme gözlenmiştir. Bu basınç düşümünün doğal akışı %20 (8 kg/s) kadar arttırması beklenebilir. Ancak bu artış, sahadan üretilen ortalama akışkan debisi (250 kg/s) yanında önemsiz kalmaktadır.

1988-90 yıllarında Kızıldere’de yapılan testler sırasında rezervuarın üst kısmı olan kireçtaşlarından üretim yapan KD-8 ile alt kısmı olan mermerlere erişen KD-9 izleme (monitoring) kuyuları olarak seçilmiş ve saha üretimine karşı bu kuyulardaki basınçlar gözlenmiştir. Bu yıllardaki saha üretimine bu kuyulardaki basıncın tepkisi Şekil 4.36 ve Şekil 4.37’de görülmektedir. Bu şekillerde, saha üretim debisi düşmesine rağmen, kuyu dibi basınçlarının düşmediği ve hatta yükselme eğilimi gösterdiği bir noktaya karşı gelen üretim debisi olan 550 t/st, bu sahanın beslenmesi olarak belirlenmiştir[32,54]. Özellikle, bu debinin belirlendiği tarihin, testin başladığı tarihten yaklaşık 20 ay kadar sonra olması ve 1984’ten beri sahada sürekli üretim yapılması dolayısıyla, daha önce gözlenen devresel basınç değişimi etkisinin belirlenen değeri etkilemediği söylenebilir(bu etki bir yıl sonunda sönümlenmektedir).

Daha önce de belirtildiği gibi, jeotermal araştırmalarda petrol endüstrisinden ve yeraltı su deneyimlerinden büyük ölçüde faydalanılmaktadır. Bununla birlikte bu deneyimler açık ve kapalı yatay akiferlerin standart model akışlarını içermekte ve jeotermal sistemlerde bazan yanıltıcı durumlar yaratmaktadır. Jeotermal sistemlerde Kızıldere rezervuarında olduğu gibi, doğal düşey akışı sağlayan güçlü doğal durumlar (natural state) varolabilir. Dolayısıyla, sahanın belli kesimlerinde düşey geçirgenlik olmalıdır. Grabenin eteğinde önemli ölçüde oluşan düşeye yakın fayların bir kısmı bu geçirgenliği yaratmaktadır. Bu çalışmada bu parametre Kızıldere için belirlenmiştir. Ayrıca, Kızıldere rezervuarında yanal bir akış da mevcuttur. Derinden, kuzeydeki büyük fay boyunca yükselen su sahaya yatay bir akışla girmektedir (Şekil 3.2, Böl 4.3 ve Böl. 4.4). Bu da Kızıldere’deki çatlak yapısından kaynaklanmaktadır. Bu bağlamda, Kızıldere rezervuarı hem derinden gelen sıcak suyun düşey olarak yükselip, daha sonra yatay doğrusal akışı ve hem de yan akiferden rezervura giren daha az sıcak (170°C) bir suyla çevrel akışı ile beslenmektedir. Basınçta gözlenen devresel davranış, bu değişik noktalardan gelen ve değişik basınç ve sıcaklıktaki beslenmelerin birbirini takip eden aralanmalarından oluşabilir.

Kızıldere’nin ortalama 900 t/st üretim yaptığını söylersek, hidrolik açıdan 550 t/st / 900 t/st= %61 seviyesinde beslendiğini, öte yandan beslenmenin hepsinin derinden geldiğini varsayarsak ısıl açıdan 159MW/219MW= %72 seviyesinde beslendiğini söylemek olasıdır. Öte yandan, Bölüm 5.5’te de gösterileceği gibi Kızıldere yan

akiferden de besleniyor. Bu durumda ısıl açıdan beslenme $134.5\text{MW}/219\text{MW} = \%61.5$ (Böl. 5.1.3) olacaktır. Beslenmenin ne kadarının hangi kaynaktan geldiğini belirleyebilmek amacıyla aşağıdaki kütle-enerji dengesi oluşturulmuştur. Jeotermal sistemler termal ve hidrolik dengededirler. Rezervuara iletim (konduksiyon) ile giren ısı ile deşarj edilen ısı dengede olmalıdır. Bu denge ancak, yapılan büyük ölçüde bir üretimle rezervuarda büyük sıcaklık düşümü yaratıldığı zaman bozulabilir. Bölüm 4.3'te de belirtildiği gibi sıcaklıkta önemli bir değişiklik gözlenmemiştir. Aksine, sıcaklığın kuzey kuyularında arttığı konusunda bulgular vardır. Dolayısıyla, kayaç ve akışkan arasındaki (konduktif) ısı iletimi ihmal edilmektedir. Rezervuar ölçekli hesaplar için su sıkıştırılmaz kabul edilebilir. Ayrıca, Molier diyagramından sıvının hakim olduğu sistemlerde basıncın değişiminin entalpiyi etkilemediği görülmektedir. Denge aşağıdaki gibi kurulmuştur:

$$(W \times h_r) - (W_p \times h_o) + (Y \times h_d) + (Z \times h_y) = (W - W_p + W_e) \times h_r \quad (5.6)$$

Burada:

W = Başlangıç su kütlesi, 490×10^6 ton,

h_r = Rezervuarın başlangıç entalpisi, 875 kJ/kg,

W_p = Üretilen su kütlesi, 80.4×10^6 ton,

h_o = Üretim sürecindeki ortalama entalpi, 875 kJ/kg,

h_d = Derin suyun entalpisi, 1037.3 kJ/kg,

h_y = Akiferden besleyen suyun entalpisi, 719.2 kJ/kg,

Y = Derin sıcak beslenme kütlesi, ton,

Z = Akiferden besleyen su kütlesi, ton,

$W_e = Y + Z$ = Toplam Beslenme, 59.4×10^6 ton.

Yukarıdaki verilerin denge denklemi 5.6'da yerine konularak yapılan hesap sonucu beslenmenin %51'nin yan akifer, %49'nun da derin termal rezervuardan geldiği anlaşılmaktadır. Benzer bir denge klorür derişimi için kurulmuş ancak, saha ömrü boyunca değişik laboratuvarlarda yapılan klorür ölçmelerinin birbiriyle tutarlı

olmaması dolayısıyla sağlıklı bir sonuç alınamamış ve bu yöntemle yapılan hesaplama beslenme suyunun sadece %10'nun derin rezervuardan geldiği sonucunu vermiştir. Böyle bir durum özellikle güney kuyularının aşırı soğuması anlamına geleceği için, bu sonuç inandırıcı gözükmemektedir. 1998 yılında ölçülmüş sıcaklıklar, bazı kuyularda ve hatta en yüksek olan KD-16'da bir miktar (5-6°C) düşmüş görünmekle birlikte, güneydeki kuyularda belirgin bir düşme gözlenmediği ve bir süreklilik göstermediği için bu durumu açık ve net bir şekilde desteklememektedir.

Yan akiferin alansal büyüklüğü gradyen eğrilerinin kapsadığı alandan tahmin edilebilir. Eğer 0.1°C/m gradyeni kabul edilirse, yan akiferin alanı gradyen eğrilerinden 69 km² olarak hesaplanır. Bu durumda, sığ sıcak su rezervuarını çevreleyen yan akiferin kalınlığı yaklaşık 1000 m ve gözenekliliği de %5 olarak varsayılırsa, sonlu olarak görülen bu yan akiferin taşıdığı su miktarı yaklaşık 3x10⁹ m³ civarında hesaplanır. Jeolojik parametreler de dikkate alınır, bu akiferin Üst Pliosen yaşlı içinde su taşıyabilecek silttaşlarını da içeren birimler içinde yer aldığı gözlenmektedir. Bu birimlerin 0.2°C/m gradyen eğrisiyle yaklaşık olarak çakıştığı görülmektedir. Alansal büyüklükleri de birbirine yakındır. 0.2°C/m'lik gradyen eğrisinin bir özelliği de sıcaklığı 170°C olan bir alanı kapsamasıdır. Bundan ötürü, 23 km²'lik bu alanı yan akifer olarak kabul etmek daha doğru olacağı düşünülmektedir. Bu alan yukarıdaki varsayımlarla birlikte dikkate alınır, yan akiferin taşıdığı su miktarı yaklaşık 1x10⁹ m³ olarak hesaplanır. Bu ısıl açıdan belirgin bir bölgeyi kapsadığı için bu akifer sonlu (finite) olarak dikkate alınmalıdır. Aslında, beslenmenin yarısı yan ve görece olarak ılık akiferden gelmekte olduğuna göre, bugüne kadar bu akiferin jeotermal rezervuara katkısı 29.5x10⁶ ton olarak kabul edilebilir. Bu da toplam akiferin %1 ile 3'ü arasında bir değer olarak görünmekte olup, akifer boyutu yanında önemsiz kalmaktadır. Bu akiferin gelecekteki olası üretim senaryolarındaki davranışını hesaplayabilmek için yine Fetkovich'in[55,56] akifer verimlilik indeksini (PI) hesaplamak gerekmektedir. Formülde eksponansiyel olarak kullanılması gereken akifer geçirgenliği bilinmemektedir. Bu değer, akiferde bulunan kuyuların üretimlerinden 50-100 md olarak tahmin edilmektedir. Bu değerlerin üzerindeki geçirgenlik hesaplarında eksponansiyel terim sıfıra yaklaşmakta ve verimlilik indeksi üzerinde bir etkisi olmamaktadır. Geçirgenliğin 50 md olması durumunda ise etkisi %5 olup ihmal

edilebilir düzeydedir. Bundan ötürü, yan akiferin katkısı değişik senaryolar için tahmin edilebilir. Bu akiferin büyük olduğu ve rezervuardan uzun dönemde daha yüksek debili üretim yapılması durumunda etkilenmeyeceği söylenebilir. Bu durumda, yaklaşık 170°C sıcaklıkta su içeren bu akiferde büyük ölçüde basınç düşümü olması durumunda ki, şimdilik gözükmemektedir, bu gradyen sondajlarıyla belirlenen 69 km²'lik termal anomali alanı içindeki bir dış akiferin devreye girebileceği düşünülebilir. Çok uzun bir dönemde kayaçtan ısı geçişi dolayısıyla, önce yan akiferde ve daha sonra özellikle bu akifere karşı gelen rezervuarın üst kesimlerinde bir soğuma etkisinin görülmesi, eldeki verilere göre olası görülmemektedir.

Öte yandan, beslenmenin öteki yarısı olan derinden gelen 242°C sıcaklıkta su girişinin, yan akiferin aksine, hem yükseliş, hem de rezervuar içine akışının doğrusal olduğu söylenebilir. Aslında, güneydeki ana beslenme havzasından Kızıldere tarafına akış ta doğrusaldır. Bu akiferin geometrik olarak modellenmesi oldukça zordur, çünkü hidrolojik açıdan beslenme havzası Babadağ horstunun güneyinde kalan geniş bir bölge olup, bu havzada yeryüzüne çıkan metamorfiklerden derinlere filtre olan meteorik sular derin seviyelerden dolaşp, kuzeydeki ana fay boyunca yükselmektedir. İzotop çalışmalarının[34] da bu havzadan beslenen suyun rezervuara erişme süresinin 50 yıldan fazla olmasını göstermesi bu hidrolojik modeli desteklemektedir. Çok büyük bir havzadan beslenmesi nedeniyle, bu derinden dolaşan akifer sonsuz varsayılabilir. Bu akiferin daha öncede bahsedildiği gibi, doğal durumda (natural state) soğuk ve sıcak su kolonlarının yarattığı yaklaşık 50 bar'lık bir basınçla harekete geçtiği tahmin edilmekte ve bu hesap suların 3000 m derinlikten dolaştığı varsayımına dayandırılmaktadır. B. Menderes grabeninin tam ortasında yapılan TH-2 kuyusunda 2000 m derinlikte sıcaklık 170°C'tır. Bu kuyuda alınan sıcaklık profilinin son 500 m'sinde, sıcaklığın belli bir gradyenle sürekli arttığı gözlenmektedir. Bu gradyenden giderek yapılan hesap, bu sıcaklığın 242°C'a ulaşması için, suların 1500 m daha derinden, diğer bir deyişle, 3500 m'den dolaşması gerektiğini gösteriyor. Gradyenin daha kötümser yorumlanması bu derinliği 4500 m'ye taşıyabiliyor. Kızıldere R-1 kuyusunda 242°C sıcaklık tesbit edildiğine ve güneyden gelip bu kuyuya erişen suların grabenin çökmüş olan tam ortasının altından geçtiklerine göre, Şekil 3.2'de de görüldüğü gibi yukarıdaki derinliklerden dolaşmaları söz konusu olabilir.

Daha yüksek debili üretimle Kızıldere jeotermal rezervuarında yaratılacak daha büyük basınç düşümleri, sıcak ve soğuk su kolonları arasında yaratılan basınç farkına ekleneceği için, daha fazla beslenmeyi getirebilecektir. Bu çerçevede belli senaryolar için doğrusal su itişimi modelleri kullanılarak hesaplamalar yapılabilir, ancak, çalışmanın bu aşamasında soğuma gibi kritik bir durum yaratmadığı ve aksine rezervura ek ısı taşıdığı için, ele alınamamıştır.

Kızıldere sahasının, yaklaşık 30 km güneydeki Babadağ metamorfiklerinden beslendiği izotop çalışmalarından ve hidrolojik modelden bilinmektedir. İzotop çalışmalarına göre[34] beslenme suyu en az 50 yıl boyunca ilerleyerek Kızıldere jeotermal rezervuarına ulaşmaktadır. Bu durumda suyun doğrusal ilerleme hızı 1.9×10^{-5} m/s olarak hesaplanabilir. Ancak, gözenekli bir ortamda hızın Darcy denkleminde bulunması gerekir. Beslenmeyi sağlayan basınç farkı kolonların yoğunluklarından daha önce 50 bar olarak hesaplanmıştı. Bu basınç farkıyla, Darcy'nin doğrusal akış denklemini kullanarak ve beslenme suyunun aktığı bölgede ortalama geçirgenlik 10 md olarak varsayıp hız 4.18×10^{-10} m/s bulunmuştur. Öte yandan, derinden gelen beslenmenin $550 / 2 = 225$ ton/st olduğu bilindiğine göre, rezervuara giriş bölgesindeki hız 6.25×10^{-5} m/s olarak bulunur. Yüzde 5'lik bir gözeneklilik varsayıldığına göre akış alanı yaklaşık 3 km^2 olarak hesaplanmıştır. Beslenmenin geldiği formasyon kalınlığı 1500-2000 m tahmin edildiğine göre akışkanın da 2000-1500 m genişliğinde bir kesitten sahaya doğru aktığı tahmin edilebilir.

5.4. Kızıldere Rezervuarı Potansiyelinin Stokastik Yöntemle Tayini

Herhangi bir jeotermal sahanın rezervuar potansiyeli belirlenmeden, bundan sonraki işletmeyle ilgili gelişmelere başlanması mümkün değildir. Bu bölümde Kızıldere sahasının potansiyeli kayaç ve akışkandaki yerinde ısı miktarı hesaplanıp, üretim faktörleri ve dönüşüm verimlilikleri kullanılarak belirlenecektir. Diğer bir deyişle, Kızıldere jeotermal sistemi ısısal açıdan ele alınarak, rezervuarın başlangıç sıcaklığından elektrik üretimi açısından üretimin yapılabileceği bir son sıcaklığa kadar (180°C) sıcaklığın düşmesiyle elde edilecek enerji miktarı üzerine tasarım yapılacaktır. Birçok araştırmacı [57,58,59,60,61], kullanılabilir depolanmış ısının hesaplanması konusundaki ilkeleri ve varsayımları belirlemişlerdir. Ancak onların

kullandığı teknikler, rezervuarın kayaç ve akışkan özelliklerinin tayininde işin içine giren belirsizliklerden bahsetmemektedir. Örneğin gözeneklilik, hacim, kayaç ve akışkan özgül ısıları ve yoğunlukları, üretim faktörü ve dönüşüm parametreleri muhtemelen geniş bir aralıkta değişirken onların kullandığı deterministik yöntemde tek değer olarak ele alınmaktadır. Yukarıdaki veri ve parametrelerin tümüne yakınının yeraltı ile ilgili olduğu düşünülürse, bunların üzerindeki belirsizlikler sonuçta önemli hatalara neden olabilir. Belirsizliğin yaratacağı hataları minimuma indirebilmek amacıyla, stokastik bir çalışma yapılmış ve Monte Carlo simülasyonu uygulanmıştır. Simülatörün yazılımı orijinal olup, bu tez kapsamı çerçevesinde geliştirilmiştir. Simülasyon sırasında kullanılan simülasyon sayısı 1000'dir. Simülasyon önce 100 ve 500 adım için gerçekleştirilmiş, fakat, elde edilen sonuç dağılımlarının düzgün olmaması dolayısıyla, simülasyon sayısı 1000'e çıkarılmış ve sonuçlar tatmin edici düzgün dağılımlar olarak bulunmuştur.

Bu simülasyonda kesikli normal, üçgen, beta ve üniform dağılımlar kullanılmıştır. Kullanılan dağılım tipinin seçimi sonuç dağılımlarını önemli ölçüde etkilediği için, dağılımlar elde var olan verilere ve o parametrenin varsa, doğadaki niteliğine uygun olarak seçilmişlerdir. Örneğin gözeneklilik, doğada normal dağılım olarak bulunmaktadır. Kesikli normal olarak alınmasının nedeni, minimum ve maksimum değerlere yaklaşırken olma olasılığının sıfıra yaklaşmasını önlemek içindir. Gözeneklilik dağılımının değerleri, kuyu logları verilerinden elde edilmiştir. Newendorp (1970) risk analizi simülasyonlarında az veri bulunduğu zaman üçgen dağılımının kullanılmasını önermektedir[62]. Bu simülasyon için hazırlanan üçgen dağılımlarının verileri, bu çalışmanın rezervuar tanımlanması bölümünde elde edilmiştir. Beta dağılımı ise sıfır ve bir değerleri arasında değişen bir dağılım olup, üretilebilirlik parametresi için literatürden alınan değerlerle kullanılmıştır. Üniform dağılım ise alt ve üst sınırı olan değişken dağılımlar için seçilmişlerdir. Görüleceği üzere dağılım tipleri işlevlerine ve eldeki verilere bağlı olarak seçilmişlerdir. Bundan ötürü, bunlar yerine başka tip dağılımların seçilmesi, sonuçların yanlış yönlendirilmesine neden olabilir. Bu simülasyon için kullanılan dağılımlar bağımsız değişkenler varsayılmıştır.

Bu simülasyonda saha potansiyelini hesaplamak için kullanılan model aşağıdaki denklem 5.7 ile verilmektedir:

Depolanmış Isı x Üretim Faktörü x Dönüşüm Verimliliği

$$\text{Saha Potansiyeli} = \frac{\text{Santral Yüğü x Yüğü Faktörü}}{\text{Depolanmış Isı x Üretim Faktörü x Dönüşüm Verimliliği}} \quad (5.7)$$

Santral Yüğü x Yüğü Faktörü

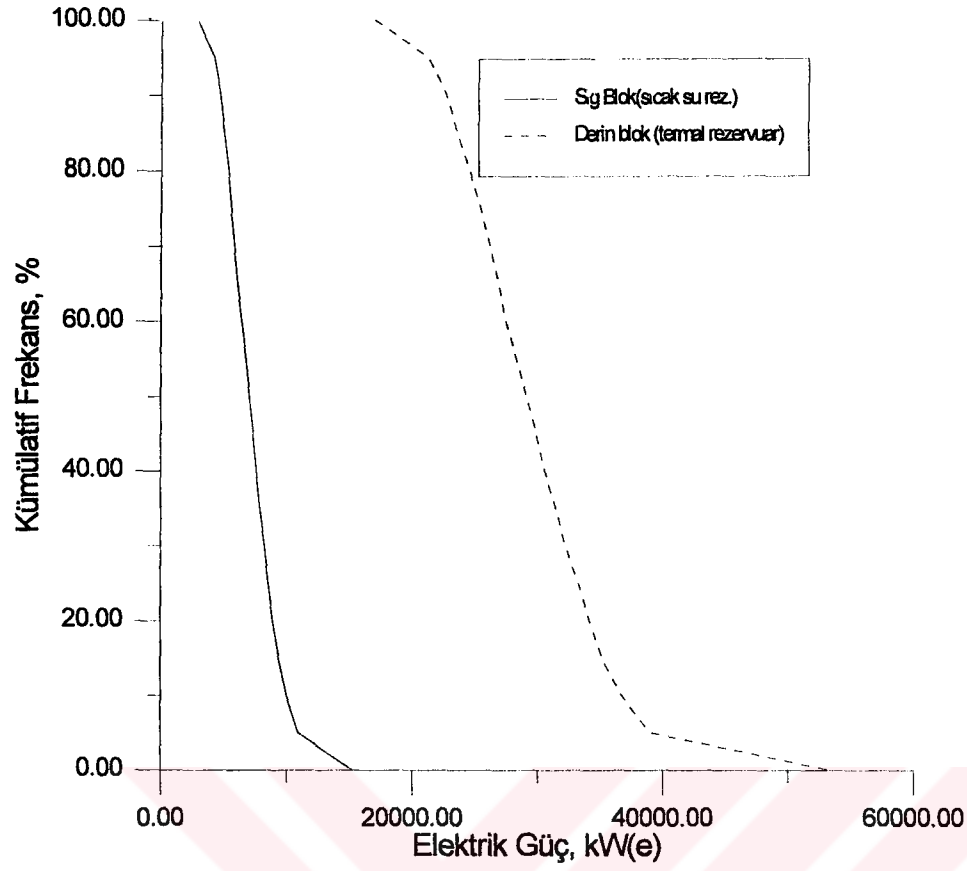
Denklem 5.7'deki depolanmış ısı Denklem 5.1 ile hesaplanmaktadır. Yalnız, deşarj sıcaklığı olarak atmosferik sıcaklık değil 180°C alınmıştır. Yukarıdaki modelde kullanılan dağılımlar bu çalışmanın rezervuar tanımlanması kuyu logları, laboratuvar deneyleri vb. başta olmak üzere çeşitli aşamalarıyla birlikte literatür ve deneyimlere dayanarak elde edilmiş olup Tablo 5.3'te verilmektedir. Kızıldere sistemi birincisi 300-1200m'ler arasında ve ortalama 205°C sıcaklıkta (sıcak su rezervuarı) ve ikincisi 1200-3000m'ler arasında ortalama 240°C sıcaklıkta (termal rezervuar) birbiriyle sıkı hidrolik ve ısı bağı olan iki blok olarak tasarlanmış ve değerlendirilmiştir. Bu modelde en kritik parametre üretim faktörü olup, depolanmış ısının üretilebilen kısmını temsil etmektedir. White ve Williams (1975), Muffler ve Cataldi (1978) ve Sorey (1982) [57,58,61] ve diğer araştırmacılar[59,60] bu parametreyi derinlemesine tartışmışlar ve sıvının hakim olduğu sistemler için %25 gibi bir değerin uygun olduğunu kabul etmişlerdir. Tekrar-basma yapıldığı takdirde bu değerin %50'lere çıkabileceği öne sürülmektedir. Bu çalışmada gerçekleştirilen simülasyonda Tablo 5.3'te görülen üretim faktörü değerleri kullanılmış ve 1. Blok (sığ sıcak su rezervuarı) için en yüksek değer tekrar-basma uygulanacağı varsayılarak %35 olarak alınmıştır. Sığ, derin bloklar ile bunların toplamı için simülasyon sonucu elde edilen en olası elektrik potansiyelleri Tablo 5.4'te verilmektedir. Üretim faktörü 2. Blok (termal rezervuar) için o derinlikte geçirgenliğin daha düşük olması dolayısıyla, değişik bir dağılımla ele alınmıştır. İkinci blok potansiyeli için üretim faktörüne bağlı olarak yapılan bir duyarlılık analizinin sonuçları Tablo 5.5'te görülmektedir. Burada hesaplanan potansiyelin özellikle en olası üretim faktörü değerine duyarlı olduğu görülmektedir. Duyarlılık analizi çerçevesinde gerçekleştirilen en düşük üretim faktörü dağılımının (0.12, 0.15, 0.2) kullanıldığı durumda bile simülasyon saha potansiyeli olarak 24 MW_e'lık bir elektrik gücü vermektedir. Öte yandan, ikinci blok için kayaç yoğunluğuna göre yapılan duyarlılık analizinde simülasyon sonuçlarının bu parametreye ve özellikle de maksimum değere son derece duyarlı olduğu Tablo 5.5'te görülmektedir. Ayrıca gerçekleştirilen simülasyonlarda, sonuçların alana ve dolayısıyla hacime karşı üretim faktöründen daha duyarlı olduğu gözlenmiştir. Yapılan diğer simülasyonlar gözeneklilik düşük olduğu için kayacın

ısının %90'nından fazlasını taşıması dolayısıyla, sonucun gözenekliliğe karşı duyarlı olmadığını göstermektedir. Bunun yanında, Tablo 5.5'te görüldüğü gibi, ısının büyük kısmını taşıyan kayacın yoğunluğuna karşı elde edilen potansiyelin duyarlı olduğu izlenmektedir.

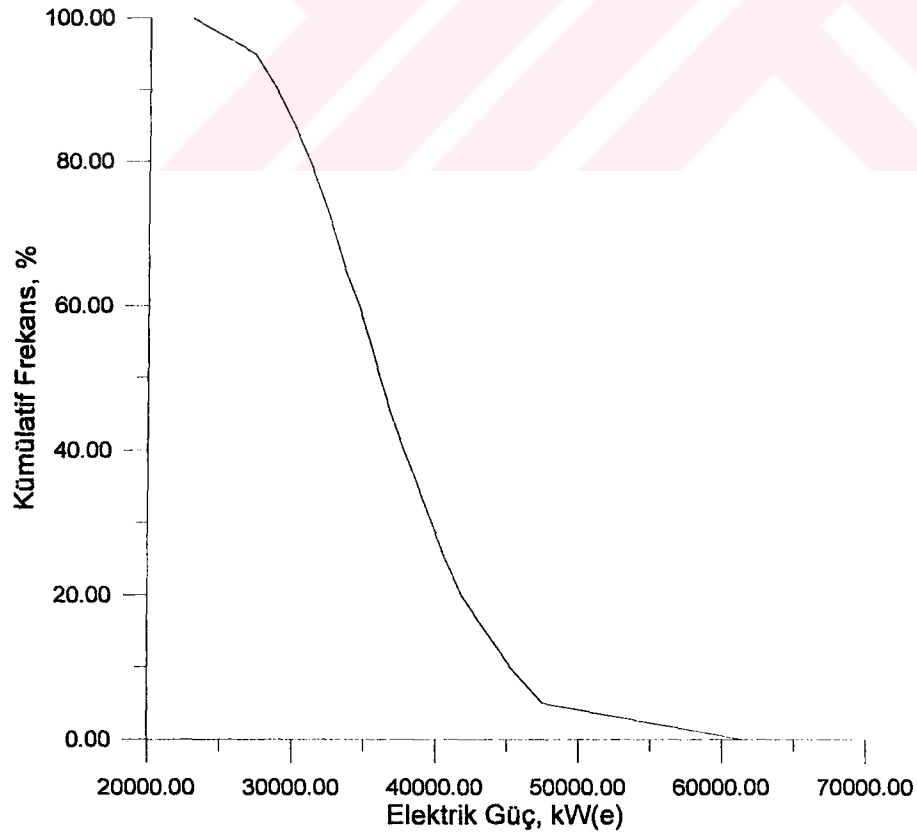
Tablo 5.3. Kızıldere Rezervuarında Uygulanan Monte Carlo Simülasyonu için Giriş Dağılımları.

Parametreler	En Olası Tahmin (model)	Olasılık Dağılımları		
		Tip	Min.	Mak.
Terketme sıcaklığı, °C	180	Sabit	-	-
Kayaç özgül ısı, kJ/kg °C	0.90	Uniform	0.85	0.95
Gözenek.(1.blok), %	0.075	Kesik Normal	0.01	0.125
Gözenek.(2.blok), %	0.04	Kesik Normal	0.01	0.07
Sıcaklık (1.blok), °C	205	Kesik Normal	195	215
Sıcaklık (2.blok), °C	240	Kesik Normal	230	245
Üretim faktörü (1.blok)	0.25	Beta	0.15	0.35
Üretim faktörü (1.blok)	0.1867	Beta	0.15	0.25
Dönüş. verim(1.blok)	0.0925	Uniform	0.875	0.975
Dönüş. verim(1.blok)	0.13	Uniform	0.12	0.14
Yük Faktörü	0.9	Üçgen	0.8	1.0
Santral Yüklü, yıl	25	Üçgen	20	30
Alan(1.blok), km ²	3.1	Üçgen	2.8	3.5
Alan(2.blok), km ²	3.6	Üçgen	3.5	4.5
Kalınlık(1.blok), m	1067	Üçgen	900	1200
Kalınlık(2.blok), m	1700	Üçgen	1600	1800
Kyç.yoğ.(2.blok), kg/m ³	2833	Üçgen	2650	2950
Kyç.yoğ.(1.blok), kg/m ³	2716	Üçgen	2400	2900
Akş.yoğ.(1.blok), kg/m ³	864.8	Üçgen	851.5	876.5
Akş.yoğ.(2.blok), kg/m ³	813.5	Üçgen	806.5	820.5
Akışk. özgül ısı, kJ/kg °C	4.8	Sabit	-	-

Sahanın elektrik potansiyeli için elde edilen sonuçlar Şekil 5.10 ve Şekil 5.11 ile onların beklenen değerleri Tablo 5.4'te görülmektedir. Sahanın 1. bloğu olan sığ blok şu anda üretim yapılan kesimi olup, potansiyel olarak 7 MW_e olarak hesaplanmıştır. Kızıldere rezervuarının bu kesiminden son 14 yılda ortalama 7.5 MW_e'lık net bir güç üretilmektedir. Bu miktar çevrim sisteminde kullanılan güç te hesaba katılırsa, 9 MW_e'ı bulabilir. Bu model hacimsel olarak ısı üretimi yapıldığını varsaydığı için, şu andaki sığ bloktan yapılan üretimin derin rezervuardan beslenme yardımı ve sistemin güçlü bir konduktif beslenmesi olması dolayısıyla gerçekleştiğini dikkate almamakta ve daha düşük bir güç hesaplamaktadır. Sahanın derin bloğunun potansiyeli ise daha büyük görülmektedir. Bu da sahanın 20 MW_e'lık santrali çalıştırabilmesi için derin termal rezervuara yönelmesi gerektiğine işaret etmektedir. Sahanın 36 MW_e'lık beklenen görünür potansiyelinin ancak tekrar-basma işlemi yapıldığı takdirde geçerli olduğunu ve her iki bloktan üretim



Şekil 5.10. Kızıldere jeotermal sisteminde iki ayrı bloğun potansiyeli için yapılan simulasyon sonuçları.



Şekil 5.11. Kızıldere jeotermal sisteminin toplam potansiyeli.

yapılmasını varsaydığını unutmamak gerekir. Öte yandan, %90'lık bir güvenilirlik limitiyle sahanın kapasitesi 28.80 MW_e olarak görülmektedir. Bu değer rezerv olarak da tanımlanabilir. %10 güvenilirlik ise olası rezerve karşı gelmekte olup bu potansiyel 45.24 MW_e olmaktadır.

Tablo 5.4. Kızıldere Sahası Elektrik Potansiyelinin Beklenen Değerleri.

Kızıldere Sahası	Elektrik Potansiyeli
1. Blok, MW _e	7.04
2. Blok, MW _e	29.12
Toplam, MW _e	36.07

Tablo 5.5. Blok 2 için Üretim Faktörü ve Kayaç Yoğunluğuna Göre Duyarlılık Analizi Sonuçları.

Dağılım Tipi	En olası, Min., Maks. Değerler.	Potansiyel, MW _e
Üretim Faktörü		
Beta	0.15, 0.12, 0.20	23.97
Beta	0.187, 0.15, 0.25	29.12
Beta	0.20, 0.15, 0.25	31.29
Beta	0.21, 0.15, 0.225	31.68
Beta	0.21, 0.15, 0.25	32.37
Beta	0.25, 0.15, 0.30	37.90
Beta	0.25, 0.15, 0.35	38.85
Kayaç Yoğunluğu		
Beta	2750, 2400, 2900	36.07
Beta	2950, 2400, 3000	46.68
Beta	2750, 2400, 2950	44.94
Beta	2700, 2400, 3000	44.49

5.5. Jeokimyanın Kızıldere Jeotermal Rezervuar Analizinde Kullanılması

Jeotermal rezervuarlarda basınç düşümüyle birlikte ya kuyuların yakın civarında, ya da tüm rezervuar içinde kaynama başlar. CO₂ ve H₂S gibi gazlar bu kaynama sırasında gaz fazı olarak ayrılmakta ve bundan ötürü suyun pH'ı artmaktadır. Şekil 5.12 Kızıldere'deki jeotermal suyun pH'nın zaman süreci içinde üretim nedeniyle oluşan basınç düşümü dolayısıyla arttığı gözlenmektedir. Bu da, mineral çözünürlüğü dengesinin pH bağlantısının bozulduğunu göstermektedir. Artan pH, rezervuarda kalsit çökmesine neden olmaktadır. Yapılan diğer çalışmalar (Serpen, et. al.,1995) [7,21,54] ve (Uğur, 1997) [27] rezervuarda CaCO₃ çökmesini doğrulamaktadır.

Üretim sürecinde basınç düşümü nedeniyle jeotermal rezervuara daha soğuk ve daha az mineral taşıyan suların girmesi kaçınılmazdır. Bu olgu Şekil 5.13'ten de

görüldüğü gibi Kızıldere’de varlığını hissettirmektedir. Yaklaşık 10 yıllık bir üretim sonunda toplam çözünmüş katı madde miktarının %5 kadar düştüğü gözlenmiştir. KD-9 ve KD-7 gibi marjinal kuyular bu durumdan fazla etkilenmiş görünmüyorlar, çünkü zaten bu düşük mineralli akiferlerden kısmen üretim yapıyorlar. Öte yandan üretim sürecinin başlangıç yıllarında buharlaşma dolayısıyla Cl derişimi artmış daha sonra ise azalmaya başlamış olup, bu sahayı çevreleyen akiferlerin etkisini göstermektedir. Şekil 5.14 Cl derişimindeki azalmanın güneydeki KD-6 kuyusunda kuzeydeki KD-16 kuyusundan daha belirgin olduğunu göstermektedir. Bu da akiferin etkisinin güneyde daha fazla olduğuna işaret etmekte Bölüm 4.3.1’de de bahsedilen bu savı desteklemektedir.

Jeotermal rezervuarlardaki fiziksel değişmeler ve gelişmeler Cl’a karşın çizilen silika jeotermometresi grafiğinden gözlenebilir. Şekil 5.15 KD-13,14,15 ve KD-16 kuyularındaki bu gelişmeleri göstermektedir. KD-13 dışındaki kuyular sahanın kuzeyindeki en sıcak yörede yer almaktadırlar. Şekilden de görüleceği gibi kuzeydeki kuyular bir buharlaşma sürecindedirler. KD-13 önce yoğunlaşma ve daha sonra buharlaşma sürecine girmiş ve on yıl sonunda aynı noktaya gelmiştir. Daha sonra delinen KD-20 ve 22 kuyuları da 1989 yılından itibaren kuzeydeki kuyularla birlikte buharlaşma sürecindedirler.

Kızıldere’nin hidrolojik modelinden ve Bölüm 4.3.1’deki çalışmalardan da hatırlanacağı gibi, rezervuarın sıcak su beslenmesi kuzeydaki ana fay boyunca olmaktadır. Güneyden gelen beslenme bileşeni görelî olarak daha soğuktur. Ondört yıllık üretim sürecinde sıcak ve soğuk suların karışımı pek değişmemiştir. Aslında su bileşimlerinde yanal değişimlerin olduğu yerlerde, suyun içindeki Cl, F, B gibi elementlerin üretim sürecinde zaman içindeki değişimleri suyun rezervuar içindeki göçünü de gösterebilir. Derişimlerdeki doğabilecek hatayı azaltmak için oranların zaman sürecindeki değişimleri suların karışımı hakkında bir fikir sahibi olabilmek için incelenmiştir. Şekil 5.16 Na/SO₄ oranının güneydeki KD-9’da sıcak ve soğuk su karışımının pek gözlenmediğini göstermektedir. Şekil 5.17’deki artan Cl/B oranları ise, güneyden gelen soğuk suyun KD-6 ve 13 civarında karıştığını işaret etmektedir. Cl/F oranları da bunu doğrulamaktadır.

Değişen sıcaklıkla silika ve Na/K’un dengelenme hızlarındaki farklılaşma sıcaklık değişiminin arkasındaki mekanizmayı ortaya çıkarabilir[63]. Şekil 5.18 Kızıldere’de

Üretilen akışkandan elde edilen Na/K jeotermometresinin zamanla değişimini göstermektedir. Az da olsa artan Na/K oranları derin suyun karıştığına işaret etmektedir. Kuyuların pozisyonlarına bağlı olarak üretilen akışkandaki Cl derişimindeki değişimler ve silika sıcaklıklarının artması da sıcak su karışımı olgusunu doğrulamaktadır.

Aslında, Kızıldere'deki fiziksel ve kimyasal değişimlerin oldukça yavaş olduğu dşnlebilir. Bunun en büyük nedeni de 14 yıl sonunda, beslenmeyi de dikkate aldıktan sonra, rezervuardan net olarak toplam 21×10^6 ton jeotermal su çıkarılmasıdır. Toplam akışkan miktarı dikkate alınırsa, net çekilen miktarın % 4 olduğu görülür. Bu değer de toplam tuzlulukta gözlenen değişimle uyumludur.

KD-7 kuyusunda 1995 yılında uygulanan ve yaklaşık 45 gün süren bir tekrar basma testi sırasında, en yakın kuyu olan KD-20'den gelen akışkanın içindeki Cl miktarı ölçülerek gözlem yapıldı. Test başlangıcında 135 ppm Cl içeren akışkanın içindeki Cl miktarı 25 gün sonra 145 ppm'e ulaştıktan sonra bir süre (10 gün) sabit kalmış, daha sonra enjeksiyon debisindeki azalma nedeniyle düşmeye başlamıştır. KD-20'deki Cl derişimindeki değişim KD-7'de yapılan tekrar-basma ile doğrudan ilişkilidir. Kütle-denge hesapları 135 ppm Cl içerikli suyun %40'nın KD-20'ye ulaştığını göstermiştir[33].

5.6. Kızıldere Jeotermal Rezervuarının retim Performansı

Kızıldere jeotermal rezervuarının üretim yetkinliğini iyi anlayabilmek için böyle bir sistemin nasıl bir mekanizmayla çalıştığına bakmak gerekir. Kızıldere sistemi başlangıçta bu çalışmanın çeşitli bölümlerinde belirtildiği gibi sıvının hakim olduğu bir sistem olup, derinlerden gelerek dışarıya akan 40 lt/s ve 875 kJ/kg entalpiye sahip bir doğal akışı (natural state) vardır. İşletmeye geçmeden önceki başlangıçta kararlı akış koşullarında yanal olarak kütle akışı ve iletim ısı kaybı ihmal edilebilir. Derin kütle-ısı beslenmesi yüzeyde dışarıya verilmektedir. Bundan dolayı rezervuar eşentalpili (isoenthalpic) ve ufak tefek basınç kayıpları etkileri de ihmal edilirse eşisıldır (isothermal). Rezervuara yan akiferden ılık su girmektedir. Ancak, bu su, bu çalışma kapsamında gerçekleştirilen jeokimyasal çalışmalardan da gözlendiği gibi doğrudan rezervuar merkezine girip genel entalpiyi değiştiremez. Daha çok kenarlardaki kayalardan ısı soğurarak yavaşça ilerleyen ve rezervuarın boyutlarını

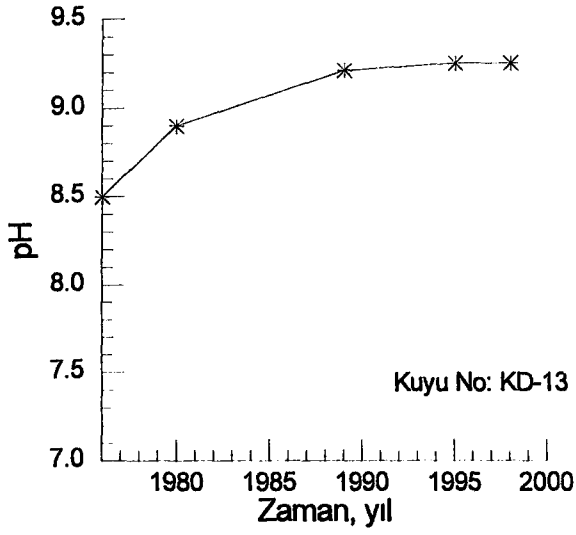
giderek küçülten, ama rezervuarın iç koşullarını değiştirmeyen bir ısı cephe yaratabilir. Bundan ötürü, iç kısım eşentalpili ve eşısı kalır. Ancak, Kızıldere’de yalnız bir tek yan akiferden beslenme olmayıp, tabandan gelen ve entalpisi rezervuarın başlangıç entalpisinden daha yüksek olan bir beslenme kaynağı vardır. Aslında, herbirinin etkisi %50 civarında olduğu hesaplanan bu beslenmeler, büyük ölçekte üretim yapılmaması, rezervuar boyutlarının da fazla büyük olmaması, çatlak sistemi içinde suyun hareketinin hızlı olması ve akışkan karışımının kolayca oluşabilmesi nedeniyle, rezervuarın eşentalpili ve eşısı kalması mümkün olmuştur. Yan akiferin varlığı jeokimya çalışmalarından bilinmekle birlikte, eldeki sıcaklık ölçmelerine göre, şimdiedek etkin bir soğuk ısı cephe yarattığı söylenemez.

Kızıldere jeotermal rezervuarının üretim performansını tek kuyu bazından değil de toplam üretimle ilişkilendirip inceleyebilmek, sahanın genel üretim indeksini dikkate alarak yapmak mümkündür. Doğal olarak bu indeksin sahanın geçirgenliğine, büyüklüğüne ve beslenmesine bağlı bir parametre olduğunu unutmamak gerekir. Sahanın 1971-72 yılında gerçekleştirilen bir yıllık üretimi hakkında Dominco’nun verilerini[15] dikkate alarak hesaplanan verimlilik indeksi $J = 45 \text{ kg/s/bar}$ olarak hesaplanmıştır[2]. Ancak aynı veriler[36] tekrar incelendiğinde, bunların o kadar kesin olmadığı ve örneğin, basınç düşümünün kuyular arasında farklı ve toplam üretimin de farklı olduğu gözlenmiştir. Ortalama değerler alınarak (toplam üretim 3.382 milyon ton ve basınç düşümü 3.25 bar), yapılan bir hesap sonunda o test için $J = 33 \text{ kg/s/bar}$ olarak bulunmuştur. İkinci uzun dönemli test 1976 yılında gerçekleştirilmiştir. Bu testin verileri incelenerek[64] yapılan hesapta verimlilik indeksi $J = 35 \text{ kg/s/bar}$ olarak bulunmuştur. Her iki değer birbirine oldukça yakındır. Saha 1984 yılında üretime geçtikten sonra rezervuarın performansını iki faza geçmeden önce ve sonra olmak üzere iki dönemde ele almak uygun olur. İki faz öncesi 1984-1990 döneminde yaklaşık 30.430 milyon ton üretim yapılmış ve basıncın da 7 bar kadar düştüğü belirlenmiş olup, bu verilerle $J = 19.7 \text{ kg/s/bar}$ olarak hesaplanmıştır. İki faza geçtikten sonraki dönemdeki 1990-1998 yılları arasında 57.518 milyon ton üretime karşın basınç düşümü 3.3 bar kadar olmuş ve $J = 69.1 \text{ kg/s/bar}$ olarak hesaplanmıştır. İlk dönem için hesaplanan değeri eldeki verilerin çok sağlıklı olmaması nedeniyle şüpheyile karşılamak gerekir. En doğrusu bu dönemde de verimlilik indeksinin 33-35 kg/s/bar olma olasılığıdır. Beklenildiği gibi,

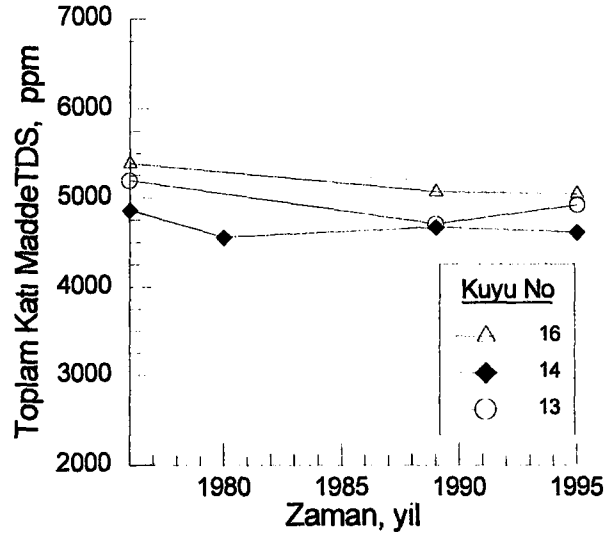
iki faza geçtikten sonra sağlanan gaz itişimiyle sahanın verimlilik indeksi neredeyse ikiye katlanmıştır.

Kızıldere jeotermal sahası 1984 yılından beri üretim yapmaktadır. Yapılan üretim ve buna bağlı olarak rezervuar basıncını temsilen KD-9 kuyusundaki basınç düşümü Şekil 5.19'da görülmektedir. Şimdiyedek 1997 sonu itibarıyla sahadan 80.4×10^6 ton üretim yapılmış ve daha önce bulduğumuz 550 t/st 'ten giderek sahaya 59.4×10^6 ton beslenme gerçekleştiği hesaplanmıştır. Rezervuardan 14 yıl sonunda çekilen net jeotermal su miktarı 21×10^6 tondur. Bu çekilen net su dolayısıyla basınç bir miktar düşmüş olmasına rağmen, rezervuar akışkanının içerdiği CO_2 ve onun yarattığı kısmi basınç nedeniyle başlangıçta gözlenen görelî olarak hızlı basınç düşümü daha sonra iki faza geçiş dolayısıyla yavaşlamıştır (Şekil 4.35). Yapılan üretim sonunda hacimsel olarak rezervuardaki yerinde su miktarından yaratılan %4'nün çekilmesine karşın rezervuar basıncındaki düşüm, eğer ortalama rezervuar basıncı 70 bar kabul edilirse (üst bloktaki sıg sıcak su rezervuarı için), yaklaşık %14 gibi görünmektedir. Ancak, bu önemli gibi görünen basınç düşümüne karşın sahanın toplam üretiminde herhangi bir düşme söz konusu değildir. Aslında, bu ölçüdeki bir basınç düşümü dolayısıyla toplam üretim de düşmeliydi ve normal koşullarda rezervuarın basınç düşümüne yanıtı bu olmalıydı; ancak, rezervuar hacimsel olarak kapalı bir sistem olmadığı ve beslendiği için, böyle bir durum gerçekleşmemiştir.

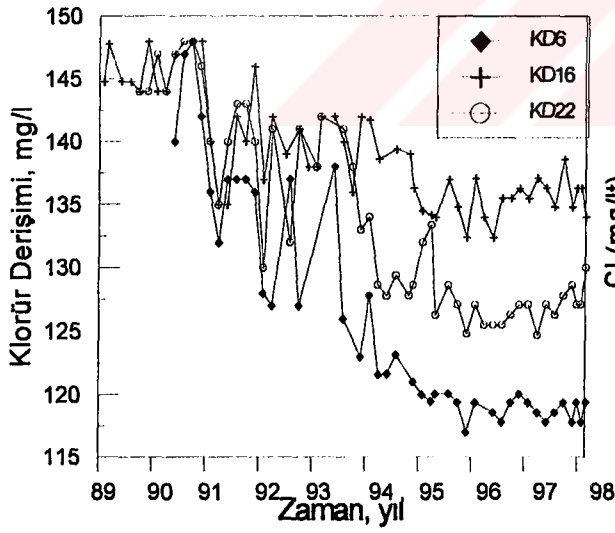
Kuyuların tek başlarına üretim kaybına uğrar gözükmelerinin nedeni rezervuarda oluşmaya başlayan çökelme olup, bu durum Bölüm 8.2'de derinlemesine tartışılmaktadır. Bu konuda ikinci bir tartışmalı nokta 70'li yıllarda bazı kuyular (KD-15, KD-16 vb.) için hesaplanan 750 ve 1000 t/st'lık değerlerdir. Şimdilerde ölçülen üretim değerleri bunların çok altında olup, kuyuların verimliliğinde anormal düşmeler olduğu gibi bir durum yaratmaktadır. Aslında, bunun nedeninin ilk zamanlarla şimdiki ölçme yöntemleri arasındaki fark ile Kızıldere'nin entalpisinin belli bir değerin altında olmasından kaynaklanabileceği söylenebilir. Başlangıçta üretim ölçmeleri orifis-dudak basıncı, ya da dudak basıncı ve kuyu dibi entalpisi yöntemleriyle yapılırken, şimdilerde daha güvenilir olan savak-dudak basıncı yöntemi kullanılmaktadır. Russel James'in orifis-dudak basıncı yöntemi 1000-1300 kJ/kg entalpiler arasında sağlıklı olarak çalışırken bunların dışında %20 ve 30'lere varan hatalı sonuçlar verebilmektedir. Ayrıca, buhar içinde önemli miktarda CO_2



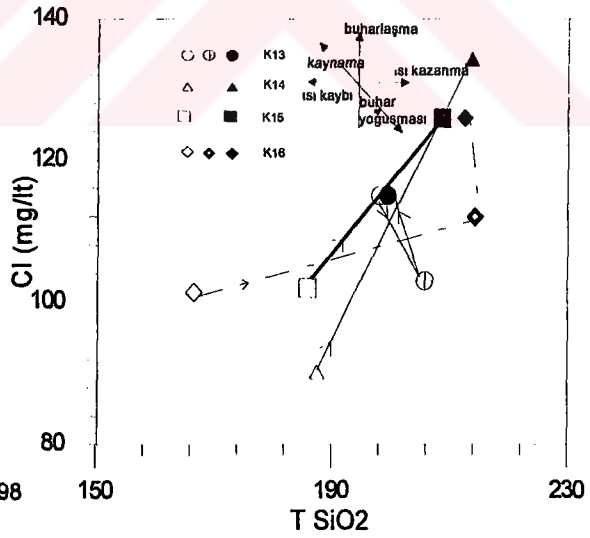
Şekil 5.12. Kızıldere'deki jeotermal suyun pH'nin zamanla değişimi[30].



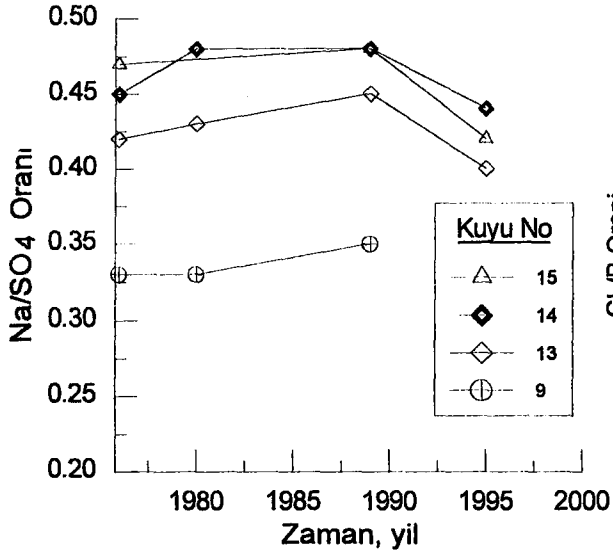
Şekil 5.13. Kızıldere suyundaki toplam katı madde miktarının zamanla değişimi [30].



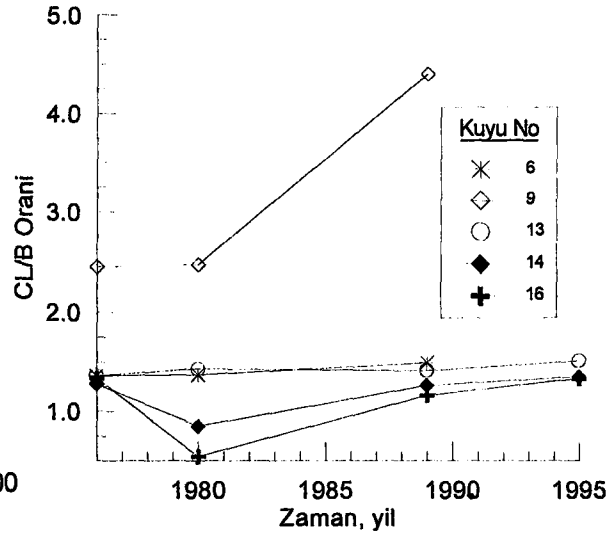
Şekil 5.14. Kızıldere sularının Cl derişimindeki değişim[30].



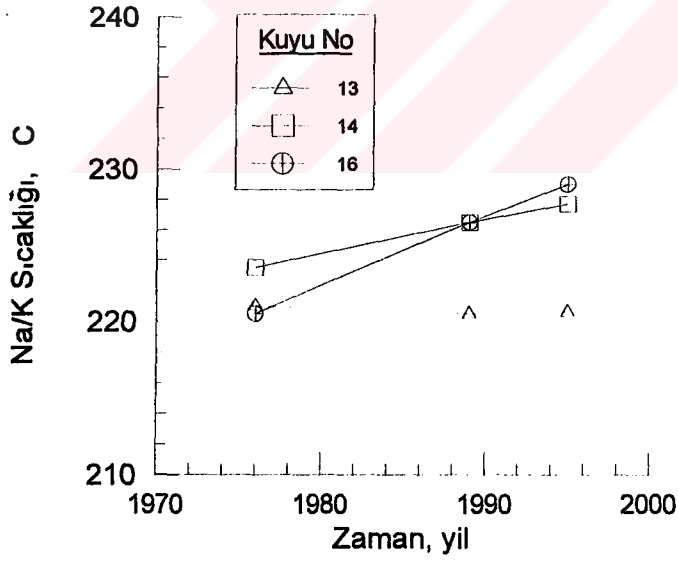
Şekil 5.15. KD-13, KD-14, KD-15 ve KD-16 kuyularındaki değişimler[30].



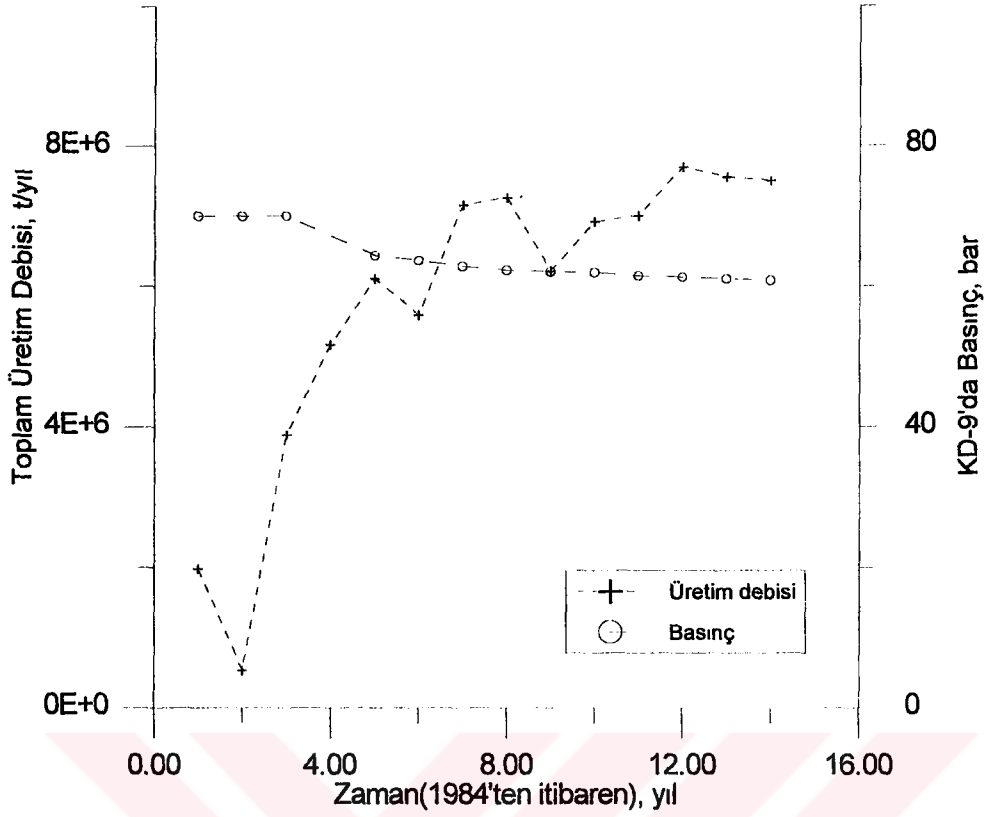
Şekil 5.16. Kızıldere sularında sodyum/sulfat oranındaki değişim[30].



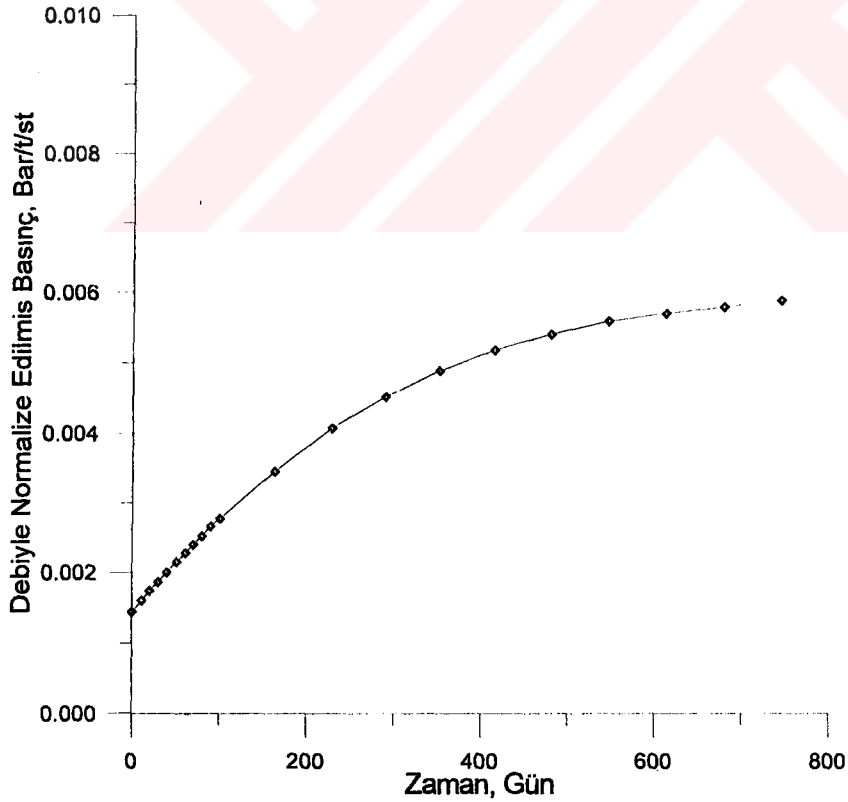
Şekil 5.17. Kızıldere sularında Cl/B oranındaki değişim[30].



Şekil 5.18. Kızıldere suları Na/K jeotermometresinin zamanla değişimi[30].



Şekil 5.19. Kızıldere rezervuarında üretim ve basınç davranışı.



