



TÜRKİYE BİLİMSEL VE  
TEKNİK ARAŞTIRMA KURUMU

THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL  
RESEARCH COUNCIL OF TURKEY

İNCELENMESİ

2004- 277

PROJE NO : YDABAG-101Y037

Yer Deniz ve Atmosfer Bilimleri Araştırma Grubu

Earth Marine and Atmospherical Sciences  
Researches Grant Group

**PETROL ÜRETİM KUYULARINDA ÇÖKELTİ OLUŞUMUNUN  
İNCELENMESİ**

*2004- 277*

**PROJE NO : YDABAG-101Y037**

**Prof.Dr. Suat Bağcı  
Prof. Dr. Mahmut Parlaktuna  
Dr. Fehime Şahin**

**MAYIS 2003**

## ÖNSÖZ

Çökelti oluşumu yüzey ve kuyu içi petrol ve gaz üretim ekipmanlarında karşılaşılan önemli operasyon problemlerinden biridir. Çökelti ekipmanlarda yıpranmaya ve korozyona neden olmakta, petrol ve gazın akışını engelleyerek, petrol ve gaz üretiminin düşmesine neden olmaktadır. Petrol endüstrisinde yillardır, kuyu dibi üretim pompalarında ve petrol üreten formasyonda çökelti oluşumunun petrol ve gaz akışını engellediği bilinmektedir. Bununla beraber, yüzey üretim ekipmanlarında, genellikle birincil, ikincil ve üçüncü petrol üretim operasyonlarında da çökelti oluşumu meydana gelmektedir. Kalsiyum sülfat ( $\text{CaSO}_4$ ), kalsiyum karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ), baryum sülfat ( $\text{BaSO}_4$ ) ve stronsiyum sülfat ( $\text{SrSO}_4$ ), petrol sahalarında en çok karşılaşılan çökelti çeşitleridir.

### ÇÖKELTİ İLÇİMLİ

Petrol kuyularında meydana gelen çökeltileri temizlemek ve engellemek için mekanik (genişletme ve tekrar sondaj yapma) teknikleri veya kimyasal maddeler kullanılmaktadır. Mekanik tekniklerin çok uzun zaman alması ve pahalı olması nedeniyle, çökelti problemi olan kuyularda kimyasal teknikler ucuz ve kolay uygulanır olmaları nedeniyle tercih edilmektedir. Mekanik temizlemelerde, kuyu tamamlama çalışması uygun olmamaktadır, çünkü kuyunun tekrar canlandırılması, çökeltileri yiye temizlenememekte ve formasyon içeresine kesilen kırıntılar girerek geçirgen olmayan bir tabaka meydana getirmektedir. Çökeltilerin oluşmasını engelleyen ve temizlemede kullanılan kimyasal maddeler (inhibitörler) inorganik fosfatlar, organo-fosforus bileşenler ve organik polimerlerdir.

### FORMASYON SÜLÜĞÜNİN ÇOKELTİ OLUŞMASI

Bu projede, petrol kuyularında üretim sırasında oluşan çökeltinin oluşma nedenleri araştırılmış, Suluşumunun engellenmesi için kullanılacak kimyasal engelleyici maddeler seçilmiştir. TPAO ve N.V. TURKSE PERENCO şirketlerinin Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki petrol sahalarından alınan su numunelerinin çökelti yapma özellikleri tespit edilmiştir. Oluşabilecek çökelti tipleri tespit edilecek ve karotlarda çökelti oluşumları çalışılmıştır. (RUSO, Çevre ve İklim)

### DENİZLİ ÜNİVERSİTESİ PARLAĞA

Orta Doğu Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümünde, (TÜBİTAK) Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumunun desteği ile gerçekleştirilen bu çalışmada katkılarından dolayı Prof. Dr. Mahmut Parlaktuna, Dr. Fehime Şahin, Teknisyenler, Fazıl Türegün ve Naci Doğru'ya teşekkür ederim.

## **İÇİNDEKİLER**

<b>Bölüm</b>	<b>Sayfa</b>
ÖNSÖZ .....	ii
İÇİNDEKİLER .....	iii
TABLO LİSTESİ .....	v
ŞEKİL LİSTESİ .....	vi
ÖZ .....	ix
ABSTRACT .....	xi
1. GİRİŞ .....	1
2. LİTERATÜR TARAMASI .....	3
3. ÇÖKELTİ OLUŞUMU .....	6
3.1. Karbonat Çökeltiler .....	7
3.2. Sülfat Çökeltiler .....	8
3.3. Kimyasal Engelleyici Sıkıştırma Yöntemiyle Çökelti Oluşumunun Engellenmesi .....	9
3.3.1. Adsorplanma Sıkıştırması .....	9
3.3.2. Çökeltme Sıkıştırması .....	10
4. FORMASYON SUYU ANALİZLERİ .....	12
4.1. Çalışılan Sahalardan Numune Toplanması .....	12
4.2. Yapılan Su Analizleri .....	12
5. FORMASYON SULARININ ÇÖKELTİ YAPMA ÖZELLİKLERİİNİN İNCELENMESİ .....	14
5.1. SCALECHEM Programı ile Çökelti Yapma Özelliklerinin İncelenmesi .....	14
5.2. Çökelti Engelleyici Kimyasal Madde (İnhibitör) Seçimi .....	27
5.2.1. $\text{CaCO}_3$ Çözünürlük Testleri .....	27
5.2.2. $\text{BaSO}_4$ Çözünürlük Testleri .....	30
6. DENEY EKİPMANI VE PARÇALARI .....	35
7. DENEYLERDE İZLENEN YÖNTEM .....	37
8. VERİLERİN ANALİZİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ .....	39

8.1. Sentetik Tuzlu Su Öteleme Deneyleri .....	39
8.1.1. Konsolide Karot Deneyleri .....	39
8.1.2. Konsolide Olmayan Karot Deneyleri .....	41
8.1.3. NaCl, CaCl <sub>2</sub> , ve KCl Tuzları ve Karışımıları ile Yapılan Öteleme Deneyleri .....	45
8.2. Formasyon Suyu Öteleme Deneyleri .....	53
8.2.1. BaSO <sub>4</sub> Çökelmesinin İncelenmesi .....	53
8.2.2. CaCO <sub>3</sub> Çökelmesinin İncelenmesi .....	55
9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	57
10. YARARLANILAN KAYNAKLAR .....	59

## ÇİZELGE LİSTESİ

<b>Çizelge</b>		<b>Sayfa</b>
4.1. Adıyaman ve Karakuş sahaları formasyon suyu analizleri (TPAO) .....	13	
4.2. Malatepe, Kastel ve Beykan sahaları formasyon suyu analizleri (Perenco) .....	13	
5.1. Çökelti oluşma endeksleri .....	15	
5.2. Karakuş sahası formasyon suyu analiz sonuçları .....	28	
5.3. Kastel formasyon suyu analiz sonuçları .....	32	
7.1. Karakuş ve Kastel petrollerinin özellikleri .....	37	
7.2. 1-boyutlu fiziksel modelde yaratılan gözenekli ortamın özellikleri .....	37	
8.1. Sentetik tuzlu su öteleme deney şartları (konsolide karot) .....	40	
8.2. Geçirgenlik deney şartları .....	40	
8.3. Sentetik tuzlu su öteleme deney şartları (konsolide olmayan karot) .....	42	
8.4. NaCl öteleme deney şartları .....	43	
8.5. NaCl, CaCl <sub>2</sub> ve KCl öteleme deney şartları .....	47	

## 14 Çökelti miktari rezervuar basinci ile degisimi **ŞEKİL LİSTESİ**

<b>Sekil</b>	<b>Sayfa</b>
3.1. Kuyu içi borusunda oluşan çökeltinin görünüşü .....	6
5.1. Çökelti miktarının rezervuar basinci ile degisimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	15
5.2. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basinci ile degisimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	16
5.3. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklıgi ile degisimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	16
5.4. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklıgi ile degisimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	17
5.5. Çökelti miktarının rezervuar basinci ile degisimi (Karakus formasyon suyu) .....	18
5.6. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basinci ile degisimi (Karakus formasyon suyu) .....	18
5.7. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklıgi ile degisimi (Karakus formasyon suyu) .....	19
5.8. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklıgi ile degisimi (Karakus formasyon suyu) .....	19
5.9. Çökelti miktarının rezervuar basinci ile degisimi (Beykan formasyon suyu) .....	20
5.10. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basinci ile degisimi (Beykan formasyon suyu) .....	21
5.11. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklıgi ile degisimi (Beykan formasyon suyu) .....	21
5.12. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklıgi ile degisimi (Beykan formasyon suyu) .....	22
5.13. Çökelti miktarının rezervuar basinci ile degisimi (Malatepe formasyon suyu) .....	23
5.14. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basinci ile degisimi (Malatepe formasyon suyu) .....	23

5.15. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Malatepe formasyon suyu) .....	24
5.16. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Malatepe formasyon suyu) .....	24
5.17. Çökelti miktarının rezervuar basıncı ile değişimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	25
5.18. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basıncı ile değişimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	26
5.19. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	26
5.20. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Adiyaman formasyon suyu) .....	27
5.21. İnhibitor etkileşim süresinin değişimi .....	29
5.22. Çözülen kalsiyum miktarının kullanılan inhibitörlerle göre değişimi .....	30
5.23. BaSO <sub>4</sub> çözünürlüğünün NaCl konsantrasyonu ile değişimi .....	33
5.24. BaSO <sub>4</sub> çözünürlüğünün inhibitör konsantrasyonu ve sıcaklığın etkisi ile değişimi .....	33
5.25. BaSO <sub>4</sub> çökelti hızının sıcaklıkla değişimi .....	34
6.1. Deney düzeneğinin şematik diyagramı .....	36
8.1. ΔP 'nin enjekte edilen hacimle değişimi (konsolide karot) .....	40
8.2. ΔP 'nin enjekte edilen hacimle değişimi (konsolide olmayan karot) .....	41
8.3. ΔP 'nin enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl ötelemesi) .....	42
8.4. Üretilen suyun pH 'ının enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl ötelemesi) .....	44
8.5. Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl ötelemesi) .....	44
8.6. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl Ötelemesi) .....	45
8.7. ΔP 'nin enjekte edilen hacimle değişimi (CaCl <sub>2</sub> ötelemesi) .....	46
8.8. Üretilen suyun pH 'ının enjekte edilen hacimle değişimi (CaCl <sub>2</sub> ötelemesi) .....	46
8.9. Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (CaCl <sub>2</sub> ötelemesi) .....	47

8.10. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{CaCl}_2$ ötelemesi) .....	48
8.11. $\Delta P$ 'nin enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{KCl}$ ötelemesi) .....	49
8.12. Üretilen suyun $\text{pH}^-$ ının enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{KCl}$ ötelemesi) .....	49
8.13. $\text{Cl}^-$ derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{KCl}$ ötelemesi) .....	50
8.14. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{KCl}$ ötelemesi) .....	50
8.15. $\Delta P$ 'nin enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi) .....	51
8.16. Üretilen suyun $\text{pH}^-$ ının enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi) .....	52
8.17. $\text{Cl}^-$ derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi) .....	52
8.18. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi) .....	53
8.19. Üretilen suyun $\text{pH}^-$ ının enjekte edilen hacimle değişimi .....	54
8.20. Sülfat derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi .....	54
8.21. Üretilen suyun $\text{pH}^-$ ının enjekte edilen hacimle değişimi .....	56
8.22. Üretilen sudaki $\text{CO}_3^{2-}$ derişiminin enjekte edilen gözenek hacmiyle değişimi .....	56

## BÖLÜM 3.3.1. AŞKİ, İNJEKSİYON ÖZETİ

ÇOKELTİ OLUSUMU FORMASYON SUYUNA UYUMSUZLUK TESTİNE DUYARLI ŞİMDİYER

Çökelti oluşumu petrol ve doğal gaz kuyularında üretim, işleme, nakletme ve tuzlu suyun yeraltına enjekte edilmesi sırasında karşılaşılan önemli bir problemdir ve çökelti oluşumunun engellenmesi önem kazanmaktadır. Çökelti oluşumunda meydana gelen en yaygın maddeler,  $\text{CaCO}_3$  (kalsiyum karbonat) ve  $\text{BaSO}_4$  (baryum sülfat) 'dır. Bu araştırmada farklı basınç, sıcaklık ve tuzlu su kompozisyonunda çökelti oluşumunun ölçülmesi ve oluşma hızının tespit edilmesi çalışılmıştır.

ScaleChem paket programı kullanılarak formasyon suyunun uyumsuzluk, çökelti oluşturma endeksinin sıcaklıkla ve basınçla değişimleri çalışılmıştır. Çökelti oluşumunu engelleyici maddeler  $60^{\circ}\text{C}$  rezervuar sıcaklığında dinamik çökelti engelleme testine tabi tutulmuştur. Dinamik akış şartlarında çökelti oluşumunun engellenmesi için kullanılacak minimum inhibitör konsantrasyonu tespit edilmiştir.

Suyun üretim ucuna erken ulaşmasından sonra, petrol üretiminin artırılmasında kullanılan su enjeksiyonunda çeşitli problemler meydana gelmektedir. Petrol üretiminin artırılmasının yanında, bu problemler çevreye de zarar verebilmektedir. Su enjeksiyonunda karşılaşılan önemli problemlerden birisi de, birbiriyle uyumlu olmayan tuzlu suların neden olduğu çökelti oluşmasıdır. Örneğin, baryumca zengin formasyon suyunun enjekte edilen sülfatça zengin enjeksiyon suyu ile karışması neticesinde kuyu içerisinde ve cidarında çökelti oluşmaktadır. Üretilebilirliğin azalmasına neden olan çökelti oluşumunun engellenmesi gerekmektedir. Formasyon içerisinde meydana gelen kimyasal reaksiyonları en iyi belirleyen parametre akan sıvının pH 'ındaki değişimidir. Geçirgenlik azalımının yüksek pH'lı sıvıların formasyon ile temsili sonucunda meydana geldiği gözlenmiştir. Deneyel çalışma kireçtaşının ortamda öteleme deneyleri yapılarak gerçekleştirilmiştir. Üretilen suyun pH 'ı ve Cl konsantrasyonu gözenekli ortamın çıkışında ölçülmüştür. Tuzlu sular sodyum, kalsiyum ve potasyum tuzlarından ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ ) hazırlanmıştır. Kireçtaşı formasyonlarda, enjeksiyonda kullanılan formasyon suyu veya yapay olarak farklı derişimlerde hazırlanan tuzlu su formasyonda çökelti oluşumuna neden olmuştur. Üretilen suyun pH 'ının ölçülmesiyle yüksek pH değerlerinin çökelti oluşumuna neden oldukları tespit edilmiştir.

Baryum sülfat ( $\text{BaSO}_4$ ) çökeltisini engellemekte kullanılacak inhibitörün seçilmesinde DETPMP ve S-PMA kullanılarak baryumun çözünme kapasitesi deneyleri yapılmıştır. Baryum sülfat ( $\text{BaSO}_4$ ) çökeltileri, birbiri ile uyumlu olmayan tuzlu suların karışımı neticesinde oluşmaktadır.  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  sıcaklıkta DETPMP ve S-PMA artan derişimle  $\text{BaSO}_4$  çözünürlüğü üzerinde etki etmiştir.  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  sıcaklıkta yüksek hızda  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi meydana gelmektedir. Düşük sıcaklıklarda  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi oluşma hızı yüksek sıcaklığa göre daha yavaş olmuştur. İnhibitör etkileşim süresinin belirlenmesinde  $\text{Ca}$  ve  $\text{CO}_3$  iyonlarının çökelti oluşumuna olan etkilerinin incelenmesinde kristalleşme meydana gelmiştir. Deneylerde, HEDP, PAA, Hidroklorik asit ve Asetik asit kullanılmıştır. Çökelti oluşumunun engellenmesinde kullanılan inhibitörün rezerv kayacında ve kuyu içerisinde uzun süre etkileşim yapması ve minimum inhibitör konsantrasyonunun seçiminde dikkate alınarak derişim azalmasının fazla olmaması gerekmektedir.

## ABSTRACT

The focus of this research was to study the activity of dimethylamine bisulfonate acid (DETRMP) and sodium carbonate used as inhibitors against scale formation under different field conditions. Scale formation in oil and gas wells is a common and persistent problem during production, treatment, transportation, and disposal of co-produced salt water. Inhibition of scale formation is priority. The most common mineral scale materials are calcite ( $\text{CaCO}_3$ ) and barite ( $\text{BaSO}_4$ ). The primary focus of this research is the formation and control of the sparingly soluble mineral scales. The research on scale formation was focused on measuring and predicting the rate and amount of scale formation under different conditions of temperature, pressure and brine composition.

© 2006 The Authors. Journal compilation © 2006 Society of Chemical Industry and John Wiley & Sons, Ltd.

The scale prediction program ScaleChem was used to assess the nature and extent of scaling problems that may be encountered on studied oil fields. The efficiency of the inhibitors was tested for dynamic scale inhibition efficiency at the  $60^\circ\text{C}$  field temperature. This technique allowed identification of scale inhibitor efficiency under dynamic flowing conditions with the results providing a guide to the working minimum inhibitor concentration in the field.

Although waterflooding is a common method for increasing oil recovery, certain production problems may arise after water breakthrough. In addition to affecting oil recovery, these problems may also have an adverse impact on the environment. One particular production problem is mineral scale formation due to mixing of incompatible brines. For example, barium sulphate formation in the production well and tubulars occurs in many oil fields when sulphate rich injection water mixes with barium rich formation water close to or in the wellbore. Understanding where the scale forms is important when attempting to prevent it damaging productivity. Variation of pH in the flowing fluid is an indicator of the degree of chemical activity occurring in the formation. High pH promotes scale deposition within the porous media and consequently particle bridging at the pore throats. The experimental investigation was made up of core flow experiments in crushed limestones. Effluent pH and concentrations were measured at the outlet of the porous medium. Brines were prepared with sodium, calcium and potassium salts ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ ). Formation water used in injection and artificially prepared brine in various concentrations were caused the scale deposition. High pH values were measured in produced water caused the scale deposition. The scale deposition was decreased using  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$  and  $\text{KCl}$  mixtures.

The two scale inhibitors used in this study were methylene fosfonik acid (DETPMP) and sulfonated polymaleik acid co-polymer (S-PMA). Static adsorption tests were conducted using chips of reservoir core materials. All tests were conducted to examine the interaction of the scale inhibitor chemical with the reservoir core material. Laboratory coreflooding tests have demonstrated that in-situ precipitation of barium sulphate occurs when synthetic raw seawater containing sulphate is mixed in situ with a formation water that contains a significant amount of dissolved barium ions. Static inhibition experiments show that in a given brine, less percentage inhibition of barium sulfate scale is achieved at 25 °C than at 60 °C by the same amount of either DETPMP or S-PMA. A series of experiments were performed in order to rank the scale inhibitors and acid systems selected for prevention of  $\text{CaCO}_3$  deposition in the study. HEDP (1-hydroxyethylene disphosphonic acid), PAA (Polyacrylic acid), HCl (hydrochloric acid) and Acetic acid were used to study calcium carbonate dissolution at reservoir temperature. Two of the scale dissolvers gave results better than the 15 % acetic acid system and 7.5 % HCl system.

## BÖLÜM 1

### GİRİŞ

Petrol üretim operasyonlarında çökelti oluşumu (kabuklaşma) çok karşılaşılan problemlerden biridir. Üretim yapılmakta olan petrol kuyularında formasyon suyunun özelliklerine bağlı olarak, rezervuar içerisinde, kuyu dibinde üretim pompalarında, kuyu içerisindeki üretim borularında çökelti oluşması meydana gelmektedir. Genelde petrol üretim kuyularında oluşan çökeltiler  $\text{CaCO}_3$  (kalsiyum karbonat),  $\text{CaSO}_4$  (Gypsum) ve  $\text{BaSO}_4$  (baryum sülfat) dır. Oluşan bu çökeltiler nedeniyle, kuyularda üretmeye başlandıktan sonra, borularda ve tüm ekipmanlarda tıkanma ve sıkışmalar meydana geldiğinden petrol üretimi düşmekte ve istenmeyen ekipman arızaları meydana gelmektedir. Petrol endüstrisinde çökelti oluşumunun kuyularda engellenebilmesi için çeşitli kimyasal engelleyici maddeler (inhibitor) kullanılmaktadır. Bu kimyasal maddelerin, formasyon suyu, sıcaklık ve basınç göre seçimlerinin yapılması ve uygulanabilirliklerinin araştırılması gerekmektedir.

N.V. Turkse Perenco şirketi tarafından Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Diyarbakır civarındaki petrol kuyularından petrol üretimi yapılmaktadır. Bu kuyularda yeni bir uygulama olarak eskiden kullanılan hidrolik pompalama tekniği değiştirilerek yerine ESP (Elektrik Dalgaç Pompa) tekniği kullanılmaya başlanmıştır. Bu pompaların kullanılmasıyla petrol üretiminde artış gözlenmiştir. Fakat bu pompaların kullanılmasıyla, üretilen formasyon suyunun kimyasal yapısı dolayısıyla, diğer faktörlerinde etkisiyle (pH, sıcaklık, basınç gibi) çökelti oluşumu gözlenmiş ve pompalar tıkanarak, petrol üretimi durmuştur. Petrol endüstrisinde pompaların uzun veya kısa süreli durması ve diğer problemlerle üretme ara verilmesi istenmeyen ve büyük para kaybına yol açan bir problemdir. Oluşan çökelti nedeniyle kuyularda üretmeye başlandıktan sonra, borularda ve ekipmanlarda tıkanma ve sıkışmalar meydana gelmektedir. Bu nedenle petrol üretimi düşmekte ve istenmeyen ekipman arızaları ve korozyon oluşturmaktadır. Çökelti oluşumu kuyulardan alınan su ve petrol numuneleriyle çalışılmış ve seçilecek kimyasal engelleyiciler için rutin deneyler yapılmıştır.

## BÖLÜM 1

### GİRİŞ

Petrol üretim operasyonlarında çökelti oluşumu (kabuklaşma) çok karşılaşılan problemlerden biridir. Üretim yapılmakta olan petrol kuyularında formasyon suyunun özelliklerine bağlı olarak, rezervuar içerisinde, kuyu dibinde üretim pompalarında, kuyu içerisindeki üretim borularında çökelti oluşması meydana gelmektedir. Genelde petrol üretim kuyularında oluşan çökeltiler  $\text{CaCO}_3$  (kalsiyum karbonat),  $\text{CaSO}_4$  (Gypsum) ve  $\text{BaSO}_4$  (baryum sülfat) dır. Oluşan bu çökeltiler nedeniyle, kuyularda üretime başlandıktan sonra, borularda ve tüm ekipmanlarda tıkanma ve sıkışmalar meydana geldiğinden petrol üretimi düşmekte ve istenmeyen ekipman arızaları meydana gelmektedir. Petrol endüstrisinde çökelti oluşumunun kuyularda engellenebilmesi için çeşitli kimyasal engelleyici maddeler (inhibitor) kullanılmaktadır. Bu kimyasal maddelerin, formasyon suyu, sıcaklık ve basınca göre seçimlerinin yapılması ve uygulanabilirliklerinin araştırılması gerekmektedir.

N.V. Turkse Perenco şirketi tarafından Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Diyarbakır civarındaki petrol kuyularından petrol üretimi yapılmaktadır. Bu kuyularda yeni bir uygulama olarak eskiden kullanılan hidrolik pompalama tekniği değiştirilerek yerine ESP (Elektrik Dalgaç Pompa) tekniği kullanılmaya başlanmıştır. Bu pompaların kullanılmasıyla petrol üretiminde artış gözlenmiştir. Fakat bu pompaların kullanılmasıyla, üretilen formasyon suyunun kimyasal yapısı dolayısıyla, diğer faktörlerinde etkisiyle (pH, sıcaklık, basınç gibi) çökelti oluşumu gözlenmiş ve pompalar tıkanarak, petrol üretimi durmuştur. Petrol endüstrisinde pompaların uzun veya kısa süreli durması ve diğer problemlerle üretme ara verilmesi istenmeyen ve büyük para kaybına yol açan bir problemdir. Oluşan çökelti nedeniyle kuyularda üretme başlandıktan sonra, borularda ve ekipmanlarda tıkanma ve sıkışmalar meydana gelmektedir. Bu nedenle petrol üretimi düşmekte ve istenmeyen ekipman arızaları ve korozyon oluşmaktadır. Çökelti oluşumu kuyulardan alınan su ve petrol numuneleriyle çalışılmış ve seçilecek kimyasal engelleyiciler için rutin deneyler yapılmıştır.

Güneydoğu Anadolu Bölgesinde TPAO ve PERENCO tarafından bir çok petrol kuyusundan petrol üretimi yapılmaktadır. Bu kuyularda da aynı problemin incelenmesi sahaların üretilmesi sırasında çökelti problemi şeklinde meydana gelen problemin çalışılması açısından önemlidir.

## BÖLÜM 2

### LİTERATÜR TARAMASI

$\text{CaSO}_4$  çökeltisi yüksek formasyon sıcaklıklarında meydana gelmektedir ve tuzlu su iyon derişimi ve basıncın gypsum çökelmesine etki ettiği belirlenmiştir. Kuyu dibinde ekipmanlarda basınç farkı dolayısıyla anhidrit ve gypsum çökelmesinin olduğu ve sıcaklığın etkisinden daha etkili olduğu belirlenmiştir (Bezemer and Bauer, 1969; Vetter and Phillips, 1970).

$\text{BaSO}_4$  çökelti oluşumu genellikle sıcaklık tarafından etkilenmektedir.  $\text{BaSO}_4$  'ün çözünürlüğü sıcaklığın artmasıyla, tuzlu suyun iyonik gerilmesinin artmasıyla ve basınçla artmaktadır (Wat ve diğerleri, 1992).

$\text{CaCO}_3$  çökelmesi, sıcaklığın, pH'ın artmasıyla, tuzluluğun azalmasıyla ve  $\text{CO}_2$  kısmi basıncının azalmasıyla artmaktadır.  $\text{CaCO}_3$  çökeltilerinin miktarının ölçülmesinde kondüktivite ölçümleri kullanılmaktadır. Formasyon suyunun rezistivitesinin değişiminin rezistivimetre ile ölçülmesi ve toplam iyon derişimiyle değişiminden  $\text{CaCO}_3$  çökelmesinin oluşumu tayin edilmektedir.  $\text{CaCO}_3$  çökeltisinin oluşmasına etki eden önemli faktörlerden biride  $\text{CO}_2$ 'nin kısmi basıncıdır.  $\text{CO}_2$ 'nin kısmi basıncının artmasıyla, çözünen  $\text{CaCO}_3$  miktarında artmaktadır. Düşük pH değerinde  $\text{CaCO}_3$  çözünmeye, artan pH değeriyle  $\text{CaCO}_3$  çökelmesi meydana gelmektedir. Sıcaklığın artmasıyla  $\text{CaCO}_3$  çözünürlüğü azalmaktadır.  $\text{NaCl}$  konsantrasyonunun artmasıyla  $\text{CaCO}_3$  çözünürlüğü yavaşlatılmaktadır. Üretim borularında veya kuyu dibindeki üretim ekipmanlarında turbulans akış olursa, bu da çökelmeyi hızlandırmaktadır (Englander, 1975; Oddo and Thomson, 1982; Oddo ve diğerleri, 1982; Vetter ve diğerleri, 1987).

