BALÇOVA–NARLIDERE JEOTERMAL SAHASI REZERVUAR GÖZLEMLERİ: 2000-2005

Niyazi AKSOY

ÖZET

Bu çalışmada 2000-2005 yılları arasında Balçova-Narlıdere jeotermal sahasında yapılan rezervuar gözlem çalışmaları anlatılmış, elde edilen sonuçlar 2002 yılında tamamlanan "rezervuar performansını belirleme projesi sonuçları" ile karşılaştırılmıştır. Gözlem çalışmaları, doğal durum modellemesi ile tahmin edilen 51 l/s doğal beslenmenin doğruluğunu desteklemektedir. Belirtilen dönem içerisinde, sahada 3 yeni ve derin kuyu delinmiştir. Bu kuyulardan BD8 ve BD10 reenjeksiyon amaçlı kullanılırken, BD9 kuyusu yeni kurulması planlanan SİSTEM2 bölgesel ısıtma projesi için ayrılmıştır. Önceki yıllarda delinen, ancak kullanılamayan kuyularda iyileştirme ve temizlik çalışmaları yapılmış ve sadece bu kuyuların katkısıyla üretim %100'den fazla artırılmıştır.

1. GİRİŞ

Balçova-Narlıdere jeotermal sahasında ilk çalışmalar 1960 yılında başlamıştır. 1963 yılında arama amaçlı S1, S2 ve S3 kuyuları delindikten sonra sahada önemli bir jeotermal potansiyel olabileceği görülmüştür.1983 yılına kadar ciddi bir çalışma yapılmamıştır. Sıcaklık dağılımının belirlenmesi amacıyla 10 adet gradyen kuyusu 1983 yılında, 1983-1987 yılları arasında kuyu içi eşanjörleri ile ısıtma yapmak için, B serisi olarak bilinen, 11 adet sığ üretim kuyusu delinmiştir. Kabuklaşma sorunlarını çözen inhibitörler ve jeotermal pompalardaki gelişmeler sayesinde 1996 yılından itibaren jeotermal akışkan üretilmeye başlanmıştır. 1994 yılından sonra BD serisi derin kuyular kazılmaya başlanmıştır. Sığ kuyularda rastlanılan en yüksek sıcaklık 125 ^{o}C iken derin kuyularda 140 ^{o}C'ye yaklaşılmıştır. Sahada kazılan tüm kuyulara ait bilgiler Tablo 1' de sunulmuştur.

1996 yılında sahada jeotermal bölge ısıtma sistemi kurulmaya başlanmış ve 2000 yılında 6500 KE (Konut Eşdeğeri) kapasite ile yüklenici firmadan o tarihte yeni kurulan Balçova Jeotermal Ltd. Şti.'ne teslim edilmiştir. 2000 yılına gelindiğinde sahada delinen kuyu sayısı 39'a ulaşmıştır. Kuyulardan 3'ü arama, 10'u gradyen, geri kalan 26'sı üretim için delinmiştir. 2000 yılına kadar üretim amacıyla delinmiş 23 kuyudan sadece 3'ü sığ (B4, B10, B11) ve 4'ü derin (BD3, BD4, BD6,BD7) kuyuları kullanılabilir durumdaydı. Bazı tamamlama ve işletme hataları nedeniyle diğer kuyular kullanılamaz durumdaydı. Sorunlu kuyuların geri kazanılması amacıyla başlatılan "Kuyularda İyileştirme Projesi" ile B1,B5, B7, BD1, BD2 ve BD5 kuyuları üretim yapabilir hale getirilmiştir. BD3 ve BD6 kuyularında temizlik işlemleri, BD7 ve B10 kuyularında pompa değişimleri yapılmıştır. Bu sayede yeni kuyular kullanılmaksızın üretilebilir akışkan miktarı artırılarak, bölge ısıtma kapasitesi 6500 KE'den 15.600 KE'ye ulaştırılmıştır. Şekil 1'de Balçova-Narlıdere jeotermal bölge ısıtma sisteminin 2000 yılından sonraki gelişimi görülmektedir.

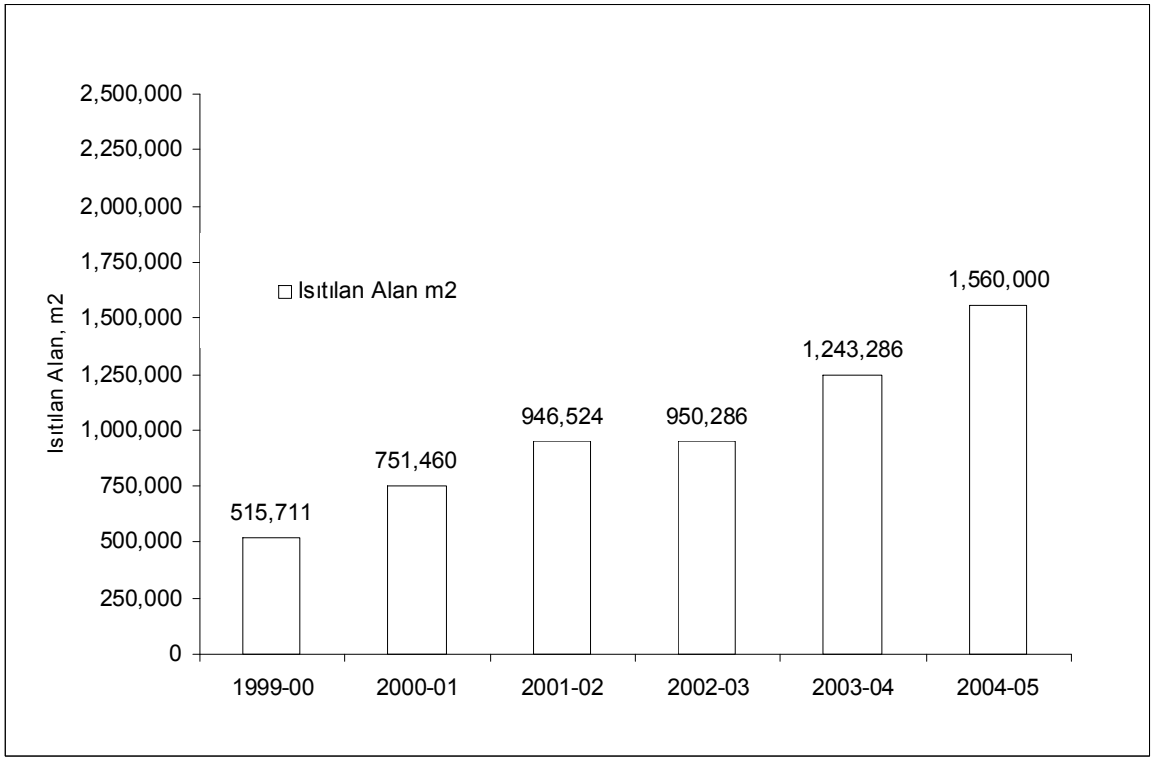
İyileştirme çalışmalarının yanı sıra, sahanın potansiyelinin ve gelecekteki davranışını belirlemek amacıyla "rezervuar potansiyelini belirleme projesi" başlatılmıştır [1]. 2002 yılında tamamlanan bu proje bölgesel ısıtma yapılan bir rezervuar için ülkemizde yapılan ilk çalışmadır. Bu proje ile sahanın doğal beslenmesinin 51 l/s, net ısı girişinin 33 MW olduğu tahmin edilerek değişik senaryolar için gelecekteki saha performansları tartışılmıştır. Ayrıca, sahanın 3D sıcaklık dağılımı modellenmiştir. Modele göre sahanın doğuya doğru sıcaklığı artıyordu. Daha sonra önerilen doğrultuda delinen BD8

ve BD9 kuyuları bu varsayımı doğrulamıştır. Bu kuyuların da doğusunda 2 yeni kuyu yeri daha önerilmiştir. Sığ rezervuara reenjeksiyonun verimsiz olduğu ve saha sınırlarında delinecek derin kuyulara reenjeksiyon yapılması önerildiğinden 2002 yılından sonra sahadaki işletme stratejisi değiştirilmiş, reenjeksiyon amaçlı BD8 kuyusu sahanın doğu sınırına delindikten sonra bu kuyuya reenjeksiyon yapılmaya başlanmıştır. 2004 yılında da sahanın Batı sınırına BD10 reenjeksiyon kuyusu delinmiştir.

Tablo 1. Sahada delinmiş olan kuyular amaçları ve son durumları.

Adı	Derinliği, m	Delinme Tarihi	Amaç-Delen Kuruluş	En Son Kullanım Şekli
S1	125	1963	Arama-MTA	Gözlem
S2	125	1963	Arama-MTA	-
S3	125	1963	Arama-MTA	-
BG1	180	1983	GradyenMTA	-
BG2	125	1983	GradyenMTA	-
BG3	120	1983	GradyenMTA	-
BG4	150	1983	GradyenMTA	-
BG5	108	1983	GradyenMTA	-
BG6	80	1983	GradyenMTA	-
BG7	90	1983	GradyenMTA	-
BG8	108	1983	GradyenMTA	-
BG9	79	1983	GradyenMTA	-
BG10	80	1983	GradyenMTA	-
B1	104	1983	Üretim-MTA	Üretim
B2	150	1983	Üretim-MTA	Gözlem
B3	160	1983	Üretim-MTA	-
B4	125	1983	Üretim-MTA	Üretim
B5	110	1983	Üretim-MTA	Üretim
B6	150	1983	Üretim-MTA	-
B7	100	1983	Üretim-MTA	Üretim
B8	150	1983	Üretim-MTA	-
B9	48	1983	Üretim-MTA	Gözlem
B10	125	1987	Üretim-MTA	Üretim
B11	125	1987	Üretim-MTA	Gözlem
B12	150	1998	Üretim-SuSan	Gözlem
BTF1	125	1989	Üretim- DEÜ Tıp Fak.-MTA	-
BTF2	100	1989	Üretim- DEÜ Tıp Fak.-MTA	-
BTF3	100	1989	Üretim- DEÜ Tıp Fak.-MTA	-
BTF4	100	1989	Üretim- DEÜ Tıp Fak.-MTA	-
ND1	750	1996	Üretim-MTA	Gözlem
BD1	564	1994	Üretim-MTA	Üretim
BD2	677	1995	Üretim-MTA	Üretim
BD3	750	1995	Üretim-MTA	Üretim
BD4	630	1998	Üretim-MTA	Üretim
N1	250	1996	Üretim-MTA	Gözlem
BD5	1100	1998	Üretim-MTA	Üretim
BH-1	300	1998	Üretim- DEÜ Tıp Fak.-SuSan	Üretim
BD6	606	1999	Üretim-MTA	Üretim
BD7	600	1999	Üretim-MTA	Üretim
BD8	630	2002	Reenjeksiyon-MTA	Reenjeksiyon
BD9	776	2003	Üretim-MTA	Üretim
BD10	750	2004	Reenjeksiyon-MTA	Reenjeksiyon

Sahada 2000-2005 yılları arasında yapılan çalışmalar, işletme strateji ile sahada gözlenen ve ölçülen tepkiler ve sonuçları aşağıda detaylıca tartışılmaktadır.