Şekil 5.20. Kızıldere rezervuarının 1989-1990 üretimine normalize edilmiş basınç tepkisi[16].

bulunması da sonuçları etkilemektedir. James[65,67] ve Grant ve diğerleri[66] karbon dioksitin etkisini bu çalışmalarında göstermişlerdir. Karbon dioksitin dudak basıncı üzerindeki etkileri dikkate alınarak yapılan hesaplar, geçmişte hesaplanan üretim değerlerinin % 15 fazla bulunduğunu göstermiştir. Bundan ötürü ilk ve son zamanlardaki üretim değerlerini karşılaştırırken ihtiyatlı olmak gerekir. Öte yandan, yeni delinen R-1 kuyusunda alınan basınç ölçmeleri 2000 m'deki basıncı 183 bar olduğunu göstermekte ve bu da Şekil 4.16'da görülen basınç gradyeni üzerine düşmektedir. Bu basıncı dikkate aldığımızda 14 yıl sonraki toplam basınç düşümü % 5 civarında görülmektedir. Rezervuarın bu derinliğinde karbon dioksitin ayrılması söz konusu olmadığı için basınç üzerindeki değerlendirme daha sağlıklıdır. Sığ sıcak su rezervuarı ile derin termal rezervuarlar arasında hidrolik bağ jeokimyasal ve kuyu testleri açısından kanıtlanmıştır. Bunun yanında, rezervuar tabanının daha ne kadar derinde olduğu temel kaya içine yaklaşık 1000 m zaten girildiği için sağlıklı olarak tahmin etmek güçtür. Başlangıçta rezervuar kayacı olarak düşünülmeyen temel metamorfikler, çatlak sisteminin Bölüm 3'te görüldüğü gibi derin olması dolayısıyla hazne kayaç olarak çok derinlere uzanabilir. Çeşitli kaynaklardan elde edilen sahanın aktif yüzey alanı değerleri (3 km^2) ve loglardan hesaplanan gözeneklilik değerleri (0.05-0.06) dikkate alındığında, kütle-denge yöntemiyle bulunan ve saha geometrisini dikkate almayan yerinde su miktarı, ancak rezervuarın 3000 m'den biraz derin olmasıyla açıklanabilir.

Üretim yetkinliğindeki (performansı) önemli görünen bir durum, yukarıda da işaret edildiği gibi, başlangıç aşamasındaki üretimin artık ancak daha düşük kuyu basınçlarında yapılabilmesidir. Belli bir kuyu başı basıncından sonra bu durumu telafi edebilmek için daha fazla kuyuyu devreye sokmak gerekebilir. Kuyu başı basınçları kuyu dibi akış basınçlarıyla birlikte kuyuya giren akışkan entalpisi tarafından kontrol edilirler ve kuyu başı basıncındaki düşmenin önemli bir bileşeni rezervuardaki entalpi düşümü olabilir. Bölüm 4.4.5'te de belirtildiği gibi rezervuardaki ortalama entalpide bir değişim gözlenmemiştir. Ayrıca, Bölüm 5.5'te tartışılan rezervuar jeokimyası da böyle bir değişimi desteklememektedir. Bundan ötürü bu düşüm ancak, rezervuar içindeki geçirgenliğin çökme dolayısıyla azalıp, rezervuar içindeki akış sırasında oluşan basınç kayıplarının artması sonucunda kuyu dibi akış basıncının düşmesiyle açıklanabilir. Bunun çaresi de Bölüm 8.3'de incelenmektedir.

Öte yandan rezervuar üretim performansında ortaya çıkan yeni durum daha derin olan termal rezervuardan yapılan üretimdir. R-1 kuyusu bir aydan fazla süren üretim testlerinde 19.5 bar kuyu başı basıncıyla 320 t/st üretim yapabileceğini göstermiş olup, üst bloktaki üretim değerleri ve kuyubaşı basınçlarıyla karşılaştırıldığında görece olarak yüksektir. Bu da yaklaşık 6 MW_e güce karşı gelmekte olup şimdilerde üretilen gücü neredeyse % 70 arttıracak seviyededir. Derin termal rezervuara delinen bu kuyunun hesaplanan geçirgenlik değerleri yakın kuyu civarı itibarıyla sıg sıcak su rezervuarına delinen kuyuların geçirgenliklerine benzerdir. Ancak, girişim testlerinden elde edilen sonuçlar tüm rezervuardaki akış kapasitesi açısından daha düşük değerler vermektedir. Daha doğrusu, derin termal rezervuar ile üstteki sıg sıcak su rezervuarı arasındaki geçirgenlik, sıg sıcak su rezervuarının kendi içindeki geçirgenliğe göre düşüktür. Yalnız, bu testlerin tek kuyuda yapıldığını unutmamak gerekir. Gelecekte delinecek kuyuların test sonuçları bu görünüşü değiştirebilir. Öte yandan, bu derin termal rezervuarın ana parametrelerinin, örneğin, sıcaklığının 240°C, basıncının 180 bar ve CO₂ miktarının ağırlıkça % 2.5 civarında olması, üretim potansiyelinin sıg sıcak su rezervuarına göre yüksek olacağının açık göstergeleridir.

5.7. Kızıldere Jeotermal Rezervuarının Potansiyeli

Aslında, bir jeotermal rezervuarın enerji (elektrik veya doğrudan ısı) üretim kapasitesini doğrudan hesaplayan belli bir yöntem yoktur. Petrol rezervuarları ve su akiferleri için yapılan hesaplar daha çok rezervuarın içinde bulunan akışkan miktarları üzerlerine kurulmuş olup, daha sonra bunları üretilebilirlikle ilişkilendirirler. Yapılan çeşitli tip modelleme çalışmaları da gelecekteki üretim performansını ve rezervuar içindeki fiziksel değişimleri belirlemeye yöneliktir. Jeotermal rezervuarlarda akışkanın ısı enerjisi içermesi ve çatlak sistemlerinde oluşup, stratigrafik belirsizlik içinde olması dolayısıyla, durum daha da karmaşık hale gelir. Bundan ötürü, bu tip rezervuarların fizibilite aşamasında kapasitelerinin belirlenmesi için kesin bir reçete varolmayıp, aşağıda verilen basit ve sadece kuyuların üretimi değerlendiren yöntemlerden başlayarak, hacimsel ve performans yöntemleriyle modellemeye kadar, bir dizi metod uygulanabilir. Doğal olarak, başlangıç yıllarından itibaren uygulanan bu yöntemlerden ilk gerçekleştirilenleri elde

fazla veri bulunmaması, o tarihlerde jeotermal rezervuar mühendisliğinin ve bilgisayar kullanımının fazla gelişmemesi gibi dezavantajları taşımaktadır.

Kızıldere jeotermal rezervuarının potansiyelini belirlemek amacıyla geçmişte çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Bunlardan ilki Kızıldere için Russel James tarafından UNDP'a yaptığı çalışmadır[68]. Orada, herhangi bir rezervuar mühendisliği çalışması yapılmaksızın, sadece üretim yapan kuyuları ile sahanın 1972 yılındaki uzun dönemli üretim performansı dikkate alınarak yapılan değerlendirmede, ihtiyatlı bir yaklaşım sergilenerek 10 MW_e gücünde bir elektrik santrali inşası önerilmiş ve jeotermal rezervuarın daha sonraki yıllardaki performansına göre bu santral kapasitesinin artırılması kapısı açık tutulmuştur. Aynı verilerle bir başka UNDP uzmanı yaptığı çalışmada 1.5 km²'lik bir üretim alanı için hesapladığı potansiyel 29 MW_e'tir[69]. Daha sonra MTA tarafından gerçekleştirilen fizibilite çalışmasında aynı verilerle üretim verileri dikkate alınarak ve yine rezervuar mühendisliği çalışması yapılmaksızın 20 MW_e'lik bir santral gücü önerilmiş ve elektrik santrali bu fizibilite raporuna dayanılarak inşa edilmiştir.

Kızıldere jeotermal rezervuarının potansiyelini belirleyebilmek için 1986'da yapılan bir çalışmada[2], Mariner, Mabey, Swanson ve Guffanti, 1979[60], tarafından önerilen yöntem kullanılmış ve rezervuarın elektrik üretim kapasitesi 10 MW_e olarak hesaplanmıştır. Ancak, o çalışmada kullanılan referans sıcaklığı, ortalama atmosferik sıcaklık olan 15°C'tir. Aslında, elektrik güç hesaplamasında daha gerçekçi olan 40-50°C'lik ortalama kondansör sıcaklığının kullanılmasıdır; bu durum dikkate alınırsa, hesaplanan kapasite olması gerekenden düşük kalır.

Potansiyeli belirlemek için kullanılan diğer bir çalışmada[16] aşağıda verilen performans yöntemi rezervuarı hacimsel olarak benimseyip, kanıtlanmış saha ömrü hesaplandığı ileri sürülmüştür:

$$\text{Saha Ömrü} = \Delta P \times S \times \rho / (Q \times Z_{y\check{c}}) \quad (5.8)$$

Burada: ΔP = Rezervuardaki olası basınç düşümü, Pa, $Z_{y\check{c}}$ = Yıllık çalışma saati, st

S = Depolama katsayısı, m³/Pa, ρ = Akışkan yoğunluğu, t/m³,

Q = Ortalama üretim debisi, t/st.

Denklem 5.8’de aşığıdaki veriler kullanılarak, Saha Ömrü = $20 \times 10^5 \times 85 \times 0.87 / [1200 \times 1.15 \times 8000] = 15$ yıl hesaplanmıştır. Bu hesap 1989 yılında yapıldığına göre 6 yıl sonra Kızıldere jeotermal rezervuarının ömrünün bitmesi gerekirdi. Rezervuarın davranışı bu durumu doğrulamamış ve geçen 10 yılda basınç sadece 4 bar düşmüştür. Halbuki yapılan hesapta 15 yılda 20 bar düşmesi söz konusuydu. Aslında, burada kullanılan kritik parametre $85 \text{ m}^3/\text{Pa}$ olup, bu gözden geçirilmiş değeridir. Daha önce İtalyanların yaptığı hesapta bu değer $30 \text{ m}^3/\text{Pa}$ olarak alınmış ve saha ömrü 5 yıl olarak tahmin edilmişti. Bu parametre Şekil 5.20’den[16] elde edilmiş olup grafik normalleştirilmiş basınç davranışdır. Normalleştirme çökelme nedeniyle sürekli düşen toplam debi dolayısıyla, sabit bir eşdeğer debide basınç davranışını gözlemek için yapılmıştır. Ancak, aynı grafikten yapılan hesapta depolama katsayısı olarak $155 \text{ m}^3/\text{Pa}$ bulunmuştur. Bu değerle yapılan hesaplama sonucunda bulunan saha ömrü 27 yıl olmaktadır. Öte yandan, bu hesapta rezervuar için öngörülen basınç düşümü sadece 20 bar olup, bu kadar basınç düşümüyle rezervuarın tükendiğini varsaymak oldukça kötümser bir yaklaşımdır. Sığ sıcak su rezervuarını tek olarak ele alıp, bu kesimin basıncının yaklaşık 70 bar olduğunu ve sıcaklığın değişmediğini varsayıp, bu basınç 20 bara kadar indiğinde rezervuarın doymuş buhar rezervuarı haline geleceğini kabul edersek, 50 barlık bir basınç düşümünü göz önüne almak gerekir. 1989 yılında zaten 6 barlık bir düşüş söz konusu olduğuna göre, aynı hesabı 44 bar için yaparsak, sahanın ömrü 60 yıla çıkacaktır. Bu hacimsel bir yöntem olduğu için beslenmeyi dikkate almamaktadır. Beslenme 550 t/st olduğuna göre üretim miktarı olan 1200 t/st ’ten bu değeri çıkarıp tekrar hesaplırsak, saha ömrü 111 yıla çıkmaktadır. Şekil 5.3, Şekil 5.4 ve Şekil 5.5’te görülen azalım eğrilerinden, sahanın bugüne kadar geçerli olan üretim debisiyle devam ederek rezervuar basıncının 20 bar’a inmesi durumunda, saha ömrünün 75 ile 135 yıl arasında değiştiği gözlenmektedir. Azalım eğrilerinden gözlenen saha ömrünün konservatif olduğu söylenebilir. Buraya kadar değişik yöntemlerle hesaplanan saha ömrünün bugüne kadar uygulanan üretim politikasıyla çok uzun olduğu ve sahanın ekonomik ömrünü kat kat aştığı görülmektedir. Tekrar-basma işleminin göz önüne alınması durumunda, soğuma etkisi dikkate alınmazsa, saha ömrü çok uzayacaktır. Şimdilik tekrar-basmayı dikkate almaksızın, sahanın üretimini yaklaşık 20 MW_e seviyesine çıkarabilecek 2000 t/st ’lik bir toplam üretim debisinde çalıştığı ve 550 t/st beslenme olduğu varsayılırsa, saha ömrü 1989 yılından itibaren 49.5 yıl olmaktadır. Bu basit

modelden görüldüğü gibi saha ömrü açısından 20 MWe'lık üretim potansiyelinde herhangi bir sorun görünmemektedir. Bu zaman zarfında santral ekonomik ömrünü (20-25 yıl) zaten tamamlamış olacaktır. Eğer sahadan 30MW üretim yapıldığı varsayılırsa, saha ömrü 1989 yılından itibaren 27 yıla düşmektedir.

Saha ömrü için kullanılabilecek diğer bir performans yöntemi basınç davranışı olabilir. Kızıldere'deki rezervuar basıncının 1990 yılına kadar CO₂'in ayrılması nedeniyle hızla düştüğü, daha sonra ise sabit bir hızla düşmeye devam ettiği biliniyor. Bu iki faza geçtikten sonraki sabit düşüş hızı ekstrapole edilirse, o üretim debisinde saha ömrünün ne kadar süreceği kabaca hesaplanabilir. KD-9'daki 1990-1998 arasındaki sabit basınç düşümü 0.4125 bar/yıl'dır. Aynı debiyle sahanın 120 yıl kadar üretim yapabileceği görülür. Doğal olarak bunun, birçok varsayımlar içeren kaba bir değerlendirme olduğunu kabul etmek gerekir.

Daha sağlıklı olabilecek bir yöntem, Kızıldere için hesaplanabilecek genel bir verimlilik indeksidir. Kızıldere 1990-1998 yılları arasında beslenme çıkarılırsa 16.975×10^6 ton net üretim yapmış ve sahadaki kuyuların başlangıç ve son basınç değerlerinin aritmetik ortalama farklarından basıncın 3.3 bar düştüğü tahmin edilmiştir. Verimlilik indeksi aşağıdaki formülle verilmektedir:

$$J = Q_{sh} / \Delta P = 20.38 \text{ (kg/s) / (bar) olur.}$$

Buradaki verimlilik indeksi beslenme çıkarılarak net üretim üzerinden hesaplanmıştır. Bilindiği gibi bu indeks sahanın geçirgenliğine, büyüklüğüne bağlı bir parametredir. Üretim aynı kaldığına göre, beslenmenin değişmeyeceği ve buhar fazının oluşmayacağı varsayılırsa, 50 barlık bir basınç düşümü için sahadan 578×10^6 ton kadar üretim yapılabileceği görünmektedir. Bu da hacimsel olarak düşünülürse daha önce hacimsel ve kütle denge yöntemleriyle hesaplanan yerinde su miktarı değerine (600×10^6 ton) yakın olduğu için anlamlıdır. Rezervuarda daha 20 barlık basıncın, diğer bir deyişle sıvının kaldığı anımsanırsa, hesaplanan değerler daha da anlam kazanıyor. Burada, performans ve hacimsel yöntemlerle hesaplanan değerlerin birbiriyle tutarlı olduğu görülüyor.

Kızıldere jeotermal sisteminin taşıdığı ısı miktarı Bölüm 5.1.1'de 3.99×10^{18} J olarak hesaplanmıştı. WEC'in 1978 yılındaki kongresinde önerdiği yaklaşım[70]

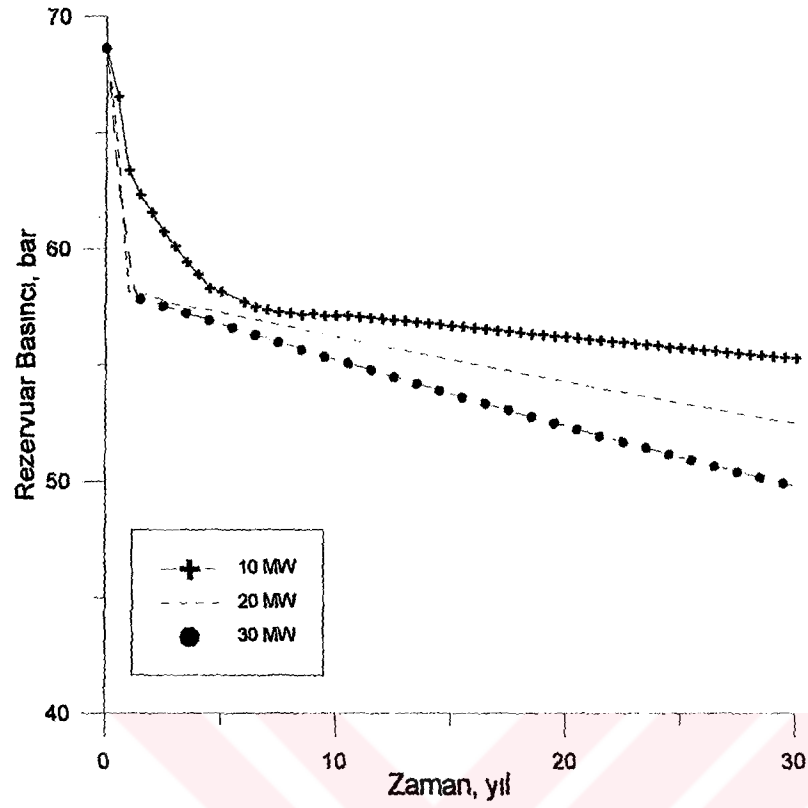
kullanılırsa yukarıdaki ısı enerjisinden 55.6 MW elektrik enerjisi elde edilebileceği hesaplanır.

Kızıldere potansiyeli için Bölüm 5.4’de gerçekleştirilen stokastik çalışma sonunda elde edilen dağılımdan beklenen potansiyel olarak 36 MW_e’lık bir elektrik gücü hesaplanıyor. Doğal olarak bu potansiyel, yeni keşfedilen gnayslardaki 240°C sıcaklık içeren derin termal rezervuarı da dikkate alıyor ve kapasitenin yaklaşık %80’i bu blokta bulunmaktadır. En kötümser dağılımlar bile bu bloğun potansiyelini 24 MW_e olarak işaret ediyorlar. Bu tez çerçevesinde yapılan kuyu logları, kuyu testleri analizleri ve laboratuvar analizlerinden elde edilen, tüm jeolojik ve jeofizik değerlendirmeleri ve verileri de dikkate alan bu yöntemde kullanılan dağılımlar oldukça gerçekçidir. Ayrıca, bu yöntemin avantajı iki bloğu ayırarak değerlendirmesi olmuştur. Nitekim, tek blok olarak değerlendirdiğimiz ve verilerin eksik olduğu bir aşamada aynı yöntemle gerçekleştirdiğimiz bir çalışma 21 MW_e’lık bir beklenen potansiyel vermişti. Geçen zaman içinde elde edilen yeni verilerin potansiyeli geliştirmesi ise doğaldır.

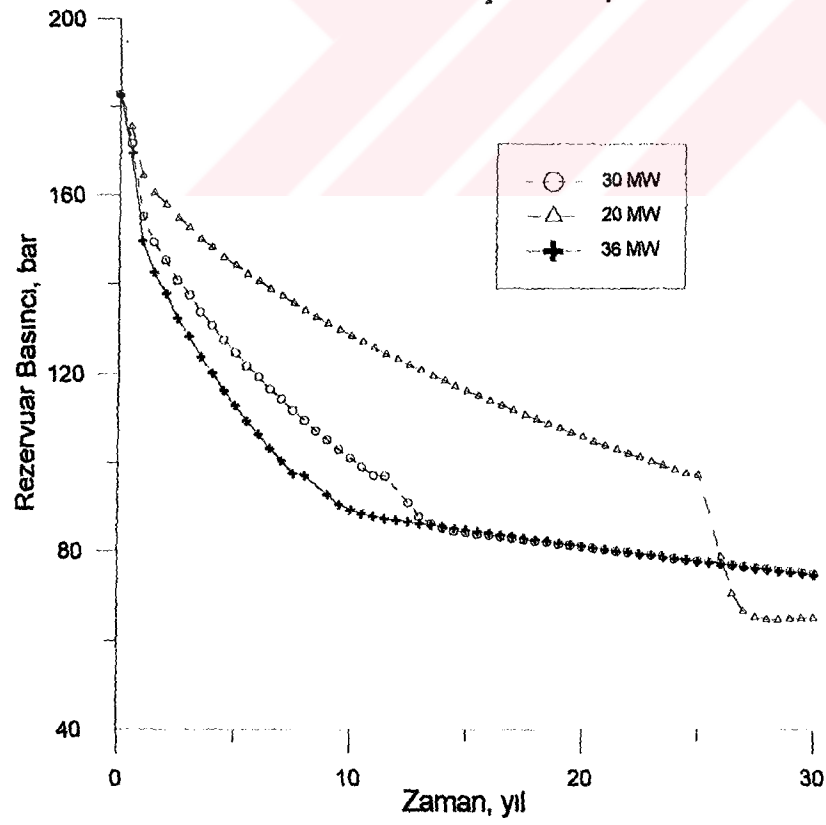
Kızıldere için model çalışmaları 80’li yılların sonuna doğru İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl.’de gerçekleşmiştir[3]. O aşamada Kızıldere gibi CO₂ içeren jeotermal rezervuarlar için geliştirilen “lumped parameter” modeli, Kızıldere’de CO₂’in de etkilediği basınç davranışını oldukça iyi bir şekilde temsil etmiştir. Ancak, o aşamada rezervuar parametrelerini ve yetkinliğini tanımlayacak yeteri kadar veri olmadığı için geçmiş yetkinliğe bir çakıştırma yapmak mümkün olmamıştır. Bu model[3] genel kütle-enerji dengesi temelinde geliştirilmiştir. Bu kütle-enerji dengesi, bir jeotermal rezervuarda üretim, sıvı kaybı ve konduktif ısı geçişi nedeniyle oluşan toplam enerji kaybının rezervuarda sıvı kütle değişimi yüzünden oluşan entalpi değişimi ve kayaktan geçen ısıya eşit olması gerektiğini varsaymaktadır. Bu kütle-enerji dengesi CO₂ içeren jeotermal sistemler için değiştirilmiştir. Bu değişiklik de su, buhar ve CO₂’in termodinamik özelliklerini hesaplayan bir termodinamik paketle sağlanmaktadır. Rezervuarda sıkıştırılmış su durumunda üretimin eşısal (isothermal) olduğu varsayılmakta, her bir üretim periyodu için bir basınç düşümü alınmaktadır. Belli bir üretim için, ona karşı gelen su girişi hesaplanmaktadır. Eğer hesaplanan basınç değeri varsayılanla çakışırsa, bir sonraki

üretim aralığına geçilmektedir, aksi taktirde, değerler çakışincaya kadar prosedür tekrarlanmaktadır.

Bölüm 5.2’de yerinde su miktarını hesaplarken, bu çalışma çerçevesinde elde edilen verilerle Kızıldere’nin geçmiş performansından elde edilen değerler kontrol parametresi olarak kullanılmış olup, sonucu Şekil 5.9’da verilmektedir. Bölüm 5.2’de de bahsedildiği gibi sonuçları kontrol etmek amacıyla iki faza geçiş zamanı ve beslenme miktarı kullanılmış ve hesaplanan değerler bilinen değerlerle çakışmıştır. Hesaplanan basınç gözlenen basıncın birkaç bar altında kalmakla birlikte, rezervuar basıncını temsil etmek üzere alınan KD-9 kuyusundaki genel basınç düşümü eğilimiyle uyumludur ve bu durum gözlem kuyusunun üretim merkezinden uzak kalması ile açıklanmıştır. Şekil 5.21’de Kızıldere jeotermal rezervuarından 10, 20 ve 30 MW_e’lık güçlerin üretilmesi durumunda Alkan ve Satman (1990) [3] modeliyle hesaplanan basınç davranışı görülmektedir. Bu modelde rezervuar basıncı 70 bar, toplam akışkan miktarı 480×10^6 ton, CO₂ içeriği 15000 ppm, gözeneklilik %7.5, geçirgenlik 1000 md, akışkan akamazlığı 0.15×10^{-3} Pa.s, rezervuar sıcaklığı 205°C ve kayaç yoğunluğu 2750 kg/m³ olarak alınmıştır. Yukarıda verilen çeşitli üretim senaryoları sonucunda elde edilen basınçların 30 yıl üretim sonucunda kritik bir seviyeye düşmediği, 30 MW_e’lık güç üretilmesi durumunda bile basıncın 49.7 bara düştüğü görülmektedir. Her üç senaryoda da rezervuarın eşentalpili durumunu koruduğu anlaşılmaktadır. Öte yandan, bu model çalışmaları üstteki sıg sıcak su rezervuarı için yapılmaktadır. Ancak, derin rezervuarın ölçülen basıncı daha yüksek (180 bar) ve içerdiği CO₂ miktarı %2.5 seviyesinde olup, bu parameterler rezervuar performansını ve dolayısıyla potansiyelini büyük ölçüde arttıracaklardır. Bu derin rezervuar için de toplam akışkan miktarı 480×10^6 ton, CO₂ içeriği 25000 ppm, gözeneklilik %5, geçirgenlik 300 md, akışkan akamazlığı 0.125×10^{-3} Pa.s, rezervuar sıcaklığı 242°C ve kayaç yoğunluğu 2750 kg/m³ olarak alınmıştır. Şekil 5.22 derin blok için yapılan simülasyon sonuçlarını göstermektedir. Bilindiği gibi kullanılan model, “lumped parameter” tipi olup, boyutsuzdur. Ancak bu aşamadan sonra, grid bloklarla çalışan 2 boyutlu bir modeli çalıştıracak verilerin az çok bulunmasına rağmen, böyle bir modelle bile rezervuarın doğru bir davranışının ortaya konulması pek olası görülmemektedir. Sıcaklık açısından farklı ikinci derin bir bloğun ortaya çıkması 3. bir boyutu gerektirmektedir. Dolayısıyla, saha davranışının 3 boyutlu bir modelle çalıştırılarak gözlenmesi gerekir. Ancak bu aşamada, derindeki sıcak blok



Şekil 5.21. Kızıldere üst bloktan çeşitli güçlerin üretilmesi durumunda basınç davranışı.



Şekil 5.22. Kızıldere derin bloktan çeşitli güçlerin üretilmesi durumunda basınç davranışı.

hakkındaki bilgiler böyle 3 boyutlu bir modeli çalıştırmak için yetersizdir. Bu blok içine birçok kuyu delindikten sonra bu mümkün olabilir. Zaten, stokastik çalışma yapılmasının en önemli nedeni belirsizliğin varlığıdır.

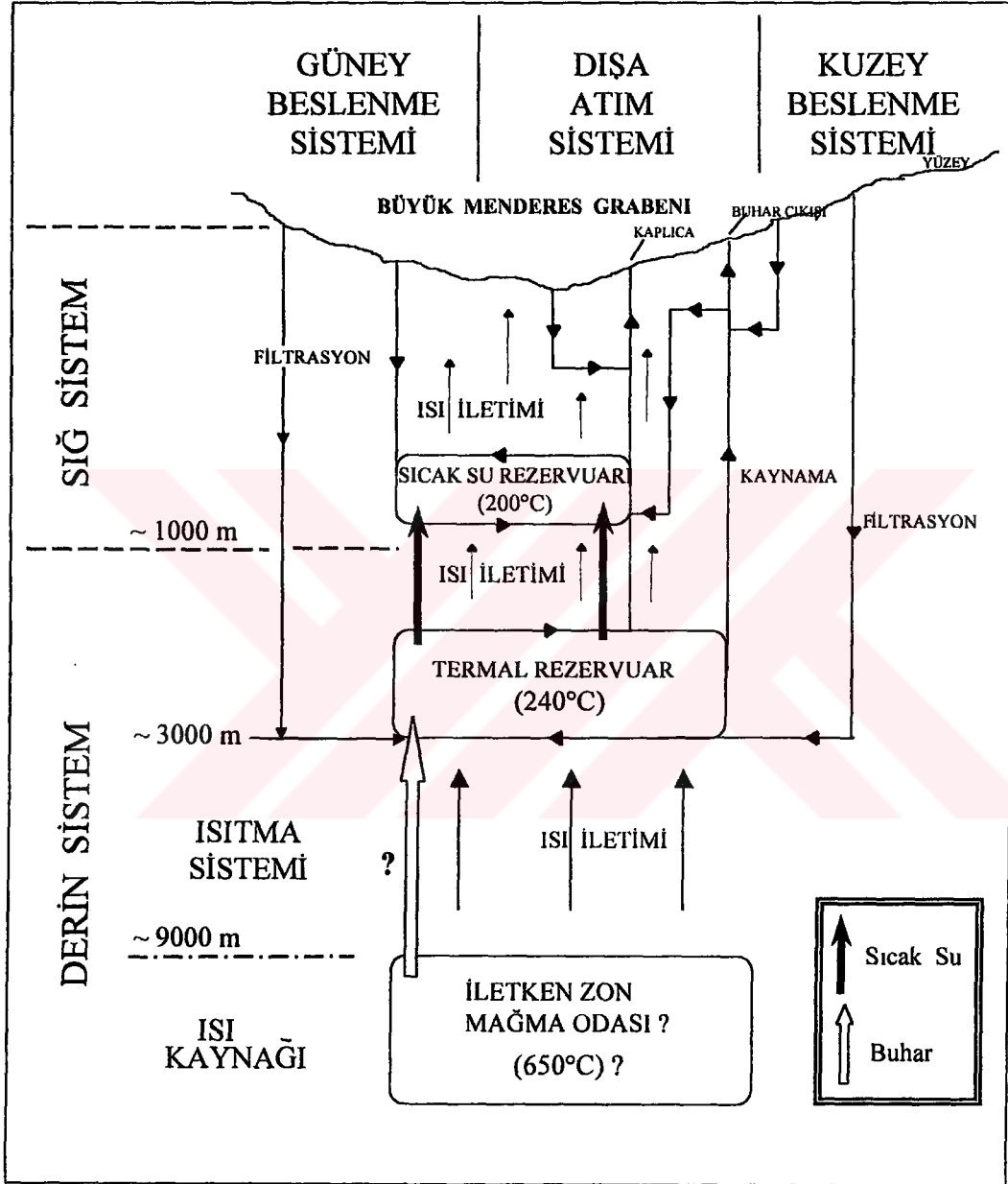
Sonuç olarak daha önce de belirttiğimiz gibi, potansiyeli saptamak için belli bir yöntem yoktur; bu çalışma çerçevesinde yukarıda da görüldüğü gibi hacimsel, performans, stokastik ve modelleme çalışmalarıyla elde edilen değerler en azından saha ömrünün bu üretim politikasıyla oldukça uzun olduğunu ve 20 MW_e'lık güç üretilmesi durumunda da ekonomik ömürün uzun olacağını göstermektedir. Yapılan stokastik çalışma en kötümser senaryo ile birlikte sahanın üretim potansiyelinin 20 MW_e'ın üzerinde olduğuna işaret etmektedir. Model çalışmaları ise 20 MW_e'lık güç üretilmesi durumunda saha basıncının kritik seviyelere düşmediğini ortaya koymaktadır. Bu yapılan hesaplara tekrar-basma işlemi katılmamıştır. Bu işlem Bölüm 6'da incelenecektir. Ancak, soğutma yaratmayacak seviyede uygulanacak tekrar-basmanın üretim potansiyelini stokastik çalışmayla hesaplanan seviyelere çıkarması beklenebilir. Öte yandan, dikkatten kaçırılmaması gereken bir nokta, bahsedilen 20 MW_e'lık potansiyelin alttaki bloğun da üretime sokulmasıyla sağlanabileceğidir. Salt üst bloktan yapılacak 20 MW_e'lık üretim, bu gücü uzun dönemde koruyamaz. Burada, 20 MW_e'lık üretim potansiyelin üzerinde durulmasının en büyük nedeni, sahada bu güçte kurulu bir santralin bulunması yanında, 20 MW_e'lık güçle üretim yapacak santralin Bölüm 9.3'te de görüleceği gibi bu jeotermal yatırımın ekonomisini etkilemesidir. Bu kurulu gücü harekete geçirmek bu ulusal kaynağımızın değerlendirilmesinde en büyük hizmettir. Sahanın tüm potansiyelinin 20 MW_e'tan fazla olduğu yukarıdaki çalışmalardan da görülmektedir.

5.8. Kızıldere Jeotermal Sistem Modeli

Kızıldere jeotermal sisteminde daha önce yapılan çalışmalar sonucunda; kireçtaşlarının 1. rezervuarı, daha derinlerde bulunan mermerlerin de 2. rezervuarı oluşturdukları, temel kayaç olan gnaysların ise, hazne kayacı olmalarının zayıf bir olasılık olması ve destekleyici hiçbir kanıt bulunmaması nedeniyle uzak bir olasılık olarak da 3. rezervuarı oluşturdukları söz konusu edilirdi. Bu çalışma çerçevesinde Bölüm 4'te gerçekleştirilen çalışmalarda, daha önce 1. ve 2. rezervuar olarak anılan ve stratigrafik bir ayrımla farklı olarak bakılan, ancak sıcaklık, jeokimya ve diğer

parametreleri açısından hidrotermal bir rezervuar olarak bir bütünlük gösteren Kızıldere jeotermal sisteminin bu kesimi, jeotermal enerji mühendisliğinde sıcak su rezervuarı tanımlamasına uymaktadır.

Gerçekleştirilen bu çalışma ile Kızıldere jeotermal sistemi daha somut temeller üzerine oturtulan bir modelle açıklanmaktadır. Bu model Kızıldere jeotermal sistemini biri sığ sıcak su ve diğeri derin termal rezervuar olarak tanımlamakta olup, şematik olarak Şekil 5.23'te gösterilmektedir. Jeofizik çalışmalardan elde edilen veriler (Böl. 3.2.3), bu sistemi ısıtan bir ısı kaynağının varlığına işaret etmektedir. Isıtıcı sistemi oluşturan anomali 9000 m'den daha yüksekte olup, Kızıldere ve Tekkehamam sistemlerini birlikte ısıtan yaklaşık 40 km²'lik bir alanı kapsamaktadır[16] (Böl. 3.2.2). Kuyu logları, kuyu testleri, basınç ve sıcaklık ölçmeleri, jeokimyasal çalışmalar ve rezervuar akışkanlarının entalpi, faz değişimleri gibi termodinamik özelliklerinin değerlendirilmesi sonucunda, üç önemli grabenin kesişme noktasında oluşan büyük bir çatlaklı yapının yarattığı Kızıldere jeotermal sisteminin biri derin diğeri sığ olmak üzere iki kısımda ele alınması gerektiği ortaya çıkmıştır. Üst ve sığ blokta daha çok bir sıcak su rezervuarı karakteri taşıyan bir hazne yapısı bulunmaktadır. Bu sıcak su rezervuarı kuzeyde ana beslenme fayı, güneyde de KB-GD ve GB-KD yönündeki iki fayla sınırlamaktadır. KB-GD istikametindeki fayın 1400 m'lere kadar geçirimsiz, daha derinlerde ise geçirgen olduğu anlaşılmaktadır. Bu fayın üst kısımlarının geçirimsiz olmasının nedeni, o seviyelerdeki katmanların görece olarak soğuk olmaları dolayısıyla (Bölüm 4.3), muhtemelen doğal akışla yükselen sıcak sulardaki silikanın çökmesiyle kendi kendini tıkamasıdır. Bu rezervuarın doğusu konusunda o yörede kuyu bulunmadığı için, elimizde maalesef somut bilgiler yoktur. Ancak, ısı akısı çalışmalarından elde edilen gradyanlar o yöne doğru bir açılımı işaret etmektedir. Öte yandan, jeofizik çalışmalar güneydeki GB-KD istikametindeki fayın derin bir çatlak olduğuna işaret etmektedir[16]. Bundan ötürü, bu kesim sahanın potansiyel genişleme alanı olarak gözükmektedir. Birinci hazne olarak adlandırılabilir sığ sıcak su rezervuarının derinliği güneyde en fazla 1000 m olarak görünmekle birlikte, kuzeye doğru bu kalınlık 300-500 m'ye düşmektedir. Kuzeydeki ana fayın kuzeyi de yerbilimleri bilgileri açısından potansiyel gelişme bölgesi olarak görünmekte ve bu da KD-3 ve KD-4 kuyu testlerinden elde edilen verilerle desteklenmektedir (Bölüm 4.2) [25]. Ancak, kuzey kısmın en yakın beslenme havzası olarak düşünülebilecek kuzeydeki



Şekil 5.23. Kızıldere jeotermal sistem modeli.

yüzeye çıkan metamorfikler, güneydekiler kadar fazla yaygın değildir. Bu kesimin ikinci dezavantajı bölgenin yüksek ve engebeli topoğrafyasıdır. Bu kesimden santrale akışkan taşımak olası değildir, ancak yapılacak çalışmalarla bir potansiyel belirlenirse, o yörede bağımsız küçük bir paket binary santral kurulabilir. Marjinal kuyularda hissedilen yandaki akiferin etkisi dikkate alınmazsa, bu sıg sıcak su rezervuarı, jeokimyasal yönü yanında, basınç ve sıcaklık bakımından da bir bütünlük arz etmektedir.

Derin rezervuara gelince, yapılan jeokimyasal çalışmalardan sıcaklık açısından böyle bir rezervuar bekleniyordu[7,30]. Bu termal rezervuar basıncının, belirlenen basınç gradyanıyla uyumlu olması, bu sahadaki doğal akışın bir sonucudur. Kuyu testleri, bu termal rezervuarla yukarıdaki sıcak su rezervuarı arasında güçlü bir hidrolik bağın olduğunu göstermektedir. İki rezervuar arasında kalan şistler örtü kayaç görüntüsünde olmakla beraber, bu görevi ancak çatlak sisteminin var olmadığı bölgelerde yerine getirdiği kanısına varılmıştır. Bunun nedeni de R-1 kuyusunun üretimi sırasında diğer kuyularda gözlenemeyen basınç düşümünün KD-9'da hemen gözlenmesidir.

Jeokimyasal açıdan her iki rezervuar da benzer görünmektedir. Toplam çözünmüş katı madde miktarı artan sıcaklık nedeniyle biraz fazladır. Ancak, kimyasal oranlar, aynı tip jeotermal akışkana işaret etmektedirler. Yoğuşmayan gaz, CO₂ miktarı sıcaklığın ve basıncın da yüksek olması nedeniyle sıg sıcak su rezervuarına göre %65 fazladır. Bu iki rezervuarı ayıran en önemli parametre aradaki 35-40°C'lık sıcaklıktır. Diğer önemli bir önemli fark, hazne kayacının niteliğidir. Üstteki sıcak su rezervuarında akışkan CaCO₃'lu kayaçlarla denge halindeyken, termal rezervuar kayacının gnays ve şistler olması, belki de çökelme sorununu hafifletebilecek veya önleyebilecek bir olgu olabilir. Derin termal rezervuarın oldukça kalın bir katman kesimini içerdiği R-1 kuyusundan gözlenmiştir. Termal gradyanlar da bu tezi desteklemektedir. Derin termal rezervuarın yüzey alanı konusundaki tek bilgi yine R-1 kuyusundan gelmekte olup, üstteki sıcak su rezervuar alanının dışına taşıdığı, diğer bir deyişle, daha geniş bir alan olma olasılığının büyük olduğu anlaşılmaktadır. Yapılan stokastik hesaplarda, bu durum dağılımlara yansıtılmakla birlikte, fazla büyük tutulmamıştır.

Kızıldere jeotermal sistemi ısı denge açısından bir miktar eksi değer taşımaktadır. Sıcak su rezervuarında gözlenen termodinamik ve jeokimyasal parametreler, rezervuarın bugüne kadar izentalpik olarak geliştiğine işaret ediyor. Rezervuardan daha yüksek debide üretim yapılması halinde, bu durum değişebilir. Jeotermal sistemin ısı dengesinin bozulabilmesi için, çok büyük ısı üretimi yapılması gerektiği düşünülmektedir. Beslenmenin hem yan akifer, hem de derinden olduğu ortaya çıkmıştır. Sıcak su rezervuarından yüksek debide üretim yapıldığı taktirde, bu bölgede zaten etkin görünen yan akifer daha etken hale gelebilir. Bundan ötürü, sınırlı olduğu tahmin edilen bu akifer, zamanla sıcak su rezervuarında soğumaya neden olabilir. Bu nedenle yüksek debiyle üretim yapılmak istenirse, alt rezervuardan üretim yapılması daha uygun görünmektedir. Alttaki derin termal rezervuarın sıcak su rezervuarına göre daha fazla ısı depoladığı hesaplanmıştır. Alkan ve Satman, 1990[3] tarafından geliştirilen modelle yapılan çalışmalarda, bu kesimden gerçekleştirilecek üretimin jeotermal sahanın performansını arttıracaklarını göstermiştir (Bölüm 5.7 ve Şekil 5.22). Kızıldere sisteminin güç potansiyeli çeşitli yöntemlerle belirlenmeye çalışılmıştır. Derin termal rezervuar da dikkate alınırsa, bu güç potansiyeli en kötümser yaklaşımla 30 MW_e'ın üzerinde tahmin edilmektedir. Ancak, bu aşamada önemli olan bu miktarın kendisinden çok, santralin kurulu gücünü harekete geçirme sorunudur. Yapılan çalışmalardan ortaya çıkan, Kızıldere jeotermal sistemi potansiyelinin santralin kurulu gücünü rahatlıkla harekete geçirebilecek seviyede görünmesidir.

6. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARINDA TEKRAR-BASMA

Bu Bölüm’de tekrar-basma işlemlerinin genel amacı ve kullanımı anlatıldıktan sonra, bu işlemlerin kimyası hakkında bilgi verilmiştir. Bunun yanında Kızıldere sahasında gerçekleştirilen tekrar-basma deney sonuçları verilmiş ve yapılan model çalışmalarının sonuçları sunulmuştur. Son olarak da Kızıldere için tekrar-basma stratejileri gerçekleştirilmiştir.

6.1. Tekrar-Basma

Jeotermal rezervuarlardan üretilen akışkandan buhar ayrıldıktan sonra kalan su rezervuardan gelene göre kimyasal içerik bakımından daha da zenginleşir. Bazan çevreye zararlı birçok kimyasal madde içeren bu suyun atık olarak çevreye verilmesi son derece sakıncalıdır. Jeotermal enerji mühendisliğinde tekrar-basma işleminin gündeme gelmesinde en fazla bu sorun neden olmuşsa da, bunun aşağıda belirtilecek çeşitli yönlerde faydası olup, işlem aslında çok amaçlıdır:

- a) Çevre kirlenmesini önlemek,
- b) Jeotermal rezervuarı ısı ve hidrolik yönden destekleyerek sahanın ömrünü uzatmak,
- c) Yeryüzündeki göçme olayını engellemek veya göçmeyi en alt seviyeye indirerek kontrol etmektir.

Yeryüzündeki jeotermal sahaların tamamına yakını Kızıldere gibi çatlak sistemlerinden üretim yapmaktadırlar ve dolayısıyla geçirgenliğin önemli bir kısmı çatlaklarda bulunmaktadır. Sahanın işletmeye geçmesiyle çekilen önemli miktardaki su ve ısı rezervuarda basınç düşümüne neden olarak, doğal basınç gradyenini bozar. Bundan ötürü, rezervuara yandan ve alttan su girişi olur. Tekrar-basılan su da yaratılan basınç gradyeni dolayısıyla üretim zonuna doğru akar. Eğer çatlak sistemi çok gelişmiş olup, homojen bir durum gösteriyorsa, tekrar basılan görelî olarak

soğuk veya ılık su, kayaçla temas için yeterli zamana sahip olacak ve çatlak içindeki akışı sırasında ısı depolamış olan kayaçtan ısı soğurarak sistemden ısı üretimini optimize edebilecektir. Rezervuardan ne miktarda ısı soğurulacağı, çatlağın iki tarafındaki matriksin etken bir şekilde soğutulmasına bağlıdır. Ayrıca, çatlak sistemi ne kadar gelişmişse o kadar fazla ısı üretimi mümkün olacaktır.

Çatlak sisteminin gelişmişlik derecesini sondaj, kuyu tamalama ve kuyu testlerinden belirlemek çok zordur. Örneğin, Kızıldere sahasında kuyuları besleyen önemli çatlaklar var olmakla birlikte (Bölüm 4.3.1), çok daha küçük boyutta çatlak şebekeleri de mevcuttur. Kuyu tamamlama testleri bunların bir kısmını yansıtmıştır. Ayrıca, alınan az sayıda karottan da bazıları açık diğerleri sıcak suyun akışı sırasında oluşan alterasyon mineralleriyle dolmuş küçük çatlaklar gözlenmektedir. Böyle bir ortamın soğuk veya ılık su tekrar-basımına yanıtı oldukça karmaşıktır. Kuyu testleri ile bu çatlak şebekelerinin davranışını tahmin etmek oldukça zordur. Bazı testler çatlaklı zonları belirleyebilmektedir. Ancak, bu testler akışkanın tercih ettiği yollar hakkında gerekli verileri vermez. Çatlak sistemleri hakkında olayın karmaşıklığını çözebilme konusunda yardımcı olabilecek, onların makro ve mikro yapısının tesbit edilmesini sağlayan fraktal yöntemlerle ilgili bir çalışma bölümümüzde başlatılmıştır (Bölüm 4.4.3). Ancak bunlar, ön çalışma niteliğinde olup, bunların kuyu testleriyle ilişkilendirilmesi gerekmektedir. Öte yandan, izleyici “tracer” testleri bize tercihli akış yolları konusunda niteliksel açıdan bilgiler verecektir. Daha sonraki uygulama bölümünde anlatılacak olan iki tekrar-basma uygulaması, kabaca bile olsa, bu konuda bazı bilgiler sağlamıştır.

Öte yandan tekrar-basılan atık suların tercih ettikleri çatlaklardan üretim kuyularına ulaşmaları potansiyel bir sorundur. Bu durumda tercih edilen kısa yoldan üretim zonuna ulaşan tekrar-basılan sular sadece bu tercih edilen çatlak yakınındaki ısının soğurulması, diğer bir deyişle, rezervuarın küçük bir kısmından ısı üretilmesi gibi bir sonuca da varabilir. Böyle bir potansiyel sorunun çözümü için pratik öneri hidrolojik olarak uzak bir tekrar-basma bölgesi bulmak olabilir. Önerilen uzaklıklar birkaç yüz m’den birkaç km’ye kadar uzanmaktadır. Eğer yeteri kadar uzaklık varsa, tek bir çatlak içindeki akışla suyun tekrar ısıtılabilceği söylenmiştir[71]. Yüksek geçirgenlikli bir rezervuarda ısı cephinin ilerleyişi hidrolik cepheye göre yavaş olduğu için basınç desteği öncelikle sağlanabilir. Bu durum Kızıldere rezervuarı için

geçerlidir, çünkü Bölüm 4.2 ve 4.3.2’de görüldüğü gibi rezervuardaki üretimle gelen basınç düşümü tüm sahanın her köşesinden algılanmakta, diğer bir deyişle, basınç her yöne çevrel olarak yayılmaktadır. Bundan ötürü, saha basıncına herhangi bir yerdeki tekrar-basmanın etkisi olacaktır. Dolayısıyla, Kızıldere ve onun gibi sahalarda tekrar-basma yeri, bilinen geçirgen bölge içinde üretim zonundan olabilecek en uzak nokta olmalıdır. Böyle bir politika, basınç korunması açısından avantaj sağlarken, üretim ve tekrar-basma kuyuları arasındaki uzaklığı maksimuma çıkaracaktır.

Çatlaklı ortamdan ısı üretme işlemi Stanford Üniversitesinde laboratuvar çalışmalarıyla araştırılmıştır[72]. Tablo 6.1 ısı üretimi deney sonuçlarını vermektedir. Laboratuvarda yapılan modelde akışkan üretimi 3 yolla gerçekleştirilmiştir.

- (1) Yerinde kaynamada modelin üst kısmından üretim yapılırken su kaynamakta, basınç düşmekte ve beslenme olmamaktadır.
- (2) Buhar itişiminde aynı prosedürle su, modelin tabanından alınmaktadır.
- (3) Süpürmede üretim üst kısımdan yapılırken, kaynama olmamakta ve alt kısımdan model beslenmektedir.

Tablo 6.1. Enerji Üretimi Deneylerinin Sonuçları[72].

Deney Tipi	Özgül Enerji Üretimi, (kJ/kg)	Enerji Üretim Faktörü, Boyutsuz
Yerinde Kaynama	>83	>0.75
Buhar İtişimi	>21	>0.22
Süpürme	>144	>0.80

Tablo 6.1’den de görüleceği gibi, en yüksek ısı üretimi süpürme prosesi ile yapılmaktadır. Buradan da doğru seçimler yapılarak kullanılırsa tekrar-basmanın son derece yararlı bir işlem olduğu ortaya çıkmaktadır. Zaten doğal beslenme de aynı prosesi uygulamaktadır.

Bir jeotermal rezervuara beslenme ve tekrar-basmanın etkilerini düşünürken, üretim entalpisini de dikkate almak gerekir. Kızıldere gibi sıvı üreten ve kuyu içinde sıvı bulunan bir rezervuarda akış rezervuar basıncı tarafından kontrol edilir. Eğer Kızıldere’de bir buhar fazı oluşursa o zaman kuyu performansını hem rezervuar

basıncı hem de entalpi kontrol edecektir. Kızıldere’de son yıllarda basınç yavaşça sabit bir hızla düşmekte olup entalpi sabit görünmektedir (Bölüm 4.4.5). Kızıldere’ye yapılacak bir tekrar-basma, basıncın korunmasını sağlayacaktır. Ancak, bu arada rezervuardaki entalpiyi de düşürürse yaptığı yararlı etkiyi de ortadan kaldırmış olacak ve kuyubaşı basınçlarını, dolayısıyla da üretimi etkileyecektir.

Sıvının hakim olduğu tüm jeotermal rezervuarlarda, rezervuar basıncı tekrar-basma işlemini kontrol etmektedir. Genelde jeotermal sistemler tektonik açıdan hareketli kırıklı-çatlaklı bölgelerde oluştukları için, rezervuar basınçları hidrostatik basıncın altında olup, anormal düşük olurlar. Bundan ötürü, bu rezervuarlara tekrar-basma işlemi için çoğu kez ek bir basınç oluşturacak pompa bile gerekmez. Kızıldere jeotermal sahası başlangıçta, derin rezervuardan dışarıya doğrudan doğal akış oluşturabilecek bir rezervuar basıncına sahiptir. Bunu Bölüm 4.2, 4.3.2, 4.4.2 ve 8.1.1’den biliyoruz. Bu nedenle ve suyun az sıkışabilir olması dolayısıyla, başlangıç aşamasında Kızıldere jeotermal rezervuarına tekrar basma işlemini uygulamak, ancak rezervuarın etrafındaki formasyonları yırtmak suretiyle olası idi ve kullanılacak pompa gücünün yüksekliği nedeniyle son derece pahalı bir işlem olacaktı. Geçmişte 1975-76 yıllarında KD-1A kuyusunda gerçekleştirilen tekrar-basma deneyinin başarısızlıkla sonuçlanmasının önemli nedenlerinden biri, çökelme ve tıkanma gibi öne sürülen ve spekülatif olmaktan ileriye gitmeyen sorunlar değil, rezervuar basıncının o tarihte hidrostatik basınçtan yüksek olmasıdır. KD-1A kuyusunda gerçekleştirilen 85 t/st debili tekrar-basma işlemi temel alınarak yapılacak bir fizibilite çalışmasının sonuçları sürekli pompalama yapılarak harcanan enerji dolayısıyla, muhtemelen olumsuz olacaktı. Bu kuyunun derinleştirilmesi sırasında 1.25 özgül ağırlığında çamur kullanıldığı ve soğuk suyla soğutma çabaları sırasında kuyunun ölmediğini ve geçirgenliğinin de niteliksel olarak iyi olduğunu hatırlanmaktadır. Şimdilerde rezervuar basıncındaki yaklaşık 10 barlık düşme dolayısıyla doğal olarak dışa akan ve jeokimyasal açıdan doğrudan derin rezervuardan geldiği bilinen kaplıca suları kaybolmuştur. Diğer bir deyişle, rezervuardan yapılan üretimle belli bir hacimde sıvı çekilmiş ve zaten bu nedenle de basınç düşmüştür. Bu aşamadan sonra Kızıldere jeotermal sistemine tekrar-basma hem mümkündür, hem de faydalı olabilecektir. Ancak bu arada, üretilen suyun hacminin bir kısmının, ayrılan CO₂ gazı ile doldurulduğunu ve kısmi basıncı 50 bar civarında oluşan bu gazın kendisinin yanında göreceli geçirgenliğin yaratacağı sorunlar

tekrar-basmayı olumsuz etkileyebileceğini unutmamak gerekir. Bu aşamada tekrar-basma açısından en önemli avantaj, üretilen su hacminin bir kısmını dolduran gazın sıkıştırılabilirliğidir.

Tüm yukarıda bahsedilenlerden tekrar-basmanın çok karmaşık bir işlem olduğu ortaya çıkmaktadır. Öte yandan, yukarıda bahsedilenlerin dışında aşağıda verilen kriterlerin[73] de dikkate alınması gerekmektedir:

- a) Basılan suyun injekte edildiği bölgenin hidrojeolojik koşulları incelenerek yeraltı sularının kirletilme olasılığının ortadan kaldırılması.
- b) Tekrar-basma yapılan bölgedeki yeraltı sismik hareketlerinin araştırılması ve izlenmesi.
- c) Tekrar-basma işleminin yerüstü donanımlarının da dikkate alınarak ekonomisinin incelenmesi.

6.2. Kızıldere Rezervuarına Tekrar-Basma İşleminin Kimyası

Jeotermal rezervuarlara tekrar-basma konusunda dikkate alınacak en kritik konulardan biri de, kalsiyum karbonat ve/veya silikanın akışkanın basıldığı rezervuarda çökerek formasyon hasarı yaratabilme olasılığıdır. Jeotermal sular kaynadığı veya ısı iletimiyle (konduktif) sıcaklık değişimine uğradığı zaman, rezervuarda dengede olan suyun taşıdığı minerallere göre doymuşluk durumunu çeşitli parametreler etkiler. Suda oluşan değişiklikler 3 grupta toplanabilir: (1) kaynama ve gaz kaybı ile ilişkili olarak kimyasal bileşimdeki değişiklikler, (2) basınç ve sıcaklıkla su çözeltilerinin stabilitelerindeki değişiklikler ve (3) basınç ve sıcaklıkla mineral çözünürlüğünde oluşan değişiklikler. Bu bağlamda kimyasalların çökme mekanizmaları, Kızıldere rezervuar akışkanının tekrar-basılması çerçevesinde aşağıda incelenecektir:

6.2.1. Silika Çökmesi

Silika, su çözeltilerinde Si(OH)_4^0 şeklinde bulunur ve zayıf bir asit gibi davranır. Jeotermal rezervuar suları 200°C üzerinde ve düşük pH'lı olduklarından silika çözeltilisinden ayrışma olmaz ve Si(OH)_4^0 pratik açıdan toplam çözünmüş silikaya

eşittir[74]. Rezervuar akışkanı yükseldikçe akışkanın pH'ı artar ve Si(OH)_4^0 ayrılarak H_3SiO_4^- 'e dönüşür . Bu özellikle Kızıldere suyu gibi toplam tuzluluğu fazla olmayan akışkanlar için geçerlidir. Su çözeltisindeki silikanın polimerizasyonu, çözeltideki monomerik silika (Si(OH)_4^0) derişiminin amorf silika çözünülebilirliğini aştığı zaman başlar ve monomer silikalar polimere dönüşür. Jeotermal akışkanın kuyudan yükselip atmosfere kadar ulaşması sırasında hem buharın ayrılması, hem de soğuma sonucunda kuvarz çözünürlüğünün azalması dolayısıyla rezervuar koşullarındaki silika aşırı doymuş hale gelir. Bu aşırı doymuşluk amorf silika çözünürlüğünün altına düşünce çökeltme başlar. Bununla beraber, amorf silikanın çökeltmesinde suyun sıcaklığı aşırı doymuşluk derecesinden daha etkilidir. Amorf silikanın doymuşluğa eriştiği sıcaklık: (1) rezervuar sıcaklığına, (2) soğuma derecesine, (3) buhar kaybına ve (4) buhar ve ayrılmasıyla oluşan pH değişikliğine bağlıdır. Su-silika çözeltisi monomer değil de polimer şeklinde olunca, çökeltme daha yavaş oluşur. Polimerler suyun pH'ı 7-8 civarında daha fazla oluşurlar. Deneyimler, silika polimerlerinin tuzluluğu fazla olan jeotermal sularda daha çabuk geliştiğini göstermektedir. Bunlar jelatin şeklinde bir çökelti oluştururlar. Amorf silikanın doğrudan çökeltmesi tuzluluğu yüksek olan sularda artar ve yüzeylere daha çok tutunarak sert bir çökelti oluşturur[74].

Jeotermal atık sular yeryüzüne çıktıktan sonra görelî soğuk ($50-100^\circ\text{C}$) ve separatörden sıcak (150°C) olmak üzere iki şekilde tekrar-basılırlar. Her iki yöntem de rezervuar sıcaklığına, akışkan bileşimine ve tekrar basılma yeri koşullarına bağlı olarak değerlendirilmelidir.

Sıcak olarak separatörden yapılan tekrar-basma işleminde, deneyimler, atmosferle temastan kaçınılması gerektiğine işaret etmektedirler. Bu yöntem kullanıldığında, su amorf silikaya göre doymuşluğa erişmedikçe (ki bu da daha sıcak bir ortama basıldığı için olası değildir) çökeltme olmaz. Bununla birlikte, sıcak rezervuara basılan atık su moganit veya kuvarz olarak çökebilir. Ancak, şimdîyedek Ahuachapan, El Salvador[75] ve Broadlands, Y. Zelanda'da[76] bu yöntemle yapılan uzun dönemli tekrar-basma işlemlerinde formasyon hasarı cinsinden bir olumsuzlukla karşılaşılmanış ve operasyonlar başarılı olmuştur.

Çeşitli ülkelerde gerçekleştirilen ve sıcaklığın düşük olması durumunda yapılan tekrar-basma deneylerinin sonuçları genelde olumsuz görünmektedir. Bunun en

önemli nedeni, bu suların amorf silikaya aşırı doymuş olmasındandır. İkinci önemli neden de, suların havayla temas etmesi dolayısıyla silika çökelme eğiliminin artmasıdır. Bu durumda, amorf silikayla aşırı doymuş basılacak atık suyun silika polimerizasyonu yoluyla muamele edilip edilmeyeceği konusunu değerlendirmek için silika polimerlerinin kırılması konusunda bu aşamada bilgi gereklidir[74].

Tekrar-basma kuyuları ve basılan rezervuarlarda silika çökmesi sorununun çözülmesi iki seçenekte kilitleniyor: (1) amorf silikayla doymamış suyun basılmasının kabul edilebilir olup olmadığını bulmak, (2) atık suyun yüzeyde soğutulup, daha sonra basılmasıyla çökelme tepkimesinin etken bir şekilde çözülüp çözülmeceğine karar vermek[74].

Kızıldere için, bu seçeneklerden soğuk suyun basılması incelenerek başlanabilir. Yakın geçmişte yapılan bir çalışmada[77], tüm kuyulardaki separatör ve savaklardan alınan su numuneleri üzerinde 147-45°C arasında çökelme testleri yapılmış ve bu sıcaklıklar için silika içerikleri laboratuvar analizleriyle belirlenmiştir. Bunlar ve atık su kanalından alınan numunelerin analiz değerleri Tablo 6.2’de verilmektedir.

Tablo 6.2. Kızıldere Kuyularında Çeşitli Sıcaklıklarda Silika İçerikleri[77]*.

Kuyu	Sıcaklık °C	SiO ₂ mg/l	Sıcaklık °C	SiO ₂ mg/l	Sıcaklık °C	SiO ₂ mg/l	Sıcaklık °C	SiO ₂ mg/l	Sıcaklık °C	SiO ₂ mg/l
KD-6	145	276	93	364	67	329	55	313	48	293
KD-13	145	278	92	364	64	353	55	313	48	302
KD-14	145	324	94	395	65	364	55	361	50	335
KD-15	146	320	94	392	60	346	50	343	45	323
KD-16	147	340	96	398	70	343	-	-	48	304
KD-20	146	310	90	367	69	343	60	304	50	292
KD-21	146	325	92	387	70	338	59	288	46	273
KD-22	147	297	96	378	75	301	66	274	54	237
Kanal	76.5	352	67.5	345	54.5	323	48.8	283	-	-

* Silika içerikleri kapalı kaplarda soğutulularak alındığı için sahada yapılabilecek bir uygulamada bu değerler, suyun buharlaşmasıyla orantılı olarak daha yüksek olmaktadır[35].