Petrol kuyularında meydana gelen çökeltileri temizlemek ve engellemek için mekanik (genişletme ve tekrar sondaj yapma) teknikler veya kimyasal maddeler kullanılmaktadır. Mekanik tekniklerin çok uzun zaman alması ve pahalı olması nedeniyle, çökelti problemi olan kuyularda kimyasal teknikler ucuz ve kolay uygulanır olmaları nedeniyle tercih edilmektedir. Çökeltilerin olmasını engelleyen ve temizlemeye kullanılan kimyasal maddeler inorganik fosfatlar (sodiumtripolyphosphate,

sodium hexametaphosphate, organo-phosphorus bileşenler (phosphoric acid tuzları, organik phosphate ester) ve organik polimerler (low-molecular weight acrylic acid tuzlar ve polyacrlamide) dir. Bu kimyasal maddeler üretim kuyularında değişik tekniklerle kullanılmaktadır. Kullanılacak bu kimyasal maddelerin çökelti oluşumunu engellemesi için, formasyon suyu ile olan etkileşiminin incelenmesi ve ne kadar miktarda kullanılması gereğinin tespit edilmesi gereklidir (Vetter, 1972).

*Araştırma ve Üretim - İNSTITUTUM CARBONIUM INSTITUTUM - İSTANBUL  
Katı-çözünürlük kontrollü fosfatlar kuyularda bypass besleyiciler, sepet ve filtre paketleri, kuyu dibi paketler kullanılarak veya formasyonu çatlatarak kullanılmaktadır. Sıvı engelleyiciler (fosfatlar ve polimerler) kuyu içerisinde anulustan devamlı çatlatma sıvısıyla birlikte enjekte edilerek uygulanmaktadır (Yuan ve diğerleri, 1997).*

Berea kumtaşlarında 0.31 m/gün önyüzey hızında karot öteleme deneyleri yaparak baryum sülfat ( $\text{BaSO}_4$ ) çökelmesini çalışmışlardır. Baryum iyonları ihtiyacın sentetik formasyon suyunu, sülfat iyonları ihtiyacın enjeksiyon suyu ile ötelemişler ve karotlarda baryum sülfat çökeltisi olduğunu gözlemiştir (Swartwout and Ho, 1992). Kalsiyum karbonat çökeltisinin oluşum ve önlenmesi için laboratuvar deneyleri yapmışlardır. Laboratuvar deneylerinden elde ettikleri sonuçlarla, hidroklorik asit, organik asit ve çökelti çözücü sistemlerin kombinasyonunu belirlemiştir. Gözenekli ortamda kalsiyum karbonat ve baryum sülfat çökeltilerinin oluşumlarını engelleyen yeni bir geçirici kimyasal madde geliştirmiştir ve deneysel çalışmasını yapmışlardır (Yuan ve diğerleri, 1997).

Deniz suyu ile Kuzey Denizi petrol sahası formasyon suyunu karıştırarak gözenekli ortamda deneyler yapmışlar ve çökelti oluşması nedeniyle geçirgenliğin azaldığını gözlemiştir (Read and Ringen, 1982). Kuzey Denizinde üretim yapılan kum taşlarında çökelti oluşumunu orijinal rezervuar karotlarında deneyler yaparak çalışmıştır.  $\text{CaCO}_3$  çökeltisinin önlenmesi için kullanılacak kimyasal öneleyici maddenin seçimini yapmıştır. Amino karboksilik asit tuzlarının kullanılmasıyla  $\text{CaCO}_3$  çökeltisi oluşumunun en aza indirildiğini tespit etmiştir (Oddo ve diğerleri, 1993).

Parlaktuna (1988), karbondioksitin su-karbondioksit ikili sisteminin kayna noktasına olan etkisini ve inhibitör enjeksiyonunun jeotermal akışkanlarda oluşan kalsit çökelmesini önlemek amacıyla uygulanmasını incelemiştir. Kimyasal inhibitör

enjeksiyonunu, farklı derişimlerde çökelti oluşumunu önlemede gösterecekleri performansı incelemek amacıyla bir kuyu modelinde atmosferik basınç altında kaynamakta olan jeotermal akışkanlara uygulamışlardır. Kalsit çökelmesi azaltılmış fakat tümüyle engellenmemiştir ve belirli bir inhibitör derişiminden sonra artış gözlenmiştir.

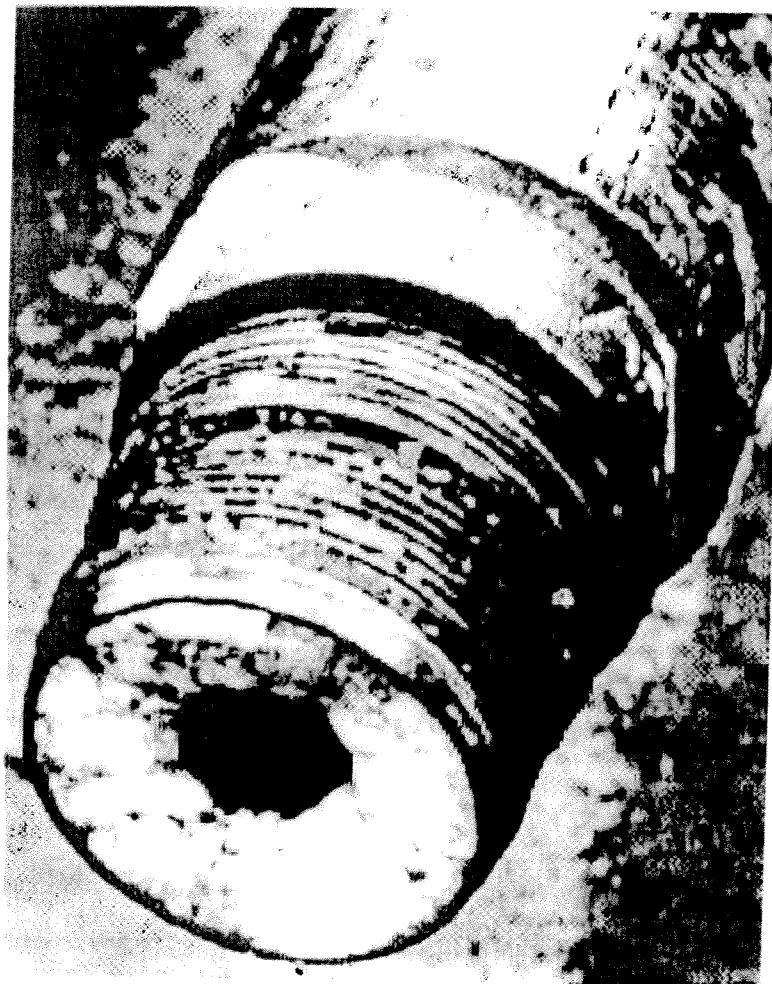
Parlaktuna ve Okandan (1989), kalsiyum karbonat çökelmesini ve çökelmeyi önleyici inhibitör kullanımını deneysel olarak yapmışlardır. Farklı derişimlerde hazırlanan inhibitörlerin kalsiyum karbonat çökelmesini engellemekteki performansları tespit edilmiştir. İnhibitör derişiminin artırılması ile kalsiyum çökeltisi oluşumu azaltılmıştır. Kalsiyum derişimi ve karbon dioksit kısmının artmasıyla kalsiyum karbonat çökelmesinde ve çözeltinin pH değerinde artış gözlenmiştir.

Arıtürk ve Parlaktuna (2001), su çözeltisinin detaylı kompozisyonunu, tüm bileşenlerin derişim ve aktivitelerini tespit etmek amacıyla bir bilgisayar programı geliştirmiştir. Kızıldere jeotermal sahasından temin edilen atık suyun silika çökelti oluşturma potansiyelini belirlemek için bu programı kullanmışlardır. Silika çökelti sonuçları incelendiğinde, atık suyun pH değerinin kaynama ve  $\text{CO}_2$  'nın buharla birlikte kaçmasıyla arttığı gözlenmiştir. pH değerinin artmasıyla amorf silikanın çözünebilirliği artmakta ve sonuç olarak atık suların silika çökelti verme tehlikesi daha düşük sıcaklıklara taşınmaktadır.

## BÖLÜM 3

### ÇÖKELTİ OLUŞUMU

Petrol sahalarında oluşan çökeltiler tuzlu çözeltilerden meydana gelen katı maddelerdir ve rezervuarda, üretim borularında veya yüzeyde mevcut borularda ve ekipmanlarda çökelerek oluşmaktadır. Boru içerisindeki çökelme Şekil 3.1'de gösterilmiştir. Çökelti genelde üretim yapan kuyularda, kuyu içerisindeki özellikle dalgıç pompalarda (ESP) oluşmaktadır. Denizlerde mevcut platformlarda üretim sırasında kullanılan emniyet vanalarında çökelti oluşumları meydana gelebilmektedir (El-Hattab, 1985; Przbylinski, 1985; Vetter ve diğerleri, 1987; Vetter ve Farone, 1987).



Şekil 3.1. Kuyu içi borularda oluşan  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi.

Petrol sahalarında meydana gelen iki çeşit çökelti oluşumu vardır: (i) karbonatlı çökeltiler ve (ii) sulfatlı çökeltiler. Bu çökeltiler iki ayrı mekanizma ile meydana gelmektedirler. Fakat oluşum mekanizmalarını etkileyen faktörler petrol üretimi yapılan kuyuların şartlarına göre değişmektedir.

### 3.1. Karbonat Çökeltiler

Kuyularda üretilen suyun içerisindeki bikarbonat ( $\text{HCO}_3^-$ ) ve kalsiyum ( $\text{Ca}^{2+}$ ) iyonlarının neden olduğu  $\text{CaCO}_3$  çökeltisi basıncın azalması ve sıcaklığın artmasıyla meydana gelmektedir. Sıvı basıncının  $\text{CO}_2$  'nin kabarcık basıncı altına düşmesiyle,  $\text{CO}_2$  serbest kalmakta ve gaz fazına dönüşterek  $\text{CaCO}_3$  çökeltisinin oluşmasına neden olmaktadır. Çözelti içerisindeki  $\text{CO}_2$  'nin kaybolmasıyla, tuzlu suyun pH'sının artmakta ve  $\text{CaCO}_3$  'ün çözünürlüğü azaldığı için,  $\text{CaCO}_3$  çökeltisi oluşmaktadır (Escobeda and Mansoori, 1995; Yuan ve diğerleri, 1997; Collins ve diğerleri, 1997).

Kuyu veya üretim borusu içerisinde petrol ve su yüzeye doğru akarken, yüksek basınç düşümü neticesinde, karbonat çökeltileri kuyu içerisinde oluşmaktadır ve boru içerisinde ve yüzeydeki donanımında bulunan borularda sıkılıkla rastlanmaktadır. Elektrikli dalgıç pompa (ESP) kullanılan kuyularda çok büyük basınç düşümleri olmamasına rağmen, sıvının sıcaklığının pompa tarafından açığa çıkan ısı neticesinde artması nedeniyle, pompalarda kalsiyum çökeltileri oluşabilmektedir. Kalsiyum çökeltileri, rezervuarın ilk üretim yıllarında sıkılıkla meydana gelebilmektedir ki, akifer suyunun veya yerinde formasyon suyunun üretilmesiyle çökelti oluşumu her zaman rezervuarda ve borularda gözle görülmektedir (He ve diğerleri, 1997; Jasinski ve diğerleri, 1997; Kirk and Sin, 1997).

Tipik olarak kalsiyum karbonat çökeltileri yumuşaktır ve asitle çözünebilmektedirler. Böylece kuyulardaki çökeltiler, uygun çözücülerle eritilerek, kuyular temizlenebilmektedir. Eğer rezervuar basıncı çok düşerse, rezerv içerisinde ve üretim borusunda,  $\text{CO}_2$  kabarcık basıncı daha düşük seviyelere gerilemeyecektir ve ciddi çökelti problemlerinin meydana gelmesine neden olmaktadır. Çökeltilerin temizlenmesi veya engellenmesi güçleşmektedir. Bununla beraber, kimyasal engelleyicilerin uygulanmasıyla, kuyu içerisinde ve rezerv kayacı içerisinde kalsiyum çökeltilerinin oluşumu engellenebilmektedir. Kalsiyum karbonat çökeltilerine genelde tüm petrol

üretim kuyularında rastlanmasına rağmen, bazen siderit ( $\text{FeCO}_3$ ), demir sülfat (Pirit,  $\text{FeS}_2$ ) ve farklı demir oksitlerin ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) meydana geldiği çökeltilerde rastlanmaktadır.

### 3.2. Sülfat Çökeltileri

Rezervuarın performansının artırılmasında, tuzlu su enjeksiyonu (deniz suyu veya formasyon suyu) rezerve enjekte edilerek, petrol üretim kuyularına doğru ötelenmekte veya rezervuar basıncı artırlabilmektedir. Basınç artmasıyla, rezervuarda petrol içerisindeki çözünür gazın açığa çıkarak girmesi engellenmektedir, böylece, gözenek içerisinde petrolün mobilitesi azalmaktadır. Bu da üretim kuyularında büyük bir basınç azalmasına (rezervuar basıncı ve kuyu dibi basıncı arasındaki) ve yüksek üretim debilerinin oluşmasına neden olmaktadır. Bununla beraber, enjekte edilen tuzlu su ile rezerv içerisinde bulunan formasyon suyu arasında uyumsuzluk var ise, genellikle, formasyon suyu içerisindeki baryum ( $\text{Ba}$ ) iyonları ile, enjekte edilen tuzlu su içerisindeki sülfat ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) iyonlarının bir araya gelmesiyle baryum sülfat (Barit- $\text{BaSO}_4$ ) çökeltisi oluşmaktadır. Sülfat çökeltilerinin rezervuar kayacı içerisinde oluşmasıyla, karbonatlı çökeltilerin temizlenmesinde, asitle çözülmeyikleri için zordur. Genelde oluşan sülfat çökeltilerine örnek  $\text{BaSO}_4$ 'nın yanında stronzyum sülfat ( $\text{SrSO}_4$ ), kalsiyum sülfat ( $\text{CaSO}_4$ ),  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , baryum karbonat ( $\text{BaCO}_3$ ) çökeltileride rezervde oluşabilmektedir (Braun and Boles, 1992; Wat ve diğerleri, 1992; Haarberg ve diğerleri, 1992).

Birbiriyle uyumlu olmayan tuzlu suların rezerv içerisinde öncelikle karşılaşmaları neticesinde, sülfat çökeltileri bazen kuyu içerisinde veya rezerv girişinde bölgesel olarak oluşabilmektedir. Bununla beraber, çökelti miktarı, çökeltiye neden olan iyonların miktarıyla değişebilmektedir. Örneğin, rezervuarın belirli bir bölgesinde baryum iyonlarının miktarı daha fazla ise oraya gelen tuzlu su içerisindeki sülfat iyonları daha fazla sülfat çökeltisi meydana gelmesine neden olabilmektedir. Bu bölgede, oluşan çökelti ise gözenekliliğin ve geçirgenliğinin değişmesine yol açmaktadır.

### **3.3. Kimyasal Engelleyici Sıkıştırma Yöntemiyle Çökelti Oluşumunun Engellenmesi**

Çökelti oluşumunun engellenmesinde kullanılan kimyasal engelleyici maddeler, kuyularda üretim yapılan rezerve sıkıştırma yöntemiyle enjekte edilmektedirler. Çökelti oluşumuna neden olan kristalleşme olayının engellenebilmesi için uygun engelleyici maddenin optimum konsantrasyonda rezerve enjekte edilmesi gerekmektedir. Miniöö kimyasal engelleyici madde konsantrasyonundan (MIC) düşük konsantrasyonlarda çökelti oluşumunu engelleyen engelleyici kimyasal madde, çökelti oluşumunu engelleyememektedir (Collins ve diğerleri, 1997; He ve diğerleri, 1997; Jasinski ve diğerleri, 1997; Kirk and Sin, 1997; Yuan ve diğerleri, 1997).

Başarılı bir uygulama için, kuyu içeresine enjekte edilen kimyasal engelleyici madde konsantrasyonunun optimum konsantrasyondan fazla olması ve uygulama süresince bu değerin altına düşmemesi gerekmektedir. Engelleyici maddenin bir kere rezerve enjekte edilmesi ve uygulama süresince rezervde mümkün olduğunca uzun kalarak, yavaş yavaş rezervden üretilen petrol ile kuyu içeresine akarak çökelti oluşumunu engellemesi iki şekilde gerçekleştirilmektedir:

1. Adsorplanma sıkıştırması
2. Çökeltme sıkıştırması

#### **3.3.1. Adsorplanma Sıkıştırması**

Rezerve enjekte edilen çözelti içerisindeki engelleyici madde (inhibitör) molekülleri kaya taneciklerinin yüzeyine yapışarak adsorplanmaktadır. Kuyu tekrar üretime alındığında, yüksek konsantrasyondaki inhibitörün bir kısmı kuyu içeresine tekrar akabilir. Bununla beraber, büyük bir kısmı rezerv kayacı üzerine adsorplanmakta ve formasyon suyu ile dereceli olarak çözünerek, kuyu içeresine düşük konsantrasyonlarda geriye akarak çökelti oluşumunu engellemektedir ve buda uygulamanın süresine bağlıdır. Uygulamada, MIC 'den yüksek olan inhibitörün konsantrasyonu uygulamanın süresine etki eden önemli bir faktördür.

### **3.3.2. Çökeltme Sıkıştırması**

Bu uygulamada, inhibitör, çözeltinin dışında çökelmekte ve kayaç üzerinde katı faz haline dönüşmektedir. pH'daki değişme ve sıcaklığındaki artış çökelmeyi tetiklemektedir. Örneğin, soğuk deniz suyunun enjekte edilmesinde, inhibitör çözeltisi kuyu içerisinde ve sıcak formasyon içerisinde aniden ıslanılmamaktadır. Üretim sırasında, inhibitör dereceli olarak çözünmekte ve üretilen suyun içerisinde geri dönüş yapmaktadır. Çözeltinin derişimi MIC'ının üzerinde olduğu sürece, düşük oranlarda çözünme, sıkıştırma süresini etkilemektedir.

Sıkıştırma uygulamasının bir amacı da, inhibitörün çökelmenin olduğu bölgelere enjekte edilebilmesidir. İhibitör, çökelmenin olduğu yerde, çözelti içerisinde bulunmalıdır. Diğer bir amacı ise, enjekte edilen inhibitör çözeltisinin, daha geniş kayaç yüzeyi ile temas etmesi sağlanmaktadır. Su fazında taşınan inhibitörün su-ıslanımlı olan kayaç yüzeyinde artmasıyla adsorplanan inhibitör miktarında artmaktadır.

İhibitör sıkıştırma uygulaması aşağıda verilen adımlar izlenerek uygulanmaktadır:

Ön Yıkama : Formasyonu soğutmak için, formasyon suyu ile enjekte edilen su arasındaki uyumsuzluktan dolayı, yeterli inhibitör konsantrasyonuna sahip su enjekte edilir. Soğuk ön yıkamanın amacı, adsorplanmayı azaltmak veya kuyu cidarına en yakın yerde çökelmeyi engellemek ve fazla miktarda inhibitörün kuyudan daha derinlere hareket etmesini sağlamaktır. Kuyu cidarındaki formasyonun daha da su-ıslanımlı olması için surfaktant (yüzey aktifleyici madde) eklenebilmektedir.

Asıl Slug : İhibitör solüsyonunun asıl slug hacmi enjekte edilir.

Son Yıkama : Kuyudan uzakta, rezervin derinlerine doğru sıcak bölgelere inhibitör çözelti slug'ının su enjekte edilerek ötelenmesidir. Yüksek sıcaklıklı zonlarda, adsorplanma ve çökelme hız kazanmakta ve yüksek hacimdeki kaya ile temas sağlanabilmektedir.

Kapatma : Akışın olmadığı, inhibitörün ısıtılması için zaman verildiği ve daha fazla kayaç ile inhibitörün temasının sağlandığı zaman aralığıdır.

Sıkıştırma uygulamasının tasarlanması aşağıdaki listede verilen parametreleri içermektedir:

1. Formasyonun önceden şartlandırılması için kimyasalın belirlenmesi,
2. İnhibitör çeşidi
3. İnhibitör hacmi
4. İnhibitör konsantrasyonu
5. Tuzlu su miktarları
6. Pompa hızları
7. Kapatma süresi.

Yukarıda verilen listeye göre inhibitör sıkıştırma uygulamasında önemli olan parametreler, inhibitörün seçimi ve konsantrasyonun tespit edilmesidir. Bu çalışma da iki ayrı inhibitör çeşidi belirlenerek çökelti oluşumu önleme kapasiteleri tespit edilmiştir.

## **BÖLÜM 4**

### **FORMASYON SUYU ANALİZLERİ**

#### **4.1. Çalışılan sahalardan numune toplanması**

N.V. Turkse Perenco ve TPAO şirketlerine ait belirlenen sahalardan formasyon suyu numuneleri şirketlerin ilgili birimleri tarafından kuyu başında şişelenerek laboratuvarlara teslim edilmiştir. TPAO sahalarının 2'sinden numune alınmıştır, bu sahalar Adiyaman ve Karakuş sahalarıdır. N.V. Turkse Perenco şirketinin 3 sahasından numune alınmıştır, Malatepe, Beykan ve Kastel sahalarıdır. Numunelerin bir kısmı kimyasal analiz için kullanılmıştır. Su analizinin haricinde saklanan numuneler projenin ileri aşamalarında yapılacak öteleme deneylerinde kullanılmıştır.

#### **4.2. Yapılan su analizleri**

Adiyaman ve Karakuş sahalarından alınan numunelerin analizleri yapılmış ve Çizelge 4.1'de, Malatepe, Beykan ve Kastel sahalarından alınan numunelerin analizleri yapılmış ve Çizelge 4.2'de sonuçlar verilmiştir.. Bu su analiz sonuçları projede ileride yapılacak deneylerde kullanılacak ve matematik modellerde istenilen su analizleri verileri olarak kullanılacaktır.

Cizelge 4.1. Adiyaman ve Karakuş sahaları formasyon suyu analizleri (TPAO).

	ADIYAMAN	KARAKUŞ
Ca <sup>++</sup> (ppm)	484	834.5
Mg <sup>++</sup> (ppm)	130.75	132.8
Na <sup>+</sup> (ppm)	4787	6968
K <sup>+</sup> (ppm)	67.5	237.5
Fe <sup>++</sup> (ppm)	0.325	3.365
Ba <sup>++</sup> (ppm)	1.335	0.49
Sr <sup>++</sup> (ppm)	49.65	38.29
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> (ppm)	0.0084	0.0395
Cl <sup>-</sup> (ppm)	8457	12455
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (ppm)	166.85	556.5
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (ppm)	266.85	405.5
S <sup>2-</sup> (ppm)	0	0

Cizelge 4.2. Malatepe, Kastel ve Beykan sahaları formasyon suyu analizleri (Perenco).

	KASTEL	MALATEPE	BEYKAN
Ca <sup>++</sup> (ppm)	1716	723	455.8
Mg <sup>++</sup> (ppm)	630	431.5	220.3
Na <sup>+</sup> (ppm)	14350	3174	1982
K <sup>+</sup> (ppm)	341.1	109	88.27
Fe <sup>++</sup> (ppm)	0.610	0.3361	0.5146
Ba <sup>++</sup> (ppm)	0.50	21.78	0.41
Sr <sup>++</sup> (ppm)	67.35	54	40.37
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> (ppm)	0.0209	0.0063	0.0075
Cl <sup>-</sup> (ppm)	248.39	7112	4069
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (ppm)	984	-	466
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (ppm)	443.22	350.86	477.69
S <sup>2-</sup> (ppm)	0	0	1.07

## BÖLÜM 5

### FORMASYON SULARININ ÇÖKELTİ YAPMA ÖZELLİKLERİNİN İNCELENMESİ

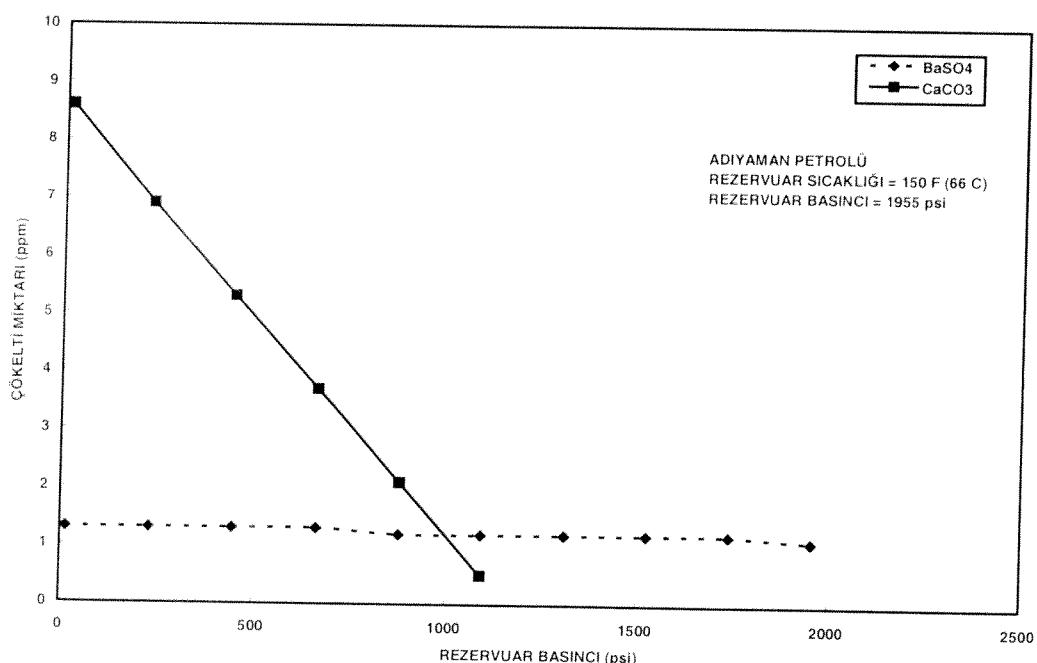
#### 5.1. SCALECHEM Programı ile Çökelti Yapma Özelliklerinin İncelenmesi

Sahalardan temin edilen formasyon sularının analizlerinin yapılmasıından sonra, sahalarda ileride uygulanması düşünülen su enjeksiyonu uygulamalarında kullanılan tuzlu suyun rezervuardaki formasyon suyu ile göstereceği uyumsuzluktan dolayı mineral çökeltilerin meydana gelmesi olasıdır. Rezervuarda kuyu eiderinde, üretim pompalarında ve üretim boruları ve yüzeyde taşıma boru hatlarında çökelti olmasının en önemli etkeni formasyon suyu ile enjekte edilen su arasındaki uyumsuzluktur ve çökeltinin oluşmasına neden olmaktadır. Üretilen formasyon suyunun komposisyonuna göre çökelti oluşması eğilimleri çok önemlidir. ScaleChem (2001) paket programı su enjeksiyonu uygulamalarında, formasyon suyunun uyumsuzluk, çökelti oluşturma endeksinin sıcaklık ve basınçla değişimleri modellenebilmektedir. ScaleChem paket programı, suların ve su karışımlarının analizlerinde kullanılmaktadır. Yüzeyde üretilen suların, enjeksiyon sularının ve formasyon sularının analizlerinde, iyonik konsantrasyonlar, pH, yoğunluk ve alkalinité değerleri tanımlanmaktadır. ScaleChem hesaplamalarında, çökelti oluşma endeksi hesaplanmaktadır. Bu hesaplanan çökelti oluşma endeksi, çökelti oluşabilme eğilimini ve doymuşluk seviyesine dayandırılmaktadır. Çökelti oluşma endeksi 1.0 ve daha büyük olursa, çökelti meydana gelmektedir. Çökelti oluşma endeksi 1.0'den düşük ise, çökelti meydana gelmemektedir. ScaleChem programıyla elde edilen çökelti oluşma endeksi değerleri, çökelti oluşma veya oluşmama ile ilgili bilgi vermektedir. Çökelti oluşma endeksleri Çizelge 5.1'de verilmiştir:

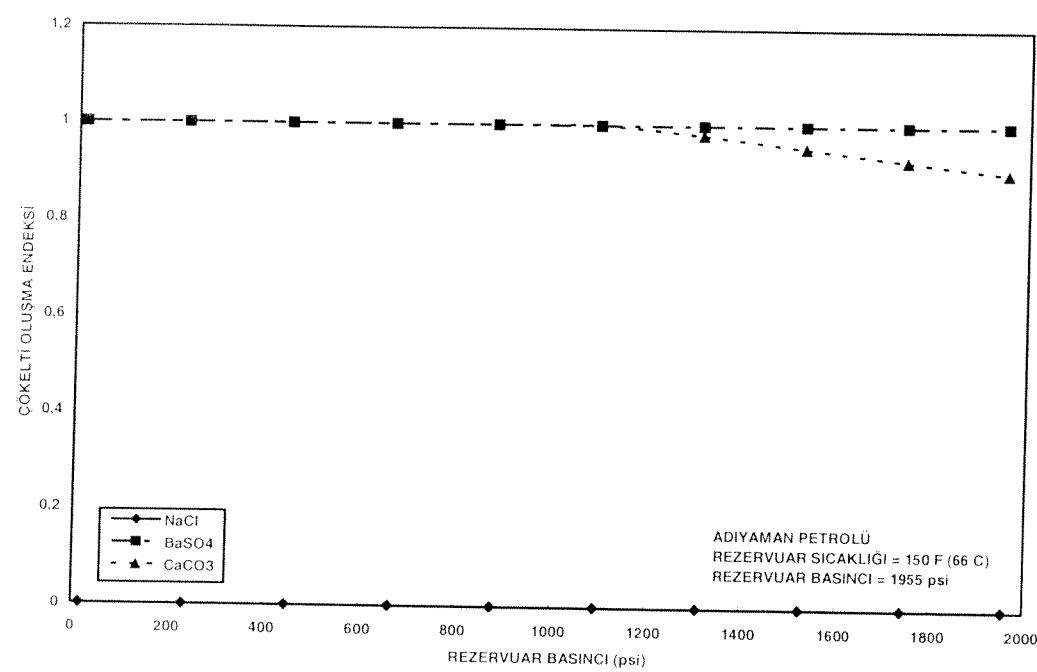
Şekil 5.1. Çökelti oluşma endeksleri.

Çökelti Oluşma Endeksi	Açıklama
< 1	Çökelme oluşmaz
= 1	Dengede
> 1 – 10	Az çökelme oluşur
= 10 – 50	Çökelme oluşur
> 50	Çok çökelme oluşur

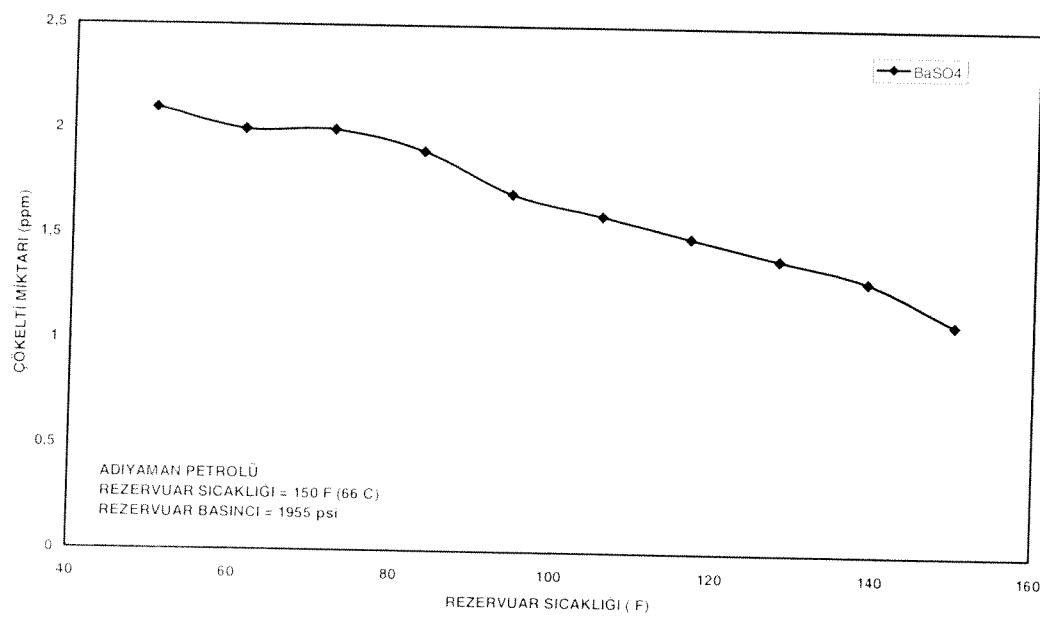
Adıyaman petrol sahasından alınan formasyon suyu numunelerinin analizleri ScaleChem paket programında kullanılarak rezervuar basıncı ve rezervuar sıcaklığında çökelti miktarları ve çökelti oluşma endeksleri incelenmiştir. Şekil 5.1 ve 5.2 'de çökelti miktarı ve çökelti oluşma endeksinin rezervuar basıncı ile değişimleri gösterilmiştir. Şekil 5.3 ve 5.4 'de sırasıyla çökelti miktarı ve çökelti oluşma endeksinin sıcaklıkla değişimleri gösterilmiştir.



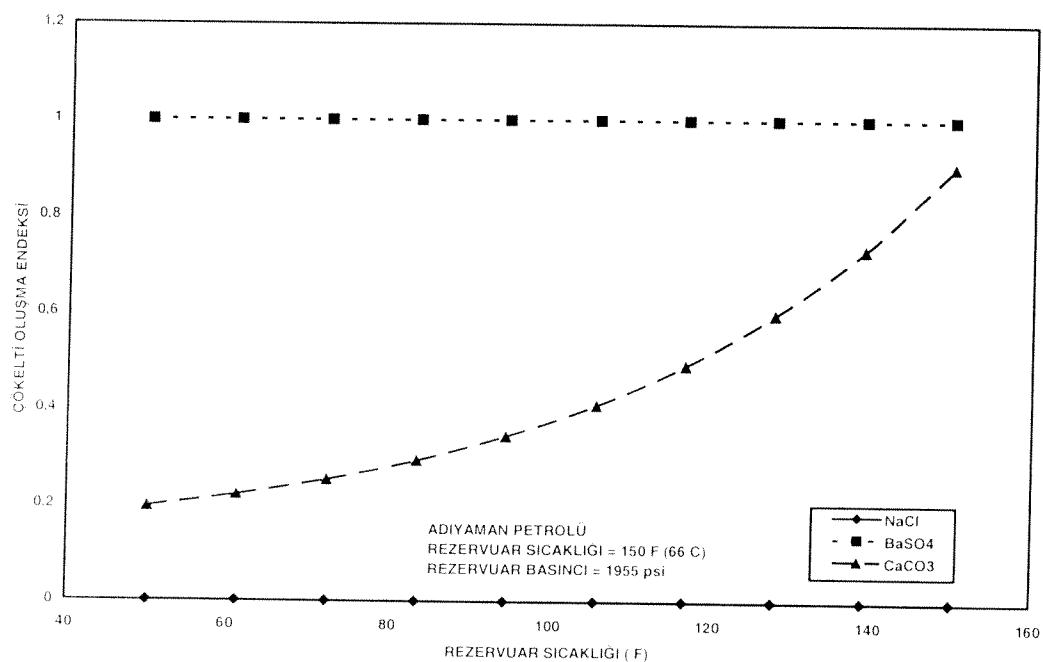
Şekil 5.1. Çökelti miktarının rezervuar basıncı ile değişimi (Adıyaman formasyon suyu).



Sekil 5.2 . Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basinci ile değişimi  
(Adiyaman formasyon suyu).



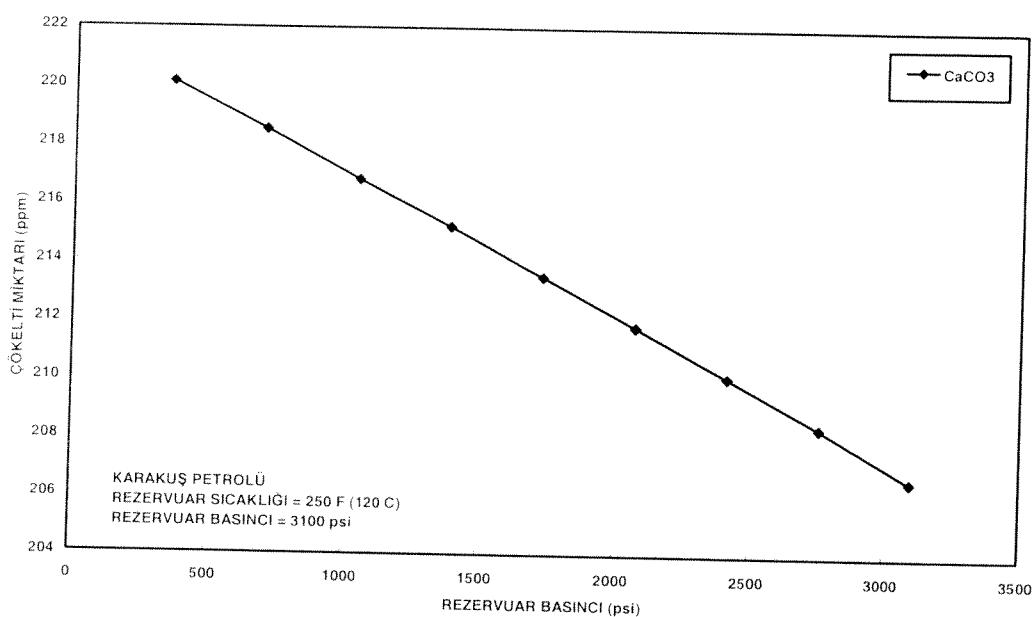
Sekil 5.3. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Adiyaman formasyon suyu).



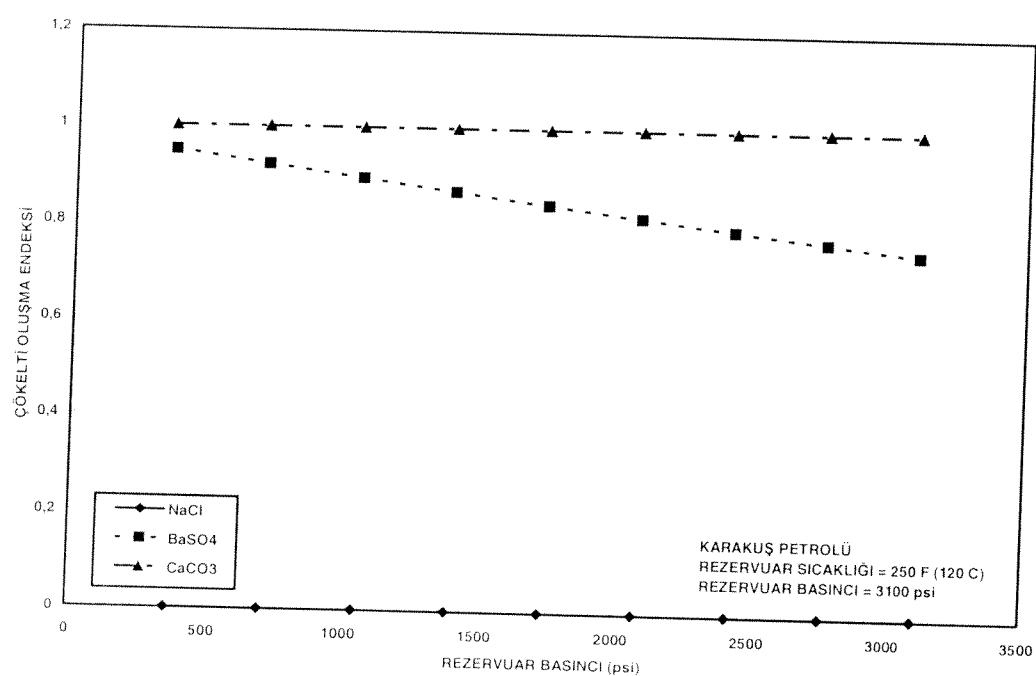
Şekil 5.4. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi  
(Adiyaman formasyon suyu).

Sabit rezervuar basıncında, rezervuar sıcaklığının artmasıyla BaSO<sub>4</sub> çökeltisi oluşması azalmaktadır. NaCl ve CaCO<sub>3</sub> ise çökeltileri oluşmamıştır. Çökelti oluşma endeksi NaCl, BaSO<sub>4</sub> ve CaCO<sub>3</sub> için 1'in altındadır ve dolayısıyla çökelti meydana gelmemektedir. Aynı sonuçlar Şekil 5.3 ve 5.4'de görülmektedir ve sabit rezervuar basıncında rezervuar sıcaklığı arttıkça çökelti oluşumu gözlenmemiştir.

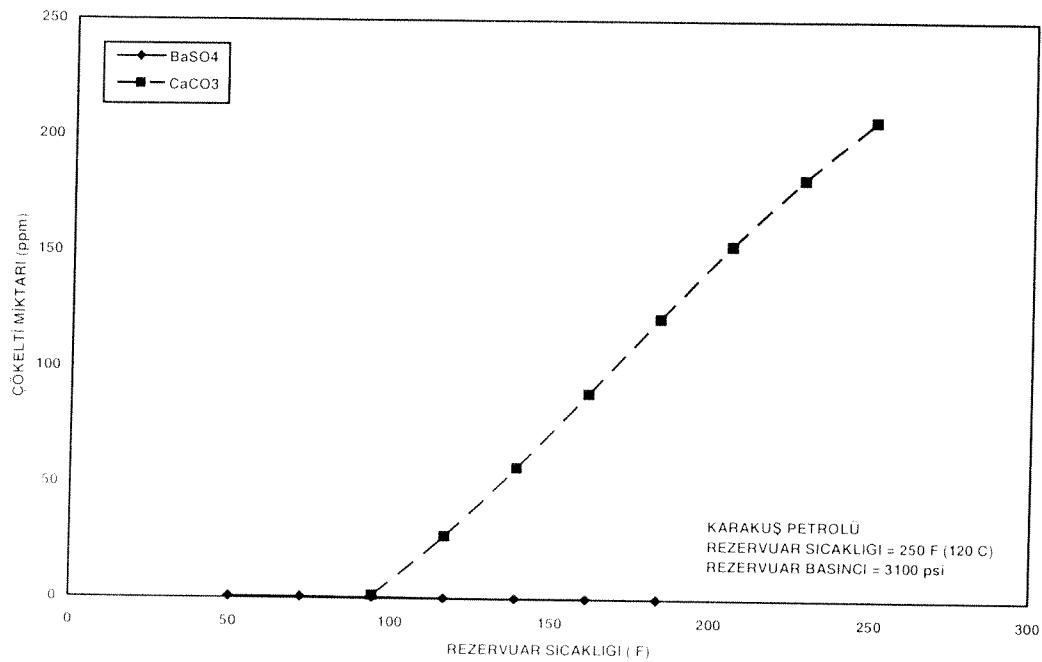
Karakuş petrol sahasından alınmış olan formasyon suyu numunelerinin analizleri ve ScaleChem programının sonuçları Şekil 5.5, 5.6, 5.7 ve 5.8'de gösterilmiştir. Çökelti miktarı CaCO<sub>3</sub> için sabit basınçta, artan sıcaklıkla artış göstermiştir. Çökelti oluşma endeksi 100 °F'a kadar artış göstermesine rağmen 1'den fazla olmadığı ve sabit kaldığı için çökelti oluşumu sabitlenmiştir.



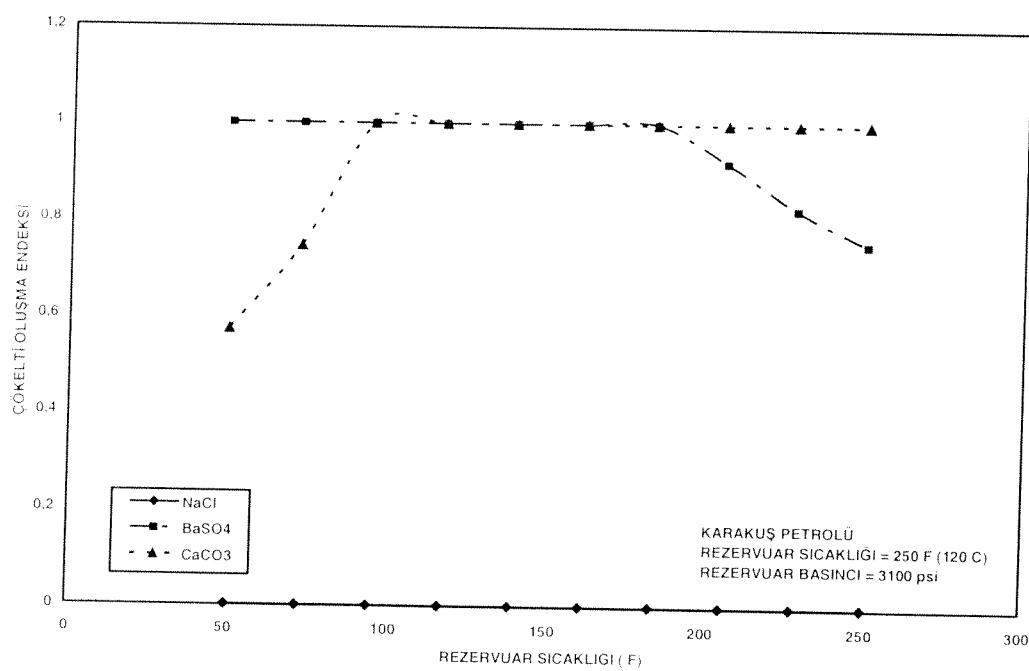
Şekil 5.5. Çökelti miktarının rezervuar basıncı ile değişimi (Karakuş formasyon suyu).



Şekil 5.6. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basıncı ile değişimi (Karakuş formasyon suyu).

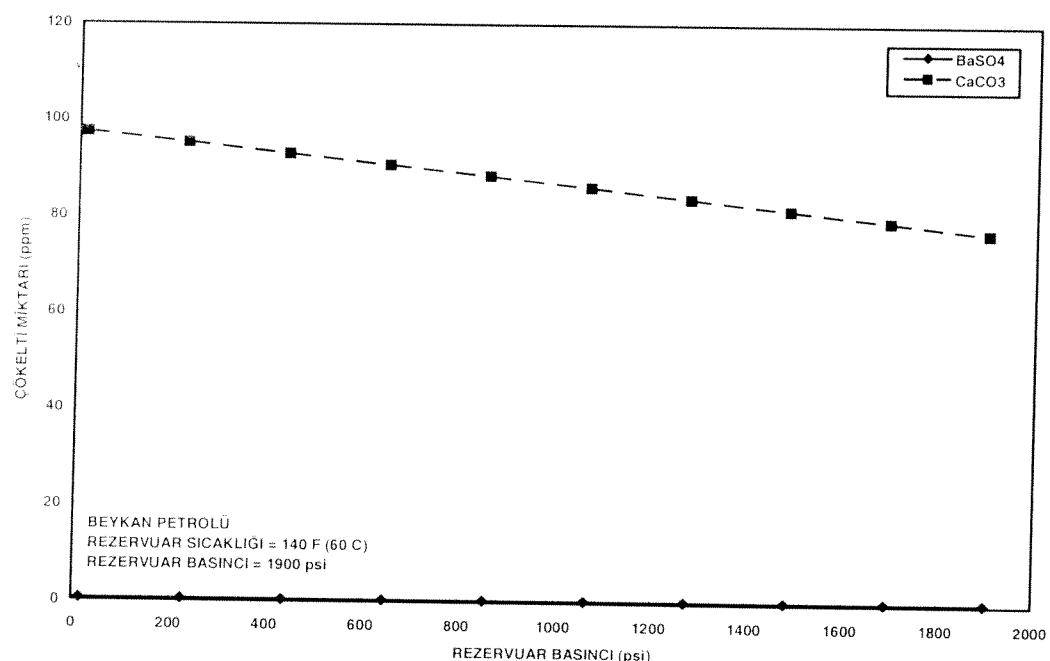


Sekil 5.7. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Karakuş formasyon suyu).

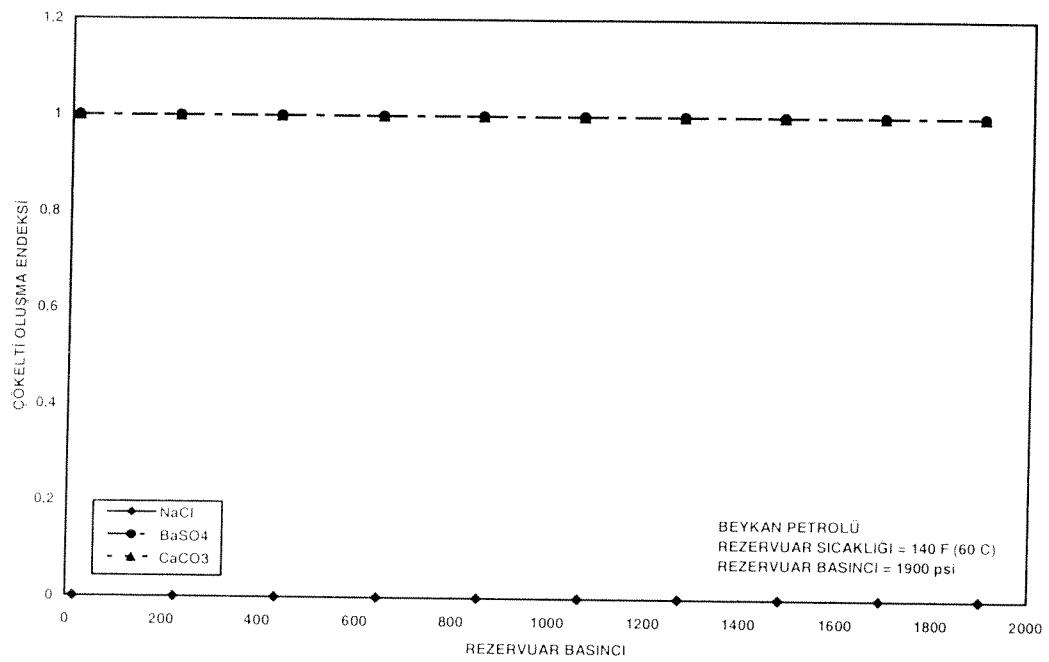


Sekil 5.8. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Karakuş formasyon suyu).

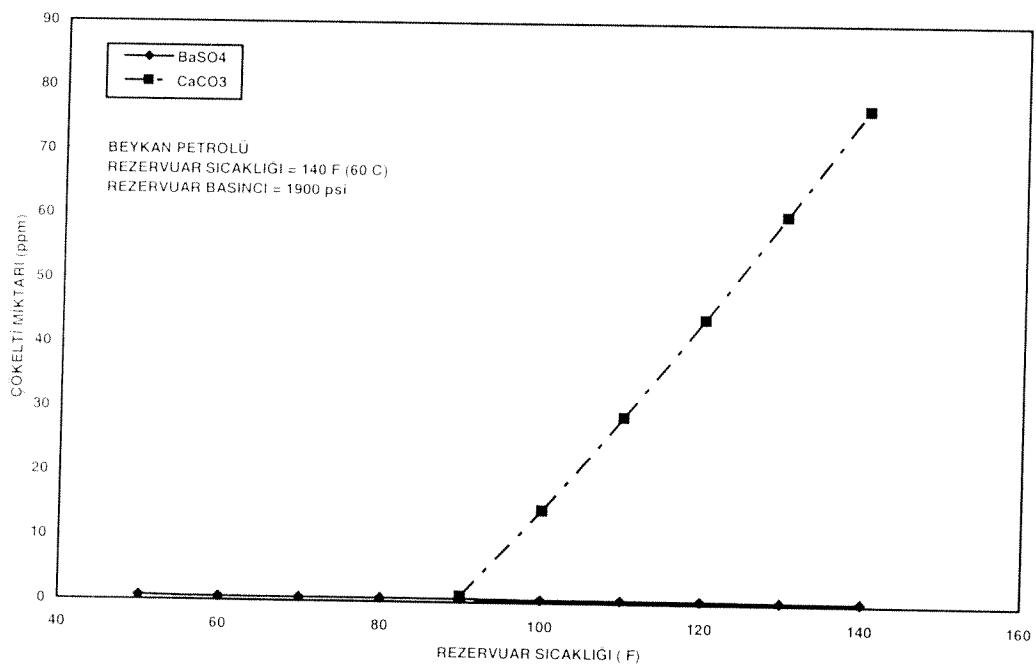
Malatepe, Kastel ve Beykan sahalarından alınan su numunelerinin ScaleChem programı kullanılarak analizleri yapılmıştır. Beykan petrol sahasından alınmış olan formasyon suyu numunelerinin analizleri ve ScaleChem programının sonuçları Şekil 5.9, 5.10, 5.11 ve 5.12 'de gösterilmiştir. Sabit rezervuar sıcaklığında, artan rezervuar basıncında  $\text{CaCO}_3$  çökelti miktarı azalmaktadır,  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi oluşmamaktadır. Çökelti oluşma endeksi  $\text{BaSO}_4$  ve  $\text{CaCO}_3$  için 1 bulunmuştur. Bu değer  $\text{CaCO}_3$  ve  $\text{BaSO}_4$  çökeltilerinin dengede olduğunu göstermektedir. Çökelti oluşma endeksi  $\text{NaCl}$  için 0 bulunmuştur. Beykan petrolü için sabit rezervuar basıncında, artan rezervuar sıcaklığı ile  $\text{CaCO}_3$  çökelti miktarı artış göstermiştir. Üretim sırasında pompalamadan dolayı sıcaklığın rezervuar sıcaklığından yüksek olmaması gereklidir.



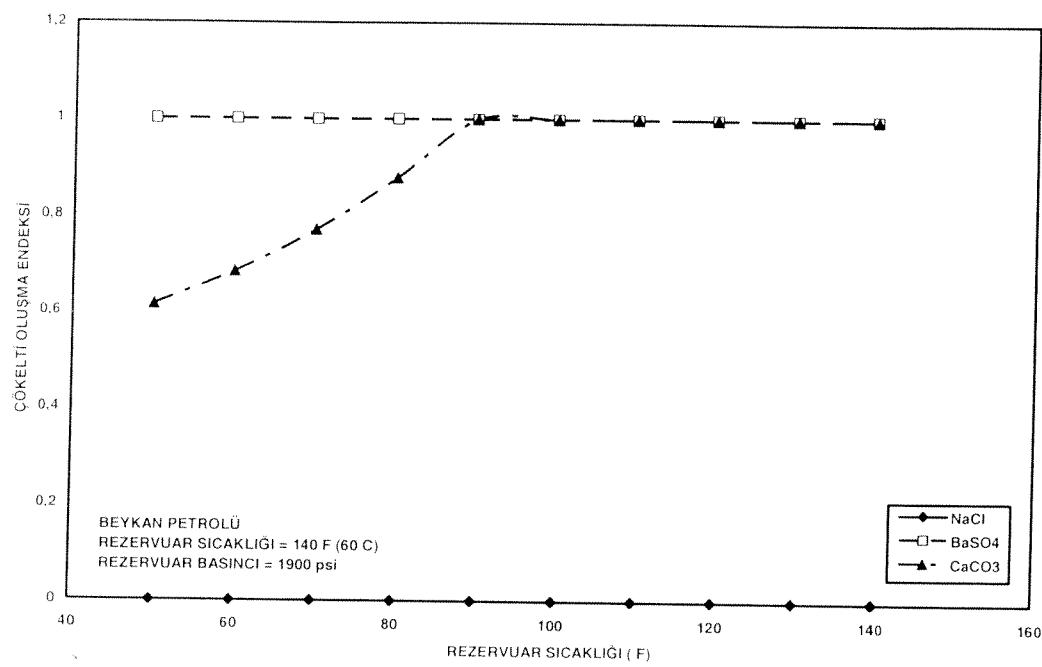
Şekil 5.9. Çökelti miktarının rezervuar basıncı ile değişimi (Beykan formasyon suyu).



Şekil 5.10. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basıncı ile değişimi (Beykan formasyon suyu).

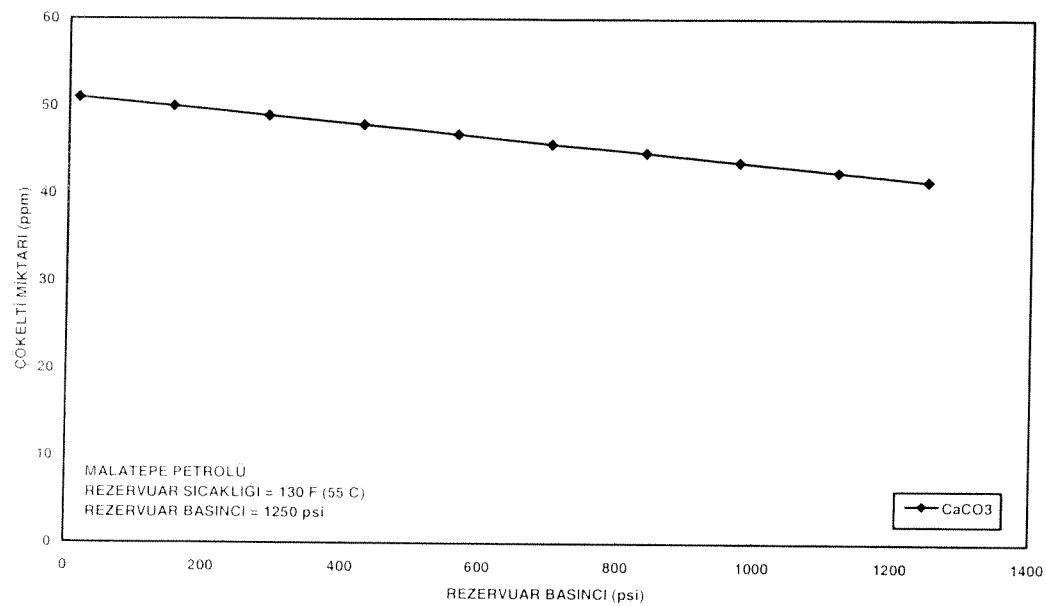


Şekil 5.11. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Beykan formasyon suyu).

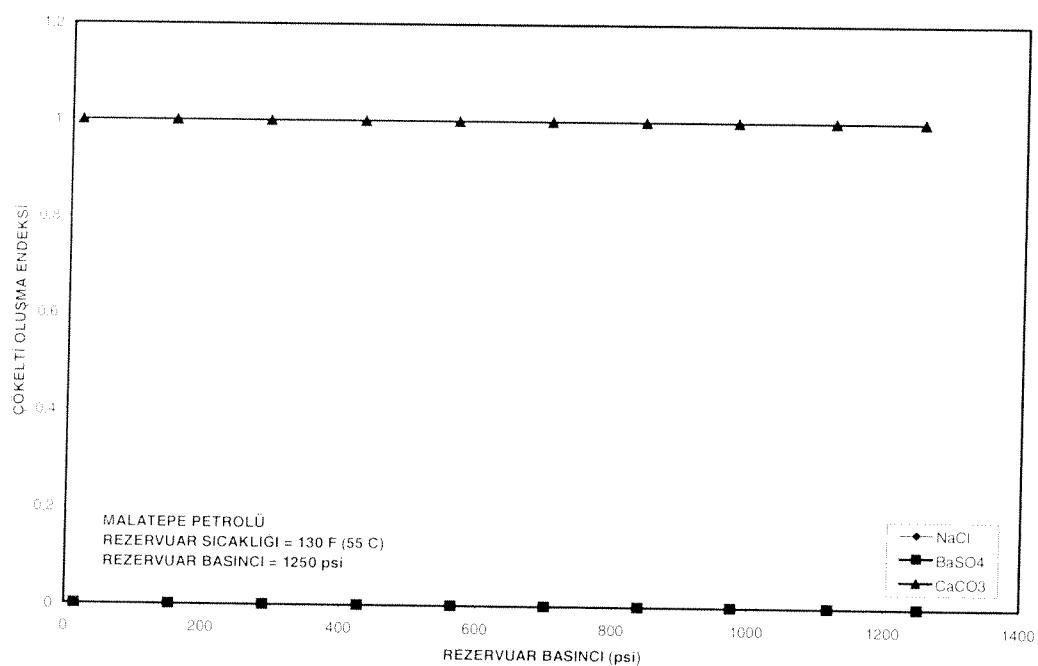


Şekil 5.12. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Beykan formasyon suyu).

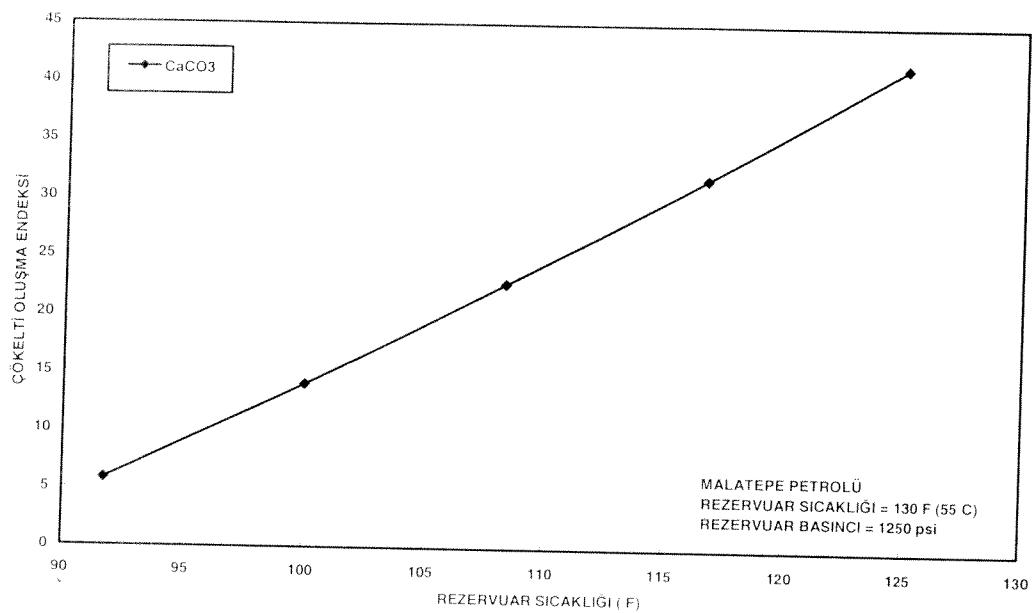
Malatepe petrol sahasından alınmış olan formasyon suyu numunelerinin analizleri ve ScaleChem programının sonuçları Şekil 5.13, 5.14, 5.15 ve 5.16 'da gösterilmiştir. Sabit rezervuar sıcaklığında, artan rezervuar basıncında  $\text{CaCO}_3$  için 1 bulunmuştur. Malatepe rezervuarında ve üretim borularında  $\text{CaCO}_3$  çökeltisi oluşabilecektir.  $\text{BaSO}_4$  ve  $\text{NaCl}$  için çökelti oluşma endeksi 0 'dır ve çökelti oluşturamazlar. Sabit rezervuar basıncında ve artan rezervuar sıcaklığı ile  $\text{CaCO}_3$  çökelti miktarı artış göstermektedir. Malatepe sahasında, sabit basınçta rezervuar sıcaklığı arttıkça çökelti oluşma endeksi 1 'in üstüne çıkmaktadır, bu da  $\text{CaCO}_3$  çökeltisinin rezervuar basıncı 1250 psi olduğu ve rezervuar sıcaklığı arttıkça oluşabileceğini göstermektedir.



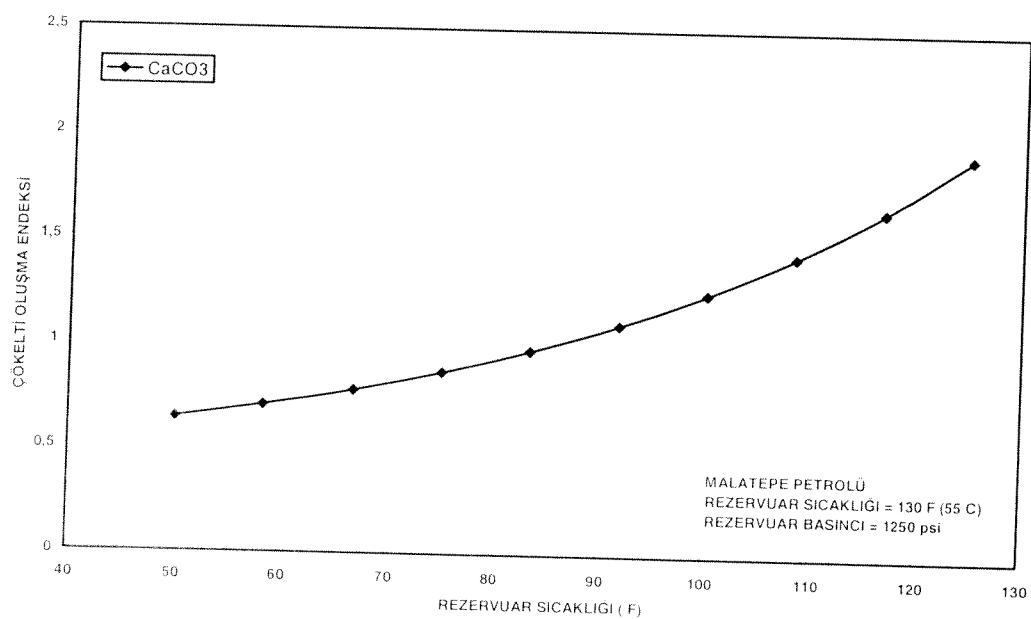
Şekil 5.13. Çökelti miktarının rezervuar basıncı ile değişimi (Malatepe formasyon suyu).



Şekil 5.14. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basıncı ile değişimi (Malatepe formasyon suyu).

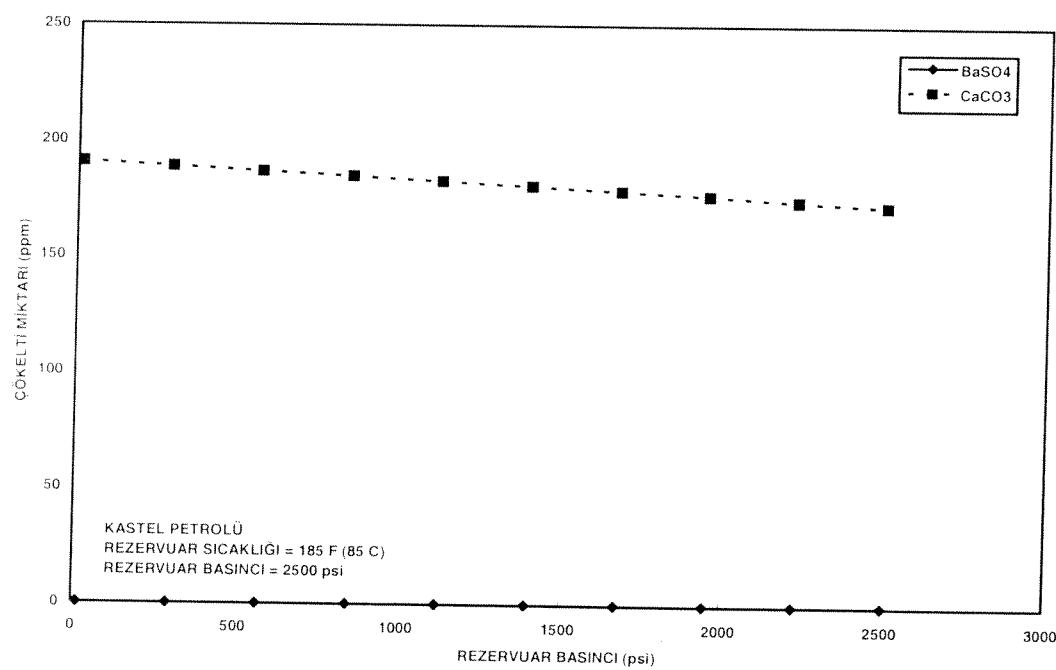


Şekil 5.15. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Malatepe formasyon suyu).

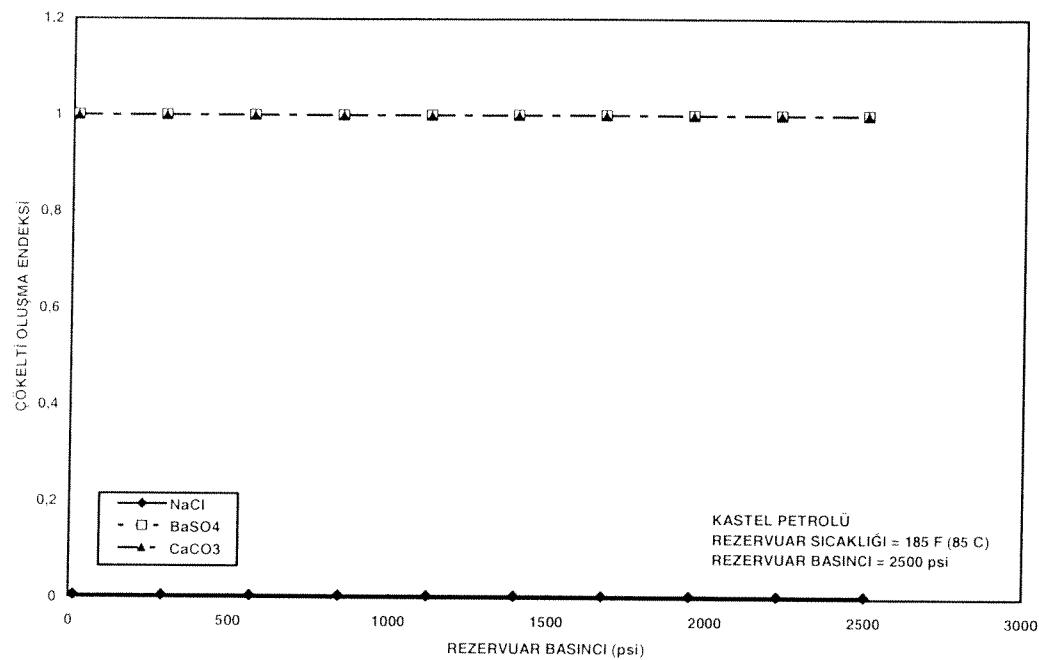


Şekil 5.16. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Malatepe formasyon suyu).

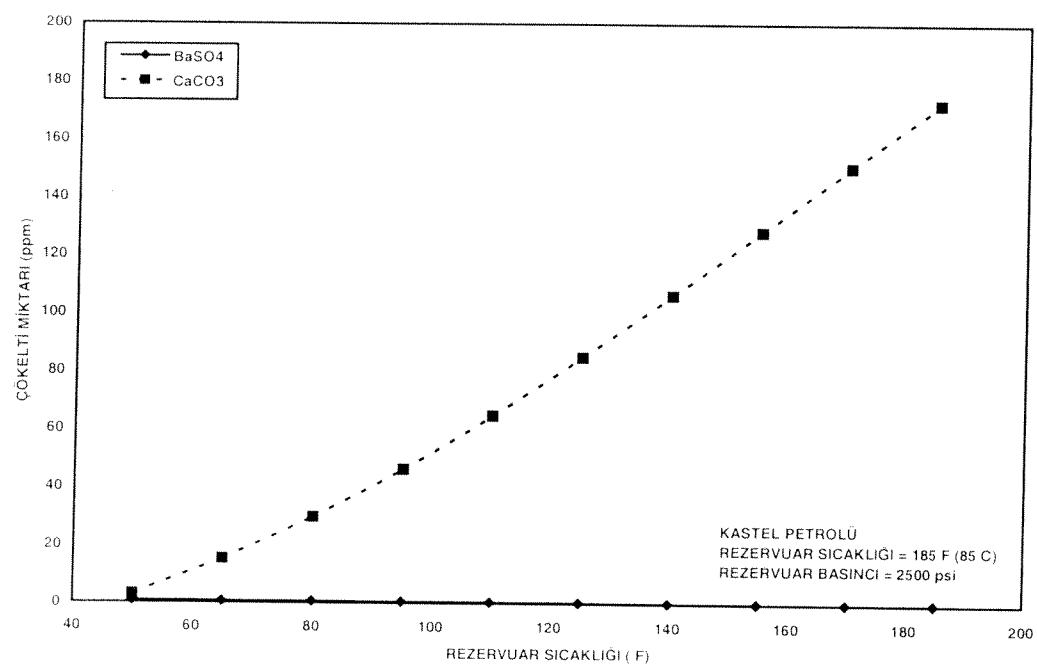
Kastel petrol sahasından alınmış olan formasyon suyu numunelerinin analizleri ve ScaleChem programının sonuçları Şekil 5.17, 5.18, 5.19 ve 5.20 'de gösterilmiştir. Sabit rezervuar sıcaklığında, artan rezervuar basıncında  $\text{CaCO}_3$  çökelti miktarında azalma olmasına rağmen, çökelti miktarı 150 ppm'in üzerindedir.  $\text{BaSO}_4$  çökelti oluşumu gözlenmemiştir.  $\text{BaSO}_4$  ve  $\text{CaCO}_3$  'ün çökelti oluşturma endeksleri 1 'dir ve çökelti oluşturabilecekleri tespit edilmiştir. Sabit rezervuar basıncında, artan rezervuar sıcaklığı ile  $\text{CaCO}_3$  çökeltisinin oluşabileceği tespit edilmiştir. Çökelti oluşma endeksi  $\text{BaSO}_4$  ve  $\text{CaCO}_3$  için 1 bulunmuştur. Bu da  $\text{BaSO}_4$  ve  $\text{CaCO}_3$  çökeltilerinin oluşabileceğini göstermektedir.



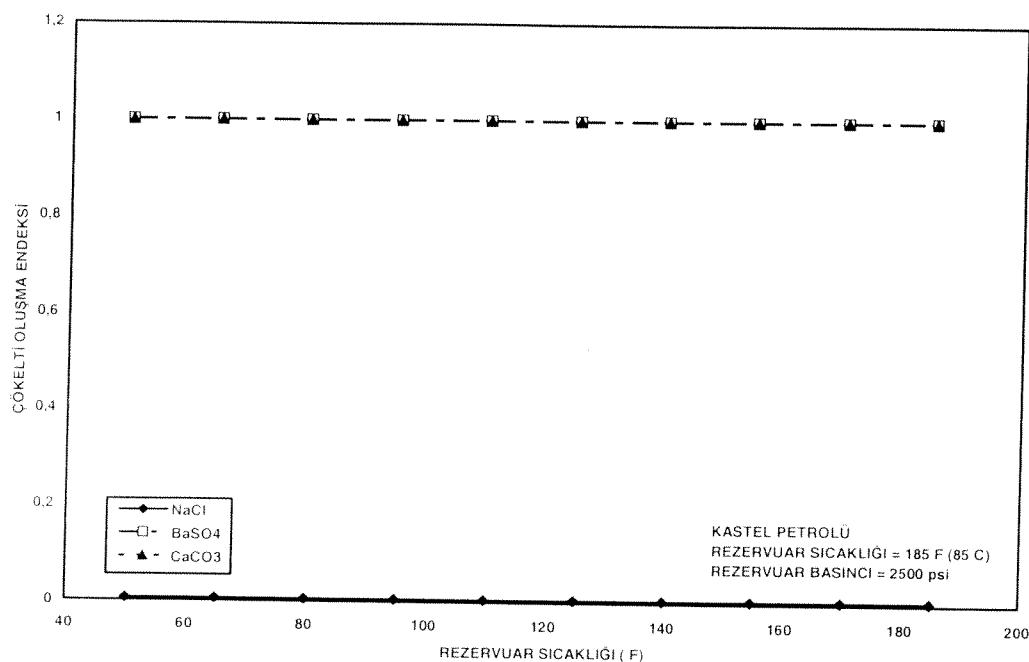
Şekil 5.17. Çökelti miktarının rezervuar basıncı ile değişimi (Kastel formasyon suyu).



Şekil 5.18. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar basıncı ile değişimi (Kastel formasyon suyu).



Şekil 5.19. Çökelti miktarının rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Kastel formasyon suyu).



Şekil 5.20. Çökelti oluşma endeksinin rezervuar sıcaklığı ile değişimi (Kastel formasyon suyu).

## 5.2. Çökelti Engelleyici Kimyasal Madde (İnhibitör) Seçimi

### 5.2.1. CaCO<sub>3</sub> Çözünürlük Testleri

Çökelti oluşması kuyu üretilebilirliği üzerinde etkisi olan önemli olaylardan birisidir. Kalsiyum çökeltisinin engellenmesinde ve tamamen yok edilmesinde hidroklorik asit sıkılıkla kullanılmaktadır. Kuyu canlandırma operasyonlarında kullanılan hidroklorik asit sadece kuyu cidarındaki kalsiyum çökeltilerinin temizlenmesinde kullanılmaktadır. Asitleme operasyonundan sonra, kuyu içerisinde ve az da olsa gözeneklerde bir kısım çökelti kalabilmektedir. Ayrıca kuyunun üretime başlaması ve formasyon suyu içerisinde bulunan kalsiyum ve karbonat iyonlarının diğer sıvılarla reaksiyona girmesi nedeniyle kalsiyum karbonat çökeltisi oluşması kuyunun üretim hayatı boyunca meydana gelmektedir. Birçok petrol sahasında oluşabilen kalsiyum karbonat çökeltisinin engellenmesinde çökelti engelleyici kimyasal maddelerin sıkıştırma uygulamasıyla kuyu içeresine ve rezervuara enjekte edilmesi gerekmektedir. Çökelti engelleyici kimyasal maddenin enjekte edilmesiyle engelleyici

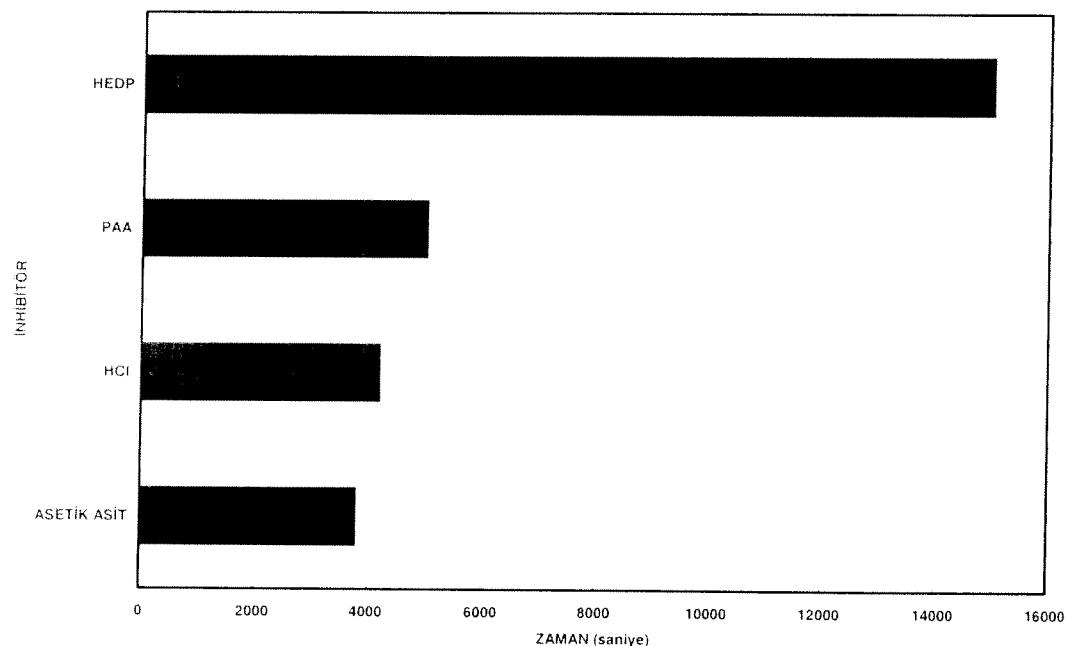
madde formasyonun içerisinde gözeneklerde yerleşerek, çökelti yapan iyonların rezerv kayacı ile olan temaslarını engellemektedir.

Petrol endüstrisinde kullanılmakta olan birçok çökelti engelleyici madde (inhibitör) mevcuttur. Saha uygulamalarında inhibitör seçilirken, formasyon suyu ile olan etkileşiminin tespit edilmesi ve oluşacak çökeltileri hangi oranda azalttığı ve optimum enjekte edilecek hacminin (slug) ne olması gerekiğinin tespit edilmesi gereklidir. Bu çalışmada, seçilen iki ayrı çökelti oluşumunun engellenmesinde kullanılabilecek inhibitörün seçilmesi için laboratuvar test deneyleri yapılmıştır. Çizelge 5.2 'de deneylerde kullanılan formasyon suyunun analiz sonuçları verilmiştir. Bu formasyon suyu, ilgili sahada daha önce  $\text{CaCO}_3$  çökeltisi oluşması nedeniyle seçilmiştir, ayrıca formasyon suyu içerisinde  $\text{Ca}$  ve  $\text{HCO}_3^-$  iyonlarının miktarları yüksektir.

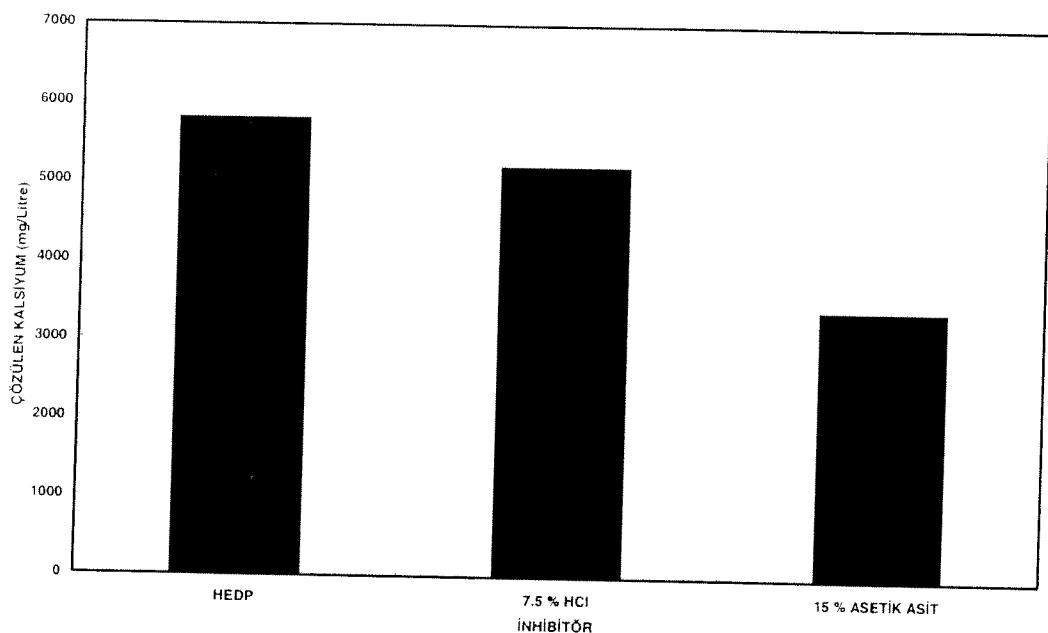
Çizelge 5.2. Karakuş sahası formasyon suyu analiz sonuçları

İYONLAR	KARAKUŞ
$\text{Ca}^{++}$ (ppm)	834.5
$\text{Mg}^{++}$ (ppm)	132.8
$\text{Na}^+$ (ppm)	6968
$\text{K}^+$ (ppm)	237.5
$\text{Fe}^{++}$ (ppm)	3.365
$\text{Ba}^{++}$ (ppm)	0.49
$\text{Sr}^{++}$ (ppm)	38.29
$\text{NH}_4^{++}$ (ppm)	0.0395
$\text{Cl}^-$ (ppm)	12455
$\text{SO}_4^{--}$ (ppm)	556.5
$\text{HCO}_3^-$ (ppm)	405.5
$\text{S}^{2-}$ (ppm)	0

Karakuş formasyon suyunun 60 °C rezerv sıcaklığında içerisinde 5 ppm'lik inhibitör karıştırılmasıyla etkileşim süresi tespit edilmiştir. Ca ve CO<sub>3</sub> iyonlarının çökelti oluşumuna olan etkilerinin, etkileşim süresince kristalleşme oluşması gözlenmiştir. Ayrıca etkileşim süresi içerisinde en uzun süre ile etkileşen inhibitör tespit edilmiştir. Deneyde HEDP (1-Hydroxyethylene(1,1 disphosphonic acid)), PAA (Polyacrylic acid), Hidroklorik asit (HCl) ve Asetik asit kullanılmıştır. Şekil 5.21 'den görüldüğü gibi HEDP inhibitörü uzun süre etkileşim göstermiştir. Çökelti oluşumunun engellenmesinde kullanılan inhibitörün rezerv kayacında ve kuyu içerisinde uzun süre etkileşim yapması ve minimum inhibitör konsantrasyonunun seçiminde dikkate alınacak konsantrasyon azalmasının fazla olmaması gerekmektedir. İnhibitör enjekte edildikten sonra rezerv kayacına adsorplanmakta ve uzun süre etkileşim ile çökeltilerin çözünmesine yardımcı olmaktadır.



Şekil 5.21. İnhibitör etkileşim süresinin değişimi.



Şekil 5.22. Çözülen kalsiyum miktarının kullanılan inhibitörlerle göre değişimi.

Kalsiyum karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) çökeltisini engellemekte kullanılacak inhibitörün seçilmesinde HEDP, HCl ve Asetik Asit kullanılarak kalsiyum çözünme kapasitesi deneyleri yapılmıştır. HEDP, 15 % Asetik asit ve 7.5 % HCl kalsiyum karbonat parçalarıyla 24 saatlik çözünme testine tabi tutulmuştur. Yüzde 15 'lik Asetik asitle yapılan deneyde yaklaşık % 50 oranında kalsiyum karbonatın çözünme kapasitesi tespit edilmiştir. Yüzde 7.5 'luk HCl 'le yapılan deneyde de aynı sonuç elde edilmiştir. HEDP, diğer kullanılan asitlere göre daha iyi sonuç vermiştir. Şekil 5.22 'de çözülen kalsiyum miktarının kullanılan inhibitörlerle göre değişimi gösterilmiştir.

### 5.2.2. $\text{BaSO}_4$ Çözünürlük Testleri

Genelde, petrol üretim sistemlerinde çökelti oluşumu iki mekanizma olarak meydana gelmektedir.  $\text{CaCO}_3$  (kalsit) çökeltisi, akan sıvının sıcaklık ve basıncının değişimi ile çözünen  $\text{CO}_2$  'in aşağı çıkması ile meydana gelmektedir. Sülfat ( $\text{BaSO}_4$ ) çökeltileri, birbiri ile uyumlu olmayan tuzlu suların karışımı neticesinde oluşmaktadır. Baryum (Ba) iyonunda zengin formasyon suyu ile, sülfat iyonunda

zengin deniz suyunun karışımı neticesinde  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi oluşmaktadır. Aynı zamanda kalsiyum ve stronsumum sülfat çökeltileride zaman zaman oluşabilmektedir.

Çökelti oluşumlarının engellenmesinde çeşitli kimyasal engelleyici maddeler (inhibitör) kullanılmaktadır. Kimyasal engelleyici formasyona enjekte edilmekte, zaman içerisinde üretilen rezerv sıvıları ile birlikte tekrar üretilmektedir. Uygulamalarda optimum inhibitör konsantrasyonunun tespit edilmesi önemlidir. Minimum inhibitör konsantrasyonunun altında çökelti oluşmakta ve kuyu içerisinde istenmeyen mekanik uygulamaların uygulanmasına neden olmaktadır.

Baryum sülfat çökeltilerinin engellenmesinde fosfonatlar ve polyakrilik asit petrol üretim sistemlerinde sıkılıkla kullanılmaktadır. Çökelti oluşumunu engelleyici inhibitörlerin performansını etkileyen önemli parametrelerden birisi de, formasyon suyunun kimyasal kompozisyonudur. Genelde, barit ve kalsit çökeltilerinin kontrol edilmesinde fosfonat engelleyiciler kullanılmaktadır.

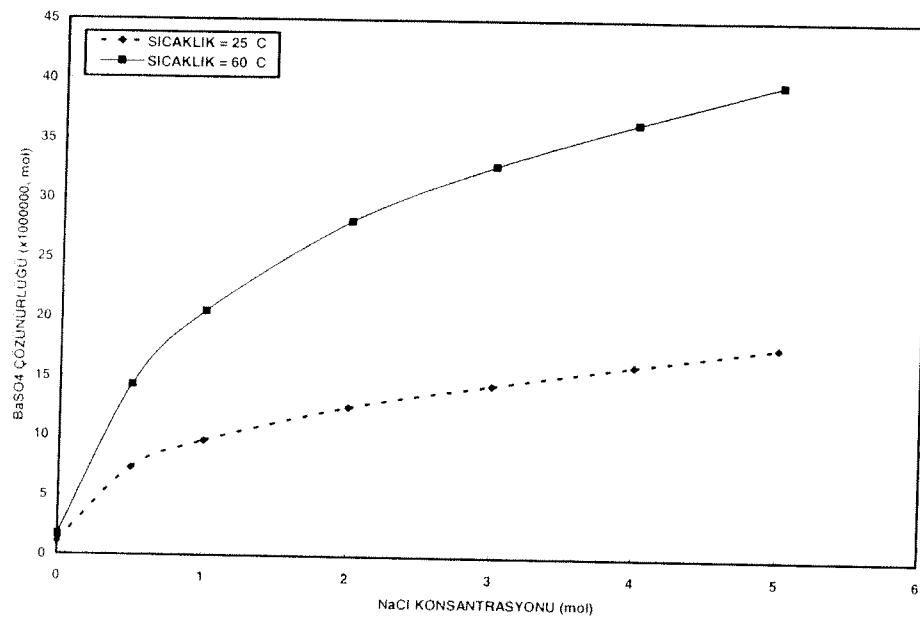
Çizelge 5.3 'de deneylerde kullanılan formasyon suyunun analiz sonuçları verilmiştir. Bu formasyon suyu, ilgili sahada daha önce  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi oluşması nedeniyle seçilmiştir, ayrıca formasyon suyu içerisinde Ba ve  $\text{SO}_4$  iyonlarının miktarları yüksektir.

Çizelge 5.3. Kastel formasyon suyu analiz sonuçları.

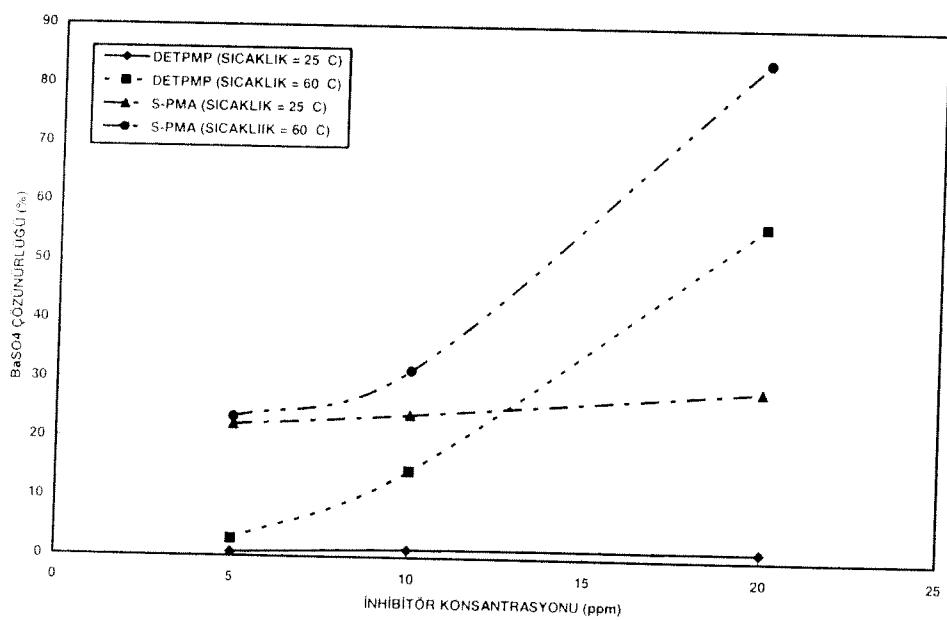
	KASTEL
Ca <sup>++</sup> (ppm)	1716
Mg <sup>++</sup> (ppm)	630
Na <sup>+</sup> (ppm)	14350
K <sup>+</sup> (ppm)	341.1
Fe <sup>++</sup> (ppm)	0.610
Ba <sup>++</sup> (ppm)	0.50
Sr <sup>++</sup> (ppm)	67.35
NH <sub>4</sub> <sup>++</sup> (ppm)	0.0209
Cl <sup>-</sup> (ppm)	24839
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> (ppm)	984
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (ppm)	443.22
S <sup>2-</sup> (ppm)	0

Deneyclerde BaSO<sub>4</sub>-NaCl-H<sub>2</sub>O karışımı hazırlanmıştır. NaCl konsantrasyonu 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 4.0 ve 5.0 mol olarak seçilmiştir. Baryum sülfat çözünürlük testleri iki ayrı sıcaklıkta (25 ve 60 °C) yapılmıştır. Şekil 5.23 'de BaSO<sub>4</sub> 'ın çözünürlüğünün NaCl konsantrasyonu ile değişimi gösterilmiştir. Sıcaklık arttıkça BaSO<sub>4</sub> çözünürlüğü NaCl konsantrasyonunun artmasıyla artış göstermiştir. Rezerv sıcaklığında NaCl konsantrasyonunun artması BaSO<sub>4</sub> çözünürlüğü artırmakta ve formasyon içerisinde ve kuyudaki borularda çökelti oluşumu meydana gelmemektedir. Baryum sülfat (BaSO<sub>4</sub>) çökeltisini engellemekte kullanılacak inhibitörün seçilmesinde DETPMP(Methylene fosfonik asit) ve S-PMA(Sulfonated polymaleik asit ko-polymer) kullanılarak baryum çözünme kapasitesi deneyleleri yapılmıştır. Şekil 5.24 'de iki farklı inhibitörün kullanılmasıyla BaSO<sub>4</sub> çözünürlüğünün inhibitör konsantrasyonu ve sıcaklığın etkisiyle değişimi gösterilmiştir. Düşük konsantrasyonda ve sıcaklıkta DETPMPnin BaSO<sub>4</sub> çözünürlüğü üzerinde etki sağlamamıştır. DETPMP 'nin konsantrasyonunun artışı 25 °C sıcaklıkta BaSO<sub>4</sub> çözünürlüğüne etki etmemiştir. 60 °C sıcaklıkta DETPMP ve S-PMA artan konsantrasyonla BaSO<sub>4</sub> çözünürlüğü üzerinde etki etmişlerdir. En iyi sonucu 60 °C sıcaklıkta S-PMA yüzde 20 'lik konsantrasyonda sağlamıştır. Baryum sülfat çökelti hızının sıcaklıkla değişimi Şekil 5.25 'de gösterilmiştir. 60 °C sıcaklıkta yüksek

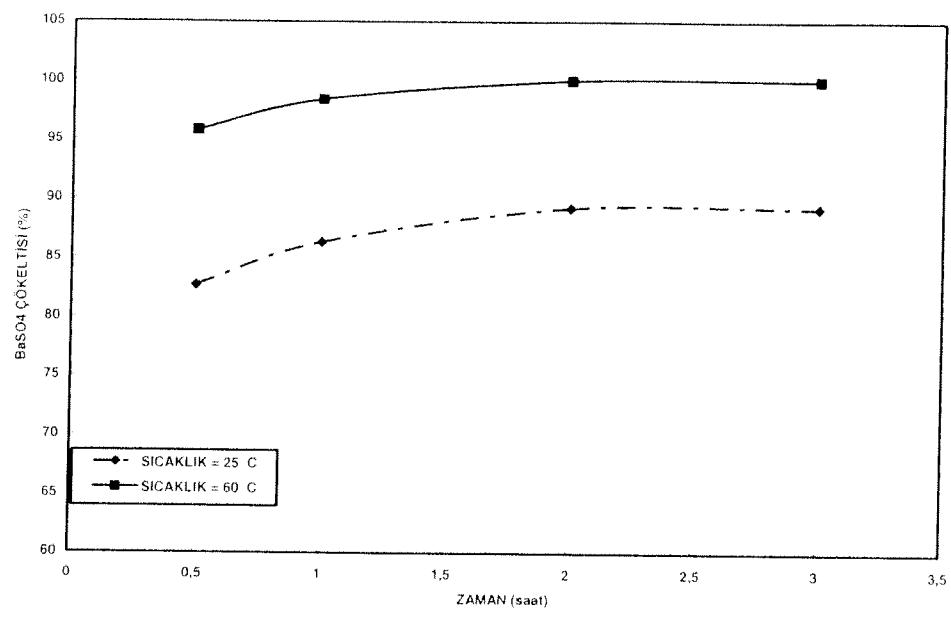
hızda  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi meydana gelmektedir. Düşük sıcaklıklarda  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi oluşma hızı yüksek sıcaklığa göre daha yavaş olmuştur.



Şekil 5.23.  $\text{BaSO}_4$  çözünürlüğünün  $\text{NaCl}$  konsantrasyonu ile değişimi.



Şekil 5.24.  $\text{BaSO}_4$  çözünürlüğünün inhibitör konsantrasyonu ve sıcaklığın etkisi ile değişimi.



Şekil 5.25.  $\text{BaSO}_4$  çökelti hızının sıcaklıkla değişimi.

## BÖLÜM 6

### DENEY EKİPMANI VE PARÇALARI

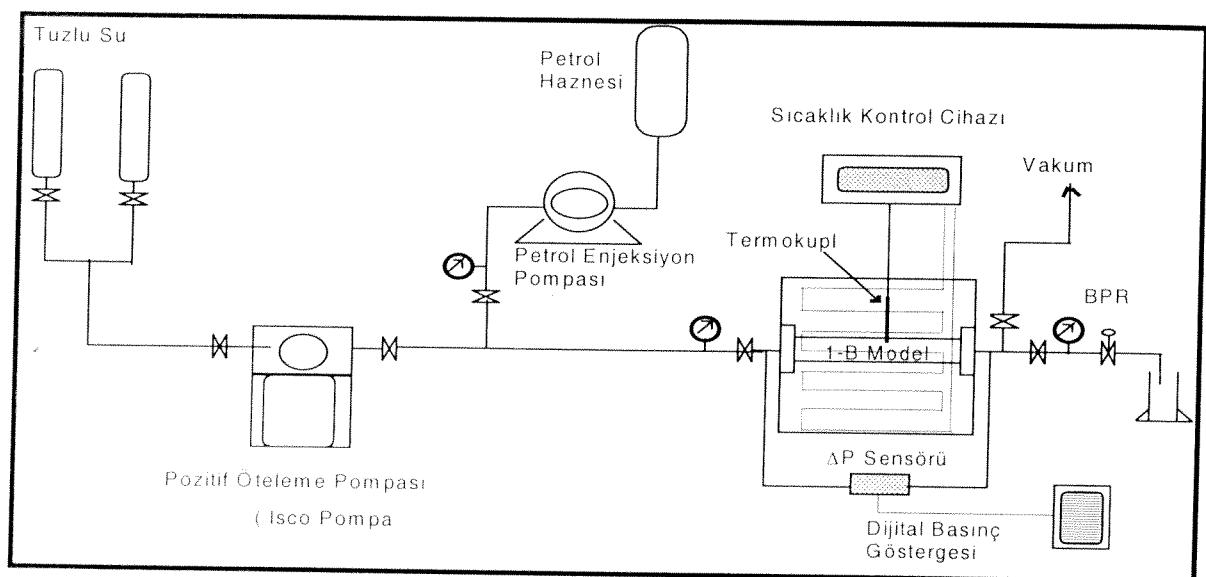
Literatür çalışmasını takiben laboratuvara mevcut cihazların ve kullanılabilecek diğer ekipmanların bakım ve onarımları yapılmıştır. Deneylerde kullanılacak olan kontrol panosunun tasımı yapıldıktan sonra gerekli malzemeler satın alınmıştır. Laboratuvara Şekil 6.1 ’de verilen deney düzeneğinin kurulması tamamlanmış ve ilk deneme deneyleri yapılmıştır. Deney düzeneği, ISCO pompa, 1-boyutlu model (karot tutucu), basınç göstergeleri, fark basınç ölçer ve okuyucu, termokupl, sıcaklık ölçer ve kontrol cihazı, hava banyosundan meydana gelmektedir. 1-boyutlu model hava banyosu içerisinde yerleştirilerek istenilen rezervuar sıcaklığında deneyler yapılmaktadır. Öteleme deneylerinde kullanılan deney düzeneği üç ana kısımdan oluşmaktadır:

1. 1- boyutlu fiziksel model (karot tutucu),
2. Sıvı enjeksiyon sistemi,
3. Veri kaydetme üniteleri.

1-Boyutlu Fiziksel Model : 1- boyutlu fiziksel model, 6.1 cm çapında, 50 cm uzunluğunda çelik borudan yapılmıştır. 1000 kPa çalışma basıncında test edildikten sonra deneylerde kullanılmıştır. 1-boyutlu fiziksel modelin her iki ucunda flanş kapaklar mevcut olup, bu kapaklar üzerinde giriş ve çıkış bağlantıları için bağlantı elemanları kullanılmıştır. 1-boyutlu fiziksel model hava banyosu içerisinde yerleştirilmekte ve sıcaklık kontrol cihazı ile hava banyosunda ortam sıcaklığı rezervuar sıcaklığına ( $60^{\circ}\text{C}$ ) yakın olarak temin edilmektedir.

Sıvı Enjeksiyon Sistemi : Sıvı enjeksiyon sistemi, sabit debili öteleme ISCO pompa, iki tane dereceli cam kap ve sıvıları enjekte edebilmek için üç ayrı bağlantı hattı ihtiyaç etmektedir. Farklı derişimlerde hazırlanmış sentetik tuzlu sular, inhibitörlü solüsyonlar model içerisinde ISCO pompa kullanılarak istenen debide enjekte edilmişlerdir.

Veri Kaydetme Sistemleri: İki ayrı basınç göstergesi modelin giriş ve çıkışında enjeksiyon ve üretim basınçlarının ölçülmesinde kullanılmıştır. Model boyunca oluşan fark basınç ise fark basınç sensörü ve dijital okuyucu kullanılarak ölçülmüştür.



Şekil 6.1. Deney düzeneğinin şematik diyagramı.

## BÖLÜM 7

### DENEYLERDE İZLENEN YÖNTEM

Öteleme deneylerinde Karakuş ve Kastel sahalarından temin edilen petroller kullanılmıştır. Petrollerin özellikleri Çizelge 7.1 'de verilmiştir. Deneylerde, -14 + 35 tanecik boyutunda olan kırılmış kireçtaşı kullanılmıştır. Bu kullanılan kireçtaşı ile % 38 gözeneklilik ve 10 darcy geçirgenlik modelde sağlanmıştır. 1- boyutlu fiziksel modelde yaratılan gözenekli ortamın özellikleri Çizelge 7.2 'de verilmiştir.

Çizelge 7.1. Karakuş ve Kastel petrollerinin özellikleri.

	KARAKUŞ	KASTEL
Petrol gravitesi, °API	28.8	31.5
Petrol yoğunluğu, gr/cc	0.883	0.868
Petrol viskozitesi, 25 °C 'de	87.4	11.7

Çizelge 7.2. 1-boyutlu fiziksel modelde yaratılan gözenekli ortamın özellikleri.

Matrix	Kireçtaşı
Gözeneklilik, %	38.0
Geçirgenlik, darcy	10
Gözenek hacmi, cc	555
Kireçtaşı yoğunluğu, gr/cc	2.65
Kireçtaşı ağırlığı, gr	2365

Kırılmış kireçtaşı, su ve petrol ile hazırlanan karışım 1-boyutlu fiziksel modelin içerisinde iyice sıkıştırılarak doldurulduktan sonra, modelin flanş kapağı kapatılıp, model hava banyosu içerisinde yerleştirilerek gerekli giriş ve çıkış bağlantıları yapılmıştır. Deneylere başlamadan önce hava banyosu rezervuar sıcaklığına kadar ısıtılmıştır. Daha sonra hazırlanan enjeksiyon sıvıları modele ISCO pompa kullanılarak istenen debide basılmıştır. Deneyler sırasında üretilen sıvılar veya petrol dereceli üretim kaplarında

toplanaarak toplam petrol ve su üretimleri ölçülmüştür. Ayrıca enjeksiyon ve üretim basınçları, model boyunca fark basınç ölçülmüş ve kaydedilmiştir.

Gözeneklilik, geçirgenlik gibi sentetik formasyon kayacı fiziksel özellikleri, tuzluluk, pH ve kimyasal kompozisyon gibi hazırlanan sentetik tuzlu suyun özellikleri ve viskozite, yoğunluk gibi petrol özellikleri ölçülmüştür.

## BÖLÜM 8

### VERİLERİN ANALİZİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ

#### 8.1. Sentetik Tuzlu Su Öteleme Deneyleri

##### 8.1.1. Konsolide Karot Deneyleri

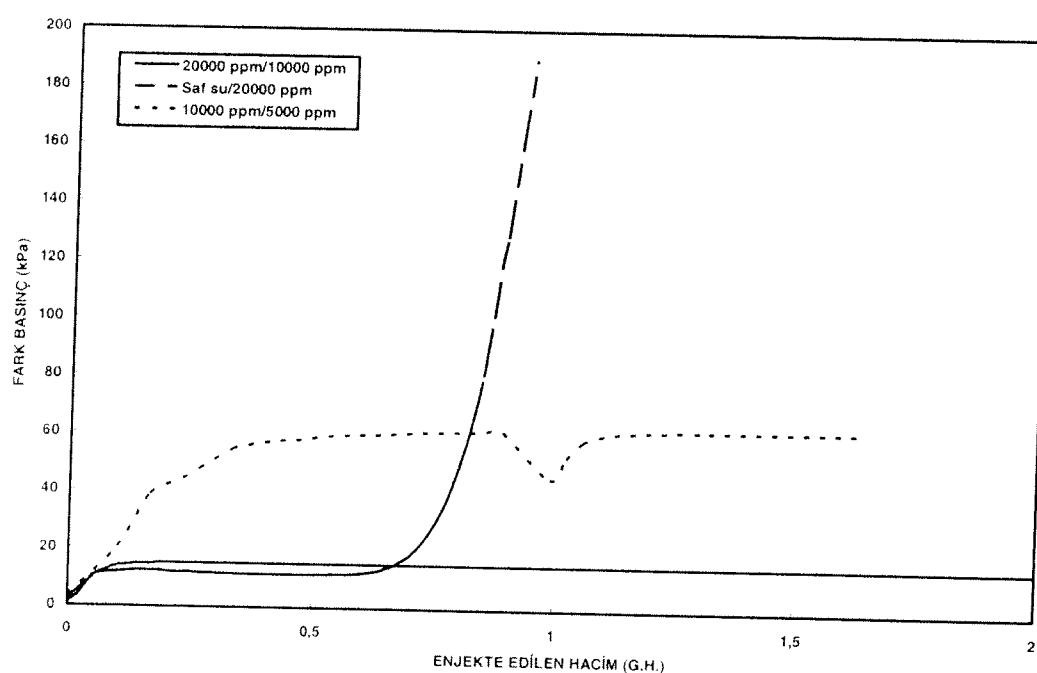
Farklı derişimlerde hazırlanan tuzlu su ile konsolide olan karotlarda 4 adet deney yapılmıştır. Yapılan deneylerin deney şartları Çizelge 8.1 'de verilmiştir. Çizelge 8.2 'de konsolide olmuş karotlarla deneylere başlamadan önce yapılan geçirgenlik deneylerinin deney şartları verilmiştir. Konsolide karot kullanılarak yapılan deneylerde farklı NaCl derişimlerinde hazırlanan enjeksiyon suyunun farklı NaCl konsantrasyonlarında yerinde suyun ötelenmesinde ölçülen  $\Delta P$  ölçümü Şekil 8.1 'de verilmiştir. Bu sekilden görüldüğü gibi, farklı NaCl derişimlerinde hazırlanan tuzlu su ile yapılan su ötelemesi deneylerinde, deney başlangıcında basınç yükselimi ve daha sonra sabitlenmiş basınç ölçümü gözlenmiştir. Özellikle 20000 ppm'lik tuzlu su ile saf suyun ötelenmesi deneyinde 0.7 G.H. (Gözenek Hacmi) kadar tuzlu su enjeksiyonundan sonra ani basınç yükselimi gözlenmiştir. Bu da karotun giriş kısımlarında formasyonda tuz çökeltilerinin oluşmaya başladığını göstermektedir. Karotun deneyden önce 20000 ppm'lik tuzlu ile doyurulması neticesinde gözeneklerde tuz çökelmesi oluşmakadır. Bu tuzlu suyun saf su ile ötelenmesi sırasında gözenekler içerisinde kaorun girişinde tuz minerallerinin kristalleşmeye başlaması basınç farkına neden olmakta ve kapiler basıncın değişimi akışın oluşmamasına etki etmektedir. Bu oluşumun meydana gelmesi tuz minerallerinin saf su ile karşılaşması neticesinde kılın şısmesi neticesinde gözeneklilik azalmakta ve gözenekler tıkanmaktadır. NaCl derişiminin yükseltilmesinin formasyon içerisinde çökelti oluşumunu artıracağı diğer deneylerle gözlenebilecektir. Projenin ileriki aşamalarında konsolide olmayan karotlarda farklı NaCl derişimlerinde yapılan dneylerde optimum NaCl derişimi elde edilmiştir. NaCl derişimi belirli bir değere kadar arttıktan sonra çökelme hızla artmış ve gözenekleri tıkanmıştır.

Çizelge 8.1. Sentetik tuzlu su öteleme deney şartları

Deney No.	Enjeksiyon (Öteleyen) Suyu Tuzluluğu (ppm)	Enjeksiyon Debisi (ml/saat)	Ötelenen Su Tuzluluğu (ppm)
KON-1	20000	15	10000
KON-2	Saf su	15	20000
KON-3	10000	15	5000

Çizelge 8.2. Geçirgenlik deney şartları

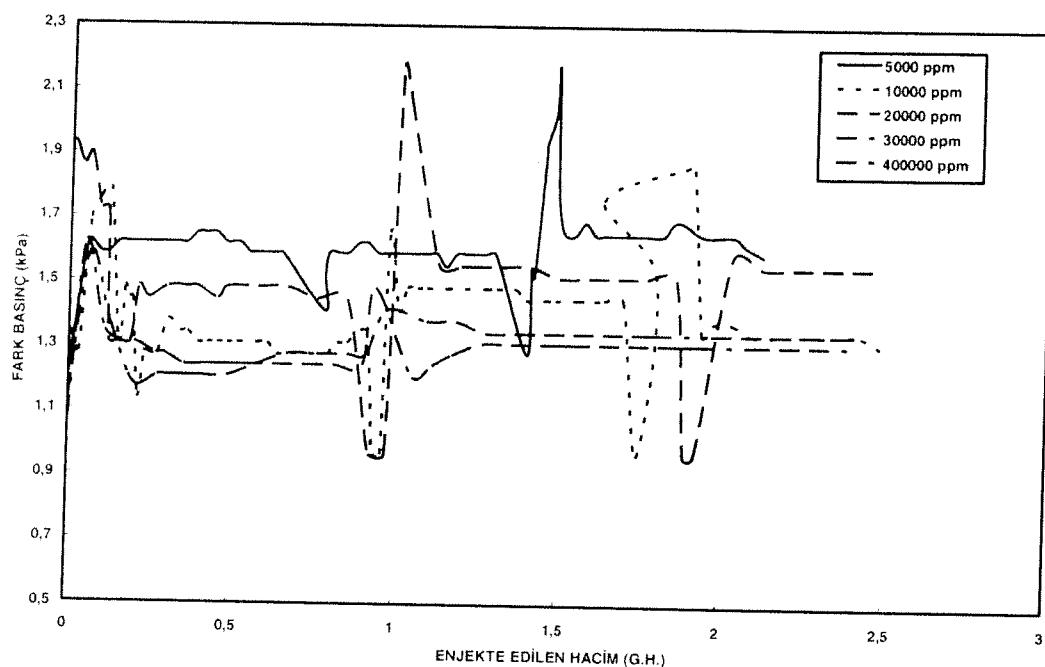
Deney No.	Karot Tipi	Tuzluluk (ppm)	Çevre Basıncı (psi)	Geçirgenlik (md)
KONP-1	Konsolide	Saf su	1500	215
KONP-2	Konsolide	5000	1500	194
KONP-3	Konsolide	10000	1500	203
KONP-4	Konsolide	20000	1500	245



Şekil 8.1.  $\Delta P$  'nin enjekte edilen hacimle değişimi (Konsolide karot).

### 8.1.2. Konsolide Olmayan Karot Deneyleri

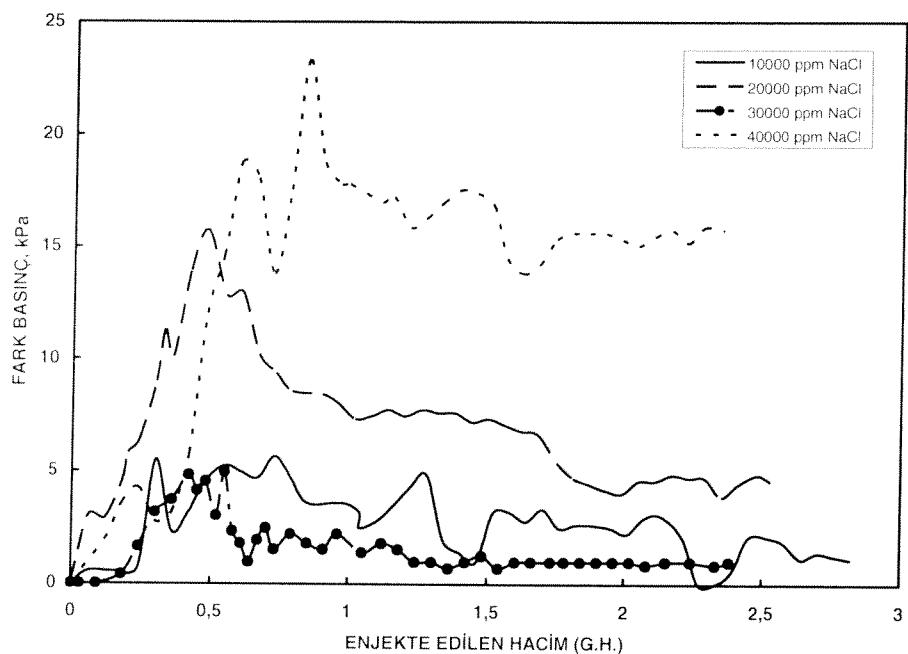
Farklı derişimlerde hazırlanan tuzlu su ile konsolide olmayan karotlarda toplam 5 adet deney yapılmıştır. Yapılan deneylerin deney şartları Çizelge 8.3 'de verilmiştir. Konsolide olmayan karotlarda (kırılmış kireçtaş) farklı NaCl derişimi ile yapılan deneylerde elde edilen  $\Delta P$  ölçümleri Şekil 8.2 'de gösterilmiştir. Bu sekilden görüldüğü gibi, farklı NaCl derişiminin neticesinde karotun girişinde deney başlangıcında basınç yükselimi ve daha sonra sabitlenmiş basınç ölçümü gözlenmiştir. Basınç yükseliminin nedeni, tuz kristallerinin gözeneklerde çökelerek, boşlukları tıkanması ve sıvı akışını engellemesidir. Basınç farkının farklı tuz derişimlerinde değişim göstermesi geçirgenliğin azalması olarak tanımlanmakta ve buda kılcal basınç veya uç etkilerin karotun giriş ve çıkışındaki ölçümleri etkileyebileceğini göstermektedir. Deneylerde karot giriş ve çıkışlarında basınç gösterge ve sensörleri kullanılarak basınç ölçümleri yapılmıştır.



Şekil 8.2.  $\Delta P$  'nin enjekte edilen hacimle değişimi (Konsolide olmayan karot).

Farklı derişimlerde hazırlanan tuzlu su (NaCl) kullanılarak 4 adet petrol öteleme deneyleri yapılmıştır. Yapılan deneylerin deney şartları Çizelge 8.4 'de verilmiştir. Konsolide olmayan olmayan karotlarda farklı NaCl konsantrasyonu ile yapılan

deneylerde elde edilen  $\Delta P$  ölçümleri Şekil 8.3 'de gösterilmiştir. Bu şeviden görüldüğü gibi, farklı NaCl derişimi neticesinde karotun girişinde deney başlangıcında basınç yükselimi ve daha sonra azalan ve sabitlenen basınç ölümü gözlenmiştir. Şekil 8.3 'de tuz derişiminin artmasıyla karot giriş ve çıkışındaki fark basınç değerleri artmış ve daha sonra sabitlenip, belirli bir enjeksiyon hacminden sonra azalma gözlenmiştir. 30000 ppm'lik tuz derişiminde basınç değişiminin yükselmediği gözlenmiştir. Bu da optimum tuz derişiminin 30000 ppm olacağını ve çökelmenin daha az olacağını tespit edilmiştir.



Şekil 8.3.  $\Delta P$ 'nin enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl Ötelemesi).

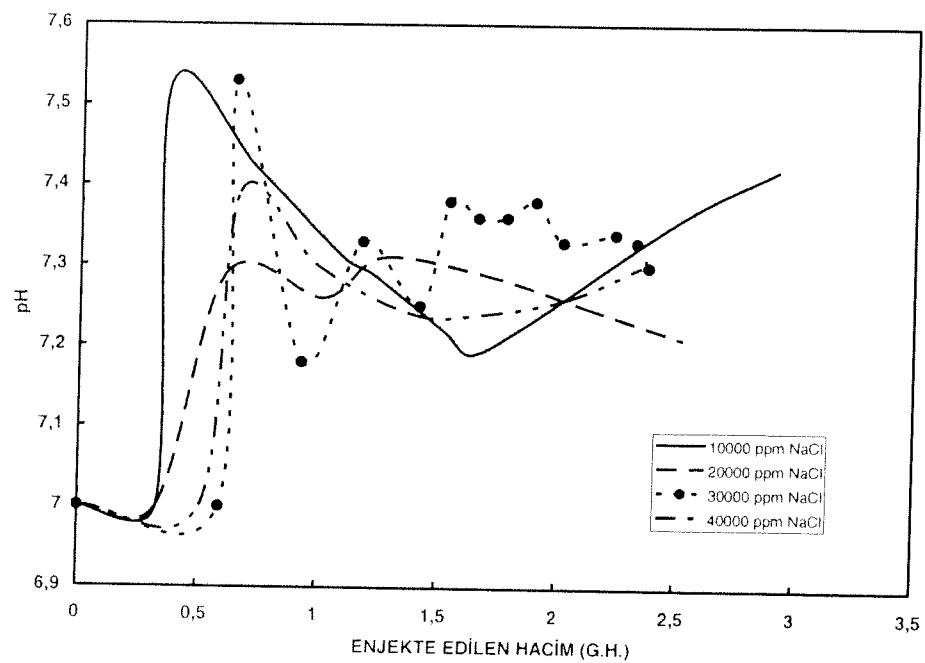
Çizelge 8.3. Sentetik tuzlu su öteleme deney şartları.

Deney No.	Enjeksiyon (Öteleyen) Su Tuzluluğu (ppm)	Enjeksiyon Debisi (ml/saat)	Ötelenen Su Tuzluluğu (ppm)
1UC	5000	200	Saf su
2UC	10000	200	Saf su
3UC	20000	200	Saf su
4UC	30000	200	Saf su
5UC	40000	200	Saf su

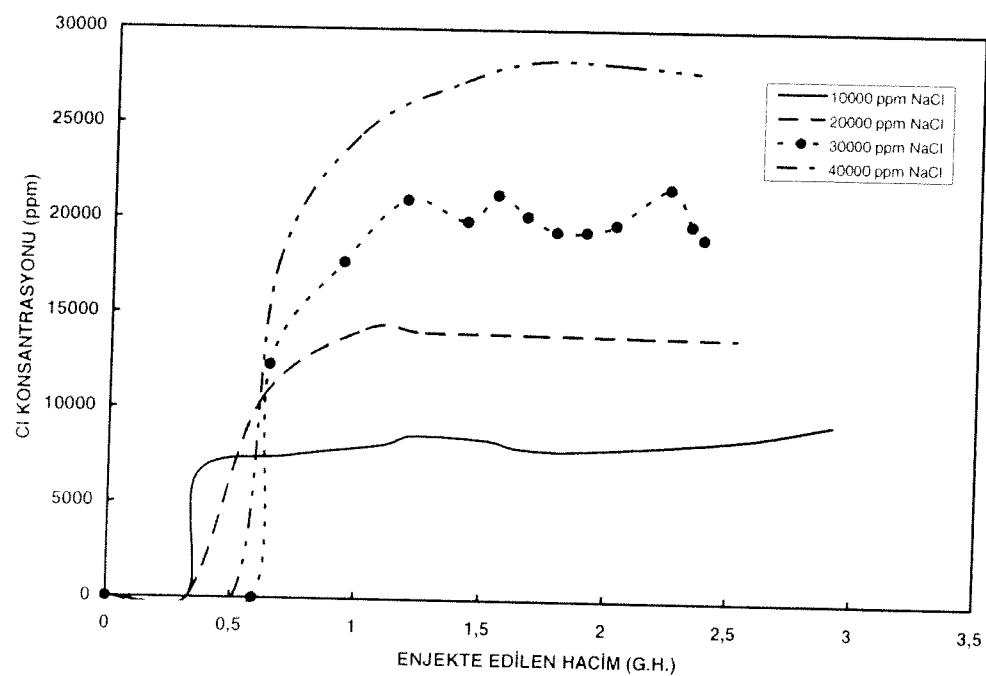
Çizelge 8.4. NaCl öteleme deney şartları

Deney No.	Enjeksiyon Suyu Tuzluluğu (ppm)	Enjeksiyon Debisi (ml/saat)	Tuzlu Su Konsantrasyonu (wt %)
BFUC1	10000	200	1 wt% NaCl
BFUC2	20000	200	2 wt% NaCl
BFUC3	30000	200	3 wt% NaCl
BFUC4	40000	200	4 wt % NaCl

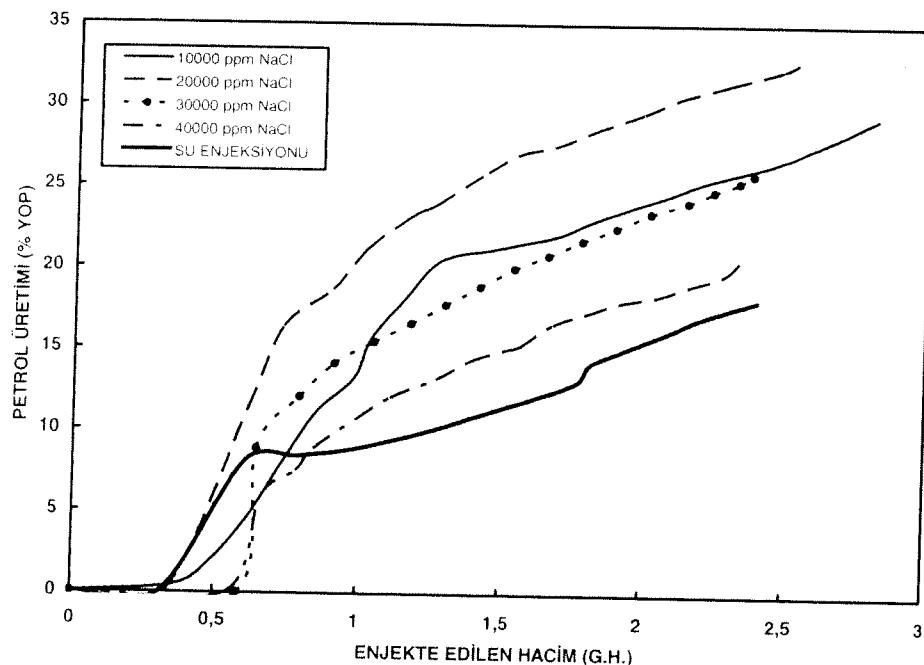
Basınç yükseleninin nedeni, tuz kristallerinin gözeneklerde çökelerek, boşlukları tıkanması ve formasyonda petrol ve suyun akışını azaltmasıdır. Şekil 8.4 ve 8.5 'de farklı tuz derişimlerinde yapılan öteleme deneylerinde üretilen suyun pH ve Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimleri gösterilmiştir. Bu şekiller incelendiğinde, deney başlangıcından itibaren modele 0.5 G.H. kadar tuzlu su enjekte edildikten sonra pH değerlerinde artma olmuştur. PH'ın artmasıyla gözeneklerde çökelmenin başladığı ve tuz derişiminin fazla etki etmediği gözlenmiştir. Cl derişimlerinde en yüksek tuzluluğa sahip olan deneyde elde edilen Cl derişimi diğerlerine göre fazla olmuştur. Şekil 8.6 'da petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. 20000 ppm'lik tuzlu su ile yapılan deneyde, diğer tuzluluk derişimlerine göre daha fazla petrol üretilmiştir. 10000, 30000 ve 40000 ppm'lik deneylerde basınç yükselişi fazla olmuştur ve geçirgenlik azalımındaki düşme daha fazladır. Geçirgenlik azalımındaki yükseliş petrol üretiminin azalmasına neden olmuştur. Gözeneklerin tıkanması sıvı akışını azaltmaktadır. 40000 ppm lik tuzlu su enjeksiyonunda en düşük petrol üretimi olmuştur. Bunun sebebi, 40000 ppm 'lik tuzlu suyun gözeneklerde çökelmesi diğer tuzluluk oranlarına göre daha fazla olmuştur ve petrol üretimi azalmıştır.



Şekil 8.4. Üretilen suyun pH'ının enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl ötelemesi).



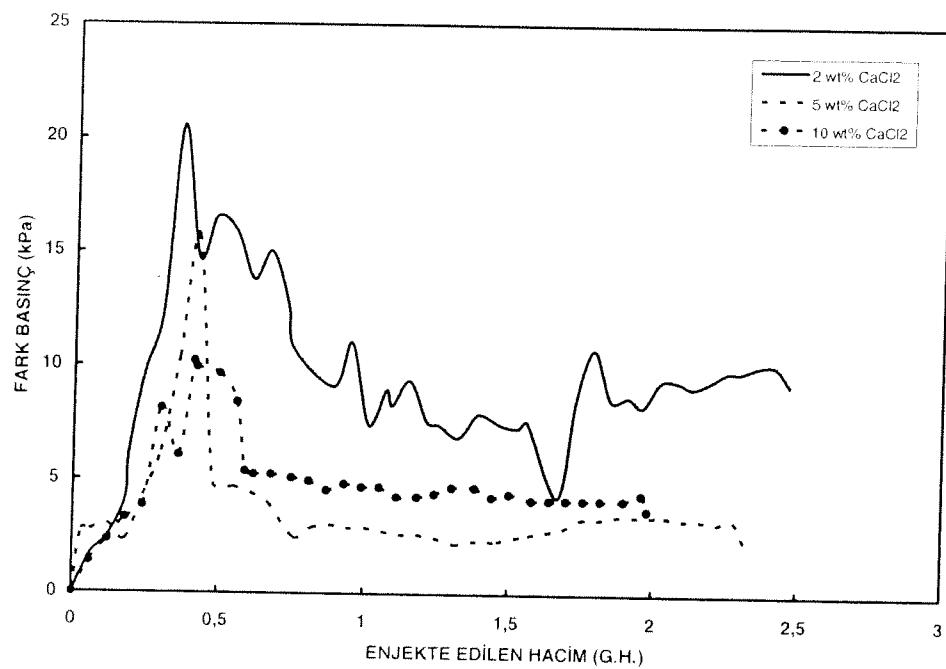
Şekil 8.5. Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl ötelemesi).



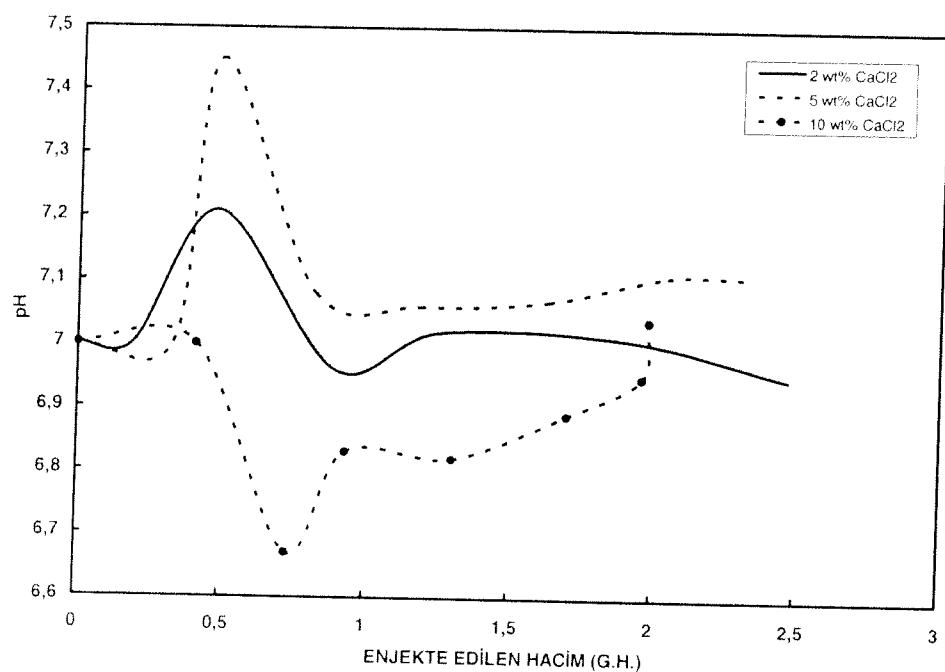
Şekil 8.6. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi (NaCl ötelemesi).

### 8.1.3. NaCl, CaCl<sub>2</sub> ve KCl Tuzları ve Karışımıları ile Yapılan Öteleme Deneyleri

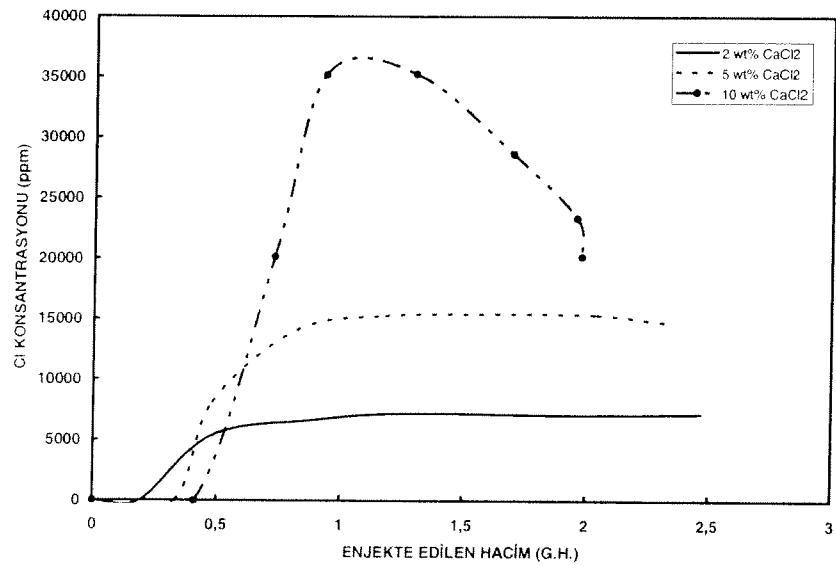
Farklı tuzlu su derişimlerinde yapılan deneylerden sonra farklı tuzlar, CaCl<sub>2</sub> ve KCl kullanılarak öteleme deneyleri yapılmıştır. Ayrıca CaCl<sub>2</sub>, KCl ve NaCl karışımıları hazırlanarak deneyler yapılmıştır. Yapılan deneylerin deney şartları Çizelge 8.5 'de verilmiştir. Şekil 8.7 'de  $\Delta P$ 'nin enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. Bu şeviden görüldüğü gibi, 2 wt %'lik CaCl<sub>2</sub> enjeksiyonunda deney başlangıcında en yüksek basınç farkı elde edilmiştir. CaCl<sub>2</sub> derişimi arttıkça model girişinde oluşan basınç farkı azalma göstermiştir. Şekil 8.8 ve 8.9 'da CaCl<sub>2</sub> öteleme deneylerinde üretilen suyun pH ve Cl derişimlerinin enjekte edilen hacimle değişimleri gösterilmiştir. 2 wt % ve 5 wt % derişimlerinde yapılan deneylerde başlangıcta pH yükselimi olmasına rağmen 1 G.H. hacim enjeksiyonundan sonra pH'ın değişmediği ve sabitlendiği gözlenmiştir. 10 wt %'lik yapılan öteleme deneyinde pH'da azalma gözlenmiştir. Bu da formasyonda bir hasarın meydana gelmediğini göstermiştir. Cl derişimlerinde CaCl<sub>2</sub> 'nin derişimi arttıkça enjekte edilen hacimle artış gözlenmiştir. Şekil 8.10 'da üretilen petrolün enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. 5 wt %'lik CaCl<sub>2</sub> derişiminde en fazla petrol üretimi elde edilmiştir. CaCl<sub>2</sub> ile yapılan öteleme deneylerinde formasyon hasarının çok fazla oluşmadığı tesbit edilmiştir.



Şekil 8.7.  $\Delta P$  ‘nın enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{CaCl}_2$  ötelemesi).



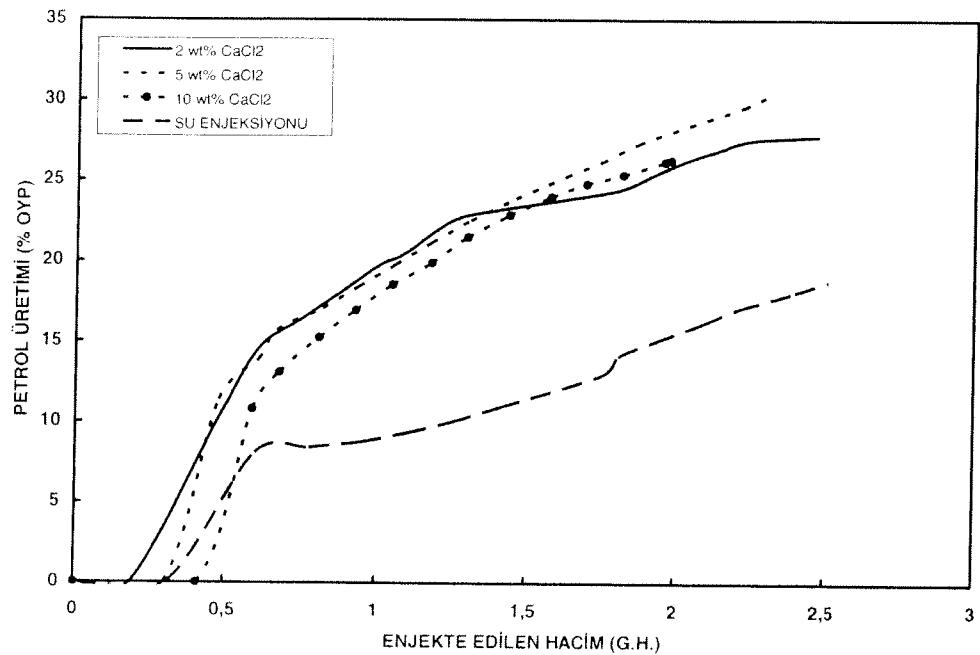
Şekil 8.8. Üretilen suyun pH ‘ının enjekte edilen hacimle değişimi ( $\text{CaCl}_2$  ötelemesi).



Şekil 8.9. Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (CaCl<sub>2</sub> ötelemesi).

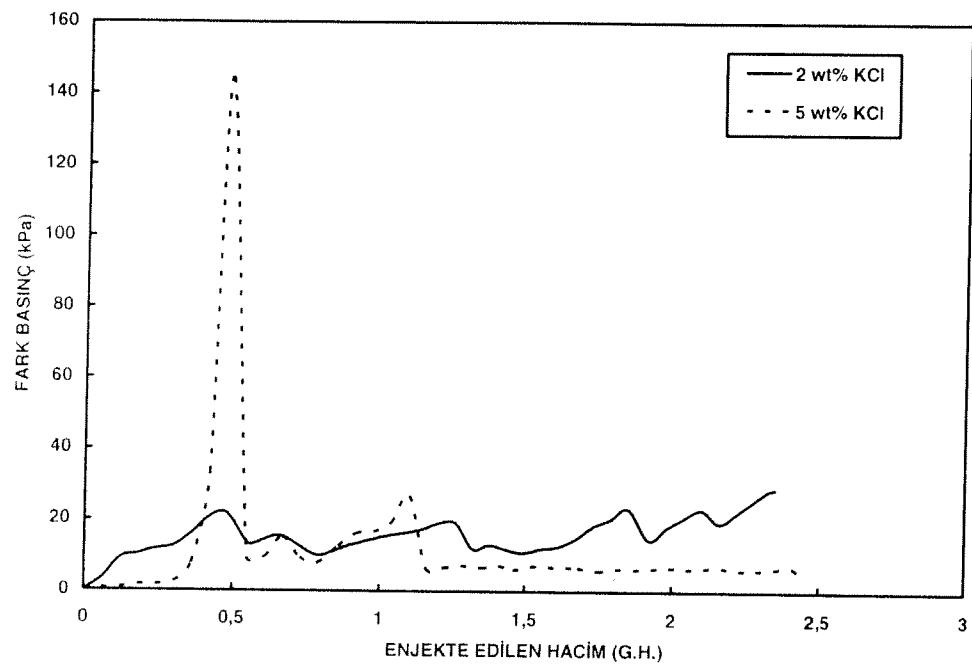
Tablo 8.5. NaCl, CaCl<sub>2</sub> ve KCl öteleme deney şartları.

Deney No.	Enjeksiyon Debisi (ml/saat)	Tuzlu Su Derişimi (wt %)
UCA1	200	2 wt % CaCl <sub>2</sub>
UCA2	200	5 wt % CaCl <sub>2</sub>
UCA3	200	10 wt % CaCl <sub>2</sub>
UCK1	200	2 wt % KCl
UCK2	200	5 wt % KCl
UCWF	200	Saf su
UCMX1	200	5 wt % CaCl <sub>2</sub> + 2 wt % KCl
UCMX2	200	5 wt % CaCl <sub>2</sub> + 2 wt % NaCl
UCMX3	200	2 wt % KCl + 2 wt % NaCl

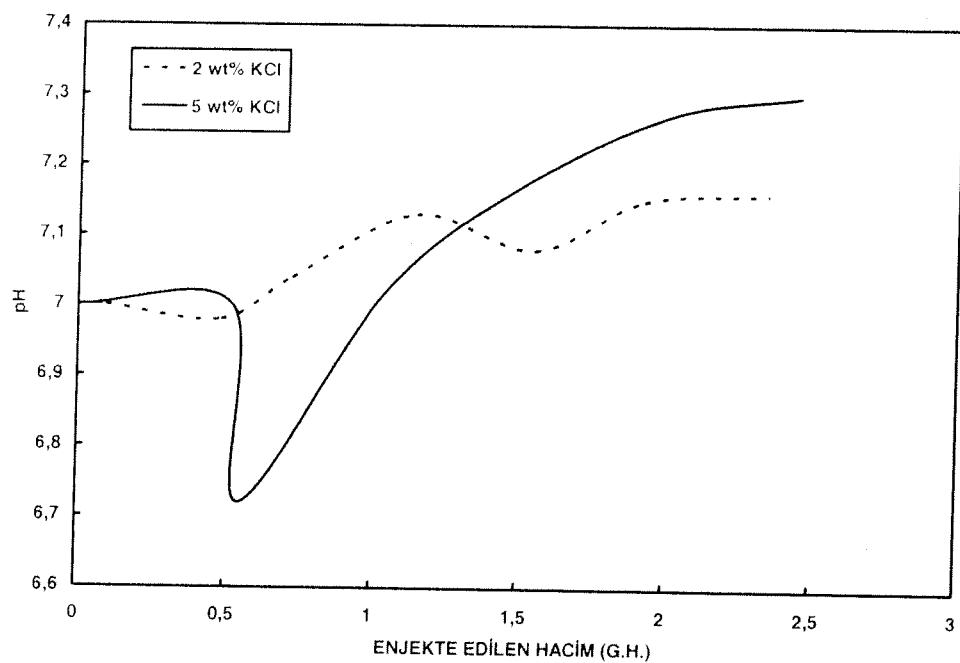


Şekil 8.10. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi (CaCl<sub>2</sub> ötelemesi).

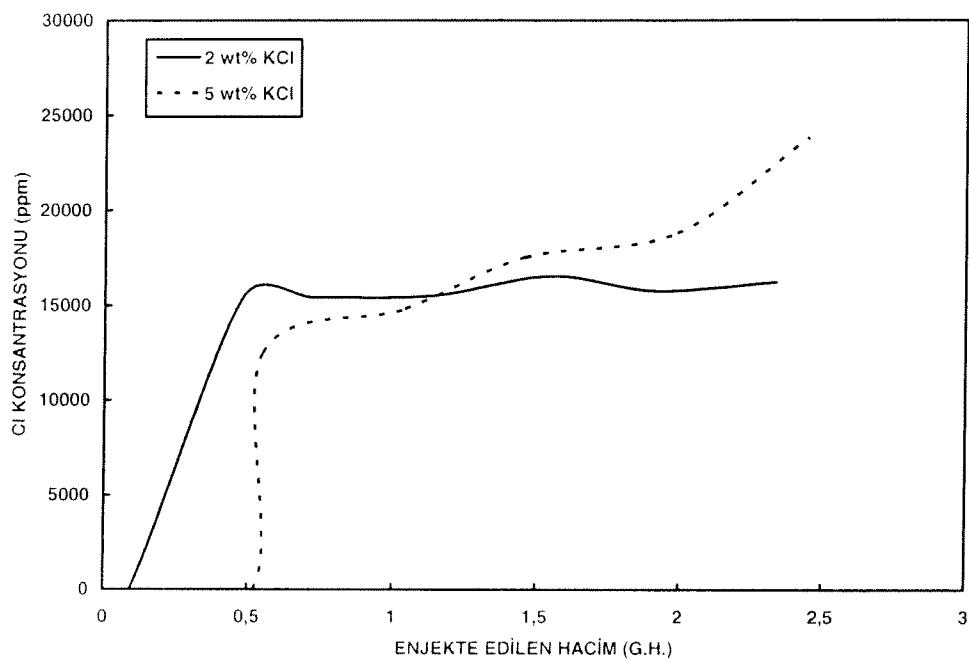
KCl kullanılarak yapılan öteleme deneylerinde ölçülen basınç farklarının enjekte edilen hacimle değişimleri Şekil 8.11'de verilmiştir. 2 wt %'lik KCl derişimi kullanılarak yapılan öteleme deneyinde basınç farkı deney başlangıcında ani artış göstermiştir. Bununla beraber, 5 wt %'lik KCl derişimi kullanılarak yapılan öteleme deneyinde 0.5 G.H. hacmi kadar KCl çözeltisi basılıncaya basınç farkı çok yüksek olmuş ve daha sonra düşerek, sabit bir seviyede kalmıştır. 5 wt %'lik KCl derişimi kullanılarak yapılan deneyde basınç farkının deney başlangıcında yüksek olmasının nedeni, KCl tuzlarının gözenekleri tıkamasıdır. 10 wt %'lik KCl derişimi ile yapılan deneyde gözenekler tamamıyla tıkanmış ve basınç aniden artmış ve karot boyunca akış elde edilememiştir. pH ve Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimleri Şekil 8.12 ve 8.13'de gösterilmiştir. pH'ın 2 wt %'lik KCl derişimli deneyde fazla değişmediği gözlenmiştir. 5 wt %'lik deneyde önce azalma göstermiş daha sonra artmış ve gözeneklerde az da olsa tıkanmaya neden olmuştur. Cl derişimlerinde her iki deneyde de başlangıçta artış ve daha sonra sabit Cl değerleri ölçülmüştür. Şekil 8.14'de petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. En yüksek petrol üretimi, pH'ın fazla değişmediği 2 wt %'lik KCl enjeksiyonunda elde edilmiştir.



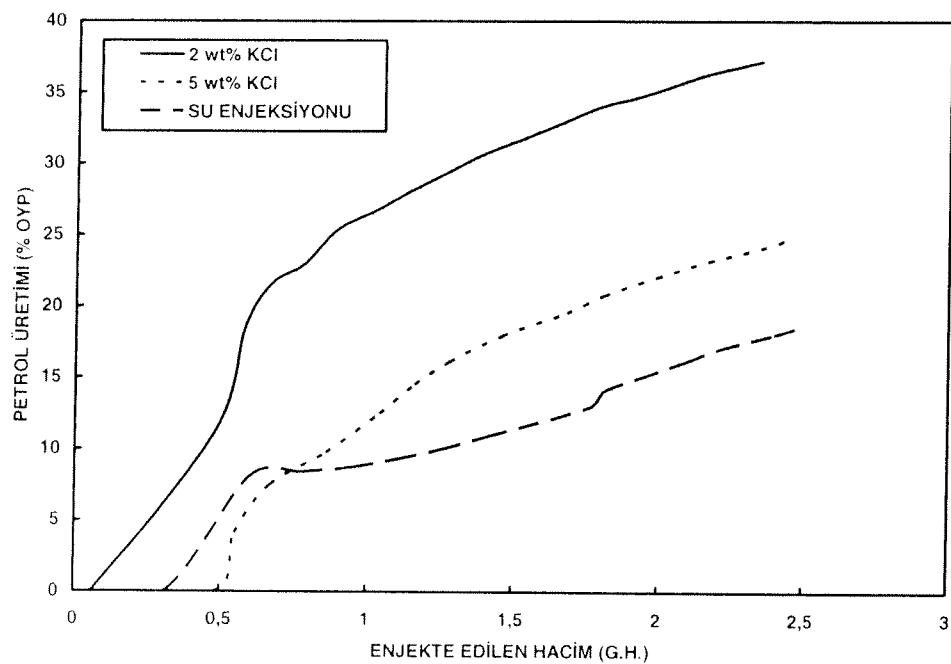
Şekil 8.11.  $\Delta P$  ‘nın enjekte edilen hacimle değişimi (KCl ötelemesi).



Şekil 8.12. Üretilen suyun pH ‘ının enjekte edilen hacimle değişimi (KCl ötelemesi).



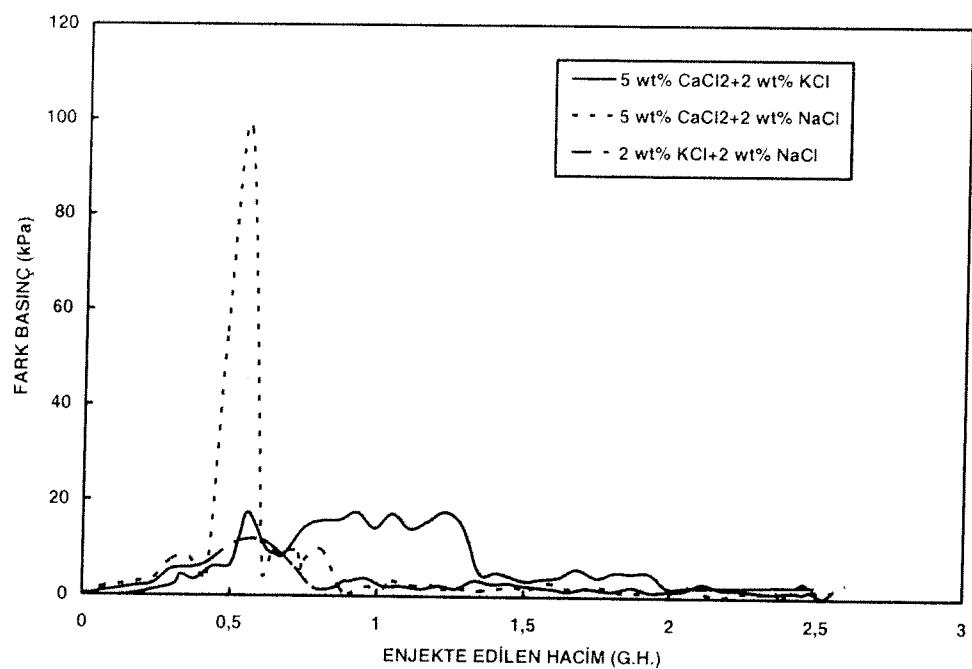
Şekil 8.13.  $\text{Cl}^-$  derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (KCl ötelemesi).



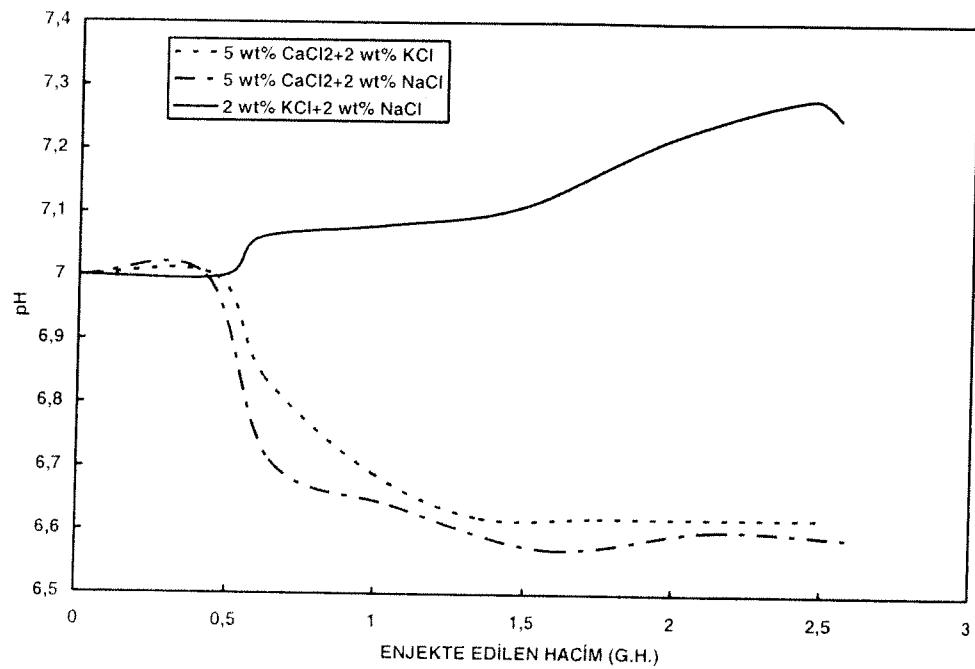
Şekil 8.14. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi (KCl ötelemesi).

$\text{CaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$  ve  $\text{NaCl}$  tuzları ile hazırlanan farklı sıvılarla öteleme deneyleri yapılmış ve formasyon hasarı incelenmiştir. Şekil 8.15 'de basınç farkının enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. Bu şekilden görüldüğü gibi, 5 wt %  $\text{CaCl}_2$  ve 2 wt %  $\text{KCl}$  konsantrasyonlarında hazırlanan tuzlu su ile yapılan öteleme deneyinde, basınç farkı 0.5 G.H. hacminde çok yüksek olmuş ve daha sonra basınç farkı sabitlenmiştir.

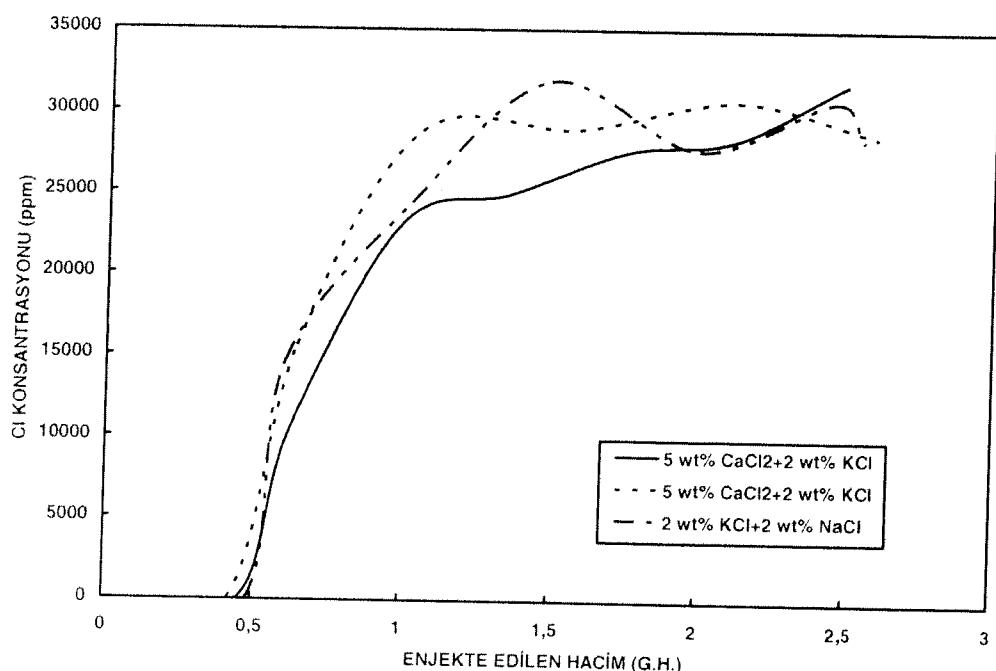
Diğer hazırlanan tuzlu sularla yapılan deneylerde basınç farkı yine deney başlangıcında yüksek olmuş ve daha sonra düşerek sabitlenmiştir. Şekil 8.16 'da  $\text{CaCl}_2$  ile hazırlanan sıvılarla yapılan deneylerde pH azalırken,  $\text{KCl}+\text{NaCl}$  ile yapılan deneyde artış gözlenmiştir. Bu şekilde izlendiği gibi,  $\text{CaCl}_2$ 'nin formasyon hasarını azaltıcı bir etkisi vardır ve diğer tuzların etkisinide azaltmaktadır. Şekil 8.17 'de Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. Cl derişimlerinde farklılık yoktur, sadece enjekte edilen hacimle gösterilmiştir. Cl derişimlerinde farklılık gözlenmemiştir, sadece enjekte edilen hacimle artış göstermiştir. Şekil 8.18 'de petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi gösterilmiştir. Farklı tuz karışımlarının petrol üretimi üzerinde etkisi fazla olmamıştır. Saf su ile yapılan deneye göre petrol üretimi artış göstermiştir. Farklı tuz karışımının formasyon hasarına fazla neden olmamaları neticesinde petrol üretimleri daha fazla olmuştur. Farklı tuz karışımının kullanılmasıyla gözeneklerde çökelti oluşumlarının fazla olmaması sıvı akışını engellememekte ve basınç farklarının yükselmemesine neden olmaktadır. Cl derişimlerinde değişim olmaması gözeneklerde şişme ve çökelti oluşumunun az olması nedeniyle petrol üretimi fazla olmuştur.



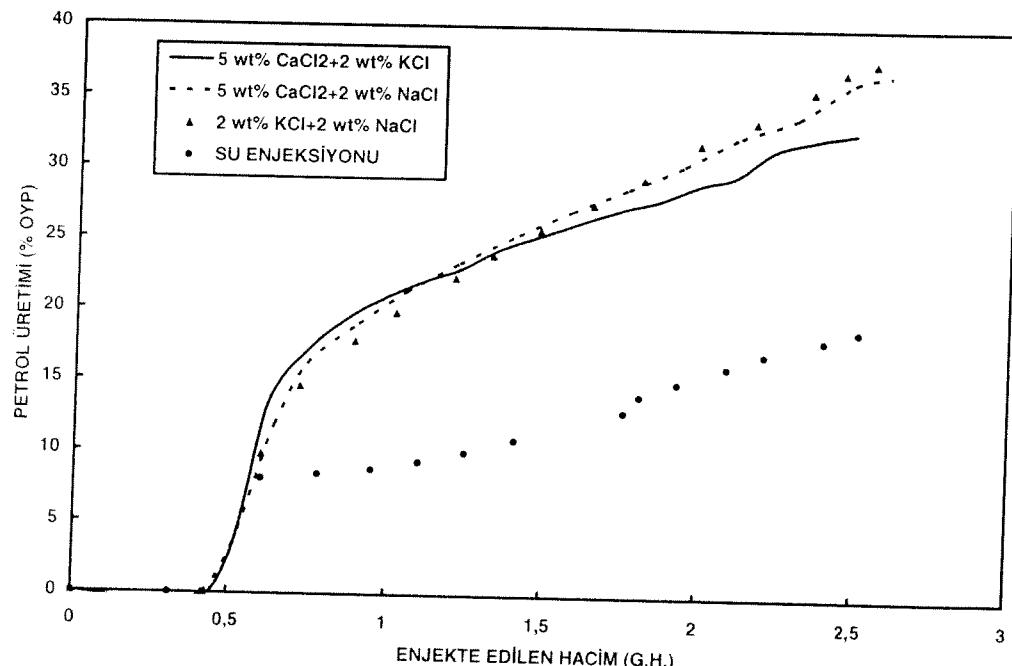
Şekil 8.15.  $\Delta P$  'nin enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi).



Şekil 8.16. Üretilen suyun pH 'ının enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım Ötelemesi).



Şekil 8.17. Cl derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi).

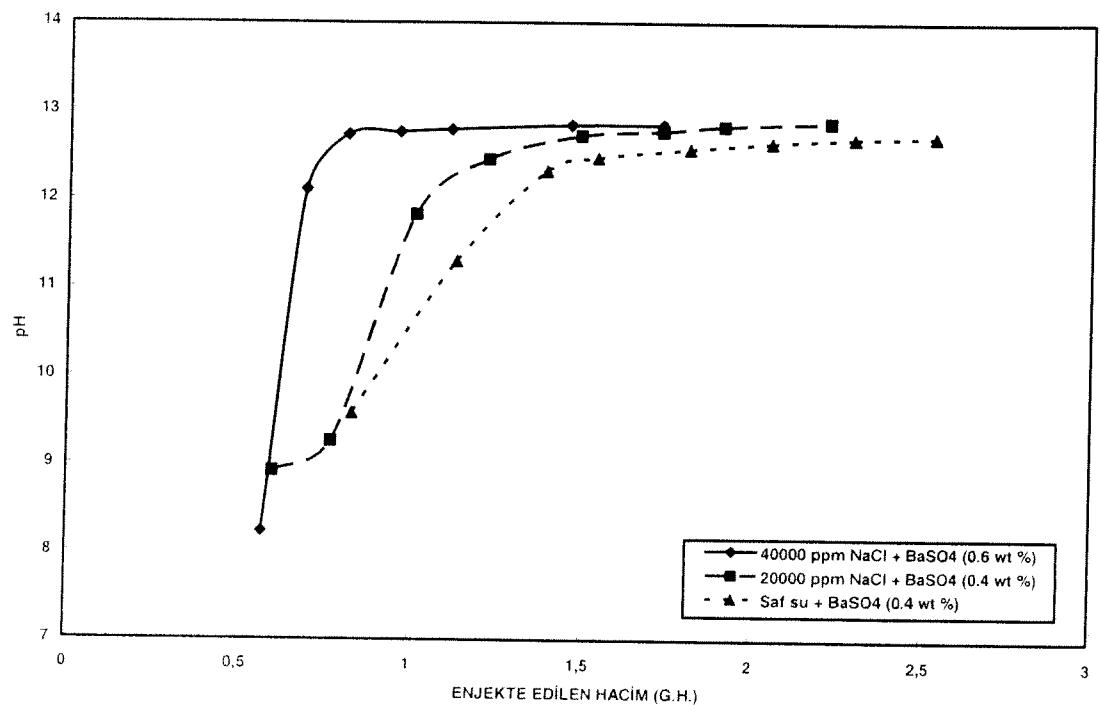


Şekil 8.18. Petrol üretiminin enjekte edilen hacimle değişimi (Karışım ötelemesi).

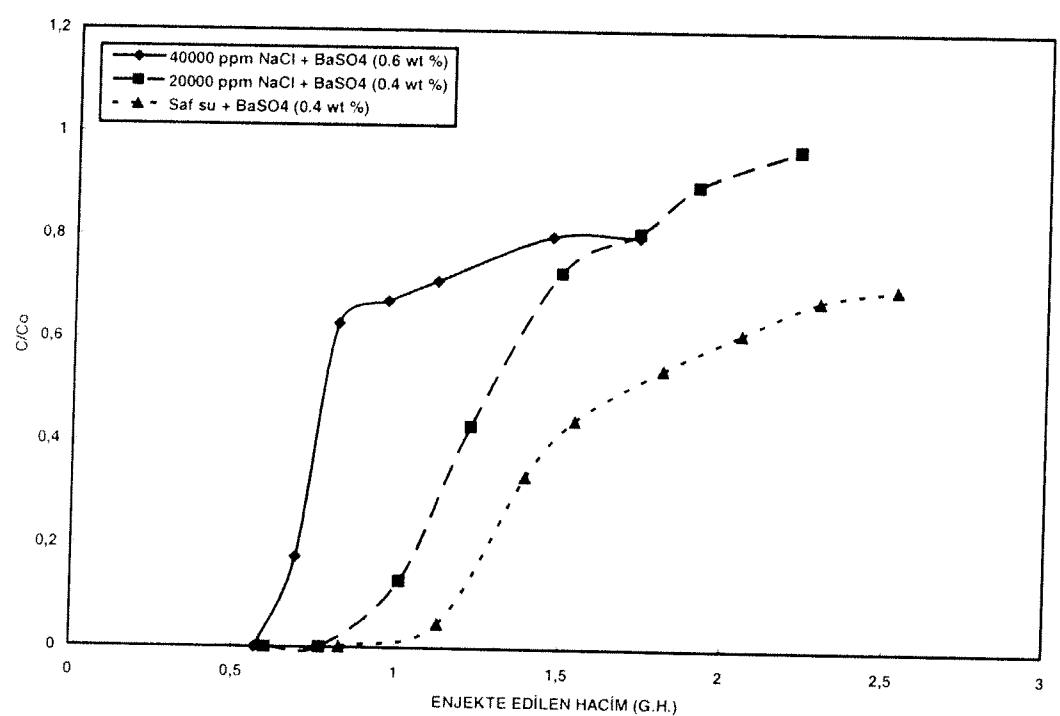
## 8.2. Formasyon Suyu Öteleme Deneyleri

### 8.2.1. BaSO<sub>4</sub> Çökelmesinin İncelenmesi

Deneylerde sülfat çözeltisi ile sentetik olarak hazırlanan formasyon suyu ile doyurulmuş karotlar sahadan temin edilen Kastel formasyon suyu ile ötelenmiş ve deneylerde sülfat ve baryum çökelme miktarları üretilen su içerisindeki baryum ve sülfat derişimleri ölçülmüştür. Bu deneylerde üretim ucundan üretilen suyun pH ve sülfat derişimi ölçülmüştür. Şekil 8.19 ve 8.20 'de üretilen suyun pH'ının ve üretilen sudaki sülfat derişiminin (boyutsuz olarak,  $C/C_o$ ) enjekte edilen gözenek hacmine göre değişimleri verilmiştir.  $C$  = üretilen su içerisindeki tuz derişimini ve  $C_o$  = enjekte edilen su içerisindeki tuz derişimini göstermektedir. Üretilen suyun pH 'ındaki değişim, formasyon içerisinde oluşan kimyasal aktivitenin göstergesidir. Yüksek pH gözenekli ortamda askıda sülfat ve baryum kristallerinin çökelmesiyle, çökelti oluşmasına neden olmaktadır.



Şekil 8.19. Üretilen suyun pH 'ının enjekte edilen hacimle değişimi.

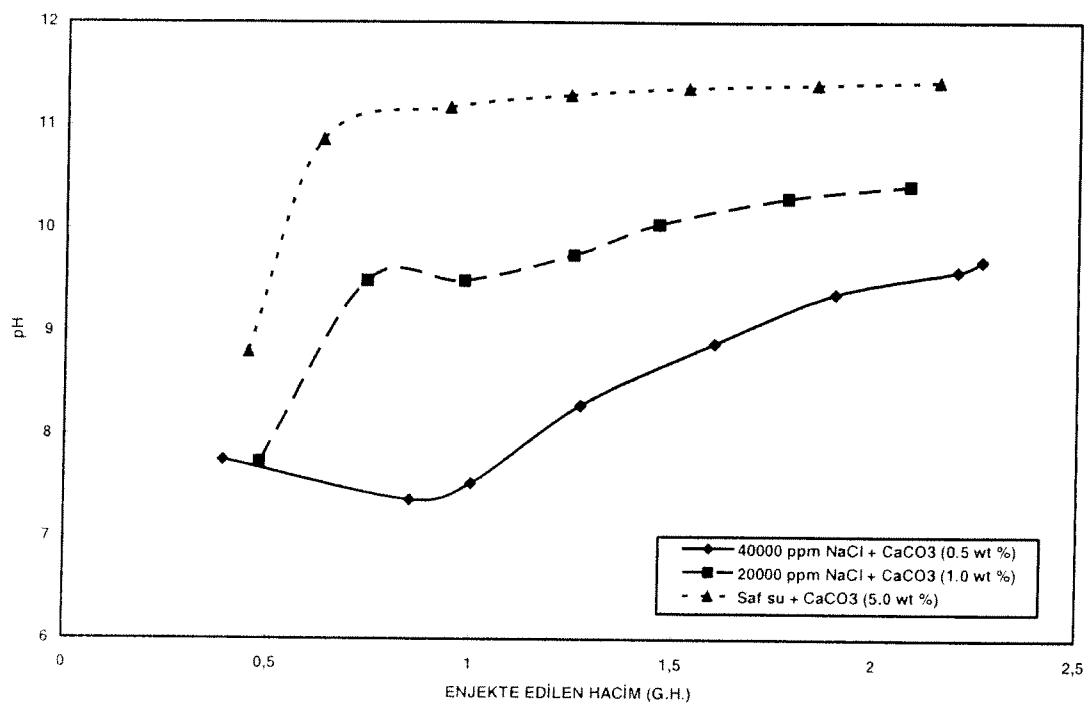


Şekil 8.20. Sülfat derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi.

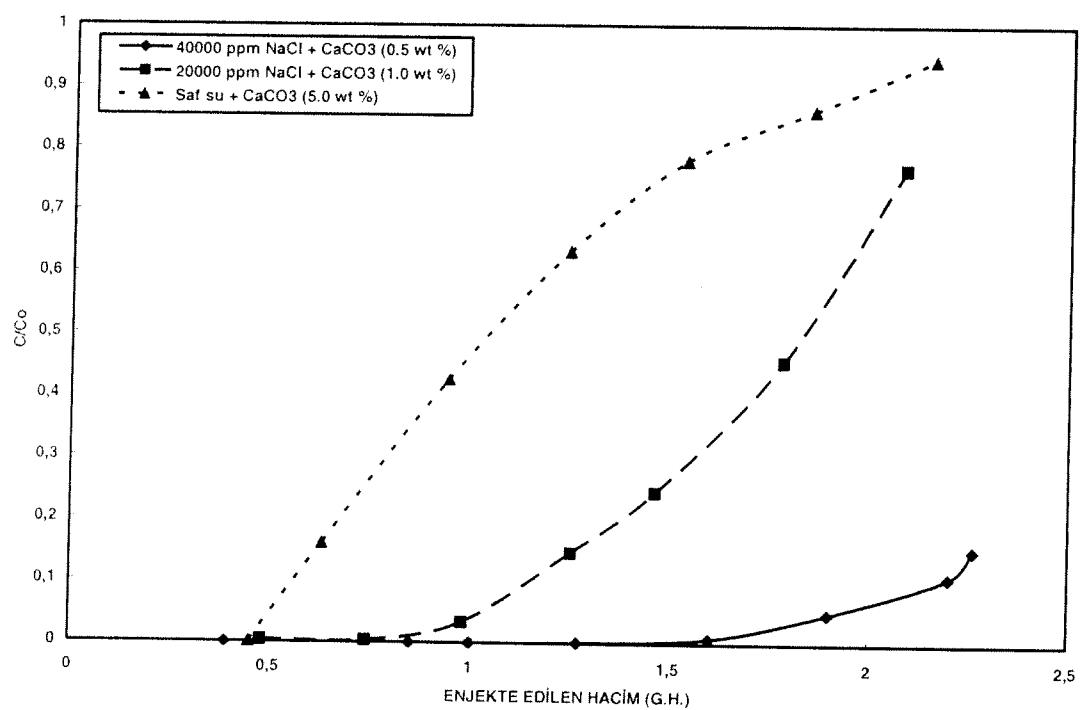
Sülfat kullanılan deneylerde, 0.5 G.H. kadar enjeksiyon suyu enjekte edildikten sonra hızlı bir pH artışı gözlenmiştir. Bu da konsolide olmamış karotun gözeneklerinde çökelti oluşması meydana geldiğini göstermektedir. Sülfat derişim grafiği incelendiğinde, sülfat kristallerinin gözeneklerde çökeldiği ve gözenekleri tıkanlığı gözlenmiştir. Üretim ucunda ölçülen sülfat derişiminde yüksek tuzluluğu olan enjeksiyon suyu ile yapılan deneylerde azalma gözlenmiştir, bu da çökelmenin olduğunu göstermektedir.

### 8.2.2. $\text{CaCO}_3$ Çökelmesinin İncelenmesi

Karakuş sahasından temin edilen formasyon suyu ile yapılan öteleme deneylerinde  $\text{CO}_3$  çözeltisi ile hazırlanmış sentetik formasyon suyu ile doyurulmuş karotlar kullanılmıştır. Şekil 8.21 ve 8.22 'de üretilen suyun pH'ının ve üretilen sudaki  $\text{CO}_3$  derişiminin enjekte edilen gözenek hacmine göre değişimleri verilmiştir. Yüksek pH değişimi saf su ile 5.0 wt %  $\text{CaCO}_3$  çözeltisi ile yapılan deneyde gözlenmiştir. Bu deneyde üretim ucunda ölçülen  $\text{CO}_3$  derişiminde artma gözlenmiştir, bu da çökelmenin olduğunu göstermektedir. Çökelti oluşma problemi, 40000 ppm'lik tuzlu su ile hazırlanan  $\text{CaCO}_3$  çözeltisi ile yapılan deneyde gözlenmiştir. Bu deneyde üretilen suyun pH'ında yapılan ölçümelerde, pH değerinin hızla artmadığı gözlenmiştir.  $\text{CO}_3$  derişiminde fazla artış olmamıştır.



Şekil. 8.21. Üretilen suyun pH 'ının enjekte edilen hacimle değişimi.



Şekil 8.22. Üretilen sudaki CO<sub>3</sub> derişiminin enjekte edilen hacimle değişimi.

## BÖLÜM 9

### SONUÇLAR VE ÖNERİLER

1. N.V. Turkse Perenco ve TPAO şirketlerine ait belirlenen sahalardan formasyon suları temin edilmiştir. TPAO 'dan Adiyaman ve Karakuş, Perenco 'dan Malatepe, Beykan ve Kastel sahalarından alınan formasyon sularının analizleri yapılmıştır.
2. Scale Chem paket programı, suların ve su karışımlarının analizlerinde kullanılmıştır. Yüzeyde üretilen suların, enjeksiyon sularının ve formasyon sularının analizlerinde, iyonik derişimler, pH, yoğunluk ve alkalinitet değerleri tanımlanmıştır. Çökelti oluşma miktarları ve çökelti oluşma endeksleri tüm formasyon suları için rezervuar sıcaklığında ve rezervuar basıncında tespit edilmiştir.
3. Karakuş formasyon suyunun  $\text{CaCO}_3$  çökeltisi oluşturma özelliği çalışılmıştır.  $\text{CaCO}_3$  çözünürlük testlerinde, HEDP, PAA, hidroklorik asit ve asetik asit kullanılarak en uygun inhibitör seçilmiştir. HEDP en uygun inhibitör olarak tespit edilmiştir.
4. Kastel formasyon suyunun  $\text{BaSO}_4$  çökeltisi oluşturma özelliği çalışılmıştır.  $\text{BaSO}_4$  çözünürlük testlerinde, DETPMP ve S-PMA kullanılarak en uygun inhibitör seçilmiştir. S-PMA en uygun inhibitör olarak seçilmiştir.
5. Kireçtaşı formasyonlarda, enjeksiyonlarda kullanılan formasyon suyu veya sentetik olarak farklı derişimlerde hazırlanan tuzlu su formasyonda çökelti oluşmasına neden olmuştur.
6. Üretilen suların pH 'ının ölçülmesiyle yüksek pH değerlerinin çökelti oluşmasına neden olduğu tespit edilmiştir.
7. pH değişimi 3 ile 7 arasında olan  $\text{KCl}$  öteleme deneylerinde çökelti oluşumu çok az tespit edilmiştir.  $\text{CaCl}_2$  ve  $\text{KCl}$  çökelti oluşumunu engellemiştir.  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$  ve  $\text{CaCl}_2$  karışımıyla yapılan deneylerde çökelti oluşumunun azaldığı tespit edilmiştir.
8. Deneylerde, tuz derişiminin kritik tuz derişiminin altına düşmesi durumunda, tuz kristallerinin serbest kalarak, enjeksiyon suyu ile birlikte hareket ettikleri ve gözenekleri tıkayarak, çökelti oluşumuna neden oldukları tespit edilmiştir.

Konsolide karot kullanarak yapılan denyelerde, NaCl derişiminin artmasıyla basınç farkında artma gözlenmiş ve 30000 ppm lik tuzlu ile yapılan deneyde, gözenekler tikanmış ve çökelti oluşumu gözlenmiştir.

9. Sülfat çözeltisi ile sentetik olarak hazırlanan formasyon suyu ile doyurulmuş karotlar sahadan temin edilen Kastel formasyon suyu ile ötelenmiş ve denyelerde sülfat ve baryum çökelme miktarları üretilen su içerisindeki baryum ve sülfat derişimleri ölçülmüştür. Yüksek pH gözenekli ortamda askıda sülfat ve baryum kristallerinin çökelmesiyle, çökelti oluşmasına neden olmuştur.
10. Karakuş sahasından temin edilen formasyon suyu ile yapılan öteleme denyelerinde  $\text{CO}_3$  çözeltisi ile hazırlanmış sentetik formasyon suyu ile doyurulmuş karotlar kullanılmıştır. Üretilen suyun pH 'nda yapılan ölçümlerde, pH değerinin hızla artmadığı ve  $\text{CO}_3$  derişiminde fazla artış olmadığı gözlenmiştir.
11. Formasyonlardan temin edilen karot sayısının az olması nedeniyle konsolide karot denyeleri yeterli miktarda yapılamamıştır. Çökelti oluşumunun incelenmesinde konsolide karotların içerisinde çökelti oluşumundan sonra karotların tamamıyla temizlenmemesi nedeniyle karot sayısı yeterli olmamıştır.
12. Çökelti oluşumunu engelleyen inhibitörlerin Türkiye 'de bulunan örnekleriyle denyeler yapılmıştır. Farklı inhibitörlerin kullanılması ileriki yıllarda yapılacak çalışmalar için önemlidir.
13. Daha uzun karotlar ve yeni karot tutucu ile karot üzerinde farklı noktalarda basınç ölçülerek denyeler yapılır ise çökelti oluşumu ve formasyon hasarı üzerine basıncın etkisi detaylı çalışılabilecektir.

## BÖLÜM 10

### YARARLANILAN KAYNAKLAR

Aritürk, S. and Parlaktuna, M. :"Estimation of Silica Scaling Temperatures of Kızıldere Geothermal Field Effluent, Turkey", Energy Sources, 23, 2001, 529-539.

Bezemer, C. And Bauer, K.A. :"Prevention of Carbonate Scale Deposition: A Well-Packing Technique with Controlled Solubility Phosphates", Journal of Petroleum Technology, April 1969, 505-514.

Braun, G. And Boles, J.L. :"Characterization and Removal of Amorphous Aluminosilicate Scales", SPE Paper No: 24068, presented at the SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, March 30-April 1, 1992, 389-398.

Collins, I.R., Cowie, L.G., Nicol, M. and Stewart, N.J. :"The Field Application of a Scale Inhibitor Squeeze Enhancing Additive", SPE Paper No: 38765, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997, 161-169.

El-Hattab, M.I. :"Scale Deposition in Surface and Subsurface Production Equipment in the Gulf of Suez", Journal of Petroleum Technology, September 1985, 1640-1652.

Przybylinski, J.L. :"The Role of Bicarbonate Ion in Calcite Scale Formation", SPE Paper No: 13547, presented at the International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Phoenix, Arizona, April 9-11, 1985, 7-13.

Englander, H.E. :"Conductometric Measurement of Carbonate Scale Deposition and Scale Inhibitor Effectiveness", Journal of Petroleum Technology, July 1975, 827-834.

Escobeda, J. And Mansoori, G.A. :"Solid Particle Deposition During Turbulent Flow Production Operations", SPE Paper No: 29488, presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, April 2-4, 1995, 439-446.

Ford, W.G.F., Walker, M.P., Halterman, Parker, D.L., Brawley, D.G. and Fulton, R.G. :"Removing a Typical Iron Sulfide Scale: The Scientific Approach", SPE Paper No. 24327, presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, May 18-21, 1992, 11-19.

Haarberg ,Torstein,Seim,I.,Granbakken,D.B.,Ostvold,T.,Read,P. and Schmidt ,T.: "Scale Formation in Reservoir and Production Equipment During Oil Recovery:An Equilibrium Model", SPE Production Engineering, February 1992, 75-84.

He, S.L., Kan, A.T., Tomson, M.B. and Oddo, J.E. :"A New Interactive Software for Scale Prediction, Control and Management", SPE Paper No:38801, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997, 515-527.

Jasinski, R., Sablerolle, W. And Amory, M. :"ETAP: Scale Prediction and Control for the Heron Cluster", SPE Paper No: 38767, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997, 179-188.

Kirk, J.W. and Sin, R.E. :"Laboratory Evaluation of the Effect of Treating Chemicals on Scale Inhibitor", SPE Paper No: 38800, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997, 501-513.

Oddo, J.E., Sitz, C.D., Ortiz, I., Linz, D.G., Lawrence, A.W., Kan, A.T. and Tomson, M.B. :"NORM Scale Formation: A Case Study of the Chemistry Prediction, Remediation, and Treatment in Wells of the Antrim Gas Field", SPE Paper No: 25937, presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, March 7-10, 1993, 91-100.

Oddo, J.E. and Tomson, M.B. :"Why Scale Forms and How to Predict it", SPE Production &Facilities, February 1994, 47-54.

Oddo, J.E. and Tomson, M.B. :"Simplified Calculation of CaCO<sub>3</sub> Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions", Journal of Petroleum Technology, July 1982, 1583-1590.

Oddo, J.E., Sloan, K.M. and Tomson, M.B. :"Inhibition of CaCO<sub>3</sub> Precipitation from Brine Solutions: A New Flow System for High-Temperature and Pressure Studies", Journal of Petroleum Technology, October 1982, 2409-2412.

Parlaktuna, M. :"Effect of Carbon Dioxide on PVT Analysis of Geothermal Fluids and Prevention of Calcite Deposition by Inhibitor Injection", Ph.D. Thesis, ODTÜ, 1988.

Parlaktuna, M. and Okandan, E. :"The Use of Chemical Inhibitors for Prevention of Calcium Carbonate Scaling", Geothermics, Vol. 18, No. ½, 1989, 241-248.

Read, P.A. and Ringen, J.K. :"The Use of Laboratory Tests to Evaluate Scaling Problems During Water Injection", SPE Paper No:10593, presented at the SPE 6 th International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Dallas, Texas, January 25-27 1982, 7-16.

ScaleChem v2.2, Multi-scae Prediction Program Manual, OLI Systems.

Shuler, P.J. and Jenkins, W.H. :"Prevention of Downhole Scale Deposition in the Ninian Field", SPE Production Engineering, May 1991, 221-226.

Swartwout, R.T. and Ho, T. :"Characterization of Carbonate Precipitation and Scale Formation in Solids-Free Clear Brines", SPE Paper No:23811, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 26-27, 1992, 397-402.

Vetter, O.J.G. and Phillips, R.C. :"Prediction of Deposition of Calcium Scale Under Down-hole Conditions", Journal of Petroleum Technology, October 1970, 1299-1308.

Vetter, O.J. :"An Evaluation of Scale Inhibitors", Journal of Petroleum Technology, 1972, 997-1006.

Vetter, O.J., Farone, W.A., Veith, E. And Lankford, S. :"Calcium Carbonate Scale Considerations:A Practical Approach", SPE Paper No: 17009, presented at the SPE Production Technology Symposium, Lubbock, Texas, November 16-17, 1987, 1-13.

Vetter, O.J. and Farone, W.A. :"Calcium Carbonate Scale in Oilfield Operations", SPE Paper No: 16908, presented at the 62 nd SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, September 27-30, 1987, 307-322.

Vries, H. and Armaud, F. :"The First Successful Downhole Barium Sulphate Scale Dissolving Operation", SPE Paper No: 26704, presented at the SPE Offshore European Conference, Aberdeen, September 7-10, 1993, 285-290.

Wat, R.M.S., Sorbie, K.S., Todd, A.C. Chen, P. And Jiang, P. :"Kinetics of BaSO<sub>4</sub> Crsytal Growth and Effect in Formation Damage", SPE Paper No: 23814, presented at SPE International Symposium on Formation Damage, Lafayette, Louisiana, February 26-27, 1992, 429-437.

Wright, R.J., Hall, J.R.F. and Macintosh, C.J. :"Scale Prediction, Measurement and Control in a Subsea Satellite Field", SPE Paper No: 27606, presented at the SPE European Production Operations Conference and Exhibition, Aberdeen, March 15-17, 1994, 125-140.

Yeboah, Y.D., Somuah, S.K. and Saeed, M.R. :"A New and Reliable Model for Predicting Oilfield Scale Formation", SPE Paper No: 25166, presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, LA, March 2-5, 1993, 167-176.

Yuan, M.D., Anderson, M. and Jamieson, E. :"Investigation and Improvement of BaSO<sub>4</sub> Scale Inhibition Tests", SPE Paper No: 37304, presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 18-21, 1997, 765-768.

Yuan, M.D., Riley, H.B., Anderson, M. And Tidswell, R. :"Scale Inhibition in High Barium Waters and at High Temperatures", SPE Paper No: 38766, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997, 171-178.

## PROJE ÖZET BİLGİ FORMU

<b>Proje Kodu :</b> 101Y037
<b>Proje Başlığı :</b> Petrol Üretim Kuyularında Çökelti Oluşumunun İncelenmesi
<b>Proje Yürüttücsü ve Yardımcı Araştırmacılar :</b>
Prof. Dr. Suat Bağcı Prof. Dr. Mahmut Parlaktuna Dr. Fehime Şahin
<b>Projenin Yürüttüldüğü Kuruluş ve Adresi :</b>
ODTÜ, Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl. 06531, Ankara
<b>Destekleyen Kuruluş(ların) Adı ve Adresi :</b>
TÜBİTAK, TPAO, PERENCO
<b>Projenin Başlangıç ve Bitiş Tarihleri :</b>
01.09.2002-01.09.2003
<b>Öz</b> Çökelti oluşumu petrol ve doğal gaz kuyularında üretim, işleme, nakletme ve tuzlu suyun yeraltına enjekte edilmesi sırasında karşılaşılan önemli bir problemdir ve çökelti oluşumunun engellenmesi önem kazanmaktadır. Çökelti oluşumunda meydana gelen en yaygın maddeler $\text{CaCO}_3$ (kalsiyum karbonat) ve $\text{BaSO}_4$ (Baryum sülfat)'dır. Bu araştırmada basınç, sıcaklık ve tuzlu kompozisyonunda çökelti oluşumunun ölçülmesi ve oluşma hızının tespit edilmesi çalışılmıştır. ScaleChem paket programı kullanılarak formasyon suyunun uyumsuzluk, çökelti oluşturulma endeksinin sıcaklıkla ve basınçla değişimleri çalışılmıştır.
<b>Anahtar Kelimeler :</b> Çökelti oluşumu, formasyon suyu, petrol üretim kuyusu
<b>Projeden Kaynaklanan Yayınlar :</b> Yayın hazırlanmaktadır.
<b>Bilim Dalı :</b> Petrol ve Doğal Gaz Müh. (617)
<b>Doçentlik B. Dalı Kodu :</b> Üretim ve Rezervuar (617.01.00)