



# Maden Tetkik ve Arama Dergisi

<http://dergi.mta.gov.tr>



## Kuzey Irak Erbil şehrindeki Orta Eosen Avanah Formasyonu'nun rezervuar özellikleri: Yeryüzü ve yeraltı verilerinin birleştirilmesi

### *Reservoir characteristics of the middle Eocene Avanah Formation in Erbil governorate, northern Iraq: Integration of outcrop and subsurface data*

Wrya J. MAMASENI<sup>a</sup>, İrfan Sh. ASAAD<sup>a,b\*</sup> ve Ali I. AL-JUBOURY<sup>c</sup>

<sup>a</sup> Selahaddin Üniversitesi-Erbil, Fen Fakültesi, Yer Bilimleri ve Petrol Bölümü, Erbil, Irak

<sup>b</sup> Knowledge Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Petrol Mühendisliği Bölümü, Erbil, Irak

<sup>c</sup> Al-Kitab Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Petrol Mühendisliği Bölümü, Kerkük, Irak

*Araştırma Makalesi*

#### Anahtar Kelimeler:

Avanah Formasyonu,  
Erbil, Orta Eosen,  
Kuzey Irak, Rezervuar  
Özellikleri.

#### ÖZ

Bu çalışma, Erbil bölgesindeki Avanah formasyonunun, Gomaspan kesitindeki en yakın yüzleşimin petrografik incelemeleri ve kuyu verilerinin IP yazılım analizlerini birleştirilerek, petrofiziksel karakteristiklerini araştırır. Kuyu log verileri, formasyonun ana/temel litolojisinin kireçtaşı ve dolostondan oluştuğunu, Gomaspan kesitindeki litolojinin ise kireçtaşı, dolomitik kireçtaşı, marnlı dolomitik kireçtaşı ve ince şeyl yataklarından oluştuğunu ortaya koymuştur. Formasyonun yüzey altındaki alt dolomitik biriminin, düşük su doygunluğu, yüksek porozlu (gözenekli) ortam ve hareketli hidrokarbon varlığı gibi iyi petrofiziksel özellikleri sebebiyle en uygun rezervuar birimi olduğu düşünülmektedir. Bu çalışmada poroz ölçümü için çeşitli kuyu logu alma teknikleri kullanılmıştır. İncelenen formasyon, poroz bileşenine göre Avanah yoğunluğu (kireçtaşı birimi) ve Avanah gözenekliliği (doloston birimi) olarak ikiye ayrılmıştır. Petrografik çalışma, formasyonun çoğu gözenek tipinin ikincil olduğunu ve esas olarak boşluklu, moldik, taneler arası ve breşleşmiş özellikleri ile temsil edildiğini göstermektedir. Üst kireçtaşı birimlerindeki breşlerin çoğu kalsit çimento ile dolmuştur. Çalışmada, her iki kesitte de formasyonun alt kısmının (doloston birimi) iyi bir rezervuar olarak düşünüldüğü iddia edilmiştir.

Geliş Tarihi: 20.10.2023

Kabul Tarihi: 15.03.2024

#### Keywords:

Avanah Formation,  
Erbil, Middle Eocene,  
Northern Iraq, Reservoir  
Properties.

#### ABSTRACT

The current work investigate the petrophysical characteristics of the Middle Eocene Avanah Formation in the Erbil Governorate using IP software to analyze the well data, integrated with the petrographic investigation of the formation in the nearest outcrop in the Gomaspan section. Well logging data revealed that the main lithology of the formation is limestone and dolostone while the lithology in the Gomaspan section is composed of limestone, dolomitic limestone, marly dolomitic limestone, and thin beds of shale. The lower dolomitic unit in the subsurface section of the formation is believed to be the most suitable reservoir unit due to good petrophysical characteristics including, low water saturation, high porous medium, and the presence of movable hydrocarbon. To measure porosities, a variety of well logging techniques were used in this study. The investigated formation was divided into Avanah dense (limestone unit) and Avanah porous (dolostone unit) based on their porous components. The petrographic study shows that most pore types of the formation are secondary and represented mainly by vuggy, moldic, intercrystalline, and fracture types. Most of the fractures in the upper limestone units are filled by calcite cement. The study claimed that the lower part of the formation (dolostone unit) in both sections is considered a good reservoir.

