

Rezervuar Etüdlerinde Jeoloji, Mühendise Nasıl Yardımcı Olur

C. H. Hewitt

Çeviren : M. Sıtkı SANCAR, M.T.A. Genel Müdürü, Ankara.

Jeoloğun görevi ne zaman sona erer?

Çoğu kez, başarılı bir arama kuyusunun tamamlanması ile jeoloğun görevi sona erer. Yine çoğu kez, jeolojik yorumdan yararlanmaksızın rezervuarlar değerlendirilmekte, kuyu lokasyonları belirlenmekte, delinmekte, tamamlanmakta ve de sıvı enjeksiyon projeleri başlatılmaktadır. İşte bu makalede, bu tip problemlerin giderilmesinde jeolojinin nasıl yardımcı olabileceği açıklanmaktadır.

Petrol ve gaz talebinin hızla artmakta olduğu ve arama masraflarının yükseldiği bu zamanda, bilinen petrol ve gaz rezervuarlarından maksimum kurtarım sağlamak esas hedeftir. Son on yıl içerisinde, petrol ve gaz rezervuarlarının geliştirilmesi projelerinde, kurtarımı maksimuma yükseltme yolunda sarfedilen gayretlerden birisi de rezervuar jeolojisi veya istihsal jeolojisinin (production geology) kullanılmasıdır.

Bu konu, bazı petrol şirketlerinde artık rutin olarak faydalanılan bir konu durumuna gelmişse de diğer birçok şirketlerde durum tamamen ters olup mühendisler genellikle kullanıma uygun verilerden tam olarak yararlanamamaktadırlar.

Karotlar üzerinde yürütülen jeolojik çalışmalar çok önemli bilgilerin derlenmesine olanak sağlarlar. Örneğin, bir rezervuarın menşei, rezervuarı oluşturan kaya birimlerinin muhtemel dış ve iç konfigürasyonları, yine bu kaya birimlerinin içerdiği fiziksel-kimyasal özellikler ile, bu özelliklerin rezervuar özelliklerine etkileri ortaya konabilir. Artık bu veriler, delme, tamamlama (completion) ve enjeksiyon işlemleri ve de müteakip operasyonlarda bir referans olarak kullanılabilir.

1. Metot nasıl uygulanır

Bu makalede, jeolojinin delme ve istihsal operasyonlarına uygulanmasını açıklamak için, bütün rezervuar özellikleri, hazne kayanın (reservoir rock) cinsine ve tabiatına bağlı özellikler olarak mütalaa edilmektedir. Porozite, permeabilite ve diğer bütün rezervuar özelliklerinin varlığı, derecesi ve dağılımı hazne kayayı oluşturan jeolojik etkenler tarafından kontrol edilmektedir. Jeolojiden habersiz olarak rezervuar özelliklerinin tek bir kuyudan etrafa taşınması veya tahmini olanaksızdır.

Hatta, hazne kayanın içerdiği jeolojik özellikleri belirlemeden ve yorumlamadan geliştirilmiş sahalarda dahi, rezervuar özelliklerini kuyular arasında korele etmek imkansızdır. Şayet karot analizlerinden, mesela bir kumtaşı rezervuarının oluşumunda rol oynayan jeolojik etken belirlenirse, rezervuar özelliklerinin tanımı veya tahmini mümkün olabilir.

Bu tip jeolojik yoruma bir örnek olarak Şekil-1'de sunulan ve porozite, permeabilite, litoloji ve elektrik logundan ibareti bir kumtaşı rezervuarına ait verilere göz atalım. Bunlar genellikle her zaman mevcut olan ve rezervuar mühendislerinin petrol sahalarını geliştirme projelerinde yararlanabilecekleri verilerdir.

Şekil-1'de bahsedilen kumtaşı rezervuar intervalinde yapılan karot analizleri, ortalama % 20'lik porozitenin hemen tüm intervalde sabit olduğunu göstermiştir. Permeabilite ise, intervalin alttan 2/3'ünde yüksek olup lineer bir durum göstermemekte ve üstte doğru tedricen azalmaktadır. Rezervuarın alt yarısı hizasındaki SP ve rezistivite loglarında muayyen karakterler görülmesine rağmen, üst yarısında her iki logda sabit değerler arz etmektedir.

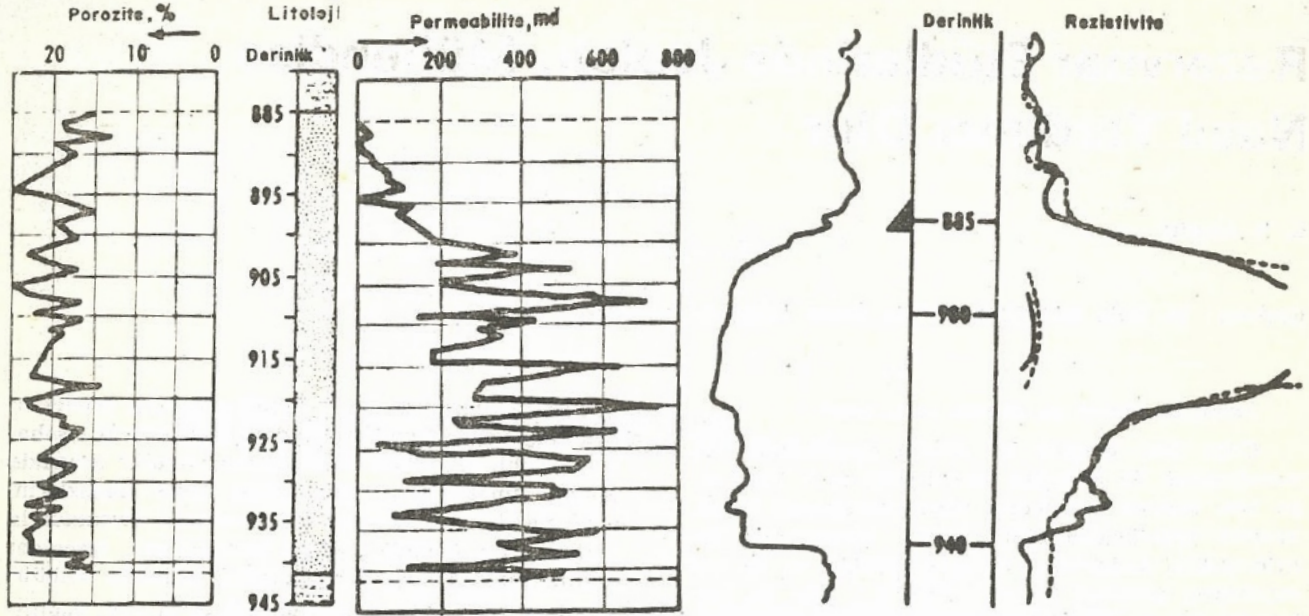
Buna rağmen, teşhis edilen bu özelliklerin hiçbirisi, kuyuda ölçülen rezervuar özelliklerinin komşu kuyulara taşınmasına veya tahminine ışık tutacak nitelikteki bilgileri ortaya koyamamaktadır.

Bir rezervuar mühendisi için, bu kuyudaki porozite ve permeabilite modellerinin, hemen yakında delinen diğer bir kuyuda da aynen varolabileceği yolunda hiçbir ipucu yoktur. Ancak, bu kuyuda yapılacak «transient» testler yardımıyla rezervuar özelliklerinin düşey ve yanal değişimleri hakkında ortalama bir fikre sahip olunabilir ve de rezervuarın sağa sola uzanımı konusunda bilgiler derlenebilir.

Jeolojinin rolü

Bu kuyuda alınan ve herhangi bir çap eksenli boyunca ikiye kesilmiş karotun parlatılmış yüzeyleri üzerinde yürütülen jeolojik analizler şu karakteristikleri ortaya koymuştur: Kesin erozyonal bir taban kantağı, tedrici geçişli üst kontakt, rezervuarın orta kısmında yüksek açılı çapraz istiflenme (high-angle cross stratification), düzensiz ve bir yi-

The Oil and Gas Journal dergisinin 14. sayısındaki «How geology can help engineer your reservoirs» adlı makaleden Türkçeleştirilmiştir.



Şekil 1 — Bir Pennsylvanian kumtaşı rezervuarının karakteristikleri

gışım görünümüne dönüşmüş çapraz istiflenme, rezervuarın üst kısmında tekne şekilli ripil laminasyonlar (trough-shaped ripple lamination), çok miktarda karbonize olmuş ağaç parçaları, ve üstteki şeyilde mevcut organizmaların oluşturduğu seyrek fosil oyuk izleri (burrows).

Bu karakteristikleri, Marathon Oil Co. araştırma merkezinde yürüttüğümüz laboratuvar, yerüstü ve yeraltı çalışmalarından derledik. Daha sonra, bu verilere dayanarak yaptığımız ortam yorumu çalışmaları sonucunda, adı geçen kumtaşının denizel olmayan (nonmarine), bir nehir yatağı veya bir alüvyon düzlüğü ortamında çökelmiş olduğunu belirledik.

Bu ortamda çökelmiş kumtaşları lentiküler bir geometriye sahip olup, uzunlukları genişliklerinin bir kaç katıdır. Bu tip rezervuarların uzun eksenleri, eski eğime (paleoslope) paralel ve de eski sahil çizgileri ile geniş açı teşkil edecek konumdadır.

Şayet, erozyonal nehir vadisi, kumtaşı ile tamamen doldurulmuşsa, yanal kontaklar ani geçişlidir. Eğer kumtaşının genişliği alüvyon düzlüğünün genişliğine kıyasla az ise, yanal kontaklar tedrici geçişli olabilir. Bu tip rezervuarlardaki tane boyu ve buna bağlı olarak permeabilite yukarıya doğru azalır.

Karotta tesbit edilmiş olan iki karakteristik çökelme yapısı tekne şekilli ripillar ve yüksek açılı çapraz istiflenmeler horizontal permeabilitenin varlığını işaret eder. Bu tip permeabilitenin maksimuma ulaştığı yön, malzeme taşınma istikametine (sediment transport direction) ve dolayısıyla rezervuarın uzun eksenine paralel olan yöndür.

Böylece bu çökelme ortamının saptanması vede böyle bir kumtaşının içereceği genel karakteristik.

lerin tecrübelerine istinaden bilinmesi ile artık bu tip rezervuarların özellikleri hakkında bazı esaslar önerme olanağı doğmuştur (Tablo-1).

Bilgi noksanlığı

Rezervuar özelliklerini kontrol eden kaya özellikleri, ve kaya özelliklerini kontrol eden jeolojik çökelme ortamı özellikleri hakkındaki bilgilerimiz henüz tam değildir. Hangi ilişkilerin sistematik ve dolayısıyla tahmin edilebilir; ve hangilerinin dağınık dolayısıyla tahmini imkansız olduğunu gerçekten bilememekteyiz.

Yukarıdaki misalde olduğu gibi, bazı kökeni belli kumtaşları için tahmin yürütmek olanaklıdır. Fakat diğerleri için kaya ve rezervuar özellikleri arasındaki ilişkilerin tahmini olanaksızdır.

Buna rağmen, iki genelleştirme yapmak oldukça mümkündür: (1) bir kaya biriminin muayyen bir özelliğindeki değişmeler, rezervuarında muayyen

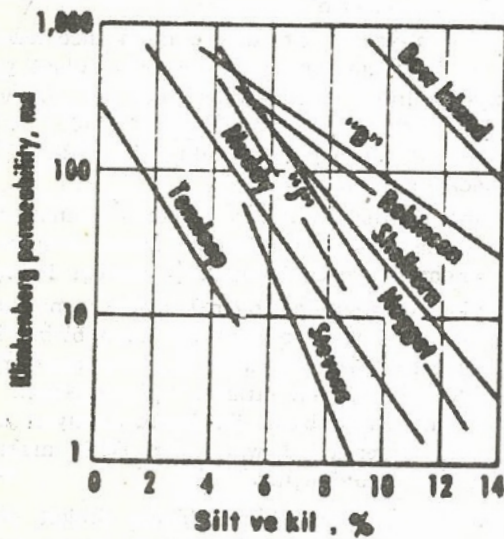
Yerleşim	Paleoeğime paralel, Sahil çizgisi ile geniş açılı
Şekil	Lentiküler — uzanımlı
Dokanaklar	Alt-keskin erozyonal Üst-dereceli (gradational) Yanal-keskin veya tedrici
Tekstür	Tane boyu üste doğru azalır
Çökelme yapıları	Tekne şekilli ripillar, Geniş açılı çapraz istiflenme, Seyrek fosil izleri, Genellikle yığılımlı (Slump)
Permeabilite	Üste doğru azalır, Uzun eksene paralel doğrultuda maksimum olur.

Tablo 1 — Denizel olmayan kanal kumtaşı özellikleri

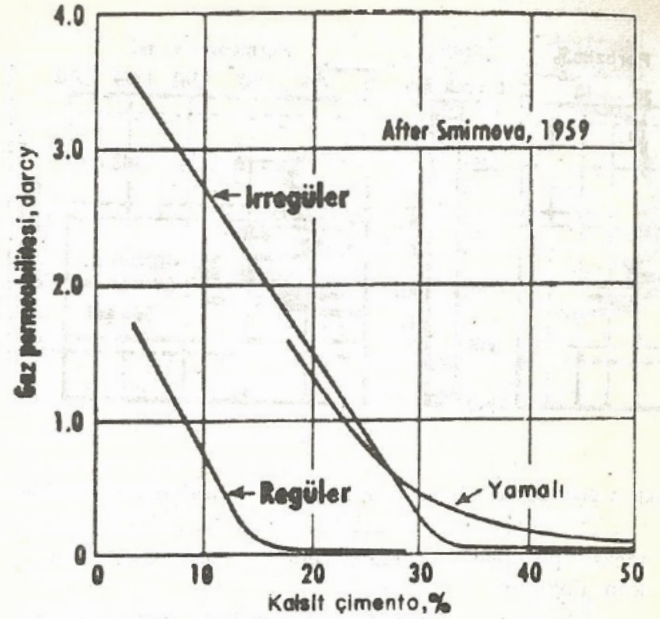
bir özelliğinin değişmesini sonuçlandırmaktadır. Bir kaya biriminden diğerine geçildikçe, değişikliğin şiddeti farklılık arzemesine rağmen değişikliğin yönü genellikle sabit kalmaktadır. (2) bir kumtaşı rezervuarında yürütülen etüdlere derlenen ilişkiler, farklı kökenli diğer bir kumtaşı rezervuarına uygulanamayabilir. Hatta, aynı bir kumtaşı bünyesi içerisinde dahi, belirli bir tekstürel horizontan derlenen ilişkiler diğer horizontlarda geçersiz olabilir.

Herşeye rağmen, tecrübeli bir rezervuar jeoloğunun aşağıdaki dört ayrı işi yürütebilmesine olanak sağlayacak yeterli bilgilerimiz vardır: Tecrübeli bir jeolog; (1) rezervuar intervalini temsil eden karotun uzun eksenli boyunca kesilmesiyle elde olunan parlatılmış karot yüzeyleri üzerinde, tekstürü, istiflenmeyi (stratification) ve çökeltme yapılarını (sedimentary structure) gözleyebilir; (2) ince kesitlerin petrografik analizi ile mineralojiyi, tekstürü ve porjeometrisini (pore geometry) saptayabilir. (3) paleontolojik analizlerden, özel karot analizlerinden ve log analizlerinden derlenecek olan verileri yararlı bir şekilde kullanabilir; (4) rezervuar mühendisi için çok yararlı ve kullanışlı olan sonuçlara ulaşabilir.

Bu sonuçlar ile şu konular arasında bir ilişki kurulabilir: (1) karottan numune derleme işleminin uygun olarak yürütülüp yürütülmediği, (2) karot verilerinin mevcut litolojik zonlara göre uygun değerlendirilip değerlendirilmediği, (3) rezervuarın ümit edilen stratigrafik veya yapısal sınırları, (4) loglardan hesaplanan porozite ve saturasyon değerlerinin geçerlilik derecesi, (5) kuyu cidarı tahribatını (well-bore damage) minimuma indirecek delme operasyonu pratiği, (6) sırayla değerlendirilmesi öngörülen litolojik intervallerin saptanması, (7) ranta tabli olan rezervuarı canlandırma metodunun tesbiti, (8) rezervuar için uygun kurtarım metodlarının saptanması.



Şekil 2 — Kumtaşı rezervuarlarında silt ve kil'in permeabiliteye etkisi



Şekil 3 — Kalsit çimentonun permeabiliteye etkisi

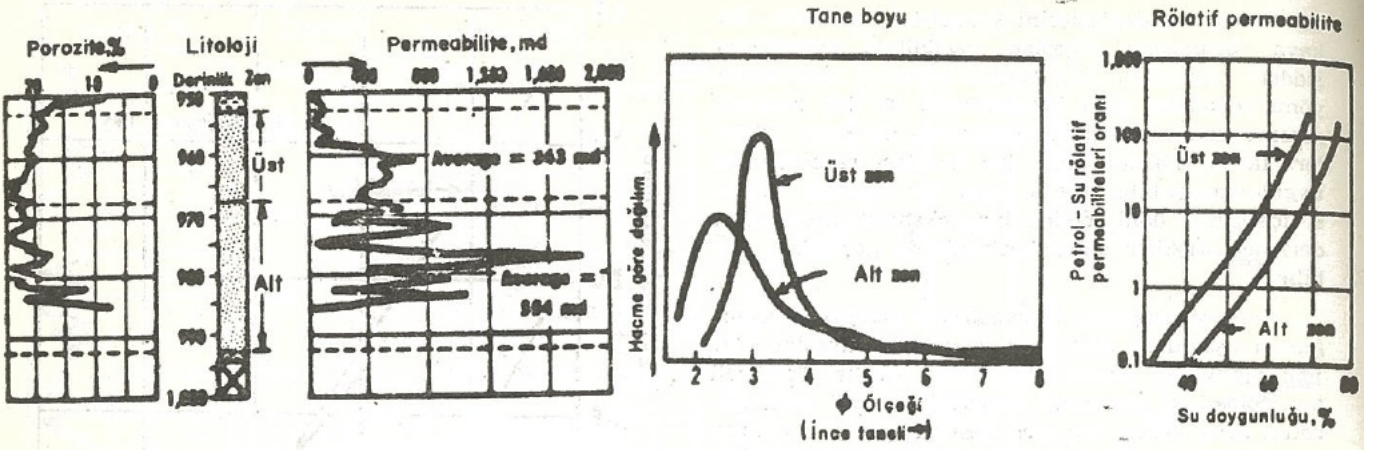
Özet olarak, rezervuar jeolojisi çalışmaları şu noktaları ortaya koyar: (1) hidrokarbon ihtiva eden rezervuarın tabiatını, ve (2) rezervuarın özelliklerini ki ancak bu özelliklere paralel olarak uygulanacak olan kurtarım operasyonları ile maksimum kurtarım sağlanabilir.

Bundan sonraki bölümde, çeşitli yaklaşım metodlarını uygulamalı olarak takdim etmek amacı ile, spesifik rezervuar özelliklerini kontrol eden jeolojik fenomenler, örnekleri ile birlikte verilecektir. Kullanılan veriler ve örnekler münhasıran kumtaşı rezervuarları ile ilgilidir. Buna rağmen, GENEL YAKLAŞIM VE FELSEFE KARBONAT REZERVUARLARI İÇİN DE GEÇERLİDİR.

2. Rezervuar Özellikleri Üzerindeki Jeolojik Kontrol

Kumtaşlarındaki permeabilitenin, kısmen temizlik (cleanness) veya kumtaneleri arasında mevcut silt ve kil miktarı tarafından kontrol edildiği bilinmektedir. Şekil-2 Birleşik Devletler ve Kanada'daki çeşitli kumtaşı formasyonlarından derlenen permeabilite ile silt ve kil (16 μ dan küçük) yüzdeleri arasındaki ölçülmüş ilişkiyi göstermektedir. Silt ve kil miktarının artmasına paralel permeabilitenin azalması şeklinde olan genel ilgi, her bir kumtaşı formasyonu için geçerlidir.

Mamafih, % 10'luk silt ve kil bazı kumtaşlarında permeabiliteyi yok ediyorsa da, diğer bazıları hala uygun permeabiliteye sahiptir. O halde, bu noktada, bütün kumtaşlarını içerecek bir genelleme yapmak olanaksızdır. Dolayısıyla, temizlik (cleanness) veya kil içeriğinden oluşan permeabilite değişimlerini kestirmek amacıyla yapılacak bir çalışma, kökeni belli tek bir kumtaşı birimine inhisar ettirilmelidir. Porlar içinde çökelmiş çimento cinsi ve miktarı, kumtaşlarındaki permeabiliteye etki eden diğer bir litolojik karakteristiktir. Buna rağmen, tek bir kumtaşı ünitesi içinde dahi, eğer çimento çimentonun mikroskopik ölçüdeki dağılımı incelen-



Şekil 4 — Tabakalı Pennsylvanian kumtaşı rezervuarından derlenen veriler

mezse, permeabiliteye olan etkisini kestirmek mümkün değildir.

Şekil-3'de, Rusya'daki (Ugersko), ince taneli Miyosen kuvars kumtaşlarında, Smirnova (1959) tarafından geliştirilmiş, kalsit çimento ile permeabilite arasındaki ilişki sergilenmektedir. Şayet kalsit porlar içinde üniform (reguler) olarak dağılmışsa, ortalama % 15'lik kalsit miktarı permeabiliteyi tamamen ortadan kaldıracaktır. Şayet kalsit dağılımı üniform değilse (irreguler veya muayyen

hatlar loyunca-patchy-ise), % 30'a kadar artabilecek kalsit miktarı dahi permeabilitenin tamamen yok olmasını zorunlu kılmayacaktır.

Permeabilite Değişimleri

Konsolide veya konsolide olmamış kumlar, oolitik karbonatlar v.s. gibi değişik tipteki geniş kapsamlı rezervuar çalışmalarında, rölatif permeabilite karakteristiklerinin genellikle değişmediği (sabit kaldığı) düşünülmektedir. Buna rağmen, tek bir rezervuar içinde dahi, rölatif permeabilitedeki değişim (variation); değişik akma (flow) tabiatına (behavior) ve değişik kurtarım randımanına (recovery efficiency) sebep olacak derecede etkin olabilir.

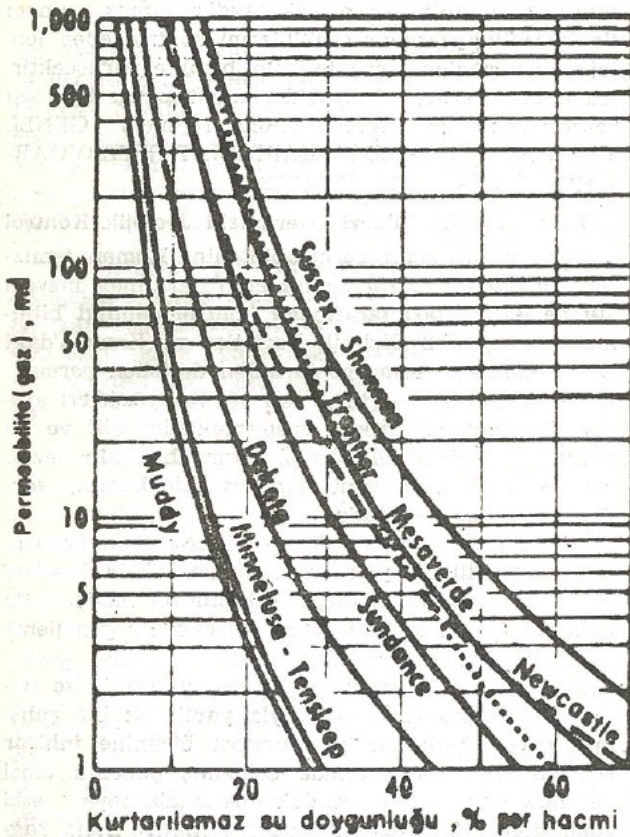
Şekil-4, ince taneli, ripil laminalı üst zon, ve orta taneli, çapraz istifli (cross-stratified) alt zondan ibaret bir Pensilvaniyen kumtaşı rezervuarından derlenen verileri sergilemektedir. Şekilde de görüldüğü gibi, her iki zonanın dokusundaki (texture) uyumsuzluk, ortalama permeabilite değerlerindeki aşikar farklılığı sonuçlandırmaktadır. Bu dokusal farklılık, aynı zamanda, rölatif permeabilitede önemli farklılığa sebep olmaktadır.

Üst zon açıkça alt zondan daha ince taneli ve daha iyi boylanmış (better sorted). Rölatif petrol/su permeabilite oranı eğrileri, her iki zonda aynı petrol/su oranının akabileceğini işaret etmekle beraber, su saturasyonlarındaki uyumsuzluk % 20 civarında olabilecektir.

Buna benzer durumlar, homojen zannedilen bir rezervuarda farklı karakterdeki zonların saptanmasının önemini ortaya koymak yönünden ilginçtir.

Yukarıda değinilen birinci örnek; aynı bir formasyon veya kökeni bilinen bir kaya birimi içinde oluşmuş rezervuarlarda, silt ve kil miktarının permeabiliteye nasıl etki ettiğini açıklamaktadır. Benzer durum, permeabilite ile kurtarılamayan su saturasyonu (irreducible water sat. IWS) arasındaki ilişkide de bulunmuştur.

Şekil-5'teki çeşitli kumtaşlarına dikkat edersek şu genel ilişkiyi müşahade ederiz: Kurtarılamayan su saturasyonu (IWS) arttıkça permeabilite azal-



Şekil 5 — Permeabilite ve kurtarılamaz su doygunluğu ilişkisi

maktadır. Buna rağmen, sadece tek bir formasyonu oluşturan kaya birimleri dikkate alınrsa, bahsi geçen ilişki daha kesin bir durum alır ve belkide hesaplama yapmak veya tahmin yürütmek olacağı sağlanır.

Yerüstü mostraları (Surface Outcrops)

Bu örnekler jeolojik olarak benzer karot numuneleri üzerinde ölçülen rezervuar veya kaya özellikleri arasındaki ilişkileri göstermektedirler. Kumtaşı rezervuar özelliklerinin değişim ve dağılımını anlamak için uygulanan diğer bir yaklaşım metodu, yerüstü mostralarının detaylı olarak etüdüdür. Bu etüdlere, özellikle, kumtaşının kökeni, dokusal değişimi (textural variation), heterojenliği, geometrisi ve kontakt ilişkilerine önem verilir.

Bu tip çalışmalardan derlenen bilgiler yardımıyla her türden kumtaşlarına uygulanması mümkün genelleştirmeler yapmak hemen hemen olanak dışı ise de, kökeni aynı olan kumtaşı toplulukları için sistematik ve dolayısıyla tahmini mümkün ilişkilerin saptanması rahatlıkla mümkündür.

Örneğin, Hutchison ve diğerleri (1961) nin etüdlere, sığ deniz (shallow marine) ortamında çökelmiş permeabilite değişimlerini ortaya koymuştur. Şayet böyle bir kumtaşı hatırı sayılır miktarda çimento maddesi ihtiva etmiyorsa, maksimum permeabilite nin minimum permeabiliteye oranı, genellikle 5:1 oranından daha fazla olamaz. Zira bu durumda permeabilite, taşın çökme dokusu (depositional texture) tarafından kontrol edilecektir.

Buna rağmen, şayet ilksel permeabilite, çimento materyelinin yoğunlaşması (precipitation) ile değişikliğe uğrarsa, maksimum permeabilite/minimum permeabilite oranı, 100:1 oranını aşabilir. Böyle ortamsal (environmental) ve dokusal (textural) durumlar rezervuarı temsil eden karotlar üzerinde gözlenebilir; ve dolayısıyla permeabilite değişikliklerine karşı önceden bilinçli olarak hazırlanmak olacağı doğmuş olur.

Şeyl teşekkülü (shale breaks)

Rezervuarın devamlılığı ve homojenliği ile ilgili veriler mostralar üzerinde yürütülen saha çalışmalarından derlenmektedir. Zeito (1965) deniz, delta ve akarsu vadisi kökenli kumtaşlarındaki şeyl oluşmalarının özelliklerini incelenmiştir (Tablo-2). Zeito

Ortam	Geometri	Dağılım
Denizel	Paralel	Sistematik — birimin alt ve üstünde yoğunlaşır
Delta	Daralan (birbirine yaklaşan)	Gayri muntazam
Kanal	Daralan	Gayri muntazam

Tablo 2 — Kumtaşları içindeki şeyl arabantlarının özellikleri

akarsu vadisi (channel) ve delta orijinli kumtaşlarındaki şeyl bantlarının birbirlerine yaklaştıklarını (converging) ve düzensiz dağıldıklarını (randomly distributed), ve dolayısıyla önceden kestirilmelerinin olanak dışı olduğunu bulmuştur.

Denizel kökenli kumtaşlarındaki şeyl bantları ise, genellikle paralel olup kumtaşı biriminin tavanında ve tabanında sistematik olarak konsantre olurlar. Ayrıca, 2.000 ft veya daha geniş mesafelere kadar uzanabilirler. Bu verilerden, denizel kökenli kumtaşı rezervuarlarındaki şeyl bantlarının yayılımını (uzunluğunu) belirli bir güvenilirlik derecesine kadar tahmin etmek imkandır (Tablo-3).

Şeyl arabant yüzdesi	Lateral uzanım	Güvenme derecesi
96	> 250'	99%
89	> 500'	86%
83	> 1,000'	52%
80	> 2,000'	48%

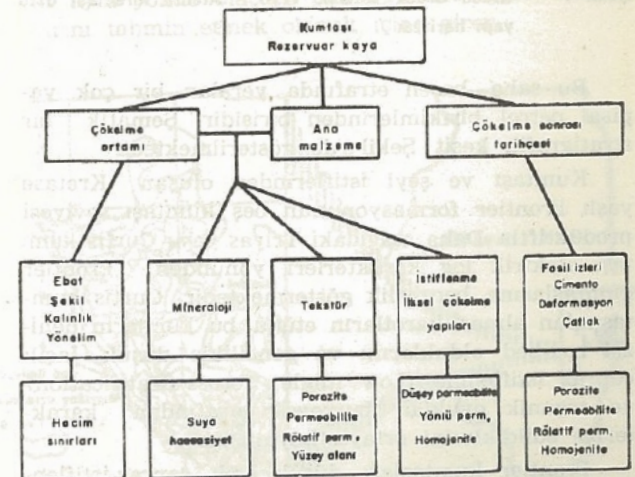
Tablo 3 — Denizel kumtaşları içindeki şeyl arabantlarının devamlılığı

Özet olarak rezervuar özellikleri, kaya özellikleri ve kaya kökenleri arasındaki genel ilişkiler Şekil-6 da gösterilmektedir.

Rezervuar özelliklerinin başka sebeplerin değil, fakat jeolojik etkenlerin kontrolü altında olduğunu düşünmenin üç avantajı vardır:

1 — Çok kompleks rezervuar kayaları dahi, karotların tetkiki ve kayanın bu son karakterini kazanmasını mümkün kılacak jeolojik olayların değerlendirilmesi ile analiz edilebilir.

2 — Karotların jeolojik etütleri bazen hiç ümit edilmeyen rezervuar özelliklerini ortaya çıkarabilir. Örneğin, suya karşı aşırı hassaslık (severe water



Şekil 6 — Rezervuar özellikleri, kaya özellikleri ve kumtaşı rezervuarları köken ilişkileri

sensitivite), rölâtif permeabilite veya yönlü akış özelliklerinde değişim.

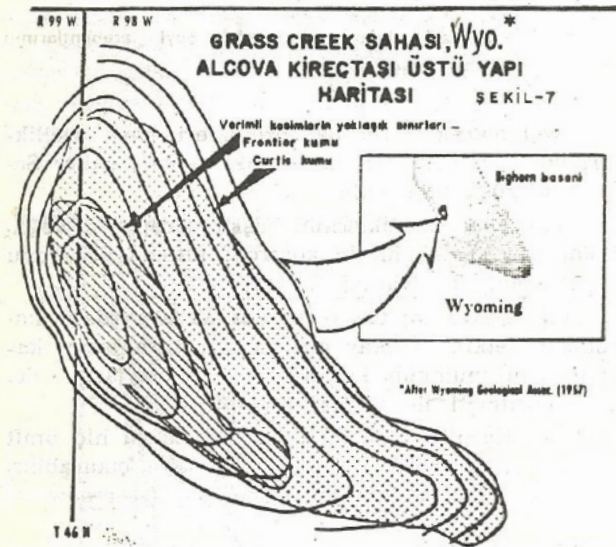
3 — Şayet rezervuar özellikleri, kayanın özelliklerinden ve kayanın kökeninden farklı olarak dikkate alınırsa, rezervuar özelliklerinin değişimini, dağılımını anlamak olanaksız hale gelir.

3 — Arazi Etütleri (field studies)

Jeolojik rezervuar etütlerinin ve bu etütlerden derlenen bilgilerin istihsal operasyonlarına olan yardımları üç ayrı örnek ile açıklanacaktır. Birinci örnek, aynı bir yapı boyunca uzanan ve iki ayrı formasyondan oluşan rezervuarları karşılaştırmaktadır. İkinci örnek aynı bir basen içinde iki ayrı petrol sahasını mukayese edecektir. Son örnek ise, ince kesitlerin mikroskopik etütleri ve de karottan derlenen rölâtif permeabilite ölçümlerinin aplikasyonlarını sergileyecektir.

Grass Creek field, Wyoming.

Grass Creek sahası Big Horn baseninin güney batı kenarında yer alır, (Şekil-7).

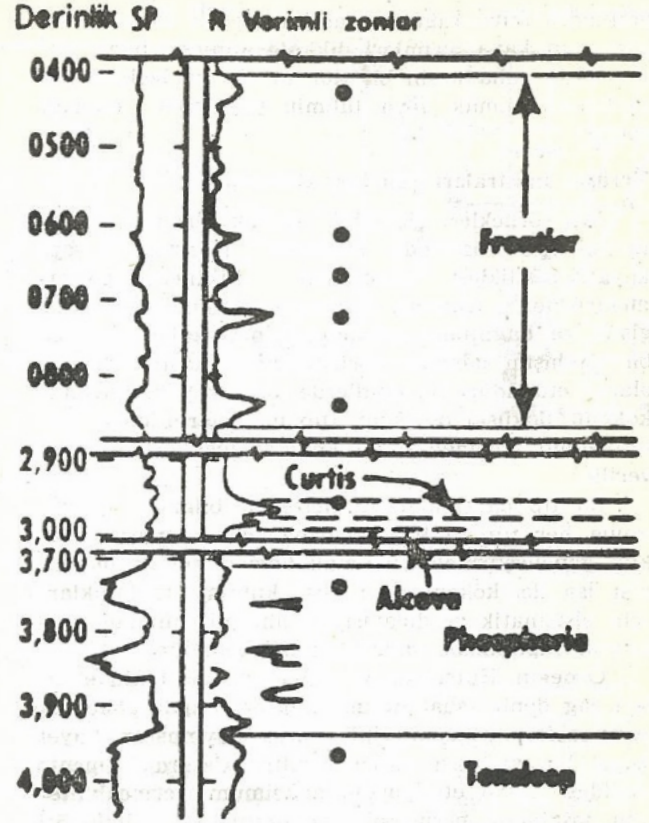


Şekil 7 — Grass Creek sahası, Wyo. Alcora kireçtaşı üstü yapı haritası

Bu saha basen etrafında yer alan bir çok yapısal petrol birikimlerinden birisidir. Şematik bir stratigrafik kesit Şekil-8'de gösterilmektedir.

Kumtaşı ve şeyl istiflerinden oluşan Kretase yaşlı Frontier formasyonunun beş kumtaşı seviyesi produktiftir. Daha aşağıdaki Triyas yaşlı Curtis kumtaşı elektrik log karakterleri yönünden Frontier kumtaşlarına benzerlik göstermektedir. Curtis kumtaşından alınan karotların etüdü, bu kumların denizel red-bed olduklarını ve genellikle düşük açılı çapraz istiflenme (Low angle cross-stratification) ve organik oyuklar (burrows) tarafından karakterize edildiklerini ortaya koymuştur.

Frontier kumtaşları düşük açılı çapraz-istiflenmeli olup Lingula ve tipik fosil izi (burrow) ile Ophiomorpha içerirler. Bu karakteristikler toplu-



Şekil 8 — Stratigrafik kesit, Grass Creek sahası, Wyo.

luğu sığ deniz (shallow marine) çökeltme ortamını işaret etmektedir. Hernekadar her iki kumtaşı denizel kökenli isede, çok farklı rezervuar özellikleri göstermelerine sebep olur.

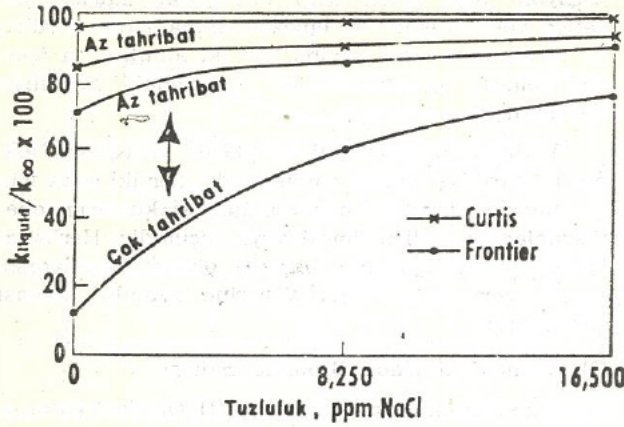
Frontier içindeki pek çok kum ebadındaki tanelerin kökeni volkanik taşlardır. Sonradan bu taneler altere olarak montmorillonite dönüşmüşlerdir. Montmorillonit, şişen bir kil (swelling clay) türü olduğundan içinde bulunduğu taşı suya karşı çok hassas yapar (water sensitive). Frontier kumtaşlarındaki montmorillonit oranı çok değişiktir, mesela bazı kumtaşları yüksek montmorillonit oranını içerdiklerinden taze su ile temasa geldiklerinde aşırı permeabilite bozukluğuna (permeability damage) uğrarlar.

Curtis, Frontier'den daha ince taneli ise de % 95'ten çok kuvars'tan oluşmuştur. Şişen hiç bir kil içermez, dolayısıyla suya karşı hassas değildir. Şekil-9, Frontier ile Curtis'in suya hassasiyet özelliklerini karşılaştırmaktadır.

Şekil-9'da görüldüğü gibi tatlı su esaslı sondaj çamuru Curtis kumtaşlarındaki permeabiliteye tesir etmiyorsa da, Frontier kumlarının permeabilitesini önemli ölçüde düşürmektedir.

Teşhis yardım eder

Karotların jeolojik etütleri ve suya karşı hassasiyet analizleri neticesinde bu şartların teşhisi bir çok konularda büyük yararlar sağlar: developman delme operasyonlarında yıkılmalardan korunurlar.



Şekil 9 — Curtis ve Frontier rezervuarlarının suya duyarlılık yönünden karşılaştırılması

drilstem ve transiyent test neticelerini yorumlamaya yardım eder. water-flooding için uygun tuzluktaki suyun seçimine ışık tutar. Bu şartların ihmal edilmesi, Frontier formasyonunda dönüşü imkansız zararlara ve neticede istihsalin kaybedilmesine sebep olabilir.

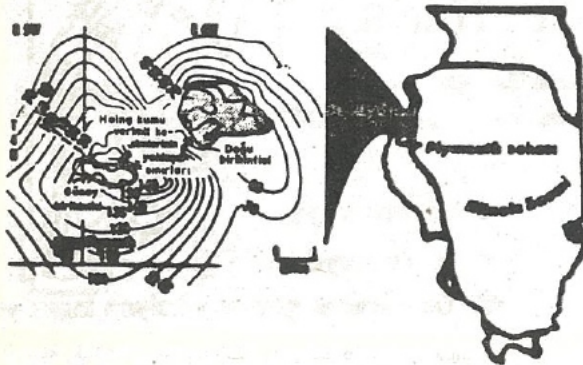
İllinois'deki Robinson ve Plymouth Sahaları

Devon yaşlı Heoing kumtaşından oluşan Plymouth rezervuarı iki ayrı yapısal yükseltide oluşan petrol nahiyelerinden istihsal yapılmaktadır (Şekil-10).

Karot etüdü ile Plymouth rezervuarının düşük açılı çapraz istiflenme ile karakterize edilen, yoğun fosil izi (burrow) ve conodont ihtiva eden iyi boylanmış temiz kumtaşından ibaret olduğu anlaşılmıştır. Rezervuarın üst sınırı geniş Hexagonoira Cedarensis kafaları ihtiva eden, yoğun kireçtaşı ile normal kontakt (conformable contact) halindedir.

Rezervuardaki permeabilite yüksek olup değişimler fosil oyuklu-izli (burrowing) zonları ile alakalıdır. Rezervuarın çökeltme ortamı, kıyı çizgisi (shoreline) veya kıyıya yakın (nearshore) denizel ortam olarak yorumlanmıştır.

Robinson sahası Plymouth'ta oldukça geniştir. İstihsal sadece ana yapısal yükselti (LaSalle anticline) üzerinde ve Illinois baseninin güney batısında lokalize olmuştur.



Şekil 10 — Plymouth sahası Devonyen üstü yapı haritası

Bu sahada, Pensilvaniyen yaşlı Robinson kumtaşı rezervuarı kayadır. Şekil-11'de görüldüğü gibi Robinson'daki istihsal yapının bir başından diğer başına devamlı değildir.

Karot çalışmaları, Robinson kumtaşının, yüksek açılı çapraz istiflenme (high-angle cross-stratification), tekne şekilli ripil laminasyonları (trough-shaped ripple laminations), bol oranda karbonize olmuş odun, ve diğer fosil malzemelerinin yokluğu ile karakterize edildiğini göstermiştir. Tane boyu ve permeabilite yukarıya doğru azalmaktadır.

Log ve karot etüdü bazı Robinson rezervuarlarının 50 ft kalınlığında, 1/2 mil genişliğinde ve 2 mil uzunluğa ulaşan lentiküler kumtaşı oluşukları olduğunu ortaya koymuştur. Bu rezervuarlardan bazıları komşu haznelere ile irtibatlı bazıları tamamen izole (isolated) haldedir. Fakat hepsi silttaşı ve şeyl litolojileri tarafından çevrelenmiştir (enclosed).

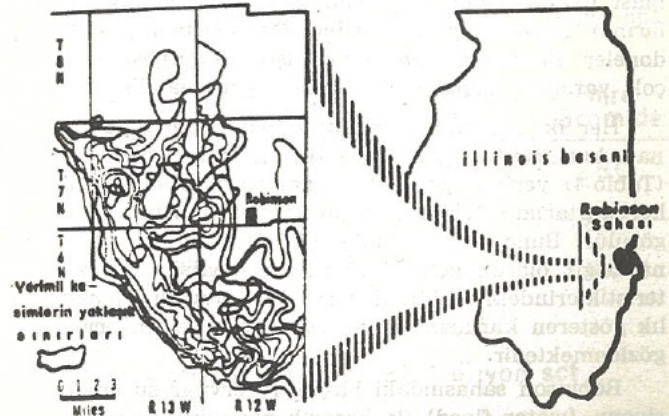
Rezervuarların uzun eksenlerinin belirli olduğu yerlerde yön. güneye güneybatıya veya batıyadır. Bu kumtaşların çökeltme ortamı, akarsu kökenli (fluvialite origin) ve alüvyon vadisi (alluvial valley) veya alüvyon düzlüğü (alluvial plain)'nde çökeltmiş olarak yorumlanmaktadır.

Bu iki sahanın karşılaştırılması, (Tablo-4) şunları ortaya çıkarmıştır: bir kere ölçüleri, ebatları, (size) farklıdır; sonra rezervuar özellikleri farklıdır, geliştirme operasyonlarında jeolojik verilerden yararlanma derecesi farklıdır.

Plymouth sahasının prodüktif sınırları yapısaldır; dolayısıyla bu sınırları, rezervuar kayanın kökenini veya özelliklerini bilmeksizin başarıyla tespit etmek mümkündür. Robinson sahasının prodüktif sınırları ise, kumtaşının kökeni ve de çökeltme ortamındaki lokal değişimler tarafından sıkıca kontrol edilir.

Kumtaşı Oluşukları (sandstone bodies)

Robinson kumtaşlarının dağılışı gayri muntazam olduğundan lokasyonlarını tespit etmek oldukça zordur. Buna rağmen, bunlardan birisi tespit edildikten sonra, sediman taşınma yönü (direction of sediment transport) ile kumtaşı bünyesinin uzun eksenini aynı yönde olacağı bilindiğinden, diğer kumtaşlarını tahmin etmek olanak içine girer.



Şekil 11 — Robinson Sahası, B Horizontu yapı haritası

	Plymouth	Robinson
Orijin	Denizel	Akarsu
Kapan	Yapısal+ stratigrafik	Yapısal+ stratigrafik
Verimli sınırlar içindeki devamlılık	Devamlı	Kesikli
Enerji	Petrol genişlemesi (Oil expansion)	Çözülmüş gaz itmesi (Solution gas drive)
Orijinal yerinde petrol, MM bbl	12	750
Orijinal yerinde petrol, bbl/ac-ft.	1,125	1,160
Birincil kurtarımda üretilen miktar, bbl/ac-ft	375	310
Su enjeksiyonu ile üretilen miktar, bbl/ac-ft.	0 (fiyasko)	230
Geride kalan yerinde petrol, bbl/ac-ft.	750	620

Tablo 4 — Plymouth ve Robinson sabalarının karşılaştırması

Bir kumtaşından alınan yönlü karot (oriented core) üzerindeki çökeltme yapılarından (sedimentary structures) sediman taşınma yönü ölçülebilir ve uzun eksen trendi tayin edilebilir. Bu iki kumta-şında görülen çökeltme yapıları yönlü horizontal permeabilite içerirler ki sediman taşınma yönüne paraleldir.

Yönlü permeabilitenin oryantasyonunun saptanması ilksel ve ileri kurtarım (recovery) operasyonlarının seçimine yardım eder. Bu nedenle, jeolojik doneler Robinson sahasının geliştirme projesine bir çok yararlar sağlayacak şekilde uygulanabilir.

Her iki sahanın barrel acre-foot birimine dayanan kurtarımları (istihsalleri) karşılaştırıldığında, (Tablo-4) yerinde petrol (original oil in place) ve ilkel kurtarım (primary recovery)'larda benzerlikler görülür. Buna rağmen, tekstürel farklılıklar ve buna bağlı olarak gelişen rölatif permeabilite karakteristiklerindeki farklılıklar sonucu kuvvetli farklılık gösteren kurtarım tarihçeleri (recovery histories) gözlenmektedir.

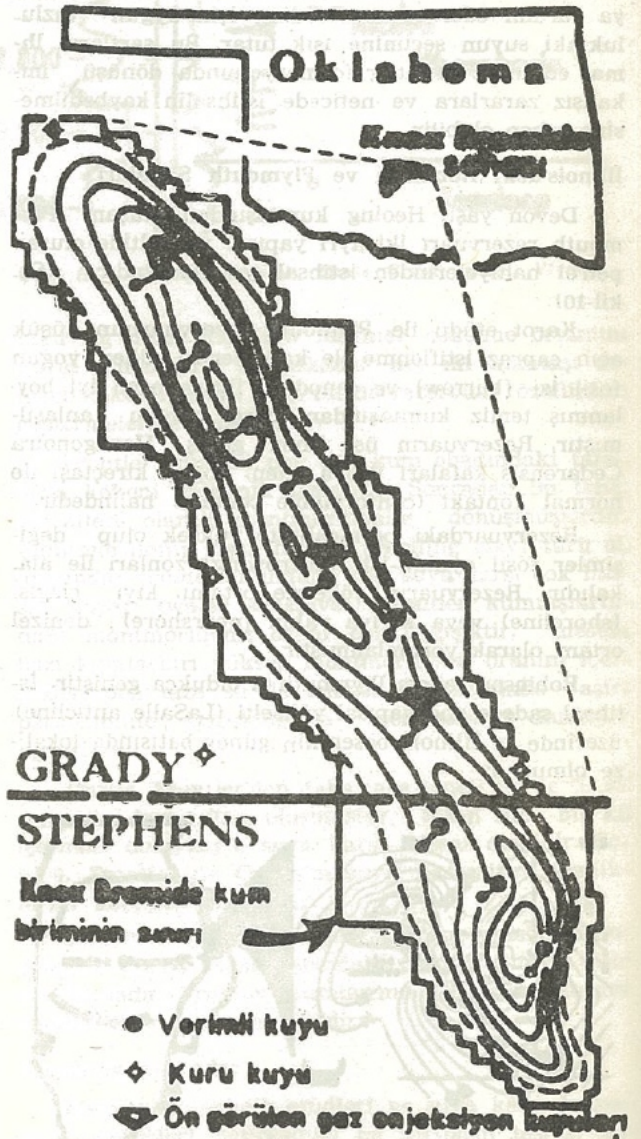
Robinson sahasındaki birçok rezervuar su enjeksiyonu (water flood) ile başarılı bir şekilde canlandırılabilmişse de Plymouth sahasındaki ana su en-

jeksiyon (pilot waterflood) operasyonu müsbet bir netice vermemiştir. Su enjeksiyonuna karşı görülen bu farklı tepkilerin sebebi, her iki kumtaşının içerdiği rölatif permeabiliteler arasındaki farklılığa bağlanmıştır.

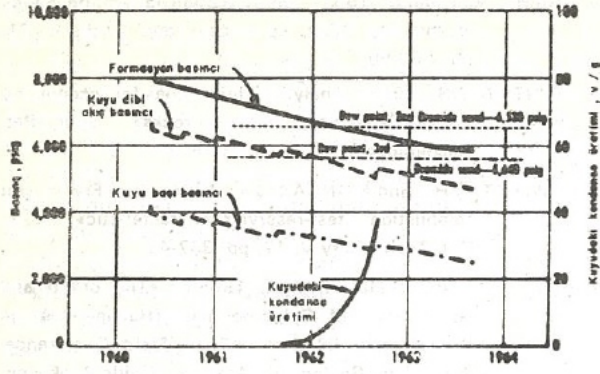
Yerinde petrolün (oil in place) yarısından azının kurtarılmış olduğu şu sıralarda, her iki saha için karşımızda duran problem, mütebaki kurtarım operasyonlarının geliştirilmesi veya seçimidir. Herhangi böyle bir operasyonun başarılı olması isteniyorsa, onun rezervuar karakteristiklerine uyumlu olması zorunludur.

Oklahoma'daki Knox Bromide Sahası

Knox Bromide sahası (Şekil-12) Oklahoma'nın en derin ana gaz-kondanse sahasıdır. İstihsal, 15.000 ila 16.000 ft. derinlikteki Ordovisiyen yaşlı Bromide (Simpson) kumtaşından yapılmaktadır. Third Bromi-



Şekil 12 — Knox Bromide sahası (Oklahoma), izopak konturları. Third Bromide üzerindedir.



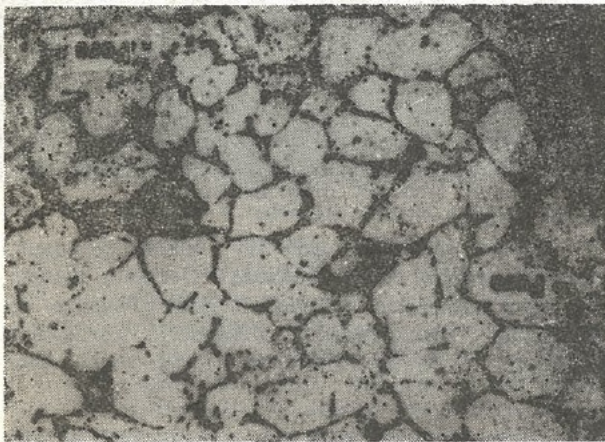
Şekil 13 — Knox Bromide rezervuarlarında basınç özellikleri ve kondanse üretimi

de kumunun net-kum izopak haritası, akümülasyonun lokalize olduğu antiklinal yapının boyutlarını ve uzanımını göstermektedir.

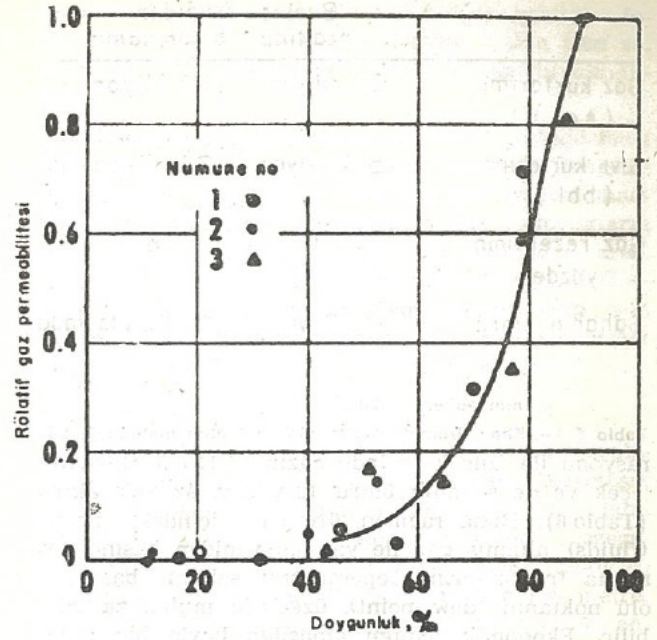
Second Bromide (70-120 ft. kalın) ve Third Bromide (280 ft. kalın) isimli iki üretkif rezervuar, ortalama 90 ft. kalınlığındaki bir şey'le birbirinden ayrılmıştır. Hernekadar porozite ve permeabilite düşük ise de, (Tablo-5) saha yaklaşık olarak 361.000 üretkif net acre feet ve 287 billion scf. yerinde gaz (gas in place) içermektedir.

Saha tarihçesinin ilk zamanlarında, ciddi bir retrograde-condensation problemi ile karşılaşmıştır (Kostrop, 1962). Basınç azaltılması (pressure depletion) ile yapılan gaz istihsaline paralel olarak formasyon basıncının da azalmaya devam ettiği müşahede edilmiştir. P.V.T. çalışmaları ölü noktanın (dew point)-likidin gazdan kondanse olduğu noktadaki basınç değeri, Second Bromide için 6.530 psig ve Third Bromide için 5.640 psig olduğunu ortaya koymuştur.

Şekil-13'de gösterildiği gibi mühendislik çalışmaları ayrıca işaret etmiştir ki, şayet basınç azaltımı (pressure depletion) devam ettirilseydi kuyudan yapılan kondanse istihsali hızla artardı.



Şekil 14 — Bromide rezervuarlarında porların köşeli karakterini gösteren ince kesit



Şekil 15 — Knox Bromide rölatif gaz permeabilitesi

Bromide rezervuarının petrografik etüdü temiz ve iyi boylanmış kumların, kuvars taneleri üzerinde büyümeler (overgrowths) şeklinde görülen kuvars ile sıkıca çimentolanmış olduğunu göstermiştir. Neticede meydana gelen rezervuar kaya, çok köşeli por geometrisine (extremely angular pore geometry), düşük poroziteye ve düşük permeabiliteye sahiptir (Şekil-14).

Köşeli por geometrisinin sebep olabileceği anormal (unusual) rölatif gaz/oil permeabilite karakteristikleri ihtimali, bu özelliğin Marathon's araştırma merkezinde detaylı ölçümüne öncülük etmiştir.

Gaz akışının gerçekleşebilmesi için müstesna bir gaz saturasyonuna ihtiyaç olduğu yolundaki şüphelerimiz, Şekil-15'te de görüldüğü gibi doğru çıkmıştır.

Taşın bu rölatif permeabilite karakteristikleri ile rezervuardaki akışkanın (retrograde-condensation) karakteristikleri birlikte ele alınınca şu sonuca ulaşmak mümkün olmuştur: Basınç azaltımı (pressure depletion) altında yürütülen üretim ope-

	Second Bromide	Third Bromide
Kalınlık	70-120'	280'
Porozite	4.5 %	6.8 %
Permeabilite	5.7 md	3.8 md
Toplam net alan (ac-ft) — 361,000		
Orijinal yerinde gaz — 287 milyar scf		

Tablo 5 — Second ve Third Bromide kumlarının rezervuar özellikleri (Knox sahası, Oklahoma).

	Basınç azaltımı	Yeniden basınçlama
Gaz kurtarımı (scf)	32 milyar	175 milyar
Sıvı kurtarımı (bbl)	5,3 milyon	33 milyon
Gaz rezervinin yüzdesi	11	61
Sahanın ömrü	< 10 yıl	80 yıla kadar

min edilen özellikler

Tablo 6 — Knox Bromide Sahasında iki üretim metoduyla tahrasyonu ile ancak yerinde gazın % 11'i kurtarılabilir ve de sahanın ömrü 10 yıldan az olacaktır. (Tablo-6). Buna rağmen, üretilerek içindeki sıvıları (fluids) alınmış gaz ile yapılan yeniden basınç yaratma (repressuring) operasyonu, sahanın basıncını ölü noktanın (dew point) üzerinde muhafaza edebilir. Ekonomik olduğu anlaşılan böyle bir program 1962'de başlatılmıştır. Böylece, nihai kurtarımın, mevcut gaz rezervinin % 61'i ile 33 milyon bbl sıvı (fluid) olacağı ümit edilmektedir.

DEĞİNİLEN BELGELER

- ALLEN, J.R.L., 1965 : «A review of the origin and characteristics of recent alluvial sediments», sedimentology, V. 5 pp. 89-191.
- HARMS, J.C., 1966 : «Stratigraphic traps in a valley fill, Western Nebraska.» Bull., Amer. Assoc. of Pet. Geol., October, 1966.

- HARMS, And others, 1963 : «Stratification in modern Sands of the Red River, Louisiana» Jour. Geol., V. 71, pp. 566-80.
- HEWIT, T. C.H., 1963 : Analytical techniques for recognising Water - Sensitive reservoir rocks». Jour. Pet. Technology V. 15, pp. 813-18.
- HEWIT, T. C.H., and MONGAN, J.T., 1965: «The Fry in situ combustion test-reservoir characteristic». Jour. Pet. Technology V. 17, pp. 337-42.
- HOYT, J.H. and WEIMER, R.S., 1965 : «The origin and significance of Ophiomorpha (Halemenites) in the Western Interior». 19 th Field Conference, Wyoming Geological Assoc. Guide-Book, pp. 203-8.
- HUTCHISON, C.A., et al, 1961 : «Identification, Classification and prediction of reservoir non uniformities affecting production operations», Jour. Pet. Technology, V. 13, pp. 223-30.
- KASTROP, J.E., 1962 : «Deep gas fields recovery to multiply». Pet. Engineer, No. 7, V. 34, pp. 56-9,
- SMIRNOVA, N.V., 1959 : «Types of matrix and their influence on the permeability of arenaceous rocks». Geol. Nefti i Gaze, V. 3, pp. 33-9 (Translated from Russian by Associated Technical Services, Inc., RJ-2332).
- WHITE, E.J., et al, 1960 : «Susceptibility of petroleum reservoir sands to water damage, Powder River Basin, Wyoming» Preprint 1514-G, 35 th Annual Meeting, S.P.E., Denver, colo.
- ZEITO, George A., 1965 : «Interbedding of shale breaks and reservoir heterogenities». Jour. Pet. Technology, V. 17, pp. 1213-18.

Halkalar ve Buz : Gezgin-2 Satürn'de

Lisa A. Rossbacher

Çeviren : Remzi İNAL, M.T.A. Genel Müdürlüğü Jeoloji Etüdlere Dairesi, Ankara.

Gezgin-2 uzay aracı (Voyager-2), 25 Ağustos 1981'de Satürn ve onun bir kısım uyduları ve halkalarına, o güne kadarki en yakın uçuşu gerçekleştirmiştir. Daha önce Kasım 1980'de Gezgin-1 aynı uzay bölgesinden geçmiş olmasına karşın, Gezgin-2 halkaları gezegene 23.000 km. daha yaklaşmış ve yeryüzüne gönderdiği görüntülerde % 50 daha iyi sonuç elde edilmiştir. A.B.D., İngiltere, Fransa ve Federal Almanya'daki üniversite, araştırma laboratuvarları ve hükümetleri temsil eden bilim adamları, NASA adına Gezgin Projesinin yürütüldüğü A.B.D.'nin Kaliforniya kentindeki Pasadena JP (Jet Propulsion) laboratuvarlarında bu proje için bir araya gelmişlerdir.

Gezgin-1 karşılaşmasının sonuçları sistemin

halka oluşumu ve devinimi, atmosferik aktivitesi ve uydularına ilişkin birçok soruyu ortaya çıkardığından Gezgin-2 uçuşu sistemin bazı kısımlarının daha ayrıntılı izlenmesini sağlayacak şekilde, geniş kapsamlı olarak yeniden programlanmıştır. İç içe halkalar

Gezgin-2 projesinin ana ilgi noktası gezegenin halka sistemi idi. Bilim adamları Gezgin-1 uçuşundan önce halkaların en fazla 5 yada 6 kuşağa bölündüğüne inanıyorlardı. Gezgin-1'in görüntüleri Satürn'ün etrafında dönen 1000 kadar halka olabile-

Episode dergisinin 1981 yılı 3 no.lu sayısının 9-12 nci sayfa larındaki «Rings and ice : Voyager 2 at Saturn» adlı makaleden türkçeleştirilmiştir.