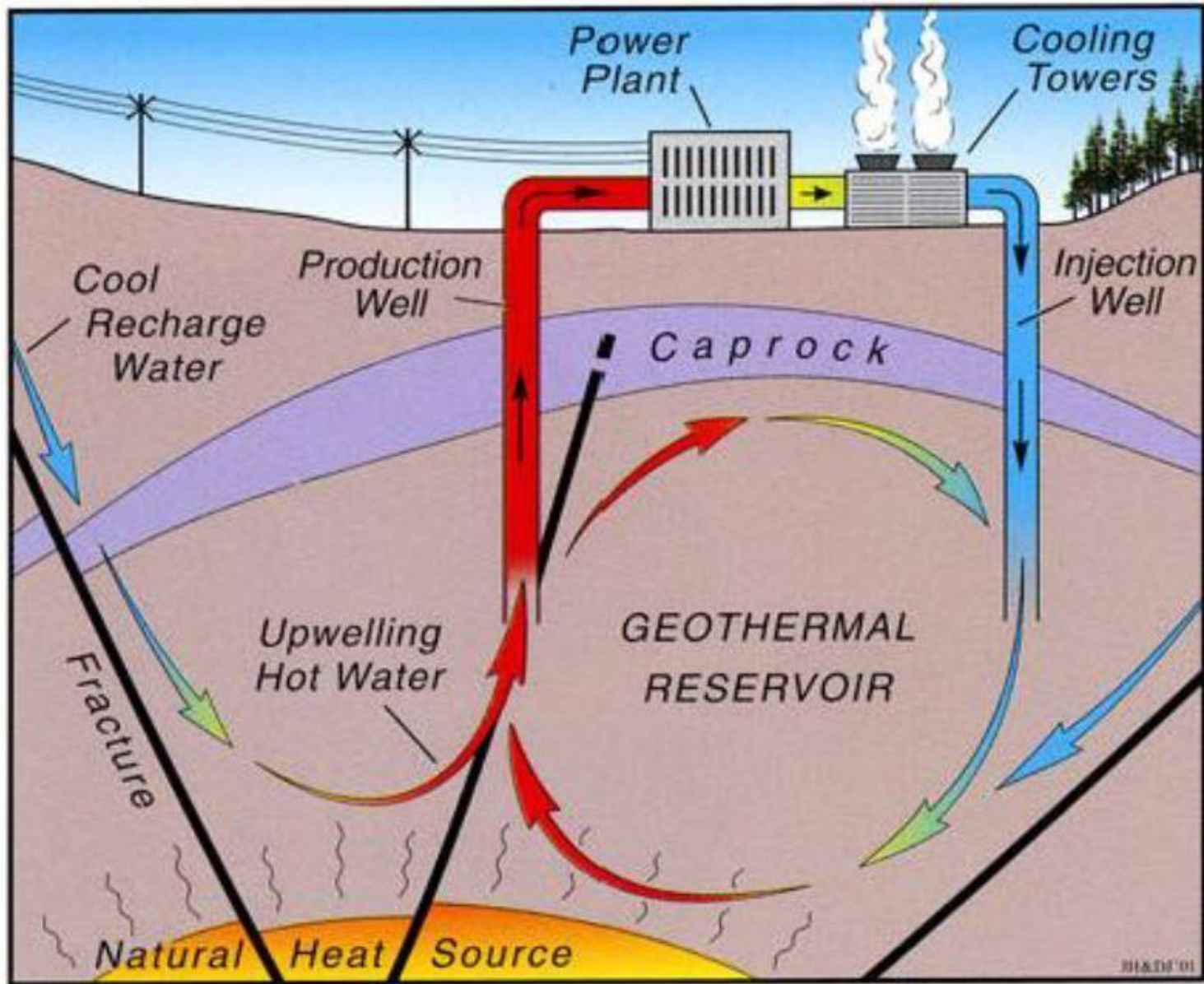


JEOTERMAL SİSTEMLERDE REENJEKSİYON UYGULAMALARI

Jeotermal enerji kaynaklarının sürdürülebilir oluşu onu avantajlı hale getirirken, üzerinde durulan konuların başında reenjeksiyon uygulaması geliyor. Jeotermal kaynaklardan elde edilen suyun kullanıldıktan sonra yeniden rezervuara gönderilmesi olarak özetlenebilen reenjeksiyon için santral yatırımcıları önemli çalışmalar yapıyor. Suyun geldiği yere yani jeotermal rezervuara basılması önemli yararlar sağlıyor. Üretimden dolayı boşaltılan rezervuar hacminin bir kısmı doğal beslenme yoluyla doldurulurken bu, üretim yoluyla rezervuardan ayrılan su miktarını karşılamayabiliyor. Rezervuar basıncı veya kuyu içi seviyesi düşüyor. Bu durum suyun etken olduğu jeotermal sistemlerde büyük sorun oluşturuyor. Atık suyun geldiği yere basılması ise sorunun çözümünü sağlıyor. Yani 'Tekrar basma' olarak tanımlanan reenjeksiyon işlemi hem rezervuar basıncını koruyor hem jeotermal kaynağın devamlılığını sağlıyor hem de bu sayede atık suyun çevreye zarar vermesi önlenmiş oluyor. Kızıldere 2 santralinde reenjeksiyon sisteminin işleyişini sağlamak için 80 MW'lık tesisin 4 MW'lık enerjisi bu amaçla tüketiliyor.



Source: University of Utah

Suyun etken olduğu jeotermal rezervuarlardan çok yüksek miktarlarda sıcak su üretimi yapılır. Üretilen sıcak suyun bir kısmı sıcak su olarak doğrudan kullanılırken geri kalan önemli bir kısmı ise merkezi jeotermal ısıtma sistemlerinde ısısı alındıktan sonra artık su olarak kalır. Artık su saha yakınındaki deniz, göl ve akarsu gibi yerlere verilebilirse de, her jeotermal sahanın yakınında bu tür olanaklar bulunmayabilir. Kaldı ki olsa bile hem en doğru çözüm değildir ve hem de bazı çevre sorunları kaçınılmazdır. Dolayısıyla doğru olanı, suyu geldiği yere veya uygun yeraltı formasyonlarına basmaktır (Satman, 2005).

Suyun geldiği yere yani jeotermal rezervuara basılması durumunda önemli yararlar sağlanabilir. Bilindiği gibi üretimden dolayı boşaltılan rezervuar hacminin bir kısmı doğal beslenme yoluyla doldurulur. Ancak doğal beslenme ile rezervuara giren su miktarı, üretim yoluyla rezervuardan ayrılan su miktarını karşılamayabilir ve rezervuar basıncı veya kuyuiçi seviyesi düşer. Özellikle suyun etken olduğu jeotermal sistemlerde bu sorun oluşur. Bu sorunun çözümü artık suyun geldiği yere basılmasıdır. Böylece rezervuar basıncı korunmuş olur. Tekrarbasma işleminin 3 önemli amacı vardır:

- 1) Yeryüzünde üretildikten sonra kalan artık sudan kurtulmak.
- 2) Rezervuar basıncını korumak.
- 3) Rezervuardan daha fazla ısı üretimini sağlamak.

Jeotermal rezervuara tekrarbasma işleminin aşağıda sıralanmakta olan çok yönlü yararları vardır (Satman, 2005).

1. Kullanılmayan sıcak suyun çevreyi kirletmesi önlenecektir.
2. Üretilen su rezervuara tekrar basıldığından dolayı rezervuarın su dengesi bozulmayacak, rezervuarın basıncı korunmuş olacaktır. Her ne kadar üretilen suyun bir bölümü doğal beslenme yoluyla karşılanabilirse de, genellikle doğal beslenme yoluyla rezervuara giren miktar üretilen miktar kadar olmayacaktır. Böylece doğal beslenme için gereksinim azalmış olacaktır.
3. Jeotermal rezervuarlardan üretilen orijinal akışkanla elde edilen enerji üretimi, rezervuarın yerinde enerjisi göz önüne alındığında, çok düşük bir düzeyde olacaktır. Denklem 2'den anlaşılacağı gibi, söz konusu oran % 515 kadardır ve akışkanın içerdiği enerjinin toplam rezervuar enerjisine oranı olarak tanımlanır. Dolayısıyla rezervuardan ek enerji üretimi için en uygun çözüm rezervuara göre daha soğuk olan kullanılmayan suyun rezervuara basılması olacaktır. Tekrarbasma işleminin uygulanmasıyla rezervuarın üretim dönemi uzar.
4. Üretimden dolayı rezervuar hacmindeki azalmanın sonucunda oluşan yeryüzü çökmeleri en aza indirgenmiş olur.

Kabuklaşma

Jeotermal akışkan içerisinde çözünmüş olan elementlerin sıcaklık, pH ve konsantrasyon değişimleri nedeniyle aşırı doygun duruma geçmeleri sonucunda, katı bileşikler oluşturarak çökelmelerine “kabuklaşma” denir.

Kabuklaşmanın etkileri

- Kabuklaşma, kuyu ve boruların tıkanmasına
- Üretimin azalmasına
- Reenjeksiyon kuyularının tıkanmasına
- Eşanjörlerin kirlenmesi
- ve daha az enerji transferine neden olur.

Bu nedenle projelerin planlanması ve kaynak değerlendirme aşamalarında, finansal risk değerlendirilmesinde hep dikkate alınması gereken bir faktördür.

Kabuklaşma türleri

- ✓ Karbonatlı kabuklaşmalar (kalsit, aragonit, vaterit)
- ✓ Silis kabuklaşmaları (kuvars, kalseduan, amorf silika)
- ✓ Sülfid-Sülfat çökelleri (metal sülfidler, stibnit)

İnhibitörler

- ✓ Karbonatlı kabuklaşmaları önlemek için fosfonatlar, poliakrilatlar
- ✓ Silika çökelleri için silika dispersantları

Monitoring - Gözlem

Amaç: Üretim ve enjeksiyon faaliyetleri sonucunda rezervuar ve çevresinde oluşan değişimlerin ölçülmesi, model çalışmalarına veri toplanması ve kurulan modellerin kontrol edilmesi,

- ✓ Sıcaklık değişimlerinin izlenmesi
- ✓ Basınç deęiřimlerinin izlenmesi
- ✓ Kimyasal deęiřimlerin izlenmesi
- ✓ Saha çevresindeki tatlı sular ve tarımsal toprak kalitesinin izlenmesi
- ✓ Sismik izleme

Jeotermal sahalarda re-enjeksiyon kuyu yerlerinin saptanması, üretim kuyu yerlerinin saptanmasından çok daha zordur. Bu kuyu yerlerinin saptanması için sözü edilen test ve gözlem çalışmalarının detaylı olarak yapılması ve iyi yorumlanarak sistemin 3 boyutlu modeline ulaşılması gereklidir. Re-enjeksiyon operasyonunda meydana gelen olumsuzluklar şöyle sıralanabilir :

- a) Uygun enjeksiyon yerinin bulunamaması,
- b) Enjekte edilen suyun çok hızlı olarak üretim zonuna ulaşması ve üretim zonunu soğutması,
- c) Aşırı pompalama (enjeksiyon) basıncı,
- d) Yeraltı tatlı su akiferlerinin kirlenmesi,
- e) Buhar kuyularında üretimin kesilmesi,
- f) Enjekte edilen akışkanın kısa devre yaparak yüzeye ulaşması, g) Üretilen akışkanın kimyasının ters etkilenme
- g) Üretim kuyularının teçhizi, rezervuardan üretilecek akışkanın sıcaklık, basınç, debi gibi özellikleri dikkate alınarak yapıldığı gibi, re-enjeksiyon kuyularının teçhizi de rezervuar derinliği, rezervuara basılacak akışkanın debisi, sıcaklığı ve basıncı gibi etmenler göz önüne alınarak yapılır. Re-enjeksiyon kuyu yeri seçimini etkileyen en önemli etmenlerden biri de basılan akışkanın üretim zonuna ulaşma zamanıdır. Üretim sıcaklığından daha düşük sıcaklıkta basılan akışkan çok kısa sürede üretim kuyularının bulunduğu bölgeye ulaşırsa, rezervuarın soğutulması nedeniyle sistemde sıcaklık ve basınç, dolayısıyla güç düşümüne sebep olacaktır. Bu olumsuz durum bazı jeotermal sahalarda gözlenmektedir (Satman, 2009).

Tekrarbasma olayında yanıtlandırılması gerekli en önemli sorulardan birkaçı arasında: suyun basılması için kaç kuyu kullanılacağı, pompa gerekip gerekmeyeceği ve suyun nereye basılacağı sayılabilir.

Basılan suyun debisi biliniyorsa, ısıl kirlenmeyi önlemek için rezervuarınkinden daha düşük sıcaklıktaki suyun üretim bölgesinden ne kadar uzakta bir kuyudan veya kuyulardan basılması gerektiği tekrarbasma uygulanmasında incelenmesi gerekli en önemli konu olmaktadır. Enjeksiyon kuyularının yerleri seçilirken özellikle basılan soğuk suyun üretilen sıcak rezervuar suyunu hemen etkilememesi istenir.

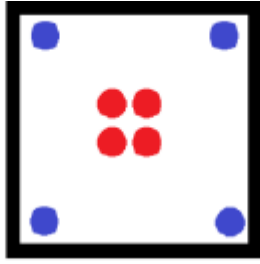
Basılan suyun yüksek geçirgenlikli akış kanalları içinde akışı ve üretim kuyularına erken varışı önlenmelidir. Genellikle çatlaklı kayalar içerisinde akışın enjeksiyon kuyusunun etrafında simetrik ilerlemesi beklenmez. Akışkanın bazı yönlerde daha hızlı ilerleyeceği göz önüne alınmalıdır. Dolayısıyla enjeksiyon ve üretim kuyuları arasında güvenilir bir aralığın olması gerekmektedir. Bu aralıklar, ancak sağlıklı basınç girişim ve özellikle de izleyici testleri ile rezervuardaki akış yollarının tanımlanmasından sonra belirlenebilmektedir (Satman, 2009).



1

● Üretim Kuyusu

● Reenjeksiyon Kuyusu



2



3

Geri basmada kuyu tasarımı

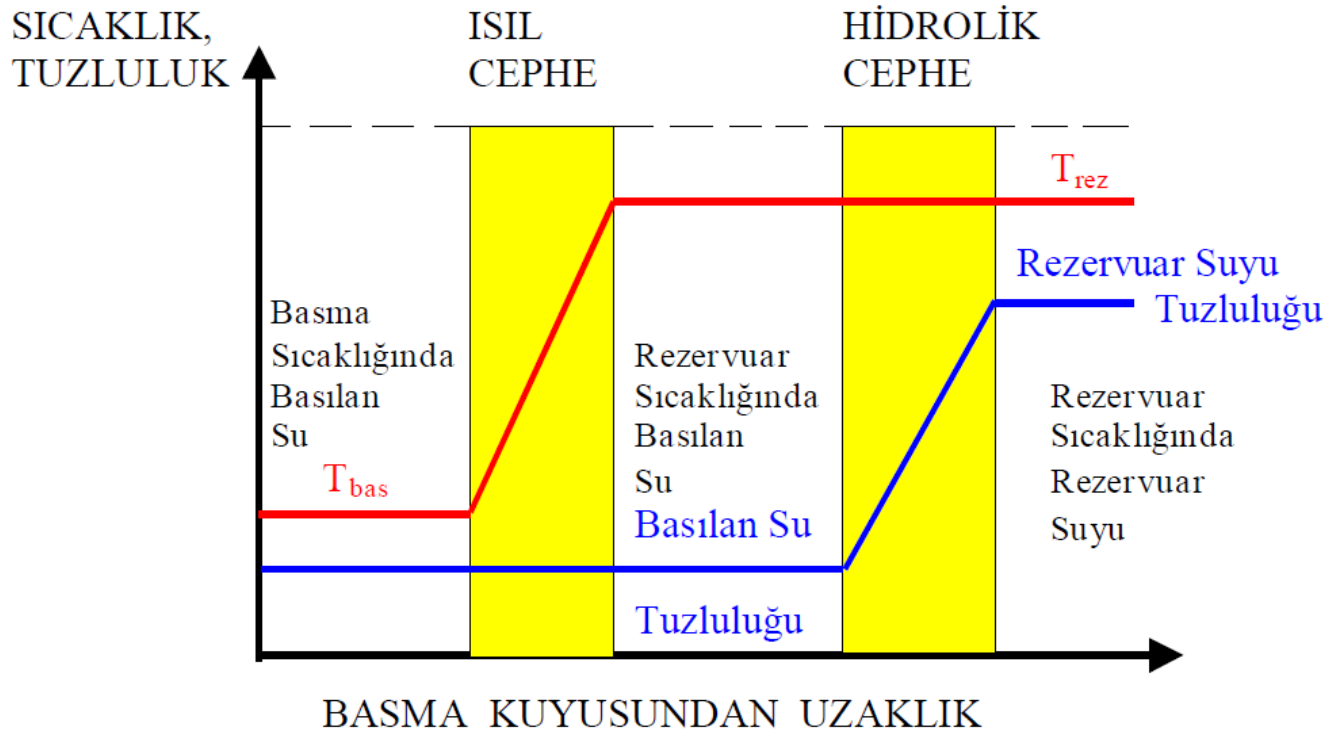
1. Kuyuların birbirinden ayrı iki bölgede açılması
2. Orta bölümde üretim, uzak köşelerde reenjeksiyon kuyularının açılması
3. Karışık dağılım

Üretim kuyusu ile reenjeksiyon kuyusu arasındaki mesafeyi belirleyen faktörler

1. Üretim kuyularının kapasiteleri
2. Sıcaklık ve buhar oranı
3. Yüksek geçirgenliğe sahip zonların bulunması
4. Enjekte edilen suyun sıcaklığı
5. Enjekte edilen akışkan miktarı

Türkiye’de Reenjeksiyon

Türkiye’de ilk başlarda reenjeksiyona fazla önem verilmedi ancak sonradan Denizli’de başlandı. 2007’de çıkan yasayla zorunlu hale getirildi. (Çanakkale Tuzla, Balıkesir Göne, İzmir Balçova, Afyon Ömer Gecek, Ankara Kızılcahamam)



Şekil 1. Tekrar-basma işleminde hidrolik cephe ve ısı cephenin rezervuar içinde ilerlemesi.

Tekrarbasma sırasında enjeksiyon kuyusu etrafında basılan suyun oluşturduğu bir zon bulunur. Şekilde görüldüğü gibi, enjeksiyon kuyusu etrafındaki zonun sıcaklığı orijinal rezervuar sıcaklığından daha düşük olacaktır. Bu düşük sıcaklıklı zon zamanla büyür ve sonuçta üretim kuyusuna varır. Basılan suyun bu hareketi sırasında, kayalarla temas eden su ısınırken kayalar ise soğuyacaktır. Düşük sıcaklık zonu formasyonda ilerleme hızı basılan suyun hidrolik ilerleme hızından doğal olarak daha düşük olacaktır. Basılan soğuk suyun üretim kuyularına varışından belirli bir süre geçtikten sonra üretilen su sıcaklığı düşer. Dolayısıyla üretim kuyularındaki suyun sıcaklığının basılan su debisine, zamana ve enjeksiyon ile üretim kuyuları arasındaki aralığa bağlı olarak tahmini önemli olmaktadır (Satman, 2009).

ENJEKSİYON İŞLEMİNDE KUYULARIN ÖNEMİ

Bir jeotermal sahada herhangi bir kuyunun enjeksiyon kuyusu olarak kullanılması durumunda kuyuya ait 3 önemli özelliğın değerlendirilmesi gerekmektedir (Satman, 2009):

- 1) Kuyu başı ve kuyu içi donanımının enjeksiyona uygunluğu,
- 2) İstenen enjeksiyon debisini sürekli olarak sağlayabilme özelliği,
- 3) Kuyunun saha içinde ve üretim sahasına göre konumu.

Kuyu Başı ve Kuyu İçi Donanımının Enjeksiyona Uygunluđu

Üretim kuyuları enjeksiyon kuyularına dönüştürülebilir. Ancak bu dönüştürme işlemi kuyunun incelenmesi, tasarlanması ve hazırlanması aşamalarını gerektirmektedir. Kuyunun enjeksiyon işlemi için teknik ve ekonomik uygunluğu kesinlikle araştırılmalıdır. Kuyunun enjeksiyon kuyusu olarak kullanılması durumunda incelenecek ilk işlem kuyubaşının enjeksiyona uygunluğu olmalıdır. Kuyubaşı donanımı enjeksiyonda gerekli olabilecek yüksek basınca dayanıklı olmalıdır. Gerektiğinde asitleme, perforasyon ve hidrolik çatlatma işlemleri tasarlanmalı ve uygulanmalıdır.

İstenen Enjeksiyon Debisini Sürekli Olarak Sağlayabilme Özelliđi

Üretilebilirliđi düşük olan kuyuların enjeksiyon kuyusuna dönüştürülmesi ilk akla gelen yaklaşımlardan birisidir. Ancak unutulmaması gereken önemli bir özellik ise, düşük üretilebilirliğin formasyonun olası düşük geçirgenliğinden ve düşük net kalınlıktan kaynaklanabileceği ve dolayısıyla bu parametrelerin aynı zamanda enjektiviteyi de aynı şekilde olumsuz olarak etkileyeceğidir. Enjeksiyon durumunda kontrol edilmesi gereken iki önemli parametre enjeksiyon debisi ve gerekli kuyubaşı enjeksiyon basıncıdır.

Rezervuar koşullarına göre enjeksiyon debisi zamanla artabilir, azalabilir veya sabit kalabilir. Debi zamanla azalıyorsa sahanın kapalı bir sistem olarak davranış gösterdiği veya basılan akışkanın kuyu yakın civarındaki formasyonu kirleterek geçirgenliği düşürdüğü yorumları yapılabilir. Debi zamanla artıyorsa enjeksiyon koşullarının kuyu yakın civarındaki formasyon geçirgenliğini olumlu olarak etkilediği, örneğin rezervuara sıcaklığı düşük akışkanın enjeksiyonunda oluşan geçirgenlik artışı gibi, yorumu yapılabilir. Ayrıca enjeksiyon debisinin, enjeksiyon kuyusuna yakın bölgedeki üretim kuyularının üretimlerinden etkilenebileceği gerçeği ihmal edilmemelidir (Satman, 2009).

İstenen enjeksiyon debisinin gerçekleştirilebilmesi için kuyunun saha içinde debi için gerekli uygun geçirgenliğe sahip bölgelere yerleştirilmiş olması önemlidir.

Enjeksiyon Kuyusunun Saha İçinde ve Üretim Sahasına Göre Konumu

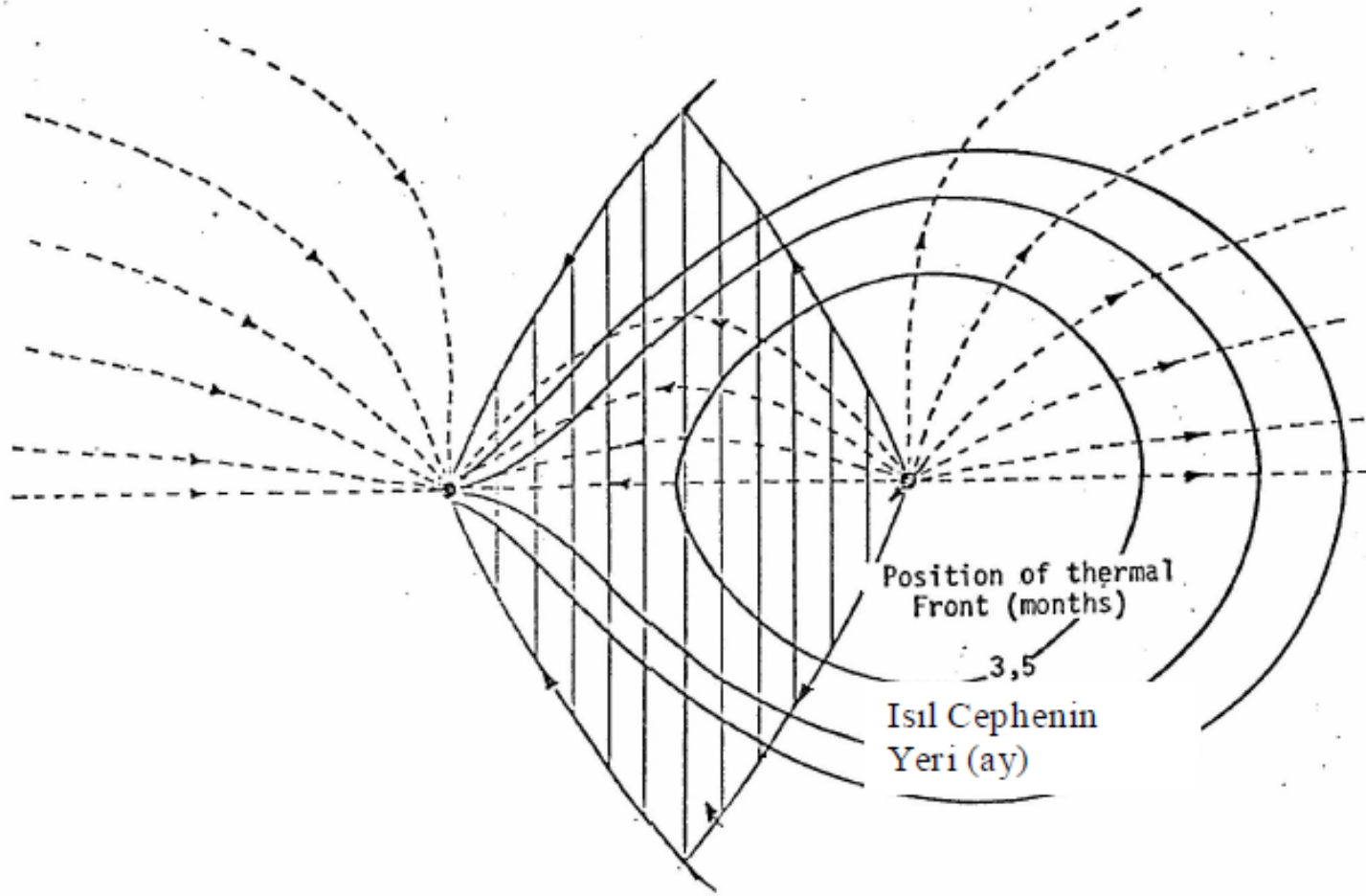
Enjeksiyon kuyusunun yerinin seçiminde dikkat edilmesi gereken en önemli özellik basılan akışkanın sahanın üretim performansına etkisidir. Enjeksiyon sırasında; rezervuarda akışkan varlığının arttırılması, basılan akışkanın akış sırasında sıcaklığının artması ve zamanla üretim kuyularından üretilmesi ile sahadan ısı üretiminin arttırılması amaçlanır. Ancak sakınılması gereken olay ise basılan sıcaklığı düşük akışkanın yeteri kadar ısınmadan ve sıcaklığı istenilen düzeye çıkmadan üretim kuyusuna varması, dolayısıyla üretim performansının olumsuz etkilenmesidir.

Jeotermal sahalarda tekrarbasma uygulamalarında genel yaklaşım :

- a) enjeksiyon kuyularının üretim sahasını çevreleyen konumda yerleştirilmesi,
- b) olduğunca üretim zonundan daha derin formasyona enjekte edilerek, akışkanın akış sırasında ısındıktan sonra oluşan yoğunluk düşümü neticesinde yukarılara hareket ederek üretim kuyularına varması,
- c) enjekte edilen soğuk akışkanın rezervuar içinde ısındıktan sonra üretim kuyularına varışını sağlayacak yeterli uzaklıkta enjeksiyon kuyularının yerleştirilmesi, konularını hedefleyecek şekilde düzenlenir.

Enjeksiyon kuyularının yerlerinin seçiminde belirli bir sistematik yerleşim programı uygulanmalı, kuyuların gelişigüzel yerleştirilmesinden sakınılmalıdır. Kuyunun mümkün olduğunca üretim sahasının dışında tutulması doğru bir yaklaşımdır. Enjeksiyon kuyusu ile yakınındaki üretim kuyuları arasında bir akış kanalı oluşturabilecek çatlak veya kırık yapının olmamasına dikkat edilmelidir. Bu tür bir akış kanalı basılan soğuk akışkanın hızla üretim kuyusuna varmasına neden olabilir ve ısı üretimi olumsuz etkilenir.

Tekrarbasma planlamasında en önemli parametrelerden birisi de kuyu sayısıdır. Enjeksiyonun mümkün olduğunca çok sayıda kuyudan yapılmasında yarar vardır. Enjeksiyon debisi küçük tutularak, basılan soğuk akışkanın rezervuarda daha çabuk ısınması sağlanırken, formasyonda ısıl kirlenmeden kaynaklanan olası olumsuz etkiler minimum düzeyde tutulabilir. Doğal olarak, enjeksiyonda kullanılan kuyu sayısı arttıkça maliyette yükselecektir. Dolayısıyla, basılacak toplam miktar, kuyu sayısı ve maliyet arasında bir optimizasyona gitmek en akılcı yaklaşımdır.



Kuyuçifti modeli için kesik çizgiler akış çizgilerini gösterirken, kesiksiz çizgiler 3.5, 7 ve 10.5 ay enjeksiyon sonunda ısıl cepheyi göstermektedir (Satman, 2009).

TÜRKİYE'DE SAHA UYGULAMALARI

Balçova-Narlidere'de Tekrar Basma Uygulaması

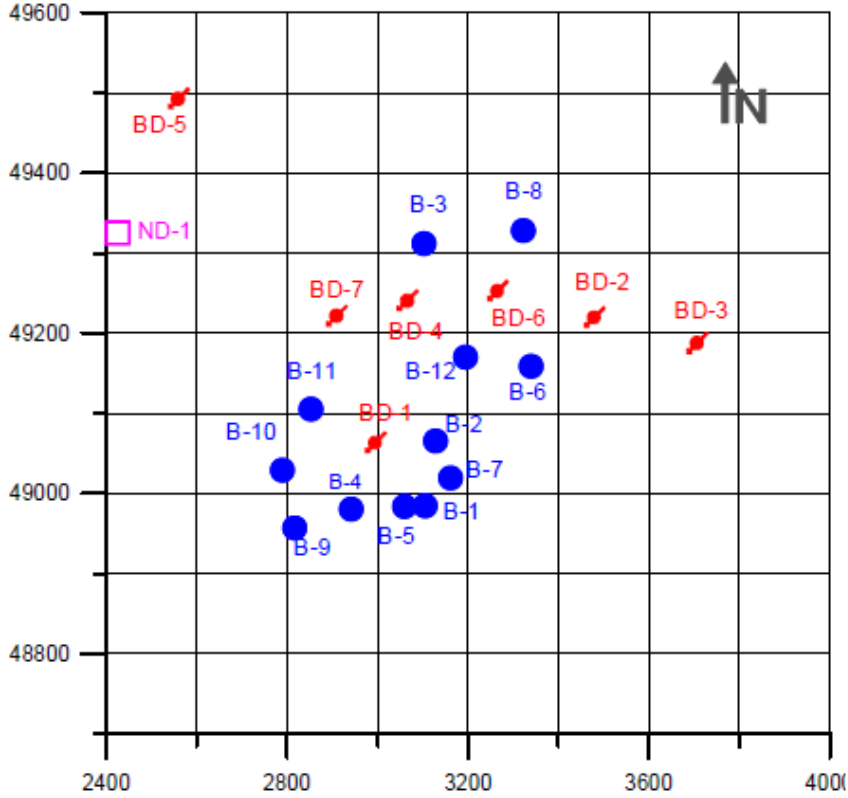
İzmir'deki Balçova-Narlidere jeotermal sahası, ülkemizdeki en gelişmiş merkezi ısıtma sistemine enerji sağlamakta kullanılmaktadır. Sahada 8 derin ve 12 sığ kuyu vardır. Kuyu yerleşimleri şekilde gösterilmektedir.

2002 yılı sonuna kadar derin kuyular genelde üretim amacıyla ve sığ kuyular ise tekrarbasma amacıyla kullanılıyordu. Sahada en sığ kuyu olan 48.5 m derinlikteki B9 kuyusundan tekrarbasma yapılıyordu (Satman, 2009).

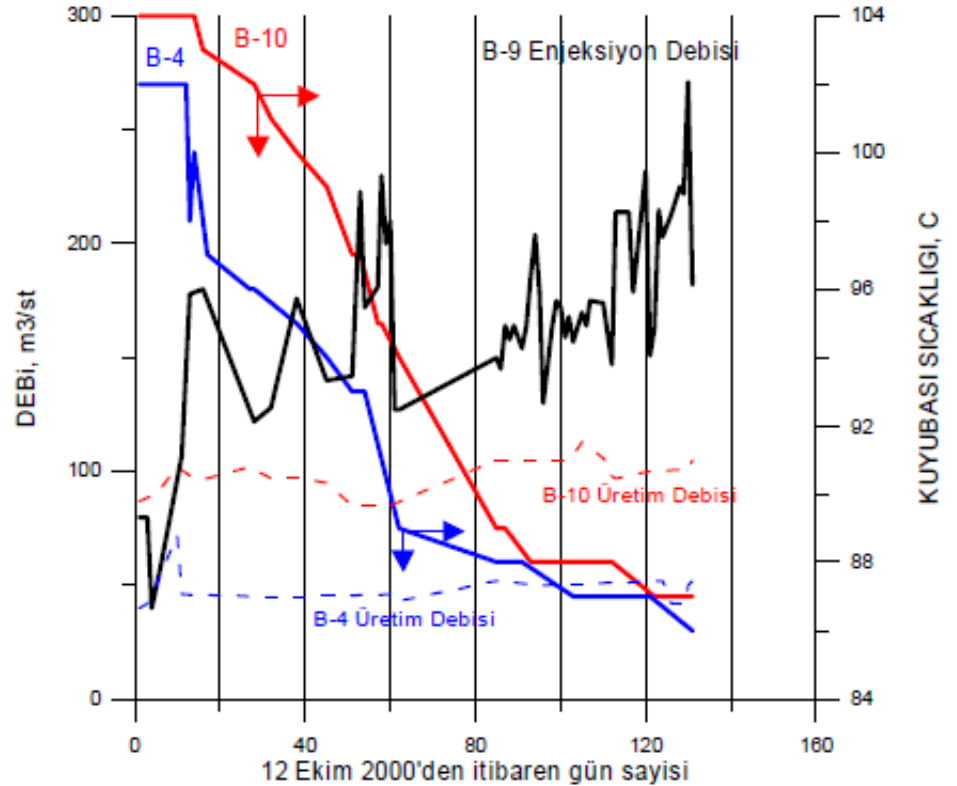
Şekilde, 12 Ekim 2000 tarihinden itibaren 18 Şubat 2001 tarihine kadar olan dönemde B9 kuyusundan yapılan enjeksiyon debisinin ve ayrıca B4 ve B10 kuyularından yapılan üretim debisinin ve üretimde ölçülen kuyubaşı sıcaklıklarının zamanla değişimini vermektedir. Üretim kuyularının sıcaklık değerleri 12 Ekim 2000 tarihinden başlayarak ölçülmüştür. B9 kuyusundan enjeksiyon debisi dönem sonunda 225-250 m³/st değerine kadar yükselmekle beraber dönem ortalaması 150-175 m³/st civarındadır. Dönem içinde B4 üretim debisi 40-60 m³/st arasında, B10 üretim debisi ise ortalama 100 m³/st olarak gerçekleşmiştir. 12 Ekim 2000 tarihli ilk kuyubaşı üretimi sıcaklık ölçümleri, B4 için 102°C olarak ve B10 için 104°C olarak kaydedilmiştir (Satman, 2009).

Her iki kuyuda da söz konusu sıcaklık değerleri ilk 14-15 gün içinde sabit kalmış ve daha sonra hızla düşmeye başlamıştır. 18 Şubat 2001 tarihli sıcaklık ölçümleri B4 için 86°C ve B10 için 87°C olarak gerçekleşmiştir.

BALÇOVA-NARLIDERE JEOTERMAL SAHASINDA SIG VE DERİN KUYULARIN YERLEŞİMLERİ



12 EKİM 2000'DEN İTİBAREN B-9 KUYUSU ENJEKSİYON DEBİSİ VE B-4 İLE B-10 KUYULARININ ÜRETİM SICAKLIKLARININ DEĞİŞİMİ



Şekildeki veriler değerlendirildiğinde üç önemli sonuç oluşmaktadır:

- 1) B9'dan yapılan enjeksiyon, B4 ve B10'dan yapılan toplam üretime yaklaşık olarak eşittir. B9'a en yakın kuyular B4 ve B10 olduğuna göre bu sonuç normal ve beklenen bir sonuçtur.
- 2) B4 ve B10 kuyuları B9 enjeksiyon kuyusuna yaklaşık olarak aynı uzaklıktadır. B9'dan basılan 60°C'daki soğuk suyun B4 ve B9'a varış süreleri yaklaşık olarak 12-14 gün kadardır. Bu süre ısıl kirlenmenin başladığı, bir başka deyişle üretilen su sıcaklığının basılan soğuk su sıcaklığından etkilenmeye başladığı süre olarak tanımlanabilir.
- 3) B4 ve B10'da ısıl kirlenmenin başlamasından itibaren kuyubaşı üretim sıcaklığı hızla azalmaktadır (Satman, 2009).

Örnek jeotermal rezervuarı olarak ülkemizin en gelişmiş ve özelliklerinin iyi bilindiği Kızıldere sahasını alalım. Bu sahada kWst elektrik üretimi için gerekli buhar kütlesi 11 kg/kWst alınmakta, rezervuardan 200°C sıcaklıkta 100 kg/kWst debide ve 236.3 kcal/kg entalpide akışkan üretildiği varsayılmaktadır. Bu durumda, tekrarbasma uygulaması durumunda 89 kg/kWst atık su rezervuara geri verilirken, tekrarbasma uygulaması olmaması durumunda ise 89 kg/kWst su atık su olarak yüzeyde harcanmaktadır. Üretilen ve fakat elektrik üretiminde kullanılmayan suyun 130°C'da rezervuara tekrar basıldığını düşünelim. Ayrıca yüzeyde kullanılan miktar kadar suyun beslenme yoluyla karşılandığını varsayalım (Satman, 2009).

Şekil tekrarbasma uygulanması olması durumunda ve olmaması durumunda rezervuarda enerji ve akışkan dengelerini şematik olarak göstermektedir.

Rezervuar için su ve enerji dengeleri birim kWst elektrik enerjisi üretimi cinsinden incelendiğinde; sahada birim kWst elektrik elde edilmesi için gerekli net su ve ısı üretimi tekrarbasma işleminin uygulanmaması durumunda uygulanması durumuna kıyasla 9.1 ve 2.0 kat daha yüksektir.

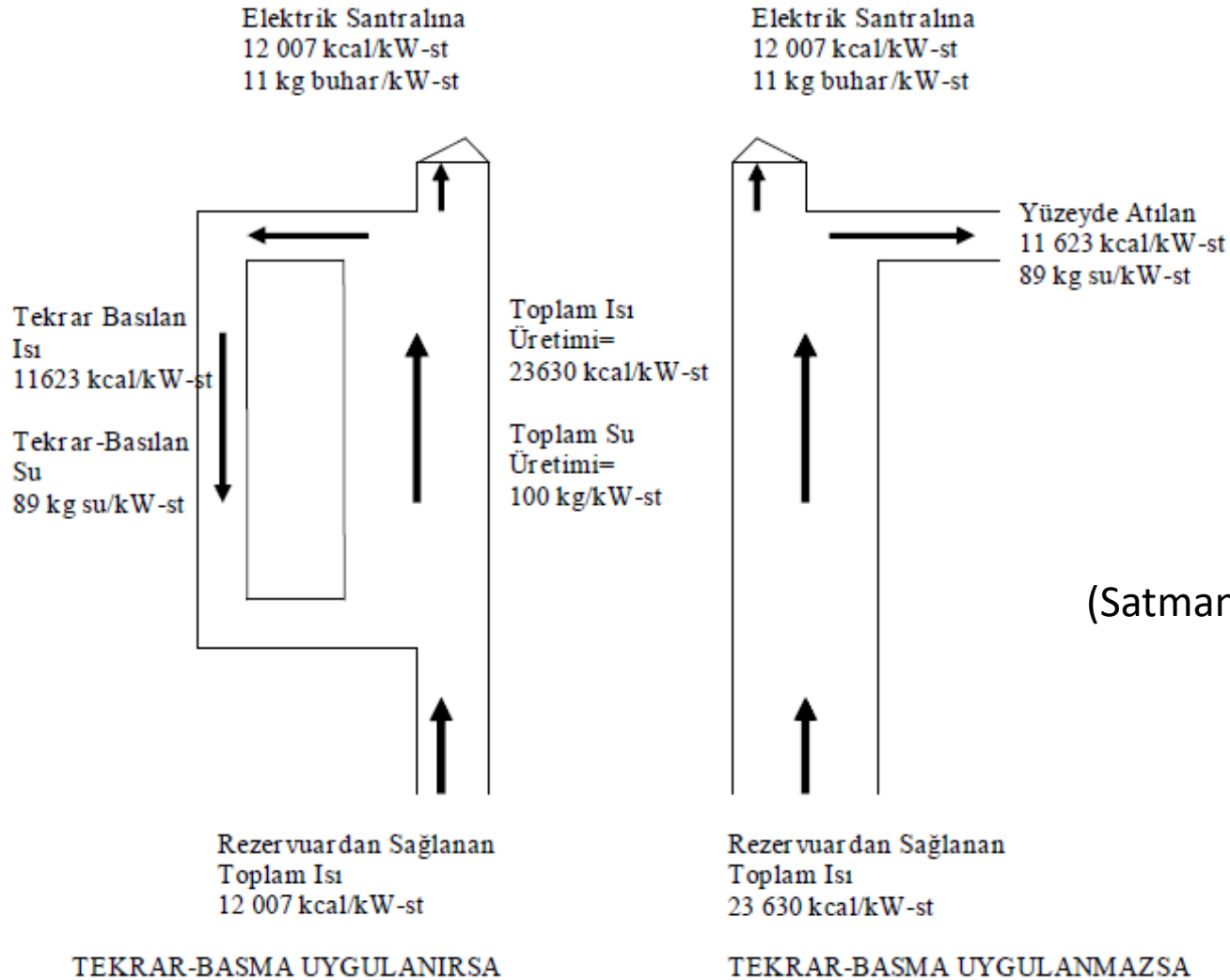
Tekrarbasma işlemiyle elektrik üretiminden sonra kalan yoğunlaşmış buhar ve kullanılmayan jeotermal su rezervuara basılır. Böylece, rezervuarın doğal yoldan beslenmesi için gereksinim azalır, ve hatta yüzeyde kullanılmayan tüm su tekrar basılırsa bu gereksinim hemen hemen ortadan kalkar.

Tekrarbasma uygulanmaması durumunda buhar ayrışımından sonra kalan ısı yeryüzünde çevreye verilir. Kuyulardan üretilen toplam ısının yaklaşık %50 kadarı olan bu ısı, tekrarbasma uygulanmasıyla rezervuara döndürülmüş olur. Bu şekilde rezervuar enerjisini önemli oranda korur ve sahadan yapılacak yararlı enerjinin üretim potansiyelini arttırır.

Yukarıda değinilen yararlarından dolayı, yüzeyde kullanılmayan suyun çevreye verilmesi herhangi bir sorun doğursun veya doğurmasın, sahanın işletilmesinde tekrarbasma uygulaması gerekli olmaktadır (Satman, 2009).

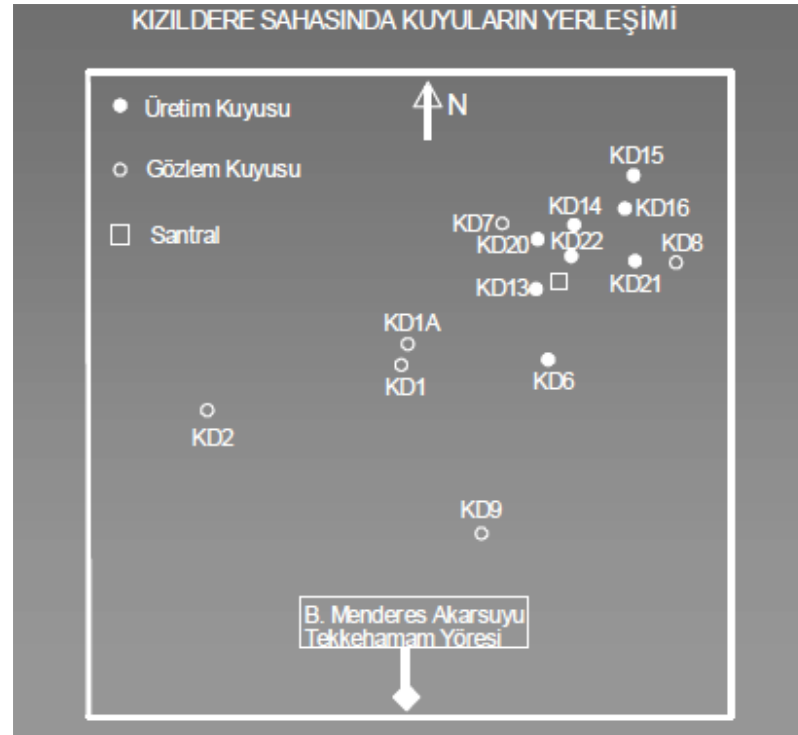
Kızıldere Jeotermal Rezervuarı İçin TekrarBasma Değerlendirmesi

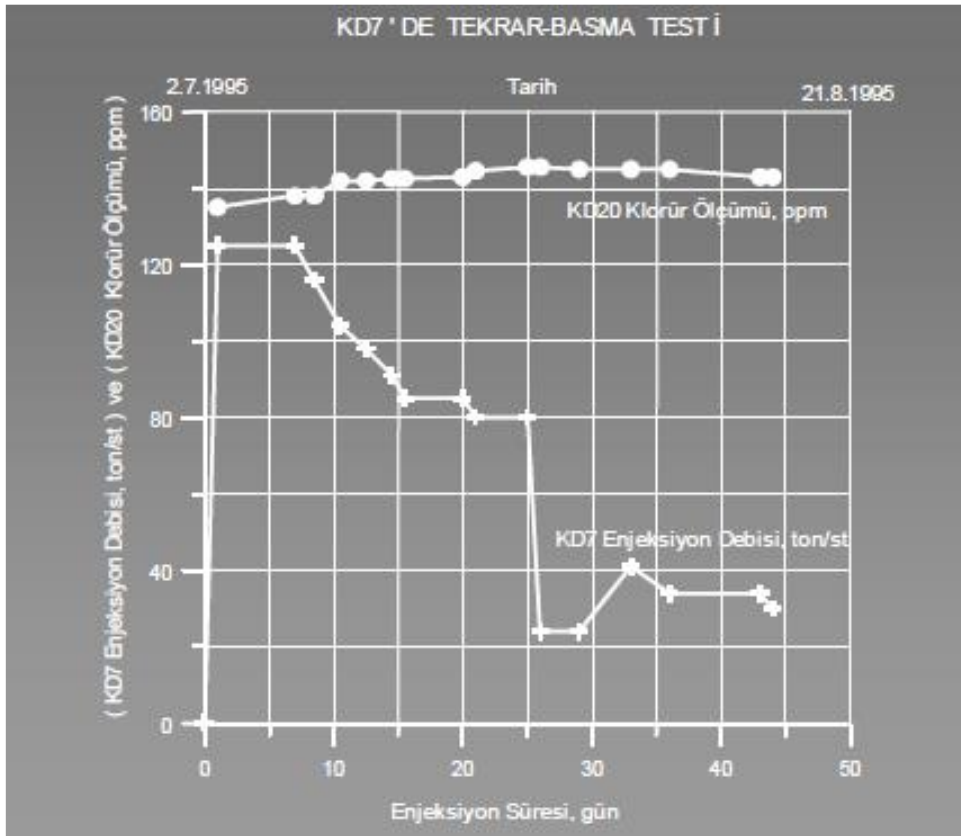
REZERVUAR ENERJİ DENGELERİ



Kızılder'e de KD7 Tekrarbasma Uygulaması

Kızılder'e jeotermal sahası Batı Anadolu'da Denizli Aydın arasında Denizli'ye 40 km uzaklıkta, B. Menderes grabeni yapısı içindedir. Şekilde sahada yer alan üretim ve gözlem kuyularının dağılımını gösterilmiştir. 1960'lı yıllarda bulunan sahada 1984 yılından buyana kurulu gücü 20.4 MWe olan bir güç santralından elektrik üretilmektedir. Ayrıca koşullarında akışkanın ortalama %11'i buhar olarak alınmakta ve santrale verilmektedir. Santral 10 MWe kapasitede çalışırken üretilen 1000 ton/st akışkanın %11'i buhar olarak doğrudan santralda kullanılırken kalan yaklaşık 890 ton/st sıcak su ise atık suyu oluşturmakta ve bu önemli miktarda sıcak su saha yakınında olan B. Menderes akarsuyuna verilmektedir (Satman, 2009).





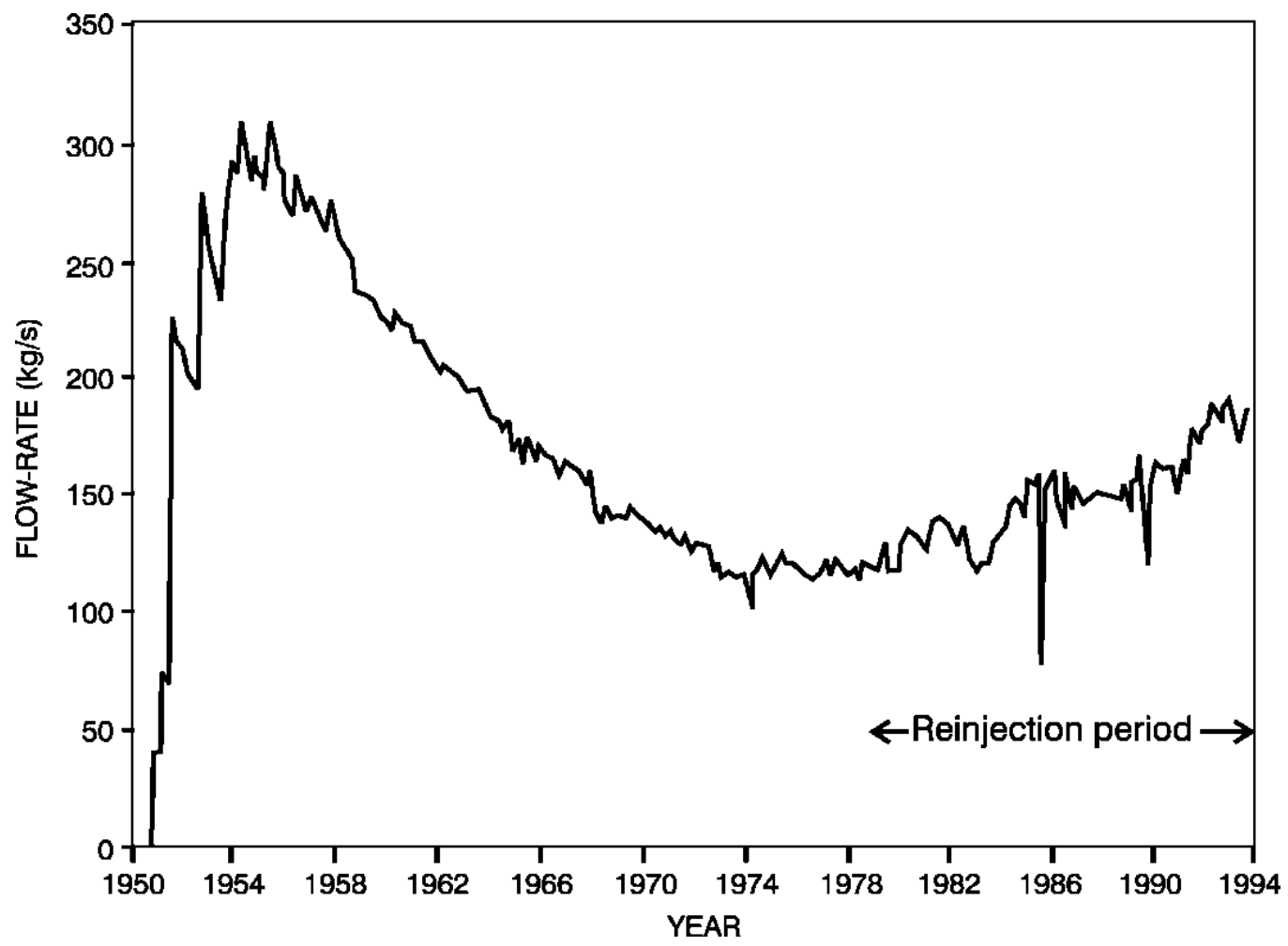
Sahada 1995 Temmuz-Ağustos döneminde bir tekrarbasma denemesine başvuruldu. Enjeksiyon kuyusu olarak sahada üretim bölgesinin kuzeyinde yer alan ve gözlem kuyusu olarak kullanılan KD7 kuyusu seçildi. KD7'den basılan su KD7'ye en yakın üretim kuyusu olan KD20'den alınmış, yüzeyde ayıraçtan ayrılan su bir boru hattı ile KD7'nin susturucusuna ulaştırılmış ve 100°C kuyubaşı sıcaklığında basılmıştır.

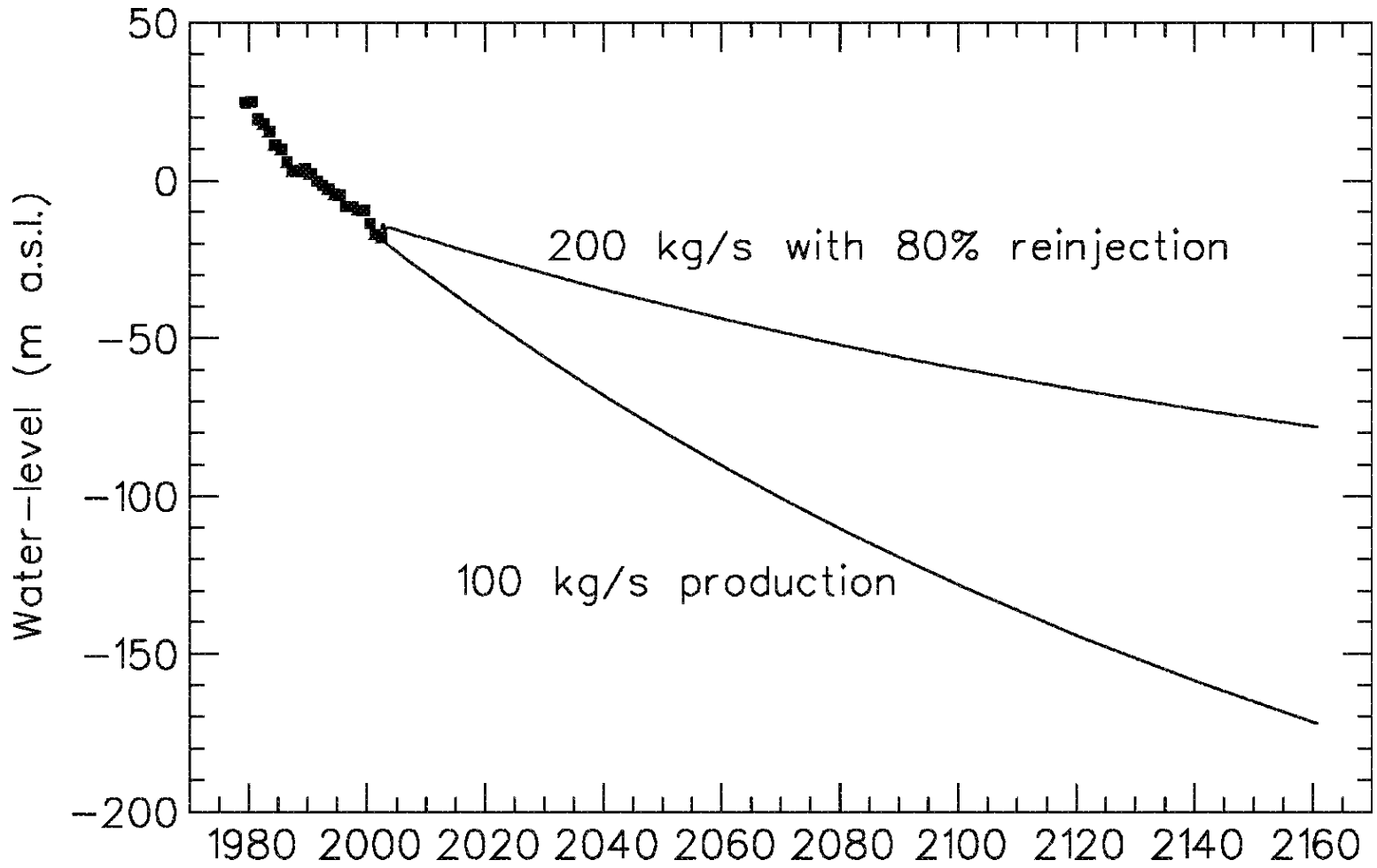
Test sırasında KD7 kuyusu içinde 600 m'de basınç ölçülmüş, KD20'den gelen su debisi kaydedilmiş, KD7'ye en yakın üretim kuyusu olan KD20'de sıcaklık ve üretilen suyun klorür derişimi ölçülmüştür. Test sırasında KD20'de üretilen su sıcaklıkları ölçüldü. Ancak basılan 100°C'de suyun herhangi bir soğutma etkisi görülmedi. KD20'de sıcaklık yanı sıra suyun klorür derişimi ölçüldü. Şekil tekrarbasma süresince KD20'de klorür ölçümünün değişimini göstermektedir. KD20'de susturucudan çıkan suyun orijinal klorür derişimi 135 ppm'dir. Buharı alındıktan sonra KD7'den basılan sıvının klorür derişimi ise 145 ppm olarak ölçüldü. Testin başlangıcında KD20'den üretilen suyun klorür derişimi 135 ppm iken 25 gün sonra 145 ppm'e ulaştıktan sonra önce sabit kalmış ve daha sonra da enjeksiyon debisindeki düşmeden dolayı azalmıştır (Satman, 2009).

Klorür derişimindeki artış KD7'den KD20'ye doğru ilerleyen hidrolik (kimyasal) cephenin hareketinden dolaydır. Yapılan basit kütle denge hesapları basılan suyun yaklaşık %40 kadarının KD20'ye ulaştığını göstermektedir. Hidrolik cephenin KD20'ye varışı yaklaşık 25 gün alınır ve formasyon gözenekliliği 0.10 varsayılırsa, test sabit enjeksiyon debisinde sürdürülseydi, 167 günlük enjeksiyon sonunda ısı cephenin KD20'ye varması ve dolayısıyla üretilen suyun sıcaklığında düşüşün gerçekleşmesi beklenirdi. KD20 kuyusundaki üretilen suyun klorür derişimindeki artış; hidrolik cephenin rezervuarda ilerleyişini, tercihli yönünü göstermesi ve üretim kuyuları ile enjeksiyon kuyusu arasındaki uzaklığı açıklaması yönünden önem taşımaktadır.

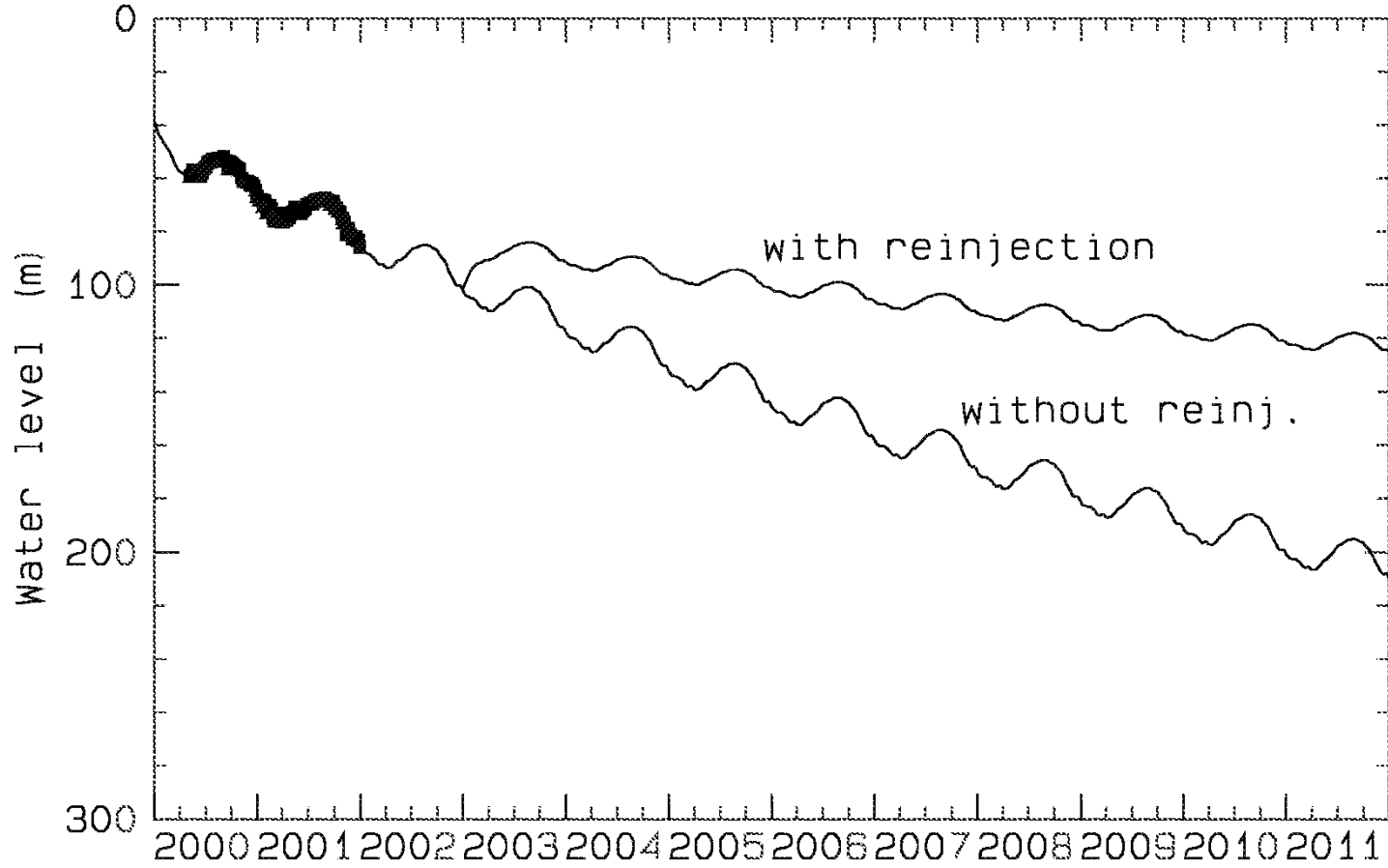
Sonuç olarak, Sahada tekrarbasma uygulamasına geçmeden önce enjektivite ve izleyici testi gibi pilot testlerin yapılması ve elde edilecek sonuçlara göre tekrarbasma uygulaması tasarımının yapılması doğru olacaktır. Gerek pilot testler sırasında ve gerekse de saha uygulaması sırasında sahadaki kuyular kimyasal ve ısı gözlem noktaları olarak kullanılmalıdır. Jeotermal sahanın işletilmesinde, üretim ve enjeksiyonun birlikte düşünülmesi, planlanması, tasarlanması ve uygulanması gerekmektedir.

Tekrarbasma uygulaması, jeotermal sahaların uygun ve sürdürülebilir işletilmesinin olmazsa olmaz koşullarından birisidir. Ülkemizdeki jeotermal saha işletiminde genelde ihmal edilen tekrarbasma uygulaması bu bildiride vurgulanan yararlarından dolayı, kesinlikle tüm jeotermal sahaların tasarımında önemle yer almalıdır. Tekrarbasma; jeotermal sahaların sürdürülebilir işletilmesi için zorunlu, doğanın korunması için gerekli, rezervuardan daha fazla enerji üretimini sağladığı için ekonomik özellikli bir işlemdir (Satman, 2009).





Pekin'deki Urban jeotermal sisteminde 2160 yılına kadar tahmin edilen su seviyesi değişimleri



İzlanda-Hofstadir düşük-sıcaklıklı sisteminde re-enjeksiyonun
Faydası

Paris havzası – başarılı bir örnek

- ✓ Probably the best example of successful long-term low-temperature reinjection
- ✓ Dogger limestone formation: 15,000 km², 1500-2100 m depth and 70°C average temperature
- ✓ Doublet-scheme with heat exchangers and full reinjection
- ✓ Operation started in 1969
- ✓ 54 plants, almost 40 still in operation, new ones being added
- ✓ Production well → reinjection well distance = 1000 m
- ✓ No cooling in 3 –4 decades
- ✓ Centralized, remote monitoring system

Re-enjeksiyon kaynaklı soğuma

Real danger when well separation is small and/or direct flow-paths exist

Only a few examples of actual reinjection induced cooling
Well PN-26 in Palinpinon, The Philippines, is one of a few examples

This danger can be minimised through careful testing and research

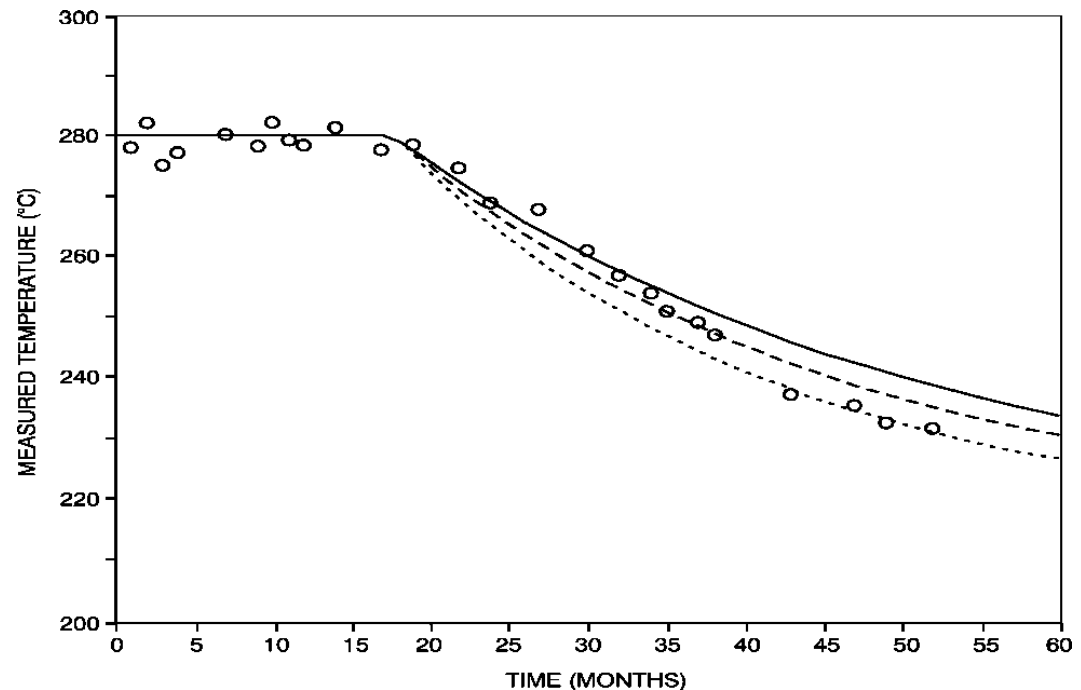


Table A.1
Hot water reservoirs.

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection Rate, t/h	Reinjection Strategy	Effects of Reinjection
China	Langju (Tibet)	1987	2					
China	Nagqu (Tibet)	1993	1	300	470	0	Surface discharge	n/a
China	Yangbajain (Tibet)	1977	24.18		650	~70%	Initially discharged to Zangbu River, in 2002 around 70% infield reinjection into shallow reservoir	
Iceland	Husavik	2000	2	324		0	Surface discharge	n/a
Japan	Ogiri	1996	30	1250		975	Total reinjection	
Japan	Takigami	1996	25	1270	925	1100	Total outfield injection	
Russia	Pauzhetsky (Kamchatka)	1967	11	864	780	140	Partial infield/edgefield reinjection. Reinjection started in 1979, no reinjection between 1988 and 1993	Reinjection helped to restore the mass balance and to support pressures. At early stages of production the enthalpy was ~800 kJ/kg. For some production wells close to reinjection wells enthalpy has decreased by 100–150 kJ/kg
Thailand	Fang	1989	0.18	60		0	Likely to be surface discharge	
Turkey	Kizildere	1984	10	1000	875	225	Partial (20%) infield reinjection to the shallow reservoir started in 2002. The remaining brine (80%) is discharged into a river	After 17 months of reinjection cooling was observed at the nearest well and this well was shut in. The production rate was increased from 830t/h to 1000t/h
Turkey	Salavatli	2006	6.5	545	710	450	Infield reinjection (about 1.1 and 2.5 km away from production wells)	
USA	Beowawe	1985	16.6	928.8	760		Initially outfield reinjection, reinjection. In 1994 it was moved closer to the production wells	A temperature decline has resulted from recharge and reinjection returns. Moving reinjection towards production has had a positive impact by reducing drawdown
USA	Brady	1992	8.8	1772			Initially infield reinjection, 60% of injection was moved outfield by 2001	Reinjection returns occurred during infield reinjection (the temperature declined and tracer returns were observed)

Table A.1 (Continued)

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection Rate, t/h	Reinjection Strategy	Effects of Reinjection
USA	Casa Diablo	1985	40	2794		2645	Infield reinjection	Temperature decline was observed. A shift to deeper injection decreased the temperature decline but increased the pressure decline
USA	Coso	1987	274	4028	840–2800	1814	Total infield reinjection of fluid and gas	After 5–7 years of service, the reinjection rate decreased due to mineral deposition in fractures surrounding the injection wells. Gas breakthrough due to reinjection of gas required additional H ₂ S abatement systems
USA	East Mesa	1979	79	8776		8134	Total infield reinjection of fluid and gas	Reinjection returns results in cooling of approximately 1 °F per year
USA	Empire	1987	4.8				Edgefield reinjection	Initially the temperature declined due to reinjection. Then a program of partial surface discharge was instituted to create a wildlife wetland. Cooler production wells were shut in to allow the plant to operate at full capacity
USA	Heber	1985	85	7044	1010	6877	Total infield/edgefield reinjection	Ground inflation has been reported in the reinjection sector
USA	Puna (Hawaii)	1984	30	907			Total infield injection of fluid and gas. Reinjection was carried out deeper than the feed zones in the production wells	No reinjection returns have been reported. Severe external casing corrosion by acidic geothermal fluid was reported. Reinjection capacity decreased
USA	Soda Lake	1987	26.1				Total reinjection of the waste fluid	
USA	Steamboat Springs	1986	31	1370			Total infield reinjection. Production and injection use the same shallow aquifer	Tracer tests show that most of the injected water remains within the well field. An average temperature decline of 1 °C per year has been measured
USA	Steamboat Hills	1988	14.4			85–95% of production rate	85–90% infield reinjection	Reinjection water is mixed with the municipal domestic water
USA	Stillwater	1989	21					

Table A.2
Two-phase, low-enthalpy reservoirs.

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
Costa Rica	Miravalles	1994	162.5	5556	1100	4700	From 1994 to 1998 there was infield injection from the west and edgefield from the south. From 1998 to 2000 reinjection from the west decreased and from the south increased. During 2000–2002 injection was re-directed to the south. In late 2002 a portion of the water injected in the south was diverted back to the western sector of the field to mitigate the pressure drop	During 1994–1997 reinjection returns were observed with chemical breakthrough but no noticeable thermal breakthrough. In 1999–2002 thermal breakthrough occurred towards the east with the effect of injection coming from the south. Chemical breakthrough was noticed in the central wells too. Relocating the reinjection wells back to western part has had an effect on the fluid chemistry
El Salvador	Ahuachapan	1975	60-65	2818.8	1100	1656	From 1976 until November 1982 an average 25-30% of the extracted fluid was injected infield. Surface discharge+partial outfield reinjection 1982-2004. Total outfield reinjection from 2004. Surface discharge	Infield reinjection caused thermal breakthrough. Wells recovered when infield reinjection was stopped. Outfield reinjection (> 4 km from production area) required pumps
France	Bouillante, Guadeloupe	1987	14.7			N/A		N/A
Japan	Mori	1982	22.5	2050		1200	Total Infield reinjection from 1982 to 1985. From 1986, 500 t/h of the reinjection fluid was moved further away from the production wells, and deeper production wells were introduced. From 1991 the production zone was decentralized. The production and reinjection zones were relocated giving a much larger separation distance. Currently the waste fluids are injected infield and outfield	Reinjection returns appeared 1 year after the start of the production. Changes in production injection scheme from 1986 reduced the returns but accelerated the pressure decline, which caused the inflow of shallow ground water and a decrease in the enthalpy of the produced fluid. Due to the enthalpy decline, three wells stopped production in 1987–1988. Modifications from 1991, led to a gradual recovery of production but still there are reinjection returns
Japan	Onikobe	1975	12.5	241	980	150	Infield reinjection. New reinjection techniques have been applied for acidic and neutral fluids	The enthalpy declined between 1975 and 1985 because of the lack of and the decline in reservoir temperatures caused by local reinjection. Moving production wells deeper zones has stopped the enthalpy decline
Japan	Otake	1967	12.5			460	Surface discharge from 1967 to 1971. Total Infield reinjection from 1971	No Reinjection returns

Table A.2 (Continued)

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
New Zealand	Ngawha	1997	10	416.67	975	391.6	Total infield reinjection	Reinjection returns. No information on thermal breakthrough
New Zealand	Wairakei-Tauhara	1958	190	6250	1050	2500	Initially infield, currently partial infield/edgefield reinjection. 50% of water is discharged into a river Over the last 45 years of production, only a small amount water has been reinjected. Most of the reinjection has occurred over the last 10 years	Reinjection returns observed during tracer tests
Nicaragua	Momotombo	1983	77.5	1293		1032.6	83% infield reinjection	
Portugal	Pico Vermelho	1980	10	421.56	1100	N/A	Surface discharge	Not applicable
Portugal	Ribeira Grande	1994	12.44	452.4	1100	334.1 t/h brine + condensate	1994–1998 surface discharge. From 1998 total infield reinjection	
USA	Dixie Valley	1988	62	2600		2100	Reinjection started in 1988. Infield reinjection is made to the shallower and deeper zones	Reinjection returns have been recorded but no cooling. There is good pressure support from reinjection
USA	Roosevelt Hot Springs (Utah)	1984	26	1043	1065		Infield reinjection	
USA	Salton Sea	1982	336	14172		11060	Total injection (some injection wells are infield)	

Table A.3

Two-phase, medium-enthalpy reservoirs.

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
El Salvador	Berlin	1992	56	1768	1348	1260	Total Infield reinjection started in 1999. Reinjection occurs in two ways: hot injection into the deep reservoir and shallow aquifer and cold injection into the shallow aquifer	Reinjection returns are indicated by the chemistry. There is no thermal breakthrough
Guatemala	Amatitlan	1998	5	110	1300		Infield reinjection	
Iceland	Nesjavellir	1990	90	1584	1450		Surface discharge with partial infield reinjection. Unused brine is discharged into the shallow boreholes or the stream. Condensed steam and cooling water are also discharged into shallow wells	There is no report of reinjection returns. Initially the average enthalpy was 1700 kJ/kg, but it has decreased slowly to 1450 kJ/kg due to the exploitation of the field. Presently the enthalpy is rising again
Iceland	Svartsengi	1977	45	1188	1075	504	Reinjection started in 1983 and continued intermittently until 2002 at a maximum of about 10-15% of the total produced fluid. After 2002 30-35% was rejected infield, and remainder discharged to the surface	Injection diminished the pressure decline. Cooling of one production well was observed during moderate injection between 1984 and 1988. Cooling in the well reached a maximum (8 °C) in 1989
Indonesia	Sibayak	2000	2		1150		Infield reinjection	
Indonesia	Wayang Windu	1999	110	830		830	Infield reinjection	
Japan	Hatchobaru	1977	70	2556	1125	1368	Total infield reinjection from 1977. Reinjection wells were moved 500 m from the nearest production wells in 1992	Reinjection returns caused a temperature drop (11 °C) in some wells. This caused gradual decline in productivity. Wells recovered once the reinjection was moved further out
Japan	Matsukawa	1966	23.5	201*		70	Infield reinjection is used. Since 1988 the condensate and river water have been injected	There have been reinjection returns, and some decrease in enthalpy. Originally it was producing superheated steam but after reinjection started half of the production wells started to produce saturated steam
Japan	Sumikawa	1995	50	905	1300	condensate+ 565 t/h brine	Infield reinjection is used. Currently reinjection is being moved outfield and into deeper formations	Reinjection returns in a few wells has caused a temperature decline
Mexico	Cerro Prieto	1973	720	13915	1350	2625	Initially there was total discharge into a large evaporation pond. Partial infield reinjection started in 1989. At first injection was into shallow wells but was later switched to deeper zones. Currently there is 80% surface discharge and 20% infield reinjection	There have been reinjection returns in the wells close to reinjection area with chemical and thermal breakthrough

Table A.3 (Continued)

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
Mexico	Las Tres Virgenes	2001	10		1120		Infield reinjection is used	
New Zealand	Kawerau	1957	45	1310	1200	300	There is approximately 30% infield injection. Also there is discharge to the Tarawera river and edgefield injection	There are no reinjection returns
New Zealand	Ohaaki	1988	46.7	1400	1150	890	At early times of production there was infield and outfield reinjection. Currently outfield and edgefield reinjection are used	Reinjection returns from infield injection were observed. To minimize potential damage to the resource infield reinjection was stopped and edgefield and outfield reinjection wells were commissioned
Philippines	Mahanagdong	1997	198	4300	1481	2900	There is total infield and edgefield reinjection. The current policy is to move reinjection further from the production wells	Rapid drawdown caused cool recharge and reinjection returns. After a serious enthalpy drop in some wells the injection practice was revised and thermal recovery was observed
Philippines	Palinpinon	1983	192.5	3500	1450	2300	There was infield reinjection from 1983 to 1989. In 1989 outfield reinjection was adopted and infield reinjection was reduced	Reinjection returns resulted from infield reinjection. Wells recovered after infield reinjection was stopped and injection was relocated further out
Philippines	Tiwi	1979	330				Surface discharge occurred from 1979 to 1983 and partial infield reinjection from 1983 to 1986. Partial edgefield reinjection 1984. Currently total outfield and edgefield reinjection	Reinjection returns resulted from infield reinjection. Excessive infield reinjection caused the collapse of the steam saturation and a sudden loss of productivity from some wells. The wells recovered once infield reinjection was phased out

Table A.4
Two-phase, high enthalpy reservoirs.

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
Guatemala	Zunil	1999	24		1750		Total infield injection	
Iceland	Krafla	1977	60	986.4	1825	175	About half of the effluent is being reinjected infield. The other half is discharged to the surface	There have been reinjection returns shown by tracer tests
Iceland	Namafjall (Bjarnarflag)	1969	3		1532	N/A	The effluent is discharged into a pond but then seeps into the lava field	N/A
Indonesia	Dieng	1994	60		2095		Infield injection is used	
Indonesia	Gunung Salak	1994	330	11520	1842	9540	There is total infield reinjection	During the initial operation of units 1 and 2, slug tracer and geochemical monitoring confirmed rapid returns of brine to the production wells located 1 km away. Therefore, the injection wells were converted to producers as part of the expansion strategy
Italy	Mt. Amiata	1962	111.5				Total Infield reinjection was used almost from the beginning of exploitation	
Japan	Kakkonda	1978	80	2750	2000	2330	During the first 13 years total shallow infield reinjection was used. Then additional injection wells were drilled about 1.5 km away from the production area	Reinjection returns (tracer returns and thermal breakthrough) caused significant cooling of the reservoir and a reduction of the mass flow rate
Japan	Onuma	1974	9.5	540	1613	400	There is total shallow infield reinjection	
Japan	Yamagawa	1995	30		1000-2400		Total injection is used. To keep the production and reinjection zones separate, the completion intervals for the production wells range from about 1400 to 2100 m, whereas the depth of the reinjection zone is between about 800 and 1200 m depth. Separated water is divided into two hot-water lines (neutral and acidic water) and reinjected in order to avoid precipitation of silica scale	
Japan	Yanaizu-Nishiyama	1995	65	750		250	Infield injection is used	

Table A.4 (Continued)

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
Kenya	Olkaria I	1981	45	1023	2270		Surface discharge is used with partial infield reinjection. In 2002 10% of the total brine was being reinjected. Most of the geothermal wastewater is disposed off by deep reinjection. Cold and hot reinjection have been tried	Be cause it was causing an enthalpy drop, cold reinjection was stopped and the affected wells started recovering. Hot reinjection of separated brine has been going on since 1995. Hot brine reinjection results in an improvement in production wells without causing excessive enthalpy decline
Kenya	Olkaria III (West)	2000	12		2025		Infield reinjection is used	
Mexico	Los Azufres	1982	188	1873	2220	891	Total infield reinjection is used with 50% of the total produced fluid being injected	There has been chemical breakthrough at the production wells close to the southern reinjection zone. There are no report on changes in thermodynamic conditions
Mexico	Los Humeros	1990	35	627.6	2595	102	Total infield reinjection is used	The reservoir temperature decreased in the southern zone of the field where intensive reinjection takes place
New Zealand	Mokai	2000	55	844	1525	condensate + 860 t/h brine	There has been total infield reinjection from the beginning of production	There are no reinjection returns
New Zealand	Rotokawa	1997	31	443	1750		Total infield reinjection into shallow zones is used	There is no report of reinjection returns
Philippines	Bacon-Manito (Bacman)	1993	150	2590	1990	1494	Infield and edgefield reinjection are used	There are no reinjection returns
Philippines	Bulalo (Mak-Ban)	1979	425.73	6901	1900	2812	Initially total infield reinjection was used. Presently there is edgefield injection of the total condensate and 60% of the total brine	Infield reinjection returns caused thermal breakthrough. Reduction of infield reinjection resulted in gradual recovery in many wells
Philippines	Mindanao	1996	108.48	2160	1500	1260	There is mixed infield and outfield reinjection of all waste fluid. Recently a recommendation was given to change to outfield reinjection	Reinjection returns was detected in 1998. Increase in mass extraction caused thermal breakthrough, but when a constant rate of production and reinjection was carried out thermal recovery was observed
Papua New Guinea	Lihir	2003	36	830	2250	N/A	Surface discharge	Not applicable
Russia	Mutnovsky (Kamchatka)	1999	62	1118	1600		Total infield reinjection	

Table A.5
Two-phase, vapour-dominated reservoirs.

Country	Field	Start date	Current generation, MWe	Total mass produced, t/h	Average enthalpy, kJ/kg	Reinjection rate, t/h	Reinjection strategy	Effects of reinjection
Indonesia	Darajat	1994	145	907.2	2783	1450*	There is total infield reinjection augmented with surface water and some of the NCG	Tracer testing showed tracer breakthrough in five production wells within 5-12 days
Indonesia	Kamojang	1982	140	1086	2792		Total infield reinjection is used	Tracer testing showed chemical breakthrough. No cooling effect is reported. There was improved productivity in three production wells in response to reinjection
Indonesia	Lahendong	1999	20	264.2	2670	216.5	Outfield injection is used	There are no reports of reinjection returns
Italy	Larderello	1913	542.5	3060	2770	234 t/h condensates + 270 t/h supplementary water	Infield reinjection started in the early 1970s. From 1983 total shallow infield reinjection was used. A supplementary injection program of fresh water started operation in 1994	Reinjection tests showed that deep reinjection did not yield positive results as the reinjected water was not vapourizing in large amounts. Shallow reinjection has been very successful in increasing the reservoir pressure, especially in depleted areas, and in sustaining production. Plant efficiency has been increased due to the reduction of NCGs. No reinjection returns have been reported
Italy	Travale/ Radicondoli	1973	160	1080		N/A	Infield reinjection started in 1979 to decrease pressure drawdown and subsidence, but was only applied for few years and with negligible quantities of condensate water	Not applicable
Japan	Uenotai	1994	27.5	260	2800		Infield reinjection started in 1993 and resulted in reinjection returns and a temperature decrease. To avoid further mixing of waste water with production, the reinjection was moved outfield	After one and a half years there were reinjection returns causing an enthalpy drop in some wells. The wells recovered once the reinjection was moved
New Zealand	Poihipi	1998	25	200	2750	70	Total outfield reinjection is used	No effect has been reported
Philippines	Tongonan (Lyte)	1983	468.5	6850	2600	2850	There was total Infield reinjection at the start of production in 1983. Reinjection was moved outfield during the early years of production	There were reinjection returns from infield reinjection (chemical and thermal breakthrough). Wells recovered once infield reinjection was relocated further out