Rezervuarda 290-310 mg/l derişiminde kuvars olarak bulunan silika, Tablo 6.2’de görüldüğü gibi separatör ve savakta buhar ve gaz kaybına uğradıktan sonra 345-398 mg/l’lik derişime yükselmektedir. Polimerleşme separatörden sonraki 145°C’ta başlamakta[78] ve kaynama sıcaklığına düştükten sonra da amorf silikaya dönüşmekte ve amorf silikanın aşırı doymuş hale gelmesiyle de çökelme başlamaktadır. Aşırı doymuş olan (350-390 mg/l) bu su sıcaklığı daha da düşürülünce, silika içeriği rezervuardaki derişim seviyesine, ya da ona yakın

değerlere düştüğünden, tekrar-basılırsa çökelme sorunu yaratmayabilir. Ancak, bu aşamada suyun çökelme havuzlarında dinlendirilip çökmesi sağlanmalıdır. Eğer bu silikanın bir kısmı yüzeyde çöktürülmezse, Kızıldere için pH değeri 9 civarında olan bu su, Kızıldere rezervuarındaki akışkanın pH değeri 5.93 olarak hesaplanan suyla karıştığında çökelme için optimum değer olan $pH=7-8$ seviyesine gelip çökelebilecektir. Ahuachapan'da suyun çökelme havuzlarında dinlendirilip, silikası bıraktırdıktan sonra yapılan tekrar-basma işleminde geçirgenliğin hasar görmesi gibi bir sorun yaşanmamış, operasyon rezervuardaki soğuma dolayısıyla 6 yıl sonra durdurulmuştur. Japonya'daki çeşitli jeotermal sahalarda amorf silikanın doymuş olduğu $50-80^{\circ}C$ 'ta yapılan tekrar-basma deneylerinin sonucunda geçirgenlik önemli hasara uğramıştır[79].

Kızıldere için yapılan diğer bir çalışmada da[80] amorf silika doymuşluğunun KD-6'da $95^{\circ}C$ 'ta, KD-15'te $107^{\circ}C$ 'ta ve KD-16'da ise $113^{\circ}C$ 'ta ulaşıldığını ve bu sıcaklıkların altında çökelmenin beklenebileceği ileri sürülmektedir. Bu durumda Kızıldere'de sıcak, diğer bir deyişle separatörden $147^{\circ}C$ sıcaklığında alınan atık su ile tekrar-basma yapılırsa, literatürde Arnarsson tarafından[74] bahsedilen moganit ve kuvars oluşumu olasılığı dışında başka bir sorun görünmemektedir. Daha önemlisi rezervura $50^{\circ}C$ su yerine $147^{\circ}C$ 'taki su basılacağı için olası bir soğuma riski en alt düzeye indirilecektir.

6.2.2. Kalsit Çökmesi

Kalsit, jeotermal suların etkisiyle alterasyona uğrayan kayalarda ve özellikle buharlaşmanın olduğu yukarı akış zonlarında bol rastlanan bir mineraldir. Genel olarak jeotermal sular kalsit doymuşluğuna çok yakındırlar. Kalsitin oluşumu Bölüm 7'de inceleneceği için bu bölümde üzerinde fazla durulmayacaktır.

Kalsitin çözünürlüğü sıcaklığın düşmesiyle artar. Jeotermal sular buharlaşarak soğur ve içindeki CO_2 'i de kaybederken artan kalsit çözünürlüğü, azalan H^+ ve CO_2 -su çözeltisinin aktivitelerinin arasındaki oluşumun sonucu, buharlaşan suyun sıcaklığının fonksiyonu olarak kalsit doymuşluğunu belirler. Buharlaşmanın ilk aşamasında gaz ayrılması, başlangıçta kalsitle doymuş suyu aşırı doymuş hale getirmeye sebep olur. Bununla birlikte, buharlaşma devam edip gaz ayrılması biterken, artan kalsit doymuşluğu etkisi öne çıkar ve çoğu kez su daha düşük

sıcaklıklarda giderek kalsite göre daha az doymuş hale dönüşür[74]. Separatör veya başka bir yöntemle ayrılan suyun ısınma ve soğuması kalsite göre doymuşluk derecesini etkiler. Bu bağlamda, kalsit çözünürlüğünün sıcaklıkla değişimi ve kalsit aşırı doymuşluğu/doymamışlığındaki değişim CaCO_3 aktivitesinin sıcaklıkla değişimine bağlıdır. Bu aktiviteyi şunlar etkiler: (1) asitlerin varlığı, (2) bu asitlerin ayrışım sabitlerinin sıcaklıkla değişimi, (3) ya Ca, veya pH'ı etkileyen asitin bir anyonunu içeren iyon çiftlerinin sıcaklık stabiliteleri ve (4) özellikle Ca ve CO_3 iyon aktivite katsayılarının değerlerindeki değişim[74].

Bazı tekrar-basma yapılan sahalarda geçirgenliğin hasar gördüğü ve bu hasarın asitlemeyle ortadan kaldırıldığı bilinmektedir. Kullanılan asit HCl olduğundan, çökelen bu mineralin CaCO_3 olduğu ortaya çıkmaktadır. Doğal olarak, su onu kalsitle doymuş hale getiren yeterli sıcaklığı kazanmadan, çökme eğilimi olmaz. Sürekli ısınma, buharlaşmanın getirdiği kadar hızlı bir aşırı doymuşluk kazandırmaz. Bundan ötürü, tekrar-basma kuyularında çökme olursa, üretim kuyularındaki buharlaşmanın yarattığı çökme kadar hızlı olmaz. Tekrar-basmada atık suyun çökmesini önlemek için soğuk formasyonlara basılması tercih edilir. Eğer atık su sıcak formasyonlara basılıyorsa, arasıra asitleme işlemi yapılması tavsiye edilir. Tekrar-basılan suyun ve formasyonun sıcaklıkları ne kadar düşük olursa, suyun doymuşluğa erişmesi o kadar zor olur. Soğuk olarak basılan suyun yüzey ve/veya yoğunlaşmış kondansör suyu ile karıştırılması atık suyu kalsite göre doymamış hale getirir veya doymamışlık derecesini artırır.

Görelî soğuk atık suyun sıcak formasyonlara tekrar-basılması sırasında ilk aşamalarda basılan kuyunun yakınlarında çok kalsit çökmesi beklenir. Başlangıçta kayaçla temasa geçen su hızla ısı kazandığı için çökmenin kuyunun hemen yakınında veya içinde olması doğaldır. Ancak, soğuma cephesi basılan kuyudan uzaklaştıkça çökme alanı genişler ve geçirgenliğin hasara uğraması giderek yavaşlar. Bundan dolayı, esas hasarı kuyu civarında beklemek gerekir.

Kızıldere'nin KD-6, KD-15 ve KD-16 kuyu suları için yapılan bir çalışmada[80], KD-16 suyunun en fazla aşırı doymuş, KD-6 suyunun ise en az aşırı doymuş olduğu hesaplanmıştır. Buharlaşmaya izin verilmeden yapılan bir soğutma sonucu KD-6 suyunun 100°C 'ta, KD-15 suyunun ise 60°C 'ta kalsite göre doymamış hale geldikleri hesaplanmıştır. Separatörde 147°C 'ta ayrılan Kızıldere jeotermal sularının kalsite

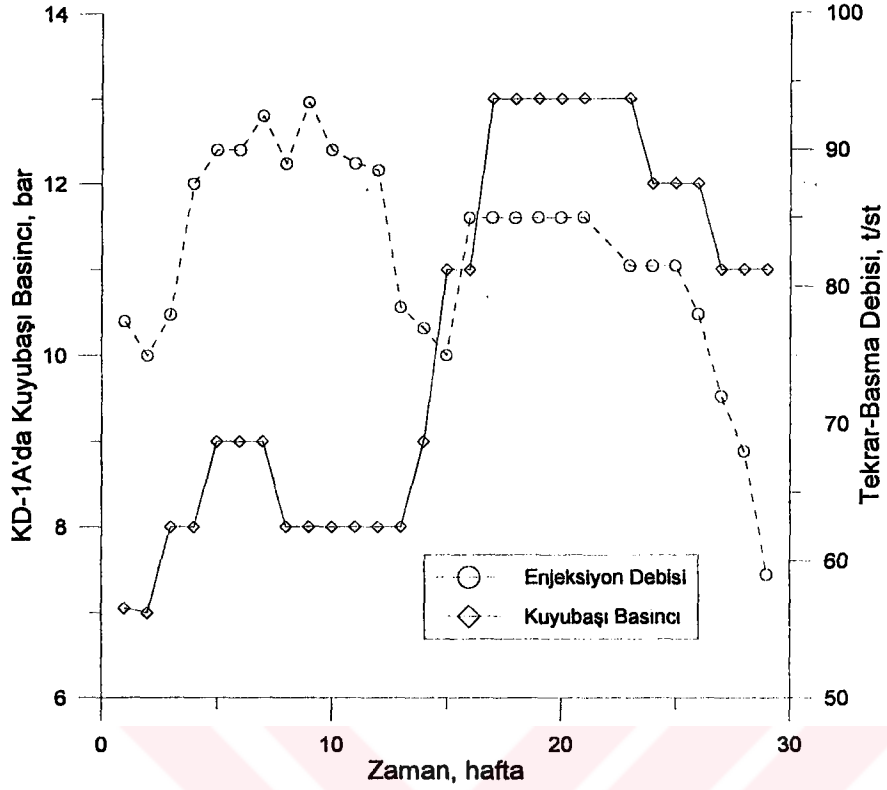
göre oldukça aşırı doymuş olduğu ve 100°C'ta ikinci bir buharlaşma sonucu kolaylıkla çökebileceği görülmüştür. Ancak, buharlaşmaya izin verilmeden 40°C'a indirilen atık jeotermal suların doymamış hale geldikleri tesbit edilmiştir.

6.3. Kızıldere Jeotermal Rezervuarında Tekrar-Basma Deneyleri

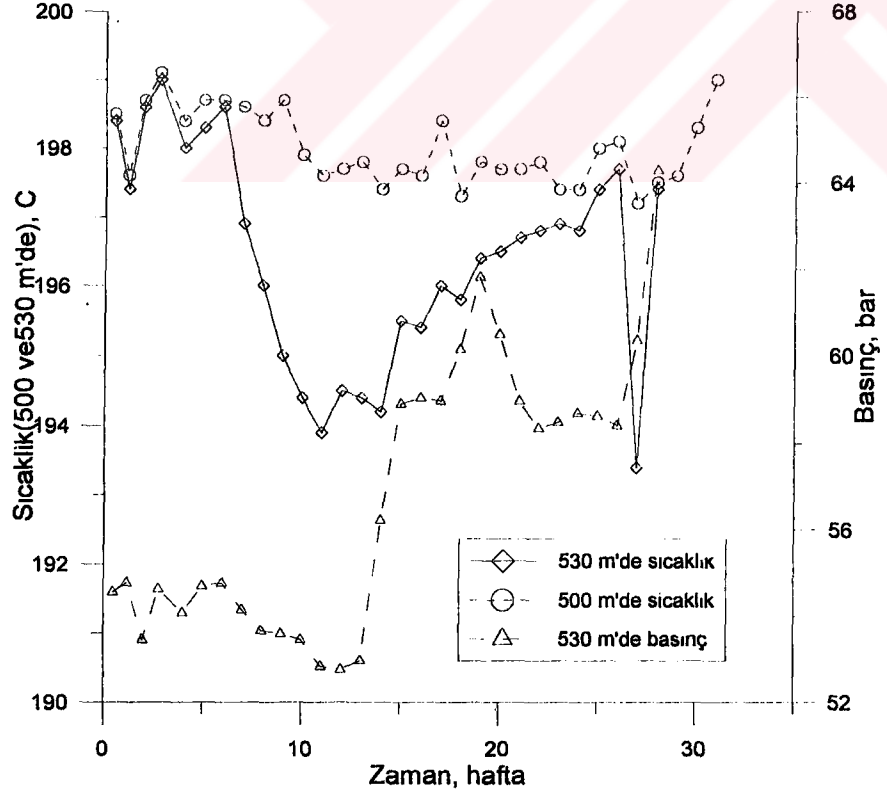
Kızıldere jeotermal rezervuarında birincisi 1975-76 yılında uzun dönemli, ikincisi ise 1996 yılında kısa dönemli olmak üzere iki tekrar-basma deneyi gerçekleştirilmiştir. Bu bölümde bu testler incelenerek Kızıldere'de gelecekte gerçekleştirilmesi olası bir tekrar-basma işlemi açısından yorumlanacaktır. Aslında, Kızıldere rezervuarına tekrar-basma konusunda ilk yapılan deneme 20/9/1971 tarihli olup, sadece 25 saat sürmüş ve 32°C'ta 1111.8 ton su KD-1 kuyusuna basılmıştır. Ancak, test sırasında debi sürekli değiştirildiği için, yorum yapmak zordur. Test sırasında en fazla 120 t/st debide 13.8 bar'lık kuyubaşı basıncı, en az 27.5 t/st'lik debide 4.3 bar kuyubaşı basıncı gözlenmiştir[36]. Bu sonuçlar, aşağıda bahsedilen KD-1A'daki gözlenen değerlere benzer olmakla birlikte, testin yapıldığı devirde KD-1 kuyusunun rezervuara açık olan kesimi yıkılmış olduğu için tartışmalıdır.

6.3.1. KD-1A Kuyusunda Yapılan Tekrar-Basma Deneyi

KD-1A kuyusuna KD-15 kuyusundan üretilen yaklaşık 85 t/st debi ve 25-40°C sıcaklıktaki atık su, 2 hafta kadarlık bir ara dışında 29 hafta süren bir tekrar basma işlemi uygulanmış ve 68 m ötedeki KD-1 kuyusu da gözlem kuyusu olarak kullanılmıştır[64]. Şekil 6.1'den görüleceği gibi, önce 5. haftaya kadar 9 bar'a yükselen basınç, 7. haftadan itibaren 8 bar'a düşmüş ve 13. haftadan sonra, o zamana kadar 8 bar olan kuyubaşı basıncı 4 hafta içinde 13 bar'a yükselmiştir. Yaklaşık 5 hafta kadar aynı seviyede kalan kuyubaşı basıncı verilen 10 günlük ara ve daha sonraki pompalama debisinin giderek düşmesiyle 29 hafta sonunda 11 bar'a düşmüştür. KD-1 gözlem kuyusunda bir çatlağın varlığı, Şekil 6.2'de görülen 530 m'de yapılan basınç ve sıcaklık ölçmelerinden gözlenmektedir. Burada da basınç, 6. haftadan itibaren 12. haftaya kadar düşerken, sıcaklık ta 5°C düşmüş, basınç 19. haftaya kadar yükselip daha sonra 22. haftaya kadar düşüp, test sonuna kadar yükselmeye devam etmiştir. Sıcaklık ise 11. haftadan itibaren tekrar-basma işlemi bitinceye kadar kararlı bir şekilde yükselmiştir. Basınç, işlem durduktan sonra 10



Şekil 6.1. KD-1A injeksiyon kuyubası basınç ölçümleri ve tekrar-basma debileri



Şekil 6.2. KD-1 gözlem kuyusunda ölçülen basınç ve sıcaklıklar.

gün kadar artmaya devam etmiştir. Çatlağın 30 m yukarısında 500 m'de ölçülen sıcaklık, 28 haftada 1°C düşmüş iken, ısı iletimi yoluyla olan ısınmayla 3 hafta sonra orijinal değerine dönmüştür. Gözlem kuyusundaki 6. haftadan sonraki basınç düşümü aynı dönemde tekrar-basma kuyusundaki enjeksiyon debisinin 88 t/st'ten 75 t/st'e düşmesiyle açıklanabilir. Sıcaklıktaki 6. haftadan sonraki düşüşte ısı cephinin 68 m uzaklıktaki kuyuya 6 hafta içinde eriştiğini ve takip eden 6 hafta boyunca 5°C'lık bir ısı kaybına neden olduğuna işaret etmektedir.

O zaman yapılan değerlendirmelerde atık suyun içerdiği silika ile tıkanmış için rezervuarda ölçülen basıncın arttığı iddia edilmiştir. Tekrar-basmanın yapıldığı kuyubaşının daha sonra sökülmesi sırasında 2-4 mm kalınlığında kabuklaşma görülmüş ve bunun silika olduğu ifade edilmiştir[64]. KD-15'ten gelen atık su KD-1A'daki havuza gelinceye kadar uzun bir mesafe katetmiş ve bu yol boyunca inşa edilen büyük setlerde dinlenmesi sağlanmıştır[81]. Sıcaklığın test boyunca 25-40°C arasında değişmesi, mevsim dolayısıyla yağmur sularının bu suya karıştığını göstermektedir[81]. Ayrıca, yağmur sularının atık suya bir miktar çamur taşıdığı ve bunun da kuyuyu tıkağı iddiaları ciddiye alınamaz. Çünkü, önce pompanın emiş filtresi büyük boyutlu katı maddelerinin girişini önler, daha sonra girmesi olası silt türü katı maddelerin çatlakları tıkaması çatlakların tekrar-basılan suyla sürekli yıkanması nedeniyle herhangi bir tıkama yapması jeotermal enerji konusundaki bilgi birikimi ve deneyimlere göre pek mümkün gözüküyor. Jeotermal sondaj deneyimlerine göre[82], suyla delinen kuyularda kırıntıları çatlaklara taşıma amacıyla çamur aralıklı olarak hep kullanılır; ancak, sürekli suyla yıkama nedeniyle, bu pratiğin, bir zar etkisi yarattığı gözlenmemiştir. Her iki kuyudaki verilerin değerlendirilmesi sonucunda, basıncın her iki kuyuda birlikte eşzamanlı arttığı ve azaldığı gözlenmiştir. Bir miktar çökelme, kuyubaşında ve/veya kuyuiçinde gerçekleşmiş olabilir. Ancak, eğer çökelme sorun olsaydı, çatlağı giriş sırasında akışkan hızı düştüğü için çökelme olacağından, basıncın ilk önce basılan kuyu KD-1A'da yükselmesi ve KD-1'de ise bunun rezervuar içindeki çökelme alanı çok büyüdüğü için epey sonra (eğer oluşursa) ve daha az ölçüde gözlenmesi gerekirdi. Bu durum da tekrar-basma yapılan kuyunun geçirgenliğini, dolayısıyla, enjektivitesini etkileyecek ve bu da KD-1A kuyubaşına basınç yükselmesi şeklinde yansıyacaktı. Böyle bir durum olmamıştır. Daha önce Kızıldere rezervuarında basınç zaten hidrostatik basınçtan yüksek olduğundan, rezervuardaki basıncın su basma

olayını kontrol ettiğinden bahsedilmişti. Bu durumda zaten sıvı ile doymuş, hatta doğal olarak dışarıya akan bir rezervuara 19 hafta boyunca yaklaşık 255000 ton su basıldıktan sonra, hidrolik çatlatma olduğu düşünülebilir. Basınç yükseliminin sonunda gözlenen 3.5 bar'lık ani basınç düşümü, bu izlenimi vermektedir. Gözlem kuyusu KD-1'de daha hassas ölçülen basıncın davranışı bu izlenimi vermektedir. Daha önce çevresel (radyal) olarak yayılan akışkanın, bu çatlamadan sonra KD-1A ve KD-1 istikametinden başka bir yönde hareket ettiği, KD-1'deki çatlakta ölçülen sıcaklığın 11. haftadan itibaren kararlı ve yavaş (konduktif ısınma) artışından anlaşıyor. Yapılan hesaplara göre KD-1 civarındaki 530 m derinlikte bir hidrolik çatlak oluşması için 74.5 barlık bir basınç gerekirken, çatlama 61.7 barda oluşmuştur. Bu da, hidrolik çatlamanın rezervuarın daha üst seviyelerinde (440m) olma olasılığını akla getirmektedir. Bu bağlamda, KD-1A kuyusunda koruma borusunun 400 m civarına indirilmiş olduğunu belirtmek gerekir.

6.3.2. KD-7 Kuyusunda Yapılan Tekrar-Basma Deneyi

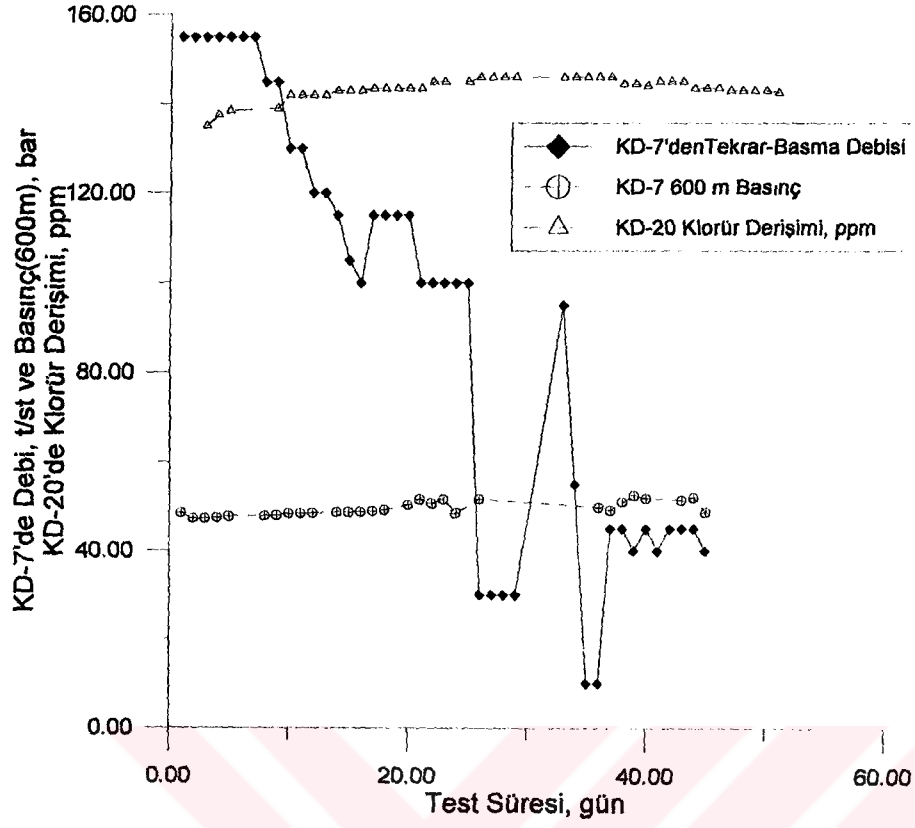
Kızıldere'de ikinci tekrar-basma deneyi 1995 yılında 45 günlük bir süreyle gerçekleştirildi[33]. KD-20 separatöründen alınan atık su KD-7'nin susturucusuna (silencer) verilerek oradan 100°C'ta yerçekimi etkisiyle bu kuyuya basılmıştır. Şekil 6.3'te görüldüğü gibi basılan suyun debisi başlangıçta 155 t/st iken daha sonra giderek düşmüş ve yaklaşık 30 t/st ile devam ederken teste son verilmiştir. Test sırasında KD-7'de 600 m'de basınç ölçülmüş, KD-20'den üretilen akışkanın klorür derişimleri ve sıcaklığı gözlenmiş ve sahadaki KD-9 ve KD-8 gözlem kuyularında basınç ve su seviye ölçümleri yapılmıştır.

Test sırasındaki gözlem kuyuları kuyu dibi basınç davranışı Şekil 6.4'te görülmekte olup, tekrar-basma debisindeki azalmaya rağmen basınç az da olsa artmaktadır. Bu durum kuyunun enjektivitesinde bir soruna işaret etmektedir. Teste başlamadan önce KD-7 kuyusunun bu işlem için hazırlanmamış olması bu sorunu yaratmış olabilir. Kuyunun önceki üretimi sırasında oluşan kuyu içi ve formasyonda biriken kalsit, tekrar-basma sırasında silika çökmesi, akış sırasında daha önce borularda oluşan korozyon ürünlerinin sürüklenip geçirgenliğe zarar vermesi ve kuyu dibinde varlığı bilinen 30-40 m'lik birikinti bu sorunu yaratabilir veya birbirlerinin etkisini arttırabilir[33]. KD-20 kuyusu test sırasında üretimde olmasına rağmen, bu kuyuda herhangi bir sıcaklık düşümü gözlenmemiştir. Şekil 6.3'te görüldüğü gibi, KD-20'de

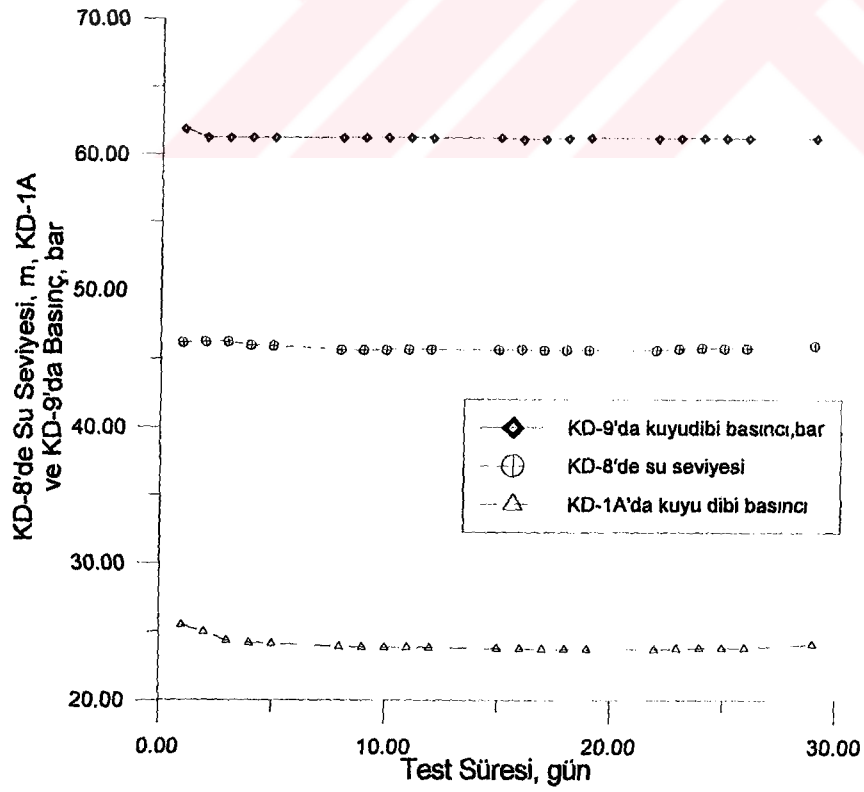
savaktan alınan suyun klorür derişimi başlangıçta 135 ppm iken 25 gün sonunda 145 ppm'e ulaşmış, bir süre sabit kalmış ve daha sonra basılan su miktarının 1/4 seviyesine düşmesi dolayısıyla, azalmıştır. Klorür derişimindeki artış KD-7'den KD-20 kuyusuna doğru bir kimyasal cephenin hareketine işaret etmektedir. Yapılan basit bir kütle-denge hesabı, basılan suyun yaklaşık %40'ının KD-20'ye ulaştığını göstermektedir[33]. Kızıldere koşullarındaki formasyonlarda ısı cephe hızının hidrolik cephe hızına göre (1.5xGözeneklilik) oranında daha yavaş olduğu bilinmektedir[73]. Hidrolik cephenin KD-20'ye varışı 25 gün alınır ve formasyon gözenekliliği 0.06 kabul edilirse, test sabit debide sürebilseydi, 278 gün süren bir su basımı sonucunda ısı cephe KD-20'ye ulaşabilirdi. Burada kimyasal cephe ile hidrolik cephenin birlikte hareket ettiği varsayılmıştır. Ancak, kimyasal cephe difüzyon dolayısıyla daha hızlı hareket etmektedir. Bundan ötürü, yapılan hesapta bulunan 278 gün bir alt değer olup, gerçekte daha da uzun olabilecektir.

Gözlem kuyularında yapılan basınç ölçümleri sonucunda, KD-1A ve KD-8'de basınç artışı, KD-9'da ise herhangi bir değişiklik görülmemiştir[33]. Niteliksel olarak değerlendirildiğinde KD-1A ve KD-8 kuyuları ile KD-7 arasında güçlü bir hidrolik bağlantı varlığı ortaya çıkmaktadır. Bunun en önemli nedeni her üç kuyunun üretim zonlarının aynı seviyede olması olabilir. KD-9'un bir basınç tepkisi vermemesi diğerlerine göre hem oldukça uzak olması, hem de aradaki üretim zonunun bu tepkiyi maskeleymesi olabilir.

Her iki testin sonuçları ele alındığında, epey bilgi sağlamalarına rağmen, bu testler amaca yönelik olarak tasarlanmadığından çökelme konusunda kesin sonuçlar vermemişlerdir. Birinci test sırasında rezervuar sıvı ile dolu ve tek kuyu (KD-14) üretimde iken, ikinci test sırasında rezervuar iki faza geçmiş 6-10 barlık bir basınç düşümü olmuş ve sahadan yaklaşık 1000 t/st'lik bir üretim söz konusu olduğu, diğer bir deyişle, enjeksiyon sıcaklıkları dahil (50°C'ye karşın 100°C) koşullar çok farklı olduğu için, ikisi arasında bir korelasyon yapmak olası değildir. KD-7'ye yapılan ikinci test sırasında bir miktar silika çökelme olasılığı söz konusu iken, 1. testte bu olasılık görünmüyor.



Şekil 6.3.. KD-7 kuyusunda yapılan tekrar-basma ile ilgili basınç, debi ve KD-20'de kaydedilen derişimler.



Şekil 6.4. KD-1A, KD-8 ve KD-9 kuyularında gözlenen basınçlar.

6.4. Kızıldere Rezervuarına Tekrar-Basma Modelleme Çalışmaları

Jeotermal sahalarda çatlaklardaki akış sırasında ısı sorunları ve tekrar-basma işlemi başlangıçta Bodvardson (1974, 1972, 1969) tarafından araştırılmıştır[47, 71, 83]. Bu konuda İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl.'de ilk çalışma bir Tübitak projesi çerçevesinde Satman (1984) tarafından gerçekleştirilmiştir[84]. Bu çalışmada (1) taneler arası akış, (2) çevrel akış ve (3) doğrusal akış için modeller önerilmiş ve KD-1/A ve KD-1 arasında gerçekleştirilen tekrar-basma deneyinden elde edilen sonuçlar o günkü verilerle doğal çatlaklı rezervuar modeline uygulanarak, üretilebilecek ısı miktarı ile ısı cephinin üretim kuyusuna ulaşacağı zaman (yaklaşık 6 yıl) hesaplanmıştır.

Aynı modellerle daha sonra yapılan bir çalışmada[73], Kızıldere'den üretilen suyun Tekkehamam'dan tekrar-basılması tasarlanmış, Tekkehamam ile Kızıldere rezervuar sıcaklıkları aynı varsayılmış ve aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

- a) Küresel Akış: Bu modelde, 10 MW'lık elektrik jenerasyonu için üretilecek 1000 t/st'lik akışkanın 130°C sıcaklıkta basıldığı düşünüldüğünde, bu suyun 25 yıl sonunda tekrar-basma kuyusu civarında 428 m yarıçaplı bir küresel hacmi dolduracağı hesaplanmıştır. Böyle bir akış söz konusu olduğunda, 3 km ötedeki Kızıldere'nin ısı kirlenmesi söz konusu olmayacaktır.
- b) Çevrel Akış: Bu modelde aynı verilerle birlikte su basılan formasyon kalınlığı 200 m varsayıldığında, ısı kirlenmenin 729 m yarıçapında bir silindir içinde kalacağı ve Kızıldere'yi etkilemeyeceği görülmüştür.
- c) Tek Yatay Çatlaktan Doğrusal Akış: Bu modelde aynı verilerle 25 yıl sonunda çatlağın Kızıldere ucunda sıcaklığın 131.4°C'ye düşeceği hesaplanmıştır.
- d) Doğrusal Akış: Bu modelde tekrar-basılan atık suyun 200 m kalınlığındaki bir formasyon içinde akarak Kızıldere'ye ulaştığı varsayılmıştır. Bu durumda, 25 yıl sonra Tekkehamam'dan 1650 m uzaklıkta 10°C kadar bir sıcaklık düşümü olacağı hesaplanmıştır.

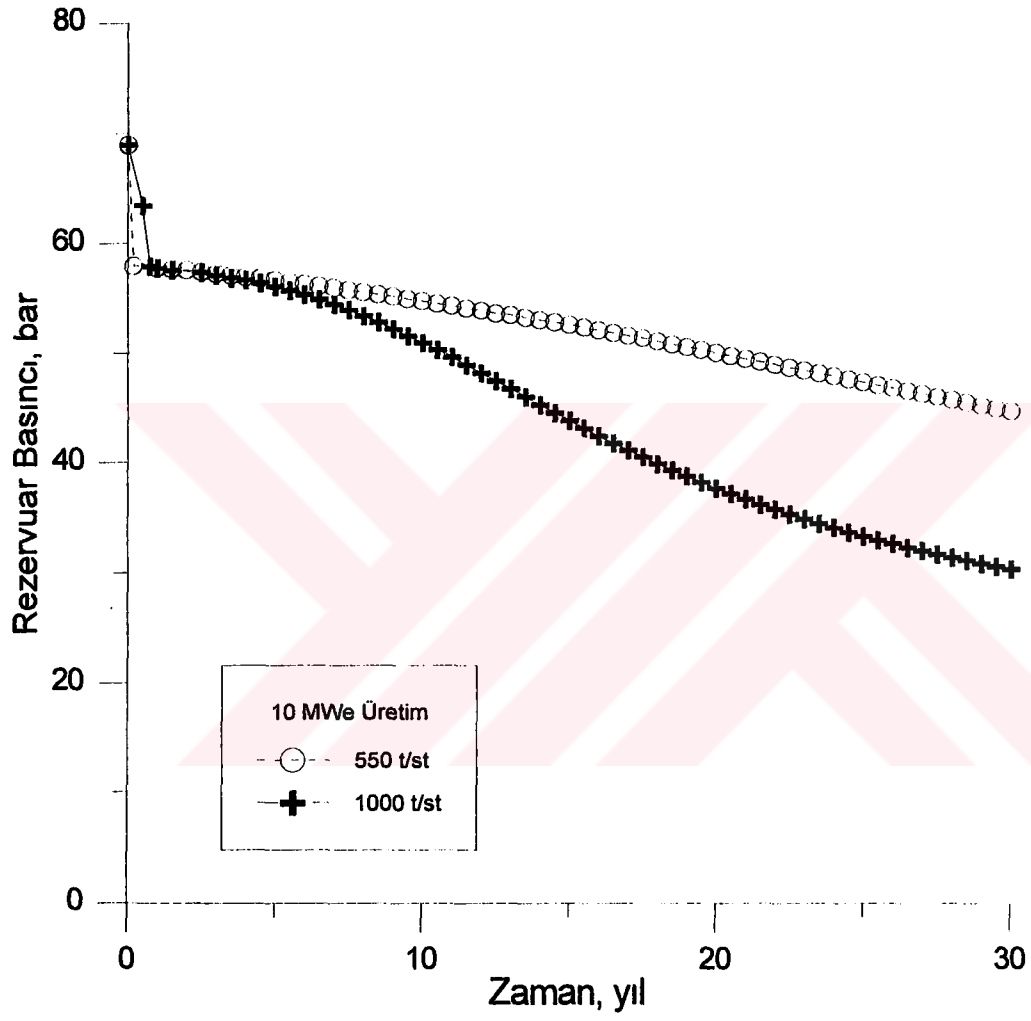
Yukarıda gerçekleştirilen rezervuarın içindeki iki kuyu arasındaki çatlaklardan akış ile rezervuardan uzak bir bölgeden gerçekleştirilen tekrar-basmanın

modellenmesinden sonra, Kızıldere için gerçekleştirilen model[3] kullanılarak, rezervuara tekrar-basma işlemi 550 ve 1000 t/st olmak üzere iki ayrı debide incelenmiş olup[6], sonuçları Şekil 6.5'te görülmektedir. Aslında, çok uzak olmayan ve geçirgen bölgede kalan bir yere tekrar-basma işlemi uygulanarak Bölüm 6.1'de de bahsedildiği gibi bu yolla ısı üretimi optimize edilebilir. Şekil 6.5'ten de gözleneceği gibi 550 t/st'lik debi basınç düşümünü azaltmakta ve hiç tekrar-basma yapılmayan seçenekle[3] karşılaştırıldığında, 30 yıl sonunda rezervuar basıncı 15 bar daha yüksek kalmaktadır. Bu sonuç, tekrar-basma yoluyla rezervuar basıncındaki düşmenin kontrol altına alınacağını ve rezervuar ömrünün uzayacağına işaret etmektedir. Öte yandan, üretilen suyun rezervuarın yine kenarlarından aynı şekilde tekrar-basıldığını benzeştiren ikinci durum için aynı avantajdan bahsetmek olası değildir. Debinin 1000 t/st civarında olan bu durumda, basınç 30 yıl sonunda hiç tekrar-basma yapılmayan durumdaki seviyeye düşmektedir. Bunun nedeni de, göreceli olarak soğuk olan suyun rezervuarda entalpi düşümüne neden olmasıdır. Durum 550 t/st'lik tekrar-basma debisine göre olumsuz olmasına rağmen, tümüyle olumsuz değildir; sonuçta rezervuar basıncı çok kritik seviyelere düşmemiştir. Daha da önemlisi, eğer atık suyun yapması olası bir çevre kirlenmesinden korunulmak isteniyorsa ve çevre açısından kritik bir durum varsa, bu yola dahi gidilebilir. Öte yandan Şekil 6.5 dikkatle incelenirse, basınç düşümünün 550 t/st'e göre kritik hale gelmesi 10. yıldan sonradır. Dolayısıyla, bu 10 yıllık dönem başka seçenek ve çözüm yolları arayıp gerçekleştirebilmek için oldukça uzun bir zaman sağlayacaktır.

6.5. Kızıldere Jeotermal Rezervuarı İçin Tekrar-Basma Stratejisi

Tüm yukarıdaki bilgilerin ve literatürde incelenen tekrar-basma işlemlerinin ışığı altında bir tekrar-basma stratejisi geliştirilmesi istenirse, olay bu işlemin çökme sorununu elimine edebilmek için soğuk veya sıcak yapılması, sahanın ısı ve hidrolik açıdan beslenmesi ve/veya atık sudan kurtulunması, rezervuarın içine ve/veya uzağına basılması gibi ikilemlerde kilitleniyor.

Analitik olarak bakılırsa, tüm ikilem elemanları atık su sorununu çözerek çevre korunmasını sağlıyor. Bölüm 10'da da görüleceği gibi, B.Menderes nehrinin korunması açısından tekrar-basmanın yapılması mutlaka gereklidir. Tekrar-basmada çökme sorununun çözümü için soğuk veya sıcak yapılması silika ve kalsit



Şekil 6.5. Kızıldere rezervuarı kenarlarına çeşitli debilerde gerçekleştirilen tekrar-basmanın sonuçları[6].

çökmesi açısından hem fizikokimyasal, hem de operasyonel açıdan çelişkiler getiriyor. Soğuk olarak gerçekleştirilecek bir tekrar-basmanın, kimyasal açıdan soğuk bir yere yapılması daha uygun olmakta ve bu da saha dışı olduğu için, sahanın ısı ve hidrolik beslenmesini devre dışı bırakmaktadır. Sıcak olarak saha içine gerçekleşecek bir tekrar-basma, hidrolik beslenmeyi ve uygun bir debide ısı beslenmeyi de rezervuar basıncını düşürmeden hatta basıncı koruyarak sağlayabildiği, model çalışmalarından görülmüyor. Ancak, geçmişte yapılan olumlu deneyimlere rağmen çökme konusu hala tam çözümlenmiş değildir. Atık suyun kalsit ile doymuş olması ve artan sıcaklıkla kalsit çözünürlüğünün azalması, dünyanın başka jeotermal sahalarında sorun olmayan bu konuyu Kızıldere’de problem haline getirebilir. Görüldüğü gibi bu çok bilinmeyenli denklemi çözmenin kolay bir yolu yoktur, bu durumda yukarıda bahsedilenlerin ışığı altında, amaçlara yönelik olarak birden fazla strateji geliştirilebilir.

Bu arada ortaya çıkan 240°C sıcaklıklı derin termal rezervuar, basılan suyun daha sıcak bir bölgeye basılıp, oradan ısınması sağlanarak üretime aktarılması açısından önemli bir potansiyel olarak görülse de, bu derinliğe kazılacak kuyular hem pahalı, hem de enjektivitesi düşük olacaktır. Bu da, derinlikle geçirgenlik ilişkisi açısından bakılırsa son derece doğal ve kuyu testleri de bunu doğrulamaktadır. Öte yandan, bu rezervuar daha sıcak olduğu için üretim için kullanılırsa, üretilen buhar miktarı ısı sıcak su rezervuarına göre yaklaşık 2’ye katlanması dolayısıyla daha az su üretileceğinden tekrar-basma açısından da avantaj sağlayabilir. Yapılan basit bir hesap, 20 MW_e’lık elektrik üretimi için üst ısı bloktan 1850 t/st toplam üretim gerekirken, derin sıcak blokta bu miktar 1050 t/st’a düşmektedir. Bu da, derin sıcak blokta yapılacak bir üretim ve ısı bloğa uygulanacak bir tekrar-basma modelinin, tekrar-basma işlemini ne kadar kolaylaştıracağını ortaya koymaktadır.

Tekkehamam’dan tekrar-basma 2000 m derinliğe kadar yapılır ve modeller dikkate alınırsa, arada doğrudan bir çatlak sistemi olmadığı bilinen TH-2 kuyusu sonuçlarından görüldüğü gibi, çevresel olarak dağılacığı ve Kızıldere için bir sorun oluşturmayacağı, model çalışmalarından anlaşılmaktadır. Örneğin, TH-2 ve yakınlarındaki sıcaklık 140-150°C olduğu için, soğuk olarak da tekrar-basma çökme sorunu yaratmadan yapılabilir. Bu bölgede kazılacak 3000 m’lik bir kuyu derinden geçen sıcak suları yakalama olasılığına sahip olabilirse de, buradan

çatlaklar yoluyla sahanın beslendiğini ve buraya yapılacak bir tekrar-basmanın yaratacağı basınç perdelemesi olasılığını unutmamak gerekir. Esas beslenme havzasıyla rezervuar arasında oluşturulacak bir basınç yükselim zonu, sahanın doğal sıcak beslenmesini kesip, onun doğrudan tekrar-basılan su ile beslenmesine neden olacak ve ısı cephenin çatlaklar boyunca daha çabuk ilerlemesiyle, saha bir süre sonra soğuyabilecektir.

Sahaya yapılacak 550 t/st debilik bir tekrar-basmanın, soğuma yaratmadan rezervuarın basınç düşümünü azaltacağı ve 1000 t/st debilik bir tekrar-basmanın ise rezervuarda soğuma etkisi yarattığı, model çalışmalarında ortaya çıkmıştı. Bu tekrar-basma işlemi sahanın kenar bölgelerindeki kuyulardan gerçekleştirilirse soğuma etkisi merkeze daha geç ulaşabilir. Bu durumda, tüm sahadan üretilen suyun bir kısmının sıcak olarak Kızıldere rezervuarına basılabileceği görünmektedir.

Bugünkü koşullarda (10 MW_e) üretime devam edilecekse uygun strateji olarak, separatörden alınan sıcak su, kısmen çeşitli kuyular vasıtasıyla rezervuara ve gerçekleştirilecek bir tamir işleminden sonra da kısmen de TH-2'ye soğuk olarak basmak, olası görünmektedir. Yapılan bir inceleme sonunda, bu kuyunun su alma kapasitesi 300 t/st olarak tahmin edilmiştir[85]. Eğer tamiri mümkün olmazsa bu kuyuya ancak 100 t/st debide su basılabilir ve Tekkehamam bölgesinde delinecek yeni bir kuyuda, geçirgen zonların (kireçtaşları ve mermerler) görüldüğü rezervuarın üst seviyelerine tekrar-basma yapılabilir. Kızıldere rezervuarında sıcak tekrar-basma yapılacak kuyular ise, KD-1, KD-1A, KD-2, KD-7, KD-8 ve KD-9 olabilir. Dikkat edilirse bu kuyular sahanın kenarlarında bulunmaktadır (Şekil 3.1).

Üretimin 20 MW_e'a çıkarılmasının planlanması durumunda, sahanın beslenmesi daha kritik olacağı için, tekrar-basma daha da önem kazanmaktadır. Saha üretiminin artırılması ancak derin ve sıcak rezervuarın işletmeye alınmasıyla mümkündür. Bu durumda derin rezervuardan üretilen suyun tamamı yukarıdaki sıg sıcak su rezervuarına tekrar-basılabilir. Bu tekrar-basmanın genel felsefesine ters düşmekle birlikte Japonya'da başarıyla uygulanmıştır[79]. Burada en önemli sorun sıcaklığı düşük olması dolayısıyla yoğunluğu fazla olan atık suyun aşağıya doğru tercihli yollardan parmaklanma yapmasıdır. Sıg sıcak su ve derin termal rezervuarlar arasında hidrolik bağ olduğu Bölüm 4.2'den bilinmektedir. Ancak, sıg sıcak su rezervuarında atık su basılacak seviyeler ile derin termal rezervuar arasında 500-600

m kadar bir uzaklık bulunmaktadır. Suyun bu uzaklığı aşması sırasında, sıcak olan bu formasyonlarda ısınarak rezervuara erişmesi beklenmelidir.

Separatörde ayrıldıktan sonra kalsite doymuş hale gelen atık suyun sıcak rezervuara basıldığı zaman oluşabilecek çökmeyi, öte yandan da üretim sırasında kuyuiçi çökmeyi birlikte ortadan kaldıracak bir çözüm, yeni geliştirilen inhibitörlerle olabilir. Bu inhibitörler Bölüm 7’de de anlatıldığı gibi Kızıldere sahasında 3 kuyuda başarılı bir şekilde uzun dönemli test edilmişlerdir. Bu inhibitörler Ca ile Na iyonlarının yer değiştirmesini sağlayarak çökmeyi önlemekte ve 150°C’ta her zaman stabil, 250°C’ta ise 5 saat kadar stabil kalmaktadırlar[16,86]. Bundan ötürü, inhibitörün üretim kuyusuna basıldıktan sonra 5 saat içinde tekrar-basmanın gerçekleşmesi durumunda çökme sorunu yaşanmayacaktır. Bu aynı zamanda kuyuiçi çökme temizleme işlemlerini de devre dışı bırakmaktadır.



7. KIZILDERE JEOTERMAL SİSTEMİNDE MİNERAL ÇÖKELMESİ

Jeotermal akışkanlar 3. ve 4. bölümde de bahsedildiği gibi çözünmüş mineraller ve yoğunlaşmayan gazlar içerirler. Jeotermal akışkan, rezervuar içinde uzun süre kaldığı için çözünmüş minerallere göre termodinamik bakımdan denge durumuna gelir. Bunlar suyun formasyonla çok uzun dönemlerdeki iletişimiyle ortaya çıkarlar. Üretim sırasında da onların rezervuar koşulları değiştirildiği için termodinamik denge bozulur ve bazı mineraller çökme eğilimine girerler. Jeotermal sahalarda en çok çökelen mineraller kalsiyum karbonat (CaCO_3 , kalsit veya aragonit halinde) ve silikadır (SiO_2). Bunların yanında suyun kimyasal bileşimine bağlı olarak, daha az olmakla birlikte, metal sülfürler ve sülfatlar da çökebilir. Bundan sonraki bölümde bu minerallerin nasıl çökeldiği ve önleme yöntemlerinin neler olduğundan bahsedilecektir. Mineral çökmesi jeotermal enerji üretim sistemlerinde aşağıdaki sorunları yaratır:

- a) Rezervuardaki akış kanallarıyla, kuyu içi ve yüzey donanımları olmak üzere sıcak su taşıma borularını daraltır ve tıkar.
- b) Tekrar-basma kuyularını tıkar.
- c) Kabuklaşma dolayısıyla ısı değiştiricilerinin verimini düşürür.
- d) Buharın taşıdığı çökeltiler türbin kanatlarında birikerek enerji üretim verimini düşürür.

7.1 Kalsiyum Karbonat Çökmesi

Kalsiyum karbonat çökmesi genelde buharlaşma dolayısıyla, CO_2 'in kaybı, pH'ın artması ve akışkan sıcaklık değişiminin çözünürlüğü etkilemesi sonucunda ortaya çıkar. Bazen, farklı sıvıların karışması da çökmeye neden olabilir. Sıcak suyun kaynayıp, buharlaşması sırasında oluşan kimyasal değişimler aşağıda verilmektedir:



Yüksek sıcaklıklı jeotermal sularda, yüksek CO₂ kısmi basıncı (P_{CO₂}) karbon dioksitin bikarbonat iyonları şeklinde çözünmesine (denklem 7.1 ve 7.2'deki tepkimeler) sebep olur. Sular zaten kalsitle doymuşluk sınırına yakındır. Sıcak suyun kuyu içinde yükselmesi sırasında üzerindeki basıncın düşmesi dolayısıyla buharlaşma başlar ve CO₂'in kaybı nedeniyle de pH'ta artma olur. Denklem 7.3'teki tepkime sağa doğru kayarak karbonat iyon derişiminin artmasını sağlar. Zaten kalsitle doymuşluğa yakın olan su hemen aşırı doymuş hale gelir ve karbonat ve kalsiyum iyonları arasındaki tepkime de çözünmeyen ve çöken kalsiyum karbonatı oluşturur. Bundan ötürü, en sorunlu karbonat çökmesi kuyu içinde olur ve kalsit borularda buharlaşmanın oluştuğu “flashing” noktasında başlayarak birikir.

Kızıldere sahasındaki kuyularda buharlaşmanın başladığı “flashing” noktasından itibaren kuyu başlarına kadar ve ikinci önemli basınç düşümünün olduğu separatörlerde çökme ciddi bir sorun olarak ortaya çıkmıştır. Kuyubaşı basıncının 14 bar'ın üzerinde olması durumunda çökeltinin kalsit, bu basıncın altında ise aragonit olduğu ifade edilmiştir[87]. Kalsite göre daha yumuşak olan aragonit de yüzey donanımlarında birikir. Mineral yapısındaki değişiklik, çökeltinin kimyasal bileşimindeki değişikliği de tayin etmektedir. Bu bağlamda, kalsit yapraklarının arasına tam giremeyen Sr iyonunun aragonit yapısına girebilmesi dolayısıyla, aragonit içinde daha fazla miktarda bulunması yukarıda söylenenleri desteklemektedir[87]. Sr ve Mg'un çökelti minerallerine yerleşimi kristal kafes yapısına bağımlılık gösterir. Çökelen malzemenin kristal yapısına yerleşen bu elementler ile çökeltide kalan elementlerin dengesi, çökme veya kristalleşme hızı ile akış hızının karmaşık bir fonksiyonudur. Tablo 7.1 KD-6 kuyusunda iki farklı basınçta oluşan çökeltileri göstermektedir.

Tablo 7.1. KD-6 Kuyusunda İki Farklı Basıncıta Oluşan Çökeltiler[87].

	Çökelti, 3 bar ve 133°C'ta, %	Çökelti, 16 bar ve 199°C'ta, %
CaO	44.1	52.2
SrO	13.2	2.0
BaO	0.3	0.02
MgO	0.1	2.2
Na ₂ O	0.3	0.09
K ₂ O	0.05	0.03
SiO ₂	0.1	0.1
Al ₂ O ₃	0.1	0.1
Fe ₂ O ₃	0.1	0.1
CO ₂	40.5	43.1
SO ₃	0.09	0.19

Tablo 7.1 KD-6 kuyusunda 10-360 m'ler arasında oluşan çökeltilerin analizi olup, aynı zamanda artan basıncın çökelti kimyasal bileşimine etkisini göstermektedir. Basıncın 15-35 bar aralığında bulunması durumunda çökelen mineral sadece kalsit olduğu ifade edilmiştir[87]. Kimyasal değişimler önemli olmamakla birlikte 250 m'nin altında MgO'in ve SrO'in giderek azalmaları dikkat çekicidir. Bununla ilgili veriler Tablo 7.2'de verilmektedir. Tablo 7.3 düşük ve yüksek basınçlarda oluşan çökeltilerin kimyasal bileşimindeki değişiklikleri gösteren başka bir örnektir.

Tablo 7.2. KD-6 Kuyusunda Kuyuiçi Çökeltileri[87].

Derinlik m	MgO, %	BaO, %	SiO ₂ , %	Al ₂ O ₃ , %	Ateş. Zai., %	SrO, %	CaO, %
10	2.08	0.05	0.17	0.07	43.70	2.61	50.8
50	1.90	0.10	0.15	0.05	43.60	2.84	51.00
100	1.40	0.05	0.27	0.10	42.90	2.37	51.10
150	0.60	0.07	0.17	0.06	42.13	3.55	51.00
200	0.61	0.05	0.25	0.08	42.54	3.67	52.00
250	0.20	0.05	0.27	0.07	42.32	4.17	52.50
300	0.65	0.07	0.20	0.18	42.70	1.42	53.60
350	0.65	0.08	0.17	0.18	42.80	1.30	53.60
360	0.55	0.10	0.20	0.18	42.65	1.36	53.70

Farklı basınçlarda oluşan çökeltilerin fiziksel farkları şöyledir: Aragonit kriptokristalin olup, düşük yoğunluklu ve yumuşak; kalsit ise kristalin, yoğun ve serttir. Bu iki mineralin çökeltme hızları da oldukça farklı olup, aragonit daha hızlı çökeltmektedir[87].

Tablo 7.3. KD-14 Kuyusu Yatay Üretim Borusundaki Çökeltiler[87].

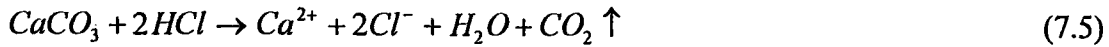
	Çökelti, 10 bar altında, aragonit, %	Çökelti 20 bar'da, kalsit, %
SiO ₂	1.07	1.00
Al ₂ O ₃	0.43	0.40
CaO	38.65	49.40
K ₂ O	0.11	0.13
MgO	0.24	1.89
BaO	1.04	0.73
SrO	16.85	2.19
Na ₂ O	0.16	0.06
SO ₃	0.17	0.37
CO ₂	39.50	42.08

Yüzeyde biriken çökeltileri temizlemek daha kolaydır, fakat kuyuiçi koruma borularında biriken kalsiyum karbonat, üretimi etkilediği için ciddi sorunlar yaratır. Kuyu içinde oluşan çökelmeyi temizlemek ve/veya önlemek amacıyla aşağıdaki yöntemler kullanılır:

a) Temizleme Yöntemleri:

i) Mekanik yolla temizleme: Bu yöntemde kuyu üzerine bir sondaj veya servis makinası yerleştirilerek çökelen mineraller matkapla delinir.

ii) Kimyasal Yolla Temizleme: Bu yöntemde ise HCl asit kullanılarak CaCO₃ aşağıdaki tepkime sonucu ortadan kaldırılır:



Bu yöntem etkili olmasına rağmen maliyeti yüksektir ve yüksek sıcaklıkta asitin koruma borularını korozyona uğratıp, zarar verme sorunu vardır.

b) Önleyici Yöntemler:

1) İnhibitör (önleyici) Kullanma: Bu yöntemde çökeltme işlemini önlemek için pH kontrol edilir.

i) Asidik kimyasal maddeler, örneğin, çeşitli fosfatlar veya sodyum-poliakrilat, sodyum fuminat ve sodyum lignin sulfonat gibi kimyasallar suya eklenir.

ii) CO₂ enjeksiyonu ile denklem 7.3'ün sağa kayması önlenir. Basılan CO₂ yardımıyla CO₂ derişimi sabit tutulabilir. Bu yöntemde CO₂ kuyunun içine küçük

çaplı ince bir boru (tubing) ile kuyu içinde buharlaşmanın başladığı noktanın (flashing) altındaki bir derinlikten enjekte edilir. Bu yöntem başarıyla kısa bir zaman süreci içinde denenmiş olmakla beraber, kuyuya CO₂ basmak için indirilen tubing akış kesitini küçülttüğü için pek tercih edilemez. Ayrıca, uzun dönemde içinden CO₂ basılan tubing'te korozyon sorunlarının çıkması beklenmelidir. Korozif akışkanlar ve iki fazlı akışkanın akış sırasında yaratacağı titreşimler tubing'te yorulma nedeniyle kopmalara da neden olabilir.

Öte yandan aynı işlem, diğer bir deyişle, karbon dioksitin rezervuara doğrudan enjeksiyonu da benzer olumlu bir sonuç doğuracak ve buharlaşma rezervuarda başlıyorsa oradaki geçirgen zonları tıkayabilecek bir potansiyel CaCO₃ çökmesini önleyebilir. Ancak, bu uygulama rezervuar iki faza geçmeden yapılmalıdır. Kızıldere'de iki faza geçiş 1990 yılında tamamlandıktan sonra bu işlemin yapılması suyun içinde denklem 7.3'teki dengeyi geri çeviremeyeceği için yararlı olamaz. Kızıldere rezervuarına bu tür CO₂ basılması sahada üretimin başlangıcından itibaren başlasaydı başarılı olabilirdi.

2) Pompa Kullanma: Pompayla üretim yapıp, kuyubaşında belli bir basınç seviyesini koruyarak çökme önlenir. Kuyu içinde jeotermal akışkan kendiliğinden yükselirken üzerindeki basınç düştüğünden buharlaşma, ya da "flashing" başlar ve çökme prosesine girilmiş olur. Kuyuda "flashing" noktasının altına bir pompa yerleştirilerek kuyu içinde basınç düşümü ve dolayısıyla çökme engellenebilir. Ancak, bugünkü teknolojiyle 180°C'tan daha yüksek sıcaklıklarda çalışabilecek bir pompanın geliştirilememesi bu konudaki potansiyel uygulamalara geçit vermemektedir. Kızıldere'de pompa kullanarak çökmenin önlenmesi ve "binary" bir sistem kullanılması 1970'li yılların başında Rogers[88] firması tarafından gündeme getirilmiş, ancak o tarihlerde yüksek sıcaklıkta çalışan pompa bulunmaması nedeniyle terkedilmişti. Bugün itibarıyla, hala 180°C'tan daha yüksek sıcaklıkta çalışan pompa üretilmemektedir.

Kızıldere'de çökme ile ilgili ilk test 1972 yılında KD-14 kuyubaşında gerçekleştirilmiş ve iç içe konmuş iki borudan ibaret olan ısı değiştiricisi testi 5-14 bar arasında değişen çeşitli basınçlarda 9 ay sürmüştür. Sonuç olarak birincil akışkanın aktığı 2" boruda ZnCO₃ ince bir tabaka halinde çökmüş ve onun üzerine de ince bir film şeklinde arsenik sülfat çökelmiştir. Çökeltinin toplam kalınlığı

maksimum 1 mm'dir. Bunun 9/10'u $ZnCO_3$, 1/10'u ise arsenik sülfattır. Dikkati çeken nokta, bu çökeltinin borunun son 10 m'sinde ve başlangıç aşamasında oluşmasıdır. Zamanla bu çökelti gelişmemiştir. $ZnCO_3$ galvanize boru ile jeotermal akışkanın etkileşiminden, arsenik sülfat ise jeotermal akışkandan çökelmiştir[87]. Bu testin sonuçları ileride kullanma olasılığı olabilecek bir ısı değiştiricisi açısından önemlidir. $ZnCO_3$ çökeltisi ısı değiştiricisi malzemesi olarak kaliteli bir metal kullanarak önlenebilir.

Kızıldere sahasında çökeltme olduktan sonra mekanik temizleme yöntemiyle ortadan kaldırılmaktadır. Bu çözüme alternatif olarak öne sürülen inhibitör kullanımıyla ilgilidir bir test, Kızıldere sahasında KD-6, KD-20 ve KD-22 kuyularında pilot çalışma olarak yapılmıştır[16]. Test KD-6 kuyusunda yaklaşık bir yıl, KD-20'de 2.5 ay ve KD-22'de bir hafta sürmüştür. Test neticesinde aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

- 1- Kuyu dibinden basılan 14 ppm'lik organik fosfonat nedeniyle üretilen akışkanın savaktaki Ca^{++} miktarı 1.4 ppm'den 13 ppm'e çıkmış ve hesaplanan rezervuardaki Ca^{++} miktarından kuyuiçinde çökelmenin önlendiği düşünülmüştür. Ayrıca, test süresince yüzey donanımlarında çökeltme gözlenmemiştir.
- 2- Kalsiyum iyonundaki artış KD-6 kuyusunda KD-20 ve 22 kuyularından fazla bulunmuş ve bu durum akışkanın kimyasal ve fizikokimyasal farklılıklarından kaynaklandığı varsayılmıştır.
- 3- Her kuyu için bir optimum inhibitör derişimi tesbit edilmiş olup, KD-6 için 14 ppm, KD-20 için 6 ppm ve KD-22 için 10 ppm'dir.