\*Başvurulacak yazar: İrfan Sh. ASAAD, [irfan.asaad@su.edu.krd](mailto:irfan.asaad@su.edu.krd)

## 1. Giriş

Petrofiziksel tahminler yapmak ve kayaların yanı sıra sıvının (gazlar, hidrokarbonlar ve su) fiziksel özelliklerini hesaplamak için yeraltı projelerinde kuyu logu alma tekniği yaygın olarak kullanılmaktadır (Catuneanu, 2006). Rezervuar değerlendirmesi, rezervuarda hidrokarbonun bulunması, tanımlanması ve çıkarılmasını içerir. Bu yöntemler hidrokarbon arama ve üretim sürecinin her aşamasında kullanılabilir (Gonfalini, 2005). Geçerli bir genel performans tahmini oluşturmak için rezervuarların petrofiziksel incelemesi, mineralojik tanımlaması ve kuyu logu bağlantısı yapılmalıdır (Tiab ve Donaldson, 2004). Karbonat kayaçlar rezervuar çalışmalarında önemli bir yere sahiptir çünkü dünyadaki hidrokarbon rezervlerinin çoğu gözenek boşluklarında depolanmaktadır ve bunların %50'sinden fazlası petroldür/petrol ürünüdür (Yang, 2017). Petrografik inceleme yoluyla karbonat kayaçların özelliklerinin belirlenmesi, gözenek sistemlerinin kontrol edilmesinde önemlidir ve rezervuar özelliklerinin daha iyi anlaşılmasına yardımcı olmaktadır (Asaad vd., 2022a; Balaky vd., 2023).

Avanah Formasyonu'nun rezervuar özellikleri üzerine birtakım çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalara örnek olarak Al-Hamdany ve Sulaiman (2014), Avanah (K-149, K-319 ve K-339) ve Khurmala (K-432 ve K-117) kubbesindeki kuyularda formasyonun gözenekliliğini tanımlamış ve nispeten yoğun kireçtaşı olan üst kısma rağmen alt ve orta birimlerin gözenekli dolomitikten oluştuğu sonucuna varmıştır. Musheer (2021), Khurmala kubbesinde açılan kuyular için Schlumberger'in Techlog yazılımını kullanarak formasyonun rezervuar özelliklerini değerlendirmiştir ve kuyulardaki gaz zonunun formasyonun üst kısmında yoğunlaştığı ve petrol zonunun ise alt kısmında yer aldığı sonucuna varmıştır. Asaad (2022) ve Asaad vd. (2022b) Gomaspan kesitindeki Avanah Formasyonu'nu incelemiştir. İlk çalışma öncelikli olarak mikrofasiyes ve tortul ortam incelerken, ikinci çalışma formasyonun alt kısmındaki çekici kabuklu demir oksit-karbonat konkresyonunun petrografisini ve mineralojisini incelemiştir. Bu çalışma, Khurmala petrol sahasındaki XX0 kuyusundan toplanan mevcut kuyu logu verilerine ve Gomaspan bölgesindeki bir yüzey kesitinden elde edilen petrografik tanımlamaya