Şekil 1. Balçova-Narlıdere bölge ısıtma sisteminin gelişimi.

Şirket 2005 yılı başlarında,İzmir Büyükşehir Belediyesinin de ortak olmasıyla İzmir Jeotermal AŞ adını almıştır. Bu çalışmada Balçova Narlıdere-Jeotermal sahasında 2000-2005 yılları arasında yapılan rezervuar çalışmaları ve sonuçları tartışılmıştır.

2. SAHA YÖNETİMİ

Bu bölümde Balçova-Narlıdere sahasının üretim ve reenjeksiyon kapasitesinin gelişimi, kuyularda yapılan iyileştirme çalışmaları ve sonuçları, yeni delinen kuyuların amaçları ve bunlardan elde edilen bulgular ile üretim ve reenjeksiyon çalışmalarına karşılık sahanın gösterdiği tepkiler anlatılmıştır.

2.1. Üretim ve Reenjeksiyon Kapasitelerinin Geliştirilmesi

2.1.1. Kuyularda İyileştirme Projesi

Kullanılmayan eski kuyuların projeye kazandırılması ve mevcut kuyuların eksikliklerinin giderilmesi amacıyla 2001 yılında başlatılan “Kuyularda İyileştirme Projesi” sonuçları açıklanmıştır.

B-1 Kuyusu

Kuyu 1982 yılında delinmiş ilk sıcaklığı 115 °C, 104 m derinlikli bir kuyudur. Geçmişte, kuyu içi eşanjör kullanılarak Balçova Termal Oteli ısıtılmıştır. Kuyu, kabuklaşma ve eşanjör sisteminin verimsiz olması nedeniyle yeterli enerji üretemiyordu. Kuyuda bulunan eşanjör ve 8-5/8 in. muhafaza boruları 14 Şubat 2002 'de çekilmiş, daha sonra kuyu temizletilmiş ve 9-5/8 in. kapalı-filitreli muhafaza borusu indirilerek üretim ve test çalışmaları yapılmıştır. 19-27 Mart 2003 arasında yapılan pompa testleri kuyudan 150 m^3/st debide üretim yapılabileceği görülmüştür. Kuyu 2004 yılında sahanın toplam üretiminin %6.2'sini karşılamıştır.

B-5 Kuyusu

1982 yılında MTA tarafından delinmiş, 108,5 m. derinliğinde ve 124 °C sıcaklığa sahip kuyu, DEÜ hastanesinin kuyu içi eşanjörleri ile ısıtılmasında kullanılmıştır. Kuyudaki eşanjörler sökülüp kuyu temizlendikten sonra, testler yapılmış ve kuyuya 140 m^3/st debide üretim yapabilecek, 75 kW pompa 72 m, inhibitör borusu 77 m'ye derinliğe monte edilmiştir. Kuyu yıllık 600.000 m^3'e ulaşan üretim miktarı ile 2002 yılında toplam üretimin %20.7' sini sağlamıştır.

B-7 Kuyusu

1982 yılında MTA tarafından delinen kuyu 120 m, 115 °C sıcaklığa sahiptir. Kullanılmayan kuyuda temizlik ve test çalışması yapıldıktan sonra, kuyunun 140 m^3/st debide üretim yapabileceği belirlenmiştir. Kuyu enerji gereksinimi olmadığı için 2002 yılı sonuna kadar yedekte tutulmuştur. 2003 yılında pompa montajı yapılarak sisteme bağlanmıştır. Kuyu 2004 yılında 271.000 m^3 üretimle sahanın toplam üretiminin %6.4'ünü karşılamıştır.

BD-1 Kuyusu

Kuyu, nisan 1994'de İl Özel İdaresi'ne ait Prenses Otel'in ısıtılması amacıyla MTA'ya deldirilmiştir. 560 m derinliğindeki kuyuda 135 °C sıcak su bulunmuştur. Yanlış üretim yöntemi kuyuda kabuklaşmaya neden olmuş ve jeotermal sondaj tekniği standartlarına uygun olmayan muhafaza borusu kullanılmış olması nedeniyle kuyu kısa bir sürede kaybedilmiştir. 2001 yılında İTÜ tarafından çalışmalar sırasında kuyunun 375 m'den aşağısının tıkanmış olduğu tespit edilmiştir. MTA ve özel sondaj şirketlerine kuyu temizletilmek istenmiş, ancak kuyunun standart olmayan donanımı nedeniyle çalışma yapılmamıştır.

Ocak 2002 yılında kuyunun içindeki kabuklaşmanın temizlenmesi ve Prenses Otelin ısıtmasının bu kuyudan temin edilip edilemeyeceğini araştırmak için bir çalışma başlatılmıştır. Bu çalışma sonunda 0-200 m arası temizletilmiş ve kuyunun 50 m^3/st debide ve en az 110 °C sıcaklıkta üretim yapabileceği görülmüştür. 2004 yılında 264.000 m^3 üretimle sahanın toplam üretiminin %6.3'ünü karşılamıştır.

BD-2 Kuyusu

Kuyu 1995 yılında MTA tarafından delinmiştir. Derinliği 677 m, kuyudibi sıcaklığı 137 °C' dir. Hatalı üretim ve standartlara uygun olmayan muhafaza borusu kullanılmış olması nedeni ile kuyu kısa sürede tıkanmış ve kullanılamaz hale gelmiştir. MTA ve özel sondaj firmaları ile yapılan görüşmelerde kuyunun onarılamayacağı belirlenerek kuyu terk edilmiştir. Kuyunun 0-200 m'lik bölümü Ağustos 2001 yılında DEÜ Torbalı Meslek YO sondaj makinesi ile temizlendikten sonra, 90 m'ye 75 kW, 13 kademe VJP-853 pompa ve 121 m inhibitör borusu monte edilmiştir. Kuyu halen 180 m^3/st debi ve 133 °C sıcaklıkta üretim yapmaktadır. Kuyu 2002 yılından bu yana yıllık 500.000 m^3'e yaklaşan üretimi ile sahanın toplam üretiminin yıllara göre %11-13'ünü karşılamıştır.

BD-5 Kuyusu

1999 yılında delinen ve 1100 m derinliğindedir, 117 °C kuyu dibi sıcaklığı ölçülmüştür. Balçova sahasının en derin kuyusu olan BD-5, üretim yapmadığı için "terk" edilmişti. İyileştirme projesi

kapsamına alınarak 2002 yılında kuyu tabanındaki dolgu MTA'ya temizletilmiştir. Kompresör ve pompa ile yapılan test çalışmaları kuyudan 100 m^3/st'e kadar ulaşacak debide üretim yapılabileceğini göstermiştir. Kuyuya 227 m inhibitör borusu ve 150 m'ye pompa montajı yapılarak devreye alınmıştır. 115 °C kuyubaşı sıcaklığında üretime başlayan kuyu 2004 yılında 120 °C sıcaklığa ulaşmıştır. Yıllık 300.000 m^3'den fazla üretim yapabilmekte ve toplam üretimin %7.4'ünü karşılamaktadır.

B-4 Kuyusu

Kuyu 1984 yılında MTA tarafından delinmiştir. Kuyuda ölçülen maksimum sıcaklık 117 °C' dir. Bölgesel ısıtma sistemine sıcak su sağlayan kuyuda Ocak 2002 yılında verim düşümü nedeni ile pompa çekildiğinde, inhibitör borularında kopmuş olduğu tesbit edilmiştir. Kuyuda 89.92 m'ye inhibitör borusu ve 72 m'ye 55 kW, 20 kademe jeotermal pompa montajı yapılmıştır. Kuyu maksimum 55 m^3/st debide üretim yapmaktadır. Pompa testleri kuyunun sahadaki en yüksek prodüktivite indeksine sahip kuyu olduğunu göstermektedir.

B-10 Kuyusu

1987 yılında MTA tarafından delinen kuyunun derinliği 125 m ve başlangıç sıcaklığı, 114 °C' dir. Kuyuda iki defa iyileştirme çalışması yapıldı. Birincisinde Aralık 2001'de pompa arızası için kuyudan pompa çekildiğinde, inhibitör boruların da koparak kuyuya düştüğü tespit edildi. Kuyuda 90.81 m. derinliğe inhibitör borusu ve 72 m'ye 45 kW, 13 kademe VJP-833 jeotermal pompa montajı yapılmıştır. Kuyu 110 m^3/st'e ulaşan debide üretim yapmıştır. Kuyunun daha fazla üretim yapabileceği belirlendiğinden 2003 yılında 250 m3/st debide pompa monte edilmiştir. Söz konusu pompa monte edildikten sonra kuyu 2004 yılında 800.000 m^3'ün üzerinde üretim yaparak toplam üretimin %19'unu karşılamıştır.

B-11 Kuyusu

Kuyu 1987 yılında MTA tarafından delinmiştir. 116 m. derinliktedir. Maksimum kuyu sıcaklığı 109 °C' dir. 2003 yılında, kuyu içerisine ne zaman düşürüldüğü bilinmeyen bir madde nedeni ile pompanın 56 m'den derine inilemediği belirlenmiştir. Kuyudaki pompa çekilerek temizlik ve kurtarma çalışması yapılmıştır. Kuyuya düşürülmüş olan 6 m uzunluğunda 2 in. çapında boru parçası çıkartılmıştır. Test çalışması sonucu kuyunun, çalışma öncesinde olduğu gibi 40 m^3/st debide üretim yapabileceği belirlenmiştir. Halen gözlem kuyusu olarak kullanılmaktadır.

BD-3 Kuyusu

1996 yılında delinen kuyu 750 m derinliğindedir. Kuyunun 450 m'den aşağı kısmının yıkılmış olduğu belirlendi. Sahada yürütülen "Kuyularda İyileştirme Projesi" kapsamına alınan kuyu, 2002 yılında MTA'ya temizletildikten sonra tekrar yıkılmaması için 6-5/8 in. filitreli boru ile teçhizi sağlanmıştır. 2002 yılı sonunda kuyuda 170 m'ye inhibitör borusu ve 150 m'ye 110 kW 12 kademe pompa montajı yapılarak üretime alınmıştır. BD-8'e yapılan reenjeksiyonun etkisi izlenmektedir. 2005 yılı ortalarına kadar her hangi bir soğuma etkisi gözlenmemiştir, kuyu 132 ^oC kuyubaşı sıcaklığında üretim yapmaktadır.

BD-4 Kuyusu

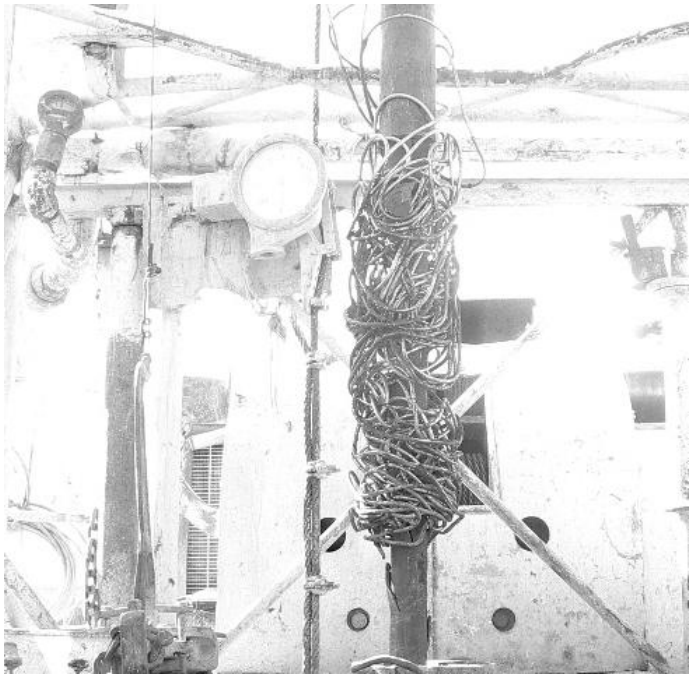
1998 yılında delinmiş olan 624 m derinliğindeki BD-4 kuyusu 160 m^3/st ve 136 °C kuyubaşı sıcaklığı ile üretimine devam etmektedir. 2001 yılında inhibitör borusunun koptuğu tespit edilerek, pompa yüklenici firmaya çektirilmiştir. 210 m derinliğe inhibitör borusu ve 150 m derinliğe 110 kW, 12 kademe pompa montajı yapılarak kuyu üretime alınmıştır. Kuyudaki pompanın arızalanması üzerine, 2003 yılında 90 m derinliğe yerli bir pompa monte edilmiş ve kuyunun 190 m^3/st debide üretim yapması sağlanmıştır.

BD-6 Kuyusu

1995 yılında MTA tarafından delinen kuyu 605 m derinliktedir. Kuyudibi sıcaklığı 140 °C olarak tahmin edilen kuyudan üretimle birlikte, formasyondan kopan kırıntılar taşınmakta ve sonuçta pompa sık sık arızalanmaktaydı. 150 m'ye montajlı 110 kW 12 kademe pompa kasım 2002 'de arıza yapmış olup, onarılan pompa kısa sürede tekrar arızalanmıştır. Kuyudaki pompa çekilmiş ve MTA ile iki kez anlaşma yapılarak kuyu tabana kadar temizlenmiştir. Kuyuya önceki yıllarda düşürülen inhibitör boruları, pompa parçaları ve kuyudaki yıkıntı temizlenmiştir. Şekil 2 'de BD6'dan çıkartılan inhibitör boruları ve pompa parçaları görülmektedir. Kuyuda yapılan testlerde 200 m^3/st ulaşan debide üretim yapılabileceği belirlenmiştir. Fakat, kuyudaki linerın filitre geometrisi ve açıklığının kuyuya giren suyu süzecek ve kırıntıları engelleyecek özelliklere sahip olmaması sonucu kum gelişi devam etmekte ve bu nedenle üretim debisi en fazla 140 m^3/st ile sınırlandırılmaktadır.

BD-7 Kuyusu

1999 yılında MTA tarafından delinen kuyu 700 m derinliktedir. 2001 yılında yapılan test çalışmasında kuyuda bulunan 150 m^3/st kapasiteli ithal VAG pompanın kuyu kapasitesinin çok üzerinde olduğu belirlenmiştir. Kuyuya yerli yapım, 75 kW 22 kademe VJP-832 yerli pompa montajı yapılmıştır. Kuyu en fazla 80 m^3/st debide üretim yapabilmektedir.



Şekil 2. BD6 kuyusundan çıkartılan inhibitör boruları (üstte), pompa parçaları (alta)

Yeni bir jeotermal kuyu delme maliyeti 300-400 $/m arasında değişmektedir. Son yıllarda sahada delinen kuyuların ortalama derinliği 600 m olduğu göz önüne alınırsa, yeni bir kuyu maliyetinin 200 bin $' dan daha az olamayacaktır. Sadece eski ve terk edilmiş kuyuların, onarılması sonucu 2000 yılına göre kuyuların tek tek üretimleri toplamı 2004 yılı sonunda 620 m3/st'den 1700 m3/st'e çıkartılmıştır. Kuyuların tek tek üretimleri toplamı ile kuyuların hepsinin birden çalışması durumunda ile elde edilebilecek toplam akışkan miktarı farklıdır. Kuyular arası etkileşim ve üretim nedeniyle oluşan düşüm ve buna bağlı olarak pompalarda oluşan debi azalmaları, toplam debinin de azalmasına neden olmaktadır. Nitekim, 2004 yılı kış sezonunda, tüm kuyuların toplam debisi 1060 m^3/st'i geçememiştir.

2.1.2. Delinen ve Planlanan Kuyular

2000-2005 yılları arasında sahada reenjeksiyon kapasitesinin artırılması ve sahanın doğu sınırını araştırmayı amaçlayan 3 kuyu delinmiştir. BD8, BD9 kuyuları sahanın doğu sınırında delinirken BD10 kuyusu sahanın batı sınırında yer almıştır.

BD8 Kuyusu

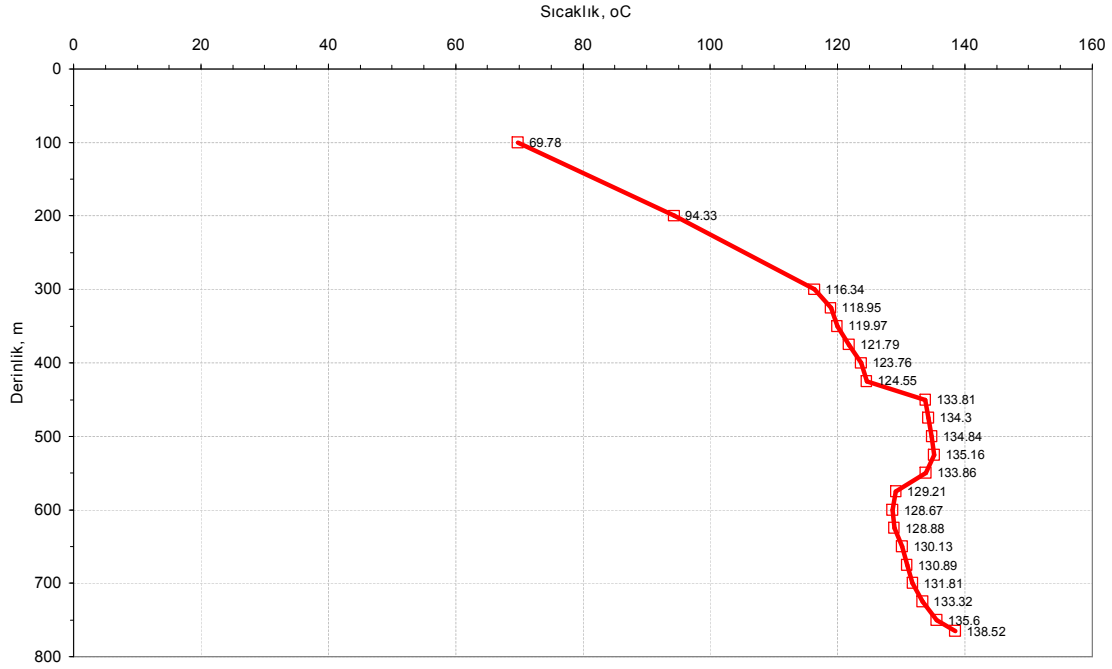
BD8 kuyusu 2002 yılında MTA tarafından delinmiştir. 630 m derinliğindeki kuyu yüksek geçirgenliği ve sahanın batı kenarında yer alması nedeniyle reenjeksiyon amaçlı kullanılmaya başlanmıştır. 2002 yılından bu yana kuyuya 4 milyon m^3'e yakın reenjeksiyon yapılmıştır. Halen sahada reenjeksiyon yapılan tek kuyudur. Bu güne kadar BD8'e yapılan reenjeksiyonun diğer kuyulara olumsuz bir etkisi gözlemlenmemiştir. Bu kuyunun doğusunda yer alan ve henüz üretimde kullanılmamış olan BD9 ve daha doğuda delinecek kuyulara etkisinin de ayrıca izlenmesi gerekir. BD8 kuyusunun diğer bir özelliği sahada delinen ilk geniş çaplı kuyu olmasıdır. Kuyu 0-290 m arası 13-3/8 in. 54.5 lb/ft K-55, kuyu tabanına kadar olan bölüm ise 9-5/8 in. 43.5 lb/ft K-55 borudan yapılmış filitreli boru ile teçhiz edilmiştir. Kuyulardaki kum problemini önlemek amacıyla 4x63 mm boyutlarında, toplam filitre açıklığı %13 olan borular kullanılmıştır.

BD9 Kuyusu

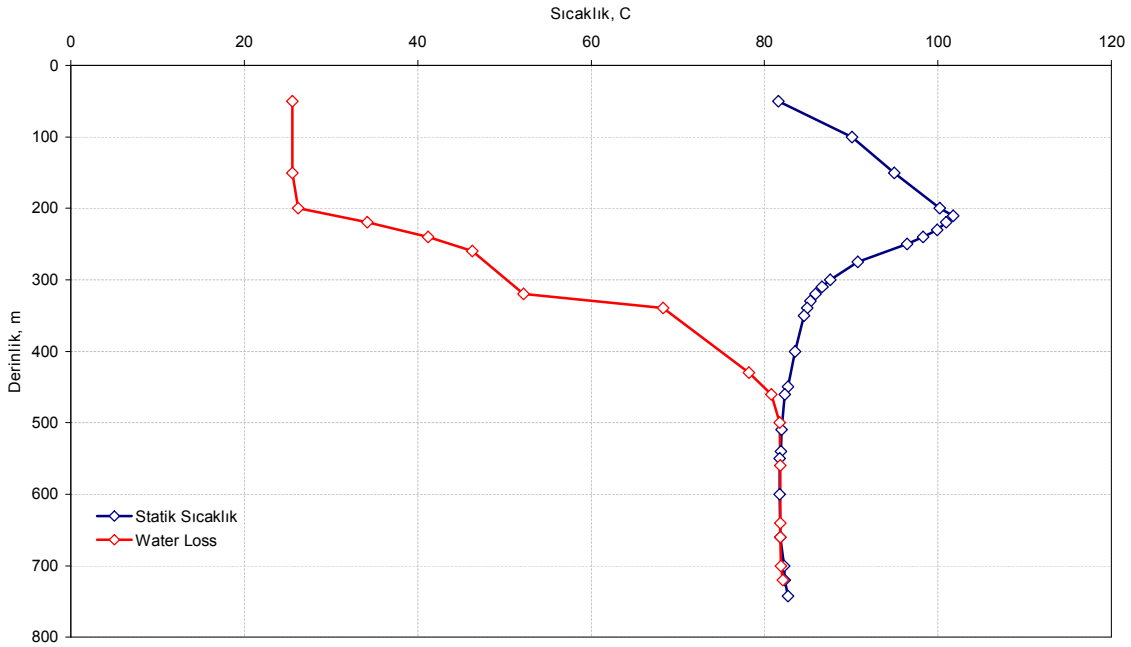
BD9 kuyusu 2003 yılında MTA tarafından delinmiştir. Kuyu BD8'de olduğu gibi geniş çalıdır. 0-312.6 m arası 13-3/8 in. 54.5 lb/ft K-55, 307.6 - 772 m arası 9-5/8 in. 43.5 lb/ft K-55 borudan yapılmış filitreli boru ile teçhiz edilmiştir. Filitre boyutları BD8 kuyusunda kullanılan borularla aynıdır. Kuyu 450-550 m arasından üretim yapmaktadır. Bu bölgede en yüksek sıcaklık 135.16 ^oC olarak ölçülürken kuyu tabanına doğru sıcaklık artışının devam ettiği ve 138.5 ^oC sıcaklığa ulaştığı görülmektedir (Şekil 3). Üretim zonunun altında ve üretim zonundaki sıcaklıktan daha yülksek bir değer elde edilmiş olması ve en son kısımdaki eğrinin karakteri daha yüksek sıcaklığa sahip bir başka üretim zonunu gösterebilir. Bu konuda MTA ile görüş ayrılığı çıkmış ve MTA kuyuda daha fazla ilerlemeyi kabul etmemiştir. Pompa testleri ile kuyunun 100 l/s debide üretim yapılabileceği belirlenmiştir. BD9'un SİSTEM2 olarak adlandırılan 3900 KE büyüklüğe sahip projede kullanılması planlanmıştır.

BD10 Kuyusu

BD10 kuyusu sahanın batı kısmını araştırmak ve reenjeksiyon amacı ile kullanmak için 2004 yılında MTA tarafından delinmiştir. Kuyu 0-196.7 m 13 3/8, 54.5 lb/ft K-55 boru çimentolanarak teçhiz edilmiş ve 187-750 m arası 6-5/8 K-55 24 lb/ft borudan yapılan filitreli borularla teçhiz edilmiştir. Ana üretim zonu 210-220 m'dedir. 350 m'ye kadar daha küçük üretim zonları görülmektedir (Şekil 4). Üretimde kullanılması durumunda 150 m'ye monte edilecek bir pompa ile 140 m^3/st debide ve 104 ^oC sıcaklıkta üretim yapabileceği pompa testi ile belirlenmiştir.

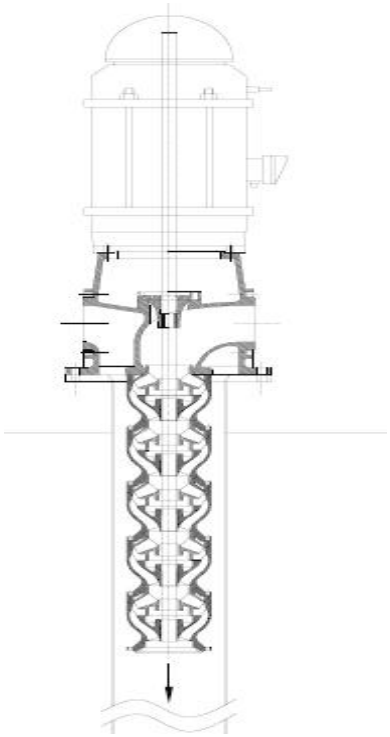


Şekil 3. BD9 Statik sıcaklık ölçüsü.



Şekil 4. BD10 water loss ve statik sıcaklık ölçüleri.

Kuyu reenjeksiyon için planlandığı için ne kadar su basılabileceği öncelikle cevaplanması gereken bir sorudur. Enjeksiyon ve üretim testleri injektivite ve prodüktivite indeksleri 0.28 -0.5 l/s.m arasında değerler vermiştir. Kuyudaki statik su seviyesi kış aylarında, kuyubaşından 30 m aşağıda gerçekleşecektir. Bu durumda 8 ila 15 l/s suyun sadece gravite ile reenjekte edilebileceği anlaşılmaktadır. Kuyuya 50-60 mss basma yüksekliğinde bir pompa monte edilirse reenjeksiyondaki toplam basınç, kuyudaki su seviyesi ile birlikte 80-90 mss olacaktır. Bu koşullarda kuyuya basılabilecek miktar en az 22 l/s ve en fazla 45 l/s arasında değişebilecektir. Belirtilen pompa Nisan 2005'de kuyuya monte edilmiştir. Bu pompa bir kuyuiçi pompanın reenjeksiyonda kullanımına ilk örnek olmaktadır (Şekil 5).



Şekil 5. BD10 kuyusu için özel olarak yapılan dik milli, kuyuya montajlı reenjeksiyon pompası.

BD10 kuyusundan reenjeksiyon yapılması durumunda, reenjeksiyon çevredeki diğer kuyulara etkisi izleyici, sıcaklık ve basınç testleri ile izlenmelidir.

Planlanan Kuyular

BD10, BD5, ND1 ve N1 kuyularından elde edilen verile birlikte değerlendirildiğinde sahanın batıdan sınırlandığını ve bu bölgedeki sıcaklığın batı kısımlarına göre 15-20 ^{o}C daha düşük olduğu, kuyuların prodüktivite indekslerinin doğudaki kuyulardan daha düşük olduğu ortaya çıkmaktadır. Bilinen coğrafi sınırlarla ifade etmek gerekirse Ilıca deresinin sahanın batı sınırını oluşturmaktadır. Kuzey kısmın giderek derinleştiği ve otobanın kuzeyinde de önemli bir anomali bulunmadığı jeofizik çalışmalardan anlaşılmaktadır [3]. Sahanın güneyi Agamemnon-I fayı ile sınırlıdır. Eldeki veriler ışığında sahanın 3 yönden sınırlanmış olduğunu söyleyebiliriz. Sadece doğu sınırı belirsizdir.

Şekil 6'da sahanın sınırları belirtilmiştir. Güney tarafında kesikli çizgi ile Agamemnon-I olarak adlandırılan ve jeotermal sistemi kontrol eden fay gösterilmiştir. Bu fayın güneyinde herhangi bir jeotermal aktivite beklenmemektedir. Ancak bazı uzmanlar [4] sahanın birbiri ile ilişkili kırık ve çatlaklarla geniş bir ağ sisteminin Agamemnon-I fayının güneyinde gelişmiş olması durumunda bu bölgede fay boyunca yükselen suların dağılabileceğini belirtmekte ve fayın güneyinde bir adet 1000 m derinlikli arama kuyusu önermektedirler.

Sahanın doğusunda delinen BD8 ve BD9 kuyuları ve diğer kuyulardan elde edilen statik sıcaklık değerleri ile yapılan 3B sıcaklık modellemesi de sıcaklığın doğuya doğru arttığını göstermektedir. 3B model de sahanın batıya ve kuzeye doğru soğuduğunu ve sahanın kuzeye doğru derinleştiğini de ortaya koymaktadır. Şekil 6 'da gösterilen A1 ve A2 olarak gösterilen ve Şekil 7'de 3D sıcaklık modeli üzerinde BD11 ve BD12 olarak adlandırılan kuyular sahanın doğu sınırlarının araştırılması için önerilmektedir. Bu kuyulardan, bilinen sıcaklıklardan daha yüksek sıcaklık beklenmektedir. Doğudaki kuyuların olumlu sonuçlanması halinde, uygun işletme stratejisi ile birlikte sahadan çekilebilecek enerji miktarı artırılabilir. Bu kuyuların olumsuz sonuçlanması halinde saha 4 yönden sınırlanmış olacaktır.

Mevcut kuyuların, BD7-BD2 hattının birkaç yüz metre güneyine (Şekil 6'da G serisi olarak gösterilmektedir) delinebilecek kuyular yedek olarak ve mevcut kapasiteyi sürdürebilmek için düşünülebilir. Bunlar ek bir kapasite yaratmayacaktır.

Sahanın kuzeyinde önerilen kuyu, A5, daha derin ve yüksek maliyetli olup burada düşük sıcaklık ve debi ile karşılaşılması beklenmektedir. Derin, 2000 m civarında, olabileceği tahmin edilen bu kuyunun maliyeti de çok yüksek olacaktır.

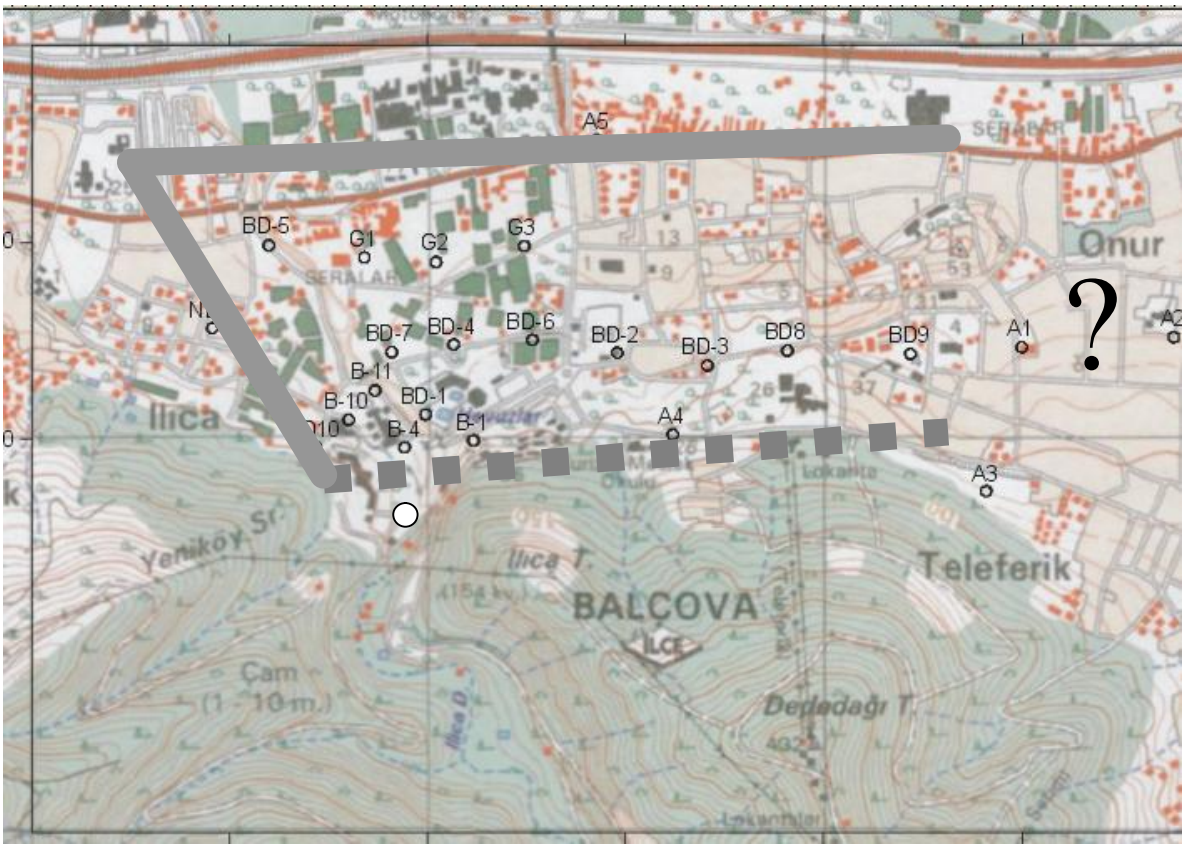
BD2 ve BD3 kuyularının güneyinde önerilen A4 ile BD2 kuyusunun yedeklenmesi hedeflenmiştir. BD2'nin muhafaza borusu sorunları nedeniyle uzun vadede üretim yapabileceği kuşkuludur.

2.1.3. Gözlem Çalışmaları (monitoring)

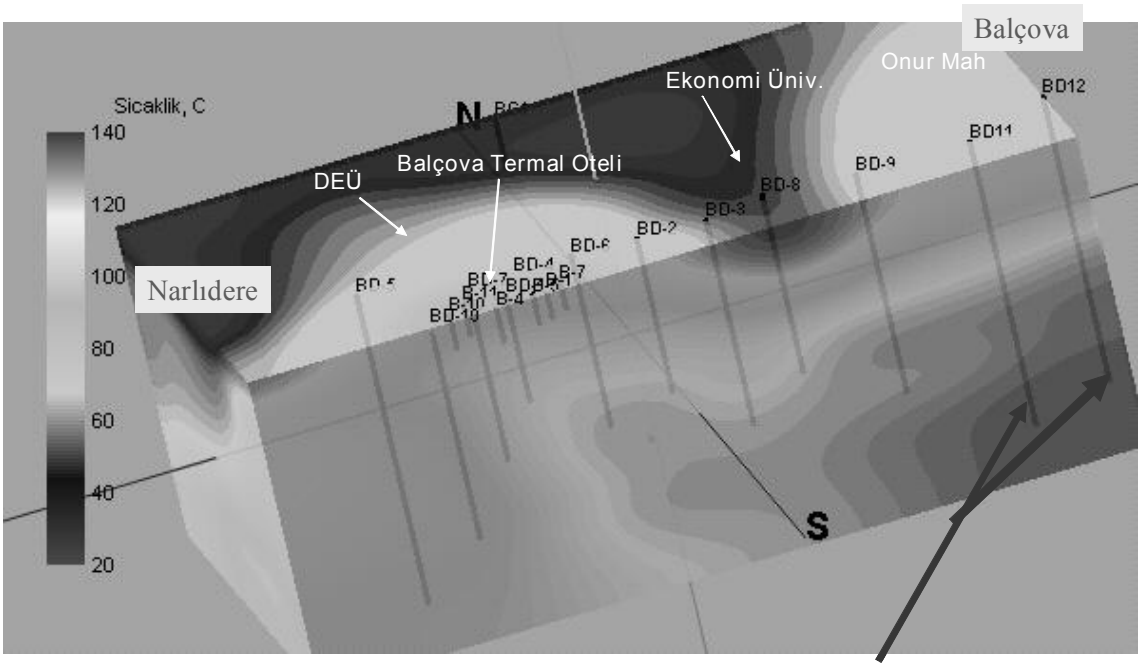
Seviye (basınç) değişimleri

Şekil 12'de sahadan yapılan üretim ve re-enjeksiyon miktarları görülmektedir. Üretilen akışkan miktarı sürekli olarak artış göstererek 2004 yılında pik yükte 1060 m^3/st olarak gerçekleşmiştir. Bu değerin 2004-2005 kış sezonunda 1300 m^3/saat'e ulaşması beklenmektedir. Toplam reenjeksiyon miktarında önemli bir artış yoktur.

Şekil 13'de sunulan ND1 su seviyesi grafiği incelendiğinde şu noktalar dikkati çekmektedir: Sahada, su seviyelerinde kış sezonunda düşüm, yaz döneminde yükselim olmaktadır. Hacimsel bilanço kış sezonunda açık verdiği için rezervuarda su seviyesi düşmektedir. Kış aylarında su seviyelerindeki düşüm 30 m'ye yaklaşmaktadır.



Şekil 6. Sahanın bilinen sınırları kalın çizgiler, önerilen arama ve geliştirme kuyuları (A serisi), yedek kuyular (G serisi)



Önerilen Kuyular
Model çalışmasına göre bu kuyulardan 140 °C'nin üzerinde sıcaklık beklenmektedir.

Şekil 7. Sahanın 3D sıcaklık modeli.

Düşüş trendinin devam etmesi durumunda 2005-2006 kış sezonunda kuyularda su seviyesi 60 m' den aşağı düşecektir. Düşümün olası etkileri aşağıda sıralanmıştır:

Sığ kuyular (B1, B4, B5, B7, B10) hızla performans kaybına uğrayacak ve üretim miktarları azalacaktır. Bu sorunun ilk örneği B10 kuyusunda gerçekleşmektedir. Yaz aylarında 230 m^3/st debi ve 101 ^oC sıcaklıkta üretim yapan kuyuda, debi 2004 yılı kış aylarında 40 m^3/st'in altına inmektedir. Pompanın kavitasyona girip zarar görmemesi için B10'un kış aylarında kapatılması gerekecektir. Sezon ortasında, Ocak-Şubat 2005 arasında ND1 su seviyesinin 50 m'lere ulaşmasından sonra ile B1, B4, B5 ve B7'de benzer sorunlar baş gösterebilir.

Eğer sahadaki kalıcı düşüm durdurulamaz ise çok kısa bir süre sonra, birkaç yıl içerisinde sığ kuyuların tamamı kaybedilecektir. Bu kuyular (B1,B4,B5,B7, B10) toplam akışkan miktarının %34'ünü, enerji miktarının %22'sini karşılamaktadır. Dolaysı ile sahada önemli derecede enerji açığı, önümüzdeki yıllarda başlayacaktır.

Reenjeksiyon kapasitesinin artırılarak düşümün durdurulması zorunludur. Saha ilk sinyallerini vermiştir, bu uyarı gecikmeksizin değerlendirilmelidir. Yeni re-enjeksiyon kuyuları delinmelidir. Yaz aylarının sahanın beslenme ve enerji depolama dönemi olduğu göz önüne alınarak, bu dönemde akışkan ve enerji tüketecek projelerden vazgeçilmelidir. Özellikle soğutma veya elektrik üretimine yönelik proje tekliflerinin uygulanması durumunda, saha yaz aylarında beslenme fırsatını kullanamayacaktır.

Soğuma

2002 yılına kadar B9 kuyusuna yapılan reenjeksiyonun B4 ve B10 kuyuları başta olmak üzere sahada 20 ^oC'yi bulan soğumalara neden olduğu belirlenmiştir [1,5]. B9 kuyusuna reenjeksiyon durdurulup, BD8 kuyusuna reenjeksiyon yapılmaya başlandıktan sonra sıcaklık 1.5 yıl boyunca artmıştır. Sığ

kuyularda 15 ^{o}C'yi aşan ısınma gerçekleşmiştir (Şekil 8). Örneğin 83 ^{o}C'ye düşen B10 kuyusunun sıcaklığı 102 ^{o}C'ye, 81 ^{o}C'ye düşen B4'ün sıcaklığı 105 ^{o}C'ye yükselmiştir. Bu kuyularda 2003 yılı sonuna kadar soğuma olmamıştır. Buna karşın 2004-2005 kış sezonunda bu kuyularda tekrar soğuma gözlenmiş ve 10 ^{o}C'yi aşan soğuma gerçekleştikten sonra, tekrar ısınma başlamış fakat 2003 yılı sonundaki değerlere ulaşamamıştır. Sığ kuyulara reenjeksiyon durdurulmasına rağmen bu kuyulardaki soğumanın sebebi ne olabilir? Soğumanın başlıca nedenleri şöyle sıralanabilir: Bunlardan birincisi seviye düşümleri nedeniyle dinamik su seviyesinin üzerinde kalan formasyonların soğuması ve bu bölgelere olan ısı kaybının artması, ikinci olarak basınç düşümü nedeniyle sığ rezervuara gelen akışkan miktarının azalması veya üçüncü olarak da seviye düşümleri nedeniyle sığ rezervuara soğuk su girişinin artmış olmasıdır. Balçova sahasında Güneyden Kuzeye doğru, özellikle Baraj ve Ilıca deresi boyunca taşınan yüzey sularının sığ rezervuara girdiği belirlenmiştir [1,5]. Bunlardan herhangi biri veya tümü sığ kuyularda soğumaya neden olabilir.

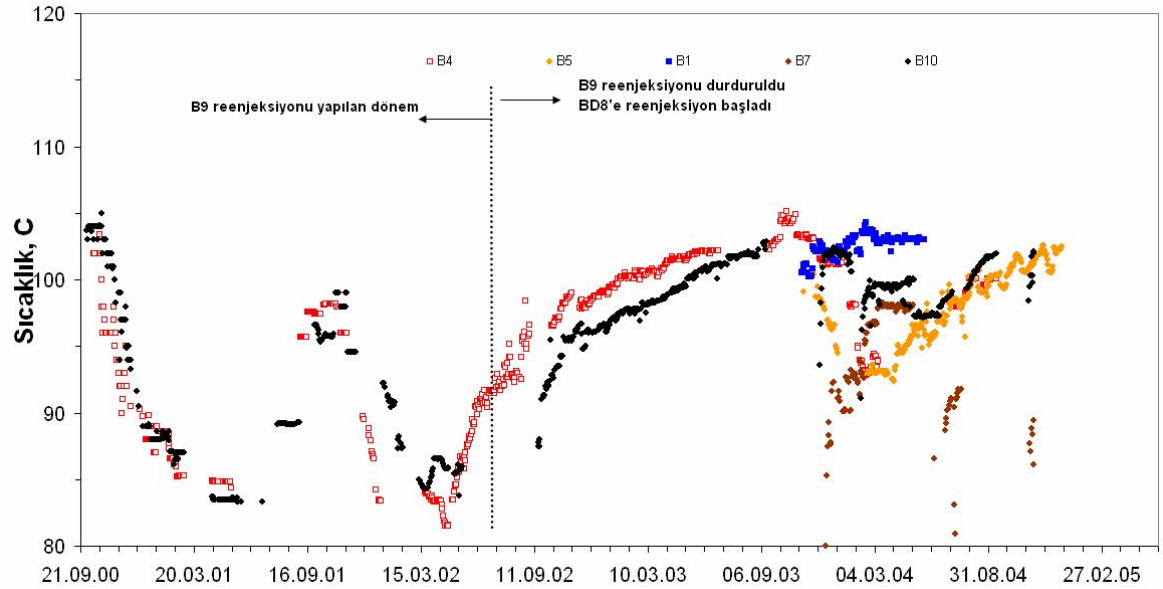
B9 kuyusuna yapılan reenjeksiyonun durdurularak, tüm reenjeksiyonun BD8'e yönlendirilmesinden sonra yakın üretim kuyuları BD3 ve BD2'ye olası etkileri izlenmiştir. Şekil 9'dan da görülebileceği gibi BD8' e re-enjeksiyon derin kuyulara olumsuz bir etki yapmamıştır. Bu dönemde BD3, BD5 ve BD7 kuyularında birkaç derecelik sıcaklık artışına neden olmuştur. Derin kuyulardaki üretim miktarının artması, derin kuyulara akış hızının artmasına ve kuyuların çevresinde zamanla ısınmaya neden olduğu, böylece ısı kayıplarının azalması sonucu sıcaklıkta artış görüldüğü tahmin edilmektedir. BD8 kuyusunun doğusunda kalan BD9 kuyusunda üretim yapılmadığı için sahanın doğusuna olan etkisi henüz bilinmemektedir.

Su Kimyası

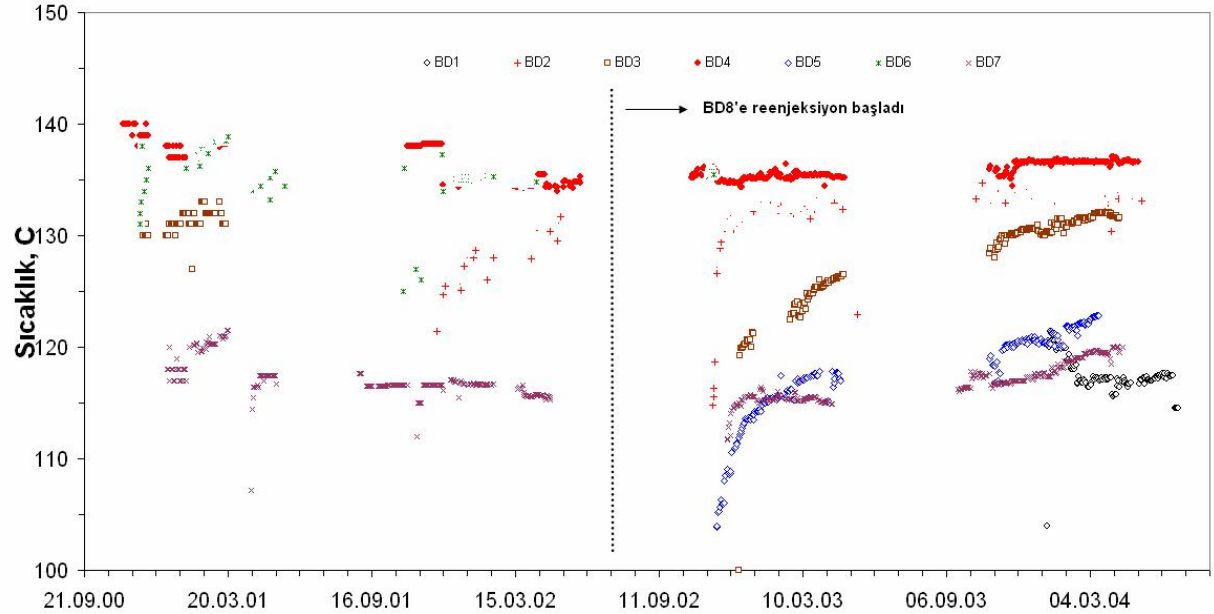
Sahada periyodik su analizleri yapılmaktadır. Su kimyası verileri sahanın jeokimyasal yönden değerlendirilmesi, kabuklaşma, korozyon ve karışım problemlerinin belirlenmesi için kullanılmaktadır. Sahada en son delinen BD9 ve BD10 kuyularının kimyasal bileşimi, sahanın doğuya doğru sıcaklığının artmasını doğrulamaktadır. Su kimyası verileri de, sahanın batısına doğru soğuma ve soğuk su karışımı olduğunu jeotermal kaynağın doğuya doğru daha yüksek sıcaklığa ulaşması gerektiğini göstermektedir. BD9 kuyusu verilerine göre; sahadaki verilerle en iyi uyumu sağlayan "kuvars" ve "kuvars-buhar kaybı" jeotermometreleri sıcaklığın 162-201 ^{o}C arasında olabileceğini göstermektedir. Her iki değerde sahada ölçülen en yüksek sıcaklıktan (139 ^{o}C) çok daha yüksektir. Cl, B ve Br iyonlarının konsantrasyonunun doğudaki kuyularda yükseliyor olması, kaynağın doğuya doğru gelişimini doğrulamaktadır.

Su kimyası çalışmaları ile sahadaki inhibitör tüketiminde büyük tasarruf sağlamıştır. Azalma hem miktar bazında olmuş, hem de inhibitöre ödenen bedel düşürülmüştür. Sahada 1999 yılında 5.000 konut eşdeğeri ısıtma yapılırken bir yıllık inhibitör masrafı 37.000 $ olmuştur. Bir başka deyişle yıllık inhibitör gideri konut başına inhibitör gideri 7.4 $'dı. Eğer bu trend devam etseydi 2004 yılında inhibitöre 111.000 $ ödenmesi gerekecekti. Bu çalışmalar sonucu 2002-2003 ve 2004 yılları arasında en az 300.000 $ olarak gerçekleşebilecek inhibitör gideri, su kimyası çalışmalarıyla 3 yıl için toplam 10.000 $'ın altına düşürülerek büyük bir tasarruf sağlanmıştır.

Bu sayede ihmal edilebilir derecede az inhibitör kullanıldığı için, özellikle termal tedavi merkezlerine hemen hemen katkısız denilecek saflıkta termal su gönderilmiştir. Ayrıca kullanılan inhibitörlerin insan sağlığına zararlı olmadığına dair sertifikalı olmalarına da dikkat edilmiştir. Kimyasal izleme ve sistemin buhar basıncı üzerinde çalıştırılması sonucu, kuyular, jeotermal iletim hatları, pompa ve eşanjörlerde kabuklaşma sorunu %100 önlenmiştir.



Şekil 8. Sığ kuyuların kuyubaşı sıcaklıkları.

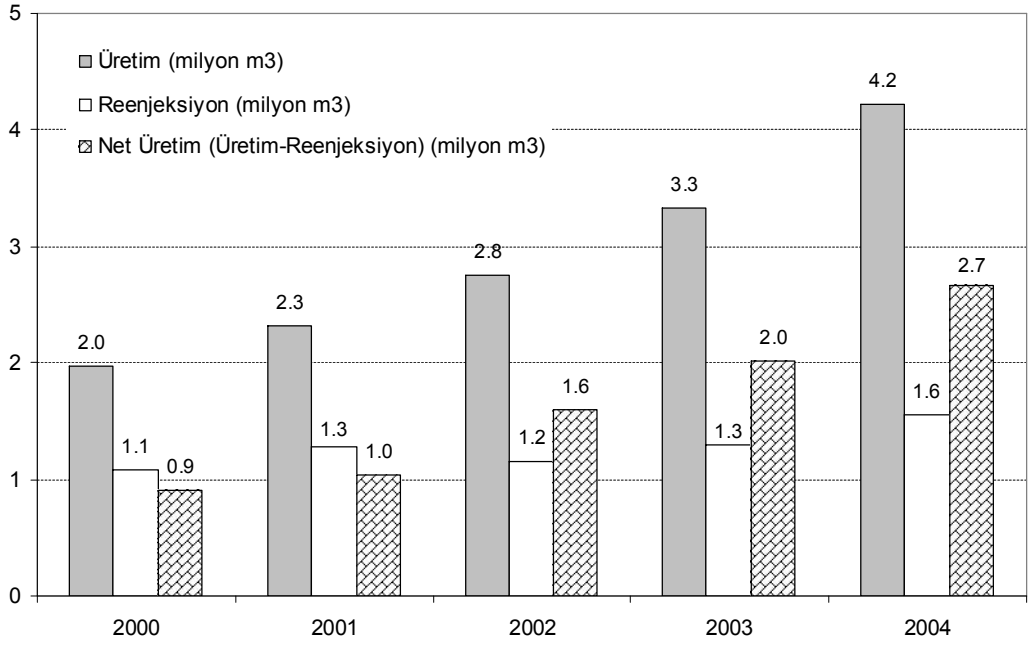


Şekil 9. Derin kuyuların kuyubaşı sıcaklıkları.

2.1.3. Üretim – Reenjeksiyon ve Saha Gözlemleri

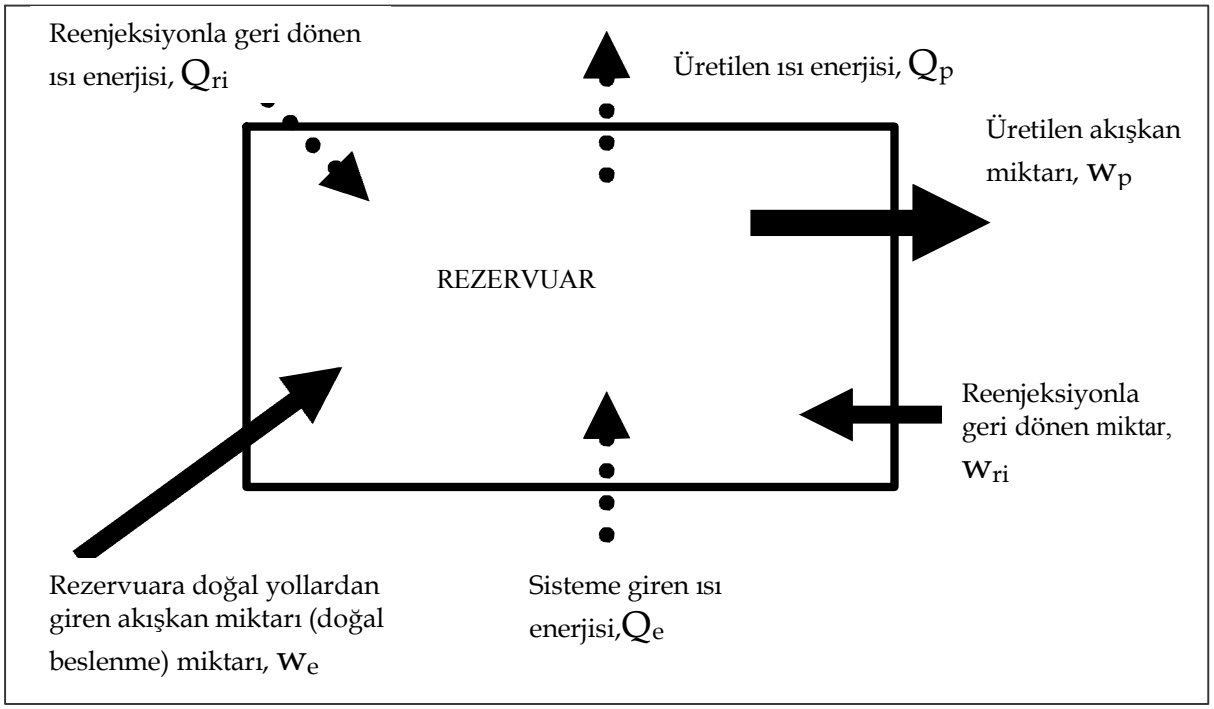
Bölge ısıtma sisteminin büyümesine karşılık (Şekil 1), sahadan üretilen akışkan miktarı da 2000-2005 arası yıllara göre %15-25 arasında değişen oranlarda artmıştır (Şekil 10). Üretim artışı kuyularda gerçekleştirilen iyileştirme çalışmaları ile karşılanmış olup, bu dönemde delinen yeni 3 kuyudan (BD8, BD9 ve BD10) hiç biri üretim için kullanılmamıştır. Yeni delinen kuyulardan BD8 ve BD10 reenjeksiyon kapasitesinin ve verimliliğinin artırılması için kullanılırken, BD9 kuyusu SİSTEM2 olarak adlandırılan 3900 KE bölge için tahsis edilmiştir.

Sahadaki üretim miktarı dış ortam sıcaklığına bağlı olarak değişmektedir. Kış aylarında üretim miktarı artarken, yaz aylarına doğru azalmaktadır. 2000 yılında tepe yükünde üretim 532 m^3/st iken, 2004 kış sezonunda 1060 m^3/st'e yükselmiştir (Şekil 12). Üretim miktarındaki artışa karşın reenjeksiyon kapasitesinde önemli bir artış sağlanamadığı Şekil 10 ve Şekil 12'den görülebilmektedir. Nicelik olarak reenjeksiyon kapasitesinde önemli bir artış olmamakla birlikte, verimsiz ve soğumaya neden olan sığ kuyulara reenjeksiyon terk edilmiş ve "sahanın dış sınırlarından derine reenjeksiyon stratejisi" benimsenerek, 2002 yılından sonra BD8 kuyusu aracılığı ile, derine reenjeksiyon yapılmaya başlanmıştır. Bu konu ilerideki kısımlarda tartışılmaktadır.Üretim artışı ve reenjeksiyon miktarının buna paralel olarak artmamış olması nedeniyle sahadan net üretim miktarı (üretim-reenjeksiyon farkı) giderek artmaktadır 2004 yılında sahadan 4.2 milyon m^3 su çekilmiş ve 1.6 milyon m^3'ü reenjeksiyonla tekrar reenjeksiyonla rezervuara basılmıştır. 2000 yılında net üretim 0.9 milyon m^3 iken, 2001 yılında 1 milyon m^3, 2002 'de 1.6 milyon m^3, 2003 'de 2 milyon m^3 ve 2004 yılında 2.6 milyon m^3 olarak gerçekleşmiştir. Net üretim sürekli olarak artmıştır. Bu durumun sahaya etkisi aşağıda açıklanmaya çalışılmıştır.



Şekil 10. Yıllık üretim, reenjeksiyon ve net üretim.

Şekil 11'de verilen bir hacme giren ve çıkan kütle ve enerjiyi göz önüne alalım. Rezervuar olarak tanımlayacağımız kontrol hacminde başlangıçta depolanmış bir kütle ve ısı bulunur. Jeotermal sistemin işletilmesiyle rezervuardan bir miktar kütle ve enerji eksilirken, doğal beslenme ve reenjeksiyon yoluyla bir miktarı geri döner. Rezervuar basıncının ve sıcaklığının gelecekteki davranışını ve başlangıçtaki kütle ve enerji miktarını belirlemek için sahada yapılan ölçme, test ve gözlem çalışmaları ile sahada başlangıç durumunda depolanan ve sisteme giren kütle ve enerji, elde edilen verilerden geriye doğru gidilerek tahmin edilmeye çalışılır. Modelleme olarak adlandırılan bu çalışmanın doğruluğunun sınanması ise, modelin tahmin ettiği verilerle gözlemler sonucu elde edilen ölçümler arasındaki uyum ile yapılır. Ölçme ve testlerle elde edilen sonuçlarla model tahminleri arasında uyumsuzluk varsa model kalibre edilir veya tamamen değiştirilir.



Şekil 11. Jeotermal rezervuarın akışkan ve enerji bilançosu.

Tankın içerisinde su miktarı arttıkça seviye yükselir, azaldıkça seviye azalır. Serbest sıvı seviyeli bir rezervuar için, basıncın (veya su seviyesi) değişimi doğal beslenme, üretilen ve reenjekte edilen miktartarın fonksiyonudur. Bu değişimin denklemi [6] tarafından Denklem 1'deki gibi ifade edilmektedir.

$$\left[\frac{A\phi}{\rho}\right]\frac{dp}{dt} = w_e - (w_p - w_{ri}) \qquad (1)$$

Burada; $\mathbf{w_e}$, $\mathbf{w_p}$ $\mathbf{w_{ri}}$ sırasıyla doğal beslenme, üretilen ve reenjekte edilen akışkanın kütlesel debileridir. E.1 lineer bir denklemdir:

$w_e > (w_p - w_{ri}) \Rightarrow dp/dt$ değeri pozitiftir, yani basınç artar, su seviyeleri yükselir. (1a)

$w_e < (w_p - w_{ri}) \Rightarrow dp/dt$ değeri negatif ise, basınç azalır, su seviyeleri düşer. (1b)

$w_e = (w_p - w_{ri}) \Rightarrow dp/dt = 0$ ise, basınç veya su seviyesi değişimi olmaz. (1c)

Basınç veya su seviyesi değişimi olmadığı dönemler için, üretim ve reenjeksiyon miktarları kullanılarak Deklem 1c'den serbest sıvı seviyeli bir jeotermal sistemin doğal beslenmesi w_e tahmin edilebilir. Doğal durum modellemesi ile sahanın akışkan beslenmesinin 51 kg/s ve net ısıl beslenmesinin 33 MW_t olarak tahmin edilmektedir. [1,2]. Buna göre sahaya yılda 1.6 milyon m^3 akışkan ve 289,000 MWh ısı enerjisi girmektedir. Net üretimin yıllık 1.6 milyon m^3'ün üzerinde gerçekleşmesi durumunda basınç ve su seviyelerinde düşüm, tersi durumda da yükselim olması gerekir. Model sonuçlarının geçerliliğini böyle sınayabiliriz. Yıllık toplam üretim ve reenjeksiyon miktarlarının gösterildiği Şekil 10'a göre, 2002 yılı dahil öncesinde net üretimin 1.6 milyon m^3'e eşit ve daha düşük gerçekleştiği anlaşılmaktadır. Sahadaki en derin gözlem kuyusu olan ND1'in su seviyesi değişimi Şekil 13'de sunulmuştur. Şekil 13'te 2003 yılı dahil su seviyesinin önceki yıl seviyesine ulaştığı görülmektedir. Fakat 2003 yılından itibaren net üretimin doğal beslenmeden daha fazla olması nedeniyle ND1 su seviyesinin 2004'de

2003 yılına göre 7 m daha az gerçekleştiği, sahada 0.7 bar civarında bir basınç düşümü olduğu görülüyor.

2002-2003 kış sezonundaki en düşük su seviyesinin bir önceki yıldan, üretim miktarındaki artışa karşın daha yüksek gerçekleşmesi, BD8 kuyusu ile derine yapılan reenjeksiyonun etkisi ile oluşmuştur. Bu durum BD8'e reenjeksiyonun sahayı beslediğini ve sığ kuyulara yapılan reenjeksiyondan daha verimli olduğunu gösterir.

Sahayı temsil ettiğini kabul edebileceğimiz ND1 gözlem kuyusundaki en düşük su seviyesi 2003 ve 2004 yıllarında önceki yıllara göre 13'er metre daha aşağıda gerçekleşmiştir. 2002-2003 kış sezonundaki en düşük su seviyesi 23,93 m, 2003-2004 kış sezonunda 36.76 m, 2004-2005 kış sezonunda 50.33 m olarak gerçekleşmiştir. Net üretim miktarı arttıkça su sevileri daha da artmaktadır. Düşüm sahanın ömrünün sınırlanmaya başladığının bir işaretidir. Düşümün devamı halinde öncelikle sığ kuyular olmak üzere bazı kuyuların devre dışı kalması kaçınılmazdır. Çalışan kuyularda da pompaj yüksekliği artacağı için üretim maliyetleri de artacak ve işletme ekonomisi de olumsuz etkilenecektir.

Su seviyesindeki düşümler nedeniyle gözenek basıncı azalması kayaçların mukavemetini de azaltmakta ve soğuma nedeniyle oluşan termal büzülme kayaç hacminda azalmaya neden olabilmektedir. Bu olayların sonucu Dünyada birçok jeotermal sahada 10-15 m'ye ulaşan çökmeler gerçekleşmiştir. Yoğun bir yerleşime sahip Balçova-Narlıdere sahasında çökme (tasman-subsidence) riski incelenmelidir.

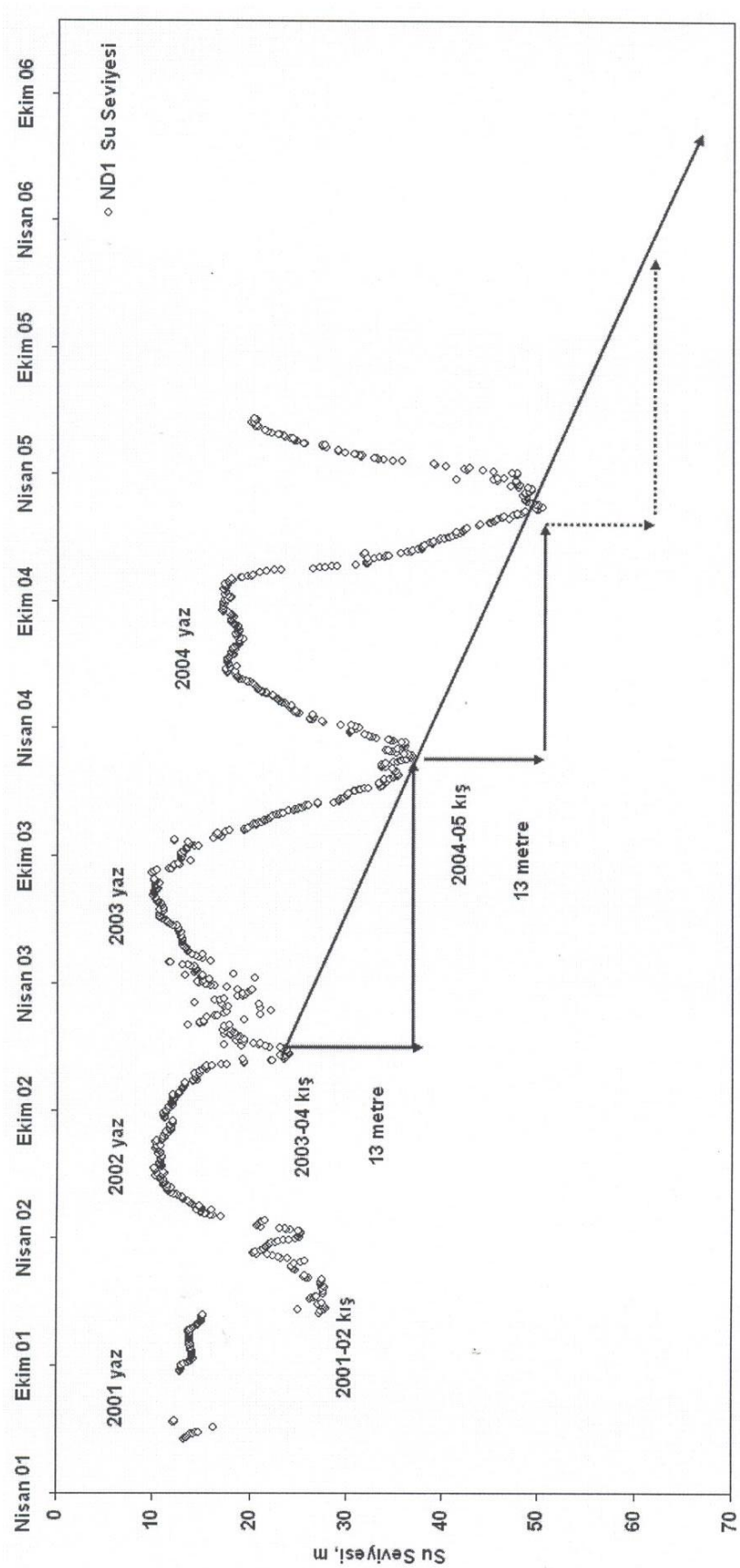
Tablo 4. Sahadaki üretim ve reenjeksiyon kuyularının yıllık toplam üretim miktarları ve payları.

Üretim kuyularının 2000 ve 2004 arası toplam üretimleri (m^3) ve üretimdeki payları (%)

	2000		2001		2002		2003		2004	
Kuyu - Sıcaklığı (°C)	Üretim(m3)	%	Üretim(m3)	%	Üretim(m3)	%	Üretim(m3)	%	Üretim(m3)	%
B1- (105)	0	0.0	0	0.0	0	0.0	127320	3.8	260,232	6.2
B4- (100)	258,936	12.2	224,280	9.8	236,692	8.2	288,326	8.7	110,088	2.6
B5- (105)	0	0.0	54,144	2.4	597,031	20.7	567,691	17.1	376,752	8.9
B7- (92)	0	0.0	0	0.0	0	0.0	18,720	0.6	271,368	6.4
B10- (98)	599,520	28.1	549,312	24.1	482,057	16.7	543,619	16.4	802,855	19.0
B11- (101)	262,752	12.3	241,560	10.6	61,924	2.2	0	0.0	0	0.0
BD1- (117)	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	264,504	6.3
BD2- (133)	33,840	1.6	50,208	2.2	321,854	11.2	456,409	13.8	468,336	11.1
BD3 -(130)	208,632	9.8	61,104	2.7	18,048	0.6	227,806	6.9	379,440	9.0
BD4- (136)	678,528	31.8	369,816	16.2	620,876	21.6	545,234	16.4	633,984	15.0
BD5 -(120)	0	0.0	46,488	2.0	47,425	1.6	220,416	6.6	312,840	7.4
BD6 -(135)	79,968	3.8	388,440	17.0	234,528	8.1	0	0.0	114,240	2.7
BD7- (121)	6,480	0.3	294,360	12.9	257,453	8.9	320,688	9.7	229,224	5.4
TOPLAM	**2,130,656**		**2,281,713**		**2,879,894**		**3,318,233**		**4,225,867**	

Reenjeksiyon kuyularının 2000 ve 2004 arası toplam reenjeksiyon miktarları (m^3) ve reenjeksiyon payları (%)

	2000		2001		2002		2003		2004	
Kuyu Adı	Reenjeksiyon(m3)	%	Reenjeksiyon(m3)	%	Reenjeksiyon(m3)	%	Reenjeksiyon(m3)	%	Reenjeksiyon(m3)	%
B2	136,272	10.6	330,384	25.6	0	0.0	0	0	0	0
B9	816,014	63.2	808,224	62.6	467,991	51.2	0	0	0	0
B12	157,056	12.2	151,464	11.7	17,760	1.9	0	0	0	0
BD1	23,280	1.8	0	0.0	0	0.0	0	0	0	0
BD2	158,976	12.3	0	0.0	0	0.0	0	0	0	0
BD3	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0	0	0
BD8	0	0.0	0	0.0	428,082	46.8	1,301,808	100	1,549,589	100
TOPLAM	**1,291,599**		**1,290,072**		**913,833**		**1,301,808**		**1,549,589**	



Şekil 13. ND1 Su seviyesi değişimi.

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

- Balçova-Narlıdere jeotermal sahasının en önemli bölümleri yoğun yerleşim bölgeleri ile kaplanmıştır. Bölgede kuyu delebilecek kadar bile boş alan bulmakta güçlük çekilmektedir. Kuyu delinebilecek çok sınırlı sayıdaki yer için önlem alınmalı ve buralara kuyular delinmelidir. Sahada yönlü sondajlar da planlanmalıdır.
- Sahada net üretimin artması sonucu kalıcı düşümler oluşmaktadır. Bu durum başlangıç için küçük bir sinyal olmasına rağmen önlem alınmalı, reenjeksiyon kapasitesi artırılmalıdır. Düşümün devamı halinde önce sığ kuyular devreden çıkacaktır. Benzer şekilde derin kuyularda da performans azalması meydana gelmektedir.
- Seviye düşümü sonucu, sığ kuyularda kuyu içi buharlaşma ve soğuk su girişleri nedeniyle soğumalar olmaktadır. Seviye düşümleri kuyulardaki elektrik tüketimini artırarak işletme maliyetlerini olumsuz etkileyecektir.
- Sahada %100 reenjeksiyon hedeflenmelidir.
- Sahada (çökme) tasman riski incelenmelidir.
- BD8 kuyusuna yapılan re-enjeksiyon ve etkileri, özellikle BD9 kuyusuna etkisi, kuyu testleri ve izleyicilerle araştırılmalıdır.
- BD9 kuyusu sahanın doğuya doğru sıcaklığının artarak uzandığını kanıtlamıştır. Önerilen yeni kuyularda en az 140 ^{o}C ve üzerinde bir sıcaklık beklenmektedir. Kuvars jeotermometreleri sıcaklığın 162-201 ^{o}C arasında gerçekleşebileceğini göstermektedir.
- Yaz ayları Balçova sahası için bir beslenme ve toparlanma dönemdir. Bu dönemde üretimi artırmayı gerektirecek projelerden (soğutma, elektrik üretimi vb.) uzak durulmalıdır.

KAYNAKLAR

[1] SATMAN, A., SERPEN, U., ONUR, M. İzmir-Balçova-Narlıdere Jeotermal Sahasının Rezervuar ve Üretim Performansı Projesi. Cilt 1-2. İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü. İstanbul, 2002.

[2] SATMAN, A., SERPEN,U., ONUR, M., AKSOY, N. “A Study on the Production and Reservoir Performance of Balçova- Narlidere Geothermal Field” Procc. WGC2005, 24-29 April 2005, Antalya-Turkey.

[3] YÜCEL, M., ÜÇER,A., BÜYÜKBOYACI, Ü. Balçova Jeotermal Alanı (İzmir-Çeşme Otobanı Kuzeyi) Jeotermal Enerji Arama Projesi, Jeofizik Raporu. (Balçova Jeotermal Ltd. Şti tarafından MTA’ya hazırlatılmıştır.) İzmir, 2001.

[4] ÖNGÜR, T., SERPEN, U. Yeni Reenjeksiyon Kuyusu Yeri Güney Seçeneği. (Balçova Jeotermal Ltd. Şti.’ye sunulan rapor, 2003) (yayınlanmamış).

[5] AKSOY, N. Balçova-Narlıdere Jeotermal Sisteminin Doğal ve Yapay İzleyiciler İle İncelenmesi. Dokuz Eylül Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü (Doktora tezi). İzmir.2001.

[6] GUDMUNDSSON, J.S., OLSEN, G. Water Influx Modelling of the Svartsengi Geothermal Field, Iceland”, SPE Reservoir Engineering, Feb., 77-84.

ÖZGEÇMİŞ

Niyazi AKSOY

1962 Gümüşhane doğumludur.1984 yılında İTÜ Maden Fakültesi, Petrol Mühendisliği Bölümünü bitirmiştir. 1984-1994 yılları arasında MTA’da jeotermal sahalarda sondaj ve kuyu testleri konularında çalışmıştır. 1999-2001 yılları arasında Balçova-Narlıdere jeotermal sahasında doktora çalışması olarak izleyici testleri yapmıştır. 2001-2005 döneminde saha yönetimi konularında Balçova Ltd. Şti.’ye danışmanlık hizmeti verdi. Halen DEÜ’de öğretim üyesi olarak çalışmaktadır.