Yapılan ekonomik bir çalışma sonucunda inhibitör kullanımının maliyeti 0.002 \$/kWh olarak hesaplanmıştır[16]. Bu çalışma çerçevesinde Bölüm 9'da bir ekonomik analiz yapılarak mekanik temizlemeyle karşılaştırılacaktır.

Kalsit çökeltmesi için bölümümüz de dahil olmak üzere çeşitli modeller geliştirilmiştir[27,89,90]. Bunlardan biri rezervuardaki akışkan bileşiminden, diğeri ise denge durumu, CO_2 ve PVT ilişkilerinden hareket ederek, kuyu içi ve yüzey donanımları olmak üzere kalsitin istenilen koşullarda aşırı doymuşluğunu hesaplamaktadır. Her iki modelde de sıcaklığa bağlı olarak değişen Henry,

Kızıldere rezervuarında çökelme konusunda dikkat çeken bir olay da, R-1 kuyusundan yapılan 2 aylık üretim sonunda yüzeyde çökelmenin gözlenmemiş olmasıdır[35]. Sığ sıcak su rezervuarından üretim yapan kuyularda, yüzeydeki çökelme birkaç gün içinde gözlenmekteydi. Kuyu içinde çökelme varlığı araştırılmadığı için, durum tam açıklığa kavuşmamasına rağmen, yüzey koşullarında çökelme gözlenmemiştir. Savakta ölçülen Ca^{++} miktarı 2.67 mg/l olup, sığ sıcak su rezervuarından üretim yapan kuyularda çökelme sonunda kalan 0.4-0.5 mg/l'tik değerlerin üzerindedir. Derinden gelen jeotermal akışkanın bileşiminin fazla değişmediği, jeokimyanın incelendiği 3.3, 4.4.1 ve 5.4 bölümlerinde bahsedilmişti. Değişim az miktarda olup yüzey sularının karışımından kaynaklanmaktadır. Ca^{++} ve HCO_3^- iyonları açısından tek fark ortamdan kaynaklanmaktadır. Ortam kireçtaşları ve mermerler gibi karbonatlar ve akışkan da CO_2 'in etkisiyle asitik olunca, burada oluşan dengede kayaç akışkan etkileşimi önem kazanmaktadır. Bu karbonatlı ortamda kayaç akışkan etkileşimi uzun dönemde bir denge oluşturacaktır. Gnays ve şistlerden oluşan derin termal rezervuarın durumu ortam karbonatlı olmadığı için farklı olup burada karbonatlar açısından bir kayaç akışkan etkileşimi ve dolayısıyla dengesinden bahsedilemez. Denge olmadığı için, sistemde herhangi bir nedenle (CO_2 'in ayrılması gibi) bozulması dolayısıyla, dengeyi tekrar oluşturulması sırasında meydana gelen çökelme burada oluşmayabilir[91]. Derin rezervuarda CO_2 miktarının fazla olması (%2.5) da çökelmeyi engelleyici yönde etki yapabilir. Derin rezervuardan gelen akışkanın çökelme eğilimini bölümümüzdeki modelden hesaplamak mümkün olmadı. Çünkü model[27] sistemde bir denge olduğunu varsayıyor. Diğer modelle[89] çökelme eğilimi hesaplanabilir, fakat modeli çalıştırmak için akışkanın rezervuar koşullarındaki bileşimi gereklidir. Öte yandan, R-1 kuyusundan üretilen akışkandaki HCO_3^- iyonları 3000 mg/l seviyesinde olup, sığ sıcak su rezervuarındaki

değerlerin iki katı kadardır. Bu da denklem 7.2'deki tepkimenin ters yönde hareket ederek HCO_3^- iyonları oluşturmasıyla açıklanabilir.

7.2 Silika Çökmesi

Suyun hakim olduğu sistemlerde rezervuar suları kayalardan çözünmüş büyük miktarlarda silika içerirler. Jeotermal sularda 150°C 'nin üzerinde sıcaklıklarda kuvarsın çözünürlüğü sudaki silika derişimini kontrol eder. Sıcak sularda silikanın kimyasal cinsleri olarak monosilisilik asit, oligosilisilik asit ve polisilisilik asit olarak bulunduğu bilinmektedir. Sıcak su rezervuarında yüksek sıcaklıklarda amorf silika ve kuvarzla dengedeki silika olan monosilisilik asit aşağıdaki tepkime sonucu oluşur:

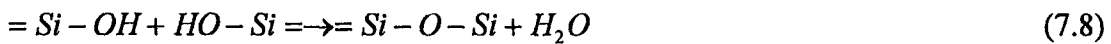


Sıcak su (soğumuş ve daha derişik hale gelen jeotermal su) atmosfere bırakılınca, genelde amorf silika çözünürlüğüne göre aşırı doymuş haldedir. Bundan ötürü, silika kolloidal, jelatin, lifli ve opalin şeklinde çökeler. Türbine giden buharın ayrılmasından sonra, su sıcaklığının sırasıyla 200°C , 150°C , ve 95°C 'ye inip soğumasıyla belli sulardaki silika derişimi amorf silika çözünürlüğünü aşar. Bu sıcaklıkların altında fazla silisilik asit polimerize olur ve su soğudukça yüzeylere çökme eğilimindedir. Bundan başka akan suyun basıncı azaldığı için denklem 7.1'den denklem 7.4'e kadar olan tepkimeler dolayısıyla pH'ı artar . PH'taki bu değişim silika çökmesini hızlandırır.

Silika çökmesi tepkimesi, çelik boruların yüzeyindeki başlangıç çökmesi dışında, silisilik asidin polimerizasyonu şeklinde anlaşılabilir. Silika polimerizasyonunun genel tepkimesi aşağıdaki ifade ile özetlenebilir:



Bazan, silisilik asidin polimerizasyonu aşağıdaki denklem. 7.8 ile ifade edilir:



Silika çökeltileri homojen olarak çökelmezler, fakat duvarlarda veya çeperlerde çekirdek oluştururlar. Daha sonra da çekirdek etrafında büyürler. Bu olay çözünmüş silika parçacıklarının duvarlar yerine çökelmiş silika ile birleştiğini gösterir.

Amorf silikaya göre aşırı doymuş başlangıçtaki çözeltideki silisilik asitin polimerizasyon hızı aşağıdaki parametrelere bağlıdır:

- (1) Çözeltinin pH'ı,
- (2) Çözeltinin sıcaklığı,
- (3) Silisilik asitin derişimi (çekirdek oluşumu olasılığı ile ilgili başlangıç derişimi),
- (4) İyon derişimlerinin birarada varolmaları,
- (5) Kolloidal veya silisli maddenin varlığı.

Bugüne değin silika çökmesini önleyecek mükemmel yöntemler geliştirilmemesine rağmen, aşağıda verilen yöntemler uygulanabilir:

a) Temizleme yöntemi: Çökelen silika ya mekanik olarak sondaj makinasıyla delinerek ortadan kaldırılır. ya da HF hidro-fluorik asit kullanılarak aşağıdaki tepkimeyle gazlı silikonflorüre dönüştürülerek elimine edilir.



Özellikle monosilisilik asitten kaynaklanan çökeltiler mekanik olarak temizlenirler.

b) Önleyici Yöntemler:

(1) Kimyasal Yöntemler :

- * Mineral asitlerin kullanımı,
- * Kostik soda ile alkalın ortam yaratılması,
- * Yüzey aktif kimyasalların eklenmesi,
- * Kireç ilavesi,
- * Kolloidal silika eklenmesi.

(2) Suyun Havuzda Dinlendirilmesi.

(3) Su sıcaklığının yüksek tutulması ($>150^{\circ}\text{C}$).

(4) Tatlı su ilavesi.

(5) Atmosferle temasın engellenmesi.

Kızıldere kuyularında koruma borularında CaCO_3 ile birlikte çok az miktarda (%0.1) silika çökelmektedir. Bu da muhtemelen silika parçacıklarının çökelen CaCO_3 'ün oluşturduğu düzensiz yüzeylere tutunabilmesi sayesinde olmaktadır. Silika çökmesi üretim süreci yerine tekrar-basma konusunda önem kazanmakta olup, Bölüm 6'da incelenmiştir.



8. KIZILDERE JEOTERMAL REZERVUARINDA SONDAJ VE KUYU TAMAMLAMA TEKNİKLERİNİN İNCELENMESİ

Kızıldere ve yakınında 1967 yılından beri 2'si Tekke Hamam'da olmak üzere 21 kuyu delinmiştir. Bu kuyulardan 2'sinde sondaj faaliyetleri durdurulmak zorunda kalmış olup, bunlar sırasıyla KD-111 ve KD-17'dir. KD-1 ilk delinen kuyu olup, o devirde MTA'daki bilgi, deneyim ve donanım noksanlığı dolayısıyla gerektiği gibi tamamlanmadığı için, üretim sırasında yıkıntıya uğramış ve terkedilmiş; ancak, daha sonra gerçekleştirilen bir operasyonla yıkılan bu üretim zonu temizlenerek filtreli koruma borusu ile denetim altına alınmıştır. KD-111 kuyusu, karot alma işlemi sırasında takım sıkışması dolayısıyla terkedilmiştir. Bunun sonucunda, Kızıldere sahasındaki kuyularda karot alma işlemi durdurulma kararı alınmış ve sonuçta yeraltından alınabilecek bilgiler sınırlandırılmıştır. KD-17 kuyusu ise çimentolama tekniğinde yapılan bir hata nedeniyle terkedilmek zorunda kalmıştır. Her iki kuyunun terkedilmesi bu Kızıldere jeotermal projesinin doğru yönde gerçekleşmesini büyük ölçüde engellemiştir. KD-111'in terki daha sonraki karot alma işlemlerini ve onunla ilişkili bilgi toplama işlerini engelleme yanında, daha derin seviyelerden elde edilebilecek bilgiler ve olası jeotermal potansiyel de karanlıkta kalmıştır. Gerçekten KD-111 metamorfiklerin tabanındaki gnays serisine 500 m kadar girmiş ve bir fay hattı üzerinde bulunuyordu. Bu seri içinde daha derinlere inmek suretiyle KD-111 kuyusu, 30 yıl sonra R-1 kuyusunun bize sağladığı bilgilerin önemli bir kısmını verebilirdi. O tarihlerde bu bilgiler sahanın gelişmesi konusunda tereddütlü yaklaşımları olan yerli ve yabancı uzmanların sahaya daha olumlu yaklaşımlarına neden olacak ve belki de saha 1984 yerine 10 yıl önce üretime bir başka perspektifle sokulacak, bunun sonucunda da yapılan arama yatırımlarının faizleri işlemediği için ekonomik olarak daha sağlıklı bir proje haline gelecekti. KD-17, 2000-2500 m derinlikte bir tekrar-basma kuyusu olarak planlanmıştı. Eğer bu kuyu başarılı bir sondaj işlemiyle delinseydi, belki R-1 kuyusuyla bulunan 240°C 'lık sıcaklık burada da bulunacak ve tekrar-basma yanında sahanın gelişimini de etkileyecekti. 1976 yılında gerçekleşen bu olay, santralin kurulmaya başlanmasından 6 sene önceydi. Bir mühendislik hatası nedeniyle bitirilemeyen ve 350 m'de terkedilen bu kuyu

projenin ekonomisi son derece sağlıklı olabilecekti.

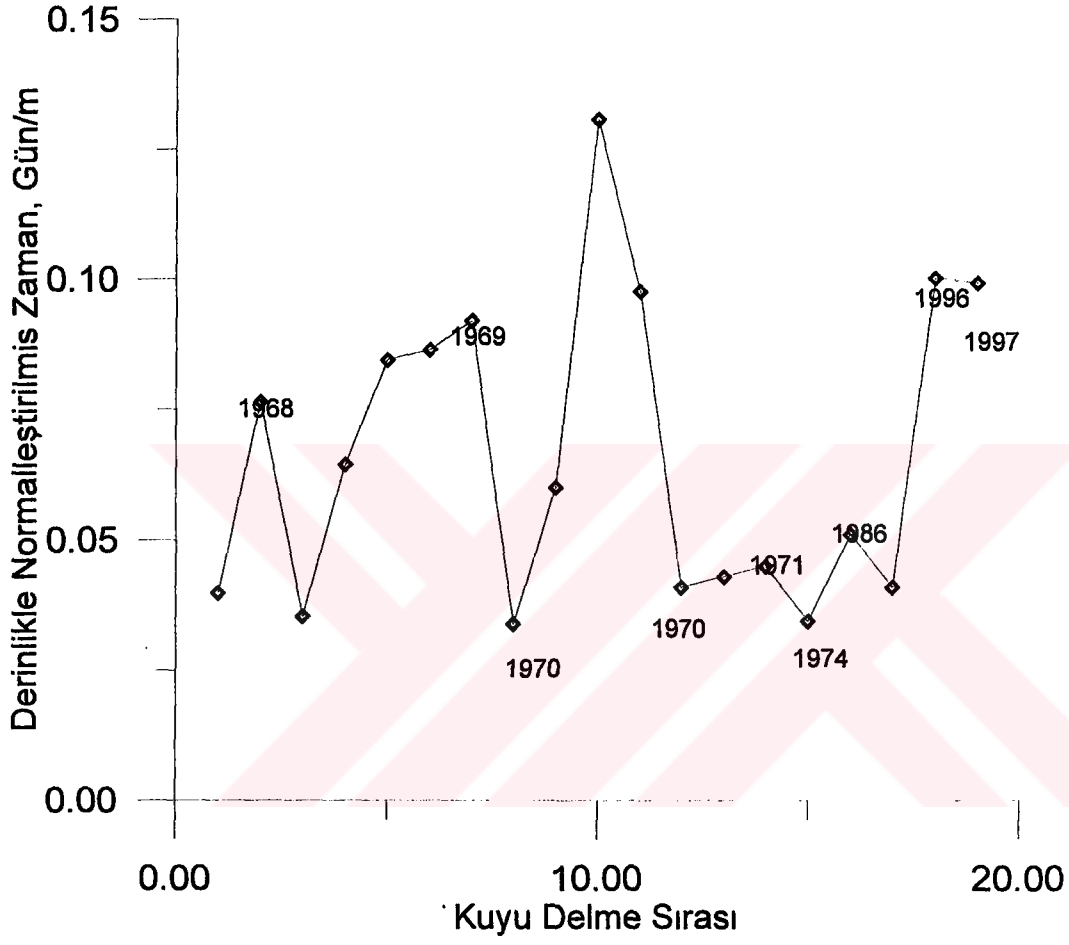
Tüm bu yukarıda anlatılanlar sondaj işleminin basit bir operasyon olarak algılanmasının yarattığı sorunları açık bir şekilde sergilemektedir. Ayrıca, son derece pahalı olan, hatalar neticesinde oluşabilecek negatif sonuçlarla projenin gelişimini etkileyen ve derinliğe, karşılaşılan sorunlara, verimliliğe bağlı olarak bazan toplam proje maliyetinin % 40'ına varabilen bu işlemlerin ciddiye alınması gerçeğine işaret etmektedir.

8.1. Sondaj

Kızıldere'de delinen ilk kuyular (KD-7'ye kadar) Birleşmiş Milletler (UNDP) uzmanlarının yönetimi ve danışmanlığıyla gerçekleştirilmiştir. Ancak, Kızıldere'nin o uzmanların deneyim kazandığı ülkelerindeki sahalardan farklı olması, ilk Kızıldere kuyularının ya istenen derinliğe ulaşamaması, ya da sorunlu tamamlanması sonucunu doğurmuştur. Ayrıca, MTA'da o zaman çalışan mühendislerin de sondaj ve jeotermal konularında deneyimsiz olmaları sorunları derinleştirmiştir. Örneğin, 405 m'de terkedilen KD-12'de M. Amiata benzeri kuru buhar bulabilme olasılığını iddia eden tartışmalar vardır[92]. Tüm ilk kuyular sığ seviyelerde tamamlanmışlardır. Bunun nedenlerinden bir kısmı yerbilimcilerin jeolojik ve jeofizik çalışmalarından[17] görebildikleri kadarıyla kuyuların kireçtaşlarında tamamlanmasını uygun görmelerindendir. Öte yandan, bu yabancı uzmanlar sondaj konusunda hatalar da yapmışlardır. Örneğin, KD-6 kuyusu üretim koruma borusunun petroldeki ilk delinen buhar injeksiyon kuyularında olduğu gibi 2/3'ü çimentolandığı için her defasında kuyu ısıtıldığında kuyu başı yaklaşık 1.5 m. yükselmekte ve ısınan kuyu dolayısıyla anülüste biriken sular buharlaşarak kuyubaşı ve civarında sorun

yaratmaktadır. Bu tür buhar enjeksiyon kuyularını TPAO'da Batı Raman sahası için gerçekleştirmenin verdiği deneyimle tüm koruma borularını yüzeye kadar çimentolama uygulaması başlatıldı ve 1970'li yılların başında delinen tüm üretim kuyuları KD-13 , KD-14, KD-15 ve KD-16 otuz yıla yakın ömürleri yanında, toplam 18 yıllık aktif hizmet süreleri ile dünyaca kabul edilen ortalama 12-13 yıllık süreyi çoktan aşmışlardır. Bu süre zarfında, başlangıçta deneyimsizlik ve UNDP uzmanlarının yönlendirmesiyle uygulanan ardarda soğuk su basma ve kuyuyu ısıtma gibi pratikler dolayısıyla oluşan, sürekli sıkıştırma ve gerilme yükleri altında yorulma gerilmesi yaratması koruma borularını oldukça yıprattıysa da, bu kuyuların bugün hizmet vermesi bir teknik başarıdır. Bu arada görelî olarak düşük kabul edilebilecek sıcaklığın (200°C) ve düşük sayılabilecek tuzluluğun az koroziif etki yaratması da bu kuyu ömrü uzamasına önemli etkileri olmuştur.

İlk delinen kuyulardan sonra KD-13, KD—14 ve KD-15 gibi kuyularda maliyetler ve yapım süreleri düşmüştür. Maliyetler yaklaşık kuyu başına 50000 US\$ civarındaydı[93]. Aynı dönemde UNDP'nin katkıda bulunduğuş diğer bir jeotermal proje Ahuachapan, El Salvador'da benzer kuyu maliyetleri yaklaşık 100-150 bin dolar civarındaydı[94]. O zaman kullanılan sondaj makinası kapasitesi (250 hp) ve ilgili donanımları sınırlı olmasına rağmen, personelden yaratılan iyi bir ekip deneyim kazanmış ve sondaj işlemleri oldukça kısaltılmıştı. Şimdilerde daha güçlü bir makine (450 hp) ve 25 yıl sonrasının teknolojisi ve jeotermal enerji konusundaki bilgi birikiminin kullanılmasına rağmen sondajlarda sorunlar yaşanmakta ve iki misli derinlikteki bir kuyu (2000 m) bir yıla yakın zamanda delinebilmektedir. Daha önce 700-800 m derinlikteki bir kuyu yaklaşık bir ayda sorunsuz delinip tamamlanabilmekteydi. Öğrenme eğrisine göre bu kadar yıl geçip ve bu kadar kuyu kazıldıktan sonra bu sorunların yaşanmaması gerekirdi. Şekil 8.1 Kızıldere sahasında delinen kuyuların öğrenme eğrisini göstermektedir. Normal olarak öğrenme eğrisinin ordinatında kuyuların delinme zamanlarının kullanılması gerekirdi; ancak, kuyu derinlikleri arasında büyük farklar olduğuş için bu derinlikler zamana göre normalize edilmiştir. Şekil 8.1'i yorumladığımız zaman öğrenme eğrisinde geri dönüşleri görüyoruz. Bunlardan birincisi UNDP uzmanlarının bizim mühendislerimize yönetim devrinden sonra, ikincisi de daha derin rezervuar olan mermerlere kuyuların delinmesinden sonra yaşanmıştır. En istikrarlı öğrenme, diğer bir deyişle, geçmişteki hatalardan deneyim kazanma ve yeni teknikler uygulama, 1970 yılından sonra



Şekil 8.1. Sondaj öğrenme eğrisi.

yaşanmış ve bunun sonucunda şu anda çalışan üretim kuyuları delinmiştir. Güçlü bir sondaj makinası kullanılmasına ve 30 yıllık sondaj teknolojisindeki gelişmelere rağmen, son yıllarda delinen iki kuyunun öğrenme eğrisindeki geri dönüş, sondajı yüklenici olarak yapan MTA'daki know-how kaybıyla açıklanabilir. Son delinen R-1 kuyusunda 240°C sıcaklığın bulunması tüm sorunları ağırlaştıracak niteliktedir.

Sondaj verimliliği denklem 8.1'de de görüleceği gibi teknoloji, donanım ve yetkinlik (performance) değişkenlerinin bir fonksiyonudur[95].

$$DE = P(T + E) \quad (8.1)$$

Burada; DE : Sondaj verimliliği, P : Yetkinlik,

T : Teknoloji, E : Donanım.

Son 30 yıl içinde MTA'da sondaj teknolojisi ve donanımı değişmemiştir. Daha güçlü sondaj makinasının kullanımı sondaj hızını artırma yönünde önemli bir parametre olmasına rağmen bu konuda bir ilerleme gözlenmemiştir. Dolayısıyla, öğrenme eğrisinde gözlenen tersine gidiş, özellikle yetkinliğin gerilemesinden kaynaklanmaktadır. Remson (1985), yetkinliğin sondaj verimliliğine katkısının iyileştirilmesi için aşağıdaki 5 adımlık bir program önermiştir[95]: (1) önerilen sondaj programının gözden geçirilerek, sıcaklık ve zaman ilişkili özelliklerin sayısallandırılması, (2) Geçmiş sondaj yetkinliğini de dikkate alan ayrıntılı bir zaman-derinlik eğrisinin kurulması, (3) Yüklenicinin yaptığı işlemlerin kurulan derinlik-zaman eğrisine göre izlenmesi, (4) veri tabanı elde edilmesi için sağlıklı ve katı bir şekilde hazırlanmış günlük raporların hazırlanması ve izlenmesi, (5) Kuyu tamamlandıktan sonra, rapor halinde bildirilen sonuçların gözden geçirilerek, beklentilerin karşılanıp karşılanmadığını gözlemek ve bir dahaki sondajda yanlışların düzeltilmesi için gerekli tedbirlerin alınmasıdır. Bu yöntem izlenerek MTA'nın yetkinliği bir miktar artırılabilir. Ayrıca, MTA kaybettiği "know-how" 'ı da yerine koyabilirse eski yetkinliğini yakalayabilir. Bunun yanında, MTA teknolojisi ve donanımını da iyileştirebilirse sondaj verimliliği de maksimize olacaktır.

Tüm varolan ve artan sıcaklıkla katlanabilecek sorunların çözülebilmesi için uygulanan sondaj tekniğinin çamur mühendisliği, çimentolama tekniği, koruma borusu tasarımı ve kuyu tamamlama teknolojisinin gözden geçirilmesi

gerekmektedir. Bundan sonraki bölümlerde bu konular tartışılacak ve çözüm önerileri sunulacaktır.

Sondaj teknikleri dikkate alındığında, jeotermal kuyu yapımının 3 önemli ögesi bulunmakta olup bunlar bu kuyularda kullanılan (1).sirkülasyon sıvısı tipi, kontrolü, (2) çimento tipi ve çimentolama tekniği, (3) koruma borusu tasarımıdır.

8.1.1. Sirkülasyon Sıvısı

Jeotermal sondajlarda petrolde olduğu gibi sirkülasyon sıvısı olarak hava, köpük, su ve çamur duruma göre kullanılmaktadır. Hava ve köpük rezervuar basıncının çok düşük olduğu kuru buhar sahalarında kullanılırlar. Su ise, rezervuar basıncının hidrostatik basıncın altında olan sahalarda uygulama alanı bulur. Tüm bu akışkanların kuyu stabilizasyonu ve kontrolü açısından sakıncalı olmalarına karşın kullanılmaları, özellikle çamurun düşük formasyon basıncı dolayısıyla kaçtığı jeotermal rezervuarlarda yüksek sıcaklıkta katılaşıp formasyon hasarı yaratması, diğer bir deyişle, geçirgenliği düşürerek üretimi engellemesidir. Bu durum, kuyu testlerinin incelendiği Bölüm 4.2’de pozitif zar faktörü olarak kendini göstermektedir. Bu bölümde incelenen 170°C sıcaklığa sahip TH-2 kuyusunda ve daha önemlisi 242°C sıcaklığı olan R-1 kuyusunda önemli formasyon hasarları (zar faktörü) belirlenmiştir. Özellikle 320 t/st debisi olan derin termal rezervuardan üretim yapan R-1 kuyusu ve bu rezervuarda gelecekte delinecek kuyular için durum kritiktir. TH-2 kuyusu için bile önemliydi, çünkü bu kuyu tekrar-basma kuyusu olarak delinmişti ve geçirgenliği düşük kabul edildiğinden terkedildi. Formasyon hasarının geçirgenliği düşürdüğü unutulmamalıdır. Bilindiği gibi, Kızıldere’de de kullanılan tatlı su-bentonit çamurunun ana kolloidal maddesi bentonit 170°C ’ta değişime uğrayarak özelliklerini kaybetmekte ve dolayısıyla da çamur normal reolojik ve filtrasyon karakteristiklerini yitirmektedir. Bundan ötürü, kil parçacıkları aglomerasyon yoluyla katılaşma sürecini başlatmaktadır. Öte yandan, sondaj kırıntılarını kaldırma kapasitesinin artması kuyu ve formasyon stabilitesinin korunması ve formasyon basıncının kontrolü gereken durumlarda kuyuda çamurdan başka bir akışkanın (hava, köpük, su vb.) kullanılması sondaj sorunları yaratarak kuyunun elden çıkmasını sağlayabilir. Bu soruna çözüm olarak sepiolit ana kolloidal maddeli çamur kullanılması tavsiye edilmektedir[96]. Bunun nedeni de sepiolit

reolojik özellikleri bir öncekinden daha ıy ı olan sepiolit bazlı yüksek sıcaklığa dayanıkl ı Türkiye’de bulunan minerallerin katkısıyla bir jeotermal sondaj çamuru yapılmıştır.

Aslında bu formasyon hasarının öne çıktığı durumlarda, jeotermal sahalar için en uygun seçenek “underbalance drilling” denilen, kuyu üretim yaparken sondajı gerçekleştirmek ve sondaj kırıntılarını gelen üretim akışkanıyla yeryüzüne almaktır. Bu tür sondaj hava veya köpükle yapılabilse de 200°C’deki suyun kısmen iki faza geçmesiyle ortaya çıkan buhar, köpüğün kabarcıklarını patlatarak bozmakta ve sirkülasyon akışkanı olarak görevini engellemektedir. Havanın yarattığı hidrostatik basınç ihmal edilecek düzeyde olduğundan Kızıldere gibi stabiliteleri zayıf formasyonların bulunduğu (grafit şistler marn, silttaşı, kiltası gibi) sahalarda kullanılması son derece sakıncalıdır. Ayrıca, saha üretime geçmeden önce, rezervuar basıncı hidrostatik basıncı aştığından (Bölüm 4.2’ye bakınız), çamursuz sondaj yapmak imkansızdı. O devirde kuyu kontrolü için (blowout’ı önlemek amacıyla), kritik çamur yoğunluğu 1.2 g/cm³ idi. Çamur yoğunluğu bu değerin altına düştüğü zaman kuyu kendiliğinden akışa geçiyordu. Bu gün rezervuar basıncındaki 6-10 bar’lık düşüşten sonra bu durum değışmekle birlikte, kuyunun kendiliğinden akışa geçmesi, kaynama noktası eğrisi dışında kalan doymuşluk basıncının altındaki bölgede bulunabilmesi durumuna göre hala olasıdır. “Under balance drilling” veya formasyondan gelen üretim akışkanıyla sondaj tekniği, Kızıldere’de kalsit ökeltisini temizleme işlemlerinde sağlam ve yıkılmayan bir kayaç olan mermerlerde, kuyunun üst tarafı koruma borusuyla kaplanmasının da sağladığı emniyetle, bazı problemlerine rağmen kullanılmaktadır.

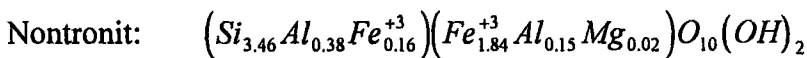
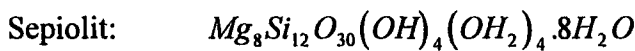
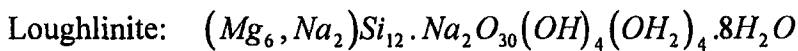
Su ile sondaj volkanik kökenli jeotermal sahalarda rastlanan bazalt ve andezit gibi sağlam yıkılmayan kayaçların oluşturduğu rezervuarlarda kullanılmaktadır. Ancak,

suyun kaldırma kapasitesi düşük olduğu için, hidrolik tasarımın özel olması ve sondaj makinasının hidrolik kapasitesinin orada kullanılan makineye göre daha üst düzeyde olması gerekmektedir. Ayrıca, belli miktarlarda çamur periyodik olarak pompalanarak, kalan sondaj kırıntılarının temizlenmesi olasıdır. Suyun Kızıldere’de sirkülasyon sıvısı olarak kullanılmasına üç önemli engel vardır. Bunlardan birincisi, daha önce bahsedilen zayıf stabiliteli, suya hassas, yıkılabilir formasyonlar; ikincisi düşük pompa kapasitesi, üçüncüsü ise, yüksek sıcaklık dolayısıyla “blowout” a geçme olasılığıdır. Üretim koruma borusu indirildikten sonra sadece mermer, kireçtaşı veya gnays gibi stabil, sağlam formasyonların kesilmesi durumunda çift pompa ile çalışırken su sirkülasyon sıvısı olarak kullanılabilir.

8.1.1.2. Kızıldere’deki Yeni Koşullara Uygun Sepiolit Çamuru Araştırması

Ülkemizde bulunan büyük kil rezervlerinin değerlendirilmesi amacıyla, bu killerin sondaj çamuru kolloidal maddesi veya bentonit ve sepiolit gibi temel killere katkı maddesi olarak kullanılması durumunda oluşturulan çamurların reolojik ve filtrasyon özelliklerinin nasıl değiştiği uzun zamandır İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl.’de araştırılmaktadır. Bu bağlamda, ilk olarak Serpen vd.(1992) Sivrihisar civarında bulunan sepiolitlerden yapılan çamurların jeotermal kuyularda yapılan çamurların sağlıklı bir şekilde görev yapabileceği deneysel verilerle gösterilmiştir[96]. Sepiolit çamurlarının en büyük dezavantajı, yüksek su kaybına sahip olmalarıdır. Bu sorun kimyasal katkı maddeleri kullanılarak çözülebilir; fakat, bu çalışmada ülkemizde bulunan bazı killerin su kaybı sorununu çözüp çözemiyeceği araştırılmıştır. İkinci aşamada, Eskişehir’de bulunan loughlinite, Çanakkale’de bulunan nontronite, talk ve jips minerallerinin tek başına çamur yapıcı özellikleri incelenmiştir. Son olarak, bu killerin kombinasyonundan yapılan çamurlar, yüksek sıcaklıklarda “aging”, ya da bir başka deyişle, yaşlandırma deneylerine tabi tutulmuştur.

Yapılan deneylerde kullanılan minerallerin formülleri aşağıda verilmektedir:



grup, 2 Si-tetrahedral ve 1 Al-oktahedral'dan oluşmuştur. Talk yapısına benzeyen ve 2:1 tipinde halkaların biraraya gelmesiyle oluşan piroksen ve amfibollerin zincir yapılarını andıran bir yapıya sahiptir. Tetrahedral tabakalı zincirler arasında devamlı bir bağ oluşturur ve tabakaların uçlarındaki oksijen atomları komşu tabakaların altında ve üstünde bulunur. Bu yapılarda tetrahedral tabakalar devamlıdır, fakat terstir. Oktahedral tabakalar da devamlıdır. Zincirler arasında büyük açık alanlar mevcuttur ve bunlar bağ olmayan (zeolitik) sular ve yer değiştirebilen katyonlarla dolmuştur. Bu yer değiştirebilen katyonların sodyumca zengin olması halinde sepiolit yerine loughlinit minerali oluşur. Öte yandan, nontronit hidrotermal kaynakların bulunduğu yüksek sıcaklıkta oluştuğu için, Fe^{+3} 'ce zengin dioktahedral simektit grubuna aittir. Ayrıca nontronit, bazik ve ultrabazik kayaların alterasyon ve sık görülen ayrışma ürünüdür. Talk, su içeren bir magnezyum olup, monoklinik bir yapıya sahiptir. Teorik olarak bileşimi: % 63.3 SiO_2 , % 31.9 MgO ve % 4.2 H_2O şeklindedir. Yoğunluğu $2.6-2.8 \text{ g/cm}^3$, sertliği ise 1 dir. Talk, ultrabazik kayaların hidrotermal bozunması sonucunda oluşur ve oluşumu iki grup altında toplanmaktadır. Bunların ilki masif olup, genellikle kuvars ve başka minerallerin yol açtığı kirlenmeler gösterir. İkinci grup talk şistleridir. Bunlar belirli oranlarda talk içerirler ve ince tabakalıdır. Boraks monoklinik yapıya sahip olup, kayaların bünyesinde borun bozunma sonucu serbest kalması ile oluşur[98].

Sepiolit bazlı çamurların filtrasyon özelliklerinin zayıf olduğu daha önce yapılan çalışmalarda ortaya konulmuştur[97]. Bu sorun çeşitli poliakrilat cinsi polimerlerin kullanılmasıyla nisbeten aşılmıştı. Ancak, loughlinitin filtrasyon özelliklerinin iyi olduğu tek başına çamur yapılırken görüldüğünden[99], bu ikilinin karıştırılmasıyla oluşturulacak çamurun filtrasyon özelliklerinin kabul edilebilir sınırlar içerisinde kalacağı düşünüldü. Böylece yapılan çamurların reolojik ve filtrasyon özellikleri

Tablo 8.1'de verilmiştir. Tabloden de görüldüğü gibi loughlinite miktarı artıka su kaybı azalmaktadır. Minimum miktarda kullanılan kimyasal maddelerin katılımıyla oldukça iyi bir filtrasyon kontrolü yapılabileceği gözlemlenmiştir.

Bu kapsamda yapılan çalışmalarda, sepiolit-nontronit[100], sepiolit-boraks ve sepiolit-talk kombinasyonları kullanılarak yapılan sondaj çamurları incelenmiş ve sonuçları Tablo 8.2'de sunulmuştur. Bu karışımlardan sepiolit-nontronit en iyi görünür viskozite ve kaldırma kapasitesine sahip iken, su kaybının çok yüksek olması bir dezavantaj olarak görülmektedir. Bunun yanısıra sepiolit-boraks ve sepiolit-talk ile yapılan çalışmalardan hem reolojik, hem de filtrasyon özellikleri bakımından olumlu sonuçlar alınamamıştır. Bu çamurlar üzerinde yapılan çalışmalar, her bir kilin çamurun belli bir özelliğini etkilemesi dolayısıyla, daha çoklu kombinasyonlara yönelinmiştir. Bu çoklu karışımların yüksek sıcaklığa dayanıklılığı araştırılması bu konudaki çalışmanın son kısmını oluşturacaktır.

Tablo 8.1. Sepiolit ve Loughlinite Karışımlarının Reolojik ve Filtrasyon Özellikleri.

Çamur Bileşimi	Su Kaybı, ml	Görünür Visko. $\times 10^{-3}$ Pa.s	Plastik Visko. $\times 10^{-3}$ Pa.s	Akma Noktası, $\times 10^{-6}$ bar
20 gr Sep. + 5 gr Loug.	116	7.25	2.5	45.5
20 gr Sep. + 8 gr Loug.	96	7.75	3	45.5
20 gr Sep. + 10 gr Loug.	72	8.5	3.5	47.9
20 gr Sep. + 15 gr Loug.	56	8.75	3.5	50.3
20 gr Sep. + 6 gr Loug.	146	6	3	28.7
15 gr Sep. + 6 gr Loug. + 1 gr Cypa	17	15.5	8	71.8
15 gr Sep. + 6 gr Loug. + 1 gr Cy. + 3 gr Res.	8	25.5	13	119.7
15 gr Sep. + 6 gr Loug. + 1 gr Cy. + 2 gr Res.	15	15.5	10	52.7

Jeotermal kuyularda kullanılmak üzere dört tip çamur reolojik ve filtrasyon özellikleri bazında seçilerek, 90-240 °C arasındaki sıcaklıklarda 24 saat ısıtıldıktan sonra reolojik ve filtrasyon özelliklerindeki değişimler gözlenmiştir. Deneylerde kullanılacak çamur karışımlarına 2 gr resinex, 1 gr cypa ve 0.5 gr kostik (NaOH) soda eklenmiştir. Yapılan deneylerde sepiolit-loughlinite karışımının, kaldırma kapasitesi ve görünür viskozitesi iyi olmasına rağmen, su kaybı bakımından en iyi karışımın sepiolit-loughlinite-nontronite kombinasyonu olduğu Tablo 8.3'de gözlenmektedir. Bunun nedeni, ikinci karışımında loughlinite miktarının fazla olması, sepiolit miktarının azalmasıdır. Sepiolit-loughlinite ve sepiolit-loughlinite-nontronite

karişımları sepiolit-boraks ve sepiolit-talk karişımlarına göre reolojik ve filtrasyon özellikleri bakımından daha iyi sonuçlar vermiştir.

Tablo 8.2. Çeşitli Karişımların Reolojik ve Filtrasyon  zellikleri.

Sepiolit + Nontronit				
Çamur Bileşimi	Görünür Viskozite	Plastik Viskozite	Akma Noktası,	Su Kaybı,
	$\times 10^{-3}$ Pa.s	$\times 10^{-3}$ Pa.s	$\times 10^{-6}$ bar	ml
5 gr N + 20 gr S	8.25	2.5	55.1	150
10 gr N + 15 gr S	6	3	28.7	166
15 gr N + 10 gr S	4.75	3	16.8	170
Sepiolit + Boraks				
5 gr B + 15 gr S	2.75	1.5	12.0	120
10 gr B + 10 gr S	2.25	1.5	7.2	155
15 gr B + 5 gr S	2	1.5	4.8	230
Sepiolit + Talk				
5 gr T + 15 gr S	5	2	28.7	180
10 gr T + 10 gr S	3.75	1.5	14.4	250
15 gr T + 5 gr S	2.75	1.3	13.9	390

Tablo 8.3.  eşitli  amur Karişımlarının Y ksek Sıcaklıkta Yaşlanma (Aging) Deney Sonu ları.

Sepiolit + Loughlinite					
�amur Bileşimi	Sıcaklık, �C	G�r�n�r Vis. $\times 10^{-3}$ Pa.s	Plastik Vis. $\times 10^{-3}$ Pa.s	Akma Noktası, $\times 10^{-6}$ bar	Su Kaybı, ml
15 gr S + 6 gr L	90	15.25	6.5	83.8	18
15 gr S + 6 gr L	150	21	11.5	91.0	20
15 gr S + 6 gr L	200	16.75	11.5	93.4	24
15 gr S + 6 gr L	240	14.5	10	43.1	25.2
Sepiolit + Loughlinite + Nontronit					
10 gr S + 10 gr L +5 gr N	90	19.5	10	91.0	12.8
10 gr S + 10 gr L +5 gr N	150	15.5	9	62.3	16
10 gr S + 10 gr L +5 gr N	200	12	9.5	28.7	19.6
10 gr S + 10 gr L +5 gr N	240	14	7	67	19.2
Sepiolit + Boraks					
15 gr S + 5 gr B	90	5.75	5	7.2	47
15 gr S + 5 gr B	150	5.25	5	2.4	55
15 gr S + 5 gr B	200	4.5	4.5	0	60
15 gr S + 5 gr B	240	3	3	0	72
Sepiolit + Talk					
15 gr S + 5 gr T	90	6.5	3	33.5	25
15 gr S + 5 gr T	150	5.75	3	26.3	34
15 gr S + 5 gr T	200	5.5	3.5	19.2	40
15 gr S + 5 gr T	240	5	3.5	14.4	55

Yapılan deneysel çalışmalarda kullanılan killerin (loughlinite, nontronite, boraks ve talk) hiçbirinin tek başına çamur yapıcı kollodial madde olarak kullanılmasına olanak bulunmadığı ortaya çıkmıştır. Hem oda sıcaklığında yapılan deneylerde hem de yüksek sıcaklıklarda yapılan deneylerde loughlinitin çamurun filtrasyon  zellini

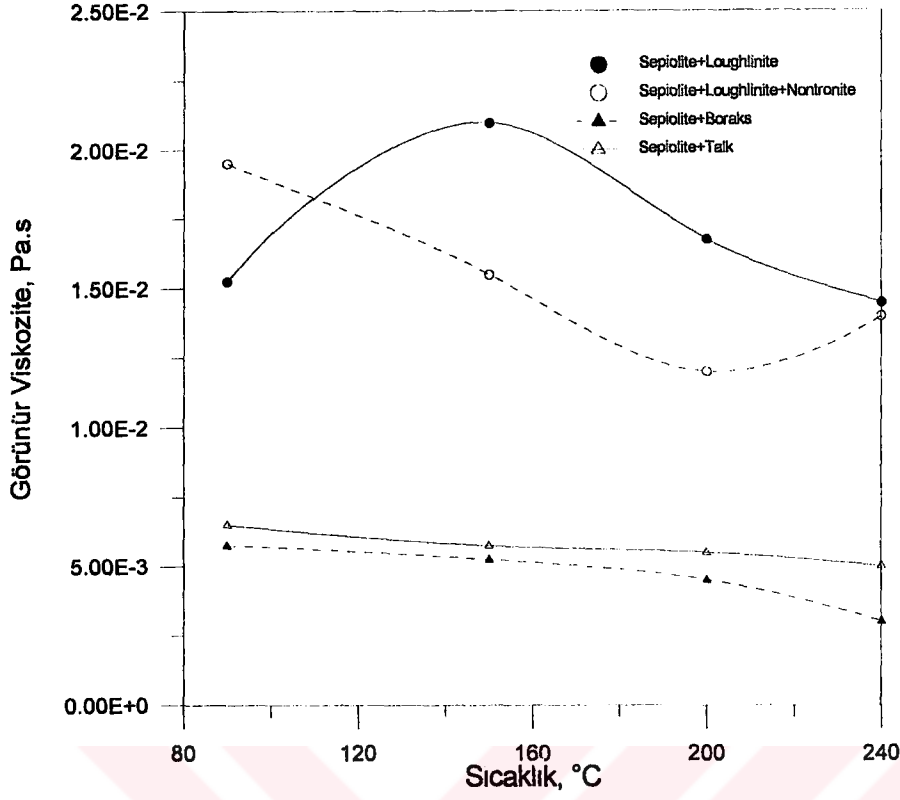
büyük ölçüde düzelttiği görülmüştür. Bunun yanı sıra talk, boraks ve nontronitin filtrasyon özellikleri son derece kötüdür. Yüksek sıcaklıklarda yapılan deneylerde sıcaklığın artmasıyla görünür viskozitenin düşmeye ve su kaybında artmaya başladığı Şekil 8.2 ve Şekil 8.5'ten görülmektedir. Yüksek sıcaklıklıklarda yapılan deneylerde sepiolit-loughlinite-nontronit karışımının reolojik ve filtrasyon özellikleri bakımından en iyi sonuçları verdiği Şekil 8.3, Şekil 8.4 ve Şekil 8.5'ten gözlenmektedir. Ayrıca, sondaj kırıntılarını kaldırma kapasitesi açısından da en uygun bileşim sepiolit-loughlinite-nontronit karışımı olarak görülmektedir. Bu kompozisyonda loughlinite miktarının artırılması ile su kaybı daha da aşağı çekilebilir. Bu çamur jeotermal sahalarda ve derin petrol kuyularında sondaj çamuru olarak kullanılabilir.

8.1.2. Kızıldere Sahasında Çimentolama

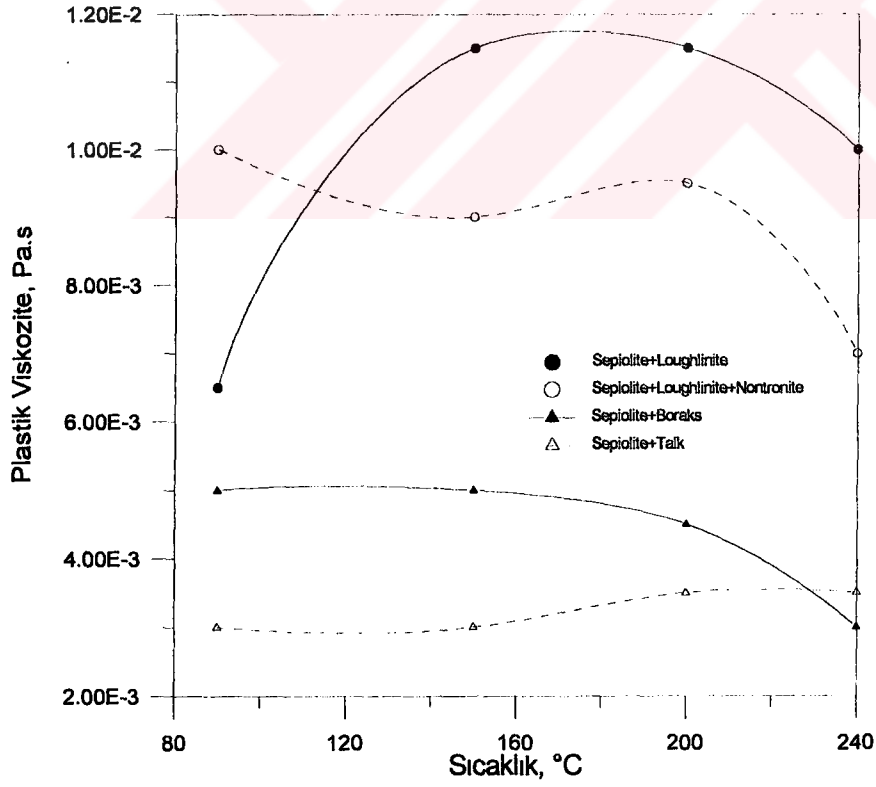
Jeotermal kuyularda çimentolama konusunu (1) kullanılan çimento bileşimi ve (2) çimentolama işlemi teknikleri olarak ele almakta yarar vardır.

8.1.2.1. Kullanılan Çimento Bileşimi

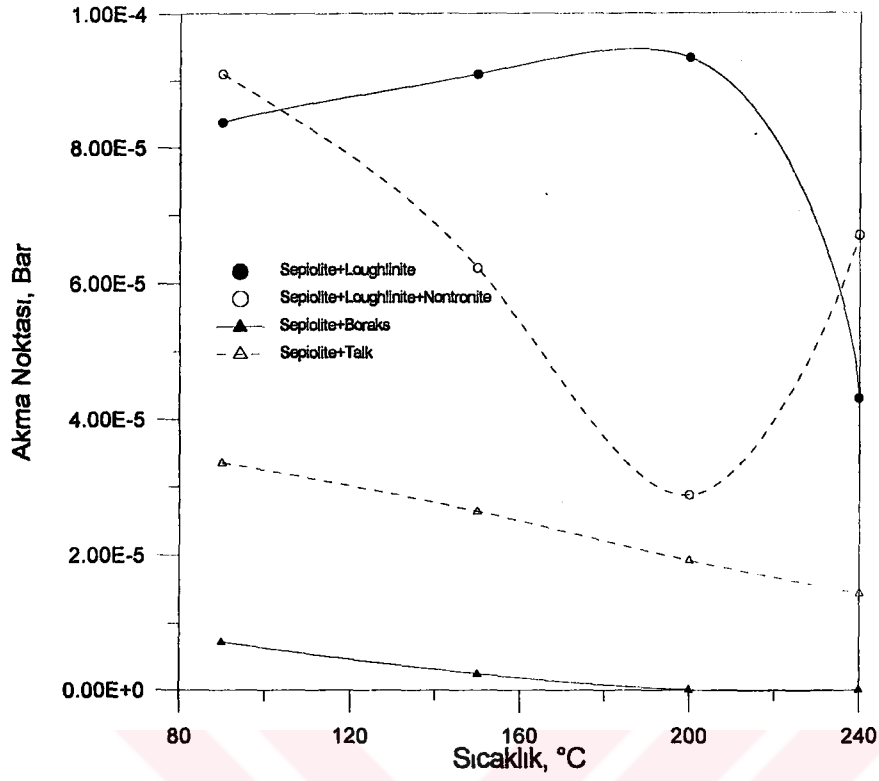
Başlangıçta Kızıldere kuyularında portland tipi, API A sınıfı inşaat çimentosu kullanılıyordu. UNDP tarafından 60'lı yılların sonunda getirilen D ve E tipi çimentolar, bu konudaki deneyimsizlik dolayısıyla 1970 yılında depolarda taşlaşmış halde bulunmuştur. Bu çimentolar sülfatlara dayanıklı derin petrol kuyularında kullanılan tiplerdi. Yüzeye yakın kısımlardaki Kızıldere jeotermal suyunun sülfatça zengin olduğu bilinen bir olay olmasına rağmen, durumun sülfatlara dayanıklı bir çimento kullanılmasını gerektirecek kadar vahim olmadığı, daha sonra yapılan çalışmalarda ortaya çıkmış ve jeotermal kuyu çimentosu olarak tüm dünyada kabul gören API G tipi çimentoların kullanılması gündeme gelmiştir. Bu tip (API G) çimentoyla yapılan çalışmalar devam etmektedir. Aslında, portland çimentosu (API A) yüksek sıcaklıklarda onu oluşturan ana mineralleri başka minerallere dönüşmesi nedeniyle çimento özelliğini zaman içinde kaybetmekte ve koruma borusu arkasında adeta bir kum paketine dönüşmektedir[101]. Sıcaklığın 126°C aşmasıyla başlayan bu dönüşüm sırasında, önce büyük miktarlarda di-kalsiyum silikat alfa hidrat oluşur ve bu da çimento sıkıştırma mukavemetinde düşmeye neden olur. Eğer çimentoya % 35-40 kadar silika unu katılırsa, boşta kalan silika di-kalsiyum silikat alfa hidrat ile



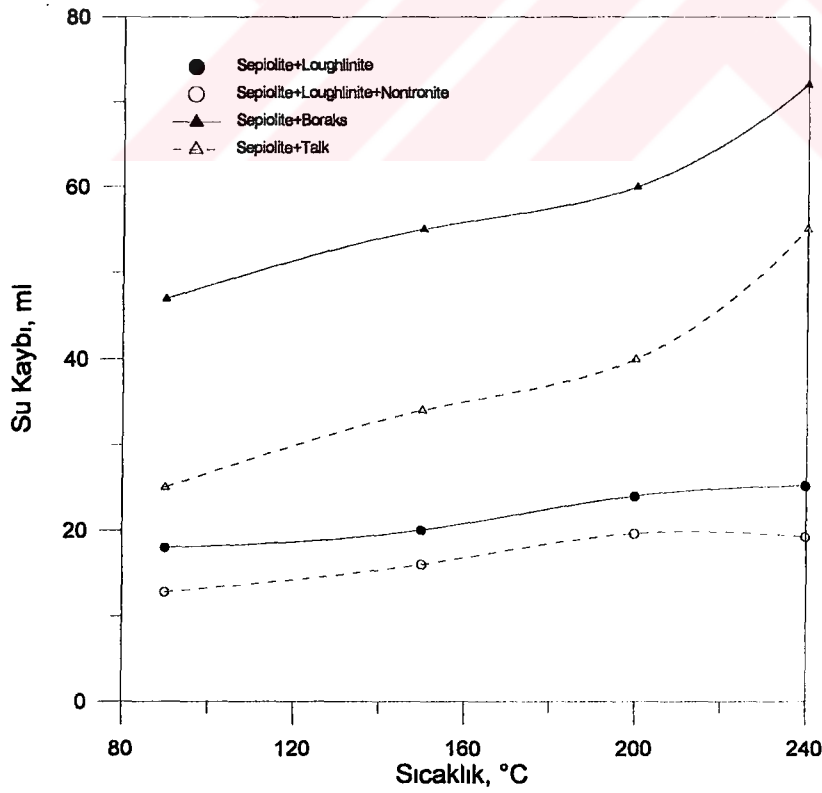
Şekil 8.2. Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimli çamurların görünür viskozitesine etkisi.



Şekil 8.3. Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimlerinde plastik viskozite üzerine etkisi.



Şekil 8.4. Çeşitli sepiolit bileşimlerinde sıcaklığın akma noktası üzerine etkisi.



Şekil 8.5. Sıcaklığın çeşitli sepiolit bileşimli çamurlara etkisi.

reaksiyona girerek “tobermorit” mineralini oluşturur. Tobermorit, di-kalsiyum silikat alfa hidrat fazından daha dayanıklıdır. Sıcaklığın daha fazla artmasıyla “truscotit” ve “xonolit” (kalsiyum meta silikat hidrat) mineralleri oluşur. 1970 ve 1974 yıllarında delinen KD-13, 15 ve 16 kuyularında Afyon çimento fabrikasında üretilen ve bileşimi API B sınıfa benzeyen çimento %35 silika unu ile kullanılarak yapılan çimentolamaların dünya standartlarında bir başlangıç olduğunu söylemek mümkündür. Ancak, bu yöntem daha sonra kazılan kuyularda devam ettirilmemiş eski usul portland çimentosuna sadece donmayı geciktirici madde katılarak uygulama yapılmıştır. Geciktiricinin miktarı iyi ayarlanamadığı ve fazla kullanıldığı için, KD-17 kuyusunda çimento donmasının gecikmesi gaz kanallaşmasına neden olmuş ve yüzeye gelen gaz kuyubaşında krater oluşturarak sondaj makinasının lokasyondan çekilmesi ve sondajın durdurulması sonucunu doğurmuştur. Yirmi yıl sonra delinen ikinci tekrar-basma amaçlı TH-2 kuyusunda ise, ya çimentonun donmasını önleyen geciktirici yetersiz kalmış, ya da çimentodaki serbest suyu tutan homojen bir çimento şerbeti yapılmasını sağlayan kimyasallar kullanılmadığından, formasyonla karşılaşan çimento pasta haline gelerek pompalanamaz hale gelmiş ve bu kez çimento koruma borusu içinde, anülüse çıkamadan donmuştur. Bundan dolayı, koruma borusu çimentosuz kalmış ve koruma borusu dışı yerine içinde donan çimento masraflı bir operasyonla kazılmak zorunda kalmıştır. Bu işlemde çimento hazır beton makinalarıyla uzakta karıştırılarak kuyuya kamyonlarla taşınmıştır. Dünyanın hiçbir yerinde kuyu çimentolanması böyle bir uygulamayla yapılmaz. Hele jeotermal kuyularda sıcaklığın çimento prizlenmesini aşırı çabuklaştırdığını bilerek böyle bir pratiğin uygulanması sakıncalıdır ve sonuçları maalesef ağır olmuştur.

Yetmişli yıllarda hiç geciktirici kullanılmadan bu kuyular başarı ile çimentolanmıştı. Bu gerçekleştirilirken 1400 m’lik koruma borusu dizisini çimentolayacak eşdeğer miktarda 60 ton çimento eldeki donanımın optimize edilmesi ve iyi düzenlenmiş bir organizasyonla, çimentonun kuyu sıcaklığında ne kadar zaman pompalanabilir kalacağı hesaplanarak yapılmış ve çimentonun yeryüzüne gelmesinden 15-20 dakika sonra prizlenmeye başladığı gözlenmiştir. Bunu gerçekleştirebilmek amacıyla iki silo (her biri 20 ton’luk) üzerlerine 10’ar ton çimento yüklenip, bunlar operasyon sırasında silo içine katılarak, 4 çimento ünitesi (her bir siloya 2 ünite) ile çimento karıştırılarak, kuyuya çok çabuk basılmış ve çimentonun koruma borusundan anülüse hızla aktarılması (ötelenmesi) ise sondaj makinasının çift pompası çalıştırılarak

çimentolama operasyonu Kızıldere sahasının geleceğini ipotek altına almış görünüyor.

Burada iyi bir çimentolama yapılması için geciktirici kullanılmaması savunulmuyor. Yukarıdaki örnek, eldeki olanaklarla (o zamanlar MTA Enstitüsü'nün elinde geciktirici yoktu) iyi bir mühendislik çalışmasının nasıl yapıldığını anlatmaktadır. Aksine, geciktirici yanında, belki de çimentonun anülüse çıktığında serbest suyunu formasyona filtrasyonla kaybedip, pasta haline gelen ve pompalanamıyan bir karışım olmasını önleyecek yüksek sıcaklıkta su kaybını önleyecek ve akmaazlığını düşürecek kimyasalların kullanılması tavsiye edilmektedir. Bugünkü teknolojiye uygulanması gereken bir yoldur ve tüm sorunları minimize eder.

Yetmişli yıllardan bu yana sahada kullanılacak çimento bileşimini etkileyen fiziksel değişimler olmuştur. Bunların en önemlisi rezervuar basıncının 6-10 bar arasında düşmesidir. Bölüm 4.2'de oluşturulan rezervuar basınç gradyeni formasyon basıncının hidrostatik basınçtan yaklaşık 2 bar fazla olduğunu göstermektedir. Bu basıncın yukarıda bahsedilen ölçüde düşmesi ve düşmeye devam edecek olması şimdiedek pek karşılaşılmıyan çimentolama sırasındaki sirkülasyon kayıpları dolayısıyla başarısız çimentolama işlemlerini ve onlarla ilgili sorunları gündeme getirecektir. Bunu, çimento bileşimini hafifleterek önlemek olasıdır. Bugün, çok düşük basınçlı bölgelerde HSMS'in (yüksek mukavemetli mini kürecikler) çimentoyla karıştırılarak veya azot gazının çimentoya katılıp köpük çimentosu yaparak çimento kolonu yoğunluğunu ve dolayısıyla uyguladığı hidrostatik basınç büyük ölçüde düşürülebilmektedir[102]. Ancak, bu yöntemler hem pahalı malzemelerin, hem de özel donanımların kullanımını gerektirmektedir. Ayrıca, Kızıldere'nin durumu dikkate alınınca, çeşitli sahalardaki deneyimlere göre bu kadar

(Romalıların çimentosu) ve çimentonun kendisi yanında ikinci bir çimento oluşturarak dayanıklılığını arttırmaktadır. İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. Laboratuvar'ında çeşitli pozolanik maddeler denenerek en dayanıklı çimentoyu oluşturan seçenek konusunda çalışmalar devam etmektedir. Öte yandan, yüksek sıcaklıklara tabi tutulan bu çimento bileşimlerinin elastisite modüllerindeki değişimleri koruma borusundaki elastisite modülü değişimleriyle birlikte dikkate alan, sıcaklık altında uzun süre kalan çimentonun kırılma durumu veya koruma borularına aşırı yüklenme durumunu inceleyen çalışmalar devam etmektedir.

Tüm yukarıda anlatılanların ışığı altında Kızıldere'de kullanılacak 240°C ve sülfatlara dayanıklı çimento bileşimi ağırlıkça %50 pozolan ve %35 silika unu katkılı serbest suyu tutarak minimuma düşüren kimyasal madde, viskozite azaltıcı kimyasal ve uygulanacak çimentolama süresiyle uyumlu geciktirici taşıyan bir karışımdan ibaret olmalıdır. Bu çimentonun yoğunluğu, portland çimentosunun 1.8 g/cm³'lük yoğunluğuna karşın, yapılan hesaplara göre 1.65-1.70 g/cm³ civarında olacaktır. Bu yoğunluk başarılı bir çimentolama operasyonu için bu aşamada yeterli olup, çimento bileşimi de 240°C sıcaklıkta özelliklerini bozulmaya (degredation) uğramadan uzun süre koruyabilecektir.