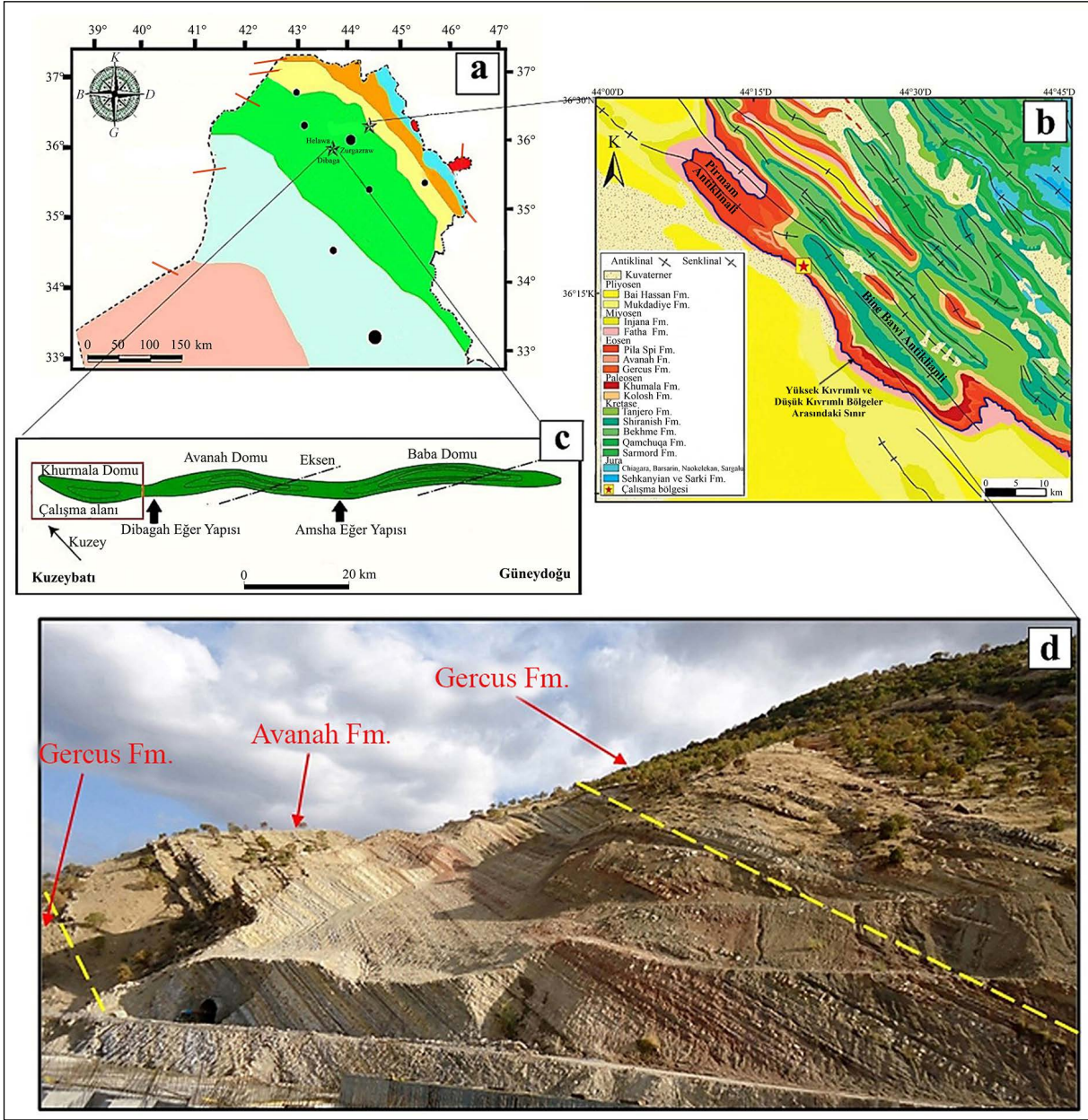
dayanarak rezervuar özelliklerini değerlendirmek için Avanah Formasyonu'nun petrofiziksel ve litolojik parametrelerini belirlemeyi amaçlamaktadır.

## 2. Çalışma Alanının Konumu

Bu çalışma için yüzeyden ve yeraltından iki kesit seçilmiştir. Khurmala petrol sahasındaki yeraltı kesiti (Şekil 1), Erbil şehrinin 35 km güneydoğusunda, Zurgazraw bölgesi ile Erbil Ovası arasında (Helawa Köyü yakınlarında) yer almaktadır. Bu petrol sahası, Arap platformunun kuzeydoğu sınırındaki Alçak Kıvrımlı Zon'da bir plaka içi havza içinde yer almaktadır (Şekil 1a). Çalışılan alan, orta genlikli, geniş aralıklı, yumuşak kıvrımlardan oluşan Zagros Kıvrımlı/Bindirme Kuşağı'nın bir parçasıdır (Fouad, 2012). Bu çalışma alanı aynı zamanda kuzeybatıdan güneydoğuya doğru uzanan bir antiklinal olan Kerkük yapısının bir parçasıdır ve iki belirgin semer tarafından üç ana yapısal kubbeye bölünmüştür: Dibagah semeri Avanah kubbesini Khurmala kubbesinden, Amsha semeri ise Baba kubbesini Avanah kubbesinden ayırmaktadır (Şekil 1c). Gomaspan mostrası ise Erbil şehrinin yaklaşık 30 km kuzeydoğusunda, Erbil-Dolly Smaqli ana yolu üzerinde, Bna Bawi Antiklinalinin güneybatı kolunda (Şekil 1b), Yüksek Kıvrımlı Zon ile Alçak Kıvrımlı Zon arasındaki sınırdaki yer almaktadır (Asaad vd., 2022b).

