

Sondaj Sempozyumu'96 , Izmir- 1996 , ISBN 975-395-178-7

Jeotermal Kuyularda Koruma Borusu Tasarımı

Casing Design In Geothermal Wells

U. Serpen ve U. Yalnız

İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, Maslak/İSTANBUL

ÖZET: Petrol kuyuları için yapılan koruma borusu tasarımında temel olarak aksel yükler, iç basınç ve göçme basıncı koşulları dikkate alınırken, jeotermal kuyularda sıcaklık ile korozif çevrenin etkileri de bunlara eklenir. Bundan dolayı, aynı derinlik için yapılan jeotermal koruma borusu tasarımı petrol ve gaz kuyularından oldukça farklıdır. Bu çalışmada sıcaklık ve korozyonun jeotermal koruma borusu tasarımına etkisi ayrıntılı olarak araştırılmakta ve sonuçta bunların etkisinin nasıl en aza indirilebileceği veya yok edilebileceği verilmektedir.

ABSTRACT: In oil wells, while tubulars are designed for basic tension, burst and collapse conditions, in geothermal wells heat effects, corrosive environment, drilling and cementing problems are taken into consideration in casing design which is significantly different than for oil and gas wells of similar depth. This study investigates in detail heat and corrosion effects on geothermal casing design and gives the solutions to minimize these effects.

1. GİRİŞ

Jeotermal enerjinin popüler olmaya başladığı 60' lı yıllarda delinen kuyuların derinlik ve sıcaklıklar normal tasarım yöntemleriyle hesaplanan düşük dereceli karbon çeliklerinden imal edilen koruma borularının (H-40, J-55, K-55) kullanımına izin verilmekteydi. İlerleyen yıllarda delinen kuyuların derinleşmesi karşılaşılan sıcaklıkların yükselmesi, tuz ve korozif gaz konsantrasyonlarının artması koruma borusu seçimini zorlaştırmıştır. Bu çalışmada artan derinlik ve ısı gereksinimleri karşılayabilecek ve korozyona dayanabilecek jeotermal kuyulara uygun koruma borusu

cinsleri, API koruma borusu tipleri arasında sıcaklığın ve korozyonun etkileri incelenerek, araştırılacaktır.

2. SICAKLIĞIN ETKİLERİ

Sıcaklık, koruma borusu çeliği üzerine etki ederek borunun mekanik özelliklerini değiştirmektedir. Şekil-1 ve Şekil-2' de elastisite (Young) modülü ile akma (yield) mukavemetinin sıcaklıkla değişimleri görülmektedir¹. Hatta aynı cins çeliğe sahip (N-80) fakat farklı ısı işlemleri uygulanmış koruma borularının da değişen sıcaklıklarla farklı

özellikler gösterdiği Çizelge-1' de gösterilmektedir². Bu noktada önemli olan, hangi cins koruma borusu çeliğinin sıcaklıktan dolayı oluşan ısıl gerilmeleri daha iyi absorbe ettiğidir. Çelikte oluşan ısıl gerilmeler aşağıdaki formülle hesaplanabilir:

$$S_t = \delta \times E \times \Delta T \quad (1)$$

S, = Isıl gerilme, psi
 δ = Isıl genleşme katsayısı, $6.9 \times 10^{-2}, 1/^{\circ}F$
 ΔT = Sıcaklık artışı, $^{\circ}F$
E = Elastisite Modülü, 30×10^6 psi

Böylece çelikte ısıl gerilme 207 psi/T veya 370 psi/ $^{\circ}C$ olarak hesaplanabilir. Bilindiği gibi dünyada jeotermal kuyularda en yaygın olarak kullanılan koruma borusu cinsi K-55 olup akma mukavemeti 55000 psi' dir. Çelikte oluşan ısıl gerilmeyi (370 psi/ $^{\circ}C$) dikkate alırsak K-55 koruma borusunu plastik deformasyona geçirecek sıcaklık farkı sınırı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\Delta T = 55000 \text{ psi} / 370 \text{ psi}/^{\circ}C = 149 \text{ }^{\circ}C.$$

Rezervuar sıcaklığı 215-220 $^{\circ}C$ yi geçen jeotermal sahalardaki kuyuların yeryüzüne yalan üst bölümlerinde, koruma borusu çimentolama ve üretim sırasında 149 $^{\circ}C$ lik bir sıcaklık farkı kolaylıkla oluşabilir. Bundan dolayı, daha sıcak jeotermal sahalarda (>230 $^{\circ}C$) artan ısıl ve mekanik gereksinimlerin karşılanması için daha kaliteli çelik cinslerinden birinin seçilmesi gündeme gelmektedir. Bu seçim için kriter de, daha önce bahsi geçen koruma borusu çelik cinslerinin ısıl gerilmelerinin iyi absorbe edilebilme kapasitesidir.

Çeşitli API çelik cinslerinin doğrusal ısıl genleşme katsayılarının aynı olduğunu varsayarsak, bir boru cinsinin belli bir sıcaklık farkını emniyetle absorbe edebilecek göreceli kapasitenin "Isıl Gerilim Mukavemet Oram" ile doğrudan değiştiği aşağıdaki gibi gösterilebilir³.

$$R_{\%} = Y/E \quad (2)$$

Y = Akma mukavemeti, psi
E = Elastisite modülü, psi

Eğer P-110 çelik cinsi için ısıl gerilim dayanıklılık oranının bire eşit olduğunu varsayarsak, diğer çelik cinsleriyle olan karşılaştırması Çizelge-2' de görüldüğü gibi hesaplanabilir.

Çeşitli sıcaklıklar için aynı yöntemle hesaplanan mukavemet oranları Çizelge-3' de verilmektedir. Bu çizelgedeki verilerden de anlaşılacağı gibi normalize edilmiş N-80 koruma borusu çeliği yüksek sıcaklıklarda ısıl gerilmeleri en iyi absorbe eden çelik cinsidir. Daha düşük sıcaklıklarda P-110 çeliğinin N-80' e göre biraz daha iyi olduğu gözlenmektedir. Yalnız bu cins koruma borularının göreceli düşük sıcaklıklarda kullanımı hem korozyon hem de ekonomik açıdan sakıncalıdır. Diğer taraftan 60' lı ve 70' li yıllarda jeotermal bir kuyuda tam sağlıklı bir şekilde tamamen çimentolanan bir koruma borusunun kopmayacağına inanılırdı. Bu nedenle, dünyada rastlanan en yüksek sıcaklıklardan birine sahip (350-370 $^{\circ}C$) olan Cerro Prietro sahasında oldukça derin kuyularda (>2000m) K-55 koruma boruları göçme (collapse) basıncı temel alınıp et kalınlıkları büyük seçilerek indirilirdi. Koruma borularında kopmalar olunca bunların nedeninin korozyon olduğu sanılırdı. Koruma borusu iyi

çimentolanmış olsa bile çelik cinsinin iyi seçilmemesi nedeniyle, ısınma sırasında kopabileceği aşağıda gösterilmektedir.

K-55 koruma borusu çimentom olması durumunda ısınmayla oluşan gerilmeler aşağıda verilmektedir.

$$S_s = \Delta T_s \times 207 - \Delta T_c \times 180 \quad (3)$$

S_s = Koruma borusunda oluşan gerilme, psi
 ΔT_s = Koruma borusunda sıcaklık değişimi, °F
 ΔT_c = Çimento sıcaklık değişimi, °F
 C_{pg} = Çeliğin özgül ısısı, 0.2Btu/lb/dak.
 C_{pc} = Çimento özgül ısısı, 0.1166 Btu/lb/dak.

$$\Delta T_c / \Delta T_s = C_{pc} / C_{ps} \quad (4)$$

olduğundan

$$\Delta T_c = \Delta T_s \times (C_{pc} / C_{ps}) \text{ bulunur ve Denklem (3)'}$$

de yerine konulursa

$$S_s = \Delta T_s \times 207 - \Delta T_s \times (C_{pc} / C_{ps}) \times 180$$

basitleştirilirse

$$S_s = \Delta T_s \times (207 - (0.1166/0.2 \times 180))$$

$$S_s = \Delta T_s \times (102)$$

K- 55 için $S_s = 55000$ psi olduğundan

$$55000 = 102 \times \Delta T_s$$

$$\Delta T_s = 539^\circ\text{F veya } 282^\circ\text{C olur.}$$

Buradan da anlaşılacağı gibi 282°C lik bir sıcaklık farkı ki, Cerro Prietro gibi bir jeotermal sahada oluşabilir, çok yüksek sıcaklıklı sahalarda boruların kopmasının en önemli nedeni olarak ortaya çıkmaktadır.

Isıl gerilmelerin koruma borularım en çok zorladığı yer bağlantılardır (manşonlar). Araştırmacılara göre bağlantıların sıkıştırma gerilmesi altındaki mukavemetleri çekme gerilmesi kadardır⁴; dolayısıyla API çizelgelerindeki değerler burkulma durumu için

de kullanılabilir. Klasik yuvarlak dişli API bağlantıları borunun kendisinden %20-35 daha zayıf olduğu için, boru gövdesi daha akma gerilmesine erişmeden bağlantılar kopmaktadır. Üretim borusu olarak çok kullanılan 9^{5/8} in, 40 lb/ft K-55' i örnek olarak alıp, kısa (STC) ve uzun (LTC) manşonlarını inceleyerek aşağıdaki durum ortaya çıkar.

STC manşon mukavemeti : 394 x 10³ lb

LTC manşon mukavemeti : 453 x 10³ lb

Boru gövde mukavemeti : 564 x 10³ lb

$$\text{STC için} = 394 \times 10^3 / 564 \times 10^3 = 0.70$$

$$55000 \times 0.70 = 38500 \text{ psi} < 55000 \text{ psi}$$

$$\text{LTC için} = 453 \times 10^3 / 564 \times 10^3 = 0.80$$

$$55000 \times 0.80 = 44000 \text{ psi} < 55000 \text{ psi}$$

Bundan dolayı bu klasik API bağlantıları jeotermal sahalardan dışlanmış ve en az boru gövdesi kadar dayanımlı olan bağlantı tiplerine yönelinmiştir. Bu bağlantılar da Buttress, VAM, X-line ve Hydrill Super EU" dur.

Isıl gerilmelerin jeotermal kuyularda koruma boruları üzerinde yarattığı diğer bir sakıncası ise burkulma olayıdır. Koruma borularının tamamen çimentolandığı durumlarda böyle bir tehlike yoktur. Yalnız bilinen bir gerçek de jeotermal kuyu koruma borusunun birincil çimentolama sırasında çimento sıvısının sirkülasyon kaçacağı nedeniyle yetersiz kalması ve koruma borusunda bazı kısımların çimentolanamamasıdır. Böyle yerlerde üretim sırasındaki ısınmayla birlikte oluşan ısıl gerilmelerin kritik seviyeyi aşması ve bu noktalarda çap genişlemesiyle karşılaşılması burkulmalara sebep olmaktadır. Sıcaklık artışı borunun uzamasına sebep olmakta ve

çimentosuz kısım yeteri kadar uzun ve kuyu çapı da yeteri kadar genişlemişse koruma borusu burkulmaktadır.

Kolon burkulmasını veren Euler formülü iki tarafı tutulan kolonun burkulmasını hesaplamak için kullanılabilir.

$$S_c = 4 \times (\pi^2) \times E / (L/r_g)^2 \quad (5)$$

S_c = Kolonun burkulması için kritik gerilme, psi

E = Elastisite Modülü, psi

L = Çimentosuz ve desteksiz kolon boyu, in

r_g = Jirasyon yarıçapı, in

$$r_g = (d_o^2 + d_i^2)^{1/2} / 4 \quad (6)$$

Yukarıdaki formülden faydalanarak hesaplanan çeşitli koruma borularının burkulma eğilimini gösteren grafik Şekil-3' de verilmektedir.

Son yıllarda yönlü kuyular jeotermal sahalarda popüler hale gelmiştir. Isıl gerilmeler bu tip kuyularda eğilmeden dolayı zaten varolan eğilme momentinin kritik burkulma seviyesine daha çabuk erişmesini sağlamaktadır. Örneğin, 30 ft boyunda çimentosuz bir borunun iki ucu arasında 1 in' lik düşeyden sapma olduğunu varsayarsak, kuyunun ısınmasıyla üretim sırasında oluşan 80°C lik sıcaklık farkının boruda yarattığı 30000 psi' lik sıkıştırma gerilmesinin, boruya 10000 psi' lik ek bir gerilmeyi eğilme momenti dolayısıyla yüklediği hesaplanmaktadır. Söz konusu 1 in' lik sapma borunun düşeyle sadece 0.16° lik bir açı yaptığını gösterir. Pratikte bu açının 1° olmasına izin verildiğini düşünürsek, eğilme momenti daha da artarak kritik gerilmeyi aşabilir.

3. KOROZYONUN ETKİLERİ

Petrol kuyularında tubinglerden yapılan üretimin aksine jeotermal kuyularda üretim çok büyük olduğu için doğrudan koruma borusundan yapılmaktadır. Bu durum koruma borularını korozyonun doğrudan tehdidi altına sokmaktadır. Jeotermal kuyulardan asit gazlar (H_2S , CO_2) içeren bol miktarda tuzlu su üretildiği dikkate alınırsa sorunun ciddiyeti kolaylıkla anlaşılabilir.

Elektrokimyasal tepkimeler sıcaklıkla arttığından, tuzlar 65-70°C üzerinde koruma borularında korozyona neden olmaktadır. H_2S , ise 65-85°C sıcaklıkta özellikle yoğunlaşmış buhar bulunan üst tarafı soğumuş kuyulardaki koruma boruları üzerinde hidrojen kınlanılığmdan oluşan, gecikmiş çatlama demlen bir korozyona neden olmaktadır⁵. Bu tip korozyon çelik kalitesi arttıkça (K-55' ten N-80' e ve P-110' a) daha etkili olmaktadır. Yüksek sıcaklıklarda H_2S korozyonu, düşük sıcaklıklarda ise tuzların neden olduğu korozyon tehlikesi yoktur. Altmışlı yılların başında yapılan bir çalışma⁶ korozyona dikkat çekerek salt akma mukavemeti temeline dayanarak yapılan koruma borusu tasarımının tehlikelerine dikkat çekmiştir. H_2S korozyonunun etkisini en alt düzeye indirmek için alınacak en önemli tedbir, çelik sertliğinin "Rockwell" sertlik ölçeğinde 22' nin altında olmasıdır. N-80 cinsi koruma borusu çeliklerinden normalize olanlar bu koşula uymaktadırlar. Su verme ve temperleme gibi ısı işlemlere tabi tutulan N-80 cinsi çelikler genelde RC sertliği 22' nin üzerine çıktığından bu tip ve daha kaliteli çelikler (P-105, P-110 gibi) H_2S korozyonundan etkilenmektedir. H_2S ' in korozyon etkisi konusunda diğer önemli bir

parametre borunun et kalınlığı olup et kalınlığı arttıkça H₂S korozyonu etkisini artırmaktadır⁶. Boru kopmalarına neden olan önemli bir olay da devresel yüklerden oluşan yorulmadır. Koruma borularında devresel yükler ise, soğuma ve ısınma periodlarından oluşur. Isınma sırasında sıkıştırma gerilmesi altına giren boru, soğuma dolayısıyla çekme gerilmesi altına girer. Bu konuda N-80 çeliğine benzeyen SAE 4130 normalize edilmiş çelik üzerinde yapılan deneysel çalışmada, devresel olarak çekme ve sıkıştırma gerilmeleri uygulanmıştır⁷. Elde edilen sonuçlar Şekil-4' de K_r = 1' den 4' e kadar değişik çentik aktörleri için maksimum gerilme S[^]'ın en son çekme mukavemeti S_y'ye oran cinsinden verilmiştir. Bu eğrilerin uygulaması standart API yuvarlak dişli bağlantıların, 20-40 devre arasında, son tutan dişteki çentik yerinden yorulma nedeniyle koptuğunu göstermektedir. Korozyon yorulması, yukarıdaki devre sayılarını muhtemelen yarıya indirmektedir⁶

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

Jeotermal kuyuların artan derinlik ve sıcaklıkları koruma borularında oluşan mekanik ve ısı gerilme gereksinimleri artırmıştır. Artık altmışlı yıllarda kullanılan klasik K-55 çelik bu gereksinimleri karşılayamaz hale gelmiştir. Yapılan incelemelerde yüksek sıcaklıklar dolayısıyla oluşan ısı gerilmeleri en iyi absorbe eden koruma borusunun 260°C ' nin üzerinde N-80 cinsi çelik boru olduğu anlaşılmaktadır. Aslında P-110 ' nun da bu açıdan performansının oldukça iyi olduğu gözlenmektedir. Ancak bu noktada korozyon sorunu işin içine girmektedir. Yine Çizelge-3 ' den gözleneceği gibi P-105 ve P-110 çeliklerinin performansları 205-230°C ' lerde de iyi görünmektedir. Buna rağmen bu çelik

cinslerinin sığ derinliklerde kullanımı ekonomik değildir. Ayrıca bu çelikler H₂S korozyonuna karşı son derece dayanıksızdır. N-80 cins çeliğin H₂S korozyonuna karşı çok duyarlı olduğu ve akma mukavemetinin %40 ' m kaybettiği petrol literatüründen⁶ ve Yeni Zelanda ' da yapılan bir araştırmadan⁵ bilinmektedir. Bundan dolayı tüm dünyada düşük dereceli bir çelik olan K-55, H₂S korozyonuna karşı dayanıldı olduğu ve akma mukavemetinden çok az kayıp verdiği için kullanılmaktadır. Hatta, Cerro Prieto sahasında 2500 m ' yi aşan derinliklerde ve 350°C ' e varan sıcaklıklarda standart dışı et kalınlığı fazla K-55 boru özel olarak imal ettirilip kullanılmıştır. Sonuçta boru kırılmaları yine önlenememiş sebep olarak da korozyon gösterilmiştir. Asıl neden K-55 cins çeliğin bu derinlik ve sıcaklıklardaki mekanik gereksinimlere cevap verememesi yanında bu çeliğin ısı gerilmeleri absorbe etme kapasitesinin Çizelge-3' de görüldüğü gibi az olmasıdır. Ayrıca artan et kalınlıklarında, çelik daha çok H₂S korozyonuna maruz kalmaktadır. Altmışlı yıllarda korozyonun değişik çelik cinsleri üzerindeki etkisi konusunda yapılan çalışmalar N-80 cins çeliğin yumuşak olması durumunda (Rockwell <, 22) H₂S korozyonunun etkisinin azaldığını göstermiştir. Bu noktadan hareketle korozyon kuyular için L-80 çeliği bulunmuştur. Bu çelik N-80 ile aynı mekanik karakteristikleri taşımakta fakat H₂S korozyonuna karşı daha fazla dayanıklılık göstermektedir. Bundan dolayı da jeotermal kuyuların artan derinlik ve sıcaklıklarından doğan gereksinimleri hem mekanik hem de korozyon yönünden karşılayabilecektir.

5. SONUÇLAR

- Yüksek sıcaklıklarda ısıl gerilmeyi en iyi absorbe etme kabiliyetine sahip olan çelik cinsi normalize N-80' dir.
- Koruma borularında bağlantı olarak Buttress, X-Line, Hydrill Super EU gibi boru gövdesinden daha dayanıklı bağlantı tipleri **kullanılmalıdır**.
- Burkulma sorununu ancak düzgün çaplı kuyu delerek ve boruları sağlıklı bir şekilde tamamen çimentolayarak önleyebiliriz.
- N-80 ile aynı mekanik özelliklere sahip Hjs korozyonuna en dayanıklı çelik cinsi ise L-80' dir.
- Seçilen koruma borusu çeliğinin Hjs' den etkilenmemesi için sertliği RC < 22 koşuluna uyması gerekmektedir.

6. KAYNAKÇA

- Thomys, P.C. 1967. "High Temperature Tensile Properties of Casing and Tubing" API Division of Production, 1967. Midyear Standardization Conference, San Francisco, California, June 11-16.
- Snyder, R.E. 1979. "Casing Failure Modes in Geothermal Wells" Geoth. Res. Council, Transactions Vol 3.
- Greer, F.C. and Shryock, S.H. 1967. "New Technique Improves Steam Stimulation Completions" 3th Regional Meeting of SPE, Los Angeles, California, Oct. 26-27.
- Varnados, G. 1979. " Report of Workshop on Advanced Geothermal Drilling and Completions Systems" Sandia Lab. Rept. No. 79-1195, Albuquerque, NM.88 pp.
- Marshall, T. and Tomles, A.. 1968. " Delayed Fracture of Geothermal Bore Casing Steels"

9th Annual Conference of Australian Corrosion Ass., Auckland, New Zealand, Nov. 11-15.

Landers, J.E., Mc Glasson, R.L. and Schultz, J.L. March 1963. "Hazards of Yield Strength Designing", Spring Meeting of Southern District API Division of Production.

Dietrich, W.K. and Willhite, G.P. 1966." Design Criteria for Completion of Steam Injection Wells" SPE 41st. Annual Fall Meeting, Dallas, Oct. 2-5.

Çizelge 1. Çeliklerin Çekme Özellikleri².

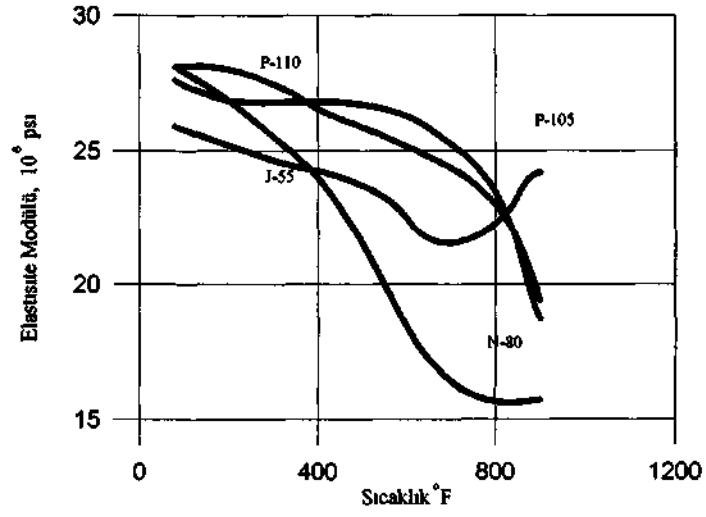
Test Sıcaklığı (°F)	Elastisite Modülü (x10 ⁶ psi)	Akma Mukavemeti (psi)	Çekme Mukavemeti (psi)	1 in' de Uzama (%)
K-55				
77	30.2	56.3	106.0	23.2
500	28.4	55.8	114.9	12.7
600	27.7	53.9	111.7	20.0
700	27.0	52.0	100.0	21.0
Normalize N-80				
77	30.1	84.4	122.4	18.0
500	28.2	77.4	120.1	20.0
600	27.5	76.4	122.4	25.0
700	26.8	71.0	114.6	27.5
Su Verilmiş ve Temperlenmiş N-80				
77	30.7	91.6	109.1	26.0
500	28.3	76.4	103.4	22.5
600	27.6	73.5	104.8	31.0
700	26.8	70.2	93.4	30.5

Çizelge 2. Karşılaştırmalı Isıl Gerilim Mukavemet Oranları (260°C için)

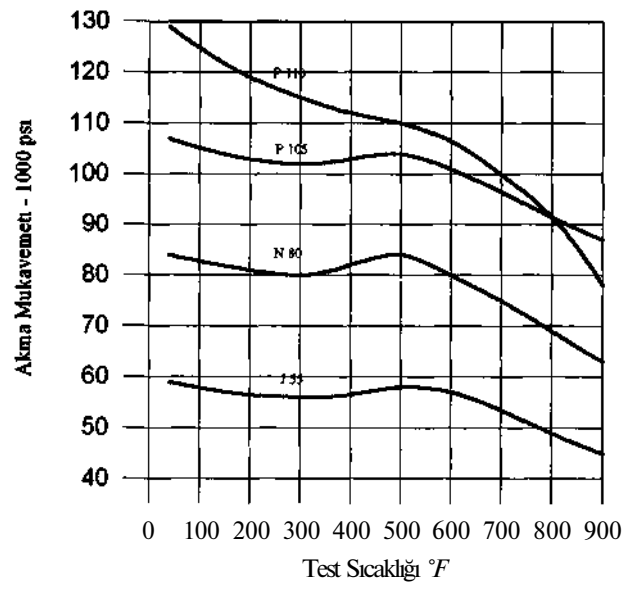
Parametreler	P-1 10	P-105	N-80	K-55
1. Nominal Minimum Akma Mukavemeti, psi	111000	105000	80000	55000
2. 260 ^o C deki Akma Mukavemetinin Nominale Oranı.	0.85	0.86	1.00	0.975
3. 260 ^o C' de Minimum Akma Mukavemeti	93500	90300	80000	53600
4. P-1 10'a Göre Oranlar	1.000	0.963	0.856	0.573
5. 260 ^o C de Elastisite Modülü, psi x 10 ⁶	25.7	26	221.2	23.75
6 P-1 10' a Göre Elastisite Modülü Oranları	1.000	1.030	0.825	0.927
7 Mukayeseli Isıl Gerilim Mukavemet Oranları (260 ° C de) (4).(6)	1.000	0.935	1.037	0.618

Çizelge 3. Karşılaştırmalı Isıl Gerilim Mukavemet Oranları

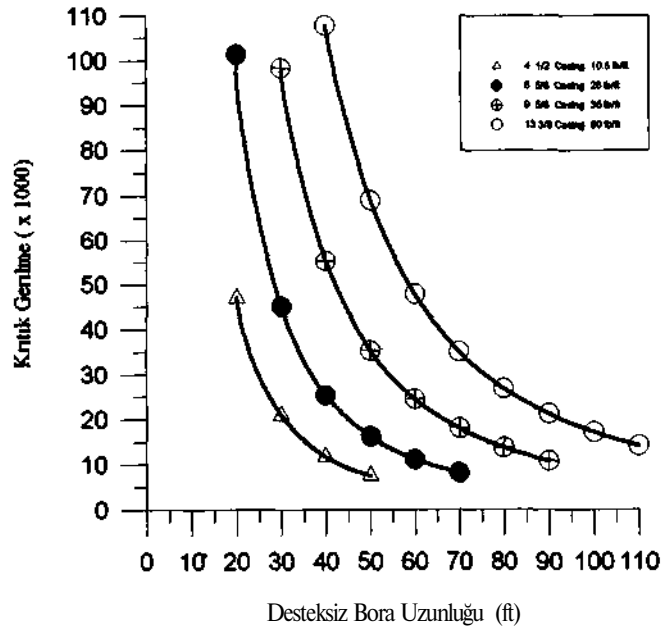
Sıcaklık (°C)	P-1 10	P-105	N-80	K-55
205	1.000	0.966	0.916	0.916
232	1.000	1.037	0.972	0.614
260	1.000	1.050	1.038	0.633
350	1.000	1.042	1.183	0.696



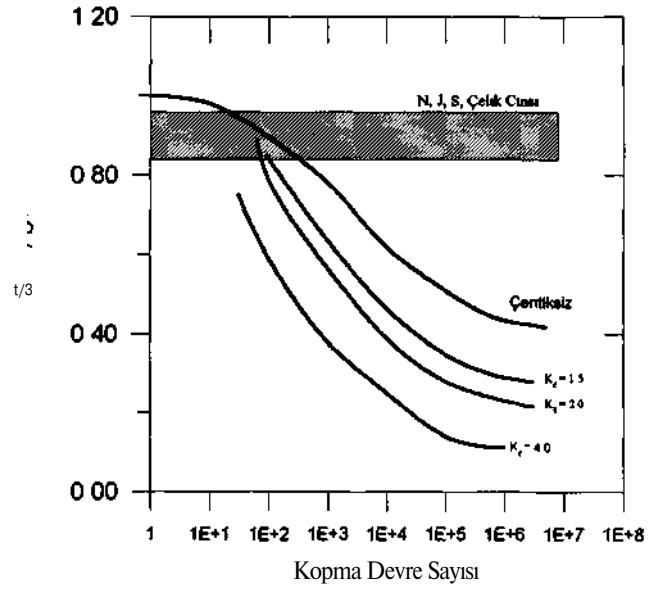
Şekil-1 .Koruma Borusu Elastisite Modülünün Sıcaklıkla Değişimi



Şekil-2.Koruma Borusu Çeliklerinin Akma Mukavemetlerinin Sıcaklıkla Değişimi



Şekil-3. Desteksiz Bora Uzunluğunun Kritik Burkulma Gerilmesine Etkisi



Şekil-4. Devresel Yorulmanın Tahmini için Tasarım Eğrisi