8.1.2.2. Çimentolama İşlemi Teknikleri

Kızıldere'de kireçtaşları ve mermerlerden oluşan birinci rezervuara kazılan KD-22'ye kadar olan kuyuların derinlikleri 300 m ile 900 m arasında değişmektedir. Ancak, bundan sonra delinecek kuyuların 2000 m ve üstü olacağı kesindir. Bu durumda üretim koruma boruları 1500 m ve daha derine indirilmesi söz konusudur. Koruma borusu kolonlarının boyu arttıkça, çimento kolonlarının boyu, dolayısıyla formasyon üzerine uyguladığı basınç artacak ve çimentolama sırasında bu sebeple

uygulanabilmesidir. Kuyu üretime açıldığında en fazla sıcaklık farkına, ΔT , maruz kalan kısım bu üst kısımdır. Çünkü çimento donmaya başladığı zaman bu üst kesimdeki sıcaklık 40-50°C tabanda ise rezervuar sıcaklığıdır. Üretim başladığında rezervuar sıcaklığına yakın bir sıcaklık yüzeye yakın kesimlere ulaşır ve buradaki koruma borusu oluşabilecek maksimum sıkıştırma gerilmesi altında kalır. Bazen bu gerilme koruma borusunun akma noktasının (yield) aşılıp borunun plastik deformasyona uğramasına, ya da kırılmasına neden olabilir. İşte ikinci kademeyi kapsayan bu koruma borusu kesiminin, ilk kademe çimentosunun donmasından sonra, hesaplanan oluşabilecek sıkıştırma gerilmesi eşdeğeri bir gerilmeyle gerilip, ondan sonra çimentolanması ve çimento donmasından sonra bırakılmasıyla koruma borusunda kalan bu çekme gerilmesi, boru üretimle ısınıp sıkıştırma gerilmesi oluşunca nötralize olarak, koruma borusunun zarar görmesini önler.

Jeotermal kuyularda koruma boruları yüzeye kadar çimentolanması gerektiği için çimentolama operasyonu sırasında çimentonun yüzeye gelmemesi durumunda yapılacak tamir işlemi de önem kazanmaktadır. Bu tür bir olay KD-7’de olmuş ve yüzeyden anülüse eksik kalan çimento kolonunu tamamlamak için doldurulan çimento ile alttan birincil çimentolama sırasında yükselen çimento arasında kalan su paketi, üretime geçildiğinde ısınıp genleştiği zaman koruma borusunun 50 m civarında göçmesine (collapse) neden olmuştur. Kızıldere için yapılan hesaplara göre, üretim sırasındaki ısınma dolayısıyla KD-7 kuyusunda iki koruma borusu arasında yaklaşık 2760 bar’lık bir basınç meydana gelmiş ve 9^{5/8}”’lik koruma borusunun 153 bar olan göçme basıncını çok aştığından boruda göçme olayı yaşanmıştır. Daha sonra bu göçen kısım temizlenerek kuyuya 6^{5/8}”’lik koruma borusu indirilmiş, ancak, iyi bir verimliliğe sahip olan bu kuyu, kalsit çökmesinin kısa zamanda tıkeyip üretimi engellemesi yüzünden kullanılamaz hale gelmiştir. Bu

borusunun delinip (perforasyon) buradan çimento basılarak tamamlanması da olası bir yöntemdir. Bundan sonraki sondajlarda bu yöntemlerin dikkate alınması kuyuların daha sağlıklı tamamlanmasını sağlayacaktır.

Son yıllarda yönlü kuyular jeotermal sahalarda popüler hale gelmiştir ve Kızıldere sahasında da bu tür kuyular gelecekte gündeme gelebilir. Isıl gerilmeler bu tip kuyularda eğilmeden dolayı zaten varolan eğilme momentinin kritik burkulma seviyesine daha çabuk erişmesini sağlamaktadır. Örneğin, 9 m boyunda çimentosuz bir borunun iki ucu arasında 2.5 cm'lik düşeyden sapma olduğu varsayılırsa, kuyunun ısınmasıyla üretim sırasında oluşan 80°C'lık sıcaklık farkının boruda yarattığı 2070 barlık ek bir gerilmeyi eğilme momenti dolayısıyla yüklediği hesaplanmaktadır. Söz konusu 2.5 cm'lik sapma borunun düşeyle sadece 0.16°'lik bir açı yaptığını gösterir. Pratikte bu açının 1° olmasına izin verildiğini düşünürsek, eğilme momenti daha da artarak kritik gerilmeyi aşabilir. Bu nedenle kuyu çimentolamasında mühendislik tasarımını iyi yapmak yanında çimentolama işlemini uygulama sırasında çok dikkatli olarak borunun her tarafının mutlaka iyi çimentolanmasını sağlamak gerekir.

8.1.3. Koruma Borusu Tasarımı

Son delinen R-1 kuyusunda 242°C sıcaklık bulunması, daha önce tesbit edilen 200-210°C arasında değişen sıcaklıklara göre tasarımılanan J-55 ve K-55 cinsi koruma boruları yerine, yüksek sıcaklıklara daha dayanıklı cinslerin kullanımını gündeme getirmiştir.

8.1.3.1. Isıl Gerilmeler

Jeotermal enerjinin popüler olmaya başladığı 60'lı yıllarda delinen kuyuların derinlik ve sıcaklıkları normal tasarım yöntemleriyle hesaplanan düşük dereceli karbon çeliklerinden imal edilen koruma borularının (H-40, J-55, K-55) kullanımına izin vermektedir. İlerleyen yıllarda delinen kuyuların derinleşmesi, karşılaşılan sıcaklıkların yükselmesi, tuz ve korozyon gaz derişimlerinin artması koruma borusu seçimini zorlaştırmıştır. Bu durum, R-1 kuyusunda 242°C sıcaklık bulunması dolayısıyla, Kızıldere sahası için de gündeme gelmiştir. Bu bölümde artan derinlik ve ısı gereksinimleri karşılayabilecek ve korozyona dayanabilecek jeotermal kuyulara uygun koruma borusu cinsleri, API koruma borusu tipleri arasında sıcaklığın ve korozyonun etkileri Kızıldere jeotermal sahası dikkate alınarak incelenmekte ve sonuçları sunulmaktadır.

Sıcaklık, koruma borusu çeliği üzerine etki ederek borunun mekanik özellikleri olan elastisite (young) modülü ile akma (yield) mukavemetini değiştirmektedir. Bu değişimler Tablo 8.4'te görülmektedir. Hatta aynı cins çeliğe sahip (N-80), fakat farklı ısı işlemleri uygulanmış koruma borularının da değişen sıcaklıklarla farklı özellikler gösterdiği Snyder, (1979) tarafından gösterilmiştir[104]. Bu noktada önemli olan hangi cins koruma borusu çeliğinin sıcaklıktan dolayı oluşan ısı gerilmeleri daha iyi absorbe ettiğidir. Çelikte oluşan ısı gerilmeler aşağıdaki formülle hesaplanabilir:

$$S_t = \delta \times E \times \Delta T \quad (8.2)$$

S_t = Isıl gerilme, bar,

E = Elastisite Modülü, 2.07×10^6 bar,

δ = Isıl genleşme katsayısı, $12.42 \times 10^{-6}, 1^\circ\text{C}$, ΔT = Sıcaklık artışı, $^\circ\text{C}$,

$S_t = 12.42 \times 10^{-6} \times 2.07 \times 10^6 \times \Delta T = 25.70 \text{ bar}/^\circ\text{C}$ olarak hesaplanabilir.

Bilindiği gibi dünyada jeotermal kuyularda en yaygın olarak kullanılan koruma borusu cinsi K-55 olup akma mukavemeti 3793 bar (55000 psi)'dir. Çelikte oluşan ısı gerilmeyi ($25.70 \text{ bar}/^\circ\text{C}$) dikkate alırsak K-55 koruma borusunu plastik deformasyona geçirecek sıcaklık farkı sınırı aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$\Delta T = 3793 \text{ bar} / 25.70 \text{ bar}/^\circ\text{C} = 148 \text{ }^\circ\text{C}.$$

25	2.	5338	8283	20.0
260	1.945	5269	8441	25.0
316	1.897	4897	7903	27.5
371	1.848			
Su Verilmiş ve Temperlenmiş N-80				
25	2.117	6317	7524	26.0
260	1.952	5269	7131	22.5
316	1.903	5069	7228	31.0
371	1.848	4841	6441	30.5

Rezervuar sıcaklığı 220-225°C'ı geçen jeotermal sahalardaki kuyuların yeryüzüne yakın üst bölümlerinde, koruma borusu çimentolama ve üretim sırasında 148°C'lik bir sıcaklık farkı kolaylıkla oluşabilir. Bundan dolayı, daha sıcak jeotermal sahalarda (>230°C) artan ısı ve mekanik gereksinimlerin karşılanması için daha kaliteli çelik cinslerinden birinin seçilmesi gündeme gelmektedir. Bu seçim için kriter de, daha önce bahsi geçen koruma borusu çelik cinslerinin ısı gerilmelerinin iyi absorbe edilebilme kapasitesidir.

Çeşitli API çelik cinslerinin doğrusal ısı genleşme katsayılarının aynı olduğu varsayılarak, bir boru cinsinin belli bir sıcaklık farkını emniyetle absorbe edebilecek göreceli kapasitesinin "Isıl Gerilim Mukavemet Oranı" ile doğrudan değiştiği aşağıdaki gibi gösterilebilir.

$$R_{ts} = Y_a/E \quad (8.3)$$

Y_a = Akma mukavemeti, bar

E = Elastisite modülü, bar

Eğer P-110 çelik cinsi için ısı gerilim dayanıklılık oranının bire eşit olduğunu varsayarsak, diğer çelik cinsleriyle olan karşılaştırması Tablo 8.5' de görüldüğü gibi hesaplanabilir.

Tablo 8.5. 260°C Sıcaklık için Karşılaştırmalı Isıl Gerilim Mukavemet Oranları[106]

Parametreler	P-110	P-105	N-80	K-55
1. Nominal Minimum Akma Mukavemeti, bar	7586	7241	5517	3793
2. 260°C' de Akma Mukavemetinin Nominal Oranı.	0.85	0.86	1.00	0.975
3. 260°C'de Minimum Akma Mukavemeti, bar	6448	6228	5517	3697
4. P-110'a Göre Oranları	1.000	0.963	0.856	0.573
5. 260°C'de Elastisite Modülü, barx10 ⁶	1.772	1.828	1.526	1.638
6. P-110'a Göre Elastisite Modülü Oranları	1.000	1.030	0.825	0.927
7. Karşılaştırmalı Isıl Gerilim Mukavemet Oranları (260°C'de), (4) : (6)	1.000	0.935	1.037	0.618

Çeşitli sıcaklıklar için aynı yöntemle hesaplanan karşılaştırmalı mukavemet oranları Tablo 8.6'da verilmektedir. Bu Tablodaki verilerden de anlaşılacağı gibi normalize edilmiş N-80 koruma borusu çeliği yüksek sıcaklıklardan ısı gerilmeleri en iyi absorbe eden çelik cinsidir. Daha düşük sıcaklıklarda P-110 çeliğinin N-80'e göre biraz daha iyi olduğu gözlenmektedir. Yalnız, bu cins koruma borularının görece düşük sıcaklıklarda kullanımı hem korozyon hem de ekonomik açıdan sakıncalıdır. Daha sonra bu cins çelik Kızıldere'de oluşabilecek korozyon açısından incelenerek gerekli öneriler yapılacaktır.

Diğer taraftan, 60'lı ve 70' li yıllarda jeotermal bir kuyuda tam sağlıklı bir şekilde tamamen çimentolanan bir koruma borusunun kopmayacağına inanılırdı. Bu nedenle, dünyada rastlanan en yüksek sıcaklıklardan birine sahip (350-370°C) olan Cerro Prietro sahasında oldukça derin kuyularda (>2000m) K-55 koruma boruları göçme (collapse) basıncı temel alınıp et kalınlıkları büyük seçilerek indirilirdi. Koruma borularında kopmalar olunca bunların nedeninin korozyon olduğu sanılırdı. Koruma borusu iyi çimentolanmış olsa bile, çelik cinsinin iyi seçilememesi nedeniyle, ısınma sırasında kopabileceği aşağıda gösterilmektedir. Korozyona dayanıklı olduğu düşünüldüğü seçilen düşük dereceli K-55 cinsi koruma borusunun yüksek sıcaklıklarda çimentolu olduğu halde nasıl hasar göreceği aşağıda gösterilmektedir[106]:

$$S_s = \Delta T_s \times 25.70 - \Delta T_c \times 22.34 \quad (8.4)$$

S_s = Koruma borusunda oluşan gerilme, bar,

ΔT_s = Koruma borusunda sıcaklık değişimi, °C,

ΔT_c = Çimento sıcaklık değişimi, °C,

$$S_s = \Delta T_s \times [25.70 - (0.271/0.465) \times 22.34]$$

$$S_s = \Delta T_s \times (12.67) \text{ elde edilir.}$$

K – 55 için $S_s = 3793$ bar olduğundan,

$$\Delta T_s = 299^\circ\text{C olur.}$$

Buradan da anlaşılacağı gibi, çok yüksek sıcaklıklı jeotermal sahalarda oluşabilecek 299°C ' lik bir sıcaklık farkı, boruların kopmasının en önemli nedeni olarak ortaya çıkmaktadır. Buradan çıkarılabilecek ders, yüksek sıcaklıklarda iyi uygulanmış bir çimentolamanın bile hiçbir konuda garanti vermediği ve uygun çelik cinsinin seçilmesi gerektiğidir.

Isıl gerilmelerin koruma borularını en çok zorladığı yer, en zayıf noktası olan bağlantılardır (manşonlar). Araştırmacılara göre bağlantıların sıkıştırma gerilmesi altındaki mukavemetleri çekme gerilmesi kadardır[105]; dolayısıyla, API Tablolarindeki çekme değerleri burkulma durumu için de kullanılabilir. Klasik yuvarlak dişli API bağlantıları borunun kendisinden %20-35 daha zayıf olduğu için, boru gövdesi daha akma gerilmesine erişmeden bağlantılar kopmaktadır. Üretim borusu olarak çok kullanılan $9^{5/8}$ ", 40 lb/ft K-55'i örnek olarak alıp, kısa (STC) ve uzun (LTC) manşonlarını incelersek aşağıdaki durum ortaya çıkar[106]:

STC manşon mukavemeti : 179091 kg

LTC manşon mukavemeti : 205909 kg

Boru gövde mukavemeti : 256364 kg

Sıca		P-105	N-80	K-55
205	1.000	0.966	0.916	0.916
232	1.000	1.037	0.972	0.614
260	1.000	1.050	1.038	0.633
350	1.000	1.042	1.183	0.696

Bundan dolayı bu klasik API bağlantıları jeotermal sahalardan dışlanmış ve en az boru gövdesi kadar dayanıklı olan bağlantı tiplerine yönelinmiştir. Bu bağlantılar da Buttress, VAM, X-line ve Hydrill Super EU'dur. Başlangıçta Kızıldere sahasında bu tür API STC ve LTC bağlantı tipleri kullanılmıştır. Ancak, hem koruma borularının sağlıklı çimentolanmasından, hem de 200-212°C olan sıcaklıkların çeliği akma noktasına taşıyacak gerilimi yaratamamasından herhangi bir hasar görülmemiştir. Ancak bundan sonra, 242°C'lik sıcaklıktaki derin termal rezervuarda delinecek kuyular için "Buttress" bağlantı yeterli ve uygundur.

Isıl gerilmelerin, jeotermal kuyularda koruma boruları üzerinde yarattığı diğer bir sakıncası ise burkulma olayıdır. Koruma borularının tamamen çimentolandığı durumlarda böyle bir tehlike yoktu. Yalnız bilinen bir gerçek de, jeotermal kuyu koruma borusunun birincil çimentolama sırasında, çimento sıvısının sirkülasyon kaçacağı nedeniyle yetersiz kalması ve koruma borusunda bazı kısımların çimentolanamamasıdır. Böyle yerlerde, üretim sırasındaki ısınmayla birlikte oluşan ısıl gerilmelerin kritik seviyeyi aşması ve bu noktalarda çap genişlemesiyle karşılaşılması burkulmalara sebep olmaktadır. Sıcaklık artışı borunun uzamasına sebep olmakta ve çimentosuz kısım yeteri kadar uzun ve kuyu çapı da yeteri kadar genişlemişse koruma borusu burkulmaktadır. Kolon burkulmasını veren Euler formülü iki tarafı tutulan kolunun burkulmasını hesaplamak için kullanılabilir.

$$S_c = 4x(\pi^2) \times E/(L/r_g)^2 \quad (8.6)$$

Yukarıdaki formülden faydalanarak hesaplanan çeşitli koruma borularının burkulma eğilimini gösteren grafik, yakın zaman önce yapılan çalışmada[106] verilmektedir.

8.1.3.2. Korozyon

Petrol kuyularında tubinglerden yapılan üretimin aksine, jeotermal kuyularda üretim çok büyük olduğu için doğrudan koruma borusundan yapılmaktadır. Bu durum koruma borularını korozyonun doğrudan tehdidi altına sokmaktadır. Kızıldere jeotermal sahasındaki kuyulardan asit gazlar (H_2S , CO_2) içeren tuzlu su üretildiği dikkate alınırsa sorunun ciddiyeti kolaylıkla anlaşılabilir. Genelde, tuzların korozif etkisi yüksek sıcaklıklarda, H_2S 'in ise düşük sıcaklıklarda fazladır. Elektrokimyasal tepkimeler sıcaklıkla arttığından, tuzlar 65-70°C üzerinde koruma borularında korozyona neden olmaktadır. H_2S ise, 65-85°C sıcaklıkta özellikle yoğunlaşmış buhar bulunan üst tarafı soğumuş kuyulardaki koruma boruları üzerinde hidrojen kırılabilirliğinden oluşan, geçikmiş çatlama denilen bir korozyona neden olmaktadır [107]. Bu tip korozyon çelik kalitesi arttıkça (K-55'ten N-80'e ve P-110'a) daha etkili olmaktadır. Yüksek sıcaklıklarda H_2S korozyonu, düşük sıcaklıklarda ise tuzların neden olduğu korozyon etkisi zayıftır. Yapılan bir çalışma[108] korozyona dikkat çekerek, salt akma mukavemeti temeline dayanarak yapılan koruma borusu tasarımının tehlikelerine dikkat çekmiştir. H_2S korozyonunun etkisini en alt düzeye indirmek için alınacak en önemli tedbir, çelik sertliğinin "Rockwell"(RC) sertlik ölçeğinde 22' nin altında olmasıdır. N-80 cinsi koruma borusu çeliklerinden normalize olanlar bu koşula uymaktadırlar. Su verme ve temperleme gibi ısı işlemlere tabi tutulan N-80 cinsi çelikler genelde RC sertliği 22'nin üzerine çıktığından bu tip ve daha kaliteli çelikler (P-105, P-110 gibi) H_2S korozyonundan etkilenmektedir. H_2S ' in korozyon etkisi konusunda diğer önemli bir parametre

borunun et kalınlığı olup, et kalınlığı arttıkça, H₂S korozyonu etkisini artırmaktadır[108].

Boru kopmalarına neden olan önemli bir olay da, devresel yüklerden oluşan yorulmadır. Koruma borularında devresel yükler ise, soğuma ve ısınma periodlarından oluşur. Isınma sırasında sıkıştırma gerilmesi altına giren boru, soğuma dolayısıyla çekme gerilmesi altına girer. Bu konuda N-80 çeliğine benzeyen SAE 4130 normalize edilmiş çelik üzerinde yapılan deneysel çalışmada, devresel olarak çekme ve sıkıştırma gerilmeleri uygulanmıştır[109]. Elde edilen sonuçlar, standart API yuvarlak dişli bağlantıların, 20-40 devre arasında, son tutan dişteki çentik yerinden yorulma nedeniyle koptuğunu göstermektedir. Korozyon yorulması, yukarıdaki devre sayılarını muhtemelen yarıya indirmektedir[108].

Kızıldere jeotermal sahasındaki kuyuların artan derinlik (800m'den 2300m'ye) ve sıcaklıkları (212°C'dan 242°C'a) koruma borularında oluşan mekanik ve ısı gerilme gereksinimlerini artırmıştır. Artık altmışlı yıllarda kullanılan klasik J-55 ve K-55 cinsi çelik bu gereksinimleri karşılayamaz hale gelmiştir. Yapılan incelemelerde yüksek sıcaklıklar dolayısıyla oluşan ısı gerilmeleri en iyi absorbe eden koruma borusunun 260°C' nin üzerinde N-80 cinsi çelik boru olduğu anlaşılmaktadır. Aslında, Kızıldere'de karşılaşılan 242°C için P-110'nun bu açıdan yetkinliğinin (performansının) oldukça iyi olduğu gözlenmektedir. Ancak, bu noktada korozyon sorunu işin içine girmektedir. Yine Tablo 8.6'dan gözleneceği gibi P-105 ve P-110 çeliklerinin performansları 205-230°C'lerde de iyi görünmektedir. Buna rağmen bu çelik cinslerinin sığ derinliklerde kullanımı ekonomik değildir. Ayrıca bu çelikler H₂S korozyonuna karşı son derece dayanıksızdır. N-80 cins çeliğin de H₂S korozyonuna karşı çok duyarlı olduğu ve akma mukavemetinin %40'nı kaybettiği petrol literatüründen[108] ve Yeni Zelanda'da yapılan bir araştırmadan[107] bilinmektedir. Bundan dolayı, tüm dünyada düşük dereceli bir çelik olan K-55, H₂S korozyonuna karşı dayanıklı olduğu ve akma mukavemetinden çok az kayıp verdiği için kullanılmaktadır. Hatta, Cerro Prieto sahasında 2500 m'yi aşan derinliklerde ve 350°C'e varan sıcaklıklarda standart dışı et kalınlığı fazla K-55 boru özel olarak imal ettirilip kullanılmıştır. Sonuçta boru kırılmaları yine önlenememiş sebep olarak da korozyon gösterilmiştir. Asıl neden, K-55 cins çeliğin bu derinlik ve sıcaklıklardaki mekanik gereksinimlere cevap verememesi yanında bu çeliğin ısı gerilmeleri

80 cins elik, Kızıldere jeotermal kuyularının artan derinlik ve sıcaklıklarından doğan gereksinimleri hem mekanik, hem de korozyon yönünden karşılayabilecektir.

Kızıldere’de korozyonu incelemek amacıyla 1987 yılında, ısıtma sistemine elik plakalar (kuponlar) yerleştirilerek bir araştırma yapılmıştır[80]. İlk kupon takımı KD-6’nın separatöründen çıkan boru hattına, ikincisi de ısıtma sisteminden önceki ısı değiştiricisine yerleştirilmiştir. Üçüncü bir takım da ısıtma sisteminden 100 m ötedeki (mansap tarafındaki) çıkış boru hattına yerleştirilmiştir. Yerleştirilen kuponların biri delik, öbürü tamdır. Kuponlar bir ay boyunca jeotermal akışkanla temasta kalmışlardır. Daha sonra yapılan kontrolda, birinci yerde kupon üzerinde 0.7 mm kalınlığında kalsiyum karbonat çökeltisi, diğerlerinde ise siyah renkli muhtemelen sülfatlı bir malzemeye rastlanmıştır. Bu kısa testte separatörden sonra CaCO_3 ’ın çabuk çökmesi dolayısıyla korozyonun engellendiği düşünölebilir. Serbest karbon dioksidin varlığı muhtemelen suyu korozif hale getirmektedir. Ancak, yıllarca kullanılıp atılan boru parçalarından yapılan incelemede yüzeydeki korozyonun düşük dereceli olduğu söylenmektedir[80].

8.2. Kuyu Tamamlama

Kızıldere sahasında delinen kuyuların bitirilmesi ile ilgili yöntemler başlangıçtan itibaren pek değişime uğramamıştır. Daha yüksek sıcaklıkların bulunması, uygulanan tekniklerin de geliştirilmesini gündeme getirmelidir.

Kızıldere’de şimdiedek üretim zonu olduğu kanıtlanmış alan içinde delinen kuyularda, kuyu tamamlamada esas olarak alınan koruma borusu tasarımına göre, yüzey koruma borusu 100 m’ye ve üretim koruma borusu da kireçtaşı veya

doğru bir yaklaşım değildir. Daha önce de belirttiğimiz gibi, çatlak sisteminin oluşturduğu rezervuar stratigrafi ile her zaman uyum içinde olamaz.

Aslında daha doğru olan, sıcaklığın kontrol edilmesi ve stratigrafinin yardımcı olmasıdır. Sıcaklık profillerini Bölüm 4.3.1’de de görüldüğü gibi rezervuar ve örtü kayaçları belirleyebilmektedirler ve bazen bu stratigrafinin dışına da çıkabilmektedir. Yeni kuyu sondajları sırasında uygulanabilecek yöntem stratigrafinin ve alterasyon mineralojisinin işaret ettiği yerlerde sondajı durdurup sıcaklık ölçüsü almak olmalıdır. Bu profiller bize örtü kayaç veya rezervuarda olup olmayacağımızı işaret edeceklerdir. Bu noktada alterasyon mineralleri oluşumundan yararlanılabilir. Sığ sıcak su rezervuarının sıcaklığı 200-210°C ve derin termal rezervuarınki ise 240°C’tır. Bu sıcaklıklarda oluşan farklı alterasyon mineralleri işaretleyici olarak belirleyici olacaklardır. Böylece konum belirledikten sonra (sığ sıcak su veya derin termal rezervuar) hedefe göre karar verilebilir. Eğer amaç sığ sıcak su rezervuarında kuyuyu tamamlamaksa, geçirgenliğin araştırılması aşamasına geçilebilir. Eğer hedef derin termal rezervuar ise o zaman delmeye devam edip, kırıntılardaki alterasyon mineralleri ve litolojiden derin termal rezervuara erişilip erişilmediği takip edilerek, erişildiği kanısına varılınca, sondajı durdurup tekrar sıcaklık profili alarak, konuyu destekleyici delillerin bulunmasıdır. Hedefe, diğer bir deyişle, istenen rezervuara erişildiği kararı verilirse, ikinci önemli eleman olan geçirgenliğin araştırılması gerekmektedir. Bu aşamada izlenmesi gereken yöntemler su kaybı (water loss) ve kuyu testleri olup, bunlardan ilki geçirgen zonları, ikincisi ise geçirgenliğin niceliğini belirlemektedir. Uygulanan bu testler sonunda geçirgenlik yeterli bulunursa kuyu orada tamamlanabilir. Eğer bulunmazsa, başka geçirgen zonları da keşbilmek amacıyla belli bir miktar daha delmek, örneğin 100 m; ya da sondajın gidişatından geçirgenliğin artma sinyallerini takip etmek ve ona göre karar vermek olabilir.

Yetersiz geçirgenlik durumunda dışarı atılamıyan sondaj kesintileri takım sıkışma sinyali verirler. Yeni geçirgen zonların kesilmesiyle artan geçirgenlik kalınlığı, bu sıkıntı ve sorunları ortadan kalktığı sinyali verir.

Bazen geçirgenlik yeterli olsa da sondaj başka geçirgen zonların da kesilebilmesi için devam etmelidir. Bu da kısmi penetrasyon olayını önleme amacıyla gerçekleştirilir. Bazen rezervuarın en üst kesimindeki tek bir çatlağın bile büyük üretimler verebildiği görülmüştür. Örneğin, Nikaragua'daki Momotombo sahasında MT-2 kuyusunda 300 m'ye çimentolanan koruma borusunun hemen altında delinen 5 m'lik açık kuyuda böyle bir çatlağa rastlanmıştır. Ancak, bu durumda tüm rezervuardan değil sadece üst kısmından üretim yapılmaktadır. Bu nedenle tüm rezervuarı delmek gerekir. Ancak, Şekil 4.29'dan da gözleneceği gibi, sıcaklık ölçmeleri temelinde KD-7, KD-8, KD-13, KD-14, KD-15 ve KD-16 kuyularında rezervuarın tüm olarak kesildiğini söylemek mümkün değildir.

Kuyu tamamlama konusunda ikinci önemli konu kuyu çaplarıdır. Kızıldere jeotermal rezervuarına kazılmış $6^{5/8}$ ", $9^{5/8}$ ", $11^{3/4}$ " olmak üzere 3 değişik çaplı üretim borusuna sahip kuyu vardır. KD-7 tamirden sonra $6^{5/8}$ " çapa sahip olmuştur. KD-16 $11^{3/4}$ " çapla orijinal olarak tamamlanmıştır. Diğer tüm kuyular $9^{5/8}$ " çaplı üretime yönelik koruma borusu ile tamamlanmışlardır. Aslında $9^{5/8}$ " çap tüm dünyada kullanılmakla birlikte, çökme sorunu ağırlıklı olarak Kızıldere'de kendini hissettirmektedir. El Salvador'daki Ahuachapan jeotermal sahasında $13^{3/8}$ " çaplı üretime yönelik koruma borusu indirilen birkaç kuyunun üretimi, diğerlerine göre geçirgenliğe bağlı olarak oldukça fazla çıkmıştır. Ancak, yeterli geçirgenliğe sahip olmayan bazı kuyular hiç üretim yapmamışlardır. Üretim yerel geçirgenliğe çok bağlı olduğu için, geniş çaplı açılan, sorunları ve maliyetleri daha yüksek olan bu kuyuların delinmesi beraberinde belli bir risk getirmektedir. Bu risk de yeterli geçirgenliğin bulunmamasıdır. Aslında, geniş çaplı kuyulardan, $9^{5/8}$ " çapla delinenden daha az kuyu kazılarak, çevreye de daha az zarar verilebilir. Ancak, Kızıldere'de daha geniş çaplı kuyu delinmesinin ana nedeni kalsit çökmesinin periyodik temizleme sayısını azaltmaktır. Kullanılan çap $9^{5/8}$ " yerine $11^{3/4}$ " olunca, temizleme periyodu yaklaşık 1.5 yıla çıkabilmektedir[64]. Şekil 4.40'ta kuyulara $9^{5/8}$ " ve $6^{5/8}$ " boru indirilmesi durumunda, bu çapların yukarı akış sırasında sebep olduğu basınç düşümleri gözlenmektedir. Bu şekilden de gözlemlendiği gibi 16 bar'lık bir kuyu başı basıncında $6^{5/8}$ " çapla 130 t/st, $9^{5/8}$ " çapla 250

kontrol etmektedir. Ancak bunlar dikkate alındıktan sonra, geniş çaplı tekrar-basma kuyusu kazılabilir. Böyle bir karar, Kızıldere’de sığ sıcak su rezervuarının üst seviyelerine tekrar-basma uygulanması durumunda yapılabilir (fizible) hale gelebilir. Derin kuyuların büyük çaplarda delinmesi durumunda maliyetler çok artacaktır. Bu konuda ekonominin incelendiği Bölüm 9’da bir optimizasyon çalışması yapılmaktadır.

Derin termal rezervuarda 240°C sıcaklığın bulunması Kızıldere’de kuyularla ilgili bazı pratiklerin de gözden geçirilmesini de gündeme getirmektedir. Sığ seviyelere delinmiş ve 200-210°C sıcaklığın bulunduğu sığ sıcak su rezervuarına erişen kuyuların sondajın bitiminden hemen sonra kaşıklama ya da, “bailing” yöntemiyle (çamurun bailer ile kuyudan yüzeye alınması) üretime sokulması nedeniyle, kuyu hemen ısınarak üretime alındığı için, kuyu tamamlama testleri uygulanmamış ve daha sonraki yıllarda (1998-1999) bu işlemler yerine getirilmişti. Sıcaklığın görece olarak bu kuyularda düşük olması nedeniyle koruma borularında sorun yaratmaması, bilgi birikiminin değil, bir şansın sonucu olarak nitelendirilebilir. Kuyularda yukarıda anlatılan şekilde sondajla birlikte daha kuyu ısınmadan bu testlerin uygulanması, koruma borularına gereksiz gerilme yüklemesini önliyecektir. Bundan ötürü, tüm jeotermal kuyularda olduğu gibi Kızıldere’de de kuyuya soğuk su basılmamalıdır. Sıcaklığın 242°C olarak ölçülmesi aşağıdaki hesaplamanın da gündeme getireceği gibi, çimentolamanın olmadığı veya zayıf olduğu kesimlerde boru çeliğinde akma noktasının aşılması ve borunun plastik deformasyona uğraması sonucunu doğurur. Aşağıdaki verileri dikkate alarak borudaki gerilmenin akma gerilmesine göre durumu hesaplanabilir.

-Çimentonun donması sırasında kuyunun yeryüzüne yakın yerlerdeki sıcaklığı: 50°C

deformasyon bölgesine geçmesine neden olur.

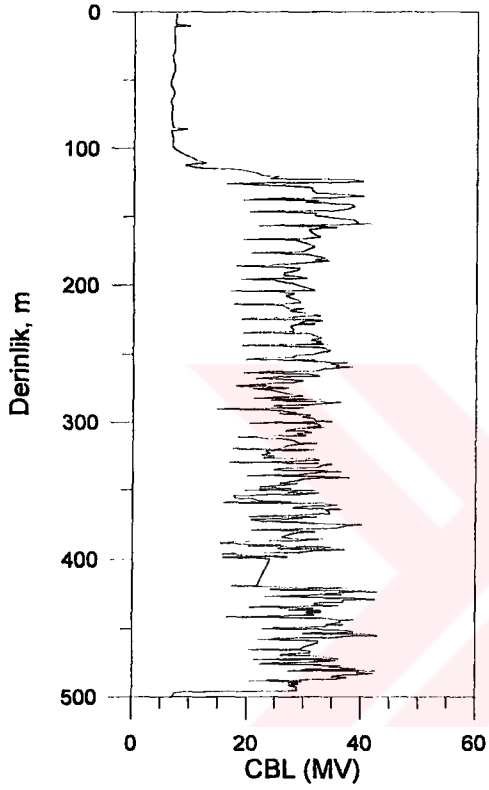
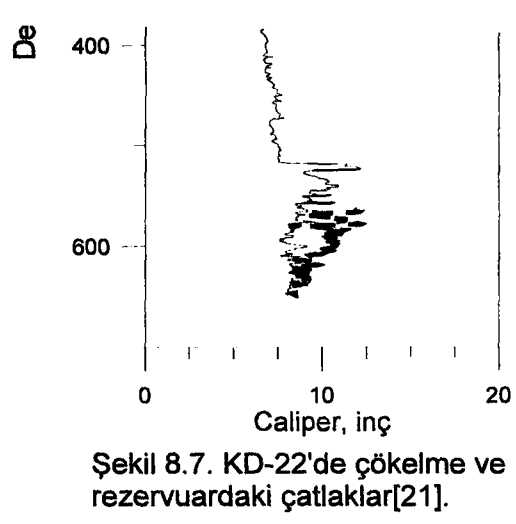
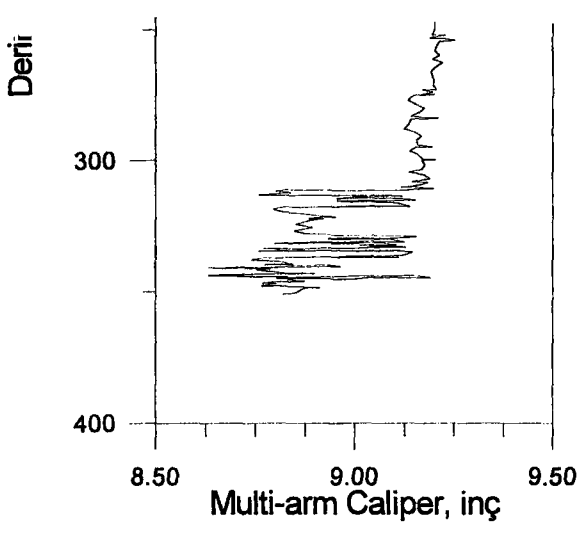
Yukarıdaki hesaplamalar koruma borusunun soğutulması durumunda eğer iyi çimentolanmamış boru kesimleri varsa buralarda koruma borusunun plastik duruma geçeceğini işaret etmektedir. Ayrıca, tekrarlanan bu ısınma ve soğuma periyodları koruma borusunda yorulma nedeniyle hasarlar oluşturabilir. Bu nedenle, özellikle sıcaklığı 240°C olan derin kuyularda su kaybı testlerini sondaj hemen bittikten sonra daha kuyu ısıtılmadan uygulamak en uygun pratik yol olacaktır. Kuyu bir kez ısındıktan sonra, onu soğutmaktan kesinlikle kaçınmak gerekir.

Ayrıca, kuyuların rezervuardaki basınç düşümleri dolayısıyla, kuyu tamamlandıktan sonra artezyen akışa geçmemeleri durumunda, kuyuyu üretime sokmak için kompresörle hava basarak, suyun üst seviyesini daha sıcak seviyelere iterek ısıtma yöntemiyle yapılacak uyarma uygulamaları da sakıncalı olabilir. Çünkü böyle bir uygulamayla kuyu şok ısınmaya tabi tutulacaktır. Bunun yerine kuyuya tubing indirerek ve tubingten hava basarak havayla kaldırma (gas lift) yöntemi kuyuyu yavaşça ısıtacağı için, soğuk durumdan sıcaklığa geçişi yumuşak bir tarzda gerçekleştireceğinden, koruma borusuna şok yüklemelerin önlemesi dolayısıyla faydalıdır. Öte yandan, eğer kuyu üretimden alındıktan sonra ölüyorsa, diğer bir deyişle üst kısmı soğuyarak sıvı seviyesi yeryüzünün altına iniyorsa, kuyuyu kuyubaşındaki küçük vanadan alınan küçük çaplı bir boruyla sürekli akıtıp, sıcak tutarak, sıcaklık değişimlerini engelleyip bunlardan doğan ısıl gerilmelerin koruma borusu ve çimentoyu tahrip etmelerini engellemek gerekir.

Kızıldere sahasında kuyu tamamlama işlemlerinde üretim kuyu loglarından faydalanılmalıdır. Logların bu yönde kullanılması için yapılan bir çalışmada[21] korozyonun, kalsit çökmesinin izlenmesi ve uygulanan çimentolamanın kalitesinin

görülmektedir. Bu kollardan bir çifti kuyunun en büyük çapını göstermesi ve diğer çiftin daha küçük çaptan etkilenmesi dolayısıyla, bu iki kayıt koruma borusu içinde aynı iken, dışında çatlaklı bölgeyi işaret etmektedir. Ayrıca, koruma borusu iç çapının $8^{1/2}$ " olduğu dikkate alınır, bu log tüm koruma borusu içinde ve özellikle de 180-240 m'ler arasındaki çökmeyi hassas bir şekilde göstermektedir. Bu logda 180-240 m'ler arasındaki interval log alınırken yapılan ölçek değişikliği nedeniyle daha büyük çaplı görünmesine rağmen, tüm eğrinin aynı aralıktaki bir devamı olarak kabul edilmelidir. Şekil 8.8 bir CBL (çimentolama) logunu göstermektedir. Bu profil 20 yıl sonra alındığı için ve bu süreç içinde çimento yüksek sıcaklık dolayısıyla bozulmaya uğradığı için, boru arkasındaki çimento konusunda bir bilgi aktarmıyor. Ancak, çimentolama işleminin 36 saat sonrasında alınacak CBL logu, daha sonra gerçekleştirilmesi olası kuyu tamamlama işlemlerinin sağlıklı yapılmasını sağlayacak bilgiler verdiğinden, gelecekte o kuyuda yapılacak işlemler için hayati öneme sahiptir.

Kızıldere jeotermal sahasında kalsit çökmesinin varlığı saha keşfedildiğinde biliniyordu ve üretim kuyularının periyodik kalsit temizlenmelerine saha işletilmesinin planlama aşamasında karar verilmişti. İşletmeye açılmadan önceki ilk temizlik işlemi Tablo 8.7'den de[112] görüleceği üzere 1984 yılında gerçekleştirildi. Arama aşamasında da kuyular ara sıra ve özellikle uzun dönemli test periyotlarından sonra mekanik temizliğe tabi tutulmuşlardı. İşletmenin başlangıç yılı var olan 6 üretim kuyusunda yapılan temizlik, saha işletmesi için bir hazırlıktı ve temizlik öncesine göre hiçbir ciddi üretim artışı getirmedi. Bunun nedeninin, 1984 yılına kadar geçen zaman içinde yapılan test üretimleriyle çok fazla çökmenin meydana gelmemesi olabilir.



Saha işletmeye geçtikten 2 yıl sonra 6 üretim kuyusunda yapılan temizlik sonucu, %100'lük bir artış sağlanarak toplam üretimin 1984'ten de fazla olduğu Tablo 8.7'de görülmektedir. 1986 yılında 3 yeni kuyu delinerek üretim kuyu sayısı 9'a çıkarıldı, fakat 1987 yılı sonuna doğru toplam üretim 264 ton/st'a düştü. Bunun üzerine 9 kuyuda birden temizlik ve bunların 7'sinde de asitleme gerçekleştirildi. Toplam üretim % 810 artarak 2405 ton/st'a çıktı. Daha sonra, temizlik sırasında rezervuara kaçan çamur ve kalsit kırıntılarının formasyon hasarına neden olduğuna inanıldığından RCHP (Rotating Control Head Preventer) kullanılarak, temizlik işlemi üretim sırasında gerçekleştirildi. Fakat, yine Tablo 8.7'den de gözlenebileceği gibi, 1991 yılında yapılan bu işlem, 1986'daki üretim koşullarında yapılan ve 6 kuyunun var olduğu durumdan daha iyi sonuçlar vermedi. 1992 yılında gerçekleştirilen, tüm kuyulardaki temizlik işlemi ve 5 kuyuda asitlemenin de önemli bir üretim artışı getirmediği ve daha önceki yıllardaki yaklaşık aynı üretim koşullarının ortaya çıktığı Tablo 8.7'den görülmektedir. 1993'te yapılan temizlik işlemi sonucunda, toplam üretimin eski düzeyinden yaklaşık 200 ton/st kadar geri kaldığı görülmektedir.

8.3. Kuyu Canlandırma

Bu çalışmanın bundan sonraki bölümlerinde, Kızıldere sahasında yalnız asitleme işlemleri uygulanarak gerçekleştirilmiş kuyu canlandırma (well stimulation) teknikleri her yönüyle ayrıntılı olarak incelenip, yukarıdaki karmaşık görünen sonuçlara bir yorum getirilecek ve öneriler sunulacaktır.

söylemek olasıdır. Bölüm 4.1, 4.3, 4.5, 5.5'te yapılan diğer çalışmalar, rezervuardan iki faza 1990 yılından itibaren geçildiğini göstermektedir. Rezervuarda çökelme olayı daha sonra alınan ve Şekil 8.7'de gösterilen kuyu loglarından gözlenmektedir. Ayrıca, Bölüm 5.5'deki jeokimya çalışmaları da hem gaz ayrışımının hem de buharlaşmanın olduğuna işaret etmektedir. Çökelme dolayısıyla rezervuarda bir formasyon hasarı olduğu ve bunun da akışı engellediği bir gerçektir. Rezervuardaki formasyon hasarı üretim azalması ve/veya kuyu testlerinde zar etkisi şeklinde görülür. Ancak, üretim hem kuyu içindeki çap daralması, hem de basınç düşümü dolayısıyla azaldığı için gösterge olarak güvenilir olmayabilir.

Öte yandan, bu çalışma çerçevesinde çeşitli kuyu testleri Bölüm 4.2'de değerlendirilmiştir. Ancak, özellikle uygulanan injeksiyon testlerinde, çökelmenin yaptığı gözlenen hasara rağmen, zar faktöründe bir artma olmasına karşın bu parametre hep negatif kalmıştır. Basınç yükselim testinde pozitif zar etkisi gözlenmesine rağmen, bu testlerden kuyu depolaması etkisi dolayısıyla değerlendirilebilen test sayısı az olması nedeniyle, kuyu testlerinin bu işlemler için etken bir şekilde kullanımı oldukça zor olup, ancak tek kuyu temelinde bazı kuyular için değerlendirme yapılabilir. Bu çalışmada formasyon hasarını belirleyebilmek için aşağıdaki pratik ilişki kullanılmıştır[114].

$$DR(\text{HasarOranı}) = \frac{PI(\text{asitlemesonrası})}{PI(\text{temizliksonrası})} = \frac{\ln(r_e / r_w) + s}{\ln(r_e / r_w)} \quad (8.8)$$

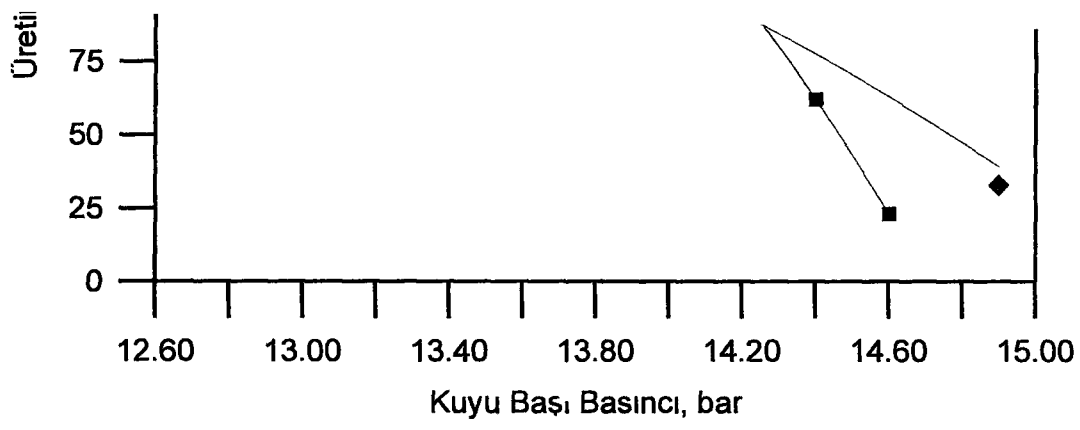
Örneğin, temizleme sonrası ve asitleme sonrası PI değerleri bilinen KD-21 kuyusuna uygulanan bu teknik 3.5-4 birim arasında bir zar faktörü iyileşmesini göstermektedir.

1988 ve 1992 yılında yapılan temizlik ve asitleme işlemlerinin sonuçları Tablo 8.8 ve Tablo 8.9'da verilmektedir. Burada dikkat çeken nokta, benzer asitleme işlemleri uygulanmasına rağmen, 1988'deki sonuçların bir sonrakine göre daha başarılı olmasıdır. Bunun en önemli nedeni, 1988 yılında daha ayrışma noktası en azından bir çok kuyuda rezervuara inmemişken yakın kuyu civarındaki mermerleri çözen asidin yarattığı canlandırmadır. Burada iki faza geçiş yılının 1990 olduğu unutulmamalıdır. Bunun kanıtı Tablo 8.8'den de görüleceği gibi, yaklaşık 18 bar kuyu başı basıncında 150-200 ton/st'lık üretim debileridir. Aynı kuyularda 1992 yılında gerçekleştirilen asitleme sonrası yapılan üretim testlerinde (KD-15 ve KD-21) 18 bar'lık kuyu başı basıncında üretim bile elde etmenin olası olmadığı Şekil 8.9'dan gözlenmektedir. Bu kez, rezervuara inen ayrışma noktası çatlakların içinde çökmeye neden olmuş ve asitleme çatlak derinliklerinde, aşağıda yapılan incelemelerden de anlaşılacağı gibi, etkili olamamıştır. Bu arada 1992 yılında asitleme yapılan KD-15 ve KD-21 kuyularında kuyu başı basıncının ancak 12.5 bar civarındayken üretimin yapılabilmesi ve 15 bar'da üretimin olmaması bu savı daha da güçlendirmektedir.

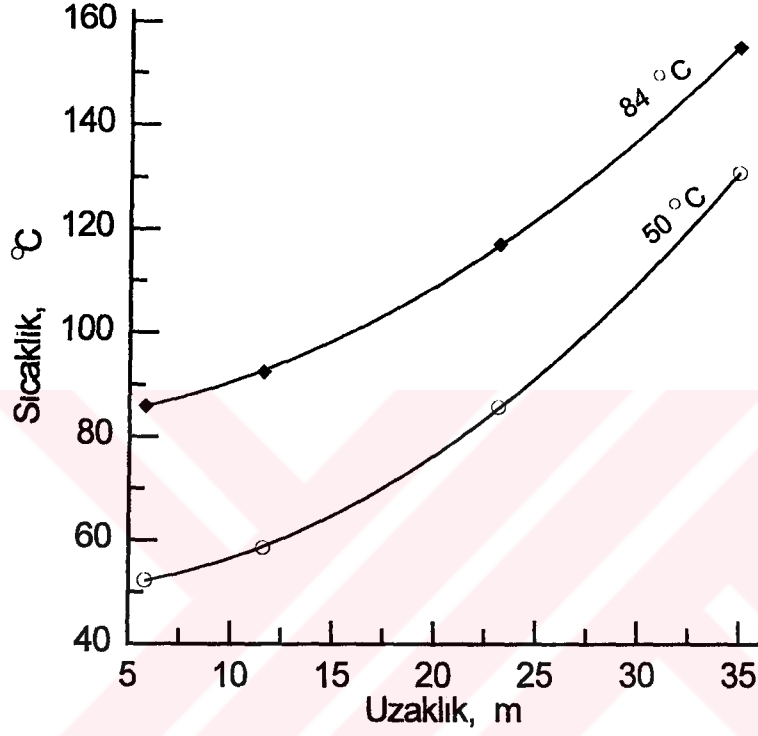
Tablo 8.9. Temizlik ve Asitleme Öncesi/Sonrası Kuyuların Üretim Değerleri[115].

Kuyular		KD6*	KD7*	KD13	KD14	KD15*	KD16	KD20	KD21*	KD22
Temizlik ve Asitleme Öncesi	W_k , ton/st	60	-	70	95	-	174	90	90	70
	WHP, kg/cm ²	15	15	15	15	15	15	15	12.7	15
Temizlik ve Asitleme Sonrası	W_k , ton/st	130	100	170	150	156	276	210	165	140
	WHP, kg/cm ²	15	15	15	15	15	15	15	12.7	15

* Bu kuyularda asitleme yapılmıştır.



Şekil 8.9. KD.15 ve 21 kuyuları için asitleme sonrası üretim performansları[115].

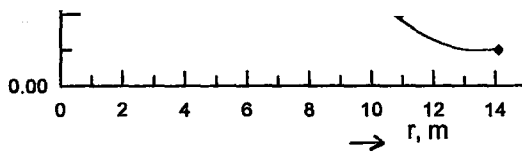


Şekil 8.10. Farklı kuyu dibi sıcaklıklarında su enjeksiyonu sonrası çatlak içindeki sıcaklık dağılımı[115].

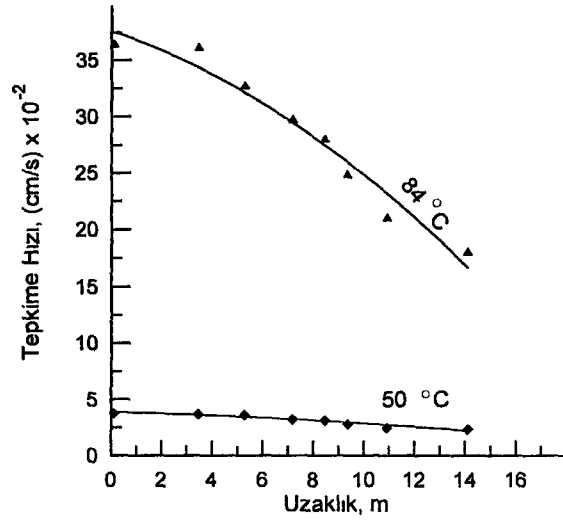
seçilmiştir[115]. Diğer yandan, bu modelin, gerçek durumu daha iyi yansıtmaya çalışarak, daha doğru hale getirmekte, incelenmesini zorlaştırmaktadır.

Kuyu dibi sıcaklığı 196°C olan KD-13'de, önce basılan 200 m³'lük suyla tabandaki çatlağa kadar oluşan soğuma Squire modeli[115,116] ile hesaplanmış ve daha sonra da bu sıcaklıktan başlayarak çatlak içindeki soğuma hesaplanmıştır. Yukardaki modele göre 730 m'deki sıcaklık 200 m³ su basılmasının ardından 84°C olarak bulunmuştur. Elimizde bir de uzun süreli soğutma sonucu kuyu dibinde ölçülen 49.5°C'lık bir sıcaklık bulunmaktadır. Çatlak içindeki soğuma bu iki sıcaklıktan başlayarak belirlenmiştir[115]. Bunun nedeni gerçek durumun yanında, daha etken bir soğutmanın asitleme üzerindeki etkisinin incelenmek istenmesidir.

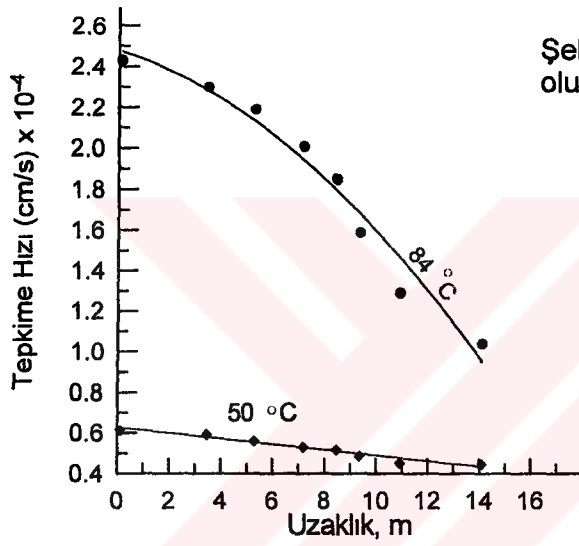
Şekil 8.10'da her iki kuyu dibi sıcaklığı için çatlak içindeki sıcaklık dağılımı görülmektedir. Asit etki uzaklığını hesaplamak için Terrill modeli[115,117] kullanılarak, asit yayılımının kuyudan 50 m'ye kadar olduğu hesaplanmıştır. Ancak asidin bu uzaklıkta etkili olmadığı ve %3'lük derişime 14 m'de eriştiği aynı modelden hesaplandı[115]. Şekil 8.11 çatlak boyunca asit derişim değişimini göstermektedir. Bilindiği gibi Kızıldere'de üretim formasyonu mermer olup, kullanılan HCl asit çökelen CaCO₃ gibi mermer ile de tepkimeye girmektedir. Başlangıçta, mermerlerin de CaCO₃ minerallerinden oluşan kalkerin metaformizma sonucunda ortaya çıktığı düşünülüyordu. Bu sahada daha önce yapılan kuyu logları çalışmaları[21] ve Bölüm 4.1'de mermerlerin dolomit orijinli olabileceğini göstermişti. Dolomit ve kalsitte HCl'in tepkime hızları farklı olacağı için, yukardaki savın doğrulanması yoluna gidildi. Bölüm 4.8.1'de de belirtildiği gibi, İTÜ' de yapılan X-Ray Diffractometre çalışmaları bu mermerlerin %90'ının dolomit, diğer bir deyişle CaMg(CO₃)₂ olduğunu göstermiştir. Geri kalan miktar ise CaCO₃'tür.



Şekil 8.11. Çatlak boyunca asit derişimi değişimi[115].



Şekil 8.12. Dolomit için çatlak boyunca oluşan tepkime hızları[115].



Şekil 8.13. Kalsiyum karbonat için çatlak boyunca oluşan tepkime hızları[115].

Araştırmalar, dolomit üzerindeki asit tepkime hızının, tepkime kinetiği ve kalker üzerindeki ise kütle geçişi tarafından kontrol edildiğini göstermektedir[114]. Tepkime hızını kontrol eden parametrelerden sadece biri olan bu mekanizma, asidin ilerleme uzaklığını da etkilemektedir. Bu uzaklığı etkileyen diğer parametreler başta sıcaklık olmak üzere derişim, çatlak açıklığı ve enjeksiyon debisidir. Bu parametreler arttıkça asit ilerleme uzaklığı da artmakta ve bu uzaklık dolomitte CaCO_3 'tan her zaman fazla olmaktadır. Burada dikkat edilmesi gereken bir konu, sıcaklığın artmasıyla dolomitteki tepkime hızının kütle geçişine dönüşmesi ve CaCO_3 'taki hıza yaklaşmasıdır. Jeotermal kuyularda bunun önemi büyüktür. Dolomit [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] ve kalsiyum karbonat (CaCO_3) için çatlak boyunca oluşan tepkime hızları Şekil 8.12 ve Şekil 8.13' de verilmektedir. Burada, iki mineral arasında tepkime hızı açısından büyük farklar olduğu, CaCO_3 ' ta bu hızın oldukça yüksek olduğu gözlenmektedir.

Tablo 8.10. Asitleme Süresince Çıplak Kuyuda Harcanan Asit Miktarları[115].

Formasyon		Harcanan Asit, ton	
Sıcaklık, °C		55°C	84 °C
CaCO_3	1 cm	0.07	1.32
	2 cm	0.14	2.7
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$		0.1	0.3

KD-13 kuyusu için asidin koruma borusu tabanından çatlağa öteleninceye kadar açık kuyu ile olan teması dikkate alınarak, 40 dakikada süren bu işlem sırasında harcanan asit miktarı hesaplanmış[115] ve asidin ne kadarının çatlak içinde kullanılmadığı tahmin edilmiştir. Sonuçlar Tablo 8.10'da verilmiştir. Bu Tablonin oluşturulmasında iki farklı kuyu dibi sıcaklığı ile kuyu içinde 1 ve 2 cm kalınlığında CaCO_3 çökeltisi olduğu varsayılmıştır[115]. Tablo 8.10'dan da anlaşılacağı gibi özellikle yüksek sıcaklıklarda CaCO_3 çökeltisi için harcanan asit miktarı hiç de azımsanacak gibi değildir.

d- Asitleme teknikleri

a) Kimyasal geciktiriciler çeşitlidir ve genelde firmaların yaptıkları ve ticari adlarla pazarladıkları ürünlerdir. Yalnız, yapılan çalışmalar[118] bunların akış durumlarında pek etkili olmadıklarını, diğer bir deyişle, akan asidin oluşan engelleyici filmi kimyasal erozyona uğrattığını göstermiştir. Diğer bir kimyasal yöntem CaCl_2 'ün HCl asidine katılması ve CO_2 enjeksiyonudur. Bilindiği gibi bu kimyasallar, asidin tepkimeye girmesini önleyerek geciktirici etki yapmaktadırlar. Bu, ekonomik bir yöntem değildir. Endüstri buna asit derişimini artırarak çözüm bulmuştur. Bu durumda yan ürün olarak daha fazla meydana çıkan bu kimyasallar aynı etkiyi yapmaktadır. Bu, Kızıldere' de zaten uygulanmaktadır. Diğer taraftan, log konusunda yapılan çalışmalar[21] sahada rezervuarın belli kesimlerinde kuyu içinde belli aralıklarda CO_2 toplandığını, Şekil 4.8'de olduğu gibi, göstermektedir. Eğer bu aralıklara asitleme yapılırsa CO_2 ' in geciktirici etkisinden faydalanılabilir.

b) Emülsiyonlu veya jel asit gibi seçenekler yüksek sıcaklıklı kuyular için uygun değildir. Her ne kadar soğutma yapılıyorsa da tepkime zamanının artması durumunda sıcaklık arttığı için hem emülsiyon, hem de jel yapmada kullanılan polimerler bozulacaktır. Ayrıca, sıcaklığın artması emülsiyonu kırma yönünde bir etkide bulunacaktır.

c) Asetik asit ve formik asit gibi organik asitler HCl ile karıştırılarak geciktirici bir etki elde edilebilmektedir. Bu da organik asitlerin tepkime hızının HCl 'inkine göre daha az olmasındandır. Diğer taraftan, yapılan araştırmalar[119] karbonatlarla organik asitlerin tepkimesi sonucu ortaya çıkan CO_2 'in artan sıcaklıkla tepkimeye giren asit miktarını engellediğini ortaya koymuştur. Bu durum özellikle asetik asit

için kritik olup, örneğin, 65°C'de asidin yarısının tepkimeye giremediğini göstermektedir. Ayrıca, karışımdaki HCl'in tepkimesinden çıkan CO₂'in de asetik asidin tepkimeye girmesini engelleyeceği açıktır. Yapılan hesaplar yukarıdaki örneğin % 15'lik HCl ile asetik asidin birlikte olması durumunda tepkimeye girmeyen asit oranının % 66.5'e çıkacağını göstermektedir.

d) Asit tepkime hızını kontrol eden unsurlardan ilki, çatlak yüzeyinde filtrasyon kaybıdır. Bu ne kadar az olursa, asit tükenmeden o kadar uzun mesafeler katedebilir. Kızıldere'de bu mekanizma zaten lehte çalışmaktadır, çünkü mermerlerin geçirgenliği çok azdır. Diğer bir teknik, asit cephesinde viskoz bir sıvının basılmasıdır. Bu, hem çatlağı etkili bir şekilde soğutur, hem de çatlağın daha açılmasını sağlayarak temas eden yüzey alanı/asit hacmi oranını değiştirip asidin daha uzaklara gitmesini sağlar. Asidin akma hızını artırmak da çatlak yüzeyindeki kütle geçiş hızını düşürmektedir. Teknikler konusunda dikkate alınması gereken en son konu, asidin çıplak kuyuda formasyonla temasa girmesini önleyerek çatlak içinde harcanmasını sağlamaktır. Bu da çatlağın hemen üzerine bir packer yerleştirip asidi buradan enjekte etmekle sağlanabilir.

Yukarıda bahsedilenlerden anlaşıldığı gibi Kızıldere rezervuarında iki fazlı duruma geçiş CaCO₃ çökmesini kuyu içinden rezervuar içindeki çatlaklara taşımış ve basıncın üretimle giderek azalması da, çökmenin çatlaklar boyunca rezervuarda kuyudan daha uzaklara gitmesi durumunu ortaya çıkarmıştır. Bundan dolayı, CaCO₃ çökmesinin yarattığı formasyon hasarını gidermek için yapılan asitleme işleminde kullanılan asidin tepkime zamanı oldukça önem kazanmıştır. Diğer taraftan kullanılan asidin rezervuar kayacı olan mermerleri de etkilemesi, durumu daha karmaşık hale getirmektedir. Gerçi mermerlerin dolomitik orijinli olması lehte bir özellik olup, asitin CaCO₃'teki tepkime hızının düşük sıcaklıklarda dolomitten çok daha fazla olması, olsa olsa doğanın bir hediyesidir.

Kullanılan derişimi yüksek % 28'lik HCl, tepkime süresinin uzamasına yararlı olmasına rağmen dolomitlerde "tachidride" adı verilen bir mineralin çökmesine neden olmaktadır. Mermerlerin dolomitik orijini, daha önceden bilinmediği için ihmal edilmiştir. Hesaplar, % 28'lik HCl'in 1000 gal' un 205 kg tachidride (CaMg₂Cl₆.12H₂O) çökmesine neden olacağı ve dolayısıyla yaklaşık 40 m³

işlem yapılmalıdır. Kayaçtan ısı iletimi ile gelen sıcaklık çatlaktaki sıcaklığı kısa zamanda eski düzeyine döndürmektedir. Ya da, bu durumu avantaj haline getiren asit bileşimleri ve katkı maddeleri kullanılmalıdır. CO₂'in geciktirici etkisinden yararlanmak için, loglarla belirlenen CO₂'li seviyelere asitleme yapmak gerektiğinde yine bu durumdan faydalanabilecek bir tasarım gerçekleştirilebilir.

Organik asitlerden geciktirici olarak faydalanılması gerekir. Asetik asit bu konuda dezavantajlı görünse bile, formik asit bu işlem için kullanılabilir. Ayrıca, az miktarda formik asit kullanıldığında korozyon önleyicisi olarak da işlev gördüğünü dikkate almak gerekir.

Genelde Kızıldere'de asitlemeler için standart reçeteler uygulanmaktadır. Bazı kuyularda birden fazla çatlak olduğu dikkate alınır, asidin bu çatlaklarda fazla ilerleyemeyeceği ve asitleme etkisinin çok yakın kuyu civarıyla sınırlı kalacağı açıktır. Bu nedenle, şişirilebilir (inflatable) tip packerlar kullanıp, bu çatlakları mümkünse tek tek asitlemek, işlemin başarı yüzdesini mutlaka artıracaktır.



dolayısıyla bazı sorunlar yaratmaktadır. Ayrıca, bundan sonraki bölümlerde gözleneceği gibi bu enerjinin, kendine özgü özellikleri nedeniyle, değerlendirmesinde dikkatli olmak gerekir.

9.1. Jeotermal Enerji Ekonomisine Genel Bakış

Jeotermal enerji kaynaklarının kullanımı sermaye yoğunluktur. Böyle olmasının nedeni de, santral veya ısıtma şebekesi kurulması ve gelir akışından çok önce, kaynağın aranması ve geliştirilmesi için yapılan özellikle sondaj masrafları nedeniyle gerçekleştirilen yatırımlardır. Kaynağın aranması ile işletmeye geçmesi arasındaki zaman 5-6 yıl kadardır. Yüzeydeki santral ve yeraltındaki rezervuarlarla ilişkili akışkan üretim maliyetleri (arama, kuyu delme ve tamamlama) arasındaki ayırım, jeotermal kaynakları geliştirmek için olağan dışı organizasyon ve idari yapılar gerektirmektedir. Yurt dışında elektrik üretimi için gerekli buhar, bir şirket tarafından üretilip, elektrik şirketlerine satılmakta, onlar da bu buharla elektrik üreterek piyasaya satmaktadır. Doğrudan üretim şekli olan konut ısıtması için, gerekli sıcak su bir şirket tarafından üretilip, sıcak su dağıtım şirketine satılmaktadır. Ülkemizdeki genel yaklaşım hem doğrudan (ısı üretimi), hem de doğrudan olmayan (elektrik) kullanımda, yeraltından akışkan üretimiyle yerüstündeki enerji kullanımının tek bir kuruluş tarafından yapılmasıdır. Bunlar da elektrik üretiminde T.E.A.Ş., ısıtma projelerinde belediyeler olmaktadır. Yurtdışında bu yaklaşım bazı özel firmaların kaynakları geliştirip, diğerlerinin yüzey tesislerini yapmasıyla, her ikisinin iş birliğine gitmesi yoluyla da gerçekleşmektedir[120]. Bu yöntem ilerki yıllarda ülkemizde de gerçekleşebilir. Bu iki farklı yaklaşım ekonomik açıdan çok değişik durumlar ortaya çıkarabilir. Birinci durumda her şeye sahip olan tek kuruluş

1-İlk Yatırım Maliyeti

Çok karmaşık ve değişken faktörlere bağlı olduğu için jeotermal kaynak geliştirme maliyetlerinin doğru olarak tahmini çok güçtür. Örneğin, bir jeotermal kuyunun maliyeti aynı saha içinde karşılaşılan güçlüklerle bağlı olarak değişebilir. Yine aynı saha içinde kuyuların üretimleri de büyük ölçüde değişebilir. Bunun yanında, jeotermal kuyuların büyük çapla kazılmaları ve dolayısıyla daha büyük kapasiteli sondaj makinaları gerektirmeleri, daha sert kayaçların kazılması ve yüksek sıcaklık gibi nedenlerle çok daha iyi tahmin edilebilen petrol sondajlarından birim maliyet olarak %40 ile %100 arasında daha pahalı olmaktadır. Diğer taraftan bazı öngörülmeyle kalemlere rağmen yüzey tesislerinin maliyeti daha kolayca tahmin edilebilir[120].

2-İşletme ve Bakım Maliyeti

Jeotermal sistemlerin işletme ve bakım maliyetleri genelde toplamın küçük bir bölümüdür. Yalnız, jeotermal akışkanın klorürler gibi korozif ve/veya silika, karbonatlar gibi çökeltme eğilimi taşıyan bileşenler veya CO₂ ve H₂S gibi yoğunlaşmayan gazlar içermesi bu maliyetleri büyük ölçüde arttırmaktadır. Dünyada işletme ve bakım maliyetleri 0.1 ile 0.4 cent/kwh arasında değişmektedir[22]. Örneğin, yukarıda bahsedilen yoğunlaşmayan gazlar ve kalsit çökeltmesi yaşanan Kızıldere jeotermal sahasında çökeltmenin periyodik olarak giderilmesi 0.28 cent/kwh (Bölüm 9.6), CO₂ ' in giderilmesi ise tam kapasiteyle çalışırken gücün %11.6' sı kondansörden CO₂ çekilmesinde sarfedildiği için yaklaşık 0.58 cent/kwh' e mal olmaktadır[22].

3-Yakıt Maliyeti

Jeotermal santrallerin termik santrallardan temel farkı, suyu buhar haline getiren bir kazan sisteminin olmamasıdır. Türbinde kullanılan buhar ya doğrudan üretilir, ya da sıcak sudan ayrılır. Dolayısıyla, bu tip santrallarda yakıt masrafı yoktur. Ekonomik açıdan çok kaba olarak değerlendirildiğinde, kazan maliyeti kuyu başındaki separasyon sistemleri ile kuyu-santral arasındaki boru maliyetine eşdeğer olarak kabul edilir. Diğer taraftan, delinen kuyu maliyetleri ile bunların bakım ve onarım masrafları da yakıt giderine yaklaşık olarak eşdeğer sayılabilir.

Fosil ve nükleerle karşılaştırıldığında düşük ısı verimliliğe sahip jeotermal santrallar daha değişik ekonomik ölçek etkileriyle sınırlandırılmışlardır. Yatırımcı kuruluşlar kurulu kW başına sermaye maliyetinin, fosil ve nükleer üniteler için kapasite artımıyla (örneğin, 100 MW' tan 1000 MW'a) önemli ölçüde azalacağını kolaylıkla gösterebilirler. Halbuki jeotermal santrallar optimum ekonomi açısından çok daha küçük boyutta yapılırlar. Dikkat edilmesi gereken önemli bir nokta enerji santralına akışkan taşınmasıdır. Düşük dönüşüm verimliliği dolayısıyla, üretilen MW başına çok büyük debilerde sıcak su veya buhar gerekmektedir. Herhangi bir santral kapasitesi için bir çok üretim kuyusu gerekir. Akışkan taşıma maliyetleri kuyu aralıklarına, kuyu başına üretim debisine ve toplam akışkan gereksinimlerini belirleyecek santral kapasitesine bağlı olacaktır. Bu maliyetlerin kW_e başına olan sermaye maliyetiyle dengelendiği yerdeki kapasite, optimum santral boyutunu gerektirir[22].

Dünyanın değişik yerlerinde bu kapasite 30 ile 100 MW_e arasında değişir. Jeotermal rezervuar/santral sisteminin ömrünü önceden kestirmek oldukça zordur. Örneğin santralin ömrü 25 yıl olabilir, fakat sürekli bir çalışmayla rezervuar ömrü bundan çok

	4.3-6.8	e
Rüzgar	4.3-6.8	cent/kwh _e
Nükleer	5.3-9.3	cent/kwh _e

Jeotermal enerjiyi güneş ve rüzgar gibi yeni enerji alternatiflerinden ayıran en büyük fark, elektrik ve ısı için ticari olarak kabul edilebilir fiyatlardır. Tablo 9.1’de jeotermal enerjiden elde edilen elektrik fiyatlarının diğer enerji kaynaklarından elde edilenlerle kıyaslaması sunulmaktadır.

Tablo 9.2. Jeotermal Enerjiyle Isıtma Maliyetlerinin Diğer Kaynaklarla Karşılaştırılması[123,126].

Elektrikli Isıtma	7	cent/kwh _t
Fuel Oil	3.5	cent/kwh _t
Doğal Gaz	3	cent/kwh _t
Kömür	2.3	cent/kwh _t
Jeotermal	0.35-1.8	cent /kwh _t

Tablo 9.3. Avrupa' daki Çeşitli Isıtma Yöntemleri için Maliyetler[123,126].

Doğal Gaz	4.8-7.2	cent/kwh _t
Doğal Gaz (Toplu konut)	3.6-4.8	cent/kwh _t
Jeotermal (100°C' lik su ile doğrudan)	1.8-2.57	cent/kwh _t
Jeotermal (60°C' lik su ile ısı değiştiricisiyle)	3.36-4.8	cent/kwh _t
Jeotermal (50°C' lik su ve ısı pompasıyla)	3.96-5.3	cent/kwh _t

Benzer, hatta çok daha iyi bir durum konut ısıtmacılığında görülmektedir. Bunun da en önemli nedeni doğrudan kullanımdaki verim yüksekliğidir. Örneğin, 150°C' lik bir jeotermal kaynak doğrudan kullanıldığında verim %80 iken elektriğe dönüştürüldüğünde bu verim %10' a düşebilir. Bundan dolayı üretilen akışkanın

biraz daha fazla olmasıdır. Endüstriyel prosesler için kullanılan jeotermal buharın maliyet analizi İzlanda' da yapılmıştır[125]. Buna göre kazanlarda üretilen buharın maliyeti 1.5 \$/kg iken, jeotermal buharınki 0.25 \$/kg'dır. Jeotermal buharın 25 km öteye 130 t/h debide taşındığını varsayarsak taşıma maliyetiyle birlikte 0.5 \$/kg'a mal olacaktır. Bu miktar 1.5 \$/kg'lık kazan buharının maliyetinin 1/3'ü kadardır.

4-Dış Maliyet

Enerji üretim ünitelerindeki dış maliyet, çevrenin etkilenme maliyeti olarak algılanmaktadır. Aşağıdaki Tablo 9.4'te A.B.D.'deki çeşitli enerji üretim yöntemlerinin dış maliyetleri görülmektedir.

Tablo 9.4. ABD'deki Enerji Üretim Dış Maliyetleri[121,127].

Doğal Gaz Termik Santrali	0.78	cent /kwh
Fuel Oil Termik Santrali	1.67	cent /kwh
Kömür Termik Santrali	2.34	cent /kwh
Jeotermal Termik Santrali	1.0	cent /kwh

Yukarıdaki jeotermal enerjiden elektrik üretimi dolayısıyla oluşan sosyal maliyet oldukça olumlu gözükmemektedir. Yalnız bu sosyal maliyetin bizdeki gibi atık suların nehirlere, kullanılmayan CO₂' nin havaya bırakılmasıyla çok artacağını söylemek mümkündür.

9.2. Jeotermal Enerjinin Ekonomik Analizi

1-Yöntem

Ekonomik bir analizin iki görelî amacı vardır: (1) bir aksiyon sürecinin yapılmaya değer olup olmadığını, (2) çeşitli aksiyon süreci olasılıklarından hangisinin en iyisi

ve güç (1+i)ⁿ maliyetleri yanında işletme masrafları ve vergilerle devam eder. Her yıl için maliyetler ve gelirler bir nakit akışı oluştururlar; bunlar bir iskonto oranı ile birleştirilirse iskontolanmış nakit akışı haline gelirler. Bu çalışmada iskontalanmış nakit akışını kullanan aşağıda gösterilen ikisi esas olmak üzere üç ayrı yöntem (net şimdiki değer NPV, iç karlılık oranı ROR ve dış karlılık oranı AEROR) ekonomik analizlerin gerçekleştirilmesinde kullanılmıştır. Geri ödeme yöntemi (payout), bu tür yatırımların değerlendirilmesinde gerçekçi sonuçlar vermediği için dikkate alınmamıştır.

$$1) NPV = (- \text{yatırım}) + \Sigma(\text{nakit akışı}) / (1+i)^n, \quad (9.1)$$

Burada; i = Piyasa iskonto oranı, bu çalışmada % 10 alınmıştır.

n = Proje süresi, yıl.

$$2) S(-\text{yatırım}) + \Sigma(\text{nakit akışı}) / (1+r)^n = 0, \quad (9.2)$$

Burada; r = ROR,

n = Proje süresi, yıl.

3) Dış karlılık oranı aşağıdaki formülle hesaplanır,

$$(\text{Yatırım}) \times (1+i_{ae}) = S(\text{nakit akışı}) \times (1+i)^n$$

Burada; i_{ae} = Dış karlılık oranı,

i = İskonto oranı.

Ser_n = Yatırım maliyeti, n yılında,

Har_n = Nakit harcamalar, n yılında,

Ver_n = Vergi ödemeleri, n yılında,

$eö$ = Projenin ekonomik ömrü.

5) Hızlandırılmış yatırım Projeleri

Zaten karlı olarak çalışmakta olan yatırım projelerine yapılacak ek yatırım ile net gelirlerin daha önceden elde edilmesi kavramıdır. Bu yatırımlar sermaye bilançosu analizlerinde değişik bir problem ortaya koyarlar. Genel yaklaşım çalışmakta olan mevcut projenin nakit akışının şimdiki değerini hesaplamaktır. Bu değer, daha sonra hızlandırılmış nakit akışının şimdiki değerinden çıkarılan hızlandırmak için yapılan yatırımın miktarı sonucunda elde edilen değerle karşılaştırılır. Eğer hızlandırılmış yatırımın net şimdiki değeri orjinal nakit akışının net şimdiki değerini aşıyorsa proje dikkate alınmaya hak kazanır.

6) Tesis ve Donanım Amortismanı (Depreciation) ve Kaynak Tüketim Amortismanı (Depletion)

Bu çalışma çerçevesinde yapılan ekonomik analizlerde, kurulan jeotermal enerji üretim donanımlarına ait amortismanlar birim üretim temelinde hesaplanmıştır. Kaynak tüketim amortismanları ise, arama ve geliştirme maliyetlerinin toplam tahmini jeotermal enerji üretim potansiyeline bölünerek bulunmuştur.

1- Kaynakla ilgili,

2- Rezervuar ve üretim sistemi (elektrik santralı veya ısı sistemi) ile ilgili,

3- Finans ve idare ile ilgili.

Kaynakla ilgili konularda en önemli konu kaynağın kalitesini belirleyen jeotermal suyun sıcaklığı, bileşimi, rezervuar derinliği ve kayaç tipidir. Tüm bu parametreler arama ve sondaj maliyetlerini belirleyeceklerdir. Bunların yanında, bulunan yere bağlı olarak suyun varlığı ve çevre ısı deşarjı koşulları da önemli rol oynayacaklardır. Bu son iki parametre yerden yere çok değişkenlik gösterir ve rezervuar ve santral işletmesi üzerinde büyük etkisi vardır.

Rezervuar ve üretim sistemiyle ilgili en önemli konu, o rezervuarın bir teknik yapılabilirliğinin (fizibilite) gerçekleştirilmesi, enerji seviyesinin ve dolayısıyla da uzun dönemde verebileceği güç kapasitesinin tesbitidir. Bu konu hayati bir önem taşır ve ekonomik yapılabilirlik ancak teknik yapılabilirlik üzerine kurulabilir. Bir rezervuarın geliştirilmesi ve işletilmesinin maliyetleri de önemlidir. Başlangıç rezervuar akışkan sıcaklığı ve bileşimi belirlendikten sonra, özellikle kuyu verimliliği ve ömrü belli bir kurulu santral kapasitesi için gerekli kuyu sayısını tayin edecektir. Isı kullanım şeması veya elektrik üretim verimliliği belirlendikten sonra MW başına jeotermal akışkan debisi tayin edilir. Üst tabaka basınçlı, hidrotermal ve kuru sıcak kaya sistemlerindeki rezervuar tükenmesi beklendiği için, güç ünitesi-rezervuar sisteminin uygun tasarım ve idaresi dikkate alınmalıdır.

Finansal ve idari konularda arama faaliyetleri, sondaj işlemleri ve güç ünitesi inşası için güncel sermaye maliyetleri yanında nakit akışı önemlidir. Diğer finansal

Değerlendirilmesi

Kızıldere jeotermal elektrik santrali 1984 yılından itibaren elektrik enerjisi üretmeye başlamasına rağmen, bu saha için arama çalışmaları 1960'lı yılların ortasında başlamış ve bu çalışmalar için MTA 1.7×10^6 \$, UNDP (Birleşmiş Milletler) ise 1.3×10^6 \$'lık hibe yatırımları[128] birlikte gerçekleştirmişlerdir. Bu yatırım her ne kadar toplam 3×10^6 \$ olarak görünüyorsa da, bunun 1984 yılındaki parasal değeri yaklaşık 16×10^6 \$ civarındadır. Gücü 20.4 MWe olan santralin kuruluş maliyeti 28.75×10^6 \$ olup, bunun % 45'i yirmi yıl vadeli % 1.5 faizle yardım kredisi, geri kalan % 55'i ise pazar koşullarında ihracat kredisi olarak verilmiştir[128]. Kurulan ekonomik modelde, 1986 ve 1987 yıllarında delinen 3 kuyu, bugünlerde delinmekte olan 4 kuyuluk tekrar-basma programı ve geçmişte çok kez uygulanmış temizlik ve asitleme işlemlerinin maliyetleri de diğer yatırımlarla birlikte hesaba katılmıştır. Geri ödeme (pay out) yöntemiyle değerlendirdiğimiz taktirde, bugüne kadar santralin ürettiği elektrik enerjisinin parasal değeri olan yaklaşık 60×10^6 \$, 60'lı yıllarda yapılan arama yatırımı ve santrale yapılan yatırımı faizleriyle birlikte 1996 yılı itibarıyla ödemiş görünmektedir. Daha önce de bahsettiğimiz gibi bu yöntem paranın zaman değerini dikkate almadığı için yanıltıcı bir sonuç vermektedir[123].

Paranın zaman değerini gözönüne alan net şimdiki değer (NPV) ve iç karlılık oranı (ROR) yöntemleri kullanılarak aşağıda verilmekte olan çeşitli durumlar için gerçekleştirilen ekonomik analizlerin sonuçları Tablo 9.5'te gösterilmektedir.

1. Durum: Devlet hakkı (royalty) ve kaynak amortisman değerleri dikkate alındığı, olması gereken hal.

2. Durum: Royalty ve kaynak amortisman değerlerinin gözönüne alınmadığı şimdiki gerçek hal.
3. Durum: Royalty, kaynak amortisman değerlerinin dikkate alınmadığı ve 10 MW_e'lık bir santral için yatırım yapıldığı varsayımı.
4. Durum: Royalty, kaynak amortismanının gözönüne alındığı ve santralin 20 MW_e'lık enerji ürettiği varsayımı.

Ülkemizde jeotermal enerji ile ilgili bir kanun var olmadığından, aslında kaynak kamuya ait olduğu için, “royalty” dediğimiz devlete ödenmesi gereken devlet hakkı ve “depletion allowance” olarak adlandırılan üreticinin kaynağının tükenmesinden doğan kaybını vergiden düşmeyle karşılayacak kaynak amortismanı ödemeleri yoktur. Yakında çıkması olası bir jeotermal enerji kanununda bu kavramların işlerlik kazanması olası olup, tüm dünyada da uygulama bu yöndedir. Yapılan değerlendirmelerin evrensel olarak geçerlilik kazanması için, bu kavramların da gözönüne alınması gerekir.

Öte yandan, 20 MW_e gücündeki Kızıldere santrali 28.75x10⁶ \$'a mal olmuş, ortalama 10 MW_e civarında elektrik enerjisi üretmiştir. Yukarıdaki seçeneklerden biri de bunu dikkate alarak, 10 MW_e'lık bir santralin yarı fiyatına kurulduğunu varsayıp, hesaplar yapılmıştır. Ayrıca her bir durum için, olması gereken ideal halin sonucunu gösterebilmek amacıyla, 60'lı yıllarda yapılan 3x10⁶\$'lık arama (exploration) yatırımı normal zamanında yapılmış gibi varsayılarak, 1984 itibarıyla 3x10⁶\$'lık olarak dikkate alınmıştır. Bunun yanında 60'lı yıllardaki 3x10⁶\$'lık arama yatırımı 1984 yılına taşınan değeri olan 16x10⁶\$ olarak da analiz hesaplarına katılmıştır. Diğer taraftan, bu arama yatırımlarının artık unutulup hiç gözönüne alınmadığı, diğer bir deyişle, sıfır kabul edildiği bir seçenek de yer almaktadır.

Tablo 9.5'teki her biri 3 arama yatırımı seçenekli 4 durum incelendiğinde, bunların bazılarının ülkemiz ve Kızıldere santralının şu andaki gerçeklerini yansıttığı, bazılarının da ideal, olması gereken durumları aksettirdiği, diğerlerinin de varsayımlardan (10 MW_e güçlü santral ve mevcut santralin 20 MW_e güç üretmesi gibi) hareket ettiği gözlenmektedir. Şu andaki gerçek ekonomik hali, en iyi 2. Durum 16x10⁶\$'lık arama yatırımı ile tanımlamaktadır. Burada, projenin net şimdiki değerinin (NPV)= - 12256911 \$ ve negatif bir değer, iç karlılık oranının (ROR)= %

4 gibi (% 10'luk piyasa iskonto oranının oldukça altında) küçük bir büyüme oranı ürettiği göz önüne alınırsa, kurulan santralin ekonomik açıdan zarar ettiği açıkça görülmektedir. Santralin 10 MWe'lık kurulu gücü olması ve bunun da 14.375×10^6 \$'a malolması varsayımında (3.durum ve -16×10^6 \$ arama yatırımı) bile, yatırım ekonomisi iyileşmesine rağmen, NPV= 3577784 \$ ve ROR = % 6 değerleriyle sonuç en azından ROR açısından karlı gözükmemektedir. Bu durum için arama yatırımı doğru ve zamanında yapıp 3×10^6 \$ olarak gerçekleşseydi, 6935562\$'lık NPV ve % 13'lük ROR ile Kızıldere santrali yatırımı ancak karlı hale gelebilirdi. Yasal düzenlemelerin yapıldığı düşünülürse, devlet hakkı ve kaynak tükenme amortismanları gündeme gelecek ve ekonomik değerlendirme tüm dünyada benzer projeler için yapılanlarla eşdeğer olacaktır. Birinci durum bunu yansıtmakta olup yukarıda incelenen 2. ve 3. durumlara göre daha kötü görünmektedir. (NPV= -13448694, ROR = % 4). Dördüncü durum santralin kurulu gücü olan 20 MWe'ı sürekli ürettiğini varsaymaktadır. Aslında, iyi yapılmış bir teknik fizibilite ile elektrik enerjisi üretiminin bu miktarda olması gerekmektedir. Bu taktirde, ideale yakın olarak düşünebileceğimiz bir halde, 16×10^6 \$'lık gecikme dolayısıyla artmış arama yatırımı dikkate alınsa bile, NPV=24797940 \$, ROR = %24 olmakta ve yatırımın son derece karlı olduğu açık bir şekilde görülmektedir. Yine aynı bu durum için, eğer arama yatırımı zamanında yapılmış olsaydı maliyeti 3×10^6 \$ olarak gerçekleşecek ve ekonomik analiz sonuçları NPV= 34899335 \$, ROR = % 104 şeklinde olağanüstü karlı sonuçlar verebilecekti.

Tablo 9.5. Kızıldere Jeotermal Santrali Ekonomik Analiz Sonuçları.

Durum	Karlılık Ölçüleri	Arama Yatırımı, yok	Arama Yatırımı, 3×10^6 \$	Arama Yatırımı, 16×10^6 \$	Açıklamalar
1.Durum	NPV, \$ ROR,%	-1694900 10	-2646821 8	-13448694 4	Royalty,depletion dikkate alınmış.
2.Durum	NPV,\$ ROR,%	+39229050 12	-438729 10	-12256911 4	Royalty,depletion dikkate alınmamış
3.Durum	NPV, 4 ROR,%	+8240398 18	+6935562 13	+3577784 6	Royalty depletion yok, santral 10MW üretiyor, 14.5×10^6 \$ yatırım yapılmış
4.Durum	NPV,\$ ROR,%	+40954011 -	+34899335 104	+24797940 24	Royalty, depletion var, Santral 20 MW üretiyor.

Bilindiği gibi, var olan Kızıldere santrali yeraltından çıkan yaklaşık 200°C'taki sıcak sudan elektrik ürettikten sonra 150°C civarındaki suyu dışa vermektedir. Bu su eğer tekrar rezervuara basılmazsa yılda yaklaşık 600000 bbl petrole eşdeğer enerjinin ortama verilmesi demek olup, büyük bir enerji israfıdır. Bu tez çerçevesinde yapılan

seçeneği olarak ortaya çıkmaktadır. Öte yandan böyle bir ek yatırımın tüm projenin ekonomisi üzerindeki etkisi incelenmiş ve sonuçta tüm proje yatırımının iç karlılık oranının % 4'ten % 8'e çıktığı, bunun yanında da -12256911\$ olan NPV zararının -5461500 \$'a indiği gözlenmiştir.

9.4. Kızıldere Sahasının Doğrudan Kullanımının Ekonomik Değerlendirilmesi

Yıllık fosil enerji tüketiminin %40'ı, özellikle ısıtma ve endüstride olmak üzere, oldukça düşük sıcaklıkları elde etmek için harcanmaktadır. Tipik olarak 1000-1500°C'lik fosil yakıt yanma sıcaklıkları, konut ısıtması ve proses ısısı olarak 250°C'nin altındaki sıcaklıkları üretmek için kullanılırlar. Bunun da çok büyük bir kısmı 55-75°C'ler arası, konut ısıtmacılığında kullanılmaktadır[129].

Çalışmanın bu kısmında Kızıldere'de üretilen jeotermal akışkanın doğrudan kullanımı, uzak ve görelî olarak yakın kabul edilebilecek yerleşim bölgelerinde konut ısıtması olarak düşünülmüştür. Yaptığımız çalışmalarda dikkate aldığımız tipik yerleşim bölgeleri, küçük ve yakın olan Sarayköy ile görelî olarak uzak ve büyük olan Denizli kentidir. Bundan sonraki bölümlerde, bu iki yerleşim yerinin tamamen ve kısmen ısıtılmaları ele alınacaktır.

9.4.1. Sarayköy İlçesinin Kızıldere'nin Atık Jeotermal Suyu ile Isıtılması

Bu bölümde Kızıldere'nin jeotermal atık suyuyla Sarayköy ilçesinin ısıtılması ile doğrudan ısıtmanın ekonomik analizlerinin karşılaştırılması yapılmıştır. Kızıldere sahasından nehre boşaltılan bu atık su ile 8.5 km uzaktaki 15500 nüfuslu ve topografik olarak 120 m daha aşağıda bulunan Sarayköy ilçesinin ısıtılması

planlanmıştır[130]. Bu ilçemizdeki konut sayısının 3000 civarında olduğu tahmin edilmektedir. Sarayköy'ün hali hazırdaki ve gelişme durumu dikkate alınarak aşağıdaki seçenekler incelenmiştir:

1. Kızıldere'den 96°C'lik atık su ile 1000 konutun ısıtılması,
2. Kızıldere'den 155°C'lik atık su ile 5000 konutun ısıtılması,
3. Kızıldere sahasından borularla yalıtım ve ısı değiştiricisi kullanılmaması durumunda 1000 konutun ısıtılması,
4. Kızıldere'den 125°C'lik atık su ile 3000 konutun ısıtılması,
5. Sarayköy yakınından arama yapılarak bulunan sıcak su ile 1000 konutun ısıtılması.
6. Sarayköy yakınından arama yapılarak bulunan sıcak su ile 5000 konutun ısıtılması.

Görüleceği gibi Kızıldere'den gelen atık sıcak su için üç seçenek (155°C, 125°C, 96°C) dikkate alınmıştır. Bunun amacı Kızıldere elektrik jenerasyon sisteminde verimliliğin artması için yapılabilecek yeni düzenlemelerden (binary sistem, alçak basınçlı 2. separasyon) sonra bile kalan atık suyla konut ısıtmasının yapılabilirliğini göstermektir.

Konutların ısıtılmasında ısı gereksinimini belirleyebilmek için derece-gün yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemde binada ısıtmaya gerek duyulmayan sıcaklık olarak 18.7°C alınmıştır. Sarayköy için aylık derece gün değerleri Tablo 9.6'da verilmektedir.

Tablo 9.6. Sarayköy Derece-Gün Değerleri (°C-gün) [131].

Ock	Şbt	Mrt	Nis	May	Hz.	Tmz	Ağt	Eyl	Ekm	Ksm	Ara
375	308	269	114	7	-	-	-	-	56	186	320

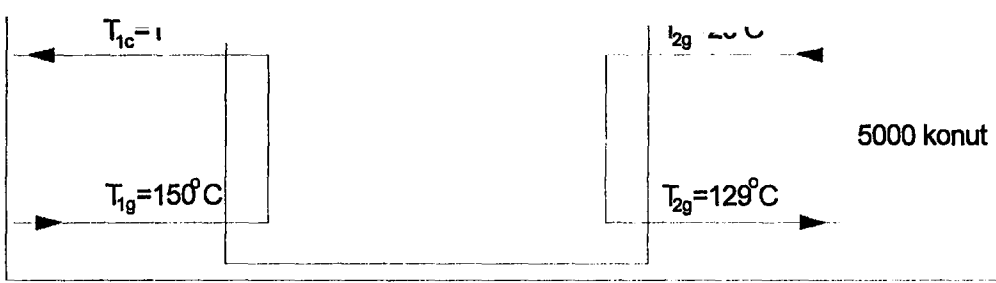
Jeotermal akışkanlar (atık veya doğrudan üretilen) korozyif çökeltme eğilimli olduğundan ısısı bir ısı değiştiricisi ile tatlı su olan dolaşım akışkanına iletilmektedir. Bu amaçla çapraz akımlı boru demetli ısı değiştiricilerinin kullanılacağı

155°C m'lik kot farkından yararlanılmıştır. Ancak, hidrolik tasarımda 125°C ve 155°C sıcaklık için separatör basınçlarının da kot farkından doğan basınçlarla birlikte dikkate alındığını unutmamak gerekir. Bu bağlamda, sıcaklıkları 125°C ve 155°C olan suların boru içinde iki fazlı hale geçmelerini önlemek için var olan separatör basınçları yeterli bulunmuştur. Özellikle kent içi şebeke borularındaki basınç kayıplarını minimumda tutmak için laminar akış oluşacak şekilde borular tasarımılanmıştır. Sistemdeki basınç kayıpları Şekil 9.2'de gösterilmektedir. Kızıldere'den Sarayköy'e geldiğinde basıncı düşen akışkanı şebekede dağıtmak için bir pompa ve aynı akışkanı geri göndermek için de ayrı bir pompa öngörülmüştür.

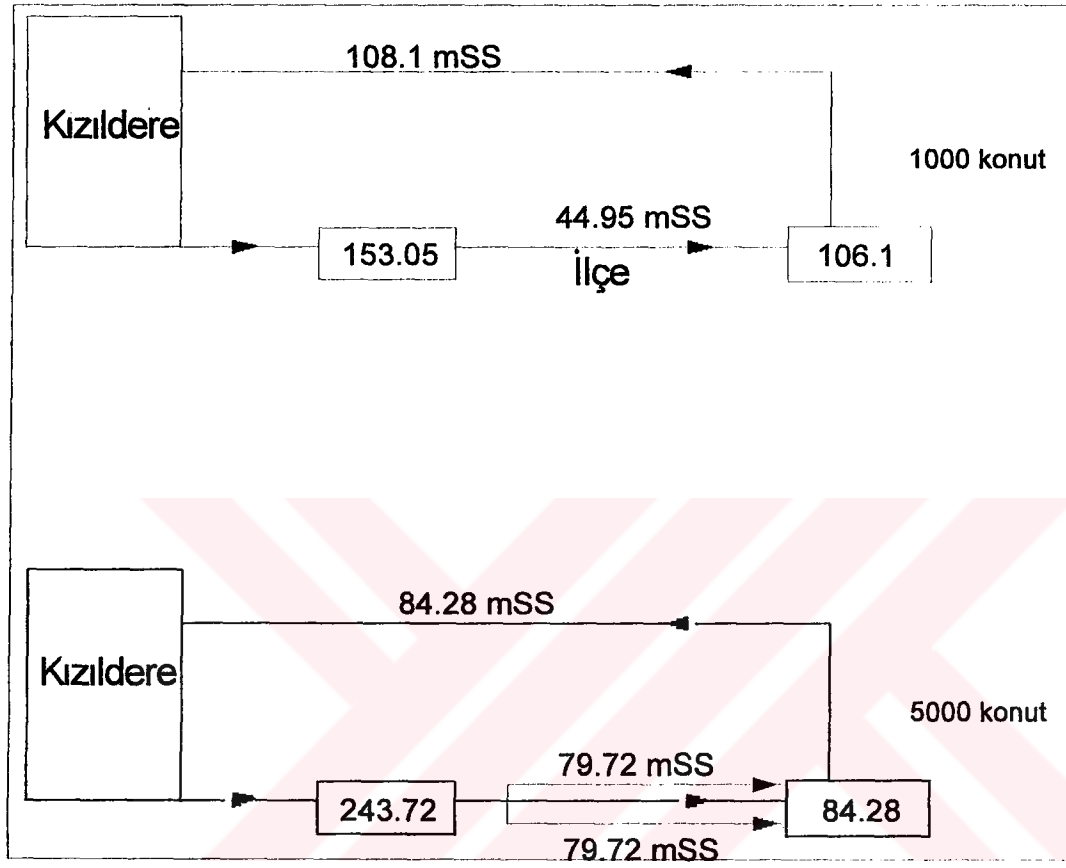
Isıtma sisteminde de 2 cm kalınlığında cam yününün kullanıldığı varsayılmıştır. Bu yöntem ile yalıtılan borularda Sarayköy projesi için ısı kaybı 3°C/km olarak hesaplanmıştır. Tüm şebeke borularında yalıtım malzemesi kullanıldığı varsayılmıştır.

Ekonomik analizi gerçekleştirirken, tesislerin 20 yılda ekonomik ömrünün tamamlanacağı varsayılmış, buna göre hesaplanan amortismanlara yıllık işletme masraflarıyla enerji kullanım giderleri ve çökmeyi önleyici kimyasal madde giderleri katılarak konut başına yıllık gider hesaplanmıştır. Isıtma sistemi için hesaplanan konut başına ısıtma giderleri aşağıdaki Tablo 9.7'de gösterilmektedir.

Konut başına ısı gereksiniminin Sarayköy'de 9.4×10^6 Kcal/yıl olduğu biliniyor ve yapılan hesaplarda bir miktar yüksek çıktığı gözleniyor. Bunun en büyük nedeni Sarayköy'e uzanan 8.5 km uzunluğundaki boru hattı ve onun yalıtım maliyetidir. Tablo 9.7'de gözlenen en önemli konu, beklenildiği gibi konut sayısının artmasıyla konut ısıtma giderlerinin giderek azalması ve daha ekonomik hale gelmesidir. Şu anda tüm Sarayköy'ü ısıtabilecek seçenek 3000 konutluk olanıdır. Bu seçenek yöre



Şekil 9.1. Sarayköy için öngörülen ısı değıştircilerin şematik gösterimi[130].



Şekil 9.2. Boru hattı sistemindeki basınç kayıpları[130].

ISITMA SEÇENEKLERİ	MALİYET (\$/KONUT/ YIL)
Kızıldere Sahasından (96°C) 1000 konut	296.7
Kızıldere Sahasından (125°C) 3000 konut	178.5
Kızıldere Sahasından (155°C) 5000 konut	143.7
Kızıldere Sahasından Isı Değiştiricisiz 1000 konut	155.7
Sarayköy'den Arama ile 1000 konut	256
Sarayköy'den Arama ile 5000 konut	134
*Kömürle Isıtma	204
*Fuel Oil'le Isıtma	246.5

*Kömür ve fuel oil içinde kalorifer tesisatlarının maliyeti dikkate alınmıştır. Ayrıca, Tablo'daki maliyetler kimyasal inhibitör kullanma masraflarını da içermektedirler.

Yukarıda anlatılanlardan da görüldüğü gibi, Kızıldere'nin atık suyu büyük bir ısıtma potansiyeli taşımaktadır. Bunun ekonomik olduğu yapılan bu çalışmayla kanıtlanmıştır. Yine yapılan ön çalışmalar bu atık suyun Sarayköy ilçesini ısıtmasının yanında yine yaklaşık aynı uzaklıkta Buharkent yerleşim bölgesini de ısıtabileceğini ortaya çıkarmıştır. Aslında bu atık ısı her iki ilçeyi de ekonomik olarak ısıtmaya yeterlidir.

9.4.2. Denizli Kentinin Kızıldere'nin Atık jeotermal Suyu ile Isıtılması

Denizli kenti Kızıldere sahasından 36 km uzaklıkta ve 200 m daha yüksek bir seviyede bulunmaktadır. Bu durum olası böyle bir sisteme teknik ve ekonomik güçlükler getirmektedir. Bu bölümde Denizli'de 17800 adet 100 m²'lik konutun jeotermal atık su ile ısıtılması incelenecek, teknik ve ekonomik sonuçları sunulacaktır.

değeri üzerine oturtulmuştur.

Tablo 9.8. Denizli için Aylık Derece-Gün Değerleri[131].

Ay	Oc.	Şt.	Mrt.	Nis.	May.	Hrz.	Tem.	Ağs.	Eyl.	Ekm.	Kas.	Ara.
Der.- Gün	410	340	273	136	13	---	---	---	---	75	271	352

2-Isı Değiştiricileri ve Filtrasyon Ünitesi

Kızıldere jeotermal suyu boru hattında çökelme ve korozyona neden olabileceğinden, bir ısı değiştiricisi vasıtasıyla ısısının B. Menderes'ten alınan tatlı suya aktarılması planlandı. Isı değiştiricisi olarak ısıl verimi yüksek olan plaka tipli bir donanım planlandı. Plaka tipi ısı değiştiricisi kompakt, esnek, demontajı kolay, az malzeme gereksinimi, az hacim kaplaması, düşük titreşim ve kısa devre dolaşım yapmaması dolayısıyla tercih edildiler. Çeşitli seçenekler için ısı değiştiricileri şematik olarak Şekil 9.3'te gösterilmektedir.

Nehir suyunun filtrasyonu için herbiri 1000 ton/st kapasitesinde geri yıkama tipli filtrasyon ünitesi kullanılması planlanmıştır. Bu filtrelerin 50 µm çaplı katı maddeleri elimine etmeleri mümkündür. Şekil 9.4 filtrasyon ünitesi tasarımının şematik görüntüsünü vermektedir.

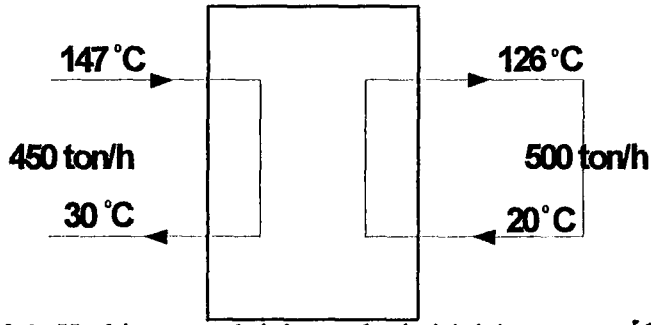
3-Sıcak Suyun Taşınması ve Dağıtımı

Bu amaçla iki alternatif sistem tasarlanmıştır:

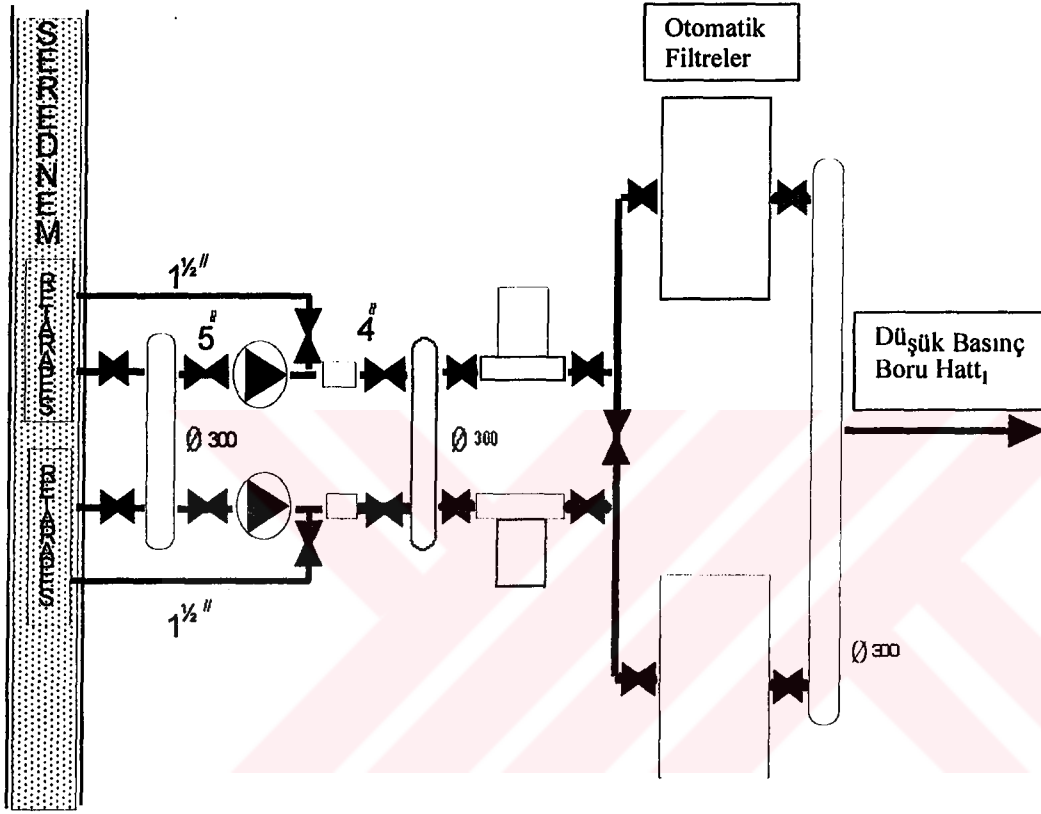
(1) 87°C'deki sıcak suyun 2000 ton/st debide pompalanması.

(2) 127°C'deki sıcak suyun 1000 ton/st debide pompalanması.

17800 konut ve herbir seçenek için tasarlanan ısı değiştiricilerin şematik görünümü.



şekil 9.3. Herbir seçenek için ısı değiştiricisi tasarımı [32].



şekil 9.4. Nehir suyu filtrasyon  nitesi [132].

İlk seçenekte, sıcak su kaynama noktasının altında olduğu için, tek büyük çaplı boru ile tasarımı yapmak mümkündür; ikinci seçenekte ise su sıcaklığı kaynama noktası üzerinde olduğu için, basıncın doyma basıncı altına düşmesi durumunda boru hattı içinde iki faz oluşacaktır ve bu da düzgün bir akışı engelleyip sürtünme basınç kayıplarını arttırdığından teknik açıdan sorun yaratır. Özellikle bu yörede havanın çok sıcak olmadığı tarihlerde sıcak su gereksinimleri azaldığı durumlarda pompalanacak su debileri düşeceğinden iki faza geçiş kesinlikle oluşacaktır. Bundan ötürü iklim koşullarını da karşılayan ve aynı zamanda gerekli ısıyı da sağlayan iki boru hattı seçeneği çözüm yolu olarak sunulmuştur. Bu seçenekte sıcak olarak gelen su kentte soğuk su ile karıştırılacak ve 65°C olarak dağıtım sistemine verilecektir.

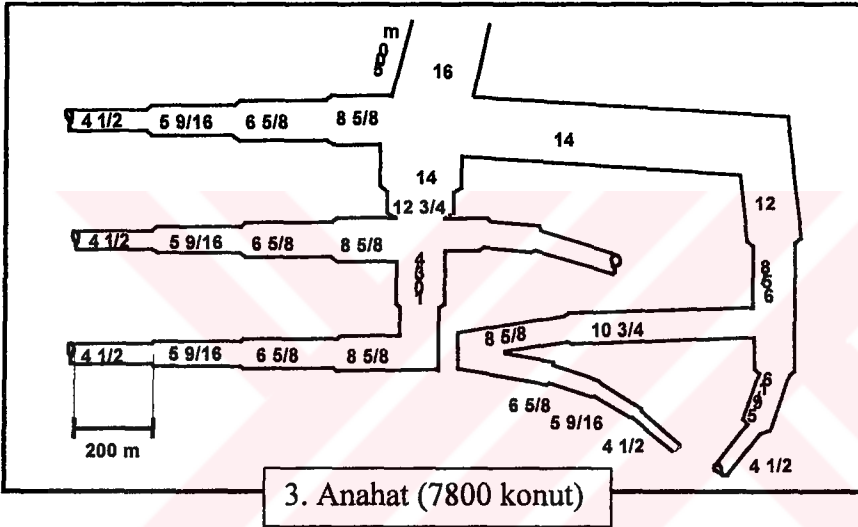
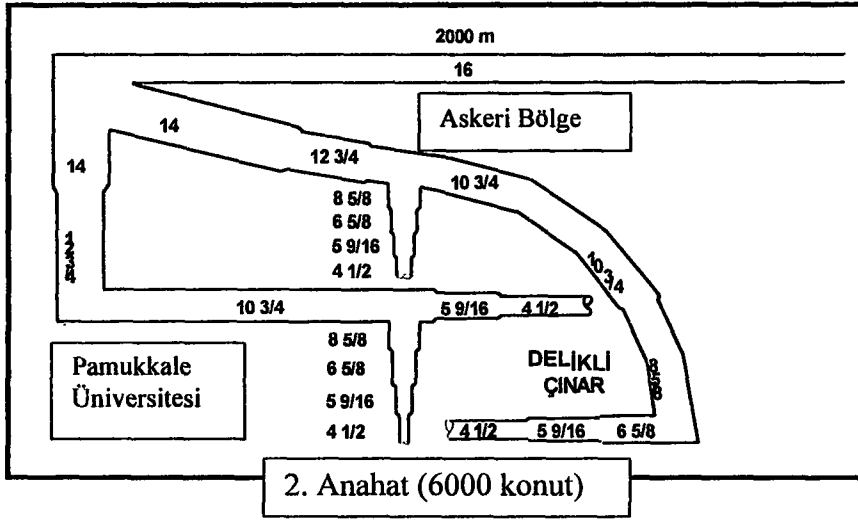
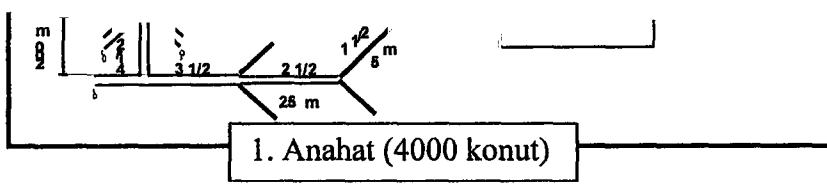
Sıcak su kentin topoğrafyasından da yararlanmak için şehrin en yüksek yerine kadar pompalanacak ve dağıtım oradan pompa gereksinimi olmaksızın yapılacaktır. Şekil 9.5 dağıtım ana arterlerini göstermektedir. Şekil 9.5, ayrıca ana arterlerin daha küçük çaplı borulara ayrılarak herbiri 100 konut ısıtacak seviyeye, daha sonra da 25 konutluk daha küçük çaplara ayrıldığını da göstermektedir.

4-Hidrolik ve Ekonomik Optimizasyon

Her iki seçenek için hidrolik ve ekonomik optimizasyon yapılmış olup, kurgusu Tablo 9.9 ve sonuçları da Şekil 9.6'da verilmektedir. Şekilden de görüleceği gibi 24" ve 12" borular her bir seçenek için optimum çözüm olarak bulunmuştur.

Tablo 9.9. Herbir Boru Hattı Seçeneği için Hidrolik ve Ekonomik Optimizasyon[132].

HİDROLİK ve EKONOMİK OPTİMİZASYON	500 m ³ /h, İki Hat	2000 m ³ /h Tek Hat
Boru Çapı	12" (x 2)	24"
1. Boru hattı maliyeti (\$)	1,670,000	5,396,000
2. Döşeme maliyeti (\$)	1,620,000	3,600,000
3. İzolasyon maliyeti (\$)	500,000	370,000
4. Döşenmiş boru hattı maliyeti (1+2+3) (\$)	3,790,000	9,366,000
5. Valfler + etc. (15 % * 4) (\$)	568,500	1,404,900
6. Toplam döşenmiş boru hattı maliyeti (4+5) (\$)	4,358,500	10,770,900
7. Boru hattı amortizas. yıllık maliyeti (\$)	445,000	1,186,610
8. Gerekli pompa basıncı (bar)	34.8	32.3
9. Gerekli Elektrik Güç (HP, 80 % Eff.) (kW)	504	2006
10. Pompa istasyonunun yıllık güç masrafı (\$)	165,110	657,231
11. Pompa istasyonunun maliyeti (\$)	277,200	1,103,410
12. Pompa istasyonunun yıllık maliyeti (\$)	30,504	121,510
13. Toplam pompalama maliyeti (10 + 12) (\$)	195,650	1,124,920
11. Toplam yıllık maliyet (7 + 13) (\$)	640,650	2,310,000



Şekil 9.5. Ana arter boru hatları[132].

5-Projenin Ekonomisi

Bu projede dikkate alınan varsayım ve parametreler Tablo 9.10'da verilmektedir. Projenin tamamının yerel ve yabancı kredilerle finanse edilmesi planlanmıştır. Borular, sıcak su pompaları, ısı değıştiricileri ve filtrasyon ünitesi gibi ana elemanların yabancı bir hükümetin verdiği özel bir kredi ile ithal edildiğı; kalan malzeme, donanım ve sistemin inşaatının da yerel kredi ile karşılandığı varsayılmıştır. Yatırım, faizler, kredilerin geri ödemesi, kurumlar vergisi ve gelirler dikkate alınarak projenin karlılığı incelenmiş ve sonuçları Tablo 9.11'de verilmiştir. Karlılık tablosu temel alınarak çeşitli sıcak su satış fiyatları için net şimdiki değeri (NPV) ve iç karlılık oranı (ROR) hesaplanmış olup, sonuçlar Şekil 9.7'de verilmektedir.

Şekil 9.7'de görüldüğü gibi yüksek debili ve düşük sıcaklıklı 1. seçeneğı dikkate alırsak 2.5 cent/kwh_i'lik bir sıcak su satış fiyatıyla %22'lik bir ROR elde edilmektedir. Bu oldukça iyi bir karlılık olmakla birlikte, 2.5 cent/kwh_i'lik satış fiyatı tüketiciye yılda 300 \$'a malolmaktadır. Bu maliyetin, maliyetleri aynı bölge için hesaplanan ve Tablo 9.7'de verilen kömür ve fuel oil'e göre yüksek olduğu anlaşılmaktadır. Denizli'de ekonomik bir satış fiyatı olan 1.5 cent/kwh_i için %7 gibi düşük bir ROR ve proje için ekonomik sayılamıyacak bir karlılık değeri vermektedir. Bu satış fiyatıyla Denizli'deki tüketicinin ödemesi gereken miktar 180\$/yıl olup diğer alternatif ısıtma kaynaklarına göre ucuzdur.

İkinci seçenek olan iki boru hattıyla yüksek sıcaklıkta taşıma için 1.5 c/kwh_i 'lık sıcak su satış fiyatıyla projeden %19'luk bir ROR elde edilmektedir. Ancak, elde edilen net şimdiki değeri düşük görünmektedir. Bu NPV'ler başka yatırım seçenekleriyle karşılaştırıldığında yatırımcı açısından çekici bulunmayabilir. Ancak,

böyle bir toplu ısıtma sistemi düşük (NPV) vermesine rağmen kent Belediyesi gibi kamu yararına çalışan bir kurum tarafından gerçekleştirilebilir. Sonuçta ikinci seçeneğin teknik zorluklara karşın daha ekonomik olduğu ortaya çıkmıştır.

Bu sistemin ekonomik analizinde boru hattının geçeceği yerlerin kamulaştırma bedelleri dikkate alınmamıştır. Bunun nedeni, sıcak su boru hatları ile ilgili bir yasal düzenleme veya yönetmelik bulunmaması dolayısıyla, kamulaştırılacak arazinin kesin miktarının belirlenememesidir. Öte yandan, böyle bir toplu ısıtma sisteminin, alternatif fosil yakıtlı sistemlere göre daha az hava kirliliği yaratacağı ve üretimin kentlerden oldukça uzak bir yerde gerçekleştirilmesi dolayısıyla, sosyal maliyetlerinin düşük hatta sıfıra yakın olacağı Tablo 9.4'ten net bir şekilde görülmektedir. Bu iki konunun (kamulaştırma ve sosyal maliyet) ekonomik açıdan birbirini dengeleyeceğini düşünülebilir.

Yapılan hesaplar ve analizlere göre böyle bir sistem teknik ve ekonomik açıdan yapılabilir (feasible) görünmektedir. Isıtma sisteminin elektrik santralı için yapılan jeotermal akışkan üretimine bağlı olması bir dezavantaj olarak görülebilmesine rağmen, herhangi bir nedenle güç santralının durması halinde sahadan jeotermal akışkan üretimine devam edilebilir. Ancak, bu durumda jeotermal kaynağın kullanım verimliliği düşecektir.

Bu sistemle ısıtma kendi başına değerlendirildiğinde ekonomik görünmesine rağmen, Bölüm 6'da da ele alıp incelediğimiz gibi, jeotermal rezervuarı ısı beslenmeden yoksun bırakacaktır. Bunun sonucunda kaynağın daha çabuk tükenmesi beklenmelidir. Bu durumda ise santralin çeşitli hatalar nedeniyle zaten ekonomik görünmeyen durumu daha da kötüleşecektir.

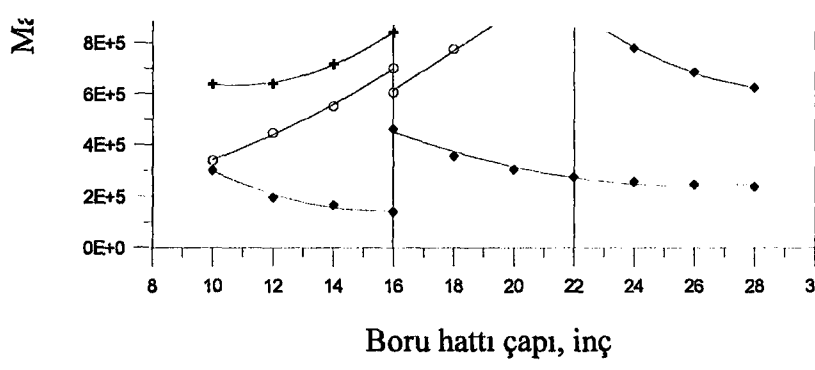
Kızıldere jeotermal sahasından atılan atık suyun enerjisinden faydalanmayı hedefleyen doğrudan kullanım, sistemden elektrik üretimiyle birlikte konut ısıtması yoluyla entegre bir şekilde enerji üretimini sağlamaya yöneliktir. Bu bağlamda, bu çalışma çerçevesinde yakın ve uzak yerleşim bölgelerinde konut ısıtma projeleri ele alınarak ekonomileri incelenmiştir.

5 Kredi / yatırım oranı	100%	
6 Dış kredi		
7a Faiz Oranı	6%	
7b Kullanma süresi, yıl	2	
7c Geri ödeme süresi, yıl	7	
8 Yerel ticari kredi		
8a Faiz Oranı	8,50%	
8b Kullanma süresi, yıl	2	
8c Geri ödeme süresi, yıl	10	
9 Çalışma sermayesi / yıllık yatırım oranı		
9a 1. yıl	8%	
9b 2. yıl	3%	
10 Bakım onarım		
10a 1-2	0,40%	Biriken yatırımın
10b 3-25	1,75%	Biriken yatırımın
11 Sigorta	0,30%	Biriken yatırımın
12 Mühendislik ve danışmanlık	2,50%	Yıllık yatırımın
13 Personel		Personel yatırımının #
13a 1-2	5	10000
13b 3-25	20	10000
14 Taşıma aracı		Herbir arabanın fiyatı (\$)
14a 1-2	2	7500
14b 3-25	4	7500
15 Taşıma (bakım + yakıt)	20%	Herbir aracın fiyatının
16 Binalar (bakım + vb.)	25%	Bina yatırımının
17 Diğer	0,50%	İşletme maliyetinin
18 Doğrusal amortisman süresi, yıl	25	
19 Sabit hizmet gelirleri	6	\$/yıl - abonman
20 Depozit	1	\$/yıl - abonman
21 Malzeme kiralama gelirleri	5	\$/yıl - abonman
22 Vergi gelirlerinden muafiyet	5	yıl
23 Kurumlar vergisi	50%	Net kardan
24 İskonto oranı	10%	
25 Tekrar yatırım oranı	7,50%	

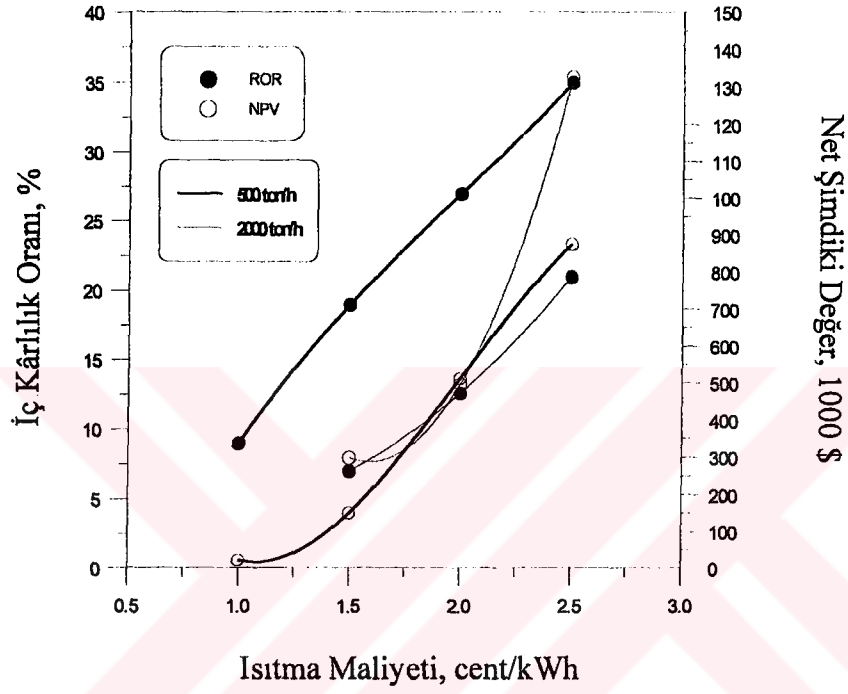
Tablo 9.11. Finansal Karlılık Tablosu[132].

FINANSAL KARLILIK	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(X 1000\$)												
I Kasaya giren	7009	5181	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524
1 Gelirler	0	0	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524
2 Krediler	7009	5181										
II Kasadan çıkan	11651	9556	3735	3601	3497	3393	3288	4292	4200	2742	2721	2713
1 Yüklenicilere ödemeler												
(Proje+Krediler+Özvarlık I)	7009	5181										
2 Yüklenicilere ödemeler												
(Özvarlık II)	3405	3405										
3 Faizler (İşletme süresi)	50,5	208,4	772	668	564	460	355	251	144	61	40	17
4 Geri ödeme	0	0	1627	1627	1627	1627	1627	1627	1627	1627	1627	1627
5 İşletme masrafları	421	477	1336	1306	1306	1336	1306	1306	1336	1306	1306	1336
6 Kurumlar vergisi								1108	1093	1108	1108	1093
7 İşletme sermayesi	766	285										
II-III Fark	-4642	-4375	789	923	1027	1131	1236	232	324	1782	1803	1811
Net Şimdiki Değer (NPV)	497											
İç karlılık oranı (ROR) (%)	13											

FINANSAL KARLILIK	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
(X 1000\$)													
I Kasaya giren	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524
1 Gelirler	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524	4524
2 Krediler													
II Kasadan çıkan	2414	2414	2429	2414	2414	2429	2414	2414	2429	2414	2414	2429	2414
1 Yüklenicilere ödemeler													
(Proje+Krediler+Özvarlık I)													
2 Yüklenicilere ödemeler													
(Özvarlık II)													
3 Faizler (İşletme süresi)													
4 Geri ödeme													
5 İşletme masrafları	1306	1306	1336	1306	1306	1336	1306	1306	1336	1306	1306	1336	1306
6 Kurumlar vergisi	1108	1108	1093	1108	1108	1093	1108	1108	1093	1108	1108	1093	1108
7 İşletme sermayesi													
II-III Fark	2110	2110	2095	2110	2110	2095	2110	2110	2095	2110	2110	2095	2110
Net Şimdiki Değer (NPV)													
İç karlılık oranı (ROR) (%)													



Şekil 9.6. Kızıldere-Denizli boru hattının hidrolik optimizasyonu[132].



Şekil 9.7. Ekonomik analiz sonuçları[132].

- b- Denizli kenti yakın jeotermal kaynaklardan yararlanılarak daha ekonomik olarak ısıtılabilir. Onun yerine alternatif olarak, Denizli'nin aksine yükseklik olarak Kızıldere'ye göre daha aşağıda bulunan Nazilli, akışkan pompalama giderleri düşeceği için, Denizli'ye göre daha ekonomik olarak ısıtılabilir. Sarayköy ve Buharkent gibi yakın ve daha düşük seviyelerde bulunan küçük yerleşim bölgeleri, bu avantajları dolayısıyla ekonomik olarak ısıtılabilirler. Ancak, her iki durumda da, kullanım boyutuna bağlı olarak atık suyun ya hepsini, ya da bir kısmını soğuk olarak tekrar-basmak gerekecektir. Soğuk atık su (65-96°C) Kızıldere rezervuarına basıldığı takdirde hem kısa zamanda soğutma etkisi yaratacağından, hem de kalsit çökmesi olasılığını gündeme getireceğinden inhibitör kullanılmazsa sakıncalı olabilir. Isıtma için kullanılacak akışkan sıcaklığı 65°C'ta düşürülerek Tekkehamam'a basılacak miktardaki atık su ile Sarayköy'de ısıtma sistemi kurulabileceği kanısına varılmıştır.
- c- Kızıldere jeotermal sisteminden doğrudan olmayan kullanım (elektrik enerjisi üretimi) kurulu olan santralın değerlendirilmesiyle ilgilidir. Yapılan çok yönlü ekonomik analiz, devletin yatırım politikasındaki kopuklukların Kızıldere jeotermal enerji yatırımının ekonomik olmaması da önemli bir etken olduğunu ortaya koymaktadır. Diğer önemli sorun santralın 20 MW_e olarak kurulup, 10 MW_e enerji üretmesidir. Eğer santral 10 MW_e olarak kurulsaydı ekonomik olacağı gösterilmiştir. Yapılan ekonomik analiz jeotermal enerji yasasının olmaması nedeniyle hem devletin pay (royalty) almayıp, hem de üretici kurumun tükenen kaynak kriterini kullanamaması nedeniyle fazla vergi ödeyerek zarara uğradığını göstermiştir.

için uyarlanan ve aşağıda verilen Denklem 9.4 [70] ile hesaplanmıştır. Değişik çaplardaki kuyu maliyetleri ise maliyet ile kuyu çapı arasındaki logaritmik ilişkiyle belirlenmiştir. Değişik çaplardaki kuyu üretimleri Kızıldere ve dünyadaki değişik çaplardaki kuyuların tıkanmadan önceki süreç içinde yaptıkları ortalama üretimleri dikkate alınarak tahmin edilmiştir. Ayrıca, bu üretime bağlı olarak yıllık elektrik üretimleri hesaplanmış, elektrik satış fiyatı 10 cent/kwh varsayılarak yıllık gelirler hesaplanmış ve bundan %40 kurumlar vergisi ile temizlik ve işletme masrafları düşülmüştür. Öte yandan kuyu ömrü 12 yıl alınarak 20 yıllık bir ekonomik analizde 12. yılda yeni bir kuyu kazılacağı varsayılarak bunun şimdiki değeri hesaplanmıştır. Tüm bu değerler Tablo 9.12’de görülmektedir.

$$\text{Maliyet} = 120000(1.0014)^d, \text{ US\$}, \quad (9.4)$$

Burada; d = Kuyu derinliğidir.

Tablo 9.12. Çeşitli Çap ve Derinlikteki Kuyuların Gelir ve Yatırımları.

Derinlik, m	1000			2000		
Çap, in.	8 ^{1/2"}	10 ^{5/8"}	12 ^{1/4"}	8 ^{1/2"}	10 ^{5/8"}	12 ^{1/4"}
Gelir,\$/yıl	910500	1290000	1798500	799800	1131600	1561500
Kuyu Delme Yatırımı,\$	486148	772925	1302876	1969497	3072415	5100997
2.Kuyu Delme Yatırımı,\$	154901	246293	415137	627542	980535	1625335

Yukarıdaki veriler üzerinde yapılan ekonomik analiz sonuçları Tablo 9.13’te verilmektedir. Tablo 9.13 değerlendirildiğinde, 1000 m derinlikteki kuyuların 8^{1/2"} çapla delinmesinin, ROR’ göre ekonomik açıdan daha uygun olduğu ve bunu 12^{1/4"} çaplı kuyunun takip ettiği görülüyor. Burada dikkat etmemiz gereken konu ROR değerlerinin abartılı derecede yüksek olmasıdır. Bu da elde edilen yıllık gelirlerin yatırımdan fazla olmasından kaynaklanmakta olup bu ROR’leri dikkate

Derinlik,m	1000			2000		
Çap, in.	8 ^{1/2"}	10 ^{3/8"}	12 ^{1/4"}	8 ^{1/2"}	10 ^{3/8"}	12 ^{1/4"}
NPV, \$	6464137	9051657	12750263	3829190	5073635	5622261
ROR, %	142	126	140	31	28	22

Yukarıdaki ekonomik analiz deterministik bir yaklaşımla yapılmıştır. Ancak, üretim debileri ve kuyu maliyetleri verilerinde belli bir dereceye kadar belirsizlik vardır. Bu belirsizliğin sonuçlarını minimuma indirmek amacıyla bir risk analizi gerçekleştirilmiş ve bu amaçla risk ağırlıklı ROR yöntemi kullanılmıştır. Bilindiği gibi, karlılık ölçülerinde olasılık rakkamları kullanılmaz. Risk ağırlıklı ROR yönteminde riski analize dahil edebilmek için aşağıdaki denklem ile verilen yalancı yatırım kavramı geliştirilmiştir[62].

$$\text{Yalancı yatırım (şimdiki zamanda)} = Y_o + Y_d(1-p)/p \quad (9.5)$$

Burada; Y_o = Üretim kuyusu maliyeti, \$, Y_d = Kuru kuyu maliyeti, \$,

p = İstenen üretimi yakalama olasılığı, % .

Denklem 9.5 kullanılarak hesaplanan yalancı yatırımlarla yapılan ekonomik analiz sonuçları Tablo 9.14'te verilmektedir.

Tablo 9.14. Çeşitli Çap ve Derinlikler için Risk Analizi Sonuçları.

Çaplar, in.	8 ^{1/2"}	10 ^{3/8"}	12 ^{1/4"}
Derinlik, m	1000		
Yalancı Yatırım, \$	915784	1698696	3436026
Olasılık, %	70	60	50
Risk Ağırlıklı ROR	99	72	52
Derinlik, m	2000		
Yalancı Yatırım, \$	2597039	8105900	16726332
Olasılık, %	60	50	40
Risk Ağırlıklı ROR	18	13	6

9.6. İnhibitör Kullanımının Ekonomik Analizi

İnhibitör kullanımının ekonomik analizinde bu işlemi gerçekleştirmek için yapılması gereken yatırım maliyetleri ve yıllık maliyetler aşağıdaki gibi hesaplanmış ve bu projenin 10 yıllık bir ömrü olduğu varsayılarak % 10 iskontolu net şimdiki değerleri bulunmuştur.

Yatırım Maliyeti:

1- Pompa ünitesi (8 adet) = 20000\$

2- Vinç (1 adet) = 25000\$

3- Tel boru (8 adet x 700 m) = 112000\$

Toplam yatırım = 157000\$

Yıllık Maliyet:

1- Yedek Parça(1 ünite/yıl)= 2500\$

2- İşçilik (1 kişi x yıl = 6000\$

3- İnhibitör* = 196875\$

Toplam yıllık maliyet =205375\$

*(1000 t/st x 15 ppm x 7500 st x 1.75 \$/kg x 10⁻³) [39].

Tablo 9.15. İnhibitör Basılması Projesinin Net Şimdiki Değeri.

Yıl	Yatırım Maliyeti, \$	Yıllık Maliyet, \$	Toplam, \$	% 10 iskontolu NPV, \$
0	157000	205375	362375	362375
1	14000	205375	219375	209064
2	14000	205375	219375	190198
3	14000	205375	219375	172868
4	14000	205375	219375	157073
5	14000	205375	219375	142813
6	14000	205375	219375	129870
7	14000	205375	219375	118024
8	14000	205375	219375	107274
9	14000	205375	219375	97622
Toplam projenin net şimdiki değeri				1687181\$

Net şimdiki değerler aşağıdaki Tablo 9.15'te gösterildiği gibi hesaplanmıştır:

İnhibitör kullanımının kwh başına maliyeti:

$$1687181\$ / 750 \times 10^6 \text{ kWh} (10 \text{ yıllık üretim}) = 2.25 \times 10^{-3} \$/\text{kWh}, 0.225 \text{ cent/kWh olur.}$$

Bu projenin alternatifi mekanik temizlik olup, aşağıdaki gibi hesaplanmıştır:

$$\text{Mekanik temizliğin yıllık maliyeti} = 2135\$ (1998 \text{ yılı için})[35]$$

$$\text{Mekanik temizlik sırasında üretilmeyen enerji maliyeti} = 168000\$$$

$$\text{Toplam Maliyet} = 240135\$.$$

Mekanik temizliğin kWh başına maliyet: $240135 / 75 \times 10^6 \$ = 3.2 \times 10^{-3} \$/\text{kWh}$ olur. Ancak, bu maliyet hesabında dikkat edilmesi ve gözden kaçmaması gereken konu kalsit çökmesi nedeniyle üretimin azalması dolayısıyla ortaya çıkan zarardır. İnhibitör kullanımı sırasında bu kayıp söz konusu olmadığına göre, aşağıda hesaplanan mekanik temizleme maliyetine bu kaybı eklemek gerekir.

Her mekanik temizlik sonrası santral 12 MW ile üretime başmakta ve 6 ay sonra bu üretim 6 MW seviyesine düşmektedir. Ortalama üretimi 9 MW olarak alırsak % 25 kadar bir üretim kaybı söz konusudur. Yıllık ortalama üretim 75×10^6 kWh olduğuna göre, yaklaşık 25×10^6 kWh'lik bir enerji kaybı olmaktadır. Bu enerjinin piyasadaki parasal değeri 2.5×10^6 \$'dır. Bu kaybı dikkate alıp mekanik temizliğin kWh başına maliyetini hesaplarsak:

$$(240135\$ + 2.5 \times 10^6 \$) / 75 \times 10^6 \text{ kWh} = 3.65 \times 10^{-2} \$/\text{kWh olur.}$$

Yukarıdaki hesaptan da anlaşılacağı gibi mekanik temizlik 16 kat daha pahalıya malolmakta ve ayrıca da ülke ekonomisinde 2.5 milyon dolarlık bir üretim kaybına neden olmaktadır. Bu durumun 14 yıldır sürdüğü düşünülürse, toplam kayıp 35 milyon dolar olmaktadır. Bu üretim yapılmış olsaydı, Bölüm 9.3'te ekonomik olmadığı gözlenen durumların ekonomik hale gelmesi yanında, zaten ekonomik olanlar da daha büyük rantlar üretecekti.

amacıyla, TPAO'nun yakın bir lokasyonda (Alaşehir) benzer formasyonları benzer koşullarda yaptığı sondaj incelenmiş ve 2200 m'lik kuyunun 42 günde bittiği gözlenmiştir. Bu süreye jeotermal kuyuda yapılmayan 6 adet formasyon testi ve 6 karot alımı da dahildir. Bundan sonra aynı derinliğe TPAO tarafından kazılacak geliştirme kuyuları 20-30 gün içinde tamamlanacaktır. Kazanılan 1 yılda derin kuyunun yapacağı olası 3 MW_e'lık üretimden elde edilecek gelir 2.25 milyon dolar civarındadır. Derinliği 2000 m olan bir kuyunun TPAO tarafından 30 günde yapılacağı ve yüklenicilik hizmet bedeli olarak 17000 \$/gün ödeneceği varsayılırsa, Kızıldere'de bir jeotermal kuyunun maliyeti aşağıda Tablo 9.16'da verildiği gibi hesaplanabilir:

Tablo 9.16. Kızıldere'de Bir Jeotermal Kuyunun Maliyeti.

İşlemler	Maliyet, x10 ³ \$
Yol ve lokasyon yapımı bedeli	50
Makinanın sahaya taşınması(kuyu başına)	50
Makinanın kurulup indirilme bedeli	40
Yüklenici hizmet bedeli(30günx17000\$)	510
Akaryakıt bedeli	60
Sondaj çamur bedeli	60
Koruma boruları ve aksesuarları bedeli	350
Çimentolama işlemi hizmet bedeli(TPAO)	80
Kuyu logları hizmet bedeli(TPAO)	40
Matkaplar	80
Kuyubaşı donanımları	80
Supervizyon	10
Kuyu Tamamlama	50
Taşıma bedeli(bir kuyudan diğerine)	50
Toplam	1510

Sondaj maliyeti 755\$/m olacaktır. Şu anda ödenen bedel 1000\$/m'dir. Sondaj maliyeti %25 ucuz olmanın yanında, TPAO tarafından yapılması durumunda daha kaliteli iş üretileceği için, Bölüm 8'de bahsedilen sorunların hizmetle ilgili olan kısımları büyük ölçüde ortadan kalkacaktır. TEAŞ'ın asıl kazancı ise yukarıda



Toprak alkali metallerin %88'i kuyu ve yüzey donanımlarında çökelirken, silikanın %94'ünün B.Menderes nehrine ulaştığı tahmin edilmektedir [34]. Kuyularda ve yüzey donanımlarında (akış boruları ve separatörler) oluşan 20-40 ton/yıl civarındaki kalsit temizlenip ortadan kaldırılmaktadır. Özellikle kalsitin toksik bir madde olmaması dolayısıyla çevreye önemli bir etkisi yoktur. Sıcaklığın düşmesi ve buharlaşma ile oluşan amorf silikanın %6'sı akış kanalında çökelirken, büyük kısmı nehir suyuna ulaşmaktadır.

Gazlara gelince, Kızıldere'den bırakılan en önemli miktardaki gaz CO₂ olup, Geyser ve özellikle Larderello çevresine varlığı hissedilen H₂S bu sahada az olması dolayısıyla etkin değildir. Yaklaşık 15 t/st debiyle üretilen CO₂'in bir kısmı yaz aylarında Karbogaz firmasının tesislerinde kuru buz üretiminde kullanılırken kışın atmosfere bırakılmaktadır.

Kızıldere jeotermal akışkanının çevre etkisi potansiyeli en fazla olan bileşeni buhar ayrıldıktan sonra kalan atık sudur. Atık suyun çevre etkisi konusunda yapılmış iki çalışma bulunmaktadır[133,134]. Bunlardan ilki, 1972 yılında gerçekleştirilmiş olup, bu çalışmada suyun çevreye etkisi tüm cepheleriyle incelenmiş; 1986 yılında yapılan ikincisi ise sadece bor mineralinin etkisi tüm B.Menderes havzası için araştırılmakla beraber, daha çok MTA'nın Germencik'te yapacağı testlerin çevreye etkisiz olduğu tezini benimsetmek amacıyla gerçekleştirilmiştir. Jeotermal akışkanın, B. Menderes nehri sulamada kullanıldığı için, özellikle tarıma etkisi bor, artık Na₂CO₃, toplam tuzluluk ve alkalinite açısından aşağıdaki gibi incelenmiştir[133]:

1-Bor Minerali : Kızıldere jeotermal suyu yaklaşık 30 ppm civarında B içermektedir. Borun bitkiler üzerindeki etkisi, üç grupta incelenebilir; (1) bora karşı hassas bitkiler (0.33-1.25 ppm), (2) yarı hassas bitkiler (0.67-2.5 ppm) ve (3) dayanıklı bitkiler.

mg/l'ye çıktığını göstermektedir[135]. Bu açıdan bakıldığında, diğer bir deyişle hassas bitkileri korumak istiyorsak, Kızıldere atık suyunun nehre kesinlikle bırakılmaması gerekmektedir. Öte yandan, Şamilgil (1972), 1967 yılında Kızıldere'nin üretim yapmadığı bir dönemde, Kızıldere sonrasında alınan bir su numunesinde 1.4 mg/l bor bulunduğuna işaret etmekte ve Kızıldere öncesinde alınan numunenin 0.38 mg/l bor taşıdığını belirtmektedir[133]. Bu fark Kızıldere sonrasında Menderes nehrine katılan suların yüksek miktarda bor içerdiğinin göstergesidir. Aynı eğilim Tablo 10.1'de de daha az miktarda da olsa gözlenmektedir. Bu durum belki de Kızıldere jeotermal sisteminin bilinenler dışında başka deşarj yerleri olduğuna da işaret edebilir. B. Menderes havzasının çeşitli yerlerinden alınan suların bor içerikleri Tablo 10.1'de verilmektedir. Bor miktarlarının nehir boyunca Buharkent'ten itibaren giderek azalması, nehrin debisinin Aydın'a kadar olan su katılımlarıyla bor içeriğini sulandırması sonucudur. Ayrıca, bu su katılımlarının kendi bor içeriklerinin de düşük olması gerekmektedir. Bu bağlamda, tüm katılan suların bor miktarının az olmadığını ve Germencik yakınından geçen bir derede 1971 yılında 17 ppm'lik bor miktarının tesbit edildiğini ve doğal olarak akan bu dere suyunun çevreye neden zarar vermediğinin tartışıldığı hatırlanmaktadır. Yıldırım[134] nehrin debisinin katılımlarla en az % 50 ve yağış alan kış aylarında % 100 kadar arttığına işaret etmektedir.

B.Menderes'in en düşük debisi konusunda değişik veriler bulunuyor. Şamilgil (1972) 17 yıllık rasatları inceleyerek en düşük debinin $5.75 \text{ m}^3/\text{s}$ olduğunu belirleyip, yaklaşık 2000 t/st atık su için yaptığı hesapta B.Menderes'teki suyun bor içeriğinin 4.25 mg/l'ye yükseleceğini hesaplamıştır[133]. Debinin 1000 t/st olması durumunda bile bor içeriği 2.13 mg/l'tir . Kendisinin de belirttiği gibi bu çok istisnai bir durumdur. Bor miktarının 1 ppm'de tutulması ve Kızıldere öncesi bor içeriğinin 0.35

Kuyucak	-	0.29	0.22
Umurlu	0.19	0.19	0.10
Koçarlı	0.16	0.19	0.10
Söke	0.17	0.15	0.16

2- Artık Na₂CO₃ : Bölüm 4'te yapılan jeokimyasal parametrelerin tanımlanmasında Kızıldere jeotermal akışkanının sodalı sular grubuna girdiği belirtilmişti. Artık Na₂CO₃ miktarı Şamilgil tarafından[133] KD-14 suyu için hesaplanmış ve bu miktarın 1.25 meq/l'lik zarar vermeyen bir değerin altına düşmesi için 2000 t/st'lik üretim debisinde nehir debisinin 20.8 m³/s olması gerektiği belirtilmiştir[133]. Değişik kuyu analizlerinin birlikte değerlendirilmesiyle akışkanın artık Na₂CO₃ miktarı tekrar hesaplanmış ve 35.9 meq/l'lik bir değer bulunmuştur. Üretim debisinin 2000 t/st ve 1000 t/st olma durumlarında artık değeri 1.25 meq/l'nin altında tutan en az nehir debileri sırasıyla 16 ve 8 m³/s olarak bulunmuştur.

3- Toplam Tuzluluk : Kızıldere jeotermal suları 4500 ppm civarında bir toplam katı madde taşımakta olup, suların toplam tuzluluğu 420 mmho/cm civarındadır. Dünyadaki diğer jeotermal kaynak sularıyla karşılaştırıldığında, düşük bir değer olarak kabul edilebilir. Bu miktar, orta bir tuzluluk taşıyan B.Menderes nehrinin tuzluluğuna çok yakın olduğundan bitkilere zarar vermesi söz konusu değildir[133].

4- Alkalinite : Kızıldere atık suyunun içindeki asidik gazları bıraktıktan sonra taşıdığı toprak metaller (özellikle Na) nedeniyle alkaline bir karakterde olduğu bilinmektedir. Tarıma zarar verme açısından Şamilgil'in önerdiği SAR, ya da sodyum adsorpsiyon oranı[133] belirleyici olmaktadır. Tipik bir Kızıldere kuyusunun atık suyu için yapılan bir hesaplama, bu suyun kendisinin tarıma çok zararlı olduğunu gösteriyor. Kızıldere suyunun nehre karıştığı yerden önce ve sonra 1995 yılında alınan numune analizlerinden[135] hesaplanan SAR, öncesi için 1.31

Şamilgil (1972)'in sunduğu veriler[133], E.İ.E'nin rasatlarından alınmış olup[136], B.Menderes nehri debisinin 1952 yılında $5.75 \text{ m}^3/\text{s}$ 'ye düştüğünü göstermektedir. 1980-82 arasında yapılan rasatlarda[137], en düşük debi $11 \text{ m}^3/\text{s}$ olarak ölçülmüştür. Ancak, debi genelde kurak aylarda $20 \text{ m}^3/\text{s}$ civarında seyretmektedir. Bu veriler dikkate alınarak, jeotermal atık suyun 1000 t/st'lik debide bor, artık Na_2CO_3 , tuzluluk ve alkalinite açısından, çok istisnai durumlar (yılda birkaç gün) dışında, zararlı olmadığı gibi bir görüntü ortaya çıkmaktadır. Ancak, son yıllarda muhtemelen yapılan barajlarla nehrin 60'lı ve 70'li yıllardaki akış rejimi değişmiş ve yaz kış arasındaki farklılıklar azalmış ve hatta 1990 yılı şubat ve mart aylarında $7-11 \text{ m}^3/\text{s'lik}$ debiler gözlenmiştir[138,139]. Muhtemelen Kızıldere yukarısında artan sulama dolayısıyla nehrin sularının iyice azalması olasılığı söz konusudur. Bu debilerle yarı hassas bitkiler bile bor kirlenmesinden 1000 t/st'lik debiyle etkileneceklerdir. Bunun yanında, artık Na_2CO_3 'ta aynı debide zararlı seviyelere yükselmektedir. Kısacası kirlenme olasılığı kurak yaz mevsiminden suyun biriktirildiği kış aylarına da taşınmış ve kirlenme tüm yıla yayılmıştır. Santral yetkilileri bu durumu takip ederek böyle dönemlerde ya santrali bakıma almakta, ya da kuyularda kalsit temizliği yaparak, bu kirlenme olasılığı olan zamanları atlatmaya çalışmaktadırlar. Atık su debisi yeni bulunan derin rezervuarla 1800 t/st'e çıktığı takdirde, B.Menderes'in debisine bağlı olarak kirlenme olasılığı bir misli artacaktır. 1984-1986 yılları arasında üretim ortalama 900 t/st seviyesinde kaldığı ve yukarıdaki üretim politikası izlendiği için, Kızıldere'den B. Menderes nehrine bor mineralinin hassas bitkilere verebileceği zarar dışında bir kirlenme yapmadığı kabul edilebilir. 1986'dan başlayan nehrin akış rejimindeki değişim dengeleri değiştirmiştir. Öte yandan, B.Menderes nehrinin yaşamca zengin olduğunu ve orada 30 yıl önce 50 kg'lık sazan balıklarının yakalandığını bilen bir kişi olarak, yazar çevrenin daha iyi

Jeotermal enerjinin çevre etkisi söz konusu olunca gürültü kirlenmesi yanında, o bölgeyi etkileyen göçme, sismik hareketler ve araziye değiştiren durumlar da (binalar, boru hatları, yüzey donanımları, yollar vb.) devreye girmektedir. Gürültü, 120 dB'lik seviyelere ulaşması dolayısıyla, jeotermal enerji üretiminde ciddi bir sorun olmakla birlikte, üretim bölgesinde meskun yerlerin yeteri kadar uzak seçilmesi dolayısıyla ve orada çalışanlar için çalışma sırasında tedbir almak kaydıyla Kızıldere için sorun değildir. Göçme şimdiedek fazla su çekimi yapılamadığı (kümülatif net 21 milyon ton) için ciddi boyutlara erişecek bir seviyede değildir. Üretimin bir kat artmasıyla (2000 t/st) uzun dönemde sorun yaratabilirse de uygulanacak bir tekrar-basma işlemiyle bunun önlenebileceği dünyanın değişik sahalarında gösterilmiştir[138]. Öte yandan, tekrar-basmanın sismik hareketler yarattığı bilinen bir olgudur. Böyle bir işlemin başlaması durumunda sismik hareketlerin mutlaka izlenmesi gerekecektir. Bilindiği gibi, jeotermal santraller atmosfere önemli ısı deşarjları yapmaktadır. Bölüm 11'de de belirtildiği gibi, Kızıldere santralından yapılan ısı deşarjı aynı boyuttaki bir termik santralin yaklaşık 4 katıdır. Isı deşarjı fazla olan termik santraller çevrelerinde bir mikro iklim yaratabilirler. Kızıldere jeotermal santrali şimdiedek düşük kapasite ile çalışması nedeniyle çevreye bu tür bir etki yapmamıştır. Ancak, kapasitenin 20 MW_e'a artırılması durumunda gözlem yapmak gerekir. Arazideki değişimlere gelince, 30 yıl önce Kızıldere bir çobanın küçük bir sürüsüyle yaşadığı, toprağı çorak bir arazi parçasıydı. Yapılan tesislerle (santral, kuyu yüzey donanımları, boru hatları vb.) arazinin doğal yapısı biraz bozulmakla birlikte, önemli ölçekte ve başarıyla uygulanmış bir ağaçlandırma faaliyeti de göze çarpmakta olup, çevre açısından son derece olumludur.

11.1 Güç Üretiminde Termodinamik Kriterler

Termodinamik açıdan bir jeotermal üretim sisteminin analizini yaparken onu açık bir sistem olarak kabul etmek gerekir. Sistem başlangıç durumunda kararlı bir şekilde belli bir debide akışkan almaktadır. Giren akışkanın durumu giriş sıcaklık, basınç ve mol olarak yoğunlaşmayan gazlar ile tanımlanabilir. Sistem atmosferik basınca karşın, her biri yukarıdaki parametrelerle belirlenmiş çeşitli debilerde akışkan deşarj eder. Eğer giriş basıncı atmosferik basınçtan büyükse, deşarj edilen her bir akışkanın belli bir basınçtan atmosferik basınca genişlemesiyle, sistemden iş elde edilir. Eğer genişleme olamıyorsa kompresörler gereklidir. Sistemin, belli bir debide ısı değiş tokuşu yaptığı, sabit sıcaklıktaki bir ısı rezervuarı ile iletişim kurduğu varsayılır. Kararlı bir şekilde çalışan açık sistemlerin analizi yapılabilir ve bunun iki nedeni vardır. Birincisi, jeotermal tesislerin sabit koşullarda çok uzun periyotlarda, diğer bir deyişle, temel yük santrali olarak çalışması; ikincisi ise atmosfer sıcaklığı gibi değişken koşulların etkisinin en iyi şekilde, kararlı durumun kararlıya benzeyen düzensizlikleri olarak incelenebilmesidir[141].

Düşük sıcaklıklı jeotermal ısı kaynağından elektrik üretiminde termodinamiğin ikinci yasası dar sınırlamalar getirmektedir. Giriş sıcaklığı kaynakla sınırlı olduğuna göre, kondansörde yoğunlaşan jeotermal akışkanın sıcaklığı düştükçe üretilen faydalı iş artacağı için, bunu sağlamak amacıyla özel ideal bir proses kurulmalıdır. Böyle bir çevrimde ne kadar çok sayıda Carnot ısı motorları kurulabilirse, alınabilecek maksimum iş artar. Akışkan belli kuyubaşı koşullarından (T_{kb} , P_{kb}) hareketle bu çok sayıda Carnot makinasından geçecek ve kalan ısı atmosfer sıcaklığında (T_a) deşarj edilerek maksimum iş elde edilecektir. Böyle bir prosesten elde edilecek maksimum iş aşağıdaki formülle hesaplanır[129]:

Çevrim verimi η_c jeotermal ısının ne kadar verimli olarak işe dönüştüğünü gösterir. Alternatif bir yaklaşım, çevrim verimini doğrudan gerçek işin maksimum olası işe olan oranıyla karşılaştırmaktır. Bu da kullanma verimi olarak tanımlanır ve aşağıdaki formülle hesaplanır[22]:

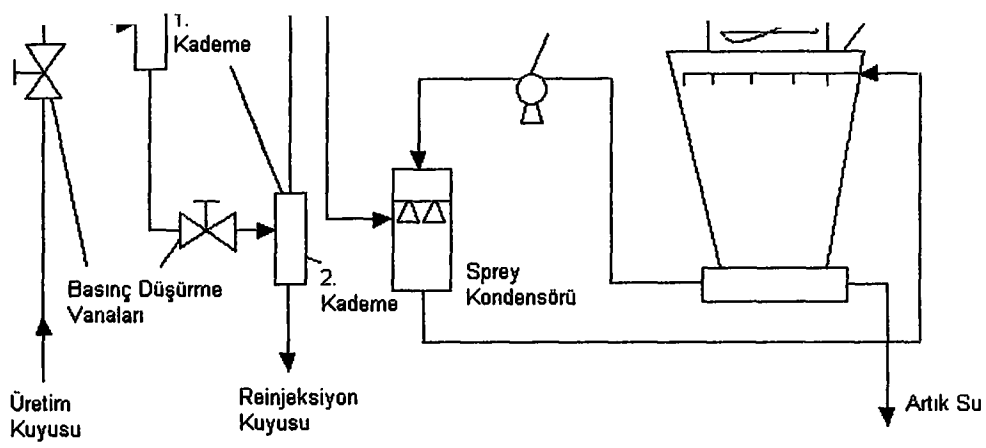
$$\eta_k = \frac{P_{güç}}{m_{kb} c_s \left(T_{kb} - T_o - T_o \ln \left(\frac{T_{kb}}{T_o} \right) \right)} \quad (11.3)$$

O zaman, η_k kaynak kullanımının doğrudan ölçüsü olur. Kızıldere için kullanım verimi, η_k , % 12, çevrim verimi, η_c , % 25 olarak hesaplanmıştır. Çevrim veriminin kullanım veriminden büyük çıkması kaynağın kötü kullanıldığının göstergesidir, çünkü η_c hesabında deşarj edilen akışkanların çevre sıcaklığından fazla olması termodinamik bir kayıp olarak dikkate alınmaz.

Yukarıda da görüldüğü gibi, üretim sisteminin verimini etkileyen en önemli olay atmosfere deşarj edilen ısıdır. Bu ısının yapılan faydalı işe oranı ısı deşarj oranı olarak adlandırılır ve benzer üretim sistemleriyle karşılaştırma yapma olanağı sağlar. Kızıldere'deki rezervuar akışkan sıcaklığı 200°C olarak alınır ve 48°C'ta bir ortama deşarj ettiği varsayılırsa, bu akışkandan elde edilecek faydalı iş 120 kJ/kg ve deşarj edilen ısı 540 kJ/kg olarak hesaplanmaktadır. Isı deşarj oranı ise 4.5 olarak bulunmuştur. Bu oran, jeotermal rezervuarın akışkan sıcaklığı arttıkça, azalmaktadır; örneğin, 240°C sıcaklıktaki derin rezervuar için 3.25 olarak bulunmuştur. Aynı oran nükleer ve fosil yakıtla çalışan termik santraller için 1.1 olarak verilmektedir[141].

Kızıldere santrali daha sonra görüleceği gibi, tek kademeli separasyon (flashing) sistemine göre tasarlanmıştır. Bodvardsson ve Eggers (1972), bir maddenin ısı içeriğinden belli başlangıç ve son koşulları arasında üretilebilen teorik mekanik işi “exergy” kavramı olarak tanımlamışlar ve buhar tabloları gibi “exergy” tabloları yayınlamışlardır[142]. Bu tablolar yardımıyla yapılan hesaplar, 250°C sıcaklığında akışkan taşıyan bir jeotermal kaynaktan iki kademeli separasyonla % 25 daha fazla faydalı iş üretildiğini göstermektedir. Eskesen (1980)’de, 232°C’lık bir kaynak için, iki kademeli separasyonla kaynak kullanma verimliliğinin %28 arttığını hesaplamıştır[143]. Her iki çalışmada da, separasyon kademe sayısının artmasıyla elde edilecek verim artışının giderek azaldığı belirtilmektedir. Daha yeni bir çalışmada[144] benzer ve yakın koşullarda yapılan iki kademeli separasyonda %40’lık bir ek iş üretildiği hesaplanmaktadır. Daha da önemlisi, Şekil 11.1’de şematik olarak görülen ikili separasyonun düşük sıcaklıktaki kaynaklar için daha avantajlı olduğu görülmektedir. Bu bağlamda, 200°C sıcaklıktaki bir kaynak için %80’lik bir artış hesaplanmıştır[144]. Diğer bir deyişle, rezervuar sıcaklığı azaldıkça tek separasyonlu çevrimde daha fazla enerji deşarj edilmekte ve iki kademeli separasyon avantajlı hale gelmekte ve daha ekonomik olmaktadır.

Bu tip çevrimden elde edilecek güç yoğunlaşmayan gaz CO₂’in kondansörden çıkarılmasına bağlıdır. Yoğuşmayan gaz varlığından dolayı tüm buharı yoğunlaştırmak olası değildir, ancak gaz ile beraber atılan buhar miktarı, karışımın türbin çıkış sıcaklığı altında mümkün olan en düşük seviyeye indirilerek sağlanabilir. Kızıldere’de türbin girişinde buhar ve CO₂’in kısmi basınçları sırasıyla 4.2 ve 0.3 bara (mutlak basınç) olarak hesaplanmıştır. Eğer türbin çıkışı 48°C’ta tutulabilirse, çıkış kısmi basınçları ise sırasıyla 111.75 ve 38.7 mbara olur. Buhar yoğunlaştıkça CO₂’in kütleli



Şekil 11.1. İki kademe separasyonlu enerji dönüşüm çevrimi.

Buharın türbinde genleşmesi sırasında gaz da genleşerek türbinde iş üretir. Fakat, CO₂'in taşıdığı faydalı enerji buhara göre az olduğu için, artan gaz miktarıyla türbinin özgül üretimi azalır. Kızıldere santralindeki türbin için yapılan hesaplarda, yoğunlaşmayan gaz CO₂'in aslında üretimi %5 arttırdığı bulunmuştur. Öte yandan, yukarıda yapılan hesaplar CO₂'in kondansörden çıkarılması için kaybedilen gücü %16 olarak göstermekteydi. Bu durumda CO₂'in varlığı dolayısıyla güç üretiminde net kayıp % 11 olmaktadır.

Kızıldere'deki giriş basıncı 4.5 bara ve çıkış basıncı 578 mbara olan türbinin 1 MW_e üretebilmek için gereksinim duyduğu buhar debisi, aşağıdaki formülden 10.2 t/st olarak hesaplanmıştır[145]:

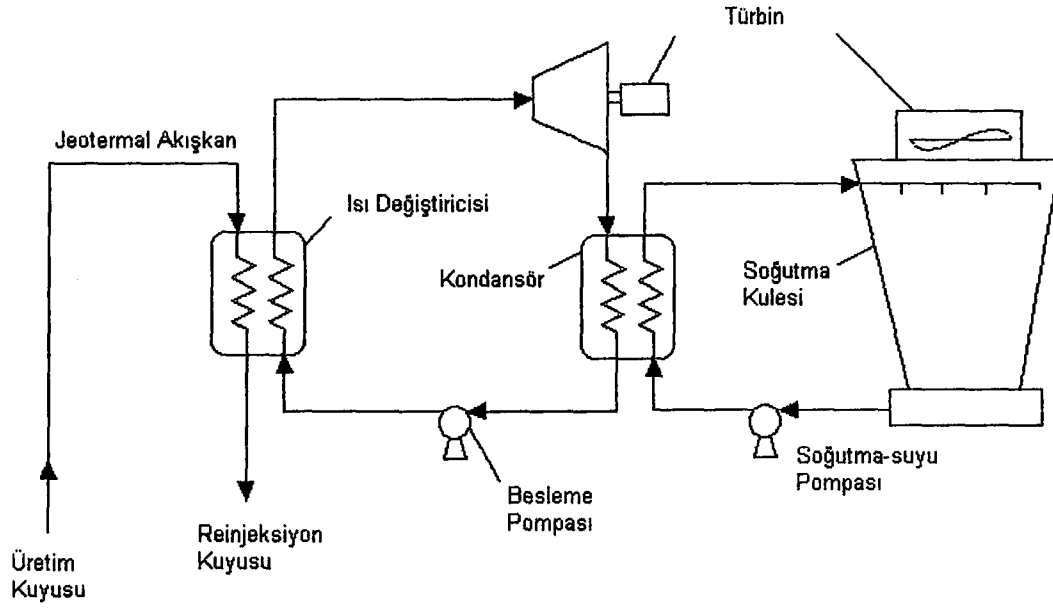
$$Q_b = \frac{3600}{\left[\Delta H_{v,0.85} \left(1 - \frac{w}{2} \right) - 17.5 \right] \times 0.95} \quad (11.4)$$

Burada; Q_b = Gerekli buhar miktarı, kg/kWh,

Kızıldere jeotermal santrali, 1984 yılında işletmeye açıldı. Daha önce 1971 yılında yapılan fizibilite çalışmaları sırasında rezervuar sıcaklığı düşük kabul edildiğinden, o zamanlar araştırma safhasında olan ve Şekil 11.2’de şematik olarak verilen bir binary çevrimi de alternatif olarak düşünülmüştü. Projeye göre 2000 t/st jeotermal akışkan üretimiyle 30 MW_e üretim yapılması planlanmıştı. Binary Rankin çevrimiyle aynı sıcaklık için kurulacak tek kademeli separasyonla çalışan bugünkü santrale göre %30 civarında fazla güç elde etmek olasıdır[88,141]. Çalışma sıvısı olarak yüksek moleküler ağırlığı dolayısıyla kızgın hale gelebilen, izo-bütanın kullanılması tasarlanmaktaydı. Halbuki su buharı 200°C gibi sıcaklıklar için ancak doymuş halde olmakta ve termik santrallarda kullanılan kızgın buhar için sıcaklıkların 550-600°C seviyesine çıkması gerekmektedir.

Yapılan bu ön fizibilite çalışmasında binary sistemiyle birlikte kalsit çökmesini önlemek amacıyla iki yöntem önerilmişti[88]. Bunlardan birincisi CO₂’in ayrılmasını önlemek amacıyla kuyubaşı basıncını yüksek tutmak ve bunu sağlamak için de yüksek sıcaklıkta çalışan elektrikli dalgıç pompa kullanmaktır. Sıcaklığın 200°C olduğu bir ortamda çalışan böyle bir pompa bugün bile yoktur. İkinci yöntem ise, Bölüm 7’de bahsedilen tübing vasıtasıyla kuyudaki ayrışma noktasının altında CO₂ enjekte ederek ortamı asit hale getirmek ve enjekte edilen gazla karbon dioksit kısmi basıncını, (P_{CO2}) istenen seviyede tutarak, CO₂’in jeotermal akışkandan ayrılmasının önlenmesi tasarlanmıştı. Projenin ortaklarından Magmamax tarafından tasarlanan ve EFP “equilibrium flash pumping system” (denge separasyon pompalama sistemi) olarak adlandırılan sistemin patenti için başvuruda bulunduğu raporda belirtilmektedir[88]. Bu sistemin yaklaşık 15 yıl sonra, üretimdeki dezavantajlarına rağmen, ABD’de başarıyla denendiği bilinmektedir. Kızıldere için önerilen

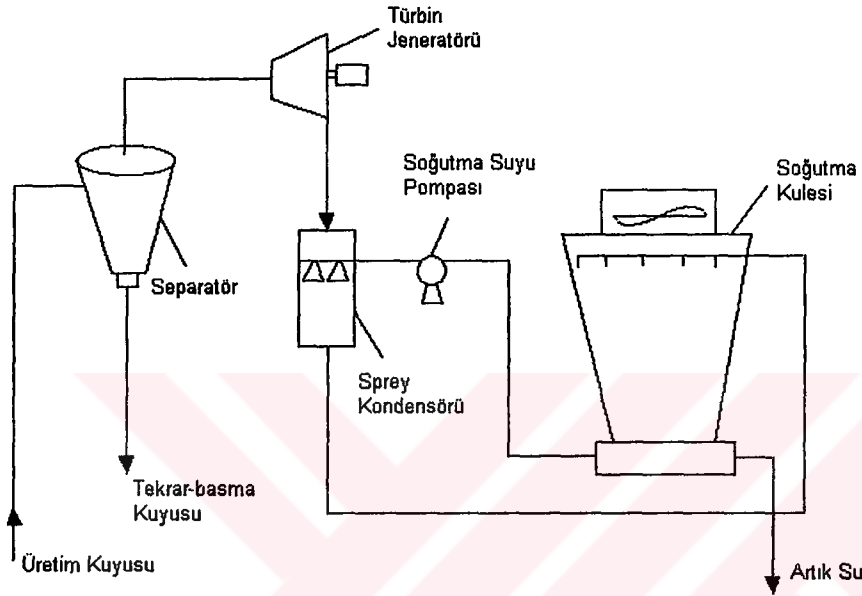
Türk yetkilileri ile UNDP'nin bu projeyi o tarihte reddetmeleri faydalı olmuştur. Bugün benzer bir proje, artık teknolojiler uygulanabilir hale geldiği ve %30 fazla güç üreteceği için kabul edilebilirdi.



Şekil 11.2. Kızıldere için önerilen binary enerji dönüşüm çevrimi.

Kızıldere jeotermal sahası için Şekil 11.3'de görülen tek separasyonlu bir sistem kurulmuştur. Türbin giriş çıkış basınçları ve MW_e başına hesaplanan buhar gereksinimi yukarıda verilmiştir. Karbon dioksit gazının kondansörde çıkarılması için türbin miline bağlı olarak sürekli çalışan kompresör kapasitesi $293\ 000\ m^3/st$ ve soğutma sistemine harcanan harcanan güç $0.8-0.9\ MW_e$ civarındadır[35].

Kompresörün bu kadar büyük seçilmesinin nedenini anlamak oldukça güçtür, çünkü santral 20 MW_e üretim yaparken bile kullanacağı buhar 170000 m³/st civarındadır. Kondansörden çıkarılması gereken CO₂ ise 18000 m³/st olarak hesaplanmıştır. Bu gazı kondansörden çıkarmak için gerekli güç ise 1 MW_e olarak bulunmuştur. Bu günlerde kompresör tarafından harcanan güç 2-2.4 MW_e olarak ifade edilmekte olup çok yüksektir[35].



Şekil 11.3. Kızıldere'deki tek separasyonlu enerji dönüşüm çevrimi.

İki kademeli separasyon sistemi yukarıda anlatıldığı gibi % 25-40 arası fazla iş üretmesine ve Kızıldere gibi o zamanki koşullarda orta entalpili kabul edilen bir sahada daha avantajlı görülmesine rağmen, Kızıldere'de uygulanmamıştır. Bunun en büyük nedeni ikinci separasyon sırasında oldukça düşük bir basınçta (1.21 bara) aşırı doymuş hale gelip, çökecek büyük miktardaki kalsitin, kısa zamanda separator ve diğer yüzey donanımları tıkama olasılığıdır. Son yıllarda geliştirilen 1.5 MW_e gücündeki paket kombine binary sistemlerinin, Kızılderdeki separator'den gelen 148°C suya bağlanmasıyla 3 MW_e ek güç elde etmek olasıdır. İnhibitör kullanarak kazanılacak 25x10⁶ kWh yanına eklenecek bu 3 MW_e'lık ek güç ile santral bugün bile 16 MW_e enerji üretebilir hale getirilebilir.

Santralin yapımı aşamasında var olan teknolojiler dikkate alınmayarak, doğrudan denenmiş klasik bir santral oluşturulmuştur. Örneğin, "steam vent cycle" olarak adlandırılan bir çevrimde uygun olarak seçilen yüksek bir basınçta yapılacak bir ön

Son zamanlarda santral optimizasyonu için yapılan çalışmalar[144] aşağıda verilen elemanların optimizasyonunu öngörmektedir: (1) çevrim seçimi, (2) ana buhar basıncı, (3) kondansör sıcaklığı, (4) ünite kapasite seçimi.

Kızıldere santrali kurulurken yukarıda bahsedilen optimizasyon çalışmalarından büyük bir kısmının yapılmadığı sonuçlardan gözlenmektedir. Bunlardan bir kısmı, örneğin kondansör basıncı ve sıcaklığı eskiden beri bilinmekteydi, diğerleri ise son 5-10 yıldır literatürde gözlenen yaklaşımlardır. Bu bağlamda, Kızıldere için düşünülebilecek 2 kademeli separasyon daha önce tartışılmış ve kalsit çökmesi sorunu nedeniyle uygulanamadığı ifade edilmişti. Ancak, son yıllarda gelişen inhibitör kullanımı ve paket binary sistem uygulaması ile varolan sistem optimize edilerek, çok az bir yatırımla şu sıralarda yapılan elektrik üretimi % 65 arttırılabilir. Türbine gelen ana buhar basıncı konusunda da bir optimizasyon yapılmamış, ancak uzun dönem için ihtiyatlı davranılarak ve daha fazla buhar elde etme amacıyla basınç düşük tutulmuştur. Türbin giriş basıncının düşük tutulması, türbin çıkışındaki nemliliği de düşük tuttuğu için, türbinin son kanatlarındaki olası korozyon riskini en alt seviyeye indirmiştir.

Yoğuşmayan gazların varlığı kondansörden onların çıkarılması sorununu gündeme getirmektedir. Bu da tüm jeotermal sistemde güç üretimi için, üretimden kondansöre kadar bir strateji geliştirilmesini gerekli kılmaktadır[146]. Basıncı düşürmek için CO₂ gazını çıkaracak sistemi (kompresör, buhar ejektörü vb.) seçmek gerekir. Aksi takdirde yüksek basınç dolayısıyla güç üretimi düşecektir. Öte yandan, kondansör tipi de (spray veya yüzey soğutmalı) hem CO₂'in çıkarılması, hem de maliyet açısından önem kazanmaktadır. Tüm bu parametreleri içine alan faydaya karşı maliyeti dikkate alan bir optimizasyon uygulanarak optimum kondansör basıncı tesbit edilmeliydi.

çıkış, türbin çıkış hızının çok düşürülmesi. Bu türbin çıkış hızının 11.1 de verilen en düşük çıkış hızının (7.5) düşürülmesi önem kazanmaktadır. Bu da son kademedeki türbin kanat tipi ve boyutlarının seçimi ile ilgilidir. Çeşitli boyuttaki kanatlar için yapılan bir çalışmada, türbin çıkış hızının değişimiyle “çıkış kaybı indeksi” parametresini en düşük tutan kanat boyutu seçilebilir[144].



12. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Daha önceki bölümlerde Kızıldere jeotermal kaynağının incelenmesi sonunda elde edilen sonuçlar aşağıda verilmektedir:

1. Kızıldere jeotermal sahasında gerçekleştirilen kuyu logları, kuyu testleri, basınç-sıcaklık ölçmeleri ve su analizleriyle rezervuarın kayaç ve akışkan özellikleri tanımlanmış, rezervuarda iki faz oluşumu yanında jeotermal sistemin boyutları ve süreksizlikleri belirlenmiştir.
2. Stratigrafik bir farklılık gösteren ve daha önce ayrı rezervuarlar olarak düşünülen kireçtaşları ve mermerleri içine alan kesimin tek bir sıcak su rezervuarı olduğu belirlenmiştir.
3. Kızıldere jeotermal sisteminin ısı içeriği, ısı deşarjı ve ısı dengesi belirlenmiştir.
4. Kızıldere jeotermal sisteminin içerdiği su miktarı belirlenmiştir.
5. Kızıldere jeotermal sisteminin sahanın güneyinden gelen ve derinden dolaşan suların beslediği bir derin termal rezervuar ile kısmen onun beslediği, kısmen de yan akiferden beslenen bir sıg sıcak su rezervuarından oluştuğu belirlenmiştir.
6. Kızıldere jeotermal sisteminden şu anda var olan kuyular kullanılarak yaklaşık 16 MW_e elektrik enerjisi elde edilebileceğinin yanında, jeotermal sistemden kurulu güç için gerekli 20.4 MW_e elektrik enerjisinin ekonomik bir ömür boyunca elde edilebileceği tesbit edilmiştir.
7. Kızıldere jeotermal siteminde çökelme olayı incelenmiş ve sıcak su rezervuarı için mekanik temizleme yerine inhibitör kullanımının daha ekonomik ve operasyonel açıdan uygun olduğu belirlenmiştir. Derin rezervuardan ise, yapılan 2 aylık test sonucunda, yüzeyde çökelme olayının gözlenmemesi saha için umut verici bir gelişme olarak ortaya çıkmış ve bunun nedenleri açıklanmaya çalışılmıştır.

8. Üretim politikasına bağlı olarak iki tekrar-basma stratejisi oluşturulmuştur. Sıcak su rezervuarı sınırlı ve göreceli olarak küçük olduğu için, rezervuarın soğumasını da önleme amacıyla atık suyun bir kısmının Tekkehamam bölgesine soğuk, geri kalanının da sıcak olarak sahanın kenar kuyularından başlayarak sıg sıcak su rezervuarına basılması tasarlanmıştır. Derin rezervuardan 20 MW_e üretilmesi durumunda ise, sıg sıcak rezervuara tekrar-basma yapılmasının tekrar-basılacak su miktarını yarıya indirmesinin bu seçeneği avantajlı duruma getirdiği görülmüştür..

9. Kızıldere jeotermal sahasında gerçekleştirilen sondaj işlemlerinin hem sahanın gelişmesini, hem de ekonomisini önemli ölçüde etkilediği ortaya konulmuştur. Şimdiki sondaj yüklenicisinin eski yetkinlik seviyesini yakalayamaması, teknolojisini ve donanımını sondaj standartlarına uygun kabul edilebilir bir düzeye çıkaramaması durumunda, sondaj konusunda bilgi birikimine, bu derinliklere sondaj yapabilecek donanımlara ve servis hizmetlerine sahip olan bir yüklenicinin bu sahada devreye girmesi işlemleri çabuklaştırarak elde edilecek ekonomik fayda yanında, yetersiz sondaj pratikleri uygulanması sonucunda olası bir kirlenme sorunu gibi durumlar önlenecektir. Ayrıca, böyle bir seçim ülke ekonomisine de katkıda bulunacaktır.

10. Derin termal rezervuardaki yüksek sıcaklık (242°C) dolayısıyla, kuyu testlerinden pozitif zar etkisi, diğer bir deyişle formasyon hasarı gözlenmiştir. Bundan kaynaklanması olası üretimdeki azalmanın, klasik tatlı su-bentonit çamuru ile önlenemeyeceği sonucuna varılmıştır.

11. Yine, derin termal rezervuardaki yüksek sıcaklık (242°C) dolayısıyla, sıg sıcak su rezervuarında kullanılan K-55 tip çelik cinsi koruma borularının ve klasik API bağlantılarının bu sıcaklıkta oluşabilecek ısıl gerilimlere ve korozyona dayanamayacağı belirlenmiştir.

12. Sıg sıcak su rezervuarında kullanılan portland cinsi çimento ile tek kademeli koruma borusu çimentolama tekniği uygulamasının, derin termal rezervuarda koruma borusu derinliğinin artması ve rezervuar basıncında gözlenen basınç azalımı nedeniyle, çimentolama sorunları yaratacağı sonucuna varılmıştır.

15. Bu bağlamda, Kızıldere jeotermal sahasından atılan atık suyun enerjisinden faydalanmayı hedefleyen doğrudan kullanım, sistemden elektrik üretimiyle birlikte konut ısıtması yoluyla entegre bir şekilde enerji üretimini sağlamaya yöneliktir. Bu bağlamda, bu çalışma çerçevesinde yakın bir yerleşim yeri olan Sarayköy’de konut ısıtılmasının ve 3 MW_e’lık ek elektrik üretimi yapılmasının ekonomik olduğu ortaya çıkmıştır.

16. Kızıldere jeotermal sahasından atılan atık suyun enerjisinden faydalanmayı hedefleyen doğrudan kullanım, sistemden elektrik üretimiyle birlikte konut ısıtması yoluyla entegre bir şekilde enerji üretimini sağlamaya yöneliktir. Bu bağlamda, bu çalışma çerçevesinde yakın bir yerleşim yeri olan Sarayköy’de konut ısıtılmasının ve 3 MW_e’lık ek elektrik üretimi yapılmasının ekonomik olduğu ortaya çıkmıştır.

17. Uzakta bulunan Denizli kentinin ısıtılması, ekonomik açıdan sınır bir durum olarak tesbit edilmiştir. Denizli’nin ısıtılmasının yüksek debide su kullanımı gerektirmesi nedeniyle Kızıldere sahasında büyük çapta soğuk su basılmasını gerektireceği ve rezervuarda soğuma etkisi yaratması yanında, kalsit çökmesi olasılığı dolayısıyla, sakıncalı olduğuna işaret edilmiştir.

18. Kızıldere jeotermal sisteminden doğrudan olmayan kullanım (elektrik enerjisi üretimi) kurulu olan santralin değerlendirilmesiyle ilgilidir. Yapılan çok yönlü ekonomik analiz, devletin yatırım politikasındaki kopuklukların, Kızıldere jeotermal enerji yatırımının ekonomik olmamasında önemli bir etken olduğunu ortaya koymaktadır.

üretimi olasılığının bir hızlandırılmış yatırım olarak değerlendirilmesinde artı bir NPV ile karlı olduğu görülmüştür. Bu projenin, ana yatırım olan, tüm Kızıldere'ye yapılan yatırımları da olumlu etkilediği, NPV zararının azalmasından ve ROR değerinin bir kat artmasından anlaşılmıştır.

21. Yapılan bu çalışmada güç üretiminin kısa dönemde 16 MW_e'a veya uzun dönemde 20 MW_e'a çıkarılmasının mümkün olduğu belirlenmiştir. Bunların dikkate alınması durumunda, işletmede gerçekleştirilecek güç artımından elde edilebilecek yıllık 7.5 milyon dolarlık ek gelirin projenin geç yıllarında (14 yıl sonra) gelmesine rağmen projenin ekonomisini olumlu olarak etkileyeceği tesbit edilmiştir.

22. Kızıldere santralının güç üretiminin incelenmesi sonrasında, kaynak kullanım verimi %12, çevrim verimi ise %25 olarak hesaplanmaktadır. Çevrim veriminin kullanım veriminden büyük çıkması kaynağın kötü kullanıldığına işaret etmekle beraber, bu kayıplar jeotermal enerjinin doğasından kaynaklanmaktadır. Kızıldere'de 4.5 olarak hesaplanan ısı deşarj oranı bunun en önemli delilidir.

23. Rezervuarda %1.5 olarak varolan yoğunlaşmayan gaz CO₂'in güç üretiminde %11'lik bir kayıp yarattığı hesaplanmaktadır. Türbinde güç üretimi için gerekli buhar miktarı yaklaşık 10 t/st olarak bulunmaktadır.

24. 1971 yılında teklif edilen "binary" sisteminin, santral kurulmadan önce 1982 yılında gelişen teknolojileri de dikkate alarak, alternatif olarak değerlendirilmesi gerekirdi. Bu tür bir sistemden %30 civarında fazla bir güç elde etme olasılığı göz ardı edilmemeliydi.

26. Kızıldere jeotermal sahasının işletilmesi konusundaki sorunlardan önemli bir kısmının, devletin yasal düzenlemeleri bir türlü yapmamasından kaynaklandığı, denetleyici bir kurumun olmaması, devletin yatırım yapmaması, yapsa bile bunu kopuk ve uzun dönemde gerçekleştirmesinden anlaşılmaktadır. Bunun yanında jeotermal enerji üretimine pek gönüllü katılmayan üretici TEAŞ'ın son 14 yıldır gerekli bilgi birikimine sahip bir kadro oluşturup, gereği gibi eğitip motive edememesi de sorunların çözümüne katkıda bulunmamıştır.

Yukarıdaki sonuçların ışığı altında Kızıldere jeotermal kaynağı ve onun işletilmesi konusundaki öneriler aşağıda verilmektedir:

- 1- Kızıldere jeotermal sisteminden en üst düzeyde yararlanabilmek için derin termal rezervuarın devreye sokularak yüksek güç üretimi elde edilmesi, çökelmenin minimize edilmesi ve tekrar-basmanın sığ sıcak su rezervuarına yapılması birçok bakımdan optimum yaklaşım olacaktır. Bu jeotermal sistemden, ancak bu yolla 20 MW_e enerji üretilebilir.
- 2- Bu güç üretimini sağlamak amacıyla derin termal rezervuardan akışkan üretimini hedefleyen gerekli sayıda kuyu delinmelidir. Ayrıca, bir de yedek kuyu delinmesi yerinde olacaktır. Bu kuyular belli bir zaman süreci içinde tamamlanırken, üretim kuyusu olarak artık ömürlerinin sonuna yaklaşan şimdiki kuyular da yenilenmiş olacaktır.
- 3- Kuyuların yenilenmesi aşamasında şimdiki üretim kuyularının, kenar kuyulardan başlayarak kademeli bir şekilde tekrar-basma kuyularına dönüştürülmesi uygun

görülmektedir. Bu dönüşüm sırasında topoğrafya dikkate alınarak düşük kotlu seviyelere tekrar-basma uygulamak işlemsel açıdan kolaylık sağlayacaktır.

4- Rezervuardaki soğumayı önlemek için suyun bir kısmının da soğuk olarak dinlendirme havuzunda silika çökteldikten sonra kanallar vasıtasıyla Tekkehamam yöresindeki TH-2 kuyusuna basılması uygun bir yaklaşımdır. Bu amaçla TH-2 kuyusunda bir tamir işlemi yapılarak bu kuyunun injeksiyon kapasitesinin beklenen 300 t/st seviyesine ulaştırılması gereklidir.

5- Yeni derin kuyuların delinmesi sürecinde, üretime devam eden kuyularda çökmeyi önlemek amacıyla inhibitör kullanılması uygun bir yaklaşımdır. Eğer zamanla derin kuyularda da çökme sorunu ortaya çıkarsa o kuyularda da inhibitör kullanımı yararlı olacaktır.

6- Derin sondajların delinmesi için donanım, servis, bilgi birikimi, teknolojik birikim ve ekonomi açısından TPAO veya eşdeğer bir yüklenicinin görevlendirilmesi önerilir.

7- Kuyuların tamamlanma aşamasında sıcaklık, alterasyon mineralojisi ve geçirgenlik parametrelerini ele alarak değerlendiren yaklaşım uygulanmalıdır.

8- Derin termal rezervuar içinde sondaj yapılırken, laboratuvar çalışmalarında belirlenen sepiolit bazlı çamurların kullanılması, geçirgen zonların tıkanmasını önleyeceği için, mutlaka gerçekleştirilmelidir.

9- Derin termal rezervuara delinen derin kuyularda kullanılan koruma borusu çelik cinsinin L-80 olması ve “Buttress” bağlantıların kullanılması gelecekteki olası sorunları önleyeceği için önerilir.

10- Derin termal rezervuardaki uzun dizilerin çimentolanmasında, sorunlara çare olarak iki kademeli çimentolama işlemlerinin uygulanması gerçekçi bir yaklaşımdır. Bunun yanında, yüksek sıcaklıkta çimento mukavemetini uzun dönemde azaltmadan tutabilecek ve aynı zamanda çimento yoğunluğunu düşürerek sirkülasyon kaybı riskini azaltacak çimento bileşimi olarak ülkemizde de bulunan puzzolan ve silika

sonuçlar daha güvenilir olacaktır. Ayrıca, kuyu loglarının tüm delinen kuyularda alınması yanında, gözenekliliğin daha iyi belirlenmesini sağlayan sonik aletin de kullanılması yararlı olacaktır.

13- Kuyularda periyodik entalpi ölçmeleri yapılmalıdır. Üretim sırasında yine periyodik olarak alınan gaz ve sıvı örneklerinin analizle elde edilen sonuçlarının entalpiyle birlikte değerlendirilmesi durumunda, rezervuardaki değişimler konusunda yapılacak yorumlar daha doğru olacaktır.

14- Sondaj sırasında yerbilimcilerin önerdiği yerlerde karot alınması, kayaç özelliklerinin kuyu loglarıyla birlikte değerlendirilmesi rezervuarın daha iyi tanımlanmasını sağlayacağı için yararlıdır.

15- MTA'nın elinde bulunan ve tüm kuyulardan toplanan kırıntı örneklerinden her 5-10 m'de alınan numunelerin alterasyon mineralojisi açısından değerlendirilmesi, rezervuar içi ve çevresindeki sıvı hareketleri hakkında bilgi sağlayacağı için önemlidir.

16- Gelecekteki tekrar-basma test ve işlemleri sırasında mutlaka kimyasal izleyici kullanarak, tercihli akış yolları belirlenmesi ve tekrar-basma işlemlerinin yönlendirilmesi gerekmektedir.

17- Rezervuar karakterizasyonu ve akış simülasyonları ile geçmiş üretim verilerinin çakışmasını sağlayan bir rezervuar modelinin (sığ ve derin) oluşturulması, gelecekteki performans tahminlerinin güvenilir şekilde yapılması için gerekmektedir. İlerki çalışmalar bu konuda odaklanmalıdır.



- [3] Alkan, H. ve Satman, A., 1990. A New Lumped Parameter Model for Geothermal Reservoirs in The Presence of Carbon Dioxide, *Geothermics*, Vol. 19, No.5, 469-479.
- [4] Serpen, U. ve Satman, A., 1992. Problems and Solutions of Geothermal Reservoirs in Turkey, *XI. Congress of World Hydrothermal Organization*, İstanbul, 13-18 May, p. 66-76.
- [5] Serpen, U. ve Satman, A., 1997. Türkiye’de Jeotermal Enerji: Politika ve Planlama, *Türkiye 7. Enerji Kongresi*, Ankara, 3-8 Kasım, s. 327-338.
- [6] Serpen, U., Alkan, H., Gülgör, A., Satman, A., 1994. Türkiye’deki Yüksek Entalpili Jeotermal Sahaların Genel Değerlendirilmesi, *Türkiye 6. Enerji Kongresi*, İzmir, 17-22 Ekim, s. 238-249.
- [7] Serpen, U. ve Gülgör, A., 1995. Application of Geochemistry in Reservoir Engineering Analysis of Kızıldere Field, *Proceedings MinChem’95*, İstanbul, 7-10 Oct. 1995, p. 143-154.
- [8] Erentöz, C. ve Ternek, Z., 1968. Türkiye Termomineral Kaynaklar ve Jeotermik Enerji Etüdları, *MTA Enstitüsü Dergisi*, Sayı:70, Nisan, s.1-58.
- [9] Barka, A. and Reilinger, R., 1997. Active Tectonics Of the Eastern Mediterranean Region: Deduced From GPS, Neotectonic and Seismicity Data, *Annali Geofisica*, Vol. XL, N. 3, June, p. 587-610.
- [10] Ercan, A., 1998. Ege’de Sıcaklığın Kaynağı; Göçüntü içinde Göçüntü Taslağı, *Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Dergisi*, Cilt 4, Sayı 1, 3-18.
- [11] Uysallı, H., 1967. Tekke-Kızıldere Sıcak Su Sahalarının Jeolojik Etüd ve Jeotermik Enerji İmkanları, MTA Raporu, No.3874.
- [12] Dominco, E. and Şamilgil, E., 1970. Geochmistry of the Kızıldere Geothermal Field, in the Framework of the Sarayköy-Denizli Geothermal Area, *UN Symposium on Development and Utilization of Geothermal Resources*, Vol. 2, Part 1, Pisa.
- [13] İlkışık, M., 1998. Kişisel Görüşme, İstanbul.

- [18] Şener, Ç. and Turgay, M.I., 1982. Geophysical Studies in Sarayköy Kızıldere Geothermal Field, *1st Turkish-Italian Seminar on Geothermal Energy*, Ankara, p. 25-44.
- [19] Ercan, A., 1981. Kızıldere Sıcak Alanında Doğal Uçlaşma Ölçümleri, Yayınlanmamış Çalışma, İstanbul.
- [20] İlkışık, M., 1992. Silica Heatflow Estimates and Litospheric Temperature in Anatolia, *XI. Congress of World Hydrothermal Organization*, İstanbul, 13-18 May, p. 92-106.
- [21] Serpen, U., Gülgör, A., Alpkaya, E.N., 1995. Kuyu Loglarının Jeotermal Kuyulardaki Uygulamaları, *Türk Petrol ve Doğal Gaz Dergisi*, Cilt 1., Sayı 1., Haziran, 40-48.
- [22] Edwards, L.M., Chilingar, G.V., Rieke, H.H., Fertl, W., H., 1982. Handbook of Geothermal Energy, Gulf Pub. Co., Houston.
- [23] Kasap, İ., 1970. MTA içi Rapor, Çubukdağ, 15 Aralık.
- [24] Nelson, P.H. and Glenn, W.E., 1975. Influence of Bound Water on Neutron Log in Mineralized Igneous Rock, *Trans. SPWLA*, 16: p. 8.
- [25] Serpen, U., Satman, A., Kasap, İ., 1998. Assessment of Well Testing in Kizildere Geothermal Field, *GRC Annual Meeting*, San Diego, 20-23 September, p. 589-594.
- [26] Earlougher, R.C., 1977. Advances in Well Test Analysis, SPE Monograph, Vol. 5, SPE, Dallas.
- [27] Uğur, Z., 1997. Petrol ve Jeotermal Sahalarında Kalsiyum Karbont Çökmesinin Modellemesi, *Doktora Tezi*, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [28] Donaldson, I.G., Grant, M.A., Bixley, P.F., 1983. Nonstatic Reservoirs: The Natural State of the Geothermal Reservoir, *JPT*, Jan., 189-194.

- [33] **Satman, A., Serpen, U., Uğur, Z., Türkmen, N.,** 1997. Kızıldere Jeotermal Rezervuarı Üretim Performansının ve Tekrar-Basma Testinin Analizi, *Türk Petrol ve Doğal Gaz Dergisi*, Haziran, Cilt 3, Sayı 2, 56-64.
- [34] **Giese, L.,** 1997. Kızıldere Jeotermal Alanı ve Çerçevesi Örneğinde Jeotermal Enerjinin Kullanımı, Prof. Yılmaz Savaşçın tarafından yapılan çeviri, Berlin.
- [35] **Türkmen, N.,** 1998. Kişisel iletişim, 11 Aralık, Kızıldere Jeotermal Santral İşletme Md.
- [36] **Kasap, İ.,** 1970-1972. Kızıldere Sahasına Ait MTA Aylık Raporları, Çubukdağ.
- [37] **Ercan, T., Matsuda, J.I., Nagao, K., Kita, I.,** 1994. Anadolu'daki Sıcak Sularda Bulunan Doğal Gazların İzotopik Bileşimleri ve Karbondioksit Gazının Enerji Açısından Önemi, *Türkiye 6. Enerji Kongresi*, İzmir, 17-22 Ekim, s. 238-249.
- [38] **Chiodini, G., Frondini, F., Poziani, F.,** 1995. Deep Structures and Carbon Dioxide Degassing in Central Italy, *Geothermics* Vol.24, No.1, 81-94.
- [39] **Kasap, İ.,** 1998. Kişisel görüşme ve fax mesajı, 28 Kasım, Midas Müh. Ltd., Ankara.
- [40] **Uğur, Z., Alkan, H., Serpen, U., Satman, A.,** 1996. Su-CO₂ Çözeltilerinin PVT Davranışları, *Türkiye 11. Petrol Kongresi*, 15-17 Nisan, Ankara, s. 207-215.
- [41] **Warren, J.E. and Root, P.P.,** 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs, *SPEJ*, 3, p. 245.
- [42] **Kazemi, H.,** 1969. Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution, *SPEJ*, Dec., p. 451-462.
- [43] **Babadağlı, T., Coşkun, T., Serpen, U., Karamandereci, İ.H.,** 1997. Denizli-Aydın Bölgesi Jeotermal sahalarının Mostra ve İnce Kesit Çatlak Görüntülerinin değerlendirilmesi, *Türkiye 7. Enerji Kongresi*, 3-8 Kasım, s. 271-286.
- [44] **Babadağlı, T., Serpen, U., Yıldız T., Karaalioğlu, H.,** 1997. Kızıldere ve Germencik Jeotermal sahalarının Çatlak Yapılarının Karakterizasyonu, *Tübitak Proje No: YDABÇAG-285*, İstanbul Teknik Üniversitesi.

- [49] **Geothermal Institute**, 1997. Heat Loss Surveys, 6665.602, Course Notes, Auckland New Zealand, p.1-10.
- [50] **@ Risk**, 1994. Risk Analysis and Simulation Add-in, Palisade Corporation, p. 5-15,16.
- [51] **Serpen, U. and Uğur, Z.**, 1998. Estimation of Water in Place of Kızıldere Geothermal Reservoir, *12th International Petroleum Congress of Turkey*, Ankara, 13-15 Oct., p. 305-313.
- [52] **Arps, J.J.**, 1970. Estimation of Primary Oil Reserves, SPE Reprint Series No.3, p. 24-33.
- [53] **Grant, M. A., Donaldson, I.G., Bixley, P.F.**, 1982. Geothermal Reservoir Engineering, Academic Press, London.
- [54] **Serpen, U. and Gülgör, A.**, 1995. Assessment of Kızıldere Field, *2nd International Conference on New Energy System and Conversion*, Istanbul, , 31/7-3/8, p. 143-154.
- [55] **Craft, B.C. and Hawkins, M.**, 1991. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, NJ.
- [56] **Dake, L.P.**, 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Pub. Co., Amsterdam.
- [57] **White, D.E. and Williams, D.L.**, 1975. Assessment of Geothermal Resources, USGS Circular 726, p. 155.
- [58] **Muffler, P. and Cataldi, R.**, 1978. Methods for Regional Assessment of Geothermal Resources, *Geothermics*, Vol. 7, p. 53-89.
- [59] **Nathenson, M. and Muffler, P.**, 1975. Geothermal Resources in Hydrothermal Convection Systems, USGS Circular 726, p. 104-121.
- [60] **Brook, C.A., Mariner, R.H., Mabey, D.R., Swanson, J.R., Guffanti, M., and Muffler, P.**, 1979. Hydrothermal Convection Systems with Temperatures of 90°C, USGS Circular 790.

- [65] **James, R.**, 1970. Factors Controlling Borehole Performance, 1st UN Symposium, Spec. Issue, *Geothermics*, Vol. 2, p. 1502.
- [66] **Grant, M.A., James, R., Bixley, P.F.**, 1982. A Modified Gas Correction for the Lip-Pressure Method, *GRC Annual Meeting*.
- [67] **James, R.**, 1999. Kişisel iletişim, 2 Ocak, fax mesajı, Y. Zellanda.
- [68] **James, R.**, 1972 . Report to UNDP, T-132, Dec. 15th.
- [69] **McNitt, J.R.**, 1978. The United Nations Approach to Geothermal Resource Assessment, *Geothermics*, Vol. 7, p. 231-242.
- [70] **Armstead, H.C.**, 1989. Energia Geotermica, Noriega Editores, Mexico.
- [71] **Bodvardsson, G.**, 1972. Thermal Problems in Siting of Reinjection Wells, *Geothermics*, Vol. 1, No.2, p. 63-66.
- [72] **Nelson, D., Kruger, P., Hunsbedt, A.**, 1980. Geothermal Energy Extraction Modelling, Stanford, Report No. 6, p. 264-271.
- [73] **Satman, A., Alkan, H., Serpen, U.**, 1990. Kızıldere Jeotermal Rezervuarına Tekrar-Basma Uygulamasında Isıl Kirlenmenin Kuramsal İncelenmesi, *Türkiye 8. Petrol Kongresi*, Ankara, Nisan, s. 301-308.
- [74] **Arnarson, S.**, 1995. Silica in Geothermal Waters, Injection Technology, IGA Pre-Cong. Course, Pisa Italy, p. 95-110, 18-20.
- [75] **Einarsson, S.S., Vides, A.R., Cuellar, G.**, 1975. Disposal of Geothermal Waste Water by Reinjection, *Proceedings of 2nd UN Symposium on Development and Use of Geothermal Resources*, Vol. 3, San Francisco, p. 1349.
- [76] **Horne, R., Grant, M.A., and McCabe, W.J.** 1988. Injection into Heterogeneous Reservoirs: Experience in New Zealand, in *Geothermal Reservoir Engineering*, editor E. Okandan, Reidel.
- [77] **Yıldırım, N.**, 1996. Kızıldere Jeotermal Santralından Boşalan Atık Suyun Isıtmada Kullanılması ve Reenjeksiyon Aşamalarında Olası Çökelimler ve Bu

- [81] **Kasap, İ.**, 1976. Kızıldere Jeotermal Sahası Re-enjeksiyon Raporu, MTA iç raporu, Nisan, Çubukdağ.
- [82] **Jonsson, I.**, 1975. The Use of Water in Geothermal Drilling, *Proceedings of 2nd UN Symposium on Development and Use of geothermal Resources*, San Fransisco, Cal., p. 1501-1502.
- [83] **Bodvardsson, G.**, 1969. On Temperature of Water Flowing through Fractures, *Journal of Geophysical Research*, Vol.74, No.8, p. 1987-1992.
- [84] **Satman, A.**, 1984. Jeotermal Rezervuarlara Soğuk su enjeksiyonu ile Enerji Üretiminin İncelenmesi ve Türkiye’de Uygulanabilirliği, *Tubitak Pro. No. 593*, İstanbul.
- [85] **Serpen, U. ve Satman, A.**, 1997. TH-2 Reinjeksiyon Kuyusu Final Raporu Üzerine Görüşler, TEAŞ Kızıldere Santral Md.’ğü için Rapor, 11 Aralık.
- [86] **GIOVANNI BOZZETTO, SpA.**, 1992. Technical Information on Sequestering Agent, Bergamo.
- [87] **Dominco, E.**, 1973. Kızıldere Geothermal Field Geochemical Data, February, Report to UNDP, Ankara.
- [88] **ROGERS ENG.,CO.**, 1972. Kızıldere Geothermal Power Plant Feasibility Study and Preliminary Cost Estimate, for UNDP, April, S. Francisco, Ca..
- [89] **Parini M., Pisani, P.**, 1985. Indagine Sperimentale sul Campo sulla Possibilita di Controllare le Incrostazioni Carbonatiche con l’Uso della CO₂, Progetto per CNR, Febraio, Electroconsult, Milano.
- [90] **Satman, A.**, 1989. Prediction of Calcium Carbonate Deposition, *SPE paper No. 19350*, Richardson, Tx.
- [91] **Uğur, Z.**, 1998. Kişisel iletişim, 25 Aralık, İTÜ, İstanbul.
- [92] **Tezcan, K.**, 1998. Kişisel iletişim, 14 Ekim, MTA Jeofizik Dairesi’nden emekli, Ankara.

- [93] Serpen, U., 1971. KD-13 ve KD-15 Kuyu Bitirme Raporları, Ocak-Ağustos, MTA, Çubukdağ.
- [94] Einarsson, S.S. and Stilwell, W.B., 1970. Progress Report to UNDP, July^{1st} - Sep. 30th, Ahuachapan, El Salvador.
- [95] Remson, D., 1985. Planning Technique-Key to Drilling Efficiency, *JPT*, Sept., p. 1613-1621.
- [96] Serpen, U., Hacıslamoğlu, M., Tuna, O., 1992. Türkiye'deki Sepiolitlerin Jeotermal Sondajlarda Kullanımı, *Türkiye 8. Petrol Kongresi*, Ankara, s. 402-408.
- [97] Serpen, U., Hacıslamoğlu, M., Tuna O., 1992. Türkiye'deki Sepiolitlerin Jeotermal Sondaj Çamurlarında Kullanımı, *DPT Proje No. 91K121080*, İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [98] Ece, Ö.I., , 1996. Kişisel iletişim, Ağustos, İTÜ Jeoloji Müh. Böl., İstanbul.
- [99] Burak, Ö., 1996 Loughlinite Kil Mineralinin Sondaj Çamuru ya da Katkı Maddesi Olarak Kullanılması, *Bitirme Çalışması*, İTÜ Petrol ve D. Gaz Müh. Böl., Haziran, İstanbul.
- [100] Yashimov, T., 1997. Nontronite Kilinin Reolojik ve Filtrasyon Özellikleri Üzerine Araştırma, *Bitirme Çalışması*, İTÜ Petrol ve D.Gaz Müh. Böl., Haziran, İstanbul.
- [101] Ostroot, G.W. and Shyrook, S.H., 1964. Cementing Geothermal Wells, *JPT*, Dec., p. 1425-1429.
- [102] Ripley, H.E., Harms, W.M., Sutton, D.L., Watters, L.T., 1980. Ultra Low Density Cementing Compositions, *Annual Meeting of Society of CIM*, May 25-28th, Calgary.
- [103] Gallus, J.P. and Pyle, D.E., 1978. Performance of Oil Well Cementing Compositions in Geothermal Wells, *SPE 7591, SPE 53rd Fall Meeting*, Houston.
- [104] Snyder, R.E., 1979. Casing Failure Modes in Geothermal Wells, *GRC Transactions* Vol. 3, p. 667-670.
- [105] Thomys, P.C., 1967. High Temperature Tensile Properties of Casing and Tubing, *Midyear Standardization Conference of API Drilling and Production Com.*, S. Fransisco.
- [106] Serpen U. ve Yalnız, U., 1996. Jeotermal Kuyularda Koruma Borusu Tasarımı, *Sondaj Sempozyumu '96*, 21-22 Mart, İzmir, s. 145-154.
- [107] Marshall, T., Tomles, A., 1968. Delayed Fracture of Geothermal Bore Casing Steels, *9th Annual Conference of Australian Corrosion Ass.*, Nov. 11-15, Auckland, New Zealand.

- [112] **Durak, S., Erkan and B., Aksoy, N.,** 1993. Calcite Removal from Wellbores at Kızıldere Geothermal Field, *Proceedings 15th N.Z. Geoth. W.Shop.*
- [113] **Özkan, M.,** 1987. MTA iç raporu, 2 Aralık, Ankara.
- [114] **Economides, M.J. and Nolte, K.G.,** 1987. Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, Houston, p. 16-3.
- [115] **Serpen, U., Satman, A., Gülgör, A.,** 1996. Kızıldere Sahasında Asitleme Uygulaması, *Türkiye 11. Petrol Kongresi*, 15-17 Nisan, Ankara, s. 61-67.
- [116] **Squire, D.P., Smith, D.A., Dougherty, E.L.** 1962. *JPT*,14 , p. 436.
- [117] **Terril, R.M,** 1965. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 8, p. 1491.
- [118] **Nierode, D.E., Kruk, K.F.,** 1973. An Evaluation of Acid Fluid Loss, Additives, Retarded Acids and Acidized Fracture Conductivities, *SPE 4549*, presented at the *SPE 48th Annual fall Meeting*, Sept. 30- Oct. 3, Las Vegas. .
- [119] **Chatelain, J.C., Silberg, I.H., Schechter, R.S.,** 1976. Thermodynamic Limitations in Organic Acid / Carbonate Systems, *JPT* August, pp.189-195.
- [120] **Serpen, U.,** 1996. Fosil Yakıtsız Yaşamda Jeotermal Enerji, *Bilim Teknik*, 339, Şubat, s. 60-64.
- [121] **Yücel, F.B,** 1994. Enerji Ekonomisi, Febel Ltd., İstanbul.
- [122] **Serpen, U.,** 2000. Jeotermal Enerji, Türkiye Petrol Müh. Odası, Ankara.
- [123] **Serpen, U. ve Gülgör, A.,** 1997. Türkiye’de Yapılan Jeotermal Yatırımların Ekonomik Analizi, *Türkiye 7. Enerji Kongresi*, 3-8 Kasım, Ankara, s. 339-350.
- [124] **Gazo, F.M. and Datuin, R.,** 1992. Economics of Geothermal Developments in the Philippines, *Geothermics*, Vol. 21, No.4, p. 545-558.
- [125] **Thorhallsson, S., and Ragnarsson, A.,** 1992. *Proceedings, International Conference on Industrial Use of Geothermal Energy, 2-4 September, Reykavik, Iceland.*

[131] **Satman, A. ve Altun, G.**, 1991. Konut Isıtmacılığında Doğal Gazın Kullanım Potansiyeli, *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 9. Enerji ve Enerji Tasarrufu Semineri*, 15-16 Ocak, İstanbul.

[132] **Serpen, U., Ceyhan, A.G., İnan, A.A.**, 1995. Space Heating of Denizli City with the Disposal Water of Kızıldere Geothermal Field, *10. Ulusal Isı Bilimi ve Tekniği Kongresi*, 6-8 Sept., Ankara, p. 797-807.

[133] **Şamilgil, E.**, 1972. Denizli Kızıldere Sahasında Sondajlardan Çıkarılan Akışkanın Tarıma Etkisi, MTA içi rapor, Ankara.

[134] **Yıldırım, N.**, 1986. Denizli-Kızıldere ve Aydın-Germencik Jeotermal Alanlarından Çıkan Artık Suyun B.Menderes Nehrine Verilebilme Koşulları, MTA içi rapor, Ankara.

[135] **Pekdeğer, A., and Giese, L.**, 1995. Kızıldere und Umkreis, Su Analizi Sonuçları, Kızıldere Jeotermal Santral Md.'e Rapor, 14 Sep., Berlin.

[136] **E.İ.E.**, 1969. 1967 Su Yılı Akım Neticeleri, E.İ.E., Ankara.

[137] **DSİ.**, 1987. 1982 Akım Gözlem Yıllığı, DSİ, Ankara.

[138] **E.İ.E.**, 1990. 1986 Su Yılı Akım Neticeleri, E.İ.E., Ankara.

[139] **E.İ.E.**, 1994. 1990 Su Yılı Akım Neticeleri, E.İ.E., Ankara.

[140] **Serpen, U.**, 1997. Türkiye'de Jeotermal Enerjinin Çevreye Uyumlu Kullanımı, *II. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu*, 6-7 Ocak, İstanbul, s. 99-108.

[141] **Kestin, et al.**, 1980. Available Work in Geothermal Energy, Chapter 3, Editor: Kestin, J., Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy, US Government Printing Office.

[142] **Bodvardsson, G. and Eggers, D.E.**, 1972. The Exergy of Thermal Water, *Geothermics*, Vol.1, No. 3.

Type Curves Simplifies Well Test Analysis. *World Oil*, May, p. 95-106.

[148] Horne, R.N., 1995. Modern Well Test Analysis-A Computer-Aided Approach, 2nd Edn., Palo Alto: Petroway Inc.

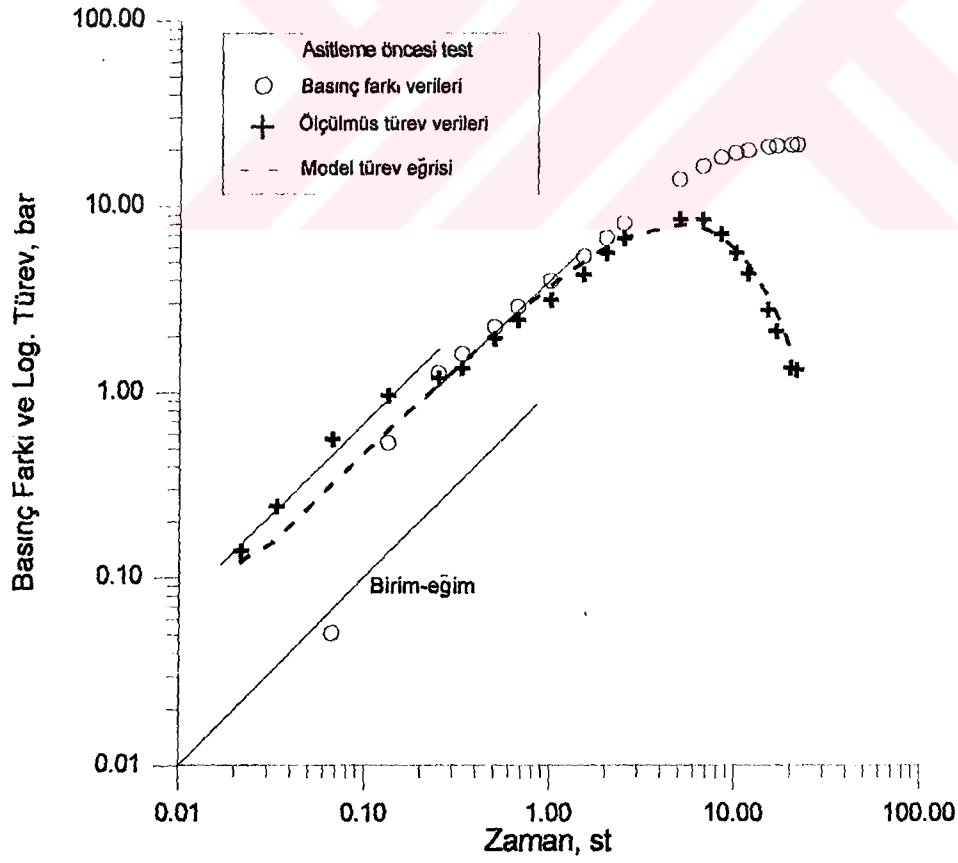
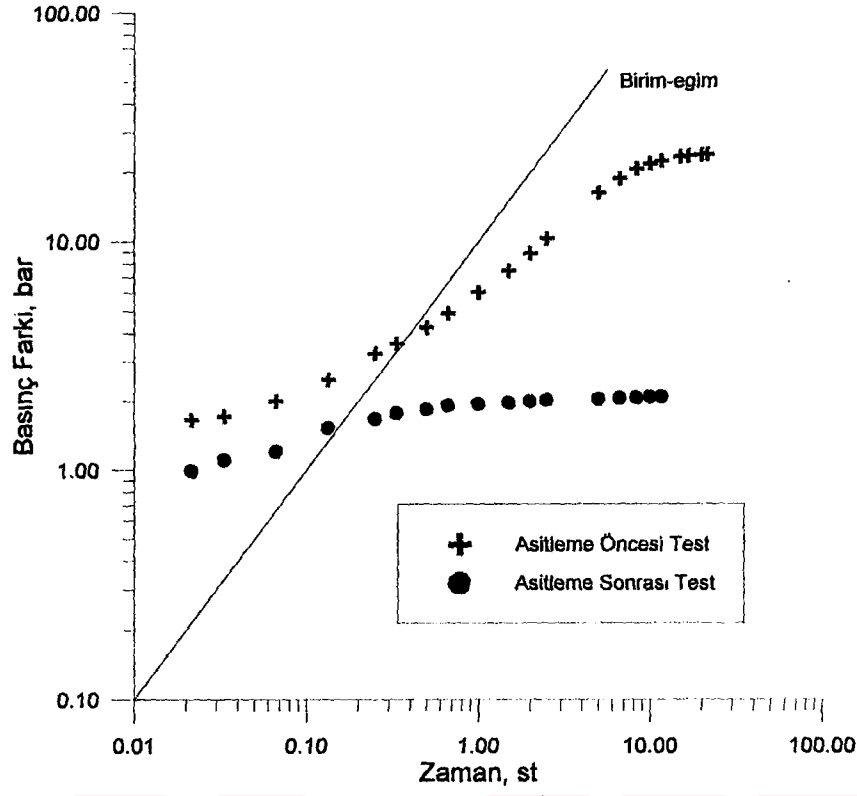
[149] Menekşe, K., Onur, M., Zeybek, M., 1995. Analysis of Well Tests From Naturally Fractured Reservoirs by Automated Type-Curve Matching. *SPE Paper No. 29898, Middle East Oil Show, Soc. Pet. Eng.*, March.

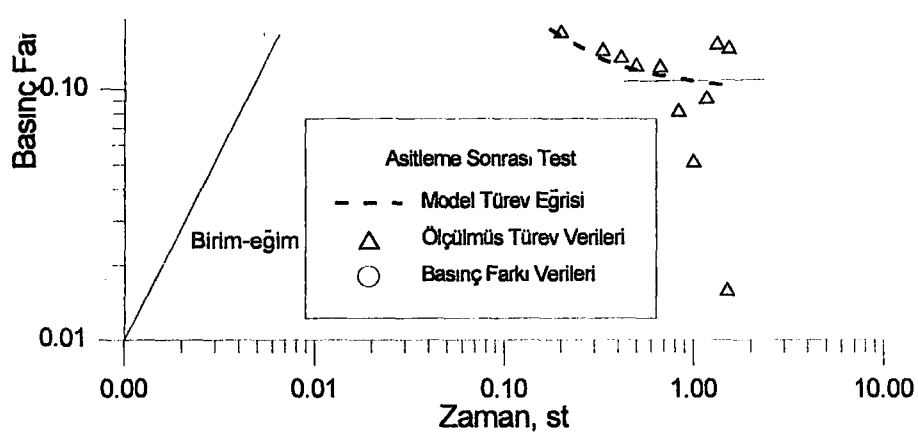


EK A. ÖRNEK KUYU TESTİ DEĞERLENDİRİLMESİ

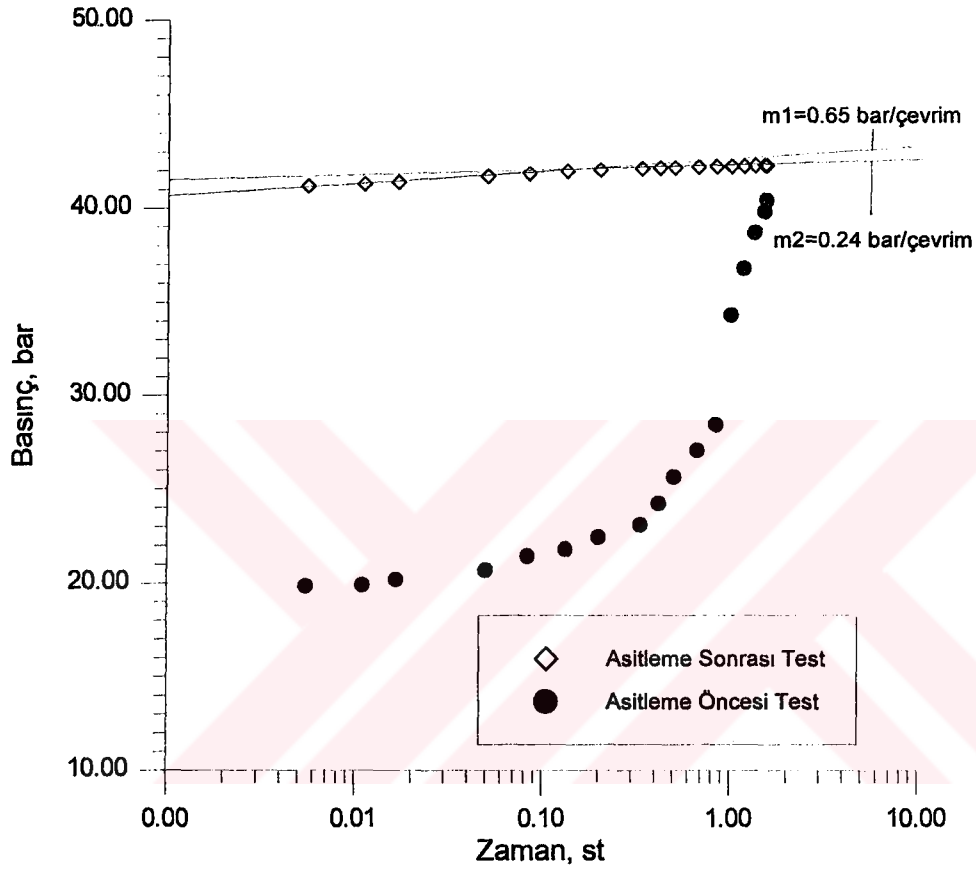
Bu bölümde KD-15 kuyusunda asitleme öncesi ve sonrası uygulanan iki basınç yükselim testinin değerlendirilmesi yapılacaktır. Bu testlerin değerlendirilmesi klasik yarı-log yöntemleri yanında, basınç-türev (basınç farkının zamanın doğal logaritmasına göre türevi) ve regresyon analizi gibi modern analiz yöntemleri de kullanılarak gerçekleştirilecektir. Her iki testde, basınç yükselim testi olduğundan, basınç-türev verileri, basınç farkının (kapama dönemi basıncı-kuyudibi kapama basıncı), kapama zamanının doğal logaritmasına göre türevleri alınarak oluşturulmuştur. Türev verileri, Bourdet vd. (1983) tarafından önerilen üç nokta sayısal türevleme yöntemi[147] kullanılarak oluşturulmuştur.

Şekil A.1'de KD-15 kuyusunda asitleme öncesi ve sonrası uygulanan basınç yükselim testlerine ait basınç farkı-kapama zamanı log-log grafiği görülmektedir. Bu grafiğin ve ileride bahsedilecek olan basınç-türev eğrilerinin kullanım amacı, test sırasında basınç verilerince dikte edilen akış rejimlerini (örneğin, kuyuiçi depolaması, çevrel akış gibi) belirlemeye yöneliktir. Şekil A.1'den açıkça görüldüğü gibi, her iki test verilerinden sabit kuyuiçi depolama katsayısı modelindeki kuyuiçi depolamasını (wellbore storage) temsil eden birim eğimli doğru (unit slope) gözlenmemektedir. Asitleme öncesi test dikkate alınırsa, Şekil A.2'deki türev grafiğinden bu testte erken zamanlarda değişken kuyuiçi depolama (yani test sırasında değişen kuyuiçi depolama katsayısına bağlı olarak gelişen) etkileri söz konusudur. Eldeki kuyu tamamlama bilgilerinden ve teste ait diğer bilgilerden, kuyuiçi depolamasının değişimi ise şöyle açıklanabilir: Kapama anında, kuyu belirli bir seviyeye kadar sıvı ile ve bu sıvı seviyesi üzerinde de buhar bulunduğundan, basınç yükselim testinin başlangıcında kuyunun aniden kapatılması üzerine kuyu içinde hızla yükselen sıvı seviyesi (ki bu seviye değişiminden dolayı oluşan kuyuiçi depolaması olayıdır) yüksek bir kuyuiçi depolaması yaratmakta, daha sonra ise kuyunun üst kesimlerinde biriken buharın sıkışmasıyla ve dolayısıyla kuyubaşı basıncının artmasıyla (ki bu sıkıştırma dolaylı olarak oluşan kuyuiçi depolaması olayıdır)





Şekil A.3. KD-15'te asitleme sonrası basınç yükselim testi ve türev eğrileri.



Şekil A.4. KD-15'te asitleme öncesi ve sonrası basınç yükselim testi eğrileri.

kuyuiçi depolaması etkisi azalmaktadır. Bilindiği gibi (Horne, 1995), seviye değişiminden dolayı oluşan kuyuiçi depolaması katsayısı her zaman sıkıştırmadan dolayı oluşan kuyuiçi depolaması katsayısından büyüktür[148]. Bu değişim türev grafiğinde belirgin olarak gözlenmektedir. Şekil A.2'deki türev grafiğinden gözlenen ikinci önemli konu da testin, kuyuiçi depolaması etkilerinden bağımsız olan akış rejimlerinin görülmesine olanak sağlayacak şekilde uzun tutulmadığıdır. Diğer bir deyişle, test verileri tamamıyla kuyuiçi depolama etkileri altında kalmış (basınç-türev verileri klasik ters U şekilli kuyuiçi depolaması etkilerini yansıtmaktadır, (Şekil A.2) ve rezervuarı temsil eden akış rejimleri (örneğin çevrel akış rejimi veya rejimleri) test verilerinden gözlemlenememiştir ve dolayısıyla da test amacına ulaşamamıştır.

Asitleme sonrası yapılan basınç yükselim testine ait veriler incelendiğinde (Şekil A.3), basınç-türev verileri bilinen üç-farklı kuyu testi modelinde gözlemlenen davranışlara benzer davranış sergilemektedir. Basınç-türev verileri, kuyuiçi depolama etkilerini belirten erken zamanlardaki birim eğimli doğruyu yansıtmamakla beraber, kuyuiçi depolama/sonsuz homojen rezervuar-tam penetrasyon (fully penetrated well) modeline benzer bir davranış sergilemektedir. Bununla beraber, türev verilerinin şekli (türev grafiğinde 0.01 st ile 0.1 st arasındaki düzleşme ile 0.6 st'dan sonraki düzleşmenin, sırasıyla rezervuar içersindeki erken zaman ve geç zaman çevrel akışı temsil ettiği varsayılırsa), kuyuiçi depolama/tabakalı çatlak-matriks veya /sonsuz homogen rezervuar-kısmi penetrasyon (partially penetrating well) modellerinin davranışına benzer bir davranışı da yansıtmaktadır. Dolayısıyla, analizde bu üç farklı modelden hangilerinin kullanılacağı tespit edilirken eldeki bilgilere özellikle de jeolojik verilere başvurulmak zorundadır. Tabakalı çatlak-matriks modelinin Kızıldere'de var olabilmesi için rezervuardaki kayaçların matriks gözenekliliğine sahip olması gerekir. Mermer ve gnayslarda böyle bir gözeneklilik olması yapısal olarak olası değildir. Bundan ötürü, tabakalı çatlak-matriks modeli Kızıldere için söz konusu olmamalıdır ve bu test verilerinin analizi için kullanılmamalıdır. Buna karşın, kısmi penetrasyon modeli KD-15 kuyusu için söz konusu olabilir. Bilindiği gibi, Kızıldere rezervuarı bir çatlak sistemi içinde oluşmuştur. Bölüm 4.3.1 ve Tablo 4.4'ten de gözleneceği gibi KD-15 konusunda 410-425 m ve 490-510 m arası çatlaklı zon olarak görülmektedir. Rezervuarda tüm delinen interval ise 120 m kadardır. Dolayısıyla,

basınç-türev testi verilerinde yaklaşık 0.01 st. ile 0.1 st. arasında gözlemlenen düzleşme (veya sabitleşme), yukarıda bahsedilen 35 m'lik çatlaklardan olan akışa karşılık geldiği düşünülebilir, yaklaşık 0.6 st. sonra türev verilerinde gözlemlenen sabitleşmenin ise toplam rezervuar kalınlığının (120 m.) etkin olduğu toplam sisteme ait yalancı çevrel akışa (pseudo radial flow) karşılık geldiği düşünülebilir. Şekil A.3'de gösterilen türev davranışına uyabilecek diğer modelde daha önce de bahsedildiği gibi, kuyuiçi depolama/sonsuz homojen rezervuar tam penetrasyon modelidir. Eldeki sınırlı kuyu tamalamaya ait bilgilerden, kısmi penetrasyon modeli tam penetrasyon modeline göre daha gerçekçi gözükmeyle birlikte, tam penetrasyon modelini dışlamamıza neden olacak yeterli veri yoktur. Dolayısıyla aşağıda, her iki modeli de kullanarak analiz yapılmaktadır.

Şekil A.2 ve A.3'teki türev verilerini temsil edebilecek en basit modellerden biri kuyuiçi depolaması ve zar etkileri altında sonsuz homojen-rezervuarda tümüyle üretime açık düşey kuyu modelidir. Daha öncede bahsedildiği gibi, test verileri özellikle de asitleme öncesinde yapılan test (Şekil A.2), rezervuarı temsil eden akış rejimlerini gözlemlememize ve verileri temsil eden en doğru modeli belirlememize olanak tanımamaktadır. Bu nedenle, en basit model olan sabit kuyuiçi depolama katsayılı kuyu/homojen rezervuar modeli bu test verilerini analiz etmek için seçilmiştir. Asitleme öncesi ve sonrası basınç yükselim testi verilerine, bu model kullanılarak doğrusal olmayan regresyon yöntemini kullanan ve bölümümüzde geliştirilen (Menekşe, ve diğ., 1995) en küçük kareler yöntemini kullanan bir bilgisayar destekli algoritma[149] ile eğri çakıştırılmış ve elde edilen sonuçlar Tablo A.1'de verilmiştir. Tablo A.1'deki sonuçlardan görüleceği gibi, asitleme öncesine ait test verilerinin çakışmasından elde edilen geçirgenlik ve zar faktörü değerleri güvenilir değildir. Bu sonuç süpriz değildir; dikkat edilecek olursa, asitleme öncesi teste ait basınç türev verilerinde, test uzun tutulmadığı için çevrel akışı temsil eden düzleşme (veya sabitleşme) gözlemlenmemektedir. Bu akış rejimi gözlemlenemediğinden, regresyondan geçirgenlik ve zar faktörü değerleri güvenilir olarak hesaplanamamaktadır. Dikkat edilecek olursa, asitleme öncesi test için, başlangıç basıncı değeri ve kuyuiçi depolaması katsayısı değeri oldukça güvenilir bir şekilde hesaplanmıştır. Bu da bu parametreler için elde edilen güvenilirlik aralıklarının oldukça küçük olmasından anlaşılmaktadır (Tablo A.1). Bu sonuç asitleme sonrası basınç yükselim testinin regresyonundan elde edilen başlangıç

iyi gözükmemektedir (0.02 st. ile 0.15 st arasında) bunun da nedeni daha önce bahsedildiği gibi bu testte kuyuyu depolama katsayısı değişkenlik arz etmektedir ve regresyonda kullanılan model sabit kuyuyu depolama varsayımı üzerine kurulduğunda, bu model regresyonda erken zamanda değişken kuyuyu depolaması etkisi altında kaydedilen saha verilerini açıklamakta yetersiz kalmaktadır.

Tablo A.1. Regresyon Analizi Sonuçları.

Parametreler	Sonuçlar	Güvenirlilik Aralığı
Geçirgenlik, k , md, (Asitleme öncesi test)	2615	± 483219
(Asitleme sonrası test)	457	± 62
Zar Faktörü, s , (Asitleme öncesi test)	1499	± 278262
(Asitleme sonrası test)	0.6	± 0.5
Kuyuyu Depolama Katsayısı, C , m^3/bar (Asitleme öncesi test)	15.5	± 1.8
(Asitleme sonrası test)	5.5	± 1.4
Başlangıç Basıncı, P_i , bar (Asitleme öncesi test)	41.70	± 1.8
(Asitleme sonrası test)	41.72	± 0.05

Şekil A.4'te asitleme öncesi ve sonrası yapılan basınç yükselme testlerinin yarı-log grafikleri (MDH grafikleri) görülmektedir. Her iki test içinde üretim zamanı kapama zamanından “oldukça” büyük olduğundan burada Horner yerine MDH grafiği tercih edilmiştir. Asitleme öncesi testi basınç verileri için türev verilerinde çevrel akışı temsil eden düzleşme (Şekil A.2) gözlemlenemediğinden bu verilere yarı-log doğru uydurulmamıştır. Eğer türev verileri dikkate alınmadan bu verilere bir yarı-log doğru uydurulsaydı ki Şekil A.4 kolaylıkla bu verilere bir yarı-log doğru uydurulabilir, tamamıyla geçirgenlik ve zar faktörü için yanlış değerlerin elde edilmesine yol açardı. Bu da türev verilerine bakmanın yarı-log doğru analizinin güvenilir olarak yapılmasında ne kadar önemli olduğunu göstermektedir. Asitleme sonrası teste ait basınç verilerinin yarı-log doğru analizini gerçekleştirirken hem bu veriler için elde

edilen türev verileriyle, hem de bu test verileri için kabul edilen modelle tutarlı olmak gerekir. Eğer bu veriler için tam penetrasyon modelinin doğru olduğu kabul edilirse, türev verileri ile tutarlı olacak şekilde (Şekil A.3), geç zamanlarda türev verilerinde görülen düzleşmenin başladığı zamandan (ki bu değer yaklaşık olarak 0.5 st civarındadır) itibaren bir yarı-log doğru uydurulabilir. Bu uydurulan yarı-log doğru Şekil A.4’de gösterilmektedir ve eğimi 0.24 bar/log-devri dir. Bu doğrunun standart şekilde analizinden transmisivite $kh/\mu = 3.64 \text{ m}^3/\text{Pa.s}$ (368 d-m/cp), geçirgenlik, $k = 460 \text{ md}$ ve zar faktörü, $s = 1.4$ elde edilmiştir. Bu değerler bu model kullanılarak regresyondan elde edilen değerlerle oldukça tutarlıdır (Tablo A.1). Eğer kısmi penetrasyon modelinin doğru olduğu varsayılırsa, geç zamanlarda uydurulan yarı-log doğruya ek olarak erken zamanlarda 0.01 st ile 0.1 st arasında gözlemlenen düzleşmenin açık aralık tarafından kontrol edilen çevrel akış dönemine karşılık geldiği kabul edilerek Şekil A.4’de bu zaman aralığında basınç verilerine bir yarı-log doğru daha uydurulabilir. Bu uydurulan yarı-log doğru Şekil A.4’de gösterilmektedir ve eğimi 0.65 bar/log-devri dir. Her iki yarı-log doğrunun birbirine oranından (geç zamanlardaki eğimin erken zamanlarda elde edilene oranından) kısmi penetrasyon oranı yaklaşık olarak 0.37 olarak, aşağıda gösterildiği gibi, elde edilir.

Erken ve geç zamanları aşağıdaki Denklem A.1 ve Denklem A.2 ile ifade eder ve oranlarını alırsak;

$$m_1 = 70.6 \times q \times B \times \mu / (k \times h_w) = 0.65 \quad (\text{A.1})$$

$$m_2 = 70.6 \times q \times B \times \mu / (k \times h) = 0.24 \quad (\text{A.2})$$

$$m_2 / m_1 = (k \times h_w) / (k \times h) = 2.5 = h_w / h = 0.37 \quad (\text{A.3})$$

Toplam rezervuar kalınlığının 120 m olduğu kabul edildiğinde bu üretime açık net aralığın yaklaşık 44 m. olduğunu göstermektedir. Her iki yarı-log doğrudan elde edilen geçirgenlik kalınlığı, geçirgenlik ve zar faktörü değerleri Tablo A.2’de sunulmuştur.

Bilindiği gibi (Eourlougher, 1977), kısmi penetrasyonlu kuyular için erken zamanlardaki yarı-log doğru analizinden elde edilen zar faktörü değeri mekanik zar faktörü değerini yansıtmaktadır[26]. Tablo A.2’den görülebileceği gibi bu değer, -4.1 olarak elde edilirken, geç zamanlardaki yarı-log doğrudan elde edilen zar faktörü değeri 1.4 civarındadır. Geç zamanlarda elde edilen zar faktörü hem mekanik zar

faktörünü, hem de kısmi penetrasyondan dolayı yalancı zar faktörünün (ki bu değer her zaman pozitifdir) toplamı olduğundan bu değer pozitif olması gerçekçidir. Öte yandan dikkat edilecek olursa, erken zaman için hesaplanan zar faktörü değeri negatiftir ve bu değer sıfırdan küçük olması asitleme sonunda kuyu civarındaki CaCO_3 çökmesinin tamamen temizlendiğine, hatta dolomit olan formasyonun da kısmen asit tarafından çözüldüğüne işaret etmektedir.

Tablo A.2. Asitleme Sonrası Testin Yarı-log Analiz sonuçları(Kısmi Penetrasyon Modeli).

	Geçirgenlik kalınlığı, kh, d-m	Geçirgenlik, d	Zar Faktörü
Erken Zaman	20.4	0.55	-4.1
Geç Zaman	55.3	0.46	1.4

Analizden hesaplanan penetrasyon oranı $h_w/h = 0.37$ olarak belirlenmiştir. Diğer deyişle, tüm üretim zonu 120 m ise kısmi akışın 44 m'lik bir kuyu kesiminden geldiği anlaşılmaktadır. Bu değer sıcaklık profillerinden bulunan değere (ki bu değer 35 m'dir) çok yakın değil gibi gözükse de, profillerden bulunan kalınlığın sürekli sıcaklık ölçüsünden alınmadığı ve 25 m'lik istasyon aralıklarıyla alındığı için belli bir hata payı taşıdığı düşünülürse, bu iki değer birbirleriyle uyumlu olduğu varsayılabilir. Her iki yarı-log doğrudan hesaplanan geçirgenlik değerleri birbirine yakın olup bu değerler tam penetrasyon kabulü altında elde edilen geçirgenlik değeri ile oldukça uyumlu gözükmemektedir. Bunun yanı sıra, ikinci yarı-log doğrudan elde edilen zar faktörü değeri ile tam penetrasyon kabulü yapan regresyon analizinden elde edilen değerle de oldukça uyumludur. Bu iki değer uyumlu olması, bu parametrelerin oldukça güvenilir şekilde hesaplandığına işaret etmektedir. Çünkü tam penetrasyon modeli doğru değilse bile, elde edilen geçirgenlik kalınlığı ve zar faktörü değerlerinin kısmi penetrasyonla elde edilen ile aynı olması beklenir; ancak, bu parametrelerin anlamı iki modelde farklılaşmaktadır. Örneğin, kısmi penetrasyon modeli doğru ise ve biz analizi tam penetrasyon modeli kullanarak yapıyor isek, bu analizden elde edilecek zar faktörü mekanik zar faktörü artı yalancı zar faktörü toplamını temsil ediyor olacaktır.

Tablo A.4. KD-15 Kuyusunda Asitleme Öncesi ve Sonrası Basınç Yükselim Testi Basınç Verileri.

Asitleme Öncesi Test, 9/3/1988		Asitleme Sonrası Test, 25/3/1988	
Zaman, st	Basınç, bar	Zaman, st	Basınç, bar
0	18.21000	0	40.21000
0.0214996	19.86878	0.0005509	41.20035
0.0333309	19.92996	0.0109997	41.31463
0.0666695	20.21554	0.0166702	41.41097
0.1333333	20.71533	0.0499992	41.73657
0.2500000	21.47004	0.0833302	41.88003
0.3333333	21.81688	0.1333290	41.98544
0.5000000	22.45942	0.2000000	42.05654
0.6666667	24.23418	0.3333333	42.12897
1.0000000	25.66210	0.4166667	42.15710
1.5000000	25.66210	0.5000000	42.17904
2.0000000	27.06962	0.6666667	42.21223
2.5000000	28.45675	0.8333333	42.23706
5.0000000	34.36230	1.0000000	42.25689
6.6666667	36.83059	1.1666667	42.27328
8.3333333	38.72771	1.3333333	42.28727
10.0000000	39.82925	1.5000000	42.29951
11.6666667	40.44128	1.5416667	42.30232
15.0000000	41.40000		
16.6666667	41.61421		
20.0000000	41.85900		
21.4500000	41.95077		

Tablo B 1. KD-6'da Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.

Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²	Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²
0	59.653	5	59.838
0.1	59.709	6	59.857
0.2	59.753	7	59.868
0.3	59.779	8	59.875
0.4	59.794	9	59.879
0.5	59.805	10	59.883
0.75	59.82	15	59.892
1	59.827	20	59.898
2	59.835	30	59.901

2) KD-13

Tarih: 7/7/1998

Üretim Debisi: 113 t/st

Tablo B 2. KD-13'te Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.

Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²	Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²
0	61.63	1	61.89
0.1	61.67	3	61.92
0.2	61.71	7	61.93
0.3	61.75	10	61.93
0.4	61.78	20	61.934
0.5	61.82	100	61.934
0.6	61.85	180	61.934
0.7	61.86		

0.3	41.072	20	41.422
0.4	41.239	30	41.424
0.5	41.294	50	41.424
0.7	41.332	100	41.424
1	41.35	200	41.424
2	41.369	240	41.424
5	41.389		

4) KD-15

Tarih: 21/04/1998

Üretim Debisi: 147 t/st

Tablo B 4. KD-15'te Gerçekleştirilen
Basınç Yükselim Testi.

Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²
0	36.84
0.25	36.91
0.5	37.36
0.75	37.08
1	37.17
2	37.24
5	37.47
10	37.65
20	37.75
50	37.87
100	37.9
150	37.9
210	37.9

	49.34		49.64
1	49.52	140	49.60
2	49.64	160	49.60
20	49.64	178	49.60

6) KD-20

Tarih: 9/07/1998

Üretim Debisi: 114 t/st

Tablo B 6. KD-20’de Gerçekleştirilen
Basınç Yükselim Testi.

Zaman, d ak.	Basınç, kg/cm ²
0	45.8
0.1	45.81
0.2	45.83
0.3	45.86
0.4	45.88
0.5	45.9
0.6	45.92
0.7	45.93
1	45.95
2	45.98
5	46.01
7	46.02
12	46.022
180	46.022

7) KD-21

Tarih: 2/06/1998

Üretim Debisi: 117 t/st

Tablo B 7. KD-21’de Gerçekleştirilen Basınç Yükselim Testi.

Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²	Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²
0	61.67	2	62.286
0.1	61.65	3	62.312
0.15	61.82	4	62.341
0.2	61.92	5	62.36
0.3	62.05	6	62.378
0.4	62.10	7	62.39
0.5	62.14	8	62.401
0.6	62.17	9	62.408
0.7	62.19	10	62.415
0.8	62.21	15	62.423
0.9	62.226	100	62.423
1	62.241	190	62.423
1.5	62.267		

8) KD-22

Tarih: 17/06/1998

Üretim Debisi: 123 t/st

Tablo B 8. KD-22’de Gerçekleştirilen
Basınç Yükselim Testi

Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²	Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²
0	49.860	2	50.296
0.1	49.935	2.5	50.305
0.2	50.016	3	50.313
0.3	50.083	4	50.324
0.5	50.157	5	50.331
0.6	50.213	7	50.342
0.7	50.250	10	50.354
1	50.268	15	50.361
1.5	50.287	240	50.361

9) TH-2

Tarih: 29/01/1997

Üretim Debisi: 72 t/st

Tablo B 9. TH-2’de Gerçekleştirilen
Fall-Off Testi

Zaman, dak.	Basınç, kg/cm ²
0	145.34
0.25	145.31
0.5	143.31
0.75	140.15
1	133.10
1.25	131.92
1.5	131.06
1.75	130.54
2	130.25
2.5	129.80
3	129.54
4	129.28
5	129.10
7.5	128.84
10	128.61
15	128.28
20	127.98
30	127.57
40	127.17
50	126.98
60	126.76
70	126.57
80	126.42
90	126.28
100	126.16
120	125.87

25/11/1988	51.990	06/1/1989	52.275	16/2/1989	51.855
28/11/1988	51.787	09/1/1989	52.012	17/2/1989	51.860
30/11/1988	51.859	10/1/1989	51.964	20/2/1989	51.834
01/12/1988	51.727	11/1/1989	52.016	21/2/1989	51.838
02/12/1988	51.727	12/1/1989	51.977	22/2/1989	51.823
05/12/1988	51.603	13/1/1989	51.982	23/2/1989	51.799
06/12/1988	51.727	16/1/1989	51.978	24/2/1989	51.791
08/12/1988	51.744	17/1/1989	52.306	27/2/1989	51.857
10/12/1988	51.797	19/1/1989	52.265	28/2/1989	51.818
13/12/1988	51.713	20/1/1989	52.122		
14/12/1988	51.706	24/1/1989	51.953		
15/12/1988	52.064	25/1/1989	52.001		
16/12/1988	52.439	26/1/1989	51.943		
19/12/1988	52.894	27/1/1989	51.923		
20/12/1988	52.962	30/1/1989	51.878		
21/12/1988	53.042	31/1/1989	51.878		
22/12/1988	53.112	01/2/1989	51.874		
26/12/1988	53.290	02/2/1989	51.876		
27/12/1988	53.324	03/2/1989	51.871		
28/12/1988	53.334	06/2/1989	51.883		
29/12/1988	53.356	08/2/1989	51.880		
30/12/1988	53.374	09/2/1989	51.877		
02/01/1989	53.388	10/2/1989	51.873		



2	56.06	94	54.59
2.5	56.06	94	54.59
3	56.03	96	54.53
3.5	55.84	98	54.47
4	55.77	100	54.44
5	55.61	108	54.23
6	55.49	112	54.14
7	55.40	116	54.02
8	55.33	120	53.93
10	55.27	124	53.78
11	55.21	128	53.72
14	55.18	130	53.66
16	55.12	132	53.65
18	55.08	134	53.62
22	55.03	136	53.56



ÖĞR. GÖR. UMRAN SERPEN'İN ÖZGEÇMİŞİ

Doğum Tarihi : 9.7.1945.
Tahsili : İTÜ Petrol Mühendisliği Bölümü, 1967.
Bildiği Diller : İngilizce, İspanyolca ve İtalyanca.
Sosyal Durumu : Evli ve bir çocuk sahibi.

PROFESYONEL DENEYİMLERİ

- 1967 : TPAO Batman Bölgesinde Sondaj Mühendisi
- 1968-1969 : Askerlik
- 1970-1974 : MTA Enstitüsünde Türkiye' nin değişik yerlerinde sondaj mühendisliği petrol arama kamp şefliği, Birleşmiş Milletler (UNDP), MTA ortak Kızıldere projesinde kamp şefliği.
- 1974-1976 : Ahuachapan, El Salvador' da 90 MW' lık jeotermal enerji santrali için yapılan fizibilite çalışmalarında jeotermal enerji konusunda Electroconsult firmasının sondaj danışmanı.
- 1976-1977 : Guatemala' da Moyuta jeotermal sahası' nın fizibilite çalışmalarında jeotermal sondaj uzmanı.
- 1978-1979 : Meksika' da Los Azufres sahası' nın arama çalışmalarında jeotermal sondaj ve üretim uzmanı.
- 1979 : MTA Enstitüsü sondaj dairesinde jeotermal ve sondajlarında başmühendis.
- 1980 : Şili' de El Tatio ve Filipinler' de çeşitli jeotermal sahalarda jeotermal uzman.
- 1981-1982 : Guatemala' da Zunil jeotermal sahası' nın fizibilite çalışmalarında jeotermal sondaj uzmanı.
- 1983 : Arjantin' de Copahue Jeotermal Sahası' nda fizibilite çalışmalarında Kenya'daki Olkaria ve Etiopia' daki sahalarda jeotermal uzmanlık.
- 1984 : İtalya' da Mofete ve Latera jeotermal sahalarında elde edilen tüm verilerin sentezi çalışması.
- 1984-1986 : Costa Rica' da M. Valles Sahası' nda 100 MW' lık bir jeotermal enerji santrali kurulması için yapılan fizibilite çalışmalarında jeotermal sondaj ve üretim konusunda uzmanlık.
- 1987-1998 : İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü' nde öğretim görevlisi.