İncelenen kuyudaki formasyon iki bölüme ayrılmıştır. Bunlardan ilki esas olarak kireçtaşı olan ve yaklaşık 90 m kalınlığa sahip daha sık olan birimdir, ikincisi ise ağırlıklı olarak doloston olan ve yaklaşık 120 m kalınlığa sahip olan daha derin olan birimdir. Gomaspan mostra kesitinde ise, 56 metrelik orta ila kalın gri dolomitik kireçtaşı, sarı kireçtaşı ve mavi marnlı dolomitik kireçtaşı yatağı ile ince mavi marn ve koyu gri şeyl yatağı ve üst kısımda kırmızı çamurtaşı ile arakatlı ince ila orta yataklı kireçtaşından oluşmaktadır

Formasyon Orta-Üst Eosen dönemine aittir (Buday, 1980). Khurmala petrol sahasındaki alt ve üst kontakların doğası, sırasıyla Khurmala Formasyonu'nun üst kireçtaşı yatakları ve Fatha Formasyonu'nun anhidrit yatakları ile alt kireçtaşı ile uyumsuzdur. Gomaspan bölümünde ise Orta Eosen Gercus Formasyonu'nun kırıntılı kayaçları içinde bir dil şeklinde görülür (Asaad, 2022) (Şekil 1d).



Şekil 1- a) Irak'ın tektonik alt bölümleri ile incelenen bölümlerin konum haritası, b) Gomaspan bölgesinin jeolojik haritası (Awdal vd., 2013), c) Kerkük petrol sahasında incelenen üç kubbe, d) Gomaspan mostrasındaki Avanah Formasyonu ardalanması, Orta Eosen Gercus Formasyonu'nun kırmızı çamurtaşı içerisinde incelenmiştir.

### 3. Materyal ve Yöntemler

Bu çalışmada, incelenen kuyudan alınan açık kuyu logu verileri, her 0,15 m derinlikte bir okuma ile sayısallaştırılmış bir LAS dosyasında gama ışınları (GR) verilerine ek olarak daha derin ve düşük öz direnç, nötron gözenekliliği (NPHI) ve yığın yoğunluğu (RHOB) ile birlikte analiz edilmiştir. Gama ışını, rezerv olmayan birimlerin korelasyonu ve ayrımı için kullanılmıştır. Ana rezervuar aralıklarını belirlemek

için nötron ve yoğunluk kayıtlarından yararlanılmıştır. Avanah Formasyonu iki rezervuar bölgesine ayrılmıştır: Üst Avanah yoğunluğu (AD) ve alt Avanah gözenekliliği (AP). Kuyu logu analizi, porozite ve su doygunluğu arasındaki diyagonal çizgileri kullanarak formasyon geçirgenliğini incelemek için Buckles modelini tasarlayanın yanı sıra kuyu logu alma eğrisinin alt başlığına dayalı olarak akışkan ve kuyu deliği özelliklerini tanımlamayı içeren İnteraktif Petrofizik yazılımı (IP4.4) ile gerçekleştirilmiştir.

Gomaspan mostrasındaki Avanah Formasyonu'nun karbonat yataklarının petrografik çalışması, formasyonun petrografik bileşenleri, diyajenetik süreçleri ve porozite türlerini araştırmak amacıyla 29 ince kesitten elde edilmiştir. Kalsit ve dolomiti ayırt etmek için Friedman (1959) prosedürünü takiben ince kesitlerin boyanmasında Alizarine Red Solution (ARS) kullanılmıştır.

#### 4. Sonuçlar

##### 4.1. Petrografik ve Diyajenetik Değerlendirme

Gomaspan yüzey kesitindeki Avanah Formasyonu'ndaki kireçtaşı, marnlı kireçtaşı ve dolomitik kireçtaşının mikroskopik incelemesi, mikritin yeniden kristalleşme nedeniyle kısmen mikrospara dönüşen ana zemin kütlesi olduğunu göstermiştir. Formasyonun ana iskelet taneleri bentonit delikliler (Şekil 2a ve b), kalkerli yeşil su yosunları (Şekil 2b), ostrakoda (Şekil 2c), kaliferler (Şekil 2c), pelesipodlar (Şekil 2a) ve biyoklastlardır. İskeletsiz taneler ise peloidler (Şekil 2b), onkoidler (Şekil 2d), intraklastlar (Şekil 2b) ve monokristalin kuvarlardır (Şekil 3a). Formasyonun kayaçlarını etkileyen diyajenetik süreç, iskelet tanelerinin etrafında kenar ve zarf olarak sergilenen mikritleşme ile başlamıştır (Şekil 2e). Avanah Formasyonu'nun karbonat kayaçlarında dolomitleşmenin hem erken hem de geç evresi gözlenmiştir. Sibley ve Gregg'e (1987) göre erken evre tek modludur ve çok ince ince kristalin planar-s (subhedral) mozaik dolomit dokusuna sahiptir. Avanah Formasyonu'nun alt ve üst kesimlerinde gelgit altı karbonat çamurlarının yerini alan 60 µm'den küçük dağınık dolomit kristalleri ile karakterize edilmektedir. (Şekil 2f). Geç evre dolomitleşme ise, incelenen kesitin alt kısmında baskın olan ve çözünmeye maruz kalan tek modlu, ince-orta kristalin planar-s (subhedral) mozaik dolomit dokusu ile karakterize olmaktadır (Şekil 3a). Çimentolanma, Avanah karbonatının kırık ve gözeneklerini doldurmuştur. Alt kısımda yaygın olan granüler kalsit çimentosu (Şekil 3b), üst kısımda ise baskın olan bloklu kalsit çimentosu (Şekil 2d) ve demir oksit çimentosu (Şekil 3c) ile karakterize olur. Gomaspan'ın üst kısmında, düşük genlikli tepe noktalarına sahip düzensiz tipte kimyasal sıkışma

(stilolitler) (Wanless, 1979) ve demir oksit çimentosu ile doldurulmuş dikişli stilolit olduğu fark edilmiştir. Avanah Formasyonu'nun farklı kesimlerinde opak pirit kristalleri gözlemlenmiştir (Şekil 2d). Formasyonun üst kısmında, Avanah karbonatlarının doğal bileşenleriyle ilişkili iskelet tanelerini etkileyen seçici silisleşme meydana gelmiştir (Şekil 3d).

##### 4.2. Petrofiziksel Özelliklerin Parametreleri

Khurmala petrol sahasındaki Avanah Formasyonu'nun petrofiziksel özellikleri, kuyu logu verilerine dayanan çeşitli parametreler kullanılarak belirlenmiştir. Bunlar arasında şeyl hacmi, porozite ( $\phi$ ), su doygunluğu ( $S_w$ ) ve ana litolojik bileşim bulunmaktadır.

###### 4.2.1. Şeyl Hacmi

Gama ışını logu, şeyl miktarını belirlemek için kullanılan başlıca rezervuar aracıdır. Genç kayalar için Vshale ölçümü/şeyl hızı ölçümü ilk aşamadır. Gama ışını indeksini (IGR) hesaplamak için aşağıdaki formül (Denklem 1) kullanılabilir:

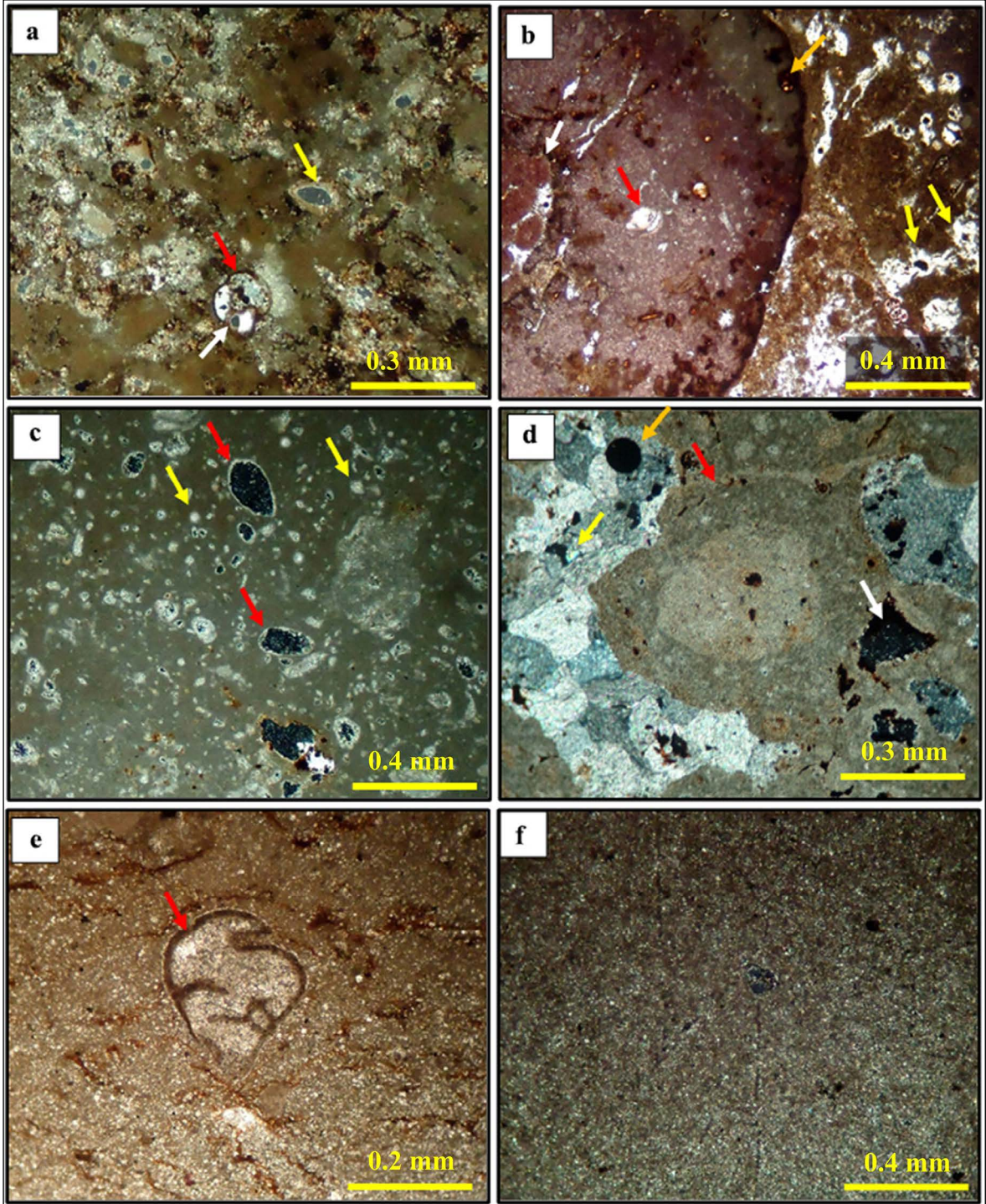
$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR - GR_{min}} \quad (1)$$

Formülde: GR<sub>log</sub> formasyonun gama ışını okuması, GR<sub>min</sub> minimum gama ışını okuması (temiz kum veya karbonat) ve GR<sub>max</sub> en yüksek gama ışını okumasıdır (şeyl).

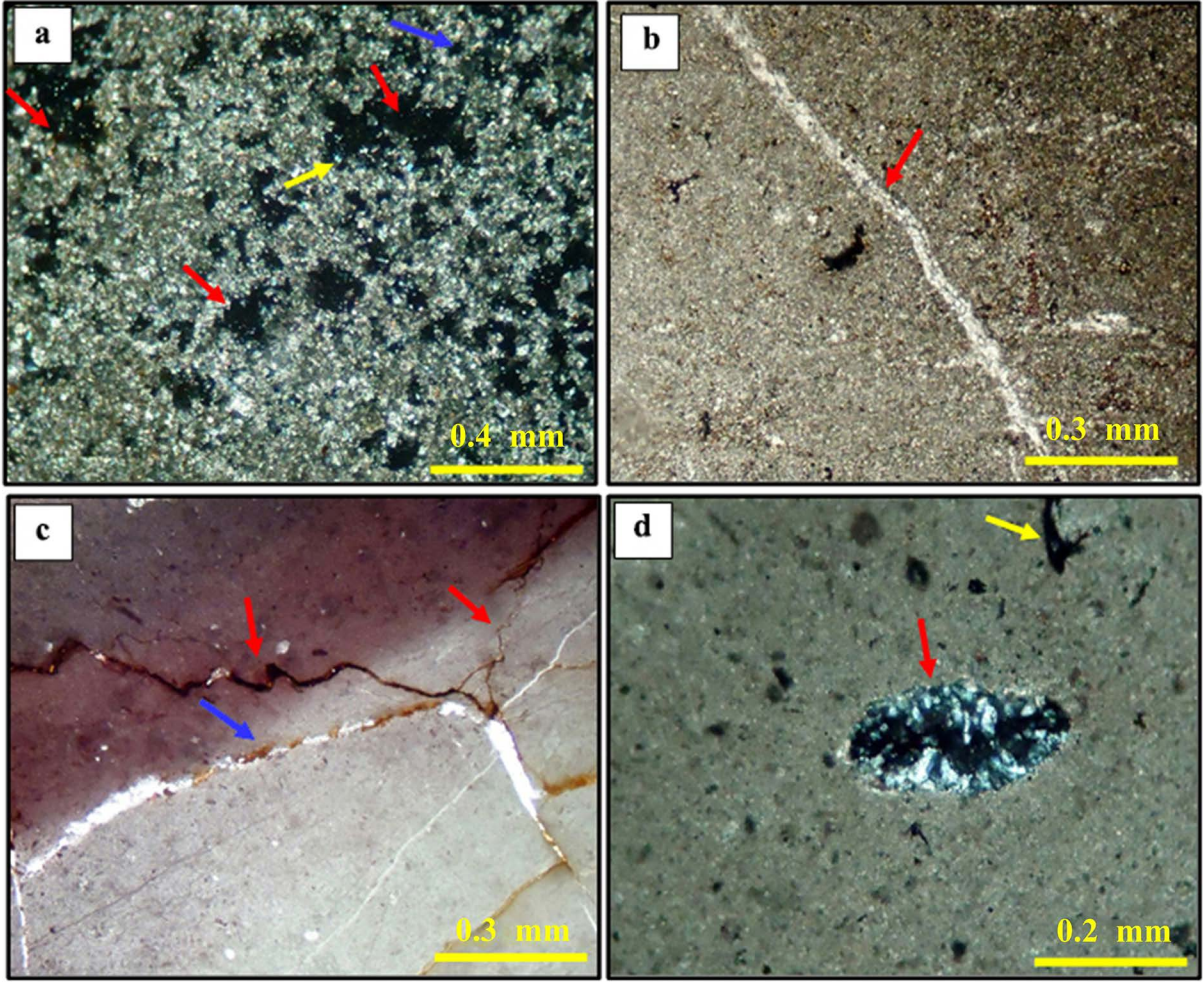
Petrol sektöründe, genç kayaçlar için şeyl hacmini belirlemeye yönelik yaygın teknik Denklem (2) olarak verilmektedir (Asquith ve Krygowski, 2004):

$$Vsh = 0.33(2^{2*GRI} - 1) \quad (2)$$

Maksimum ve minimum gama ışını sayıları, formasyonun litolojik bileşenlerine bağlı olarak her formasyondaki şeyl miktarını hesaplamak için gereklidir. Şekil 4'e göre, Avanah kireçtaşının maksimum gama değeri 36 ve minimum gama oranı 0,8'dir. Okumalar gama eğrisi boyunca 5,2'ye ve dolomit içeren alt kısımda 62'ye yükselir. Avanah'ın yoğun bölümü ortalama %4 kil içeriğine sahipken, gözenekli kısımda bu oran yaklaşık %8'dir; bu da seçilen formasyonun tipik olarak %10'dan fazla kil içermediğini göstermektedir.



Şekil 2- