

19359

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ * FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ÇATLAKLI REZERVUARLARDA SU ENJEKSİYONU İLE PETROL
ÜRETİMİ ÜZERİNE DENEYSEL ARAŞTIRMALAR

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Müh. İsmail T. TOKLU

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 16 Eylül 1991

Tezin Savunulduğu Tarih : 19 Eylül 1991

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN

Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Argun GÜRKAN

Y. Doç. Dr. Hakan ALKAN

EYLÜL 1991

ÖNSÖZ

Doğal çatlaklı rezervurlardaki üretim mekanizmalarından imbibition mekanizmasının incelendiği bu çalışmanın ileride yapılacak konu ile ilgili araştırmalara yardımcı olmasını diliyorum.

Bu çalışmada önemli yardımlarını gördüğüm tez danışmanım Prof. Dr. A. SATMAN'a ve Y.Doç.Dr. H. ALKAN'a teşekkür ederim. Konuyu öneren Y. Doç. Dr. Erdal ÖZKAN'a, çalışma sırasında maddi ve manevi yardımlarını aldığım Araştırma Görevlisi arkadaşlarıma ve projeyi desteklediği için İTÜ Araştırma Fonu'na teşekkür ederim.

Üniversite hayatımda çok önemli yardımlarını aldığım tüm arkadaşlarıma ve özellikle çıkışların alınması sırasında gösterdiği içten ilgiden dolayı Müh. Serhat ÖZEREN'e teşekkür ederim.

Bizleri yaptığımız tüm çalışmalarda destekleyen bölüm başkanımız Prof. Dr. A. GÖKTEKİN'e ayrıca teşekkür ederim.

İsmail T. TOKLU
Eylül, 1991

İÇİNDEKİLER

ÖZET	v
SUMMARY	vii
BÖLÜM 1. GİRİŞ	1
BÖLÜM 2. IMBIBITION MEKANİZMASININ KURAMSAL İNCELENMESİ	3
2.1. Rezervuarda Imbibition Olayı	3
2.2. Imbibition'a Etki Eden Faktörler	5
2.2.1. İslatımlılık	5
2.2.1.1. Tanım	5
2.2.1.2. Karotların Temizlenmesi	10
2.2.1.3. İslatımlılık Ölçümleri	11
2.2.2. Kılcal Kuvvet	13
2.2.2.1. Tanım	13
2.2.2.2. Kılcal Basınç Eğrisinin İncelenmesi	17
2.2.3. Kayaç ve Akışkan Özellikleri	21
2.2.3.1. Akış Türlerinin Etkisi	21
2.2.3.2. Blok Boyutunun Etkisi	22
2.2.3.3. Kayaç Heterojenliğinin ve Litolojinin Etkisi	23
2.2.3.4. Arayüzey Geriliminin Etkisi	23
2.2.3.5. Petrol Akmazlığının Etkisi	24
2.2.3.6. θ , k ve Gözenek Boyut Dağılımının Etkisi	24
2.2.3.7. Mobilite Oranının Etkisi	24
2.2.3.8. Kılcallık Gravite Oranının Etkisi	24
2.3. Imbibition ın Petrol Üretimine Etkisi	25
2.3.1. Ölçeklendirme Kuralı	25
2.3.2. Deneysel Yaklaşım-Mattax Yöntemi	27
2.3.3. Matematiksel Yaklaşım-Aronofsky Modeli	29
BÖLÜM 3. DENEYSEL ÇALIŞMALAR	
3.1. Kayaç ve Akışkan Özellikleri	34
3.1.1. Kayaç Özellikleri	34
3.1.2. Akışkan Özellikleri	35
3.1.2.1. Özgül Yoğunluk	36
3.1.2.2. Yüzey Gerilimi	36
3.1.2.3. Akmazlık	40
3.2. Kılcal Basınç Deneyleri	41
3.3. Karotların Temizlenmesi ve Doyurulması	42
3.4. Imbibition Deneyleri	43

3.4.1. Ağırlık Ölçme Yöntemi	44
3.4.2. Hacim Ölçme Yöntemi	47
3.5. İslatımlılık Deneyleri	49
BÖLÜM 4. DENEY SONUÇLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ ve TARTIŞMA	
4.1. İlk Deneyler	52
4.2. Genel Değerlendirme	55
4.2.1. Sıcaklığın Etkisi	57
4.2.2. Kayaç Özelliklerinin Etkisi	60
4.2.3. Akışkanların Etkisi	62
4.2.3.1. Suyun Etkisi	62
4.2.3.2. Petrolün Etkisi	71
4.2.4. İslatımlılığın Etkisi	73
4.2.5. Gravitenin Etkisi	78
4.3. Ölçeklendirme Çalışmaları	80
4.3.1. B. Raman Sahası için Modelleme Çalışmaları	86
4.3.2. Temas Açısının Ölçeklendirmeye Etkisi	97
SONUÇLAR ve ÖNERİLER	98
SİMGELER	100
KAYNAKLAR	102
ÖZGEÇMİŞ	105

ÖZET

Bu çalışma gözenekli ortamda petrolün su tarafından kılcal kuvvet ve yoğunluk farkının yardımı ile ötelenmesi üzerine yapılan deneysel bir araştırmayı içerir. İki farklı kuvvete dayanan bu öteleme imbibition olarak adlandırılır ve çatlaklı rezervuarlardan su ötelemesiyle yada su itişimiyle üretim yapılıyorsa önemli bir yere sahiptir. Sahaların üretim performansları laboratuvarda yapılan imbibition deneylerinden yararlanılarak tahmin edilebilir.

Bu çalışmada, literatürdeki deneyler temel alınarak, matrikslerin tamamen su içinde kaldıkları durum deneysel olarak incelenmiştir.

Karotlar her deney öncesi, aynı standarta uyularak aynı ön işlemlerden geçirilip imbibition deneylerine hazırlanmışlardır. Yapılan üretimin belirlenmesinde gerekli duyarlılığı sağlama ve olayı etkileyen parametrelerin çok ve ölçülmesi zor olması, yorumlama konusunda güçlükler neden olmuştur. Bir diğer önemli sorun ise deneylerin uzunluğudur. Ancak literatürde yapılan bazı deneyler incelendiğinde kullanılan karotlar yüksek geçirgenlik, büyük gözeneklilik yanında petrolerin de daha küçük akma ve özgül yoğunluğa sahip olmaları üretim zamanlarını kısaltmıştır. Bu çalışmada ortalama 1.5 ay süren bir deney süresinin hazırlık çalışmalarıyla 2 aylık bir döneme uzadığı olmuştur. 20'nin üzerinde deney yapıldığı göz önüne alınırsa bu konudaki güçlük daha iyi anlaşılır.

Deneylerde Batı Raman ve Şahaban sahalarından alınan rezervuar karotları ve Yeniköy ile Karakuş petroleri kullanılmıştır. Kalker matriks bloklarını temsil eden bu örnekler dışında özellikle litolojinin ve geçirgenliğin etkisini incelemek üzere kumtaşı karotlarla da deneyler yapılmıştır. Genellikle % 100 petrole doymuş karotlar yanında kalıcı su doymuşluğunda petrol içeren karotlar da kullanılmıştır. Genel değerlendirmede özellikle gözeneklilik, geçirgenlik, ıslatımlılık, su tuzluluğu, petrol özgül yoğunluğu ve diğer bazı parametrelerin imbibition'a etkileri incelenmiştir. Bu yaklaşımın dışında orijinal petrol ve karotun kullanıldığı B. Raman ve sahaları için ölçeklendirme yardımıyla bir performans tahmini çalışması da yapılmıştır. Ancak burada yorumlamada ıslatımlılığın neden olduğu belirsizliği belirtmek gereklidir. Rezervuardaki orijinal ıslatımlılığın bilinmesi güçtür ve muhtemelen deneylerde kullanılan karotların ıslatımlılığı da farklıdır.

Çalışma ve sonuçları, özellikle kısmi imbibition ve optimum hız konusunda eksiklikler içermesine rağmen, önemlidir. Bu önem, bu konuda ülkemizde yapılan ilk ve tek çalışma olmasından kaynaklanmaktadır. Konu üzerine yapılacak eklemelere, bağlı konularda yapılacak deneylere zemin hazırlayacak bilgi ve donanım birikimi elde edilmiştir ve 3. ve 4. bölümde ayrıntılı olarak anlatılmıştır.



SUMMARY

EXPERIMENTAL INVESTIGATIONS ON OIL RECOVERY BY WATER INJECTION IN FRACTURED RESERVOIRS

This study investigates oil recovery by water injection in naturally fractured reservoirs.

Production mechanisms occurring in fractured reservoirs are more complex than that in conventional reservoirs. The fractured reservoirs exhibit double porosity system behaviour. The presence of the high permeability fracture system in fractured reservoirs is identified by a sharp and horizontal two phase contact. When the production begins in the reservoir different main production zones such as gas invaded zone, gassing zone, under saturated zone and water invaded zone can occur. Imbibition process takes place in water invaded zone.

If a reservoir rock is fully saturated by a wetting phase, the displacement of this phase by a nonwetting phase will be related to the magnitude of capillary pressure and to the corresponding decrease of the wetting phase saturation. This displacement is defined as the drainage displacement and the relationship between capillary pressure and saturation is known as the drainage capillary curve. However, imbibition capillary pressure develops when reservoir rock is saturated with a nonwetting phase which must be displaced by a wetting phase. For a conventional pore distribution, imbibition capillary pressure is approximately half of the magnitude of the drainage pressure

The imbibition mechanism is characterized by two important forces viz. capillary and gravity forces. If oil is the nonwetting fluid that saturates the matrix and if water is a the wetting fluid that saturates the fracture then capillary and gravitational forces contribute to the imbibition process. If the water-oil contact is at the lower face of the matrix block, the forces displacing oil are known as the capillary forces. If the water oil contact is above the bottom of the matrix block, the difference in the specific weights between the water in fractures and the oil in matrix generates a gravitational force acting as a driving force for the displacement of oil from the matrix block. In this case,

capillary forces act as a second driving force in addition to the gravitational forces.

Parameters such as rock homogeneity, reservoir lithology, interfacial tension between rock and fluid, fluid viscosity, mobility ratio and also the water advancement velocity affect the total production versus time relationship during oil displacement by imbibition process.

In a triple system consisting water, oil and rock, if water tends to displace the oil, then the rock is defined as water wet. In such a triple system, a force balance can be written as

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{ow} \cos(\theta)$$

If $\theta > 90$ the rock is defined as oil wet

If $\theta < 90$ the rock is defined as water wet

and if $\theta = 90$ then the rock is defined as neutral.

If the reservoir rock is strongly water wet ($\theta = 0$) then imbibition mechanism is feasible. Therefore, the wettability must be examined carefully. Wettability of the core sample taken by the reservoir may be affected from any contamination during the contact with other fluids. Also, certain additives used in drilling and completion fluids may alter the wettability of the core. Surfactants in invert oil emulsion drilling muds and the contact with air are known to alter the wettability of the core. Therefore cleaning methods must be carefully examined before putting the samples on testing. Once the core is cleaned, the wettability of the core can be restored by saturating with synthetic formation brine and uncontaminated reservoir crude followed by aging of the cores at the reservoir temperature.

In this study, the efficiency of solvents for cleaning uncontaminated plugs was investigated. For this purpose, three different cleaning methods were examined. In the first method, contaminated plugs were cleaned by using benzene-acetone with 5 to 10 pore volumes. The second method involved use of chromic acid to make the core strongly water wet. The third and our standard method of cleaning procedure utilizes distillation/extraction using Soxhlet apparatus. The two solvents successively used are chloroform and a 50/50 mixture of toluene/methanol. Upon completion of the cleaning procedure the cleaned plugs were dried in oven at 400 °C.

The wettability of the plugs was evaluated by a modified USBM method which includes two steps. The first step of the USBM method is brine drive and the second one is oil drive. Here Yeniköy oil was used in oil drive and a synthetically prepared B.Raman brine. After carrying out two steps, the graph of capillary pressure versus water saturation is obtained. The areas under a set of two curves which are called oil drive and water drive curves are used to calculate the wettability. The logarithm of this ratio is defined as the USBM index (W) as

$$W = \log(A_1/A_2)$$

where A_1 and A_2 are the areas under the oil drive and the brine drive curves, respectively.

As mentioned before, there were two important forces in imbibition process and one of them is the capillary pressure. When the two immiscible fluids are in contact in porous media, pressure difference occurs in the contact line and this pressure difference is called as the capillary pressure. The relationship between interfacial tension and capillary pressure is given as

$$P_A - P_B = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

where R_1 and R_2 are main curvature and σ is the interfacial tension

Capillary forces will be large if pore size is small while gravity forces will increase with increasing the height of the matrix block. As a result out of the two important components the gravity forces will govern the imbibition in the case of small matrix blocks and reduced pore size.

The experiments were designed to investigate the influence of fluid properties such as viscosity, specific gravity, surface tension, and also the rock properties such as porosity permeability and wettability.

The performance of imbibition mechanism was evaluated on three types of reservoir plugs; these are Bati Raman, Guney Sahaban and Bentheim. The lithologies of these plugs are carbonate, carbonate, and sandstone, respectively. Also, they have different sample size, length, permeability and porosity. Using such a large range of rock properties permitted us to effectively compare the above parameters on imbibition.

In the displacement experiments three types of water were used to investigate the role of water. These are distilled water, synthetic brine that represents formation water and 1 % of CD128 surfactant solution.

The effect of temperature on imbibition was tested by experiments carried out at 18 °C, the room temperature and at 65 °C corresponding to the reservoir temperature of B. Raman. Therefore all fluid properties were measured at 18 and 65 °C. The results of the experiments carried out to define the fluids are tabulated in the text.

Two types of methods were designed to measure the oil produced by imbibition. One of them is weight measuring method and the other is volume measuring method.

The components of weight measuring method are electronic balance that has sensitivity of 1/1000 gm., wire basket, and oil bath. All weights are measured in water as grams versus time and using the following relationship (the produced oil was transformed to the volume scale in terms of cm³):

$$V = \Delta m / \Delta \rho$$

where Δm denotes the weight increased upon displacement of oil and $\Delta \rho$ is the difference between the water and the oil specific gravity.

The second type of measurement method consists of graduated glass which is composed of two parts. The upper part which measures the produced oil has division of 0.5 ml while the lower part of the apparatus is large enough to receive the plug. The upper and the lower parts of apparatus are then joined by conical connector. The apparatus directly measures the oil produced with time in ml units.

After all the laboratory work was completed, scaling laws have been applied to the study of imbibition phenomena. Scaling can be carried out by assuming that gravity is negligible and is based on following assumptions:

1. Reservoir matrix block and core model must have identical shape.
2. The ratio (μ_o/μ_w) must be identical in the matrix block and in the laboratory test.
3. Fluid distribution and water movement pattern in the fractures must be duplicated in the laboratory.

4. Relative permeability curves must be the same.
5. Capillary pressure curves for matrix block and laboratory model must be related by direct proportionality.

The equation scaling matrix block and core model can be written as :

$$\left(t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \right)_{model} = \left(t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \right)_{reservoir}$$

This equation indicates that a plot of the dimensionless scaling parameter $t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}}$ vs imbibition oil recovery should result in the same curve for the model and matrix block of the same rock type and geometry.

Plotting of the oil production (% OOIP) versus time, using dimensionless time oil production was converted to the reservoir time.

Another method to predict the performance of oil production is the model of Aronofsky. The equation, presented originally by Aronofsky can be written as

$$r = R [1 - \exp(-\lambda t)]$$

for the case of a single model element and

$$r = R \left[1 - \frac{1}{\lambda t} [1 - \exp(-\lambda t)] \right]$$

for the case of a total fractured reservoir where the velocity of advance of the water table is uniform.

In the above equations r is the recovery at any time t , R is the limit toward which the recovery converges, and λ is a constant giving the rate of convergence.

Solving equations by hand requires a trial-and-error effort to determine the constants λ and R . In order to overcome these difficulties, charts presented by Aguilera are used. Using these charts,

the parameters λ and R are found and the performance analysis is predicted easily.

In this study, 25 imbibition experiment were carried out and the conclusions are summarized below:

- At initial stages of experiments faster oil production occurs in experiments conducted at room temperature (18 °C) than that produced at the high temperature (65°C). But, at the end of the experiment more percentage of oil is produced at 65 °C than that produced at 18°C.

- An initial test using Bentheim 4 sandstone which has a diameter of 2.54 cm and a length of 4.99 cm. was carried out in the displacement experiments. The length of the core was then reduced to 4 cm and the resultant oil produced versus time recorded. Comparison of these two experiments revealed that the shorter core produces more oil and faster than the longer one. This is believed to be due to the role of capillary pressure favoring the shorter core.

- The effect of types of water on imbibition was tested using three different waters, e.g., distilled water, brine and surfactant. It is found that if the interfacial tension between water and oil increases, the oil production due to imbibition process also increases with respect to time.

- When the three different oils with different viscosities and surface tension values are used the oil with higher value result in the lower oil production.

- In order to investigate the effect of wettability on imbibition process, USBM experiment on four cores was performed. These experiments have shown that if the reservoir rock is strongly water wet, oil production increases because imbibition mechanism is the dominant mechanism.

- The experimental oil recovery results obtained from the imbibition experiments can be converted to the oil recovery predictions in the field using the scaling laws discussed above.

1. GİRİŞ

Çatlaklı bir rezervuarda su ötelemesi uygulaması veya su itişimi varsa imbibition mekanizmasının varlığından sözedilebilir. Imbibition, gözenekli bir kayaç tarafından bu kayaca temas eden sıvının anlık olarak içine alınması olarak tanımlanabilir. Imbibition'ın bu anlık işlemi, akışkanla doyurulmuş karot, kayacı ıslatan diğer bir akışkanla temas haline geldiği veya bu akışkanın içerisine daldırıldığı zaman oluşur. Kayaç ile temas durumuna geçen ve kayaç içerisine doğru ilerleyen ıslatan akışkan, ıslatmayan akışkanı öteler. Bu olayın yaygın örnekleri şunlar olabilir: kuru tuğlanın suyu emmesi ve havayı dışarı atması, kurulama kağıdının mürekkebi emmesi ve havayı kovması ve rezervuar kayacının suyu emmesiyle petrolü dışarı atması gibi.

Rezervuarda gerçekleşen bu olayı laboratuarda modelleyebilmek için rezervuarın litolojik özelliklerinin daha iyi tanımlanması gereklidir. Imbibition mekanizmasının incelenmesinde petrol içeren rezervuarın tüm özelliklerinin yeterince bilinmemesi laboratuardaki modellemeyi güçleştirmektedir. Bununla birlikte iki farklı sınır değeri için modelleme yapılabilir. Bunun birincisi ıslatmayan faz (petrol) ile doyurulmuş matriks yapının tamamen su ile çevrili olması durumu, diğeri ise çatlaklardaki suyun belirli bir hızla yükselmesi.

Imbibition'a etki eden iki temel kuvvetin suyun geldiği biliniyor: yoğunluk farkına bağlı yerçekimi ayrışması ve kılcal kuvvetlerdir, ve çatlaklı rezervuarlardan su ötelemesiyle petrol üretiminin incelenmesinde özel bir öneme sahiptir. Bu tür rezervuarlarda tabandan gelen su itişimi veya su enjeksiyonunun sonucu, su en kolay yolu seçerek çatlaklardaki petrolü öteleyerek ilerler ve henüz petrole dolu olan matriks bloklarını yavaş yavaş çevreler. Çatlakların hacimlerinin rezervuarın toplam kapasitesinin çok küçük bir bölümünü oluşturduğu düşünülürse, matriks bloklarda üretimin temel mekanizması "imbibition" ın önemi daha iyi anlaşılır.

Türkiye'de petrol rezervuarlarının çatlaklı kalker yapıda olması imbibition olayının performansının incelenmesine, sahaların üretim performansları üzerindeki katkısını ve çeşitli rezervuar parametrelerinin bu olaya etkilerinin araştırılmasını gerekli kılmaktadır. Bu konuda yapılacak laboratuvar çalışmaları özellikle önemlidir. Ayrıca bu konudaki matematiksel modellemeler de büyük ölçüde deneysel verilere bağlıdır.



2. IMBIBITION MEKANİZMASININ KURAMSAL İNCELENMESİ

Doğal çatlaklı rezervuarlarda oluşan üretim mekanizmaları diğer rezervuarlara göre çok daha komplekstir. Bunun en önemli nedeni de bu rezervuarların çatlak ve matriks gibi ikili sisteme sahip olmasıdır. Geçirgenliği yüksek çatlak yapıdan dolayı rezervuarda oluşan zonlar birbiriyle kesin bir şekilde ayrılabilir. Doğal çatlaklı bir rezervuarda üretimle birlikte şu zonlar oluşabilir: Üstte gazın işgal ettiği zon (gas invaded zone), onun altında petrol zonunda gazın açığa çıkmasıyla oluşacak bir gaz zonu, sonra doymamış petrol zonu ve en altta da bir akifer var ise suyun petrol zonuna doğru ilerlemesiyle oluşan suyun işgal ettiği zon (water invaded zone). Bu suyun işgal ettiği zonda yerçekimi ve kılcal imbibition öteleme mekanizması söz konusudur. Burada su ile doyurulmuş çatlak sistemiyle çevrilmiş petrol içeren su ıslatımlı matriks bloktan yerçekimi veya kılcal kuvvet yardımıyla petrol üretilir. Petrol üretiminde kayaç homojenliğinin, rezervuar litolojisinin, kayaç ve akışkanlar arasında arayüzey geriliminin, akışkan akmazlığının ve mobilite faktörünün etkisi vardır. Petrolün matriks bloktan ötelenmesinde su ilerleme hızının da etkisi söz konusudur. [1]

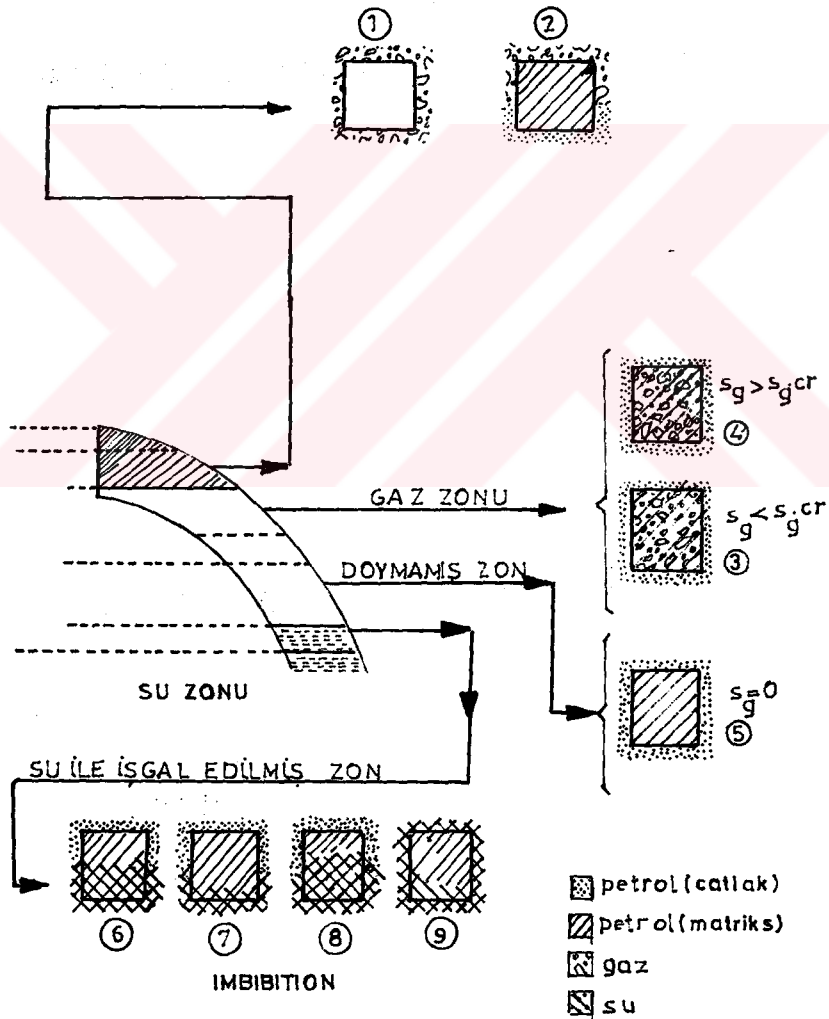
Tüm bu bileşenlerin üretim üzerine etkilerinin doğru bir şekilde incelenmesi, rezervuarın performansı için yapılacak tahminde önemli bir yere sahip olacaktır. Rapoport'un [2] ölçeklendirme kuralı kullanılarak laboratuvar zamanı rezervuar zamanına dönüştürülerek istenilen zaman için yapılacak üretim tahmin edilebilir. Ayrıca Aronofsky'nin matematiksel modeli de gelecekteki üretim performanslarının tahmini için kullanılabilir [3].

2.1. Rezervuarda Imbibition Olayı

Şekil 2.1 doğal çatlaklı bir rezervuarda üretim aşamasında oluşabilecek zonlar ve bu zonlardaki üretim mekanizmalarını göstermektedir. Buradaki 6, 7, 8 ve 9. bloklarda çatlaktaki su-petrol

teması matriksteki cephenin ilerlemesiyle karşılaştırılmaktadır. Bu cephelerin birbirlerine göre olan durumları imbibition ötelemesi sırasında oluşan kılcal ve yerçekimi kuvvetlerinin etkinliğini belirler. 9. blokta ise, su tamamen bloğu çevirmiştir.

Burada 7. ve 9. bloktaki kılcal kuvvetler gravite kuvvetleriyle birlikte çalışırken, 6. ve 8. blokta kılcal kuvvet etkilidir. 9. blokta olduğu gibi bloklar çok uzun ise gravite etkisi imbibition sırasında etkin olacaktır [1].



Şekil 2.1. Rezervuar zonu ve üretim mekanizmaları [1].

2.2. Imbibition'a Etki Eden Faktörler

Rezervuarda matriks yapı ıslatmayan faz (petrol) ile doyurulmuş, çatlak yapı ıslatan faz ile doyurulmuşsa çatlak yapıdaki ıslatan faz kılcal kuvvet ve yerçekimi etkisiyle matriks yapı içerisine girer ve petrolü matriksten öteler. Bu "imbibition" olarak tanımlanır. Tersi durumda yani ıslatmayan faz ıslatan fazı öteliyorsa bu öteleme de "drainage" olarak adlandırılır. Burada ıslatımlılık, kılcal kuvvet ve yerçekimi incelenmesi gereken önemli bileşenlerdir.

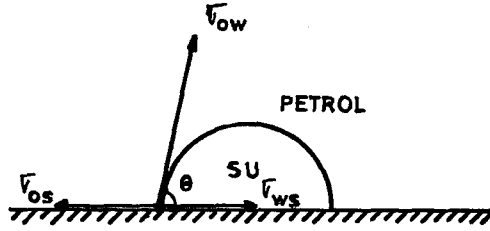
Kyte [4] tarafından zayıf su ıslatımlı sistemde yapılan santrifüj deneyleri sonucunda; kuvvetli su ıslatımlı sistemlerde imbibition önemli bir mekanizma olmasına rağmen, zayıf su ıslatımlı sistemde imbibition ile üretimin gravite ayrışmasına göre hemen hemen ihmal edilecek kadar küçük olduğu bulunmuştur.

2.2.1. Islatımlılık

2.2.1.1. Tanım

Su, petrol ve kayacın bulunduğu üçlü bir sistemde; su petrolü kayaç yüzeyinden ötelemeye eğilimli ise kayaç su ıslatımlı olarak tanımlanabilir. Bunun tersi, eğer petrol suyu ötelemeye eğilimli ise kayaç petrol ıslatımlıdır denir [5].

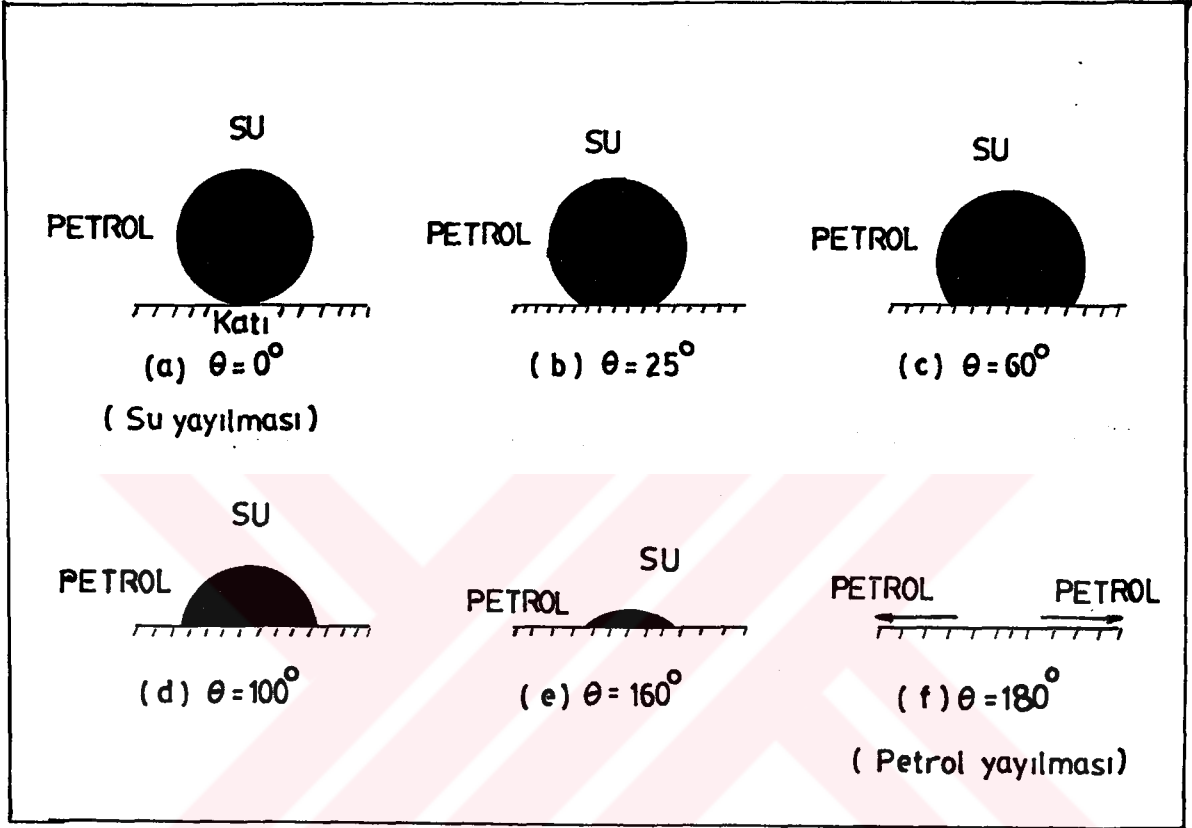
Gözenekli bir ortamın ıslatımlılığı tüm yüzey kuvvetlerine bağlı olarak saptanabilir. Şekil 2.2 su, petrol ve kayacın olduğu bir sisteme etki eden kuvvetleri göstermektedir. Karşıt kuvvetler arasındaki fark adhezyon gerilimi olarak adlandırılır.



Şekil 2.2. Üçlü sistemde oluşan kuvvetler.

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{ow} \cos(\theta) \quad (2.1)$$

Denklem 2.1 ile verilen bu ilişki Young-Dupre [6] denklemi olarak tanımlanır. Burada A_T , σ_{so} , σ_{sw} , σ_{ow} sırasıyla adhezyon gerilimi, kayaç ile petrol arasındaki arayüzey gerilimi, kayaç ile su arasındaki arayüzey gerilimi, su ile petrol arasındaki arayüzey gerilimi ve θ ise ıslatımlılık açısıdır. Pozitif adhezyon gerilimi temas açısının 90 dereceden küçük ve katı yüzeyinin su ıslatımlı olduğunu gösterir. Adhezyon geriliminin 0 olması, temas açısının 90 derece olmasına ve ıslatımlılığın nötr olması anlamına gelir. Negatif adhezyon gerilimi ise temas açısının 90 dereceden büyük ve katı yüzeyini petrolün ıslattığını gösterir. Anlaşıldığı gibi katı yüzeylerin ıslatımlılığı genel olarak temas açısı ile değerlendirilir. Şekil 2.3 pürüzsüz yüzeyde ideal örnekleri göstermektedir [7].



Şekil 2.3. Pürüzsüz bir yüzeyde ideal temas açıları [7].

Denklem 2.1 den yararlanarak ıslatımlılık bulunurken σ_{SO} ile σ_{SW} değerlerini ölçmek için pratik bir laboratuvar yöntemi yoktur. Bununla birlikte katı yüzeyin ıslatımlılığını değerlendirmek için σ_{OW} ve $\cos\theta$ değerleri ölçülebilir. Akışkan ıslatan veya ıslatmayan olarak 90 dereceden büyük olmasına göre değerlendirilir.

Islatımlılığın nedenlerini anlamak için; akışkan kimyasının, rezervuarda hidrokarbon bileşenlerinin suya olan eğiliminin (polarity) molekül ağırlıklarının ve katı-sıvı arayüzeylerindeki yüzey kimya işlemlerinin incelenmesi gereklidir.

Temas açısı, benzer kimyasal yapılı sıvılar için moleküler ağırlıkla doğrudan değişir. Parafin serileri için moleküler ağırlık arttıkça temas açısı artar.

Çeşitli çok sıvılı sistemlerin silika ve kalsit yüzeyleriyle temas durumu araştırmacılar tarafından incelenmiştir [8]. Su ve izooktan kullanıldığında silika ve kalsit yüzeyleri kısmen suya ıslatımlı olmaktadır; ancak su ve naftanik asit kullanıldığı zaman silika su ıslatımlı olmaktadır.

Mineral yüzeylerin ıslatımlılığı adsorbe edilen tek tabakalı yüzey aktifleyici polar bileşenlerle olduğu gibi daha ince tabakalı organik materyallerle de değişebilmektedir.

Islatımlılıkla ilgili çalışmaların başlangıcında petrol içeren tüm formasyonların kuvvetli bir şekilde su ıslatımlı olduğu düşünülüyordu [8]. Bunun nedeni başlangıçta bir su fazının rezervuar kayacıyla temas halinde olmasıydı. Daha ilerisi silika ve karbonatlar temiz hallerinde normal olarak su ıslatımlıdır. Araştırmacıların yaptığı çalışmalar birçok petrol rezervuarının kuvvetli su ıslatımlı olmadığını ve doğal yüzey aktifleyici maddeler içeren ham petrolerin varlığında (asfaltik veya wax tipi malzemeler) katı yüzeyin petrol ıslatımı olabileceğini varsaymıştır [8]. Daha sonra yapılan çalışmalar rezervuar ıslatımlılığının geniş bir spektruma sahip olabileceğini göstermiştir. Schmid [8] kuvvetli su ıslatımlı kayacın bazı petrolerle denge haline geldiği zaman zayıf su ıslatımlı olduğunu görmüştür.

Bu konuda çalışan bazı araştırmacılar da rezervuar kayacının üniform bir ıslatımlılığı değil de heterojen bir ıslatımlılığı olduğunu kabul etmiştir [8].

Gözenekli bir ortamda farklı minerallerin varlığı tanelerin yüzey kimyalarında farklılıklar yaratabilir. Bu yüzden tüm tane yüzeyleri yüzey aktifleyici bileşenlerle aynı yakınlığa sahip olmaz. Örnek olarak Alaska'daki tersiyer bir kum rezervuarı kuvvetli bir şekilde su ıslatımlı, kuvarz ve siderit mineralleri ile kuvvetli bir şekilde petrol ıslatımlı kalsit içerir. Ana akış kanallarındaki muhtemel kuvarz ve siderit yüzeylerinin varlığından dolayı tüm kayaç sistemi su ıslatımlıdır [8]. Bazı karbonat

kayaçların akış kanallarında bulunan anhidrit ve jips ıslatımlılığı değiştirebilir. Rezervuar koşullarında birçok karbonat kayaçları muhtemelen petrol ıslatımlı iken bu minerallerin (anhidrit ve jips) kuvvetli bir su ıslatım sistemi yaratacağı bulunmuştur. Ağır metal sülfidlerinin de gözenekli ortamın akış kanallarını oluşturduğu zaman yüzeyi petrol ıslatımlı yapar [8].

Bazı petrol rezervuarlarında kayaç yüzeyi bitümlü veya diğer organik kaplamalarla çevrilir. Böyle yüzeyler petrol ve su olması durumunda petrolün ve suyun kompozisyonuna bakılmaksızın petrol ıslatımlı olduğu söylenir [8].

Pratik bir ifadeyle su kayacı ıslatıyorsa kayaç üzerinde bir film tabakası oluşturacak ve petrol üretimi daha kolay yapılacaktır. Petrol kayacı ıslatıyorsa, petrol akarken kayaca yapışacak böylece kalıcı doymuşluk artacak üretim zorlaşacaktır.

Rezervuardan su ötelemesiyle veya su itişim mekanizmasıyla üretim yapılıyorsa ıslatımlılık önemli bir parametredir. Bu nedenle doğru olarak ölçülmesi önemlidir.

Bobek, Mattax ve Denekas [4] petrol üretiminde ıslatımlılığın önemini aşağıdaki şekilde yaptıkları deneylerle göstermişlerdir. Bu amaçla üç farklı rezervuar kayacının petrol üretim davranışı iki farklı durum için hesaplanmıştır. Heriki durumda da rezervuar kayaçlarının tüm özellikleri aynıdır. Ancak bunlardan birinci durum için kayaç 400 C`ye kadar ısıtılarak temizlenmiş ve kayaç kuvvetli su ıslatımlı hale getirilmiştir. İkinci durumda ise karot petrol ile yaşlandırılarak petrol ıslatımlı olması sağlanmıştır. Bu iki farklı durum için üç değişik rezervuar kayacından su ötelemesi sonucu petrol üretimi karşılaştırılmıştır. Karotlar su ıslatımlı varsayıldığında hesaplanan petrol üretiminin, enjekte edilen 1.5 gözenek hacmi suya karşılık , petrol ıslatımlı olan kayaca göre 1.5 ile 2.8 defa daha fazla olduğu görülmüştür. Buna göre su ıslatımlı sistemlerde su ötelemesi yararlı bir işlem olacaktır.

Bir kayacın ıslatımlılığı hem deneysel hem de nitelik olarak saptanabilir. Yerinde rezervuar ıslatımlılığını saptamak için tatmin edici bir yöntem yoktur [9] [10].

2.2.1.2. Karotların Temizlenmesi

Rezervuardan alınan karotların ıslatımlılığı çok çabuk değişebilmektedir. Sondaj ve kuyu tamamlama akışkanlarında kullanılan çeşitli katkı maddeleri karotun ıslatımlılığını değiştirebilir. Yüzey aktifleyici maddelerin ıslatımlılığı değiştirdiği de bilinmektedir. Depolama ve test sırasında uygun olmayan karot işleminde akışkanların buharlaşması veya oksijenle temas etme ıslatımlılığı değiştirebilir. Bununla beraber birkaç akışkan özellikle tuzlu su ıslatımlılığı etkilemez. Bu nedenle karot almada tuzlu su kullanılabilir [4][7][11].

Bu tür sakıncalar nedeniyle karot alma işlemlerinden sonra yapılacak ıslatımlılık ölçümleri hatalara sebep olabilir. Daha sağlıklı sonuçlar elde etmek için temizleme işlemleri geliştirilmiştir.

İki amaç için karot temizlenir: (1) Karottan tüm sıvıları kaldırmak, böylece gözeneklilik, geçirgenlik ve akışkan doymuşlukları ölçülebilir. (2) ıslatımlılığı değişmiş karotun ıslatımlılığının oluşturulmasında ilk adım olarak.

Temizlemede ilk önce karotun yüzeyindeki tüm bileşenler kaldırılır. Sonra rezervuar akışkanlarının karot içerisine girişi sağlanır. Daha sonra ise rezervuar sıcaklığında karot, yeterli zamanda adsorbsiyon dengesi sağlanarak yaşlandırılır.

Temizlemede genellikle bir çözücü kullanılmasına rağmen, ağır petrol içeren örneklerde birden fazla çözücü kullanılmalıdır. Karot, kuvvetli su ıslatımlı olduğu zaman temizleme başarılıdır. Çünkü tüm temiz rezervuar mineralleri kuvvetli su ıslatımlıdır. Kömür istisnadır, zayıf veya nötr olabilir [8][11].

Karot örneklerini temizlemek için kullanılan literatürdeki bazı yöntemler: Destilasyon / Ekstraksiyon (Dean Stark ve Soxhlet), karot içerisinden akışkan geçirerek temizleme. santrifüjle ayırma, karotların yüksek sıcaklıkta ısıtılması vb. olarak sayılabilir [5][9][10][11][12].

En çok kullanılan yöntem Destilasyon / Ekstraksiyon yöntemidir. Göreli olarak yavaştır. Bu yöntemde örnek Dean-Stark veya Soxhlet aygıtının içerisine yerleştirilir. Soxhlet aygıtında örnekler periyodik olarak sifon yapan sıcak çözücüyü emer, destile olduktan sonra yoğunlaşır, ekstraktöre döner, tekrar sifon yapar.

Karotu temizlemek için kullanılacak çözücünün bulunması deneme yanılma yoluyla yapılır. Bu nedenle birçok çözücü denenmelidir. Çözücü seçiminde iki kriter vardır: 1. Çözücünün en iyi olması petrolün cinsine ve mineral yüzeylere bağlıdır, 2. Birden fazla seri halinde kullanılan çözücüler tek çözücüden genel olarak daha etkilidir. American Petroleum Institute (API), birçok orta ağırlıkta petrol için kloroformun, asfaltik petroler için de toluenin kullanışlı olduğunu rapor etmektedir. Bununla beraber toluen; metanol, etanol gibi diğer çözücülerle birlikte kullanıldığında zaman daha çok etkilidir [11].

Gant ve Anderson [11] tarafından yapılan deneysel çalışmada özel çözücü olarak kullandıkları % 49.5 toluen + % 49.5 metanol + % 1 amonyum hidroksit karışımı en iyi temizlemeyi yapmıştır. Bunun yanında %50 toluen + %50 metanol karışımı bir çözücü de iyi temizleme yapmıştır.

2.2.1.3. İslatımlılık Ölçümleri

Literatürde [5][8][9][10][11][12] en çok karşılaşılan ıslatımlılık ölçüm yöntemleri ise USBM ve Amott İndeksleridir.

Temizlenmiş karotların ıslatımlılığını ölçmek için kullanılan USBM ıslatımlılık yöntemi şu şekilde yapılır. Tartım yapıldıktan sonra kuru karotlar vakum sistemi içerisinde yapay tuzlu suya doyurulur. Karotlar 5 mtorr (6.6 Pa) veya daha az bir basınçta birkaç saat vakumda tutulur.

Sonra tuzlu su çözeltisi karot içerisine basınçla yerleştirilir. İslatımlılık testi başlamadan önce karotlar atmosfer basıncında bir gece bekletilir.

Karotlar tuzlu sudan alınır, kurulama kağıdıyla temizlenip tartım yapılır. Sonra karotlar santrifüje yerleştirilip petrol ile indirgenemez su doymuşluğuna kadar öteleme yapılır.

Petrol ve havası alınmış yapay tuzlu su USBM indeksinde kullanılır. USBM yöntemi iki adımdır. Birinci adım; Karotlar tuzlu su içerisine yerleştirilir ve -10 psi kılcal basınca ulaşıncaya kadar artan hızlarla santrifüj edilir. Bu adım tuzlu su itişimidir. Çünkü tuzlu su petrolü karottan ötelemektedir. Kılcal basınçtaki her artışta karotun ortalama doymuşluğu üretilen petrolün hacminden hesaplanır. USBM yöntemi karottaki ortalama doymuşluğu kullanır. İkinci adım; karotlar petrol içerisine yerleştirilir ve santrifüj yapılır. Bu petrol itişimi adımında petrol suyu öteleyecektir. Birinci adımda olduğu gibi, kılcal basınç ve ortalama doymuşluk, kılcal basınç +10 psi'a ulaşıncaya kadar ölçülür. Herbir adımda eğriler doğrusal olarak ekstrapolasyon yapılır. Eğer son basınç tam 10 psi değilse yuvarlatılır.

Sonra su doymuşluğuna karşılık kılcal basınç ($P_C - S_W$) grafikleri çizilir. Grafikte herbir eğri altındaki alanlar hesaplanır. Denklem 2.2 kullanılarak ıslatımlılık indeksi, W , hesaplanır.

$$W = \log(A_1 / A_2) \quad (2.2)$$

Burada: A_1 petrol itişimi, A_2 ise su itişimi eğrisinin altında kalan alandır.

$W > 0$ ise karot su ıslatımlı

$W < 0$ ise karot petrol ıslatımlı

$W = 0$ ise karotun ıslatımlılığı nötrdür.

W 'nin mutlak değeri arttıkça ıslatımlılık artacaktır [11][12].

2.2.2. Kılcal Kuvvet

2.2.2.1. Tanım

Gözenekli bir ortamda karışamaz iki akışkan temas halindeyse, bu iki akışkan arasında adhezyon geriliminin sonucu olarak eğri bir arayüzey oluşur. Bu arayüzeyde bir temas açısından sözedilir. Bu temas açısı, θ , ıslatımlılıkla doğrudan ilgilidir [13].

Arayüzeyin ıslatmayan akışkan tarafındaki basınç, ıslatan tarafındaki basınçtan daha büyüktür ve bu fark kılcal basınç olarak tanımlanır [13].

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (2.3)$$

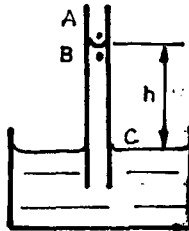
Burada:

P_c =Kılcal basınç

P_{nw} =Islatmayan faz tarafındaki basınç

P_w =Islatan faz tarafındaki basınç

Arayüzey geriliminin en belirgin gözlemi, kılcal tüpte suyun yükselmesidir. Şekil 2.3'te görüldüğü gibi kılcal bir tüp su içerisine daldırıldığı zaman, su kılcal tüp içerisinde kabın yüzeyinden h kadar bir yüksekliğe çıkar. Bu durumda



Şekil 2.4. Suyun kılcal tüpte yükselmesi.

$$P_A = P_c - h\rho_a g \quad (2.4)$$

$$P_B = P_c - h\rho_w g \quad (2.5)$$

Burada A ve B noktaları arasındaki basınç farkı kılcal basınçtır.

$$P_A - P_B = h(\rho_w - \rho_a)g = h\Delta\rho g \quad (2.6)$$

Kılcal basınç, arayüzey gerilimi (σ) ve eğrilik yarıçaplarından aşağıda verilen Young-Laplace denklemiyle de hesaplanabilir [13][14].

$$P_A - P_B = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2.7)$$

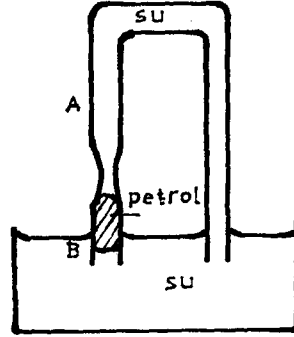
Burada arayüzey gerilimini, R_1 ve R_2 ise arayüzeyin başlıca eğrilik yarıçaplarıdır.

İnce silindirik bir tüp söz konusu olduğunda arayüzey pratik olarak küreseldir ve bu durumda kılcal basınç aşağıdaki gibi ifade edilir [15][16].

$$P_A - P_B = \frac{2\sigma}{R} \quad (2.8)$$

Suyun ıslatan, petrolün ıslatmayan faz olduğu bir rezervuarda bir petrol damlacığının bu gözenekli ortamda ilerlemesi Şekil 2.4 te olduğu

gibi basitleştirilebilir. Bu durumda petrol damlacığının alt ve üst sınırları B ve A olursa, B ve A'daki kılcal basınçlar



Şekil 2.5. Petrol damlacığının hareketi.

$$P_{Bo} - P_{Bw} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_B} \quad (2.9)$$

$$P_{Ao} = P_{Bo} - h\rho_o g \quad (2.10)$$

$$P_{Aw} = P_{Bw} - h\rho_w g \quad (2.11)$$

olarak ifade edilir. Buradan hareketle:

$$P_{Ao} - P_{Aw} = P_{Bo} - P_{Bw} + h\Delta\rho g \quad (2.12)$$

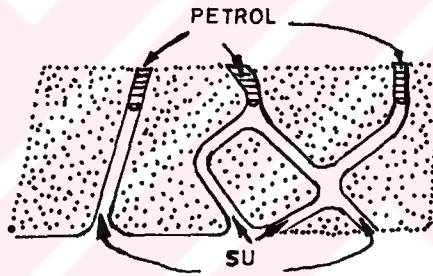
$$= \frac{2\sigma \cos \theta}{r_B} + h\Delta\rho g = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_A} \quad (2.13)$$

Burada r_A ve r_B sırasıyla A ve B'deki yarıçaplardır. r_{AM} daralmanın yarıçapı ise petrol damlacığının bu daralmayı geçebilmesi için gerekli olan koşul

$$\frac{2\sigma \cos \theta}{r_B} + h\Delta\rho g > \frac{2\sigma \cos \theta}{r_{Am}} \quad (2.14)$$

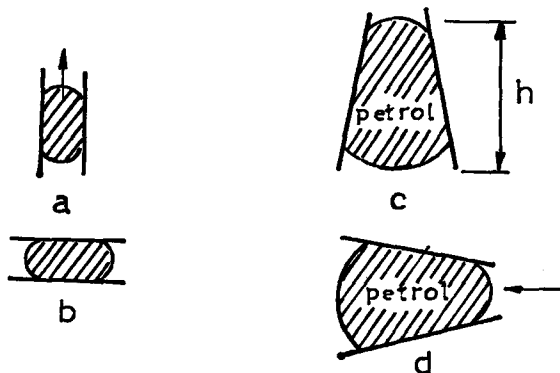
olmalıdır [16].

Petrolle doymuş bir kayaç bloğunun tamamen su içerisinde battığını düşünelim. Bu olayı daha da basit olarak görebilmek için gözenekli ortamı Şekil 2.6' da olduğu gibi bir veya iki konik kılcal tüpe indirgeyelim.



Şekil 2.6. Gözenekli ortamın kılcal tüpe indirgenmesi.

Şekil 2.7 (a) daki gibi silindirik sabit çaplı düşey bir kılcal tüp içerisinde bir damla petrol olduğunu düşünelim.



Şekil 2.7. Silindirik (a,b) ve konik (c,d) kılcal tüpler.

Bu durumda petrol $\rho \Delta p_g$ ye eşit bir kuvvetle yukarı doğru itilir. Tüp yatay ise uygulanan kuvvetlerin bileşkesi tüpe diktir ve petrol damlası yerinde kalır.

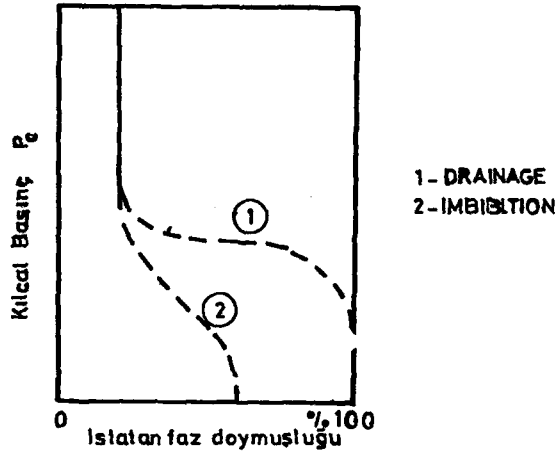
Şekil 2.7 (c) de görüldüğü gibi konik bir kılcal tüp varsayımı yapıldığında damla dengede kalabilir. Aşağıdaki koşul sağlanırsa, damla yukarı doğru hareket eder.

$$\frac{2\sigma \cos \theta}{r_B} + h\Delta\rho g > \frac{2\sigma \cos \theta}{r_{Am}} \quad (2.15)$$

Tüp yavaş yavaş yatay konuma getirilirse, yani Şekil 2.7 (b) durumu, h azalır, damla aşağı doğru iner ve tamamen çıkabilir. Buna göre gözenekli ortam kılcal bir tüpe indirgenirse, şekil veya durumuna göre petrol tamamen veya kısmen ötelenecektir [15][16].

2.2.2.2. Kılcal Basınç Eğrisinin İncelenmesi

Kılcal basınç eğrisi özellikle ıslatan fazın doymuşluğunun hareket yönüne (drainage veya imbibition) bağlıdır. Rezervuar kayacı bir ıslatan faz ile tamamen doyurulursa, bu fazın ıslatmayan bir faz ile ötelenmesi drainage ötelemesi olarak adlandırılır. Drainage ötelemesinde kılcal kuvvetler ıslatmayan fazın matriks içerisine girmesine karşı koyar. Imbibition durumunda ise rezervuar kayacı ıslatmayan faz ile doyurulmuştur. Bu durumda ıslatan faz tarafından öteleme yapılırken kılcal kuvvet itici bir kuvvet gibi davranır. Şekil 2.8 P_c eğrilerini göstermektedir.



Şekil 2.8. Kılcal basınç hareket yönleri

Çatlaklı rezervuarda ıslatılabilirlik ve çatlak ile matriksi doyuran akışkanların durumuna göre imbibition veya drainage öteleme türü oluşur. Bu ilişki Çizelge 2.1 de sunulmaktadır:

Çizelge 2.1. Öteleme Türleri

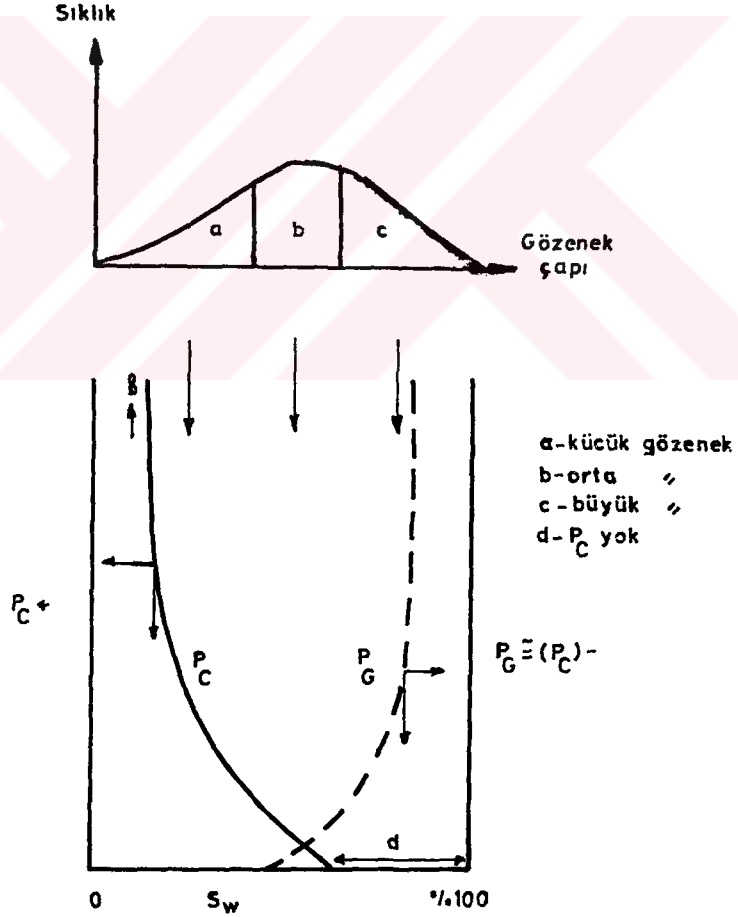
Matriks	Çatlak	İslatan faz	Öteleme türü
petrol	su	su	imbibition
petrol	su	petrol	drainage
petrol	gaz	petrol	drainage
gaz	su	su	imbibition

Alışlagelmiş bir gözenek dağılımı için imbibition kılcal basıncı drainage basıncının yaklaşık olarak yarısı kadardır. Her iki eğrinin en önemli karakteristiği bir ıslatan fazın minimum doymuşluğuna sahip olmalarıdır. Gözenek boyut dağılımı geniş bir aralıkta ise eğrinin daha büyük indirgenemez su doymuşluğu, gözenek boyutu dağılımı üniform ise bu defa eğrinin daha küçük indirgenemez su doymuşluğu olacaktır.

ortalama gözenek boyutunun yarıçapına (r_c) bağlıdır ve şu oran geçerlidir [1].

$$h_c \cong \frac{1}{r_{c,ort}} \quad (2.16)$$

Yerçekimi kuvvetleri matriks bloğun yüksekliği arttıkça artarken kılcal kuvvetler gözenek boyutu küçüldükçe artacaktır. Küçük matriks bloklarda ve küçük gözenek boyutunda kılcal kuvvetler imbibition'da etkili olurken yüksek matriks bloklarda ve geniş gözenek boyutunda yerçekimi kuvvetleri etkin olacaktır. Şekil 2.10 gözenek boyutunun gravite ve kılcal kuvvet üzerindeki etkisini göstermektedir [1].



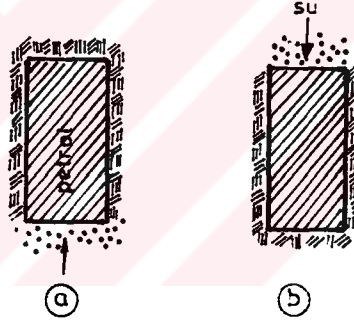
Şekil 2.10. Gözenek boyutunun etkisi [1].

2.2.3. Kayaç ve Akışkan Özellikleri

2.2.3.1. Akış Türlerinin Etkisi

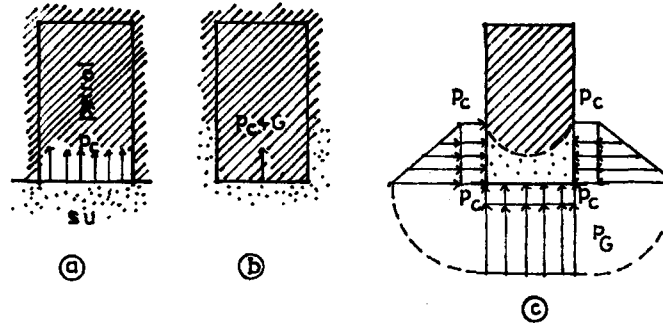
Karşıakış ve doğruakış (counterflow, directflow) gibi akış türleri ötelenen akışkan ve öteleyen akışkan arasındaki akış yönünün ilişkisini ifade eder. Karşıakış; ötelenen ve öteleyen akışkanların farklı yönde olması, doğruakış ise ikisinin aynı yönde olmasıdır.

Şekil 2.11' deki her iki şekil de karşıakışı göstermektedir. Su girişi ve petrol üretiminin yönleri birbirine terstir. (a) durumunda, imbibition yalnızca kılcal basınç yardımı ile sağlanır. (b) durumunda ise kılcal basınç + yerçekimi etkisi söz konusudur. Su yerçekimi ile matriks içerisine doğru, aşağı yönde ilerlerken petrol yüzme etkisiyle (buoyancy) yukarı çıkar.



Şekil 2.11. Karşıakış durumları.

Şekil 2.12' de görüldüğü gibi tüm yüzeyler geçirimsiz, yalnızca alt yüzey su ile temas durumunda ise (a), öteleme kılcal kuvvet ile olur. Su seviyesi artarsa fakat yan yüzeyler geçirimsiz ise (b), kılcallık ve yerçekimi alt yüzeyde ötelemeye yardım eder. Yan yüzeyler geçirimli ise (c), çatlaktaki su-petrol temasının altında yerçekimi derinlikle doğru orantılı olarak artarken yanal geçirimli yüzeyde kılcal kuvvetler sabit kalır.

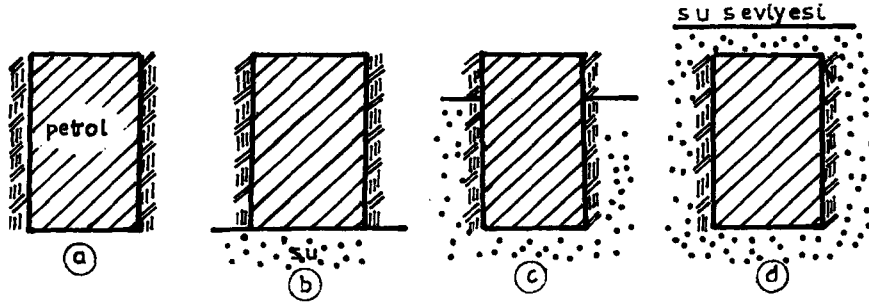


Şekil 2.12. Yüzeylerin geçirimsiz olma durumu.

2.2.3.2. Blok Boyutunun Etkisi

Bloklar geniş ise, yanıl yüzeydeki öteleme alt yüzeyden olan ötelemeye göre sınırlı bir etkiye indirgenir. Diğer taraftan bloklar düşey olarak uzatılırsa yanıl yüzeylerdeki kılcal etki önemli bir etkiye sahip olur. İnce ve uzun bloklarda yanıl yüzeylerde yüksek kılcal basınç üretirne yardımcı olur. Alt yüzeyden başlayan ve yukarı doğru olan öteleme etkisini yanıl kılcal basınç kuvveti engellerse üretim zamanında bir gecikme olabilir. Pratikte bloklar çok genişse öteleme testleri küçük ince karotlar üzerinde yanıl yüzeyler geçirimsiz hale getirilerek yapılır.

Şekil 2.13 (a)' da olduğu gibi burada öteleme kuvveti yalnızca alt yüzeylerde çalışır. Şekil 2.13 (b) durumunda yalnızca alt yüzeylerdeki kılcal basınçlardan dolayı öteleme olur. Su seviyesi blok üzerindeyse (c), yerçekimi ve kılcal etkilerden dolayı petrol üretilir. (d) durumunda yerçekimi blok yüksekliği ve Δx ile doğru orantılıdır. Blok tamamen su içerisindeyse kılcal kuvvetler alt ve üst geçirimli yüzeyde imbibiton'a yardım ederken bu durumda üretim alt yüzey referans alınarak üst düzeyden doğruaış, üst yüzey referans alınarak alt yüzeyden karşıaış ile yapılır [1].



Şekil 2.13. Değişen su seviyelerinde öteleme kuvvetlerinin etkinliği.

2.2.3.3. Kayaç Heterojenliğinin ve Litolojinin Etkisi

Deneyler kayaçtaki heterojenliğin üretim-zaman grafiği üzerinde etkili olduğunu göstermiştir [17].

Benzer koşullar altında yapılan deneylerde rezervuardaki mineralojik karakteristiklerinden dolayı üretimde farklılıklar görülmüştür. Karbonat içeriğindeki artışın daha yüksek petrol ıslatımlılığına neden olduğu ve bunun da üretimdeki azalmanın nedeni olduğu gözlenmiştir [17].

2.2.3.4. Arayüzey Geriliminin Etkisi

Aynı karotlar üzerinde aynı koşullar altında fakat farklı enjeksiyon akışkanlarıyla yapılan üretim-zaman grafiğinde önemli değişimler gözlenmiştir. Arayüzey gerilimi azaldığı zaman üretimde azalma görülmüştür [1].

2.2.3.5. Petrol Akmazlığının Etkisi

Imbibition işleminde petrol akmazlığının etkisi 5 farklı petrol akmazlığı ($\mu_o=0.01;1;5;30;100$ cp) ve sabit su akmazlığı $\mu_w=1$ cp) değeri için sayısal modellerle üretim akmazlığı $\mu_o=0.01$ cp olan petrolden sağlanmıştır. Akmazlık arttıkça üretim azalmaktadır [1].

2.2.3.6. ϕ , k, ve Gözenek Boyut Dağılımının Etkisi

Gözeneklilik, geçirgenlik, gözenek boyut dağılımı vs. deki herhangi bir değişme kılcal basıncı etkiler. Göreli geçirgenlik ve indirgenemez su doymuşluğu daha küçük bir rol oynar. Böylece kılcal kuvvetle yapılan imbibition'da $\sqrt{k/\phi}$ önemli bir yere sahiptir [1].

2.2.3.7. Mobilite Oranının Etkisi

Duprey'in [18] yaptığı deneylerde mobilite 0.25 ve 0.9 arasında değişiyorsa üretim ve boyutsuz zaman arasındaki ilişkide az değişimlerin olduğu gözlenmiştir.

2.2.3.8. Kılcallık Gravite Oranının (CGR) Etkisi

Petrol ve indirgenemez su ile doyurulmuş homojen, gözenekli silindirik bir bloktan petrol üretildiği düşünülür ve bu blok su içerisine daldırılırsa petrolün su ile ötelenmesinde iki ayrı kuvvetten söz edilebilir. Bunlar kılcal ve yerçekimi kuvvetleridir. Bu kuvvetlerin önemi blok boyutuna bağlıdır. Blok boyutu büyük olduğu zaman yerçekimi etkisi kılcal etkiye göre daha fazla olacaktır. Bu etki kılcallık-gravite oranı olarak bilinir ve $\frac{k}{\phi h}$ ile gösterilir. Büyük boyutlu karotlar küçük CGR değerlerine sahiptir [18].

2.3. Imbibition'ın Petrol Üretimine Etkisi

Laboratuarda tasarlanan uygun bir modelle, rezervuarın ilerdeki performansı tahmin edilir. Bu amaç için ölçeklendirme kuralı uygulanabilir. Ayrıca Aronofky modeli de bu amaç için kullanılabilir.

2.3.1. Ölçeklendirme Kuralı (Scaling Law)

Gözenekli bir ortamda karışamaz öteleme işleminin ölçeklendirilmesi Rapoport [2] tarafından incelenmiştir. Laboratuvar modeli ve rezervuar bloğu arasındaki ilişki için temel gereksinimler, çatlaklı rezervuarın davranışını tahmin etmede yardımcı olabilir. Yerçekimi ve kılcal kuvvetlerle karşılaştırıldığında çatlaktaki akışın basınç gradyeni ihmal edildiğinden ölçeklendirme yalnızca bu iki kuvveti içerir [1].

Kullanılacak model (m), rezervuar (R) davranışını tahmin edeceğinden, birçok temel gereksinimler sağlanmalıdır. Karışamaz öteleme durumu için:

1. Rezervuar matriks bloğu ve karot modeli aynı şekle sahip olmalıdır.
2. μ_o/μ_w oranı matriks blokta ve laboratuvar testlerinde benzer olmalıdır.
3. Çatlaktaki akışkan dağılımı ve su doymuşluğu laboratuarda benzetilmelidir.
4. Göreli geçirgenlik eğrileri aynı olmalıdır.
5. Matriks blok ve laboratuvar modeli için kılcal basınç eğrileri doğru orantıyla ilişkili olmalıdır.

Burada şu eşitlikler geçerli olacaktır.

$$\left[\frac{H}{L} (K_x/K_s) \right]_m = \left[\frac{H}{L} (K_x/K_s) \right]_R \quad (2.17)$$

$$[(K_{wmax}/\mu_w)/(K_{omax}/\mu_o)]_m = [(K_{wmax}/\mu_w)/(K_{omax}/\mu_o)]_R \quad (2.18)$$

$$[P_c/H a \Delta \rho]_m = [P_c/H g \Delta \rho]_R \quad (2.19)$$

Üç boyutsuz grup şu şekilde tanımlanabilir.

Şekil Faktörü (π_1);

$$SF = \frac{H}{L} \sqrt{K_x/K_z} \quad (2.20)$$

Mobilite Faktörü (π_2);

$$M = \frac{K_{wmax}/\mu_w}{K_{omax}/\mu_o} \quad (2.21)$$

Kılcalık gravite oranı (π_3);

$$CGR = P_{c,t}/\Delta \rho g H \quad (2.22)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Denklemlerde H ve L, sırasıyla blok yüksekliği ve genişliğini; $P_{c,t}$ threshold basıncını, a ivmeyi, g ise yerçekimi ivmesini göstermektedir.

2.3.2. Deneysel Yaklaşım - Mattax Yöntemi

Matriks bloğunun imbibition davranışı boyutsuz grupla kontrol edilerek deneysel laboratuvar testleriyle doğrulanmıştır [19].

$$\left[\frac{\sigma}{\mu_w H_B^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} t \right]_M = \left[\frac{\sigma}{\mu_w H_B^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} t \right]_{RB} \quad (2.23)$$

Bu yöntemde karotlar üzerinde yapılan laboratuvar testlerinden elde edilen zamana karşılık üretim davranışı düşey matriks yığınının üretim davranışı için kullanılabilir [1].

Gerekli olan temel veriler şunlardır.

1. Akışkan verileri
2. Blok özellikleri - K , ϕ , S_{wi} , H_B
3. Rezervuar özellikleri - rezervuar uzunluğu H_t ve alan A
4. Çatlaklardaki su cephesinin ilerleme hızı, V_{wo}
5. Laboratuvar testlerinin sonucu olan üretim zaman grafiği

Hesaplama şu şekildedir.

1. Laboratuvar da karotlar üzerinde yapılan deneylerden elde edilen sonuçlara bağlı olarak çizilen üretim zaman ilişkisi Denk. 2.23' ün rezervuar koşullarında yeni zaman ölçeklendirmesine dönüştürülmesiyle şu şekli alır.

$$t_{RB} = \frac{\left(\frac{\sigma}{\mu_w H_B^2} \right)_M}{\left(\frac{\sigma}{\mu_w H_B^2} \right)_{RB}} \times \frac{(K/\phi)_M^{1/2}}{(K/\phi)_{RB}^{1/2}} \times t_M \quad (2.24)$$

burada M modeli RB ise rezervuar bloğunu gösterir.

2. n tane üstüste dikey bloğun olduğunu ve V_{wo} hızının etkisiyle t_{oi} zamanında herbir i bloğunun üretime başladığını düşünersek tüm

rezervuarın zamana karşılık üretimi 1 ve n arasındaki tüm blok üretimlerinin sonucu olacaktır.

3. Herbir matriks bloğu için toplam petrol üretimi yüzde olarak ifade edilen imbibition üretimi $t=t_{oi-1}$ zamanının bir fonksiyonu olarak çizilen grafikten çıkarılır.

$$R_i = f(t - t_{oi-1}) \quad (2.25)$$

burada t_{oi-1} , i. blokta imbibition başlangıç zamanını gösterir.

4. Bu t_{oi-1} zamanı sabit bir su petrol ilerleme hızının sonucu olacaktır.

$$t_{oi-1} = \frac{\sum_{i=1}^n h_B}{V_f} \quad (2.26)$$

5. n blok için toplam üretim

$$R_R = \frac{\sum_{i=1}^n R_i [V_B \phi (1 - S_{wi})]_i}{\sum_{i=1}^n [V_B \phi (1 - S_{wi})]_i} \quad (2.27)$$

şeklinde olacaktır. Burada bloklar eşit boyutlarda ise bu denklem

$$R_R = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R_i \quad (2.28)$$

şeklini alacaktır. Burada R_i zamanın bir fonksiyonudur [1].

2.3.3. Matematiksel Yaklaşım - Aronofsky Modeli

Düşey olarak üstüste sıralanmış çatlaklarla ayrılmış matriks blok durumunda, su çatlaklarda yükselir ve su blok ile temas ettiği zaman petrol üretimi başlar [3].

Modeli tanımlayan temel varsayımlar şunlardır.

1. Üretim sonlu bir sınıra yakınsayan sürekli, tekdüze bir fonksiyondur.

2. Yakınsama derecesini belirleyen özelliklerden hiçbirisi sınırı veya dereceyi etkileyecek kadar değişmemektedir.

Aronofsky'nin tek model elementi için önerdiği denklem

$$r = R [1 - \exp(-\lambda t)] \quad (2.29)$$

Çatlaklı rezervuar için bu denklem

$$r = R \left[1 - \frac{1}{\lambda t} [1 - \exp(-\lambda t)] \right] \quad (2.30)$$

şeklini alır.

Denklemlerde, r herhangi bir t zamanındaki üretim, R üretimin yakınsadığı sınır değer, λ ise yakınsama derecesini veren sabittir.

Yukarıda önerilen denklemleri çözmek için λ ve R değerlerinin deneme yanılma ile bulunması gerekmektedir. Aronofsky'nin önerdiği denklemler Aguilera [20] tarafından çözülmüş ve grafik şeklinde sunulmuştur.

Aguilera Çözümü

Aguilera Aronofsky'nin sunduğu denklemleri pratik bir şekilde çözmek için 5 grafik sunmuştur. Örnek uygulama şu şekildedir. Şekil 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19 Augilera çözümünü vermektedir.

Şekil 2.14'de gösterilen imbibition eğrisini kullanarak gelecekteki üretim performansı tahmin edilebilir. 1. zamanda ($t_1=10$ saat) üretim $r_1=8.88$ ve 2. zamanda ($t_2=20$ saat) üretim $r_2=13.84$ 'tür. Gelecek performansı için

İlk önce:

R değeri saptanır. Bunun için aşağıdaki adımlar izlenir.

1. Bir R değeri varsayımı yapılır. Örneğin $R=20.1$ olsun, bu değer kullanılarak

2. r_1/R ve r_2/R değerleri hesaplanır.

$$r_1/R=8.88/20.1=0.44$$

$$r_2/R=13.84/20.1=0.69$$

3. Hesaplanan r_2/R ve t_1/t_2 değerleri kullanılarak r_1/R değerini saptamak için Şekil 2.15 kullanılır. $r_1/R=0.69$ ve $t_1/t_2=0.5$ değerleri için Şekil 2.15'den yararlanılarak $r_1/R=0.44$ bulunur.

4. 2. ve 4. kısımlardaki r_1/R değerleri uyumlu olduğu için 1. bölümde tahmin edilen R değeri doğrudur.

Daha sonra:

λ değeri saptanır. Bunun için;

1. r_1/R değeri kullanılarak t_1 değeri Şekil 2.16'dan saptanır.

$r_1/R=0.44$ değeri için tek model elementi ise Şekil 2.16' dan $t_1=0.583$ bulunur.

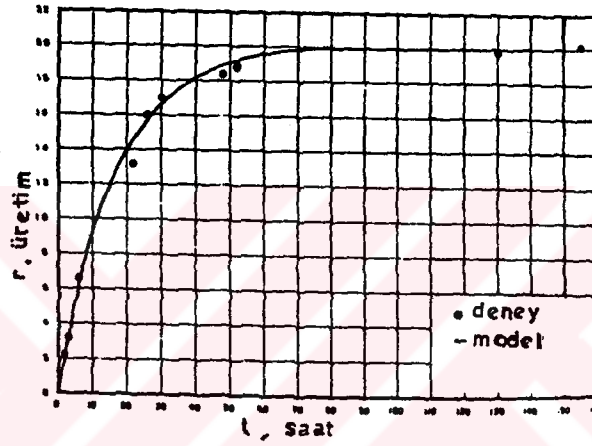
2. t_1 ve t_1 değerleri kullanılarak λ hesaplanır.

$$\lambda = 0.583/10 = 0.0583 \text{ 1/saat}$$

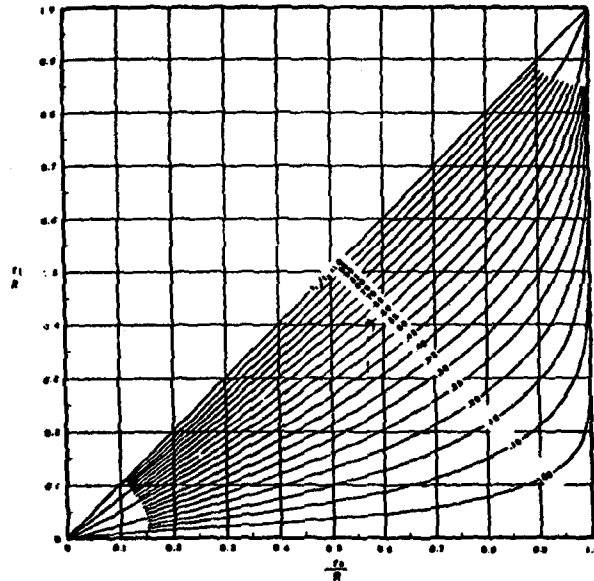
Ve son olarak herhangi bir zamanda petrol üretimi şu şekilde saptanır

1. λ ve herhangi bir zaman t_n değerleri kullanarak r_n/R değeri Şekil 2.19' dan hesaplanır.

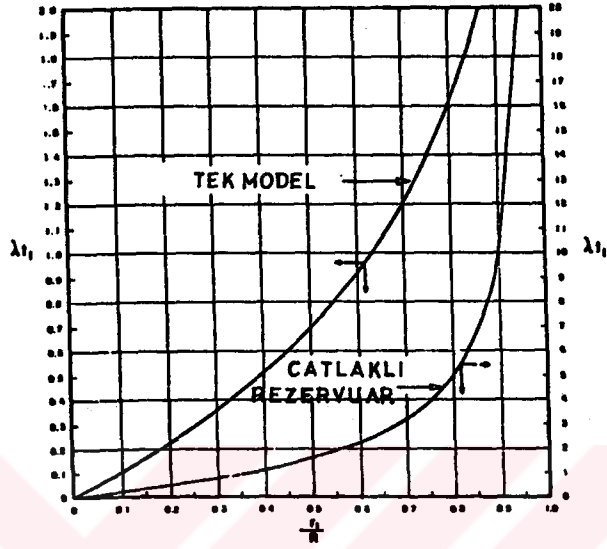
$\lambda = 0.0583$ 1/saat ve örneğin $t = 30$ saat için Şekil 2.19 kullanılarak $r/R = 0.83$ ve buradan üretim $r = 0.83 \times 20.1 = 16.68$ olarak bulunur.



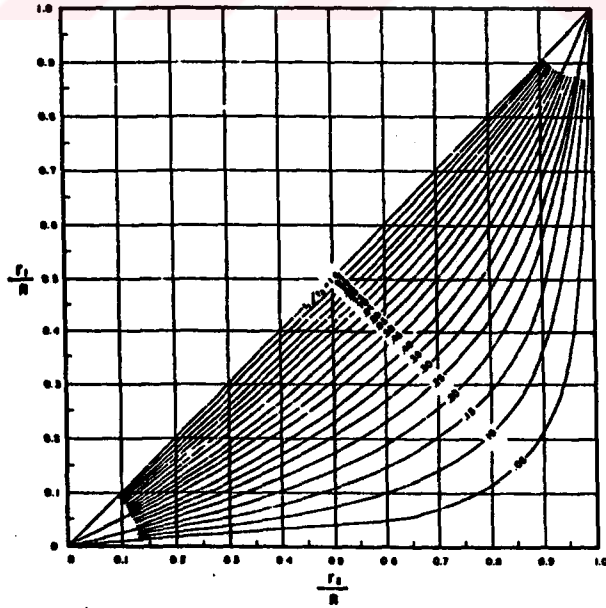
Şekil 2.14. Aronofsky modelinin laboratuvar verileriyle çakışması [3].



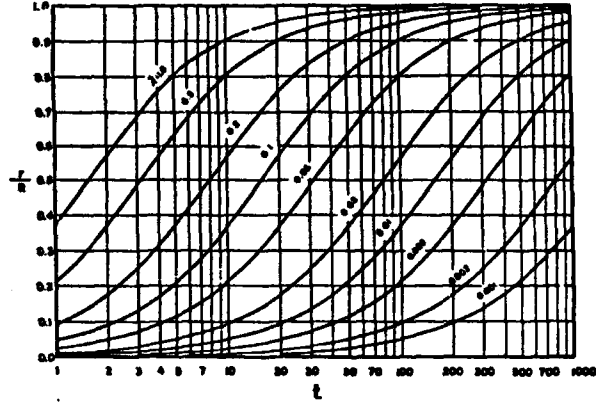
Şekil 2.15. R değerinin saptanması [20].



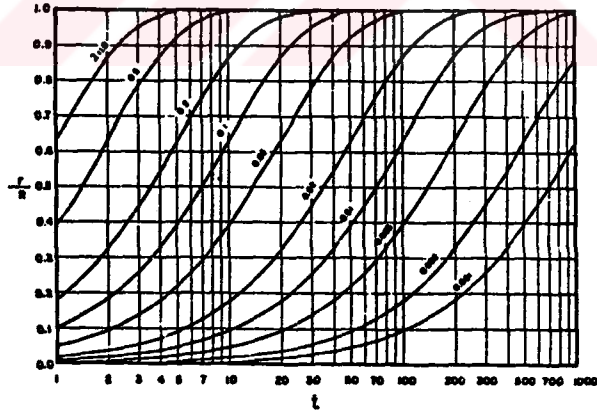
Şekil 2.16. λ değerinin saptanması [20].



Şekil 2.17. R değerinin saptanması [20].
(Rezervuar için)



Şekil 2.18. t ve λ' ya bağlı r/R [20].
(Tek model için)



Şekil 2.19. t ve λ ya bağlı r/R [20].
(Rezervuar için)

3. DENEYSEL ÇALIŞMA

Bu bölümde öncelikle deneylerde kullanılan akışkan ve karotların özelliklerini saptamak için ölçümler yapılmıştır. Kullanılan donanım ve ölçüm yönteminin özellikleri ayrıntılı olarak anlatılmış ve sonuçlar grafik veya çizelgelerle sunulmuştur.

3.1. Kayaç ve Akışkan Özellikleri

Deneylerde TPAO' dan alınmış B.Raman ve G.Şahaban karotları ve daha önce yapılan çalışmada kullanılan Bentheim karotlarından yararlanılmıştır. Kayaç özellikleri TPAO tarafından verilmiş karotlar için ayrıca ölçümler yapılmamıştır.

Deneylerde akışkan olarak TPAO dan temin edilen B.Raman, K.Karakuş ve Yeniköy petroleri kullanılmıştır.

3.1.1. Kayaç Özellikleri

Kayaç özelliklerinden gözeneklilik ve geçirgenlik için ölçümler yapılmıştır. Karotların gözenekliliklerinin saptanmasında Barnes yöntemi kullanılmıştır. Laboratuarda karotların geçirgenlikleri için de standart bir donanım kurulmuş ve havaya göre olan geçirgenlikler (k_a) ölçülmüştür. Çizelge 3.1 kayaç özelliklerini vermektedir.

Çizelge 3.1. Deneylerde kullanılan karotların özellikleri.

Karot Adı	No	Litoloji	A(cm)	L(cm)	ka(md)	Ø (%)
B. Raman	136	Kalker	5.09	5.02	1.89	15.6
B. Raman	271	Kalker	5.03	5.05	4.02	12.99
B. Raman	299	Kalker	4.91	5.04	4.34	11.72
G.Şahaban	217	Kalker	5.07	4.90	126.7	21
G.Şahaban	2	Kalker	5.07	4.90	140	20
Bentheim	1	Kumtaşı	7.068	8.00	2100	22
Bentheim	2	Kumtaşı	7.068	8.50	1750	21.5
Bentheim	3	Kumtaşı	5.06	5.00	356	22
Bentheim	4	Kumtaşı	5.06	5.00	405	22

3.1.2. Akışkan Özellikleri

Deneylerde; Yeniköy, Kuzey Karakuş ve Batı Raman petroleri, tuzlu su, saf su ve CD128 yüzey aktifleyici çözelti ile çeşitli çözücüler kullanılmıştır.

Örnek olarak oluşturulan B.Raman tuzlu suyunun bileşimi Çizelge 3.2 de verilmektedir. Bu tuz bileşimi hazırlanan çözeltinin %10 unu oluşturmaktadır.

Çizelge 3.2. Tuzlu su bileşimi (TDS %10).

Bileşen	Miktar (%)
NaCl	73.5
MgCl ₂ -6H ₂ O	5.3
Na ₂ SO ₄	1.7
CaCl ₂ -2H ₂ O	19.5

% 1 konsantrasyonlu CD128 yüzey aktifleyici çözelti hazırlanarak yüzey geriliminin imbibition üzerine etkisinin araştırılmasında kullanılmıştır.

Karotların temizlenmesinde kullanılan çözücüler ise şunlardır: Methanol (CH_4OH , Saf Kimya), Chloroform (CHCl_3 , Saf Kimya) ve toluol (C_7H_8 , Saf Kimya)

3.1.2.1. Özgül Yoğunluk

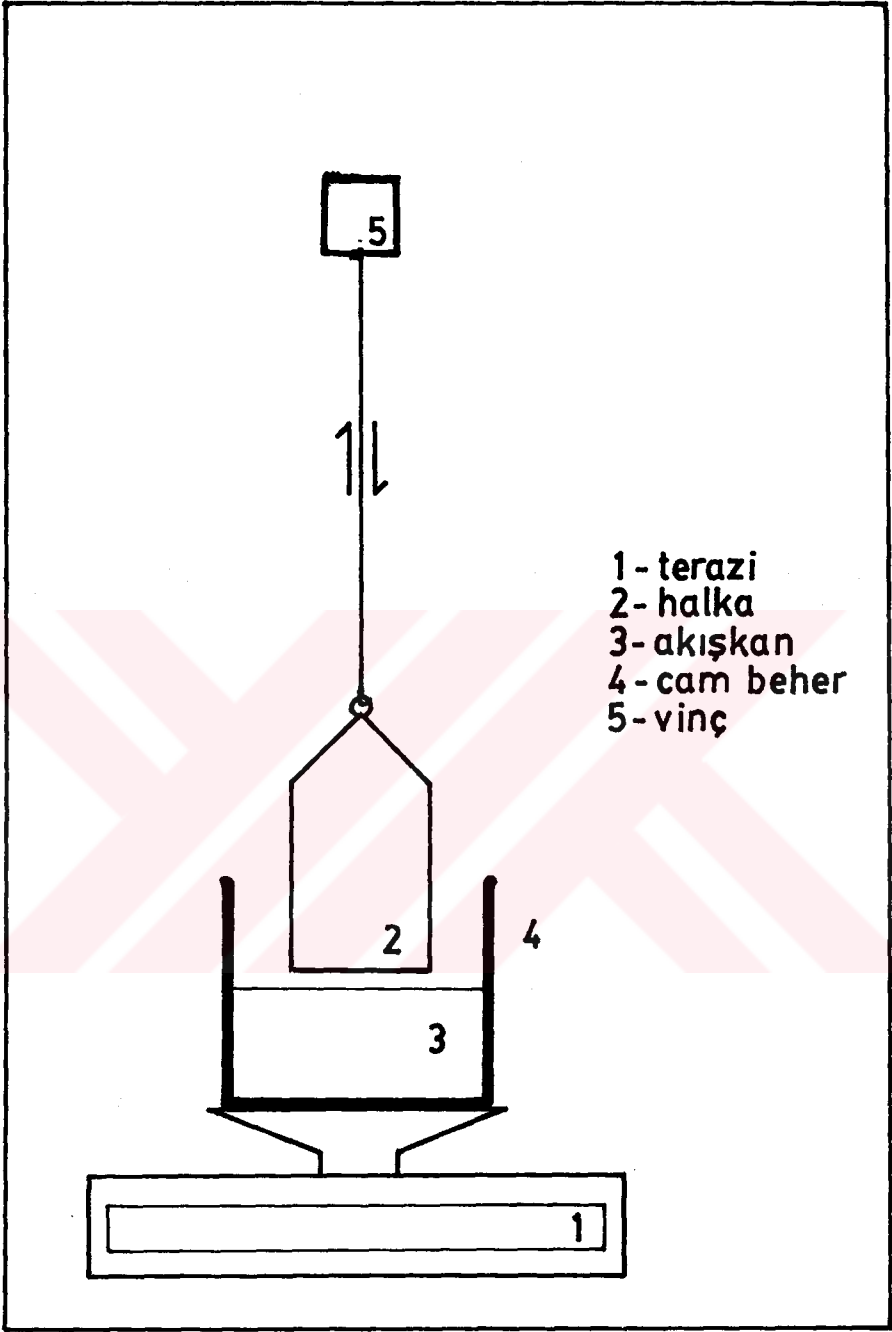
Özgül yoğunluk ölçümleri Westphal özgül yoğunluk terazisiyle yapılmıştır. Alet 1/1000 duyarlılığa sahiptir. Çizelge 3.3 farklı sıcaklıklarda akışkanların özgül yoğunluklarını vermektedir.

Çizelge 3.3. Akışkanların özgül yoğunlukları.

Petrolün Adı	T ($^{\circ}\text{C}$)	Ö.Y
Yeniköy	18	0.876
Yeniköy	65	0.840
K.Karakuş	18	0.894
K.Karakuş	65	0.859
B.Raman	65	0.960

3.1.2.2. Yüzey Gerilimi

Yüzey gerilimi ve arayüzey gerilim ölçümlerinde de Nouy tensiometre kullanılmıştır. Alet 18 mm iç çap 0.8 mm et kalınlığı olan platin-iridyum karışımı malzemeden yapılmış halkaya sahiptir. Platin iridyum halka iki ayak ile çekme ipine bağlıdır. Bu halkanın akışkan içerisine daldırılıp çıkarılması otomatik kumanda aletiyle (vinç) sağlanmaktadır. Yüzey gerilim ölçümleri 50 ml'lik kap içerisinde yapılmıştır. Yüzey ve arayüzey gerilimlerini ölçmek için kullanılan donanım Şekil 3.1' de verilmektedir.



Şekil 3.1. Yüzey gerilimi ölçümünde kullanılan donanım.

Tensiometrenin kalibrasyonunda ağırlıkları 0.05 ve 0.8 gram arasında değişen 5 veya 6 tane kağıt parçası kullanılabilir. Herbir kağıt parçası için tensiometrede okunan değer not edilir. Tüm bu işlemler yani eklenen kütle ve tensiometreden okunan değer kayıt edilir.

Okunan değere karşılık ağırlığın alet için kalibrasyon eğrisi çizilir. Bu eğrinin $y=mx+n$ şeklinde olması gerekir. Çünkü 0 ağırlığında okunan değer 0' dır. Çizilen bu eğrinin eğimi (m) hesaplanır. Eğimin birimi gr/gr okuma'dır. Bu birim dyn/okuma' ya Newton'un 2. kanunu ile çevrilebilir:

$$(gr/okuma) \times (980 \text{ cm/s}^2) = \text{dyn/okuma}$$

Görünür yüzey gerilimi (S), şöyle ifade edilebilir:

$$S = \frac{\frac{\text{dyn}}{980 \text{ m}} \times \text{okuma}}{2 \text{ (halkanın çevresi)}} \quad (3.1)$$

Burada m, kalibrasyon çiziminin eğimidir. $980 \text{ m}/2L$ bir sabit olduğu için yukarıdaki denklemi:

$S=p \times \text{okuma}$ olarak yazabiliriz. Burada,

$$p=980 \text{ m}/2L \text{ (dynes/okuma cm)}$$

Görünür yüzey gerilimini bulmak için halkanın serbest duruma geldiği andaki değer okunarak, p ile çarpılır.

Görünür yüzey gerilimi için c düzeltme faktörü kullanılırsa σ gerçek yüzey gerilimi bulunur.

$$\sigma = Sc \quad (3.2)$$

Düzeltilme faktörü; halkanın boyutuna, halka olarak kullanılan telin çapına, görünür yüzey veya ara yüzey gerilimine ve iki fazın yoğunluklarına bağlıdır. Düzeltme faktörü c aşağıdaki denklem yardımıyla veya bu denklem kullanılarak hazırlanan grafikten bulunabilir [21].

$$C = 0.7250 + \sqrt{\frac{0.01452S}{R(D-d)} + 0.04534 - \frac{1.679r}{R}} \quad (3.3)$$

burada:

c:düzeltilme faktörü

R:halkanın yarıçapı, cm

r:halkada kullanılan telin yarıçapı, cm

S:görünür yüzey veya arayüzey gerilimi, dyn/cm

D:Altındaki fazın yoğunluğu, gr/cm³

d:üstteki fazın yoğunluğu, gr/cm³

l:halkanın çevresi, cm

Çizelge 3.4. Kullanılan akışkanların yüzey gerilimleri.

Akışkan Adı	T (°C)	σ (mN/m)
Yeniköy Petrolü	18	29
Yeniköy Petrolü	65	27
K.Karakuş Petrolü	18	35
K.Karakuş Petrolü	65	30
B.Raman Petrolü	65	52
Saf su	18	70
Saf su	65	68
Tuzlu su	18	40
Tuzlu su	65	38.5
%1 CD128	18	30
%1 CD128	65	29

Çizelge 3.5 Kullanılan petrolerin su ile arayüzey gerilimleri.

Akışkan Çifti	T(°C)	σ (mN/m)
Yeniköy-saf su	18	21.5
Yeniköy-saf su	65	10.0
Yeniköy-tuzlu su	18	5.0
Yeniköy-tuzlu su	65	3.5
K.Karakuş-saf su	18	37.0
K.Karakuş-saf su	65	13.0
K.Karakuş-tuzlu su	18	28.0
K.Karakuş-tuzlu su	65	5.5
B.Raman-tuzlu su	65	15.5

3.1.2.3. Akmazlık

Akışkanların akmaazlıklarının ölçülmesinde Reomat-15 aleti kullanılmıştır. Aletin A,B,C ve D + E olmak üzere dört ayrı ölçüm kabı ve bu kaplara ait silindirleri vardır. Bu kap ve silindirler ölçülecek sıvının akmaazlığına göre değişir ve ona göre seçim yapılır. Silindirin 15 değişik hızı vardır. 15 değişik hız için elde edilen verilerden akışkanın reolojisi ve akmaazlığı hesaplanır.

Çizelge 3.6. Petrollerin akmaazlıkları.

Petrolün Adı	T (°C)	μ (cp)
Yeniköy	18	27
Yeniköy	65	5
K.Karakuş	18	116.8
K.Karakuş	65	11.4
B.Raman	65	430

3.2. Kılcal Basınç Deneyleri

Kılcal basınç yardımı ile kılcal borularda akışkanın yükselmesini gözlemek amacıyla deneyler yapılmıştır. Kılcal borularda akışkanın açık olan kaptan daha yükseğe çıkması, adhezyon geriliminin sonucudur. Yükselme, yükselmeye neden olan bu adhezyon geriliminin suyun kılcal boru içerisindeki ağırlığına eşit oluncaya kadar devam eder. Yükselmeye neden olan toplam yüzey kuvveti $F=2\pi r A_T$ ve kılcal borudaki sıvının ağırlığı ise $G=\pi r^2 h \rho_w g$ dir. Kuvvetler birbirlerine eşitlenirse

$$2\pi r A_T = \pi r^2 h \rho_w g \quad (3.4)$$

Buradan

$$h = \frac{2A_T}{r \rho_w g}$$

veya

$$h = \frac{2\sigma_{wg} \cos(\theta)}{r \rho_w g} \quad (3.5)$$

Bu denklemden kılcal boru içerisinde yükselen sıvının θ açısı bulunabilir. Buradan hareket ederek yarıçapı 0.09 cm olan bir kılcal boru içinde % 1'lik CD128 yüzey aktifleyici madde çözeltisinin yükselmesi incelenmiştir. Deney sonucunda akışkanın açık kaptaki su seviyesinden $h=0.58$ cm yükseldiği görülmüştür. Diğer veriler ise: $\sigma=35$ dyn/cm, $g=981$ cm/san², $r=0.09$ cm ve $\rho=1$ gr/cm³. Denklem 3.5 den $\theta=43^\circ$ bulunur.

$\theta=43^\circ < 90^\circ$ olduğu için % 1'lik CD 128 yüzey aktifleyici maddenin camı ıslattığı söylenebilir.

Kılcal yükselme deneyleriyle ortalama veya etken gözenek yarıçapları bulunabilir. Bu amaçla çapı 0.2 ile 0.3 mm arasında değişen cam bilyeler çapı 4 mm olan bir cam boru içerisine doldurulmuştur. Bu

deneyde kullanılan akışkan ve kılcal tüpün önceki deneyde kullanılanlarla aynı özelliklere sahip olduğu varsayılmıştır. Yine bu kılcal boru yüzey aktifleyici madde içerisine daldırılmış ve yükselme izlenmiştir. Akışkanın 6.7 cm'ye kadar yükseldiği gözlenmiştir. Denklem 3.5 r için çözülrse

$$r = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{h\rho g} \quad (3.6)$$

burada $\sigma = 35 \text{ mN/m}$ alınırsa

$$r = 0.0778 \text{ mm.}$$

olduğu bulunur. Bu gerçek rezervuarda bulunan gözenek yarıçaplarından çok büyük bir değerdir. Kılcal yükselmenin yarıçap ile ters orantılı olduğu hatırlanırsa, kılcal basınç ile yükselmenin önemli olduğu görülür.

3.3. Temizleme ve Doyurma İşlemleri

Karotların temizlenmesinde üç farklı yöntem kullanılmıştır. Birinci yöntemde petrollü karotlar benzen-aseton karışımıyla 5-10 gözenek hacmi öteleme yapılarak temizlenmiştir. İkinci yöntemde ise karotları kuvvetli şekilde su ıslatımlı yapan kromik asit ile temizleme yapılmıştır [22]. Üçüncü ve standart olarak kullandığımız yöntemde ise karotların temizlenmesinde Soxhlet aygıtı kullanılmıştır. Temizleme işlemine önce kloroform ile başlanmıştır. Sonra % 50 toluen + % 50 metanol karışımı çözücü ile devam edilmiştir. İşleme Soxhlet aygıtında sifon yapacak çözücünün berrak bir renk almasına kadar devam edilmiştir. Çözücüyle temizlenen karotlar ikinci aşamasında 300 °C'de fırında 4-5 saat süre ile kurutulmuştur. Temizleme böylece sona erdirilmiştir. Karotlar ağır petrolle (örneğin K.Karakuş petrolü) kirlenmişse bu işlemlerden önce karotlar bir süre kloroform içinde bırakılmışlardır. Bu işleminden geçirilen karotların (özellikle Batı Raman karotları) daha iyi imbibition özellikleri verdiği gözlenmiştir.

Temizlenen karotların petrolle doyurulmasında ise şu yol izlenmiştir. Önce kullanılacak petrol bir cam behere alınıp birkaç saat

vakumda tutulmuştur. Böylece petrol içerisindeki hava alınarak gaz doymuşluğu sıfıra indirgenmektedir. Doyurulacak karotlar vakum kabının içerisine yerleştirilmiş ve bir musluk ile içerisindeki havası alınmış petrole bağlantısı sağlanmıştır. Başlangıçta musluk kapalıdır. Karotlara tüp içerisinde vakum uygulandıktan sonra vakum pompası kapatılmıştır. Kaçak olup olmadığı kontrol edildikten sonra kaçak yok ise musluk açılarak karotun petrolle doyurulma işlemine başlanmıştır. Yeterli miktarda petrol girişi sağlandıktan sonra musluk kapatılmış ve tekrar vakum pompası çalıştırılarak birkaç saat vakuma devam edilmiştir. Böylece vakum altında doyurulma işlemi tamamlanmıştır. Doyurma işleminin ikinci adımında, özel basınç hücresi içerisinde petrollü karota 60 psi basınç yaklaşık bir saat uygulanmıştır. Böylece daha küçük gözeneklere petrolün girmesi sağlanmıştır. Bu işlemlerle karot % 100 petrol ile doyurulmuştur.

Karotta indirgenemez su doymuşluğunun sağlanabilmesi için, önce karot su ile doyurulmuş. Birkaç gözenek hacmi petrol ile karottaki su ötelenmiştir. Daha sonra karot tersine çevrilmiş ve petrol ile ötelemeye devam edilmiştir. Buradan amaç doymuşluk dağılımının karotun her tarafında eşit olmasını sağlamaktır. Böylece karotta indirgenemez su doymuşluğu elde edilmiştir.

3.4. Imbibition Deneyleri

Bu deneyler ortam sıcaklığında (18°C) ve Batı Raman rezervuar sıcaklığı olan 65 °C de yapılmıştır. 65 °C lik sabit sıcaklık, yağ banyosu ile sağlanmıştır. Rezervuar sıcaklığında (65 °C) yapılan deneylerde karotlar ve akışkanlar sıcaklıkları 65 °C'ye ulaştıktan sonra ölçme donanımında biraraya getirilmişler ve böylece deney başlatılmıştır. Bu durumda karot ve akışkanlar arasında sıcaklık farkı olmadığından genleşme ile yapılacak üretimin yaratacağı hata önlenmiştir.

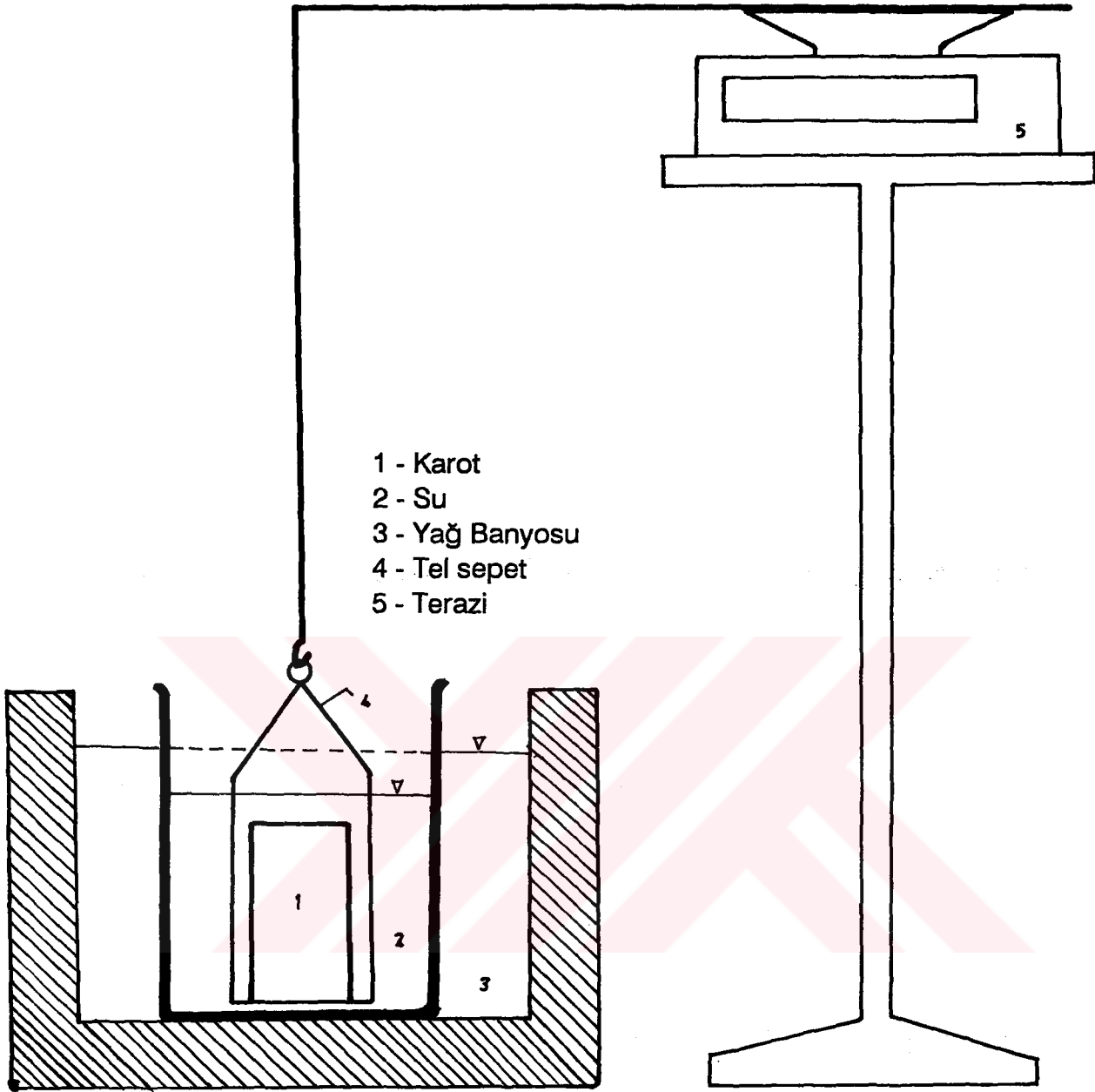
Deneylerde üretilen petrol hacim (ml) ve ağırlık (gr) olarak ölçülmüştür. Bu nedenle iki tür donanım kullanılmıştır.

3.4.1 Ağırlık Ölçme Yöntemi

Bu yöntemde tamamen su içerisinde daldırılmış olan doyurulmuş karotlardaki zamanla oluşan ağırlaşma yine su içerisinde hassas terazi yardımıyla ölçülmüştür. Daha sonra birim dönüşümü yapılarak hacimsel üretim hesaplanmıştır.

Donanım: Şekil 3.2.'de şematik olarak gösterilen donanımın ana parçaları hassas terazi (1/1000 duyarlıklı), sabit sıcaklık banyosu ve karotun düşey durmasını ve teraziyle bağlantısını sağlayan tel sepettir.



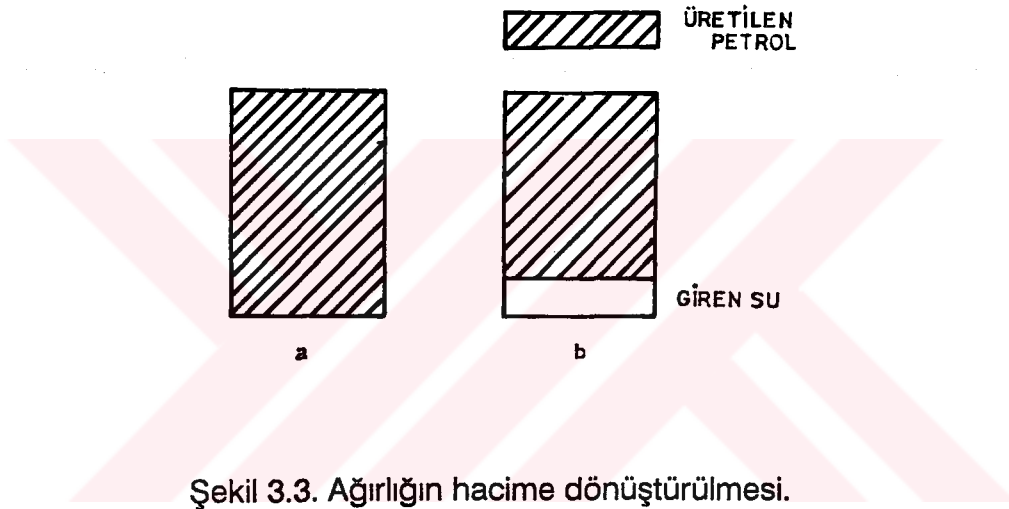


Şekil 3.2. Ağırlık ölçme donanımı.

Deney: Petrolle doyurulan karotlar 65°C sıcaklığa ulaştıktan ve aynı zamanda kullanılacak saf su veya tuzlu suyun da aynı sıcaklığa ulaştırılmasından sonra, karot özel sepet içerisine yerleştirilir ve 250 ml hacimli su dolu beherin içerisine öylece daldırılır. Sabah ve akşam olmak üzere günde iki defa karotun ağırlığı su içerisinde tartılır. Ölçülen ağırlıklardan hacimsel olarak üretim bulunabilir. Ağırlık ölçümleri karot tamamen su içerisindeyken yapılır. Deneyin başlamasıyla birlikte ilk tartım hemen yapılır. Böylece karotun su içerisindeki ilk ağırlığı

ölçülmüş olur. Suyun kılcal basınç ve yerçekimi etkisiyle karot içerisinde ilerlemesi ve buradan aynı hacimde petrolü dışarı atması karotta bir ağırlaşmaya neden olacaktır. Bu aşağıda verildiği gibi hesaplanabilir.

Petrolle doyurulmuş bir karot düşünelim ve bu durumda karot V_o hacmine sahip olsun. Buna (a) durumu denilirse karot bu durumda su ile temas ettiği zaman içerisine V_w hacminde bir su girecek ve buna karşılık aynı hacimde petrol dışarı atılacaktır. Bu ikinci duruma da (b) diyelim. Şekil 3.3 a ve b durumunu göstermektedir.



(a) durumunda; $M_1 = \rho_o V_o$

(b) durumunda; $M_2 = \rho_o V_o + \rho_w V_w - \rho_o V_w$

$$\text{Ağırlaşma} = M_2 - M_1 = \rho_o V_o + \rho_w V_w - \rho_o V_w - \rho_o V_o$$

$$V_w = (M_2 - M_1) / (\rho_w - \rho_o) \quad (3.7)$$

denkleminde üretilen petrol hesaplanabilir.

Hata: Hassas terazide 1/1000 duyarlıklı ölçüm yapılmıştır. Bu nedenle yapılan hata $G \pm 0.001$ gr mertebesindedir.

Ayrıca cam beher içerisindeki su seviyesinin hep aynı olmasına dikkat edilmiştir. Ancak 2 mm'lik bir seviye farkının bulunmasına izin verilmiştir. 3 tane 1 mm çaplı tel 2 mm'lik bir yükseklikte Archimed prensibine göre suyun kaldırma kuvvetindeki değişmeden dolayı bir hata yapılacaktır. Bu hata şu şekilde hesaplanabilir.

$$V = \pi D^2 h / 4 \quad V = \pi (0.1)^2 (0.2) / 4$$

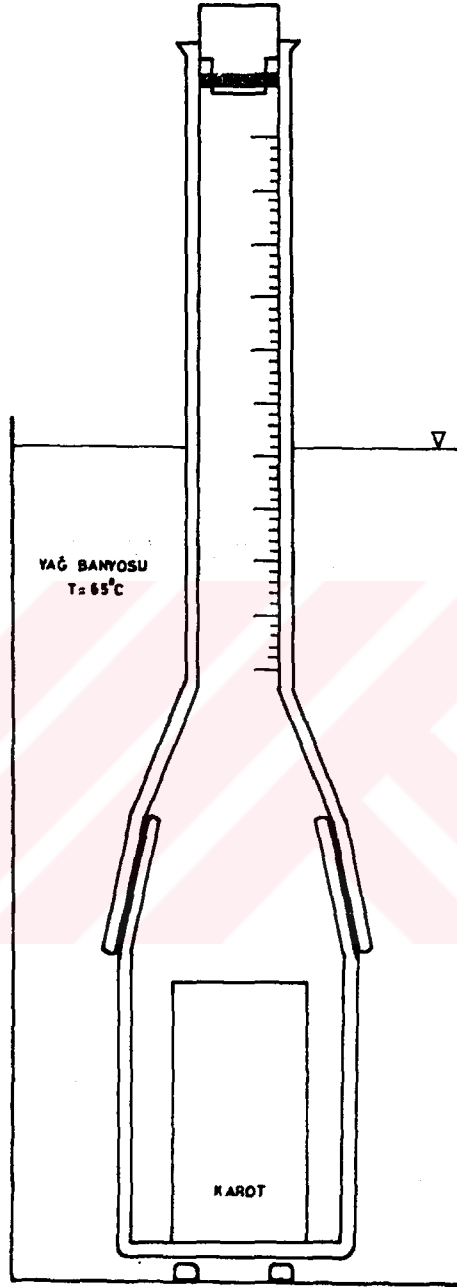
$$\rho = 1.04 \quad F_{kal} = \rho V = 0.00163$$

$$F_{hata} = 0.0049 \text{ gr.} \quad (3.8)$$

3.4.2. Hacim Ölçüm Yöntemi

Bu yöntemde üretilen petrol miktarı cam donanımın hacim olarak derecelendirilmiş kısmında doğrudan değerlendirilebilir.

Donanım: Şekil 3.4 bu yöntemde kullanılan donanımı göstermektedir. Cam aparat alt ve üst olmak üzere iki kısımdan oluşmaktadır. Alt kısım 44 mm çap ve 64 mm uzunluğuna + 21 mm şilife (konik geçme) sahiptir. Şilif iç çapı 27.7 mm dir. Aparatın üst kısmının alt ucu bu şilife takılmıştır. Üst kısım ise 169 mm silindirik ve 30 mm konik kısma sahiptir. Silindirik kısmın iç çapı 9 mm dir ve üstten bir tıkaç ile kapatılabilmektedir. Tıkaç aracılığı ile akışkanların buharlaşmasının önüne geçilmiştir.



Şekil 3.4. Hacim ölçme donanımı.

Donanımın üst kısmı saf su kullanılarak 0.5 ml. lik derecelere ayrılmıştır. Daha sonra bu 0.5 ml.lik hacmin oluşturduğu kısımlar 5 eşit parçaya bölünerek derecelendirme 0.1 ml olarak yapılmıştır.

Deney: Aynı sıcaklığa sahip doyurulmuş karot ve kullanılacak sudan önce, karot donanımının alt kısmına yerleştirilir. Donanımın alt ve üst kısmı birleştirilip kapalı durumuna getirildikten sonra su yukarıdan karot üzerine dökülür. Dereceli kısma kadar su doldurulur. Donanım tıkaç ile kapatılarak sabit sıcaklıktaki yağ banyosunda yerine yerleştirilir. Zaman içinde imbibition ile yapılan üretim karot üzerinde damlacıklar halinde belirir. Hafif silkeleme hareketi sonucunda petrol yoğunluktan dolayı su yüzeyine çıkar ve birikmeye başlar. Donanımın derecelenmiş kısmında biriken petrol hacimsel olarak ölçülür.

Hata: Donanımın derecelenmesi sırasında 0.5 ml hacminde saf su kullanılarak ölçeklendirme çizgileri oluşturulmuştur. Donanımın bu kısmında 0.5 ml hacmindeki saf suyun üst kısmında oluşan eğri yüzey hataya neden olmaktadır. Eğri yüzeyin 1 mm' lik bir tolerans içerisinde olduğu düşünülürse hata şu şekilde olacaktır.

$$V = \pi r^2 h n \quad D=9 \text{ mm}=0.9 \text{ cm}$$

$$V = (0.9)^2 (0.1)/4$$

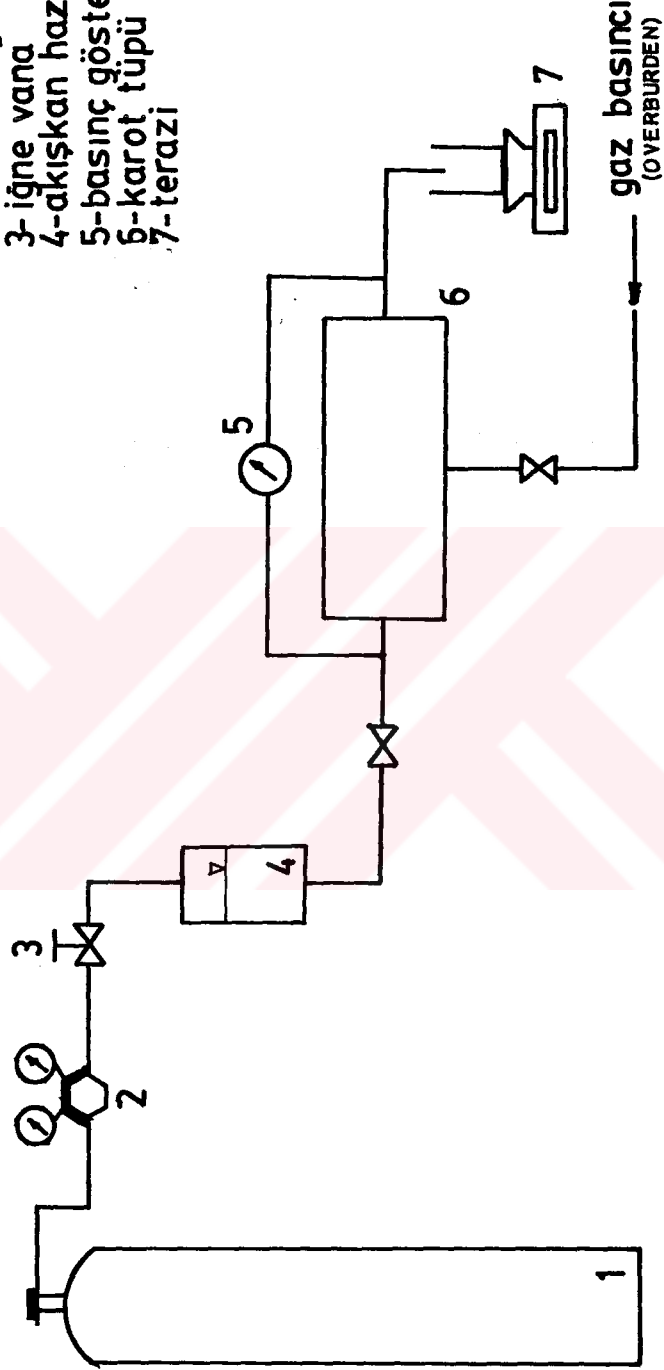
$$V_{\text{hata}} = 0.0636 \text{ ml.} \quad (3.9)$$

3.5. İslatımlılık Deneyleri

Yöntem: Karotların ıslatımlılık değerlerinin ölçülmesinde USBM ıslatımlılık indeksinden yararlanılmıştır. Daha önce imbibition mekanizmasına etki eden faktörler kısmında da incelendiği gibi USBM indeksi iki adımdan oluşmaktadır. Birinci adım ,su itişimi, ikinci adım ise petrol itişimi adımdır. İslatımlılık deneylerinde Yeniköy petrolü ve tuzlu su kullanılmıştır.

Donanım: Literatürde santrifüj ile yapılan ıslatımlılık deneyleri burada değiştirilerek Şekil 3.5' te gösterilen donanım ile yapılmıştır. Şematik olarak gösterilen donanımın parçaları: gaz tüpü, basınç regülatörü, basınç ölçer, karot tüpü ve çeşitli vanalar ile bağlantı elemanları.

- 1-gaz tüpü
2-basınç regülatörü
3-igne vana
4-akışkan haznesi
5-basınç göstergesi
6-karot tüpü
7-terazi



Şekil 3.5. Islatımlılık ölçüm donanımı.

Deney: Deneye başlamadan önce, karotlar çözücülerle Soxhlet aygıtında temizlenmiş daha sonra da fırında 300 °C' de kurutulmuştur. Temizlenen karotlar Yeniköy petrolü ile %100 doyurulmuştur. Karot tüpündeki lastik içindeki özel yerine yerleştirilen doyurulmuş karot üzerine 2 atm. basınç uygulanarak karot sıkıştırılmıştır. Böylece yan yüzeyler akışa kapatılmıştır.

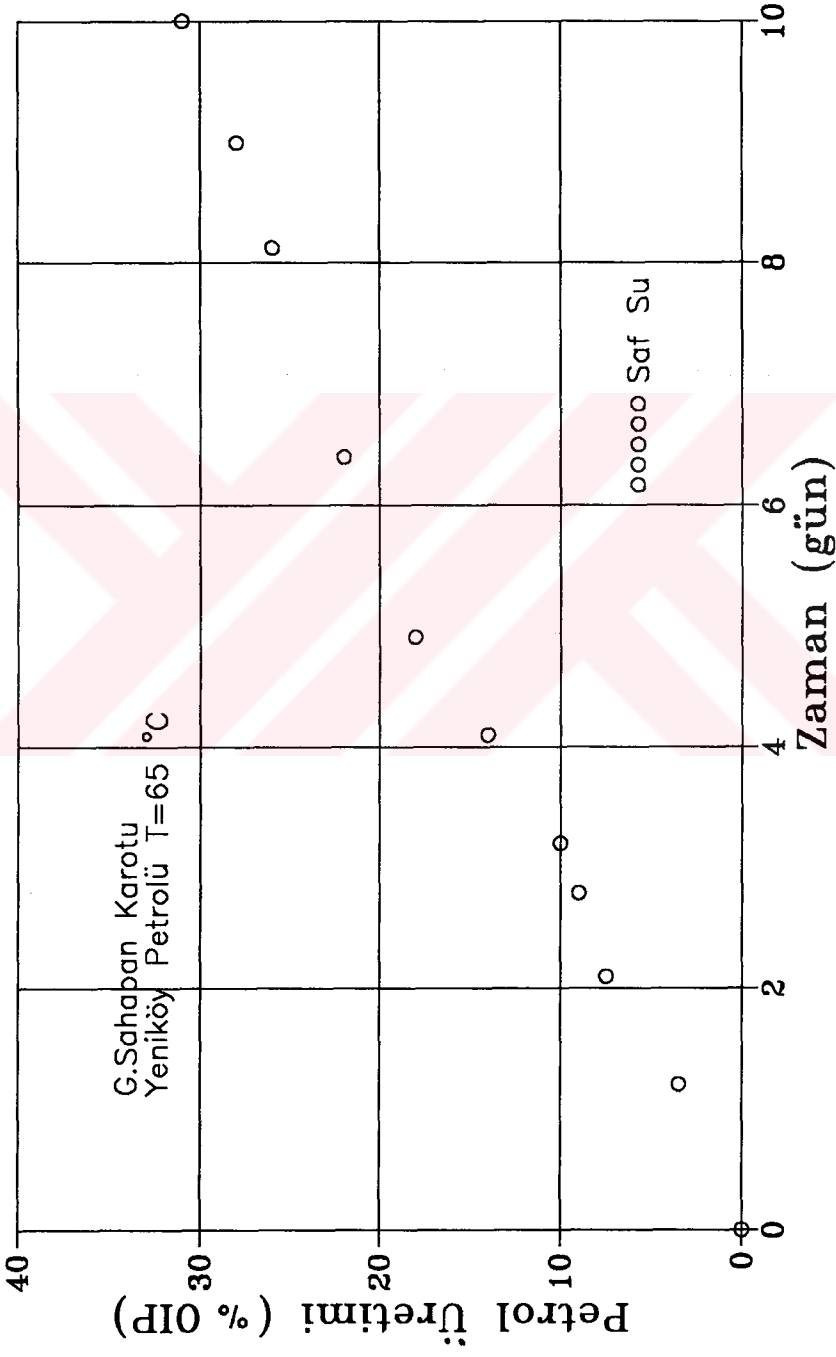
Deneyler iki aşamada gerçekleştirilmiştir. Birinci aşamada, petrol ile doyurulmuş karota gittikçe artan çeşitli sabit basınç adımlarında su girişi sağlanmıştır. Her sabit basınç artımında üretilen petrol hassas terazi ile ölçülmüştür. Daha sonra basınca karşılık su doymuşluğu grafiği çizilmiştir.

İkinci aşama ise petrol itişiminin olduğu aşamadır. Başlamadan önce karotlar standart temizleme işlemiyle temizlendikten sonra saf su ile doyurulmuşlardır. Bu defa yine aynı işlemler yapılarak yine artan sabit basınç adımlarında su üretimi ölçülmüştür. Aynı şekilde ikinci aşamanın da grafiği çizilmiştir. Basınç doymuşluk grafiğinde iki egri altında kalan alanlar hesaplanılarak Denk.2.2 yardımı ile USBM ıslatımlılık indeksi (W) hesaplanmıştır.

4. DENEY SONUÇLARININ DEĞERLENDİRMESİ VE TARTIŞMA

4.1. İlk Deneyler

İlk deneylerdeki amaç olay hakkında daha geniş bilgi sahibi olmak ve ölçüm yöntemlerinin duyarlılığını test etmek olmuştur. Geniş bir literatür taramasıyla, özellikle imbibition'ı belirlemek üzere kullanılan yöntemler, laboratuvar koşulları da dikkate alınarak incelenmiştir. En basit olarak, su dolu cam kaba petrolle doyurulmuş kumtaşları konulmuş ve uzun süre ortam sıcaklığında bekletilmiştir. Yaklaşık 15 gün boyunca yapılan gözlemlerde hiç bir petrol üretimi elde edilememiştir. Bir ikinci girişim olarak çelik bir karot tutucu içindeki sıkıştırılmış kum için imbibiton araştırılmış ancak yine olumlu bir sonuç alınamamıştır. Girişimler daha sonra yine konsolide orijinal karotlarla sürmüştür. Daha önce öteleme deneylerinde kullanılan Batı Raman karotlarıyla yapılan deneyler de ümit verici olmamıştır. Bu karotların bazılarında kayaç ıslatımlılığını kuvvetli su ıslatımlı yapan kromik asit [22] ile öteleme yapıldıktan sonra da deneyler devam etmiştir. İki deneyde ise su ıslatımlılığının sağlanabilmesi için karotlar petrolle doyurulmadan önce 400 °C'de 5 saat süreyle bekletilmişlerdir. Her iki durumda da sonuç önceki deneylerden farklı olmamıştır. Imbibition olayının ilk görüldüğü deneme bir G.Şahaban karotunda olmuştur. Yeniköy petrolü ile doyurulan karot üzerinde deneyin ikinci gününde üzerinde petrol damlacıkları olduğu gözlenmiştir. Bu 10 gün devam eden deney için çizilen üretim zaman grafiği Şekil 4.1'de verilmiştir. Sonra yapılan değerlendirmelere oranla duyarlılığı daha az gözüken bir yöntem de olsa, sonraki hiç bir denemede bu kadar süratli bir üretim artışı görülmemiştir.



Şekil 4.1. Üretim elde edilen ilk deney.

Bu ilk deneyler, imbibition olayının anlaşılması ve çalışmanın devamı açısından önemli bilgiler vermiştir. Niçin imbibition olayının bu kadar zor gerçekleştiği sorusuna yanıt ıslatımlılıkta aranmış ve karotların ilk durumları değerlendirilmiştir. Buna göre kumtaşı ve Batı Raman karotları daha önceden öteleme deneylerinde kullanılan karotlardır ve bu deneylerin bitiminde benzen - aseton karışımıyla 5-10 gözenek hacmi (GH) öteleme yapılarak temizlenmişlerdir. Şahaban karotlarının ise yeni kesildiği bilinmektedir. Muhtemelen Soxhlet cihazıyla temizlenmiş olmaları gerekmektedir. Bu saptamalardan hareketle yapılan araştırmada karotların temizlenme işleminin ve bu sırada kullanılan çözücülerin ıslatımlılığa önemli etkisinin olduğu belirlenmiştir.

Bu tespitten hareket edilerek tüm karotlar yeni bir işleme göre temizlenmişlerdir. Bu yeni temizleme işlemi Bölüm 3' te ayrıntılı bir şekilde anlatılan standart temizleme işlemidir. Bu işlemde karotlar önce %50 toluen + %50 metanol karışımı ve kloroform kullanılarak çözücüler berraklaşmaya kadar dönüşümlü olarak Soxhlet cihazında temizlenmektedirler. Sonra 300 C de kurutularak temizleme işlemi bitirilmektedir. Deneylere başlamadan önceki ikinci adım yöntemin seçimiyle ilgili olmuştur.

İlk aşamada yapılan cam kapta hacimsel değerlendirme yöntemi, su petrol arayüzeyinin silindirik tüpte kesin olarak belirlenmesinin zor olması ve ölçümlerin 0.06 ml hata ile yapıldığından dolayı, bazı çalışmalarda ise ağırlık ölçme yöntemi denenmiştir. Fakat hazırlanan düzeneğe yapılan ilk deneylerde şu sorunlar çıkmıştır:

a. Karotları suya sarkıtmada kullanılan sepetlerin yapıldığı tellerde tuzlu su kullanımıyla birlikte süratli bir oksidasyon görülmüştür. Bu sorun daha sonra paslanmaz malzemeden yapılan tel kullanımı ile çözülmüştür.

b. Yüksek sıcaklıkta yapılan deneylerde suyun ve petrolün buharlaşma sorunu kaplar alüminyum folye ile örtülerek önlenmeye çalışılmıştır. Kaptaki su seviyesinde oluşan 2 mm azalmanın tartımlarda yolaçacağı hata 0.005tir. Bu hatanın önlenmesinde folyeler genellikle yeterli olmuş, olmadığı zamanlarda azalan su seviyesi tamamlanmıştır. Daha iyi bir çözümün donanımı kapalı bir sistem olarak tasarlamak olduğu düşünülmüştür.

c. Ölçümleri etkileyen en önemli sorun, karotu taşıyan sepetin üzerine ve tellere petrolün yapışması olmuştur. Olay ölçümleri sürekli etkilemiş ve duyarlılığı büyük ölçüde düşürmüştür.

d. Literatürde [19][23][24] yapılan çalışmalar incelendiğinde üretim zamanlarının çok kısa olması ancak bizim yaptığımız çalışmanın yaklaşık 1.5 ay gibi bir süreyi içermesi başlangıçta bir olumsuzluk yaratmıştır. Ancak burada yapılan çalışmada kullanılan kayaç ve akışkan özelliklerinin çok farklı (imbibition deneyleri için olumsuz) olması nedeniyle deneyler uzun sürmüştür.

Bu ilk deneyler çalışmanın devamı için iki karar alınmasına neden olmuştur, bunlardan birincisi deneylerin yapılışı, ikincisi ise amaçlarla ilgilidir. Imbibition deneylerinin tartarak ölçüm yöntemlerinden daha basit olan ve daha duyarlı sonuçlar alınabileceği hacimsel ölçümler ile yapılması kararlaştırılmıştır. Amaçlar bölümünde ise özellikle üzerinde durulması gereken konunun ıslatımlılık-imbibition ilişkisi olduğu belirlenmiştir.

4.2. Genel Değerlendirme

Deneylerin ikinci aşamasında toplam 24 imbibition deneyi yapılmıştır. Bu deneylere ait genel özellikler Çizelge 4.1' de verilmektedir.

Çizelge 4.1. Imbibition deneylerinin sonuçları.

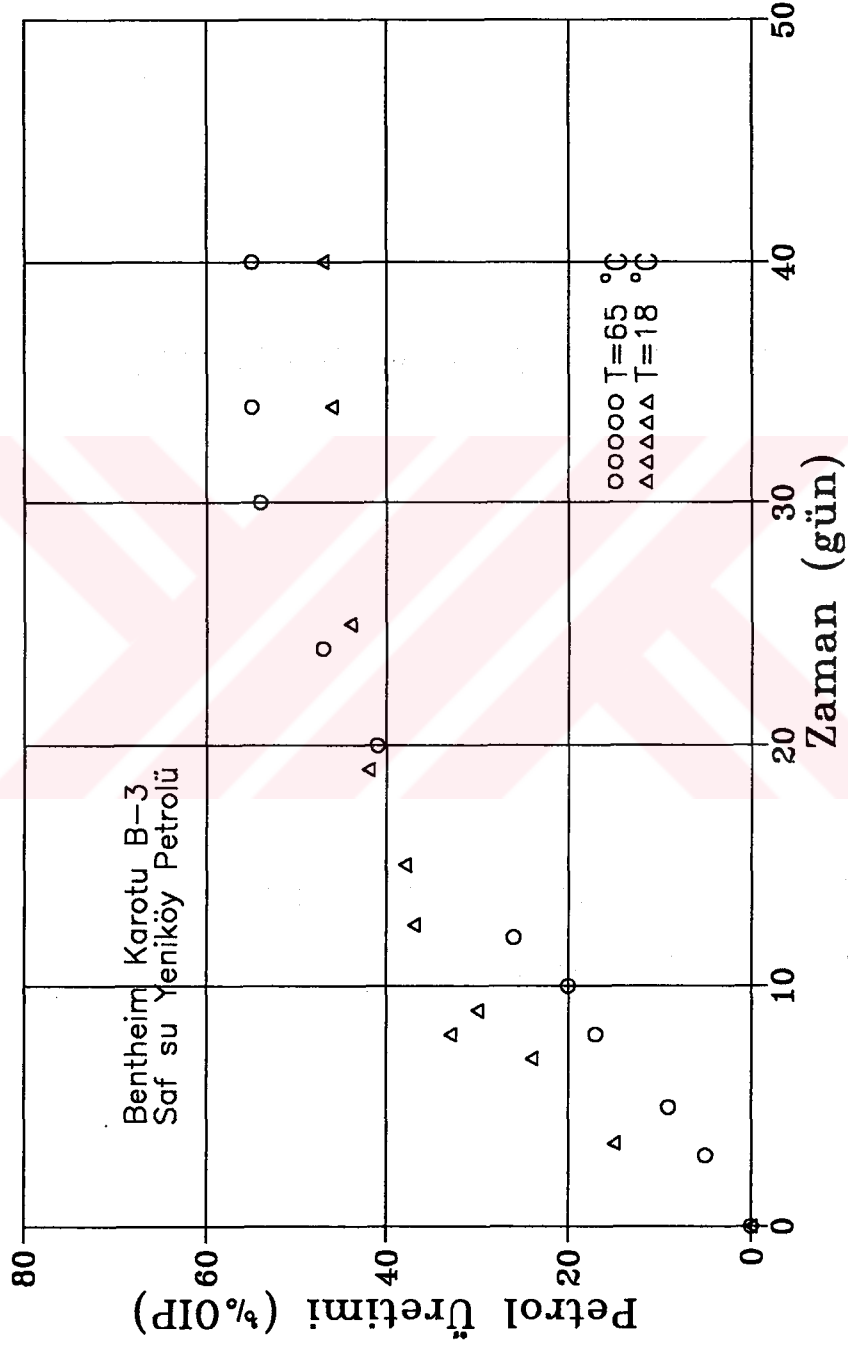
Deney No	Karot	Temizleme Yöntemi	Petrol	Su	Sor(%)	T(C)	Üretim (%OIP)	Süre (gün)
1	BH-1	1	Y.köy	Saf	100	18	-	15
2	BH-2	1				18	-	15
3	BR299	1				18	-	10
4	BR136	2				18	-	10
5	GŞ-1	2				18	30	10
6	BH-3	3				18	47	40
7	BH-3	3				65	55	45
8	BH-4A	3		Tuzlu		65	56	50
9	BH-4B	3				65	60	45
10	BR299	3		Saf		65	36	45
11	BR299	3		Tuzlu		65	41	46
12	BR271	3		Saf		65	35	45
13	BR271	3		Tuzlu		65	40	40
14	BH-4	3		Saf		65	58	40
15	GŞ-2	3				65	58	40
16	GŞ-2	3		Tuzlu		65	61	40
17	BH-4	3		CD128		65	7	20
18	GŞ-2	3		Saf		65	6	20
19	GŞ-1	3				65	59	45
20	GŞ-1	3	K.kuş			65	47	45
21	GŞ-1	3	B.Raman			65	37	45
22	BR299	3		Tuzlu	68	65	16.5	30
23	BR271	3			65	65	13	25
24	BR136	3			66	65	11.5	30

Çizelge 4.1' de; BH-1, Bentheim 1; BH-2, Bentheim 2; BH-3, Bentheim 3 ; BH-4, Bentheim 4; GŞ-1, Güney Şahaban 1; GŞ-2, Güney Şahaban 2; BR-299, Batı Raman 299; BR- 271, Batı Raman 271; BR-136, Batı Raman 136 karotlarını gösterir. Aynı şekilde temizleme yöntemi; 1, benzen- aseton ile temizlemeyi; 2, kromik asit ile temizlemeyi; 3 ise standart temizlemeyi göstermektedir.

Deney programı laboratuvar olanakları çerçevesinde mümkün olduğunca çok parametreyi kapsayacak ve olay ile modelleme hakkında bilgi sağlayacak şekilde tasarlanmıştır.

4.2.1. Sıcaklığın Etkisi

İlk deneyler ortam sıcaklığında (18-20 °C), takip eden deneyler ise rezervuar sıcaklığı olarak alınan 65 °C'de yapıldığı için sıcaklığın imbibition üzerine etkisini incelemek mümkün olmuştur. Şekil 4.2 Bentheim- 3 karotu ve Yeniköy petrolü ile ortam sıcaklığı (18 °C) ve 65°C'de yapılan deneyin sonuçlarını göstermektedir.



Şekil 4.2. Sıcaklığın üretime etkisi

18 °C'de yapılan deneylerde üretim ilk zamanlarda hızla artmakta ve daha sonra belirli bir üretim değerine erişilince üretim hızı yavaşlamaktadır. 65 °C'de yapılan deneylerde ise üretim hızı daha yavaştır ancak sonuçta üretim 18 °C'de yapılan deneylerden daha yüksek olmaktadır. Deneyler sırasında ise şöyle bir gözlem yapılmıştır: 18 °C'de deneyin başlamasından çok kısa bir süre sonra (genellikle bir gün sonra) karotun üzerinde ve yanlarında petrol birikimleri oluşmaya başlamaktadır. Bu birikimler belirli bir hacime ulaştıncaya ya kendiliklerinden ya da sallamayla kopmakta ve su üzerinde toplanmaktadırlar. Deneylerin ilk günlerinde çok süratli gelişen bu olay, 5-10 gün sonunda hızını kaybetmekte ve yerini daha yavaş bir üretim işlemine bırakmaktadır.

65 °C'de yapılan deneylerde durum farklıdır. Bu deneylerde de yan yüzeylerden petrol çıkışı gözlemlenmekle birlikte olay daha yavaştır. Petrol daha ağır bir işlemle karotların özellikle üst yüzeylerinde toplanmaya başlamakta ve bu bölümler küresel olmaktan çok yüzeye daha yaygın bir görünüm vermektedirler. Bu görünüm 65 °C'de yapılan hemen hemen tüm deneylerde ortaktır.

Bu gözlemin ve artan sıcaklıkla artan üretimin nedenleri ne olabilir? Öncelikle söylemek gereklidir ki Şekil 4.2' deki deneylerin karşılaştırılmasında tüm karot özellikleri aynıdır. Deneyler aynı şekilde temizlenmiş yani ıslatılabilirliği eşit varsayılabilir tek karot üzerindedir. Fakat sıcaklık nedeniyle akışkan özellikleri her iki deneyde de çok farklıdır. Petrolün akamazlığı 27 cp'den 5 cp'ye düşmüştür, arayüzey gerilimi ise 21.5 mN/m'den 10 mN/m'ye düşmüştür. Petrolün genleşmesi ve yoğunluğundaki değişime bağlı olan farklılaşmalar ise deneylerde değerlendirilerek sonuçlara etki yapmaması sağlanmıştır.

Kılcal basınç arayüzey gerilimiyle doğru orantılı olarak değişmektedir. Yüzey geriliminin yüksek olması, kılcal basıncı arttıracığından özellikle yüzey kuvvetine bağlı olan imbibition olayını hızlandırması beklenmelidir. 18 °C'de yapılan deneylerde çok hızlı gelişen petrolün gözeneklerden çıkış işlemini buna bağlamak mümkün olabilir. Buna karşılık düşük sıcaklıkta üretimin yüksek sıcaklıktaki deneylere oranla daha düşük kalması akamazlığın ortam sıcaklığında daha yüksek olmasına bağlıdır. Akamazlığın yüksek sıcaklıkla

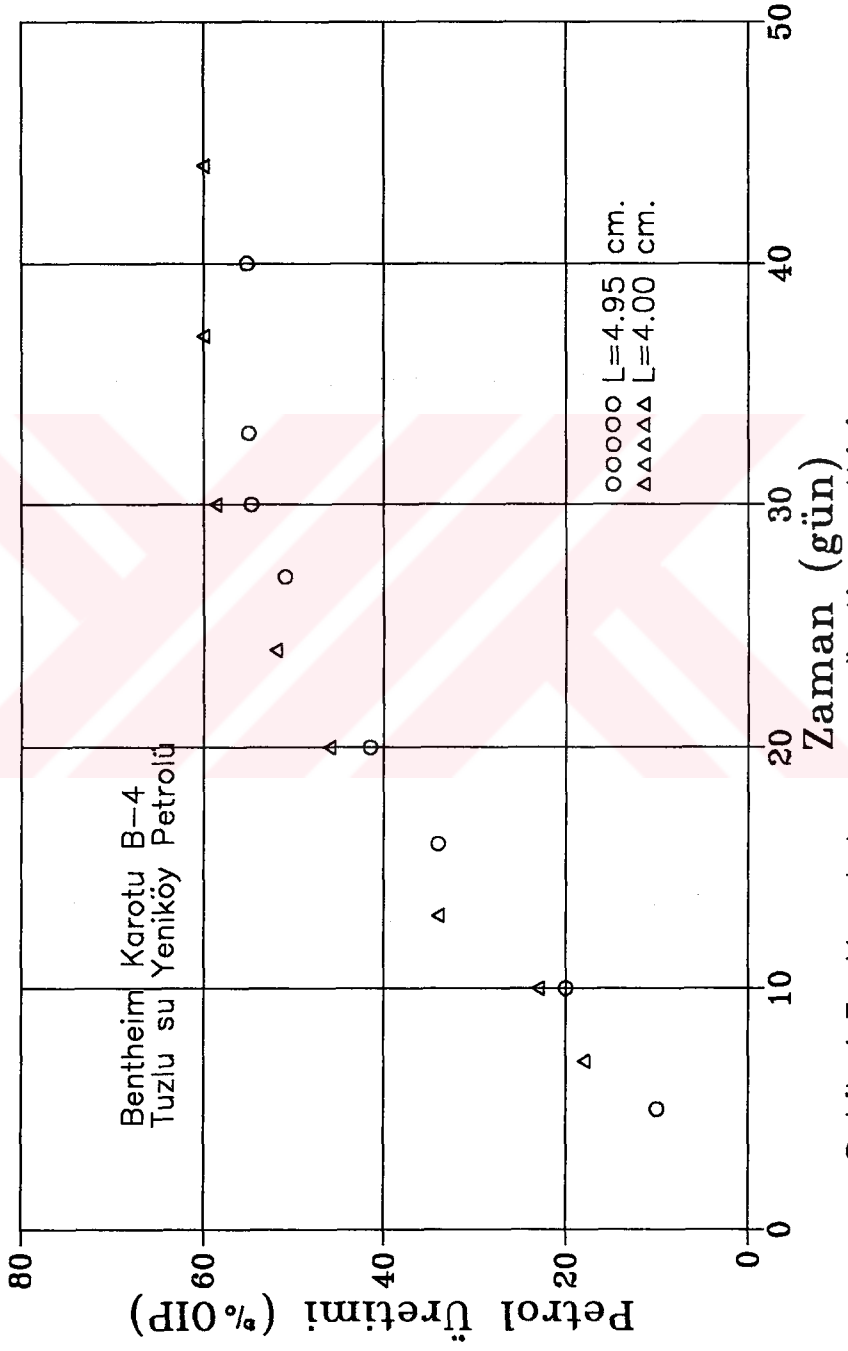
düşmesiyle, azalan kılcal kuvvetlerin yerini viskoz kuvvetler almaktadır. Daha çok petrol gravitasyonun da etkisiyle karottan çıkmaktadır. Düşük sıcaklıkta yapılmış çok veri olmamasına karşın özellikle deneme niteliğindeki bu tür deneyler bu gözlemi doğrular niteliktedir.

4.2.2. Kayaç Özelliklerinin Etkisi

Gözeneklilik, geçirgenlik ve gözenek dağılımı gibi kayaç parametrelerinin imbibition'a etkisinin belirlenmesi bu parametreleri tek başlarına değiştirmekteki güçlük nedeniyle oldukça zordur.

Karot boyutlarının imbibition olayına etkileri ise özellikle Bentheim karotları ile yapılan deneylerle açıklanabilir. Karot çapının etkisini görmek için çapı 3 cm ve 2.54 cm olan karotlar karşılaştırıldığında, üretimin çapın 2.54 cm olduğu karotlarda daha fazla olduğu görülür. Ancak bu deneyden çapın üretime beklenen olumsuz etkisini iddia etmek doğru değildir. Çünkü daha sonraki bölümlerde görülebileceği gibi, bu karotların düşük performanslarının değerlendirilmesinde düşük su ıslatımlılığının değerlendirmeye alınması gerekmektedir.

Karot uzunluğunun etkisini görebilmek için Bentheim 4 kumtaşı ile iki deney yapılmıştır. Bunlardan ikincisinde karotun 4.91 cm olan orijinal yüksekliği kesilerek 4 cm'ye kısaltılmış ve eşit koşullarla (temizleme ve akışkan özellikleri) deney başlatılmıştır. Deney sonucu Şekil 4.3' de verilmektedir.



Şekil 4.3. Karot boyunun üretime etkisi.

Şekil 4.3' te görüldüğü gibi daha kısa olan karot ile üretim zamanla daha hızlı yükselmekte ve 40 gün sonunda toplam üretim bu durumda daha fazla olmaktadır. Bu durumu şöyle açıklamak olasıdır: Su kılcalıklı karot içinde gözeneklerde görelî olarak daha hızlı yükselmekte ve petrolü ötelemektedir. Daha uzun karotta suyun tüm gözeneklere doğru girmesi daha uzun zaman almakta ve burada gravitasyonun üretimde daha önemli bir rol oynaması olasıdır. Gerçekte bu sonuç yapılan kılcal tüp deneylerinde de açık olarak görülmektedir. Olay daha geniş bir karot uzunluğu olduğunda denenmelidir. İlerde tartışılacağı gibi burada kılcallık etken faktör olduğu için gravitasyonla üretim daha az olacaktır.

4.2.3. Akışkanların Etkisi

İslatımlılık ve petrofizik özellikleri birbirlerine benzer karotlarda, sonuçların kullanılan petrol veya suya duyarlılıkları belirgin olarak gözükmemektedir. Bu etkiyi iki ayrı başlık altında incelemek daha doğrudur; Suyun etkisi ve petrolün etkisi.

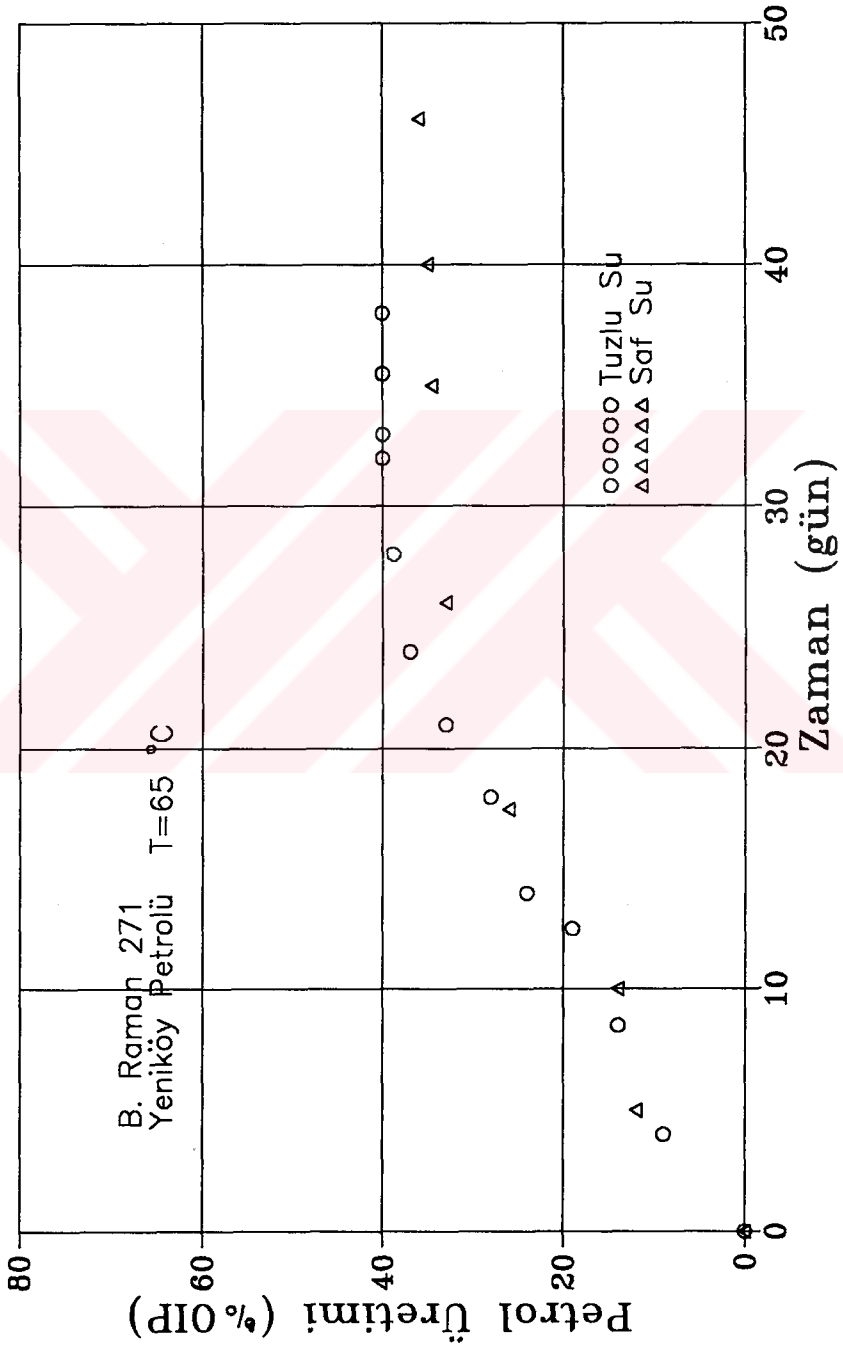
4.2.3.1. Suyun Etkisi

Deneylerde su fazı olarak saf su (damıtılmış su), % 10 tuzluluğunda yapay su ve % 1 yüzey aktifleyici malzeme içeren saf su kullanılmıştır. Bu akışkanların genel fiziksel özellikleri Bölüm 3 ' te verilmiştir. Buna göre, imbibition üzerinde etkisi olabilecek özelliklerini kısaca özetlemek gerekirse, tuzlu su ve yüzey aktifleyici madde içeren suların yüzey gerilimleri saf suyunkine oranla düşüktür. Saf su için 70 mN/m ölçülen yüzey gerilimi tuzlu su için 40.2 mN/m, yüzey aktifleyici madde çözeltisi için ise 30 mN/m' dir. 65 °C'de yapılan ölçümler ise 18 °C'de yapılan bu ölçüm sonuçlarından daha düşük yüzey gerilim sonuçları vermiştir: Saf su 68 mN/m, tuzlu su 38.5 mN/m, yüzey aktifleyici madde çözeltisi 29 mN/m. Bu akışkanların akma hızları ise birbirlerine yakın değerler olup hepsi için 1 cp alınabilir. Petrolle (Yeniköy petrolü) yaptıkları arayüzey gerilimleri ise 18 °C'de sırasıyla 22 mN/m, 19 mN/m ve 4 mN/m'dir. 65 °C'de ise bu değerler çok düşerek saf su-petrol çifti için 10mN/m, tuzlu su için 25 mN/m ve yüzey aktifleyici madde çözeltisi-petrol çifti için 1 mN/m' den küçük bir değere ulaşmaktadır. Bu

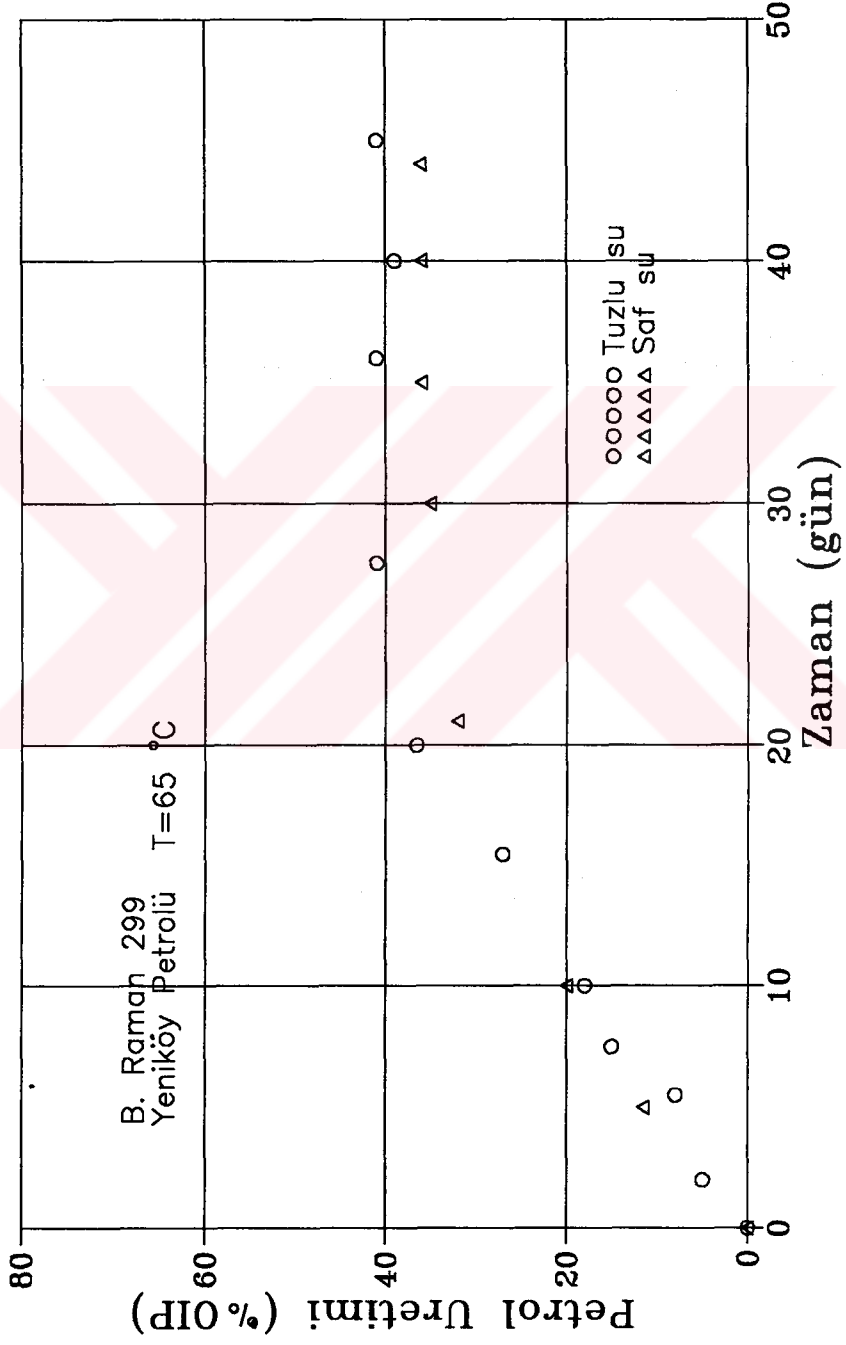
sonuçlara göre arayüzey gerilimindeki artışın imbibitiona pozitif etkisi gözönüne alındığında, üretimin saf su, tuzlu su, çözelti sırasıyla azalması beklenmelidir ancak deney sonuçları bu sıralamada tuzlu suyun yerini şüpheli hale sokmaktadır.

Şekil 4.4 ve Şekil 4.5 Batı Raman 299 ve Batı Raman 271 karotlarıyla saf su ve tuzlu su kullanılarak yapılan deneylerin sonuçlarını göstermektedir. Şekiller her iki durumda da tuzlu su için yaklaşık % 5 fazla üretimi göstermektedir. Şekil 4.6 ve Şekil 4.7 de bu durumun G. Şahaban ve Bentheim karotlarından yapılan üretimde daha az belirgin olmak şartıyla aynı olduğunu göstermiştir.

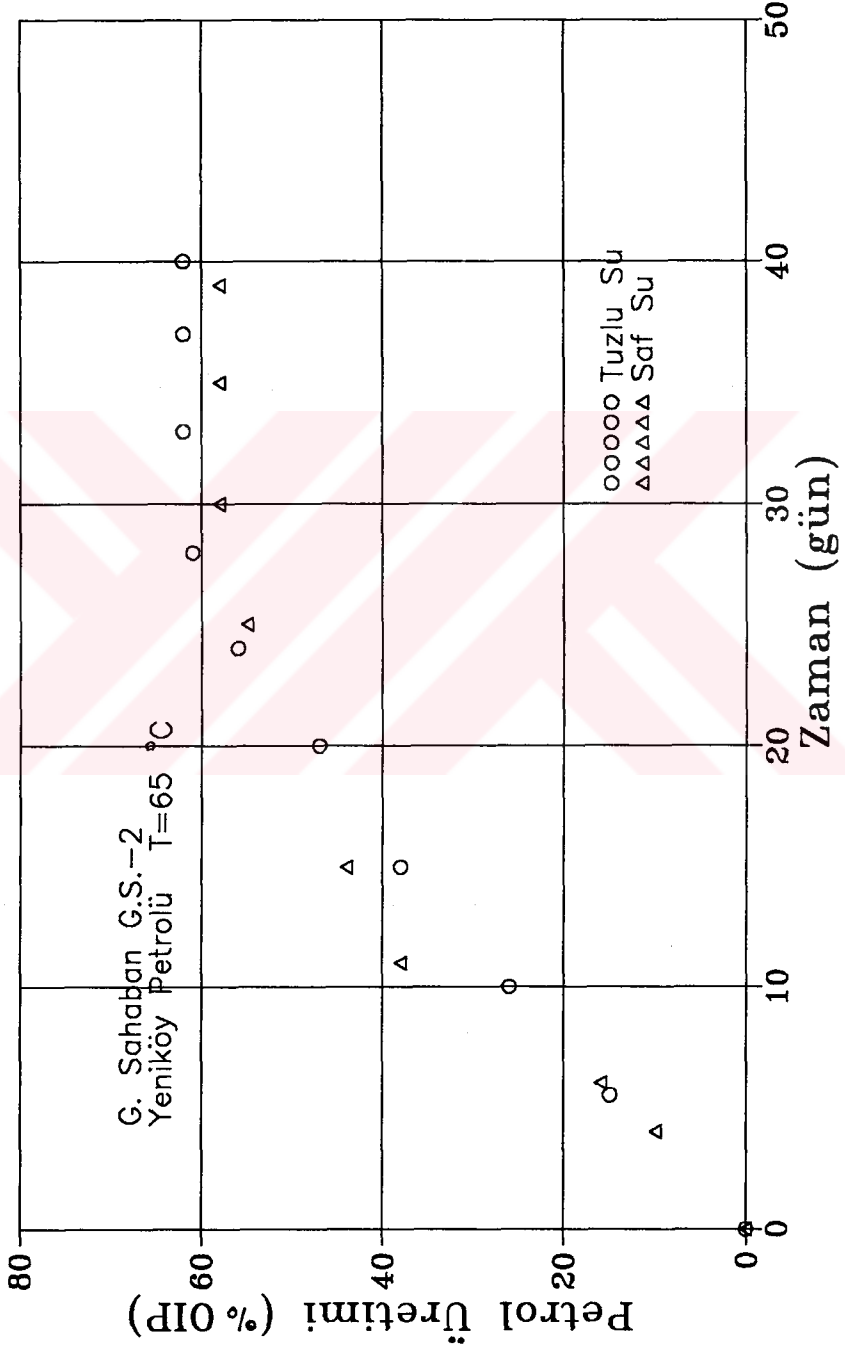




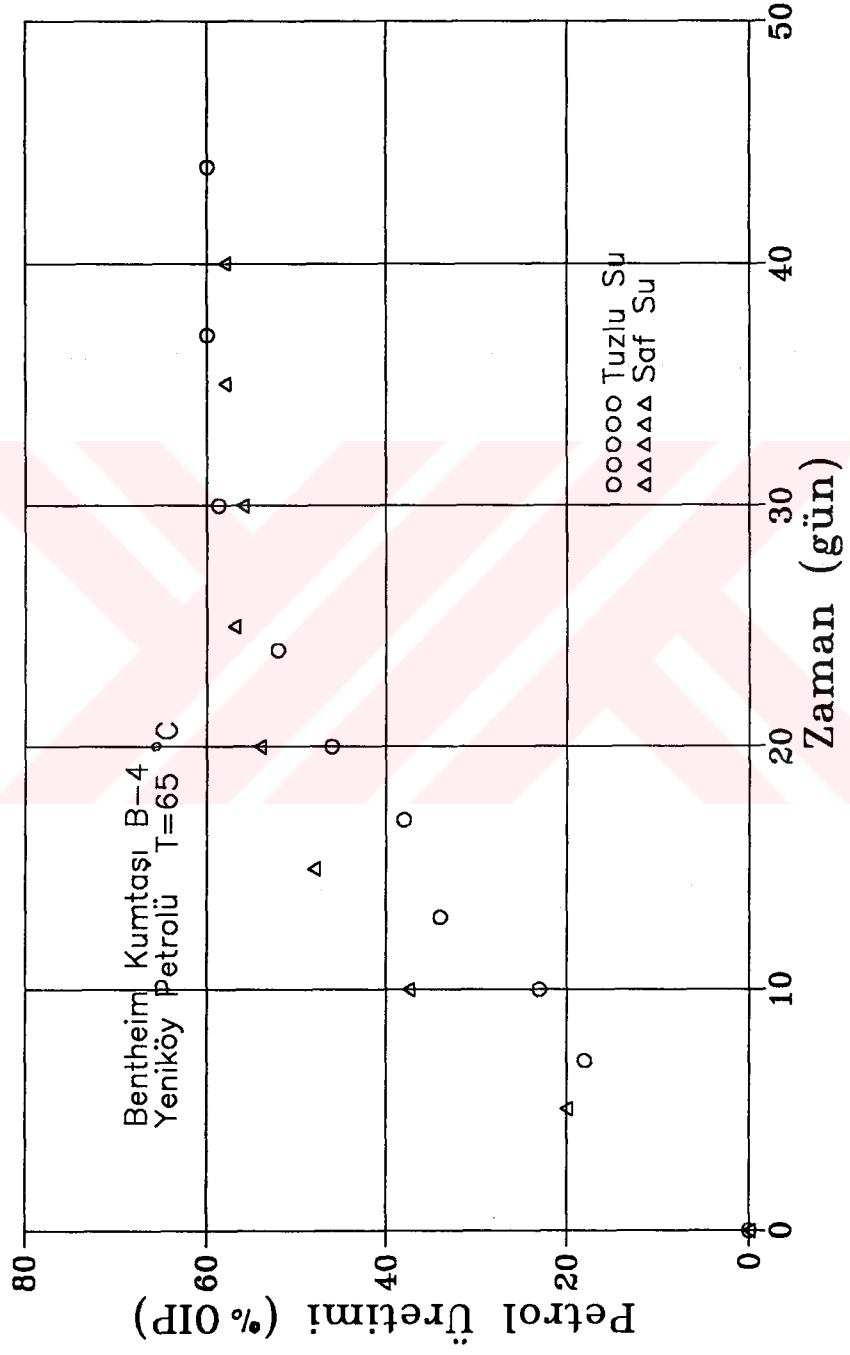
Şekil 4.4 Suyun üretime etkisi.



Şekil 4.5. Suyun üretime etkisi.



Şekil 4.6. Suyun üretime etkisi.



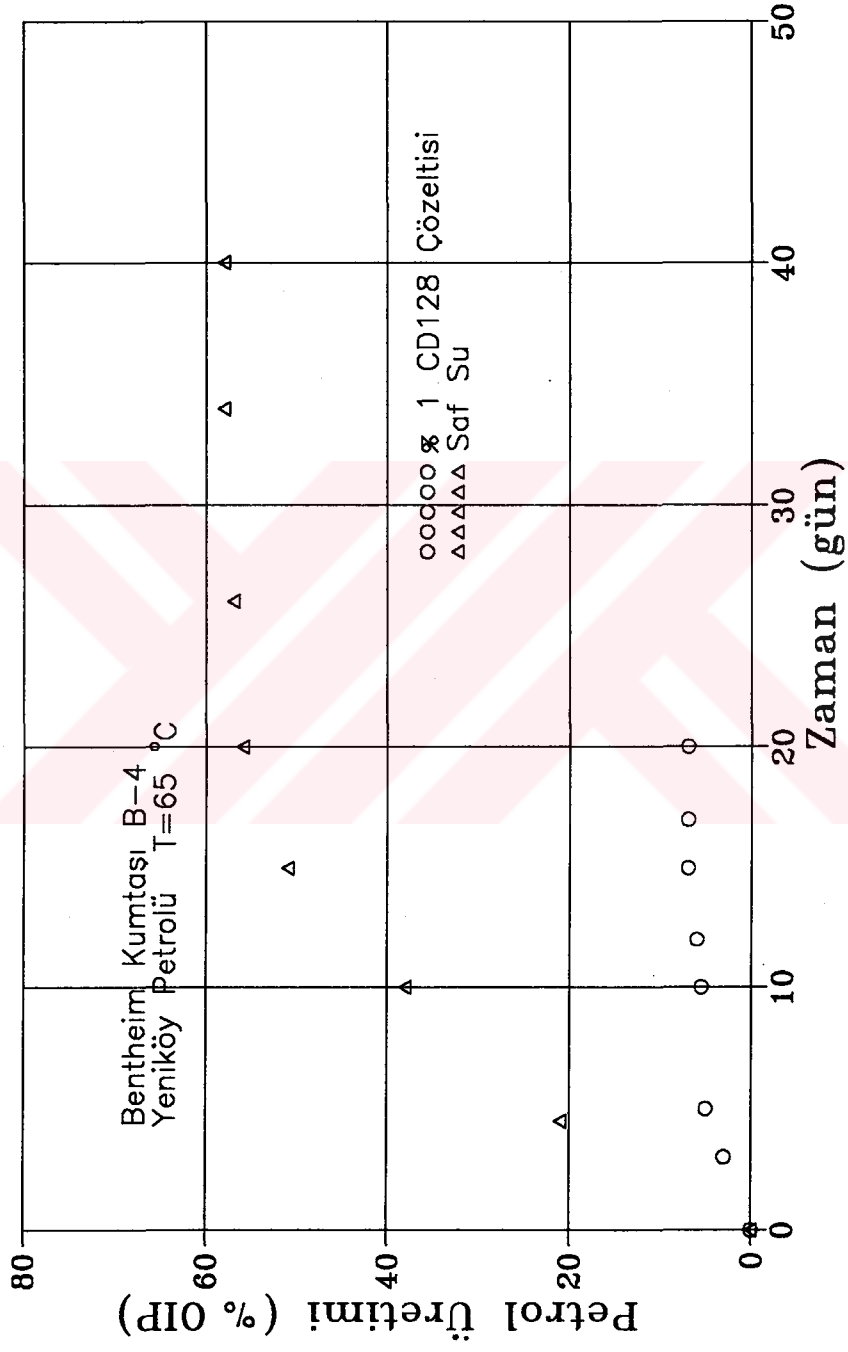
Şekil 4.7. Suyun üretime etkisi.

Düşen yüzey gerilimi ile üretim düşmesi imbibition olayının temel kurallarına uygun olarak beklenmelidir. Ancak yüzey gerilimindeki artış aynı zamanda petrol damlacıklarını gözeneklerden dışarı atmak için gerekli kılcal eşiklere karşı koyan kuvvetlerin de artışına neden olacaktır. Olay iki yönlüdür ve etken kuvvet hakkında karar vermek güçtür.

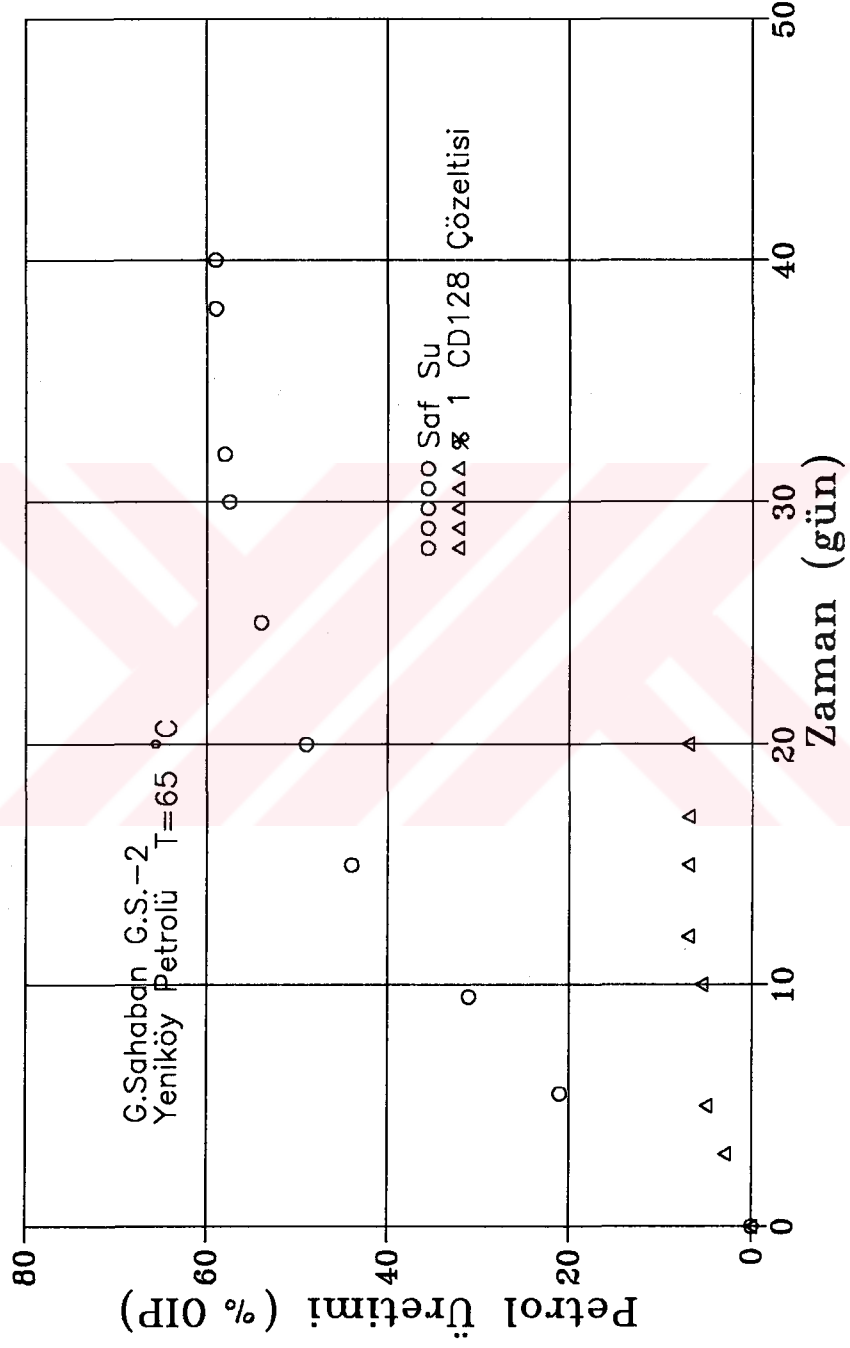
Tuzlu suyun daha fazla petrol üretimine neden olmasının önemli bir doğal nedeni de tuzlu suyun kayacıkta olası bir ıslatımlılık değişimine neden olmamasıdır. İlerdeki bölümde görüleceği gibi karotların petrolden önce tuzlu su ile doyurulup tekrar kurutulması imbibition ile üretimi arttırmaktadır ve bu olayın karot kuruduktan sonra tuzun kayacık çeperlerine adsorbe olarak ıslatımlılığı değiştirmedeği düşünülebilir.

Bu nedenle imbibition deneylerinde ölçeklendirme (scaling) için orijinal rezervuar akışkanları kullanmak daha doğru olacaktır. Kural özellikle tuzlu su için uygulanmalıdır. Çünkü deneylerde genellikle orijinal rezervuar suyu ile aynı bileşimde hazırlanmış yapay su kullanılmaktadır. Fakat bu suyun petrolün su tarafından ötelenmesinde etken olan olayları tam olarak temsil edip etmediğini bilmek zordur. Bu durumu belirleyen literatürde ilginç bir örnek vardır [15]. Burada yapay rezervuar suyu ile yapılan üretim gerçek rezervuar suyu ile yapılan üretimin yaklaşık yarısı kadar olmuştur.

Suyun imbibitiona etkisi başlığı altında incelenebilecek diğer deneyler yüzey aktifleyici madde çözeltisi ile yapılanlardır. Bu deneylerde amaç arayüzey geriliminin imbibition üzerine etkisini araştırmaktır. Şekil 4.8 ve 4.9 Bentheim ve Şahaban karotlarıyla yapılan deneylerin sonuçlarını vermektedir. Beklendiği gibi arayüzey gerilimi çok düşük olan yüzey aktifleyici madde çözeltisi imbibition olayının üretime etkisini büyük ölçüde düşürmektedir.



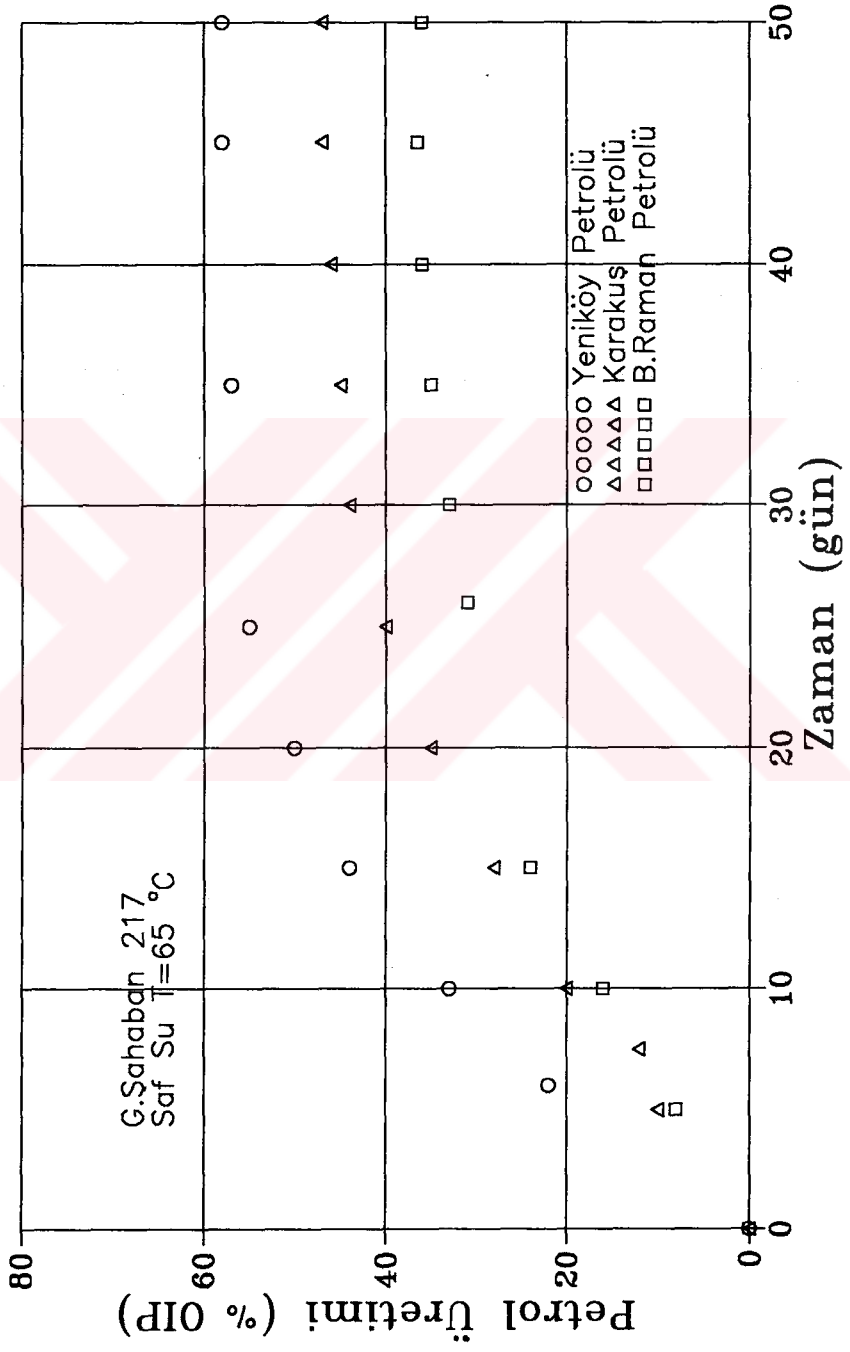
Şekil 4.8. Arayüzey geriliminin üretime etkisi.



Şekil 4.9. Arayüzey geriliminin üretime etkisi.

4.2.3.2. Petrolün Etkisi

Deneyler genellikle Yeniköy petrolü ile yapılmıştır. Bununla birlikte Yeniköy petrolünden daha ağır olan Karakuş ve Batı Raman petrolü ile yapılmış deneyler de vardır. Bu deneylerde üretimin değerlendirilmesinde önemli bir sorun petrolün karot çeperlerine yapışarak orada bir tabaka oluşturup hareketsiz kalmasıdır. Bu nedenle bu deneylerdeki değerlendirmelerde son üretimler karot deney kabından alındıktan sonra karotun üzerindeki petrol yüzeyden kazınıp tartılarak belirlenmiştir. Şekil 4.10 saf su ve 3 petrol ile Güney Şahaban 1 karotuyla yapılan deney sonuçlarını göstermektedir. Kullanılan petrolerin saf suyla arayüzey gerilimleri Yeniköy, Kuzey Karakuş ve Batı Raman için sırasıyla 8.3 mN/m, 10.2 mN/m, 16.5 mN/m'dir. Yüzey gerilimindeki artışın üretimi olumlu etkilemesi gerektiği düşünülürse sonuçlar bunun tam tersini göstermektedir ve bunun nedeni de akmazlığa bağlanabilir. Deneylerde elde edilen petrol üretiminin sırası kullanılan petrolerin akmazlık sıralamasıdır. Bununla birlikte üretimin akmazlıkların düşüşüne orantılı olduğu söylenebilir.

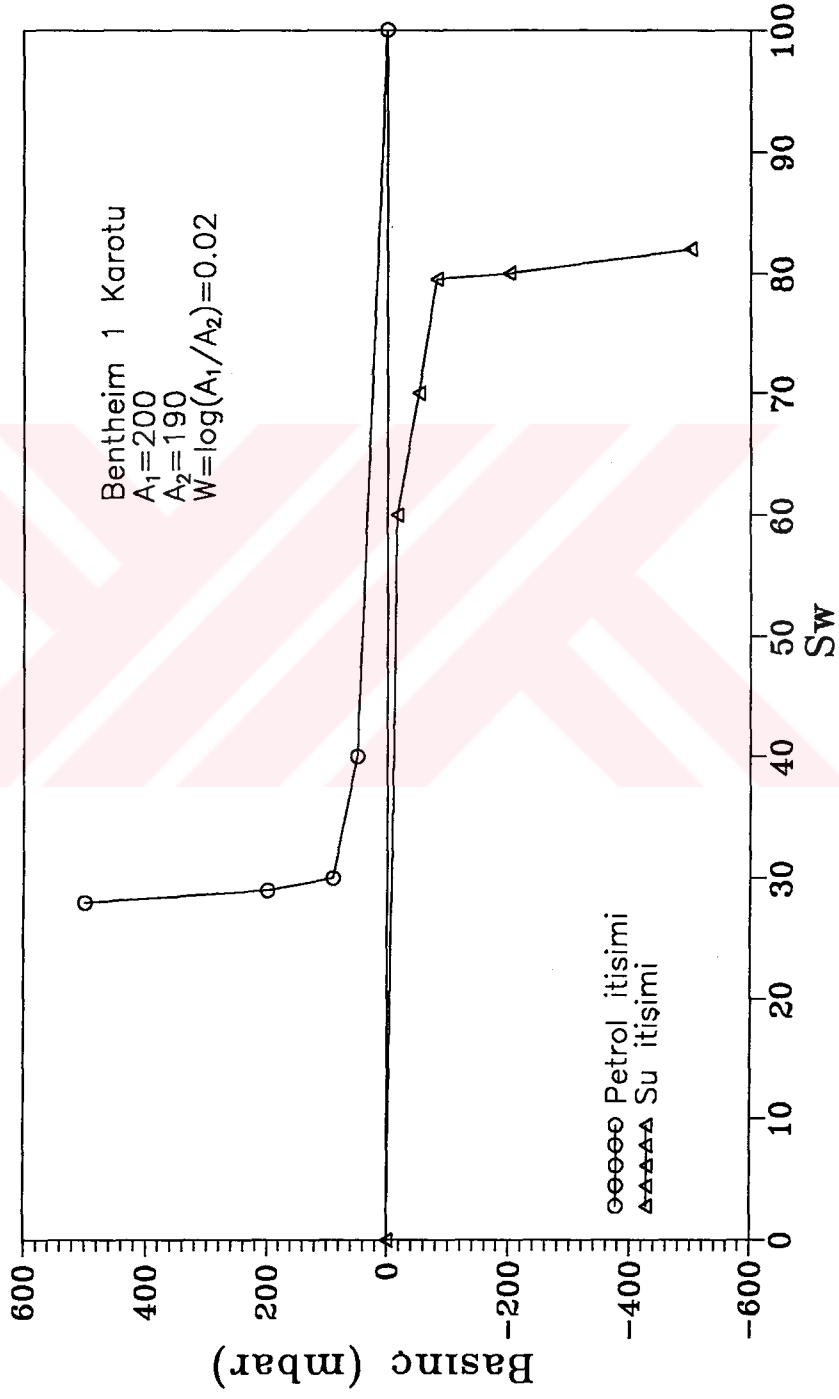


Sekil 4.10. Petrolün üretime etkisi.

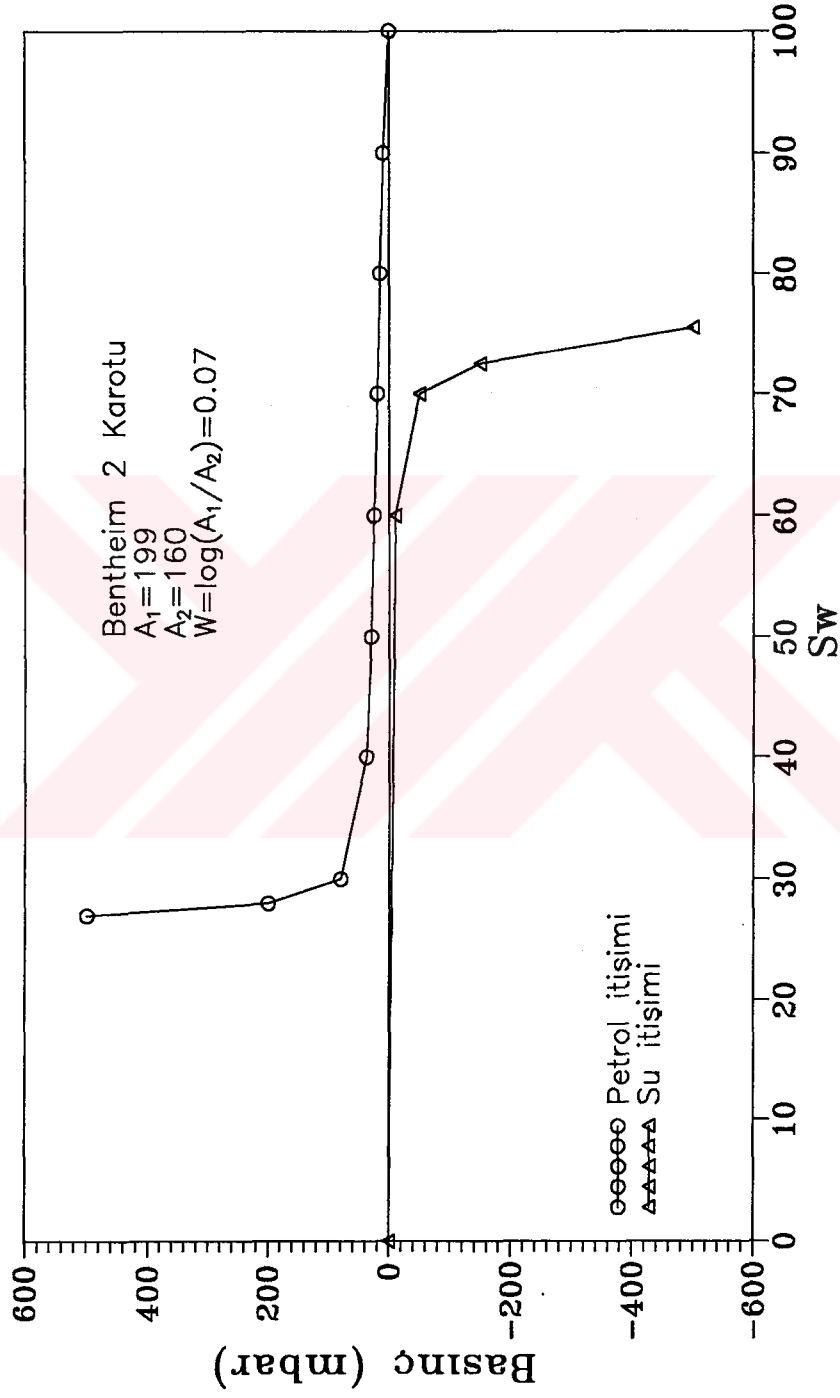
4.2.4. İslatımlılığın Etkisi

İslatımlılığın imbibitiona etkisi çok belirgindir. İlk deneylerin yapıldığı kumtaşı BH-1 ve BH-2 karotlarından çok değişik temizleme işlemleri uygulanmamasına rağmen hiçbir üretim elde edilememiştir. Bunun, karotların daha önce kullanıldıkları bir diğer çalışma sırasında yapılan benzen ve aseton ile yapılan temizleme işlemi ile oluşan kalıcı bir ıslatımlılık değişimine bağlı olduğu düşünülmüş ve bunu kanıtlamak üzere ıslatımlılığın belirlenmesine karar verilmiştir. İslatımlılık deneyleri değiştirilmiş USBM yöntemine göre yapılmıştır. Bu yöntem petrolün su ile doyurulmuş karotu ve suyun petrol ile doyurulmuş karotu ötelerken kılcal basınç eğrileri altında kalan alanlarının oranlarının karşılaştırılmasına dayanmaktadır. Buna göre bu oranın logaritmasının 1 veya 1 e yakın bir değer olması kuvvetli su ıslatımlılığı göstermektedir. 0 değeri için nötr ıslatımlılık değeri karşı gelmektedir.

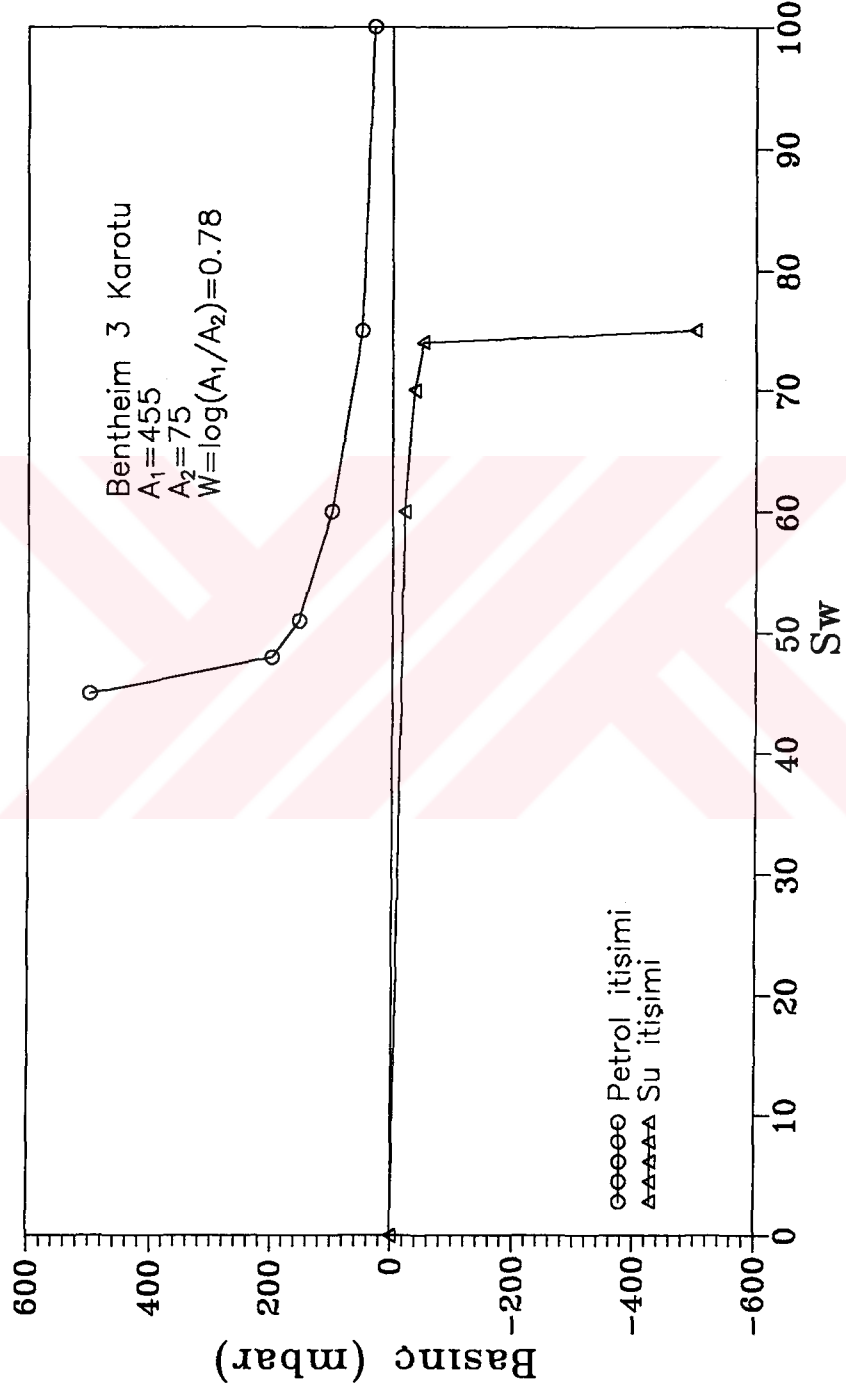
Geçirgenliği diğerlerine oranla daha yüksek olan 4 karot için yapılan ıslatımlılık deneylerinin sonuçları Şekil 4.11, 4.12, 4.13, ve 4.14' te verilmişlerdir. Buna göre tahmin edildiği gibi BH-1 ve BH-2 kumtaşlarını su ıslatımlı olarak tanımlamak zordur. 0.02 ve 0.07 ıslatımlılık katsayıları daha çok nötr ıslatımlılığı belirlemektedirler. Buna karşılık Bentheim 3 ve G. Şahaban karotları su ıslatımlı karotlar olarak gözükmetedirler.



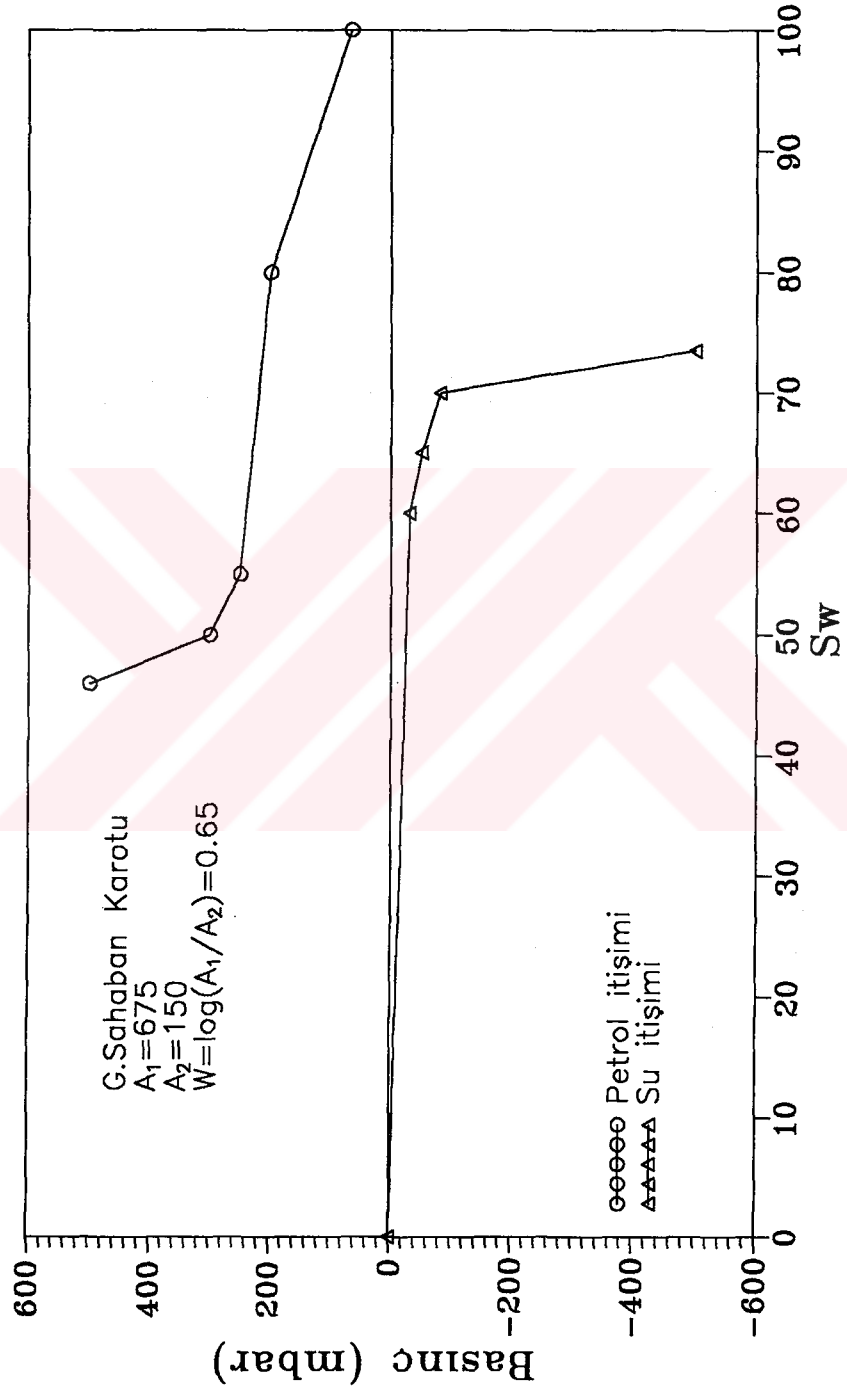
Şekil 4.11. Bentheim 1 karotu ıslatımlılık grafiği.



Sekil 4.12. Bentheim 2 karotu ıslatımlılık grafiği.



Şekil 4.13. Bentheim 3 karotu ıslatımlılık grafiği.



Şekil 4.14. G.Şahaban karotu ıslatılabilirlik grafiği

Islatımlılıkla ilgili diğer bir gözlem de tuzlu su ve petrolde bekletmenin etkisidir. Yukardaki deneylere ek olarak 1 hafta imbibition deneylerine etkisi olan bu iki olayın ıslatımlılığa etkilerini araştırmak üzere deneyler yapılmıştır. G. Şahaban karotu ile yapılan bu deneylerde ilkinde karot petrol ile doyurulmadan önce tuzlu su ile doyurulmuş, tuzlu su içinde bekledikten sonra 300°Cde 4 saat süre ile kurutulmuştur. Diğer deneyde ise aynı karot imbibition ve ıslatımlılık testinde önce petrol içinde 1 hafta süreyle bekletilmiştir. Bu işleme karşılık gelen ıslatımlılık indeksleri ise tuzlu su ile doyurulmuş karot için +1.15 ve petrole doyurulmuş karot için ise +0.35 olarak ölçülmüştür. Genelde tüm kayaçların su ıslatımlı olduğu varsayılır ve imbibition deneyleri de bu varsayımla yapılır. Fakat bu varsayımın her zaman doğru olmadığı açıktır. Sorun rezervuar ıslatımlılığını doğru olarak tanımlayabilmektir. Ancak rezervuardaki ıslatımlılığı belirleyecek güvenilir bir yöntemin de olmadığı bir gerçektir. Burada deney öncesi temizleme ve hazırlık önem taşımaktadır. Islatımlılık değişimleri ve bunların sonuçları üzerine çok sayıda çalışma vardır. Bir imbibition çalışmasında bunların dikkate alınması gerektiği açıktır.

4.2.5. Gravitenin Etkisi

Imbibition da iki etken kuvvetin kılcallık ve gravite olduğu bilinir. Kılcal kuvvetin gravitasyon kuvvetine oranı aşağıdaki formülle verilebilir [25].

$$\frac{P_c}{\Delta \rho g h} = \frac{\sigma \cos \theta}{\Delta \rho g h} \sqrt{\frac{\phi}{h}} \quad (4.1)$$

Bu formülden de görülebileceği gibi kullanılan karotun fiziksel parametrelerinin gravitasyon üzerine etkisi büyüktür. Buna göre 1. ve 2. deneylerde gravitasyonun daha etken bir mekanizma olduğu söylenebilir. Ancak bu deneylerde hiçbir üretim elde edilememiştir. Bu durum kılcal basıncın nötr ıslatımlılığa bağlı olarak 0 veya sıfıra yakın bir değer almasından kaynaklanabilir. Diğer kumtaşları (Bentheim 3 ve 4) için yapılan deneylerde gravitasyonun önemli olduğu söylenebilir. Bazı karotlar için şu şekilde sayısal bir değerlendirme yapılabilir:

Veriler: $\rho = 1.0 \text{ g/cm}^3$ (65°C 'de yoğunluğu)
 $\rho = 0.87 \text{ g/cm}^3$ (65°C 'de yoğunluğu)
 $\tau = 10 \text{ mN/m}$
 $g = 9.8 \text{ N/s}^2$
 $\cos\theta = 0.7$

Çizelge 4.2. Bazı karotların kılcallık-gravite oranı.

Karot	θ	k,md	h,cm	Pc/Pg
BH-1	0.22	2100	8	20
BH-3	0.22	355	5	79
GŞ-217	0.21	126.7	5	129
BR-299	0.12	4.34	5	528
BR-271	0.13	4.02	5	570
BR-136	0.16	1.89	5	909

Çizelge 4.2. den de görüldüğü ve beklendiği gibi gravite etkisi düşük geçirgenlikli karotlar için daha küçüktür. Karot uzunluğunun diğerlerine oranla daha büyük olduğu BH-1 karotu dışındaki karotlarda gravite etkisi ihmal edilecek kadar küçüktür. Diğer taraftan gravitasyon etkisinin en fazla olduğu BH-1 karotunda ıslatımlılığa bağlı olarak hiçbir üretim gözlenmemiştir. Yukarıdaki hesaplamalarda temas açısı 45° alınmıştır. Bu ortalama bir su ıslatımlılığı belirtmektedir. BH-1 karotu için bu değer nötr ıslatımlılığı belirlemek üzere 90° alınabilir. Bu durumda $\cos\theta$ terimi dolayısıyla kılcal basınç 0 olacaktır. Petrolün hareketi için tek kuvvet gravitasyondur ve bu ise kılcal basınç yanında yetersizdir. Gravitasyonun kılcallıkla başlayan öteleme işlemine hızlandırıcı bir etki yaptığı düşünülebilir, ancak suyun petrolün öteleyebilmesi için, karota girebilmesi gereklidir bu durum da karotun petrol ıslatımlı olmaması gereklidir.

4.3. Ölçeklendirme Çalışmaları

Yukarıda sunulan bölümde imbibition olayına etki eden faktörlerden bazılarının genel bir değerlendirilmesi yapılmış ve deney sonuçları bu çerçevede özetlenmiştir. Bununla birlikte bu konuda yapılacak bir deneysel çalışmanın asıl amacı olayın rezervuar üretim performansına etkilerini tahmin edebilmek olmalıdır. Bu ise deneyi rezervuar koşullarında yorumlayabilecek şekilde ölçeklendirmekle mümkündür. Imbibition'ı ölçeklendirmek üzere geliştirilen kurallar bu konuda yapılan ilk çalışmalardan [19] alınarak geliştirilmişlerdir. Bu denklemler önceki bölümlerde de tartışıldığı gibi karışamaz fazlar için doğrudan Darcy kanunundan ve süreklilik denkleminde hareketle türetilmişlerdir. Buna göre akışkanlara etki eden üç kuvvet kılcal basınç gradyeni, yerçekimi gradyeni ve akış basıncı gradyeni arasında sabit bir oran kurulabilirse laboratuvar modeli ile rezervuar temsil edilebilir. Laboratuvar modelinde üretim ve diğer koşullar bu oranı sağlamak üzere seçilirler. Yapılan ölçeklendirme başarılıysa model ve rezervuar davranışları benzer olacaktır.

Ölçeklendirme kuralları model ve rezervuar sistemleri arasında tam bir ilişki kurabilmek için hangi koşulların sağlanması gerektiğini ortaya koyar. Bunun dışında, sonuçların söz konusu farklı değişkenlere duyarlılığı hakkında hiçbir şey sağlamaz. Su ile öteleme için geliştirilen ölçeklendirme kuralları geneldir ve imbibition deneyleri için daha da geliştirilmişlerdir. Bu şekilde deneyin rezervuardan bir örnek üzerinde yapılması öngörülmektedir. Burada amaç modellenmesi güç bir parametre olan ıslatımlılık ve buna bağlı olan görelî geçirgenlik ve kılcal basınç özelliklerinin korunmak istenmesidir. Rezervuarın tüm örnekleri için tek bir görelî geçirgenlik fonksiyonu kullanılarak ve kılcal basınçları Leverett J fonksiyonu ile modelleyerek zamanın ölçeklendirilmesi uygun terimler kullanılarak ifade edilebilir. Üretimlerin eşit olduğu ölçeklendirilmiş zamanları şu şekilde tekrar yazmak olasıdır [26]:

$$\left(t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \right)_{model} = \left(t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \right)_{rezervuar} \quad (4.2)$$

Gravite etkileri önemliyse ilişki şu şekilde yazılır:

$$\left(\frac{L\Delta\rho}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)_{model} = \left(\frac{L\Delta\rho}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)_{rezervuar} \quad (4.3)$$

Bu çalışmada ölçeklendirme kurallarının uygulanabileceği bazı deneyler yapılmıştır. Ölçeklendirmede karot ve petrol özelliklerinin rezervuarla aynı olması gerektiğinden bu deneylerde B. Raman karotu ve petrolü kullanılmıştır. Bu durum uygulamalara bir zorluk daha getirmiştir; B. Raman karotları düşük geçirgenliklidir ve B. Raman petrolü de çok yüksek akma direncine sahiptir. Bu nedenlerle deney yönteminde bazı değişiklikler yapılmıştır. Batı Raman karotları önce yapay olarak hazırlanmış Batı Raman formasyon suyu ile doyurulup daha sonra bu su B. Raman petrolü ile azaltılamaz su doymuşluğuna kadar ötelenmiştir. Azaltılamaz su doymuşluğu üretimin dikkatli bir değerlendirilmesi ile ortalama değer olarak hesaplanmıştır. Deney sırasında petrolün karot üzerine birikmesiyle üretim verilerinde hataya yol açma olasılığını azaltmak için karotlar belirli aralıklarla deney tüpünden alınmışlar ve üzerlerindeki petrol kazılıp alınarak tartılmıştır.

Deney sonuçları Çizelge 4.3'te verilmiştir.

Deney No: 1

Karot: Batı Raman-299 Petrol: Batı Raman

Uzunluk: 5cm. Çap: 2.54 cm. $\mu_w = 1$ cp

$k = 4.34$ md. $\phi = 0.12$ $\sigma = 15$ mN/m

$S_{wi} = 0.32$ $T = 65^\circ\text{C}$

$$\sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L^2}} = 4.16 \text{ saat}^{-1}$$

Çizelge 4.3. BR-299 için boyutsuz zaman-üretim değerleri.

Zaman (saat)	$t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \sigma$	Üretim (%OOIP)
10	41.6	1.0
24	99.8	2.0
120	499.2	4.8
160	665.6	5.5
312	1297.9	10.2
430	1788.8	14.5
480	1996.8	15.5
600	2496.0	16.0

Deney No:2

Karot: B.Raman-271 Petrol: B.Raman

Çap=2.54 $S_{wi}=0.35$ $\mu_w=1$ cp $T=65^\circ\text{C}$ Uzunluk=5 cm. $\phi=0.13$ $k=4.02$ md. $G=15$ mN/m

$$\sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \sigma = 3.78 \text{ saat}^{-1}$$

Çizelge 4.4. BR-271 için boyutsuz zaman-üretim değerleri.

Zaman	$t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2}} \sigma$	Üretim(% OOIP)
24	90.7	1.2
50	189.0	2.0
120	453.6	3.5
240	907.2	8.0
360	1360.8	11.0
480	1814.4	12.5
600	2268.0	13.0

Deney No:3

Karot: B.Raman-136 Petrol: B. Raman

Çap=2.54 cm. $S_w=0.34$ $\mu_w=1$ cp $T=65^\circ\text{C}$

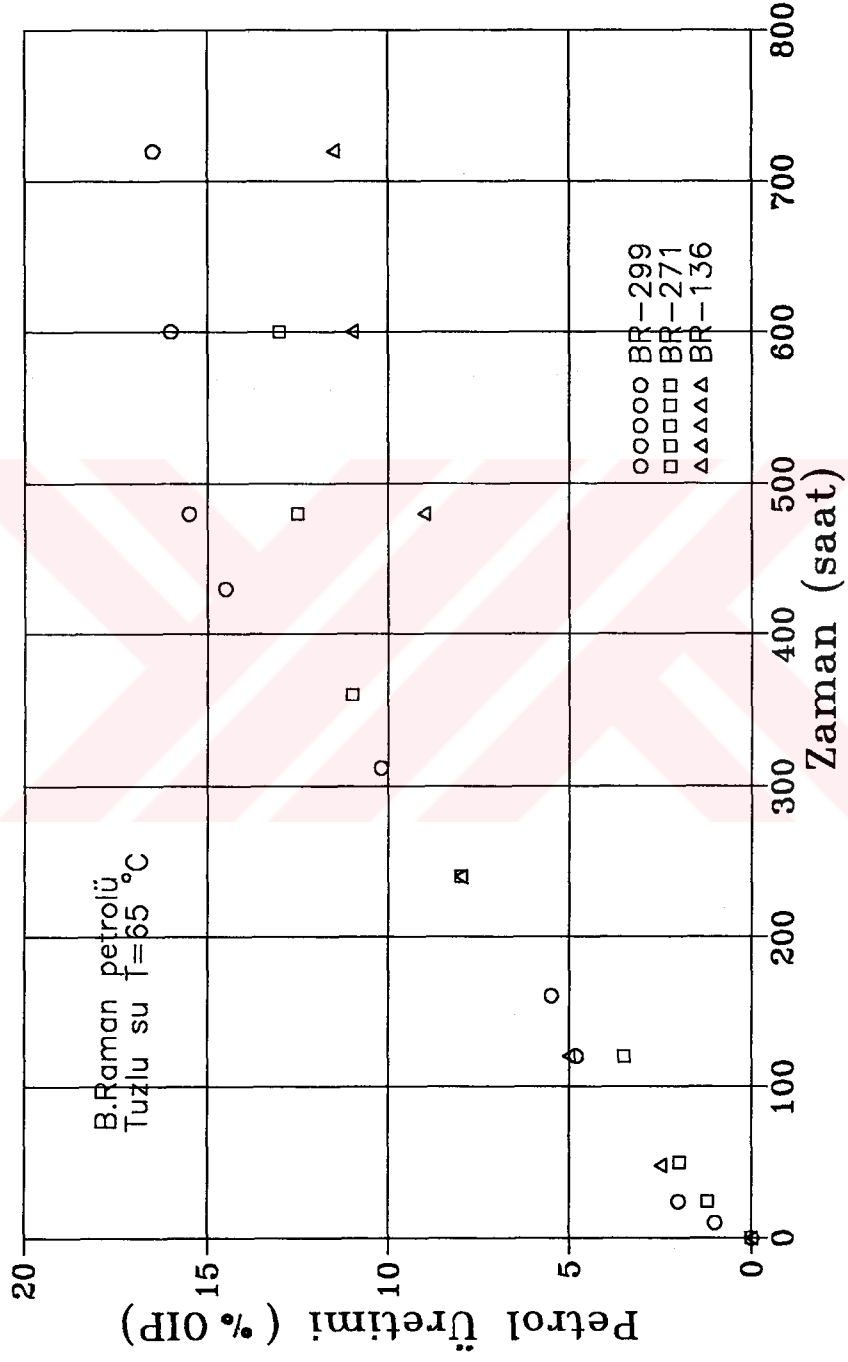
Uzunluk=5 cm. $\phi=0.13$ $k=1.89$ md. $G=15$ mN/m

$$\sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2} \sigma} = 2.6 \text{ saat}^{-1}$$

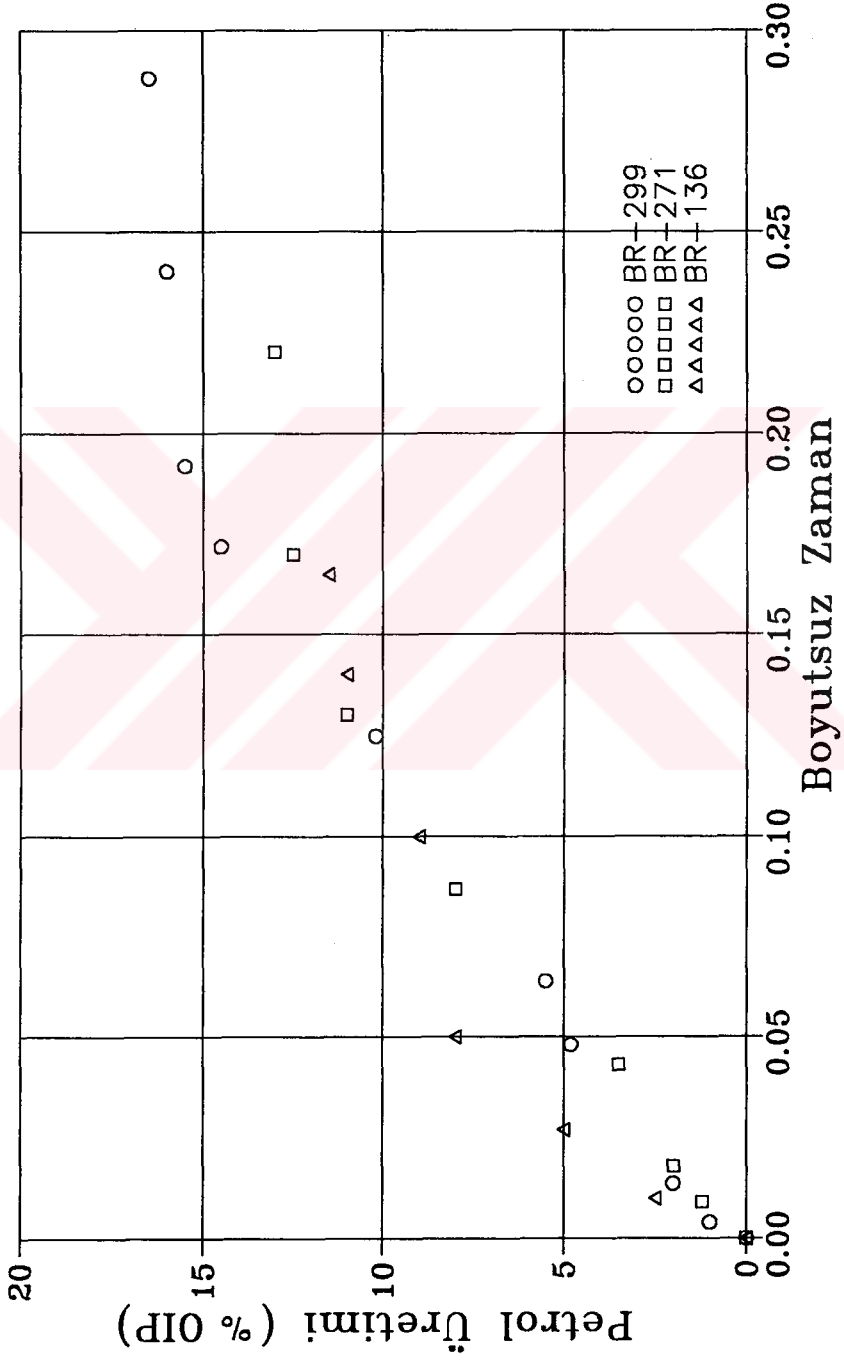
Çizelge 4.5. BR-136 için boyutsuz zaman-üretim değerleri.

Zaman	$t \sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2} \sigma}$	Üretim (%OOIP)
48	124.8	2.5
120	312.0	5.0
240	624.0	8.0
480	1248.0	9.0
600	1560.0	11.0
720	1872.0	11.5

Gravite etkisi ihmal edilerek yapılan ölçeklendirme sonucu elde edilen petrol üretimi-zaman ilişkileri Şekil 4.15 ve 4.16 da verilmiştir. Bu şekillerden yararlanarak, ölçeklendirmedeki varsayımlar yapıldığında B. Raman sahası için çeşitli değerlendirmelere gidilmesi mümkündür.



Şekil 4.15. Ölçeklendirme için boyutlu zaman üretim grafiği.



Şekil 4.16. Üç deney için boyutsuz zaman grafiği.

4.3.1. Batı Raman Sahası İçin Modelleme Uygulamaları

Bir örnek olarak, su dolu çatlaklarla çevrilmiş aşağıdaki ortalama saha verilerine sahip bir matriks bloğu düşünelim.

Uygulama-1:

Matriks boyutu, $L=1$ m.

Gözeneklilik, $\phi=0.13$

Geçirgenlik, $k=18$ md.

Su akma viskozitesi, $\mu_w=0.6$ cp.

Arayüzey gerilimi, $\sigma=15$ mN/m

Kalıcı su doymuşluğu, $S_{wi}=0.30$ $T=65^\circ\text{C}$

Bu matriks bloğu için ;

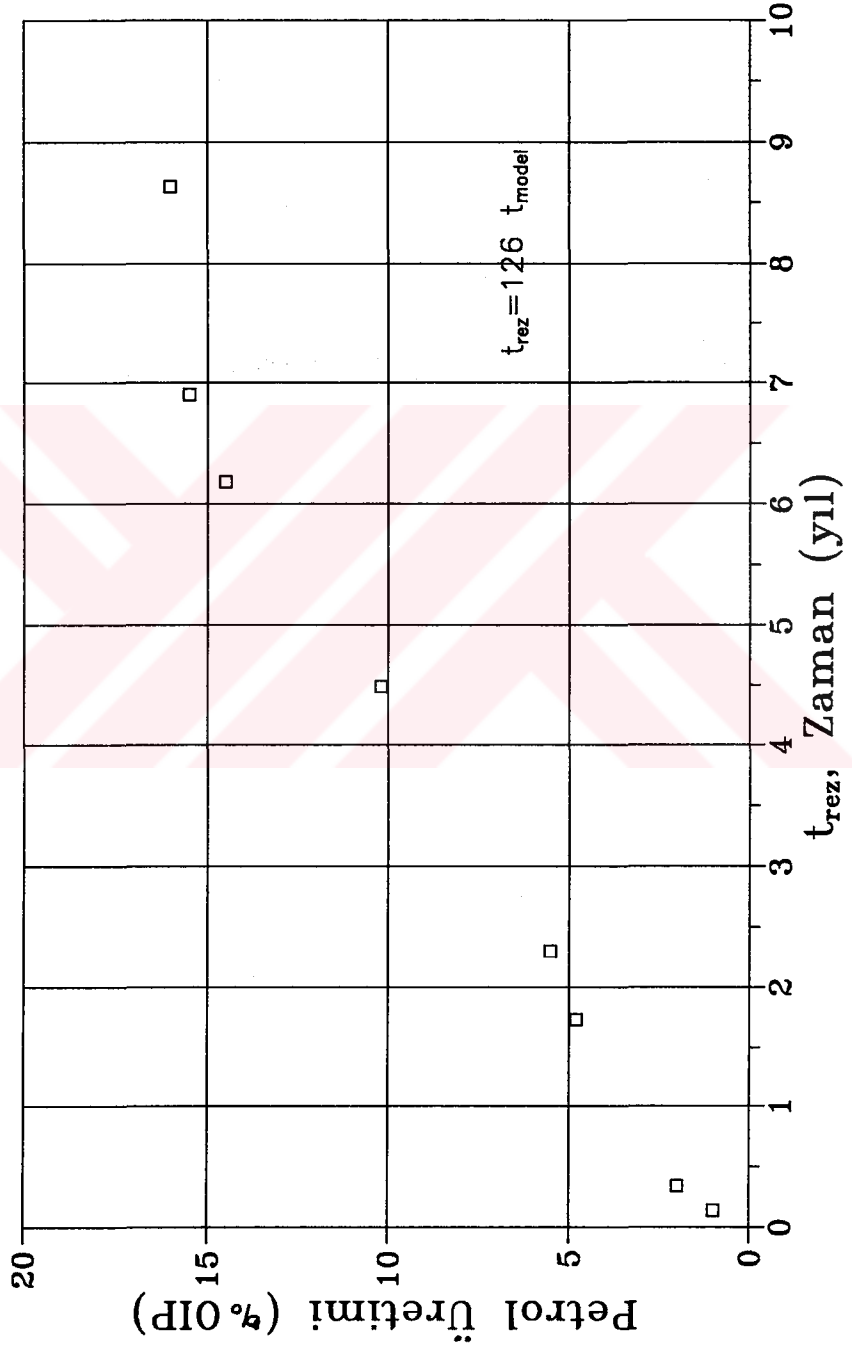
$$\sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2} \frac{\sigma}{\rho}} = 0.033 \text{ saat}^{-1}$$

Eş üretimin yapıldığı rezervuar ve model zamanları için şu eşitlik yazılabilir.

1. Deney için ;

$$t_{\text{rez}} = t_{\text{model}} \frac{4.16}{0.033} = 126 t_{\text{model}}$$

Bu yaklaşıma göre laboratuardaki 100 saatlik üretim rezervuarda $126 \times 100 = 12600$ saatlik üretime karşılık gelecektir. Benzer şekilde hesaplamayla Çizelge 4.6 elde edilebilir ve buradan yararlanılarak Şekil 4.17 çizilebilir. Şekil 4.17'de görüldüğü gibi $L=1$ m için % 16'lık üretime 8.63 yılda ulaşılmaktadır.



Şekil 4.17. Uygulama-1 için zaman-üretim grafiği.

Çizelge 4.6. Uygulama-1 için zaman-üretim değerleri.

$t_{\text{mod}}(\text{saat})$	$t_{\text{rez}}(\text{yıl})$	Üretim(%OOIP)
10	0.14	1.0
24	0.34	2.0
120	1.73	4.8
160	2.30	5.5
312	4.49	10.2
430	6.18	14.5
480	6.90	15.5
600	8.63	16.0

Uygulama-2:

B. Raman Sahası rezervuar verilerinin kaynaklardaki çeşitliliği yukarıda verilen türden çalışmaların sınırlarını genişletmektedir. Bu durumda deney sonuçları kullanılarak, farklı rezervuar verilerinin imbibition'a dayalı üretim performansına etkilerini araştırmak daha doğrudur. Örneğin yukarıdaki uygulamada 1 m olarak alınan matriks boyutunun 0.5 m olduğu varsayılırsa ;

Matriks bloğu boyutu, $L=0.5$ m.

Gözeneklilik, $\phi=0.13$

Geçirgenlik, $k=18$ md.

Su akma viskozitesi, $\mu_w=0.6$ cp.

Arayüzey gerilimi, $\sigma=15$ mN/m

Kalıcı su doymuşluğu, $S_{wi}=0.30$ $T=65^\circ\text{C}$

Bu blok için;

$$\sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L^2}} = 0.134 \text{ saat}^{-1}$$

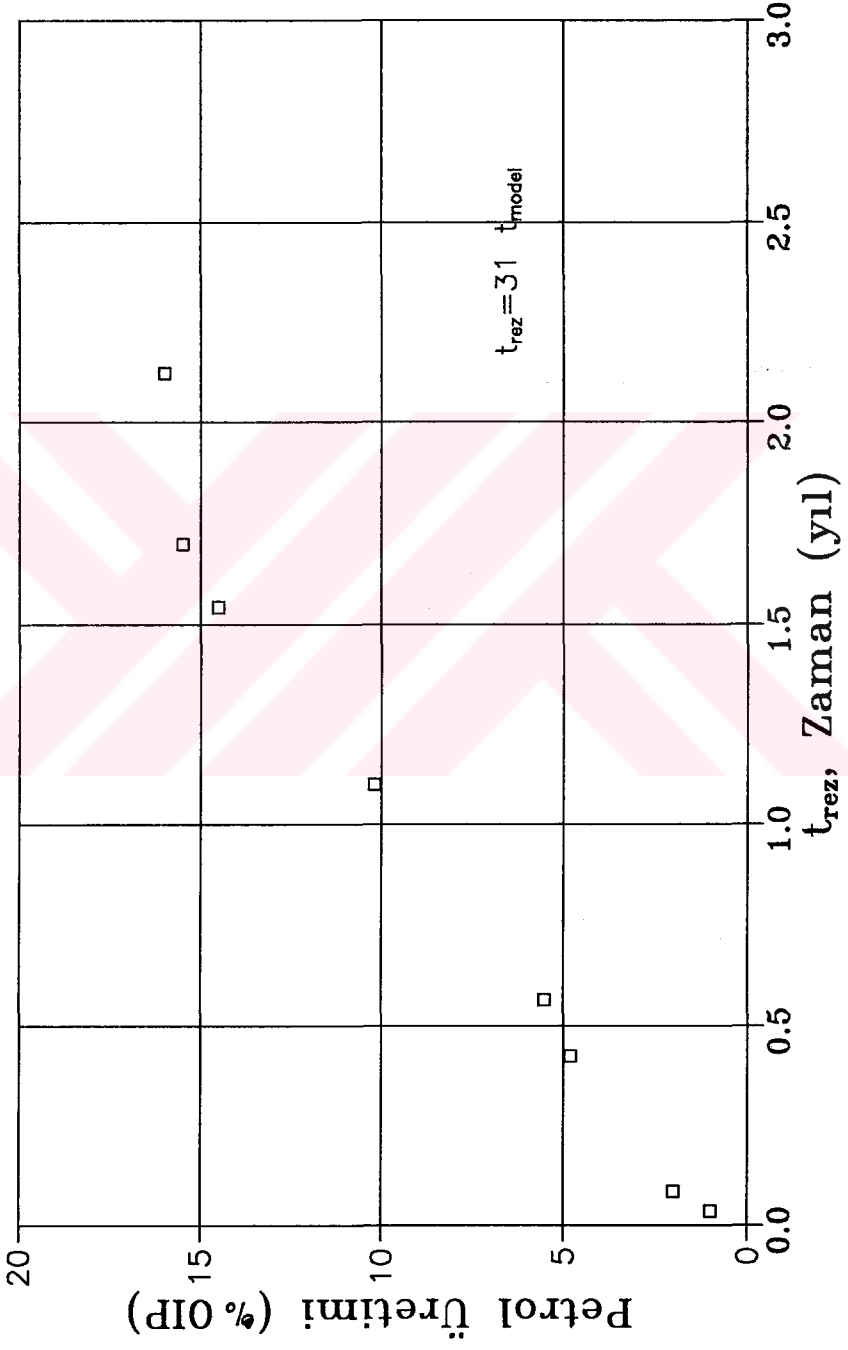
$$t_{\text{rez}} = \frac{4.16}{0.134} t_{\text{model}} = 31 t_{\text{model}}$$

Bu değer için izelge 4.7 yapılabilir.

Çizelge 4.7. Uygulama-2 için zaman-üretim değerleri.

$t_{mod}(saat)$	$t_{rez}(yıl)$	retim(%OOIP)
-----	-----	-----
10	0.035	1.0
24	0.085	2.0
120	0.425	4.8
160	0.566	5.5
312	1.104	12.0
430	1.543	14.5
480	1.699	15.5
600	2.123	16.0

Şekil 4.18 de görüldüğü gibi $L=0.5$ için % 16 lık üretim yaklaşık 2.1 yılda sağlanmaktadır. Matriks bloğun boyutu küçüldükçe imbibition üretim süresi de kısalmaktadır.



Şekil 4.18. Uygulama-2 için zaman-üretim grafiği.

Uygulama-3:

Diğer taraftan deneylerde kullanılan karotların geçirgenlikleri dikkate alındığında matriks geçirgenliğinin Uygulama-1'de alınan 18 md değerinin çok altında olabileceği söylenebilir. B. Raman rezervuarı için matriks geçirgenliğinin 5 md ve diğer verilerin de Uygulama-1'deki ile aynı olduğunu varsayalım.

Matriks boyutu, $L=1$ m.

Gözeneklilik, $\phi=0.13$

Geçirgenlik, $k=5$ md.

Su akma viskozitesi, $\mu_w=0.6$ cp.

Arayüzey gerilimi, $\sigma=15$ mN/m

Kalıcı su doymuşluğu, $S_{wi}=0.30$ $T=65$ °C

$$\sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L^2}} = 0.0176 \text{ saat}^{-1}$$

$$t_{rez} = \frac{4.16}{0.0176} t_{model} = 236.36 t_{model}$$

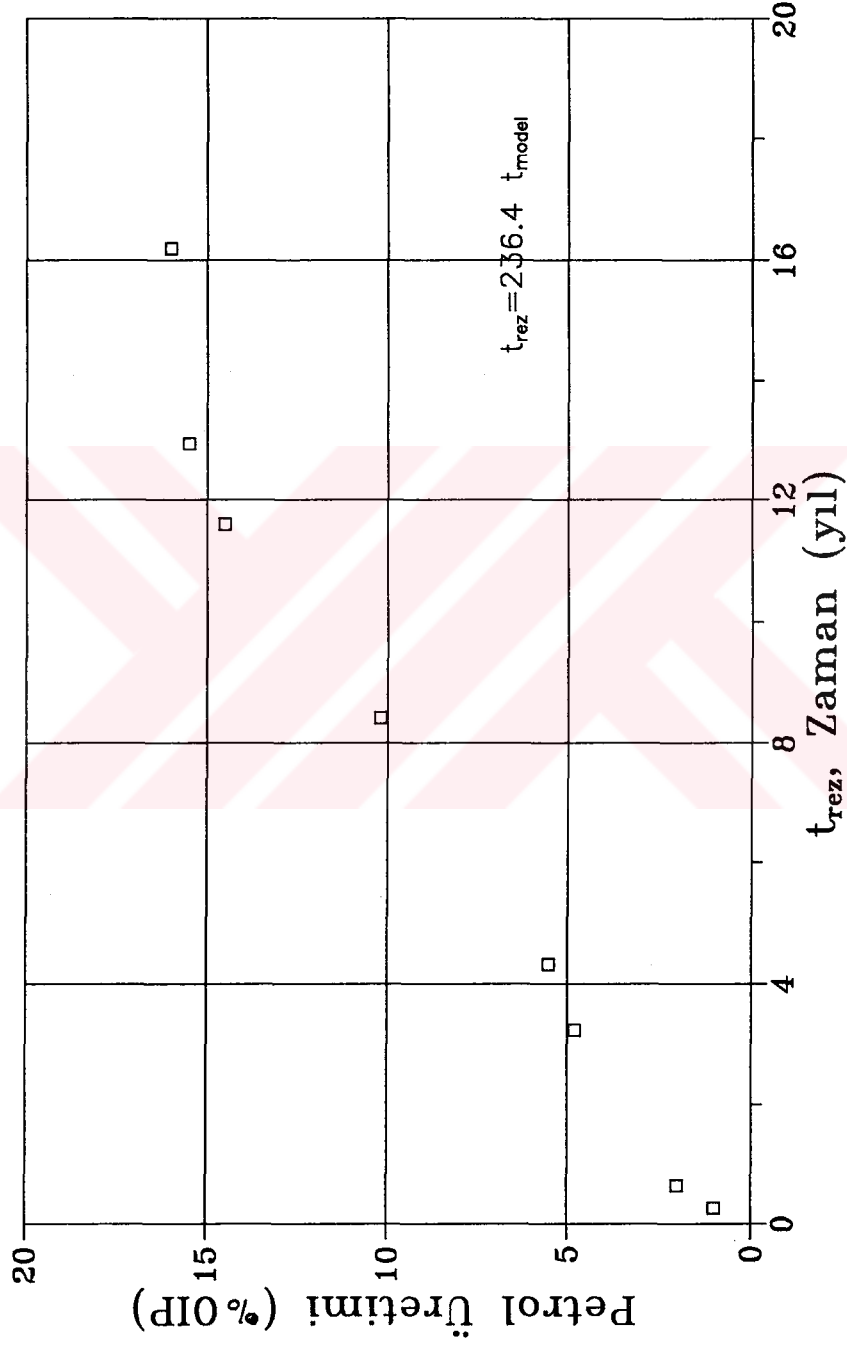
Bu değer için Çizelge 4.8 yapılabilir.

Çizelge 4.8. Uygulama-3 için zaman-üretim değerleri.

$t_{mod}(\text{saat})$	$t_{rez}(\text{yıl})$	Üretim(%OOIP)
-----	-----	-----
10	0.269	1.0
24	0.647	2.0
120	3.238	4.8
160	4.317	5.5
312	8.418	12.0
430	11.602	14.5
480	12.951	15.5
600	16.189	16.0

Bu çizelgeye göre, rezervuardan yapılacak % 16 lık üretim, matriks bloklarının 5 md geçirgenliğe sahip olmaları durumunda yaklaşık 16 yılda sağlanacaktır. Şekil 4.19 Uygulama-3 için zaman üretim grafiğini göstermektedir. Matriks bloğun geçirgenliği küçüldükçe imbibition üretim süresi de uzamaktadır.





Şekil 4.19. Uygulama-3 için zaman-üretim grafiği.

Uygulama-4:

B. Raman karotlarıyla yapılan deneylerin sonuçlarından yararlanarak sahada sürmekte olan CO₂ enjeksiyonunun imbibition üzerine etkisi de tartışılabilir. Ancak bir üretim artırma yöntemi olan ve şu anda B. Raman'da uygulanan karışamaz CO₂ enjeksiyonu durumunda oluşan CO₂ enjeksiyonunun petrol üretimine olumlu etkisinin buradaki çalışmada ihmal edildiği unutulmamalıdır. CO₂ enjeksiyonunun imbibition'la olan petrol üretimine etkisi basite indirgenmekte ve sadece karbondioksitli su-petrol arayüzey gerilimi ve karbondioksitli enjeksiyon suyunun akma hızındaki değişme, burada kullanılmakta olan ölçeklendirme kuralının sınırları içerisinde incelenmektedir. CO₂ ile ötelemenin imbibition olayı açısından en önemli etkisi su-petrol arayüzey gerilimini ve suyun akma hızını düşürmesidir. Örnek çalışma olarak aşağıdaki veriler alınabilir.

Matriks boyutu, $L=0.5$ m.

Gözeneklilik, $\phi=0.13$

Geçirgenlik, $k=18$ md.

Su akma hızı, $\mu_w=0.4$ cp.

Arayüzey gerilimi, $\sigma=2$ mN/m $T=65^\circ\text{C}$

Bu veriler kullanılarak matriks bloğu için ;

$$\sqrt{\frac{k}{\phi \mu_w L^2} \sigma} = 0.026 \text{ saat}^{-1} \quad \text{bulunur.}$$

Deney No-1'in verileri kullanılarak eş üretimin yapıldığı rezervuar ve model zamanları için şu eşitlik yazılabilir:

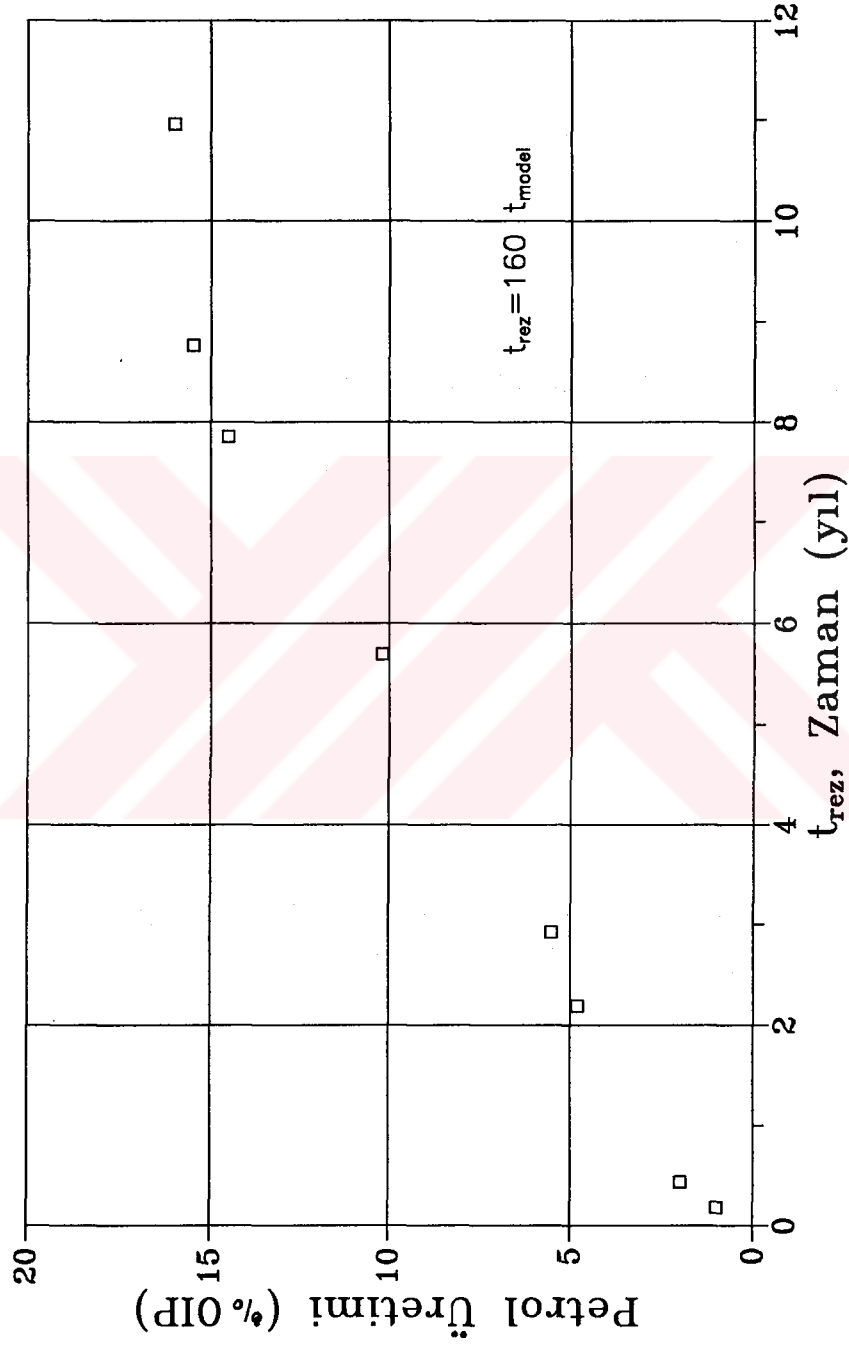
$$t_{\text{rez}} = \frac{4.16}{0.026} t_{\text{model}} = 160 t_{\text{model}}$$

Çizelge 4.9 oluşturulursa,

Çizelge 4.9. Uygulama-4 için zaman-üretim değerleri.

$t_{\text{mod}}(\text{saat})$	$t_{\text{rez}}(\text{yıl})$	Üretim(%OOIP)
10	0.183	1.0
24	0.438	2.0
120	2.192	4.8
160	2.922	5.5
312	5.698	12.0
430	7.854	14.5
480	8.767	15.5
600	10.959	16.0

Buna göre laboratuardaki 100 saatlik üretim sahada 16000 saate (1.83 yıl) karşılık gelmektedir. Laboratuar koşullarında 600 saatte ulaşılan toplam % 16 lık üretime son durumda 11 yılda ulaşılabacaktır. Bu süre su özelliklerinin CO₂ tarafından değiştirilmediği durumdan yaklaşık 9 yıl daha fazladır. Şekil 4.20 Uygulama-4 için zaman üretim grafiğini göstermektedir.



Şekil 4.20. Uygulama-4 için zaman-üretim grafiği.

4.3.2. Temas Açısının Ölçeklendirmeye Etkisi

Deneyler yapılırken karotların kuvvetli su ıslatımlı oldukları ve bunun yapılan temizleme işlemi ile sağlandığı varsayılmıştır. Bunun rezervuardaki gerçek durumu ne kadar yansıttığı ise bilinmemektedir. Ancak ölçeklendirme kuralı ıslatımlılığı da içerecek şekilde aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\left(t \sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma \cos \theta}{\mu_w L^2}} \right)_{model} = \left(t \sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma \cos \theta}{\mu_w L^2}} \right)_{rez.} \quad (4.4)$$

Denklem 4.4'te $(\cos \theta)_{model}$ laboratuvar çalışmasında kullanılan karotun ıslatımlılığını temsil eden temas açısını belirtirken $(\cos \theta)_{rez}$ ise rezervuardaki temas açısını belirtmektedir. Buna göre Denklem 4.4

$$t_{rez} = t_{model} \frac{\left(\sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L^2}} \right)_{model} (\cos \theta)_{model}}{\left(\sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L^2}} \right)_{rez} (\cos \theta)_{rez}} \quad (4.5)$$

olarak yazılırsa, model karotu ve rezervuar arasında ıslatımlılık ve dolayısıyla temas açısı arasında olabilecek farklılıklar ölçeklendirme çalışmalarında gözönüne alınabilir. Ancak, özellikle rezervuardaki ıslatımlılığın tahminindeki güçlük Denklem 4.5 olarak verilen ölçeklendirme kuralının uygulamada kullanılabilirliğini zorlaştırdığı unutulmamalıdır.

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Çatlaklı rezervuarlarda imbibition mekanizması ile petrol üretiminin araştırıldığı bu çalışmada elde edilen başlıca sonuçlar ve öneriler aşağıdaki gibi özetlenebilir.

1. Yüksek sıcaklıkta (65°C) düşük sıcaklığa (18°C) göre ortalama % 5 daha fazla petrol üretilmiştir.

2. Küçük uzunluklu ($L=4.00$) karottan diğerine göre ($L=4.95$) yaklaşık % 5 daha fazla petrol üretilmiştir. Karotun kılcallık-gravite oranı incelendiğinde kılcallığın etkili olması nedeniyle bu sonucun elde edildiği bulunmuştur.

3. Tuzlu su ile yapılan deneylerde saf suya göre ortalama % 4-5 daha fazla petrol üretilmiştir. Arayüzey gerilimi artıkça petrol üretimi artmaktadır. Yapay formasyon suyu ile gerçek formasyon suyunun kullanıldığı deneylerde üretimde farklılaşmalar görülmektedir. Bu nedenle deneylerde yapay formasyon suyu kullanılmamalıdır.

4. Akma zılgı düşük olan Yeniköy petrolünden elde edilen üretim, daha fazla olan Karakuş petrolüne göre % 11 daha fazladır. Çok daha viskoz olan B. Raman petrolüne göre ise % 22 daha fazla üretim sağlanmıştır. Bu nedenle düşük akma zılgı petrol içeren çatlaklı rezervuarlarda imbibition daha etken bir mekanizma olacaktır.

5. Imbibition mekanizmasının petrol üretiminde önemli bir yere sahip olmasında en önemli faktörün ıslatımlılık olduğu söylenebilir. Kayaç kuvvetli su ıslatımlı ise petrol üretiminde imbibition önemli bir mekanizma olabilir.

Yapılan deneylerde kayaçlar kuvvetli su ıslatımlı hale getirilmişlerdir. Kayaçın rezervuardaki ıslatımlılığının tam olarak bilinmemesi yapılacak performans tahminlerinde yanılmalara neden olabilir.

6. Kılcal ya da gravite kuvvetlerinden hangisinin daha etken olduğunu belirlemek amacıyla bazı karotların kılcallık-gravite oranları (CGR) hesaplanmıştır.

7. Batı Raman sahası için yapılan ölçeklendirme çalışmasında diğer parametreler aynı kalırken blok boyutu $L=1$ m için %16'lık üretim 8.63 yılda sağlanırken, $L=0.5$ m için bu süre 2.12 yıla düşmektedir. Aynı şekilde matriks bloğun geçirgenliği 18 md iken % 16'lık üretime 8.63 yılda ulaşılırken geçirgenlik 5 md'ye düşerse aynı üretim 16.2 yılda sağlanmaktadır.

8. Ölçeklendirme çalışmasıyla rezervuarın üretim performansının hesaplanmasında boyutsuz zamanı oluşturan parametrelerin çok iyi bilinmesinin yanında, ölçeklendirme kuralının geliştirilmesinde kullanılan varsayımların da gerçekleşmiş olması gerekir. Özellikle rezervuardaki gerçek ıslatımlılığın bilinmemesi yapılan performans tahmininde hatalara neden olabilir.

SİMGELER

S_g	= Gaz doymuşluğu
$S_{g,cr}$	= Kritik gaz doymuşluğu
A_T	= Adhezyon gerilimi
γ	= Arayüzey gerilimi
γ_{so}	= Katı-petrol arayüzey gerilimi
γ_{sw}	= Katı-su arayüzey gerilimi
γ_{wo}	= Su-petrol arayüzey gerilimi
θ	= Temas açısı
W	= USBM ıslatımlılık indeksi
A_1	= Petrol itişimi eğrisi altındaki alan
A_2	= Su itişimi eğrisi altındaki alan
P_c	= Kılcal basınç
P_g	= Gravitasyonel (yerçekimi) basınç
P_{nw}	= Islatmayan faz basıncı
P_w	= Islatan faz basıncı
P	= Basınç
ϕ	= Yoğunluk
g	= Yerçekimi ivmesi
R_1, R_2	= Eğrilik yarıçapları
r	= Yarıçap
r_c	= Ortalama kılcal yarıçap
h_c	= Ortalama kılcal yükseklik
d	= Çap
S_w	= Su doymuşluğu
S_{wi}	= İndirgenemez su doymuşluğu
S_o	= Petrol doymuşluğu
S_{or}	= Kalıcı petrol doymuşluğu
μ	= Akmaçlık
k, K	= Geçirgenlik
$\emptyset$	= Gözeneklilik
H	= Kayaç yüksekliği
L	= Kayaç genişliği
$P_{c,t}$	= Threshold basıncı
a	= İvme
t	= Zaman
R	= Üretim
V	= Hacim
V_B	= Kayaç hacmi

- r = Üretim
 λ = Yakınsama derecesi
 V = Hız
 C = Düzeltme faktörü
 S = Görünür yüzey gerilimi
 ζ = Gerçek yüzey gerilimi
 D = Yoğunluk
 d = Yoğunluk
 l = Halka çevresi

İNDİSLER

- m = Model
 R = Rezervuar
 w = Su
 o = Petrol
 f = Çatlak

KAYNAKLAR

- [1] VAN GOLF-RACHT, T.D., Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1982
- [2] RAPOPORT, L.A., "Scaling Laws for Use in Design and Operation of Water-Oil Flow Models," Trans. AIME Vol. 204, 1955, 144-150.
- [3] ARONOFSKY, J.S., MASSE, L., NATANSON, S.G., "A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix Due to Water Invasion in Fractured Reservoirs," Trans., AIME 213 (1958)
- [4] KYTE, J.R., "A Centrifuge Method To Predict Matrix -Block Recovery in Fractured Reservoirs," SPEJ, June 1970, 164-170.
- [5] BOBEK, J.E., MATTAX, C.C., DENEKAS, O., "Reservoir Rock Wettability- Its Significance and Evaluation," Trans., AIME 213
- [6] MUNGAN, N., "Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid- Part 2," World Oil, March 1981.
- [7] MORROW, N.R., "Wettability and Its Effect on Oil Recovery," JPT, Dec.1990, 1476-1484.
- [8] HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L.F., HARVEY, A.H., Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press, Florida, 1986.
- [9] WANG, F.H.L., GUIDRY, L.J., "Effect of Oxidation- Reduction Condition on Wettability Alteration," Paper SPE 20504, SPE New Orleans Meeting (Sep. 1990).
- [10] MITCHELL, A.G., HAZELL, L.B., WEBB, K.J., "Wettability Determination: Pore Surface Analysis," Paper SPE 20505, SPE New Orleans Meeting (Sep. 1990).
- [11] GANT, L.P., ANDERSON, W.G., "Core Cleaning for Restoration of Native Wettability," SPEFE March 1988.

- [12] HIRASAKI, G.J., ROHAN, J.A., DUBEY, S.T., NIKO, H. , "Wettability Evaluation During Restored- State Core Analysis," Paper SPE 20506, SPE New Orleans Meeting (Sep. 1990).
- [13] MUNGAN, N.," Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid- Part 3," World Oil, May 1981.
- [14] LEVERETT, M.C.,"Capillary Behaviour in Porous Solids," Trans, AIME (1940),152-169.
- [15] LANCHON, M.,"Etude du Deplacement Spontane d un Fluide Par Un Autre Dans Un Milieu Poreux (Imbibition)," French Institute of Petroleum Revue, September 1974.
- [16] LANCHON, M.,"Etude du Deplacement Spontane d un Fluide Par Un Autre Dans Un Milieu Poreux (Imbibition)," French Institute of Petroleum Revue, October 1974.
- [17] PARSONS, R.W., CHANEY, P.R.,"Imbibition Model Studies on Water Wet Carbonate Rocks," SPEJ March 1966, 26-34.
- [18] DU PREY, E.L.,"Gravity and Capillarity Effects on Imbibition in Porous Media," SPEJ, June 1978, 195-204.
- [19] MATTAX, C.C., KYTE, J.R.,"Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoir," SPEJ, June 1962, 177-184.
- [20] AGUILERA, R., "Graphical Solution of Imbibition Equations Used to Predict Oil Recovery by Water Influx in Naturally Fractured Reservoirs," JPT Dec. 1975.
- [21] KOEDERITZ, L.F., HARVEY, A.H., HONARPOUR, M., Introduction to Petroleum Reservoir Analysis-Laboratory Workbook, Gulf Publishing Company, July 1990.
- [22] GRAHAM, J.W., RICHARDSON, S.G.,"Theory and Application of Imbibition Phenomena in Recovery of Oil," Trans. AIME Vol.216, 1959,377-381.
- [23] GHEDAN, S.G., POETTMANN, F.H.,"Effect of Polymers on the Imbibition Process: A Laboratory Study," SPERE (Feb.1991) 84-90.

- [24] BAURBLAUX, B.J., KALAYDJIAN, F.J., "Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media," SPEERE (August 1990) 361-368.
- [25] IFFLY, R., ROUSSELET, D., VERMEULEN, J.L., "Etude Fondamentale De L'Imbibition Dans Un Reservoir Fissuré," Revue de L'Institut Français du Pétrole (Mars-Avr. 1974) 217- 241.
- [26] The SI Metric System of Units and SPE Metric Standard, SPE, Second Printing, June 1984.



ÖZGEÇMİŞ

1967 yılında Ceyhan'da doğdu. İlk ve orta öğrenimini Osmaniye'de 1984 yılında tamamladı. Aynı yıl İTÜ Petrol Mühendisliği bölümünde yüksek öğrenimine başladı, buradan 1988 yılında Petrol Mühendisi ünvanını aldı ve İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Petrol Mühendisliği programında Yüksek Lisansa başladı. 1989 yılında Araştırma Görevlisi oldu. Halen bu görevine devam etmekte olup yüksek lisans tez çalışması yapmaktadır.

