

JEOTERMAL KUYULARDA FORMASYON DEĞERLENDİRİLMESİ

Formation Evaluation in Geothermal Wells

Ümran SERPEN*

ÖZET

Bu çalışmada, petrol endüstrisinde olduğu gibi jeotermal kuyularda da "amerada" ile alınan basınç ve sıcaklık ölçmeleriyle, formasyon değerlendirilmesi incelenmiştir. Bilindiği gibi bu tür ölçmeler petrol kuyularında 50 yıldır uygulanmaktadır.

Sıcaklık ölçmeleriyle yapılan değerlendirmeler niteliksel olmakla birlikte, bizlere formasyon hakkında önemli bilgiler sağlamaktadır. Bunlar örtü kayacı, rezervuar kayacı ve çatlaklar hakkındaki bilgilerdir. Diğer taraftan basınç ölçmeleri ise daha çok rezervuar kayacı petrofizik özellikleri ile kuyu civarındaki hasar ölçüsü ve formasyon akışkanının fiziksel parametrelerini bize sağlamaktadır.

Sonuç olarak bu çalışmada sıcaklık ve basınç ölçmelerinden hareketle jeotermal sistemlerde petrol rezervuarlarında olduğu gibi formasyon değerlendirilmesi yapılabildiği saha örnekleriyle gösterilmektedir.

ABSTRACT:

In this study formation evaluation in geothermal wells is investigated through pressure and temperature surveys taken by amerada. As is known this sort of surveys has been carried out for last 50 years.

Despite the fact that the evaluations done by temperature surveys are generally qualitative, they provide us important informations on the formation under investigation such as cap rock, reservoir rock and fractures. On the other hand, pressure surveys provide us information on petrophysical properties of reservoir rocks, physical properties of reservoir fluids and the magnitude of skin effect in the near wellbore.

This presentation shows with field examples that formation evaluation in geothermal systems just as in oil fields could be done by using temperature and pressure surveys.

GİRİŞ

Bilindiği gibi petrol kuyularında basınç ve sıcaklık ölçmeleri amerada cihazıyla, log aletlerinin aksine sürekli olmayan bir şekilde belli istasyonlarda alınarak yapılmaktadır. Bu cihazlar mekanik olarak çalışan ve verileri bir kart üzerine kaydeden aletlerdir. Jeotermal sahalarda bu tür uygulamalar başlangıçtan itibaren yapılmasına rağmen, bunların formasyon değerlendirilmesinde kullanımı son yıllarda görülmeye başlanmış ve bunlar daha çok su enjeksiyon testlerinin değerlendirilmesi şeklinde ortaya çıkmıştır. Bunun en önemli nedeni, çok sıcak ve yüksek debili jeotermal kuyularda aletlerin akış sırasında indirilme güçlüğüdür. Bundan ötürü basınç yükselimi (buildup) ve azalımı (drawdown) testleri çok az uygulanabilmektedir.

Basınç testlerinden geçirgenlik, depolama, formasyon hasarı miktarı ortalama rezervuar basıncı gibi parametrelerin yanında yakında bulunan fayların yeri ve rezervuar şekli gibi faydalı tesbitler yapılabilir.

Diğer taraftan, sıcaklık ölçmeleri petrol sahalarında gaz zonlarının ve çimento seviyelerinin belirlenmesi gibi çok sınırlı bir çerçevede kalırken, jeotermal sahalarda önemli bir parametre olan sıcaklığın ve onun oluşturduğu kontrastın formasyon değerlendirmesinde önemli bilgiler sağladığı gözlenmektedir.

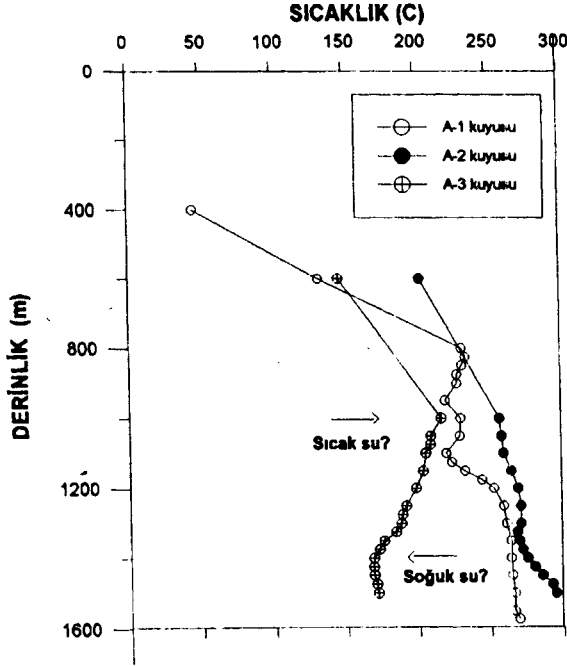
Bilinen jeotermal sistemlerin büyük çoğunluğu çatlaklıdır. Bunların bir çoğunda çatlaklarda bulunan tek gözeneklilik ikincil olup hem depolama hem de akış kapasitesini sağlarken, diğerlerinde sadece akış hizmet edip depolama kapasitesine de katkıda bulunmazlar. Bu bakımdan çatlakların yerlerinin belirlenmesi oldukça önemlidir ve bunlar statik ve dinamik sıcaklık ölçmeleri ile mümkün olabilmektedir.

SICAKLIK ÖLÇMELERİ

Sıcaklık ölçmeleri yapıma durumlarına göre, statik ve dinamik olmak üzere 2 grup altında toplanabilir. Statik ölçmeler sondaj sırasında veya sondaj bittikten sonraki

* İTÜ Maden Fak., Petrol Müh. Böl.

ısıtma periyodunda, kuyuda herhangi bir hareketin olmadığı durumlarda alınır.

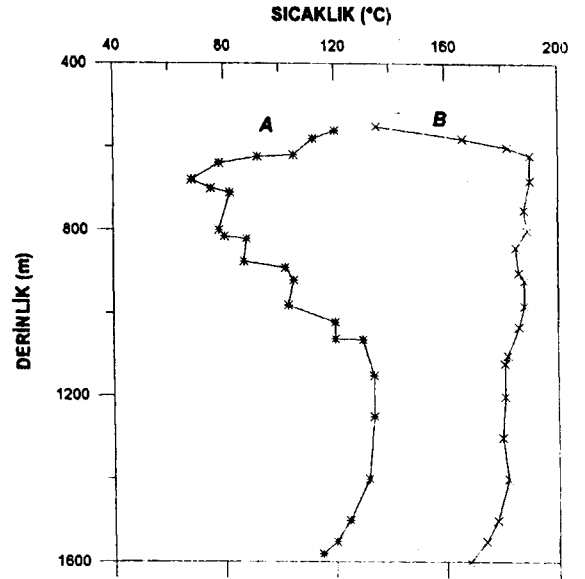


Şekil 1: A sahasındaki kuyuların ısıtma periyodu sırasındaki profilleri.

Şekil-1'de Orta Amerika'daki bir sahada üç kuyudan alınan sıcaklık profilleri görülmektedir. A-1 kuyusunun profili jeotermal sahaların çok karakteristik bir eğrisidir. Profillerin üst kısmındaki sıcaklık gradyanı artışı kondüksiyonla ısı iletimini ve dolayısıyla örtü tabakasını, daha sonraki gradyanın sıfıra yaklaşması ise bir konveksiyon sistemini ve dolayısıyla da bir jeotermal rezervuarı işaret etmektedir. Bilindiği gibi sıcaklık gradyanı, $r = q/k$ olarak ifade edilmektedir. Aynı sahada olmasalarda A-1 ve A-2 kuyularındaki sıcaklık gradyanlarının farklı olmalarını q , ısı akışının veya k , kayacın ısı iletkenliğinin farklı olmalarıyla açıklıyabiliriz. Aynı ısı akışının ve aynı kayacın olduğu bir sahada sıcaklık gradyanları arasındaki bu fark ancak, A-1 kuyusunun bulunduğu yörede örtü kayacının çok iyi görev yaptığı, A-2 bölgesinde ise bir miktar ısı kaybettiği şeklinde açıklanabilir. Bu bağlamda, arama sırasında yapılan gradyan sondajlarıyla bulunan en yüksek gradyanın en sıcak bölge şeklinde yorumlanması veya ısı akışının hesaplanması aldatıcı olabilir. Görüldüğü gibi A-1 ve A-2 kuyularında erişilen sıcaklık yakındır ve her iki kuyuda da ısı akışı birbirlerine çok yakın olmaları itibarıyla aynı sayılabilir.

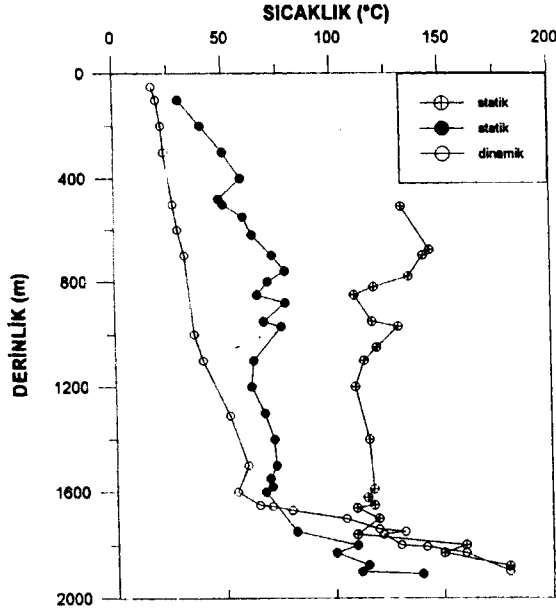
A-1 profilinden çıkarabileceğimiz ikinci sonuç çatlaklı bölgelerin belirlenmesidir. Sondajın bitiminden sonra alınan ve soğuk su ile delindiği için 950 ve 1100 m seviyelerinde çatlakların olduğu söylenebilir.

A-3 profilinin durumu daha da ilginçtir. İlk bakışta, bu kuyunun yatay bir sıcak su uzantısını kestiği söylenebilir. İkinci olasılık ise rezervuara dışarıdan bir soğuk su girişidir. Kuyu dibindeki 1400 m'den sonraki sıcaklık artışı, kuyu 1500 m'de bitmeseydi, bunun devam edeceğini dolayısıyla 1400 m'de rezervuara bu bölgede bir soğuk su girişi olduğunu kanıtlamaktadır. Bunun sonuçları çok önemli olup, bu bölgeye üretim kuyuları yapılmamasını işaret etmektedir. Diğer bir sonuçta soğuk su girişinin olduğu bu bölgenin koruma borusu ile kapatılıp izole edilmesi ve daha derin bir bölgeden üretim yapılması olabilir.



Şekil 2: M Sahasında ısıtma periyodu sırasındaki sıcaklık profilleri.

Statik sıcaklık ölçmelerinden elde edilebilecek diğer bir bilgi de geçirgenliğin niteliğidir. Yine Orta Amerika'da bulunan M.sahasında alınan A ve B sıcaklık profilleri (Şekil-2) bize bu konuda bilgi sağlamaktadır. A profilinden gözlenen birçok çatlaktan en önemlisi soğumanın en fazla olduğu 800 m seviyesindedir. On üç saat sonra alınan B profilinde en çok ısınan bölgenin yine aynı seviye olduğunu görmekteyiz. Bunun nedeni geçirgenliğin fazla olan yerlerde konvektif ısınmanın daha hızlı olması, kayacın kendisindeki konduktif ısınmasında yavaş olmasıdır.

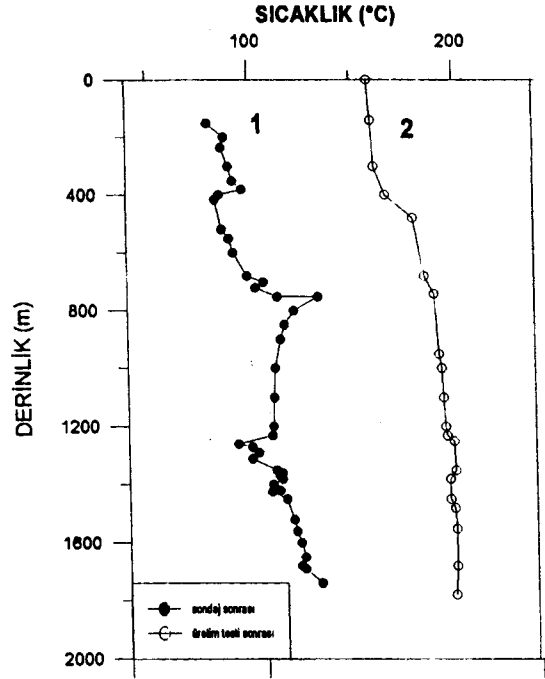


Şekil 3: M sahasında dinamik ve statik sıcaklık profilleri.

Şekil-3'te dinamik ve statik sıcaklık ölçmeleri bir arada görülmektedir. Bu ölçmelerin yapıldığı M-2 kuyusu 1200 m derinliğe kadar açılmış ikinci ve üçüncü profillerde de gözlemlendiği gibi 800 ve 900 m seviyelerde iki çatlak zonu belirlenmiştir. Ancak bu kuyudan yapılan üretim testlerinde ticari olarak kullanılabilir bir üretim elde edilememiştir. Bu sebepten kuyu 2000 m'ye kadar derinleştirilmiştir. Birinci profil, kuyuya su injeksiyonu, sırasında alınan bir ölçümü temsil etmektedir. Bu profilde pompalanan suyun büyük ölçüde 1600 m'deki bir çatlaklı zona gittiğini sıcaklık gradyeninin bu seviyeye kadar düşük bundan sonrada hızla artmasından anlıyoruz. Bu seviyenin altında daha düşük geçirgenliğe sahip birkaç zonanın varlığını tüm profillerden gözlemleyebiliriz. Bundan da derinleştirmenin yararlı olduğu ve toplam geçirgenlik-kalınlık çarpımı (permeability thickness) olan akış kapasitesinin arttığı anlaşılmaktadır.

Şekil-4'te biri hem sondaj bitimi ve diğeri de üretim testi arkasından alınan 2 profil görülmektedir. Birinci profilde 1300 m civarındaki soğumanın gösterdiği çatlaklı zon üretim eğrisinde de en sıcak seviye olarak ortaya çıkmaktadır. Buradan anlaşılan M-10 kuyusunda başka geçirgen zonların bulunmasına rağmen kuyunun büyük ölçüde bu bölgeden üretim yapmasıdır.

Sondaj sırasında yapılan sıcaklık ölçmeleri formasyonların gerçek sıcaklıklarını yansıtmaz. Ama, arama safhasında kuyunun gerçek sıcaklığını bilmeden tamamlanması olası değildir. Ayrıca, jeotermal rezervuarları litolojik olarak ayırtmak mümkün değildir. Bundan ötürü geliştirme kuyularında rezervuara girdiğimizi ancak gerçek formasyon sıcaklığını belirleyerek anlayabiliriz.



Şekil 4: Sondaj bitimi ve üretim testi ertesindeki sıcaklık profilleri

Bu sıcaklık kuyu içinde belli bir noktada belli aralıklarla yapılan serii sıcaklık ölçmelerinden tesbit edilmektedir. Formasyondaki konduktif ısı akışının, gözenekli ortamdaki akışkan akışına benzetilmesinden faydalanılarak, petrol mühendisliğinde geçirgenliği tayini için kullanılan Horner yöntemi gerçek sıcaklığın belirlenmesi için kullanılmaktadır. Şekil-5'te görülen grafikten faydalanılarak (Brian Roux ve diğ. 1980) düzeltilmiş Horner yöntemiyle, yine Orta Amerika'daki S sahasındaki bir kuyudaki gerçek sıcaklık 258°C olarak hesaplanmış ve kuyu bittikten epey sonra ölçülen sıcaklık ise 260°C olmuştur.

BASINÇ ÖLÇÜLERİ

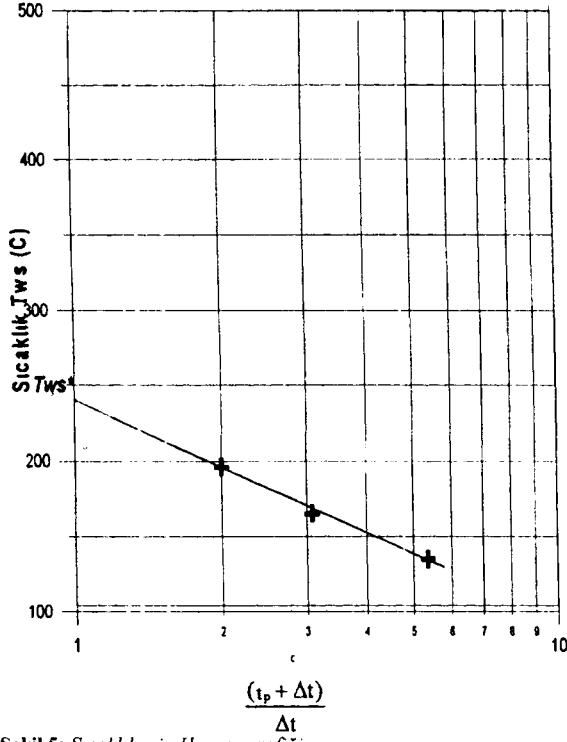
Jeotermal kuyularda yapılan basınç testleri aşağıda gösterildiği gibi 3 tip altında toplanabilir :

- 1) Basınç yükselim ve azalım testleri
- 2) Girişim (Interference) testleri
- 3) Enjeksiyon testleri

Basınç Yükselim ve Azalım Testleri

Daha önce de bahsedildiği gibi bu testlerin gerçekleştirilmesi sondaların çok yüksek debili ve iki fazlı akışın olduğu kuyulara indirilmesi sorunları dolayısıyla zordur. Böyle kuyularda kaydedici aletin indirilmesi gerçekleşse bile, çatlak geçirgenliğinin büyüklüğüne bağlı olarak bazan birkaç bazan da 10-15 dakika içinde basınç stabilize olmakta ve sabit basınç sınırı (constant

pressure boundary) görülmektedir. Bu tür testlerin değerlendirilmesinin, başlangıç devresinde kuyu içi depolama etkisi (wellbore storage) ve sabit basınç sınırının çabuk erişilmesi dolayısıyla yarı-log doğru (Semi-log straightline) sağlıklı olmamaktadır.



Şekil 5: Sıcaklık için Horner grafiği

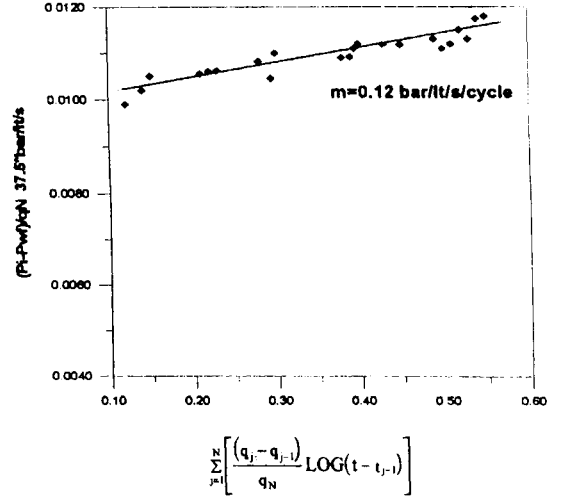
M sahasında basınç yükselme testlerinin değerlendirilmesi sonucunda elde edilen akış kapasitesi M-5 kuyusunda $2 \times 10^{-12} \text{ m}^3$ (20 d-m), M-10 kuyusunda $4 \times 10^{-11} \text{ m}^3$ olarak bulunmuştur. Bu değerler oldukça yüksektir; ayrıca, M-5 kuyusunun üretimi diğerinin 2 katı kadardır. Bunlardan ötürü değerlendirmelerin sonuçları açıkça çelişkilidir. Tüm bu değerlendirme sorunlarının aşılması için değişken debili testlerin yapılmasını teklif ediyoruz.

Şekil-6'da bir tanesi görülen değişken debili basınç yükselme testlerinin aşağıda verilen sonuçları, hem kendi aralarında hem de başka sahalarda eşdeğer üretime sahip kuyuların akış kapasiteleriyle uyumludur.

$$kh (M-1) = 6.5 \times 10^{-12} \text{ m}^3$$

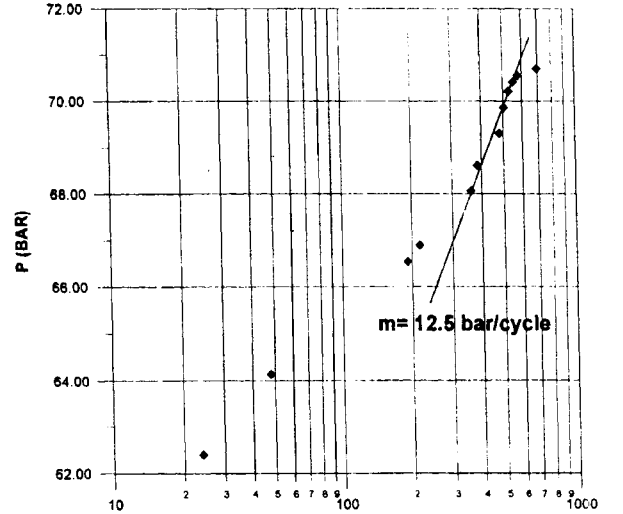
$$kh (M-5) = 2.1 \times 10^{-12} \text{ m}^3$$

$$kh (M-10) = 3.2 \times 10^{-13} \text{ m}^3$$



Şekil 6: M-5 kuyusunda değişken debili basınç yükselme testi.

Şekil-7'de Z sahası, Z-3 kuyusunda üç aylık bir üretim cönemi arkasından uygulanan basınç yükselme testi sonucu görülmektedir. Bu kuyuda akış kapasitesi $6.05 \times 10^{-12} \text{ m}^3$, ortalama rezervuar basıncı ise 77.75 bar olarak bulunmuştur.



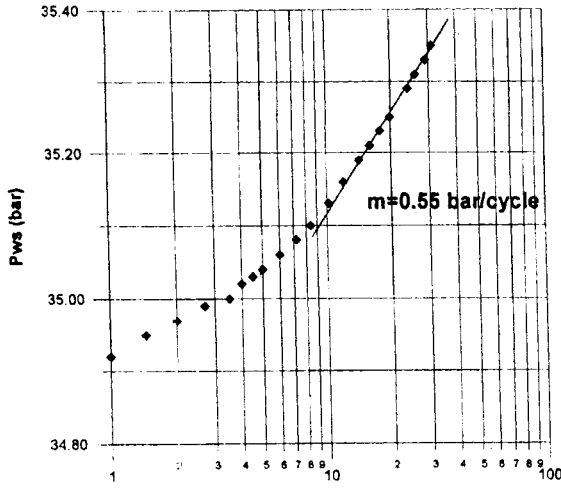
Şekil 7: Z-3 kuyusunda basınç yükselme testi

Girişim Testleri :

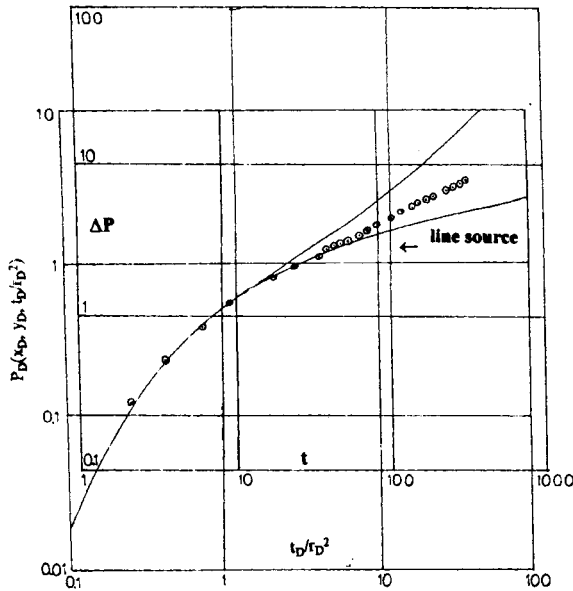
Bu testlerin değerlendirilmesi, bir üretim kuyusunun bir gözlem kuyusunda yarattığı basınç girişiminin sonuçlarının analiziyle elde edilir.

Şekil-8'de MM sahasındaki bir girişim testinin yarılog çözümü görülmektedir. Bu test sonucunda elde edilen geçirgenlik kalınlığı $1.36 \times 10^{-10} \text{ m}^3$ 'dür. Bu tür testlerden 0h gözeneklilik kalınlığı (porosity thickness) elde edilebilir. Bu test için elde edilen değer $0h = 232 \text{ m}$ 'dir.

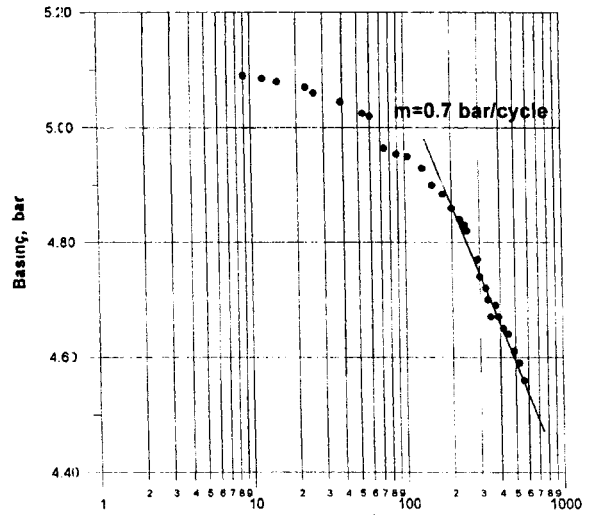
Şekil 9'da aynı testin değerlendirilmesinde tip eğrilerle (type curves) çakıştırmak için çizilen eğrinin eksponensiyel integral çözümünden ayrılışı kapalı bir rezervuarı işaret etmektedir (Earlougher ve Ramey, 1973).



Şekil 8: MM sahasında girişim testi.



Şekil 9: MM sahasında girişim testinin "line source" çakışması.



Şekil 10: M3-M11 kuyuları arasındaki girişim testi.

Şekil-10'da M sahasında 3 kuyu arasında gerçekleştirilen girişim testinden bir tanesinin sonucu görülmektedir. Bu testin değerlendirilmesi sonucunda M-10 ile M-3 arasında geçirgenlik kalınlığı $kh=2.85 \times 10^{-12} \text{ m}^3$, M-3 ile M-11 arasında $kh=1.2 \times 10^{-11} \text{ m}^3$ olarak bulunmuştur. Bu sahada kuzey-güney doğrultusundaki geçirgenlik (M-3 ile M-11), doğu-batı doğrultusundakinin 4 katı olarak bulunmuştur. Aynı doğrultuda sahayı kesen ve jeolojik olarak iyi tanınan önemli bir fayın yarattığı geçirgen zon bu testle teyit edilmektedir.

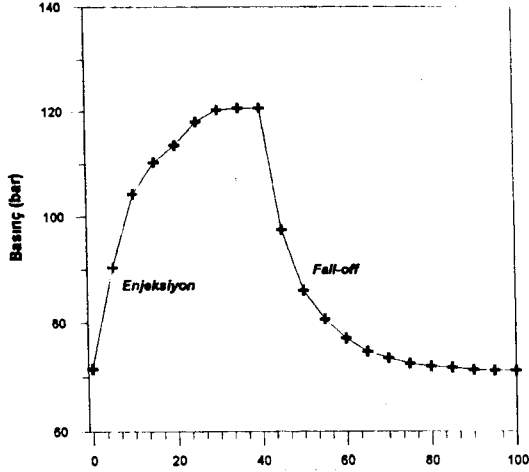
Yukarıdaki sonuçlardan da gözlenebileceği gibi girişim testlerinden elde edilen akış kapasiteleri tek kuyu testlerinden bulunanlardan çok daha büyüktür. Bu durum aşağıda da anlatılan çeşitli nedenlerle açıklanabilir :

- 1) Tek kuyu testleri kuyunun yakın civarındaki durumu yansıtırken, girişim testleri rezervuarın uzak yerlerinin durumunu gösterir.
- 2) Akış çatlaklar boyunca olduğu ve her bir kuyu ancak birkaç çatlak keserken, uzaktaki basınç tepkisi birçok çatlak boyunca olmakta bu da akış kapasitesinin yüksek olarak bulunmasına neden olmaktadır.
- 3) Tek kuyu testlerinin görece olarak düşük geçirgenlik vermesi kuyuya yakın yerlerde "flashing" olayının neden olduğu relatif geçirgenlik etkisi yüzündendir.

Enjeksiyon Testleri :

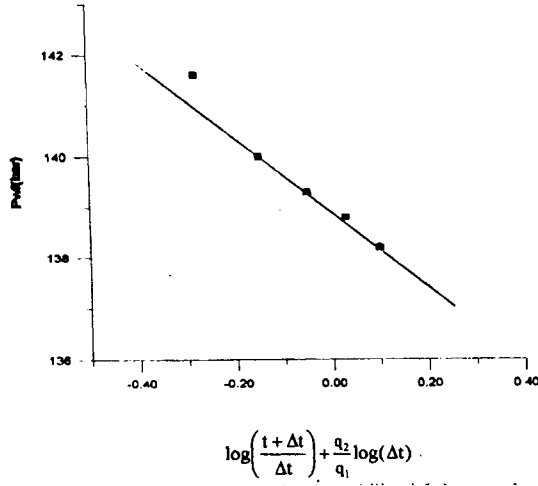
Bunlar hemen sondaj bitiminden sonra veya sondaj süreci içinde gerçekleştirilen ve geçirgenlik hakkında bir fikir sahibi olmayı sağlayan testlerdir. Bu testlerin hem enjeksiyon hem de "fall-off" kısımları değerlendirilmektedir. Genelde, sondaj makinasında biriktirilebilecek su miktarının sınırlı olması dolayısıyla enjekte edilen su miktarının az olması yüzünden gözlenen basınç değişimi çok kısa zamanda sona erip, basınç stabilize olmaktadır (Şekil-11). Bundan ötürü bu tes-

lerin kuyu depolama etkilerinden arındırılıp değerlendirilmesi son derece güç olmakta ve çoğunda yarılogaritmik doğru görülememektedir.



Şekil 11: A-2 kuyusunda enjeksiyon ve fall-off testleri.

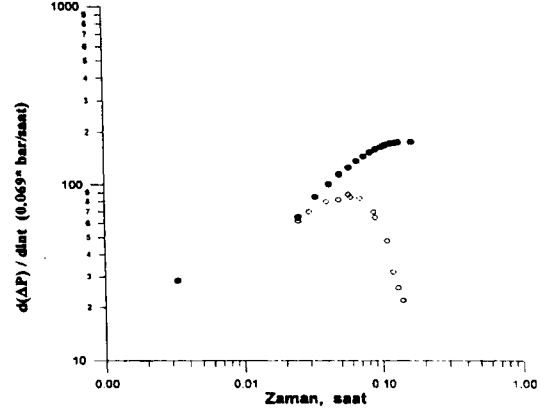
Bu güçlüğü aşmak için iki debili enjeksiyon testleri tekli edilmekte ve bu yolla daha doğru sonuçlar elde etmek mümkün olmaktadır (Şekil-12).



Şekil 12: M-11 kuyusunda iki debili enjeksiyon testi.

Enjeksiyon testleri sonuçlarının kuyunun tanımlanmasında çok önemli bir rol oynaması nedeniyle, bunların sağlıklı bir yöntemle değerlendirilmesi gerekmektedir. Yapılan çalışmalarda bu testlerin analizinde tip eğrilerle karşılaştırma yöntemlerini kullanılmaktadır. Yalnız, bulunan profillerin birkaç eğriyle karşılaştırılabilir olası sağlıklı sonuçların elde edilmesini engellemektedir. Bu sorunun ortadan kaldırılabilmesi için bu basınç değerlerinden çok daha fazla karakteristik özelliğe sahip olan türev eğrilerinin elde edilerek, hem onlara hem de basınç farklarına, diğer bir deyişle iki eğriyle karşılaştırıp daha doğru

sonuçlar elde etmeye çalışılmıştır (Onur, Mustafa, 1992).



Şekil 13: S-1 Kuyusundaki enjeksiyon testinin türev analizi.

Şekil-13 de S sahasında S-1 kuyusunda yapılan enjeksiyon testinin "fall-off" kısmının basınç farkı ve türevleri görülmektedir. Maalesef, bu eğrileri Bourdet ve diğ. (1984)'nin yaptığı tip eğrilere karşılaştırmak mümkün olmamıştır. Bunun nedeni, kuyudaki depolama etkisi ve formasyon hasarının yüksek olması ve tip eğriler arasında bu etkileri veren $C_D e^{2S} = 10^{60}$ tan daha büyük değerlere sahip eğrilerin üretilmemiş olmasıdır. Bu eğriler üretilerek karşılaştırma yapılabilir. Dikkati çeken bir nokta, S-1 kuyusunda üretim zonuna yalnız bir değerlendirilme sonunda 40 kadar çimento tapa yapılmasıdır. Bu tapalar, bu zonu tıkamada başarılı olamamalarına rağmen çok büyük bir hasar vermiş ve bu da test sonucunda ortaya çıkan eğrinin $C_D e^{2S}$ değerinin 10^{60} tan daha büyük olmasına neden olmuştur.

SONUÇLAR

Jeotermal kuyularda gerçekleştirilen dinamik ve statik sıcaklık profillerinden rezervuar ve örtü kayaçları gibi önemli birimleri, çatlaklı bölgelerin ve onların niteliğinin, gerçek formasyon sıcaklığının belirlenebilmesiyle kuyunun tamamlanmasına büyük katkılar sağlandığı ortaya çıkmaktadır.

Jeotermal kuyularda uygulanan basınç azalım ve yükselme, girişim ve enjeksiyon gibi basınç testlerinin uygulanmasıyla, formasyon değerlendirilmesinde çok önemli olan akış kapasitesi, gözeneklilik kalınlığı ve ortalama rezervuar basınç gibi bazı parametrelerin elde edilmesi mümkün olmaktadır. Ayrıca, bu testlerle rezervuarların kapalı olması gibi bazı niteliksel bilgiler de elde edilebilmektedir. Bu bağlamda, bazı testlerde depolama etkisi ve sabit basınç sınırına çabuk erişilmesi dolayısıyla ortaya çıkan değerlendirilme güçlüklerinin değişken debili testler, türev ve integral yöntemleri kullanılarak aşılabileceği görülmektedir.

KATKI BİLDİRİMİ

Bu çalışma hakkında yaptığı değerli yorumlar için Doç.Dr.Mustafa ONUR'a ve şekillerin çizilmesindeki yardımları için Petrol Mühendisi Ebru N.ALPKAYA'ya sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

KAYNAKLAR

Agarwal R.G., Al-Hussainy, Ramey H.J. 1980, An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow. Pressure Transient Testing Methods, SPE Reprint Series No.14, pp. 84-95, 1980.

- Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard, Y.M. Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation, SPE 12777, 1984.*
- Earlougher, R.E., 1977, Advances in Well Test Analysis, SPE Monograph, Dallas, 1977.*
- Earlougher, R.C. and Ramey H.J. 1973, Interference Analysis in Bounded Systems, Canadian Petroleum Technology, pp 33-35, Oct.Dic.,1973, Montreal.*
- Onur, M. 1992, Advanced Well Test Analysis ders notları, İTÜ Pet. Müh. Böl., İstanbul, 1992.*
- Roux B., Sanyal S.K., Brown, S.L., 1990 An Improved Approach to Estimating True Reservoir Temperature Data, SPE 8888,1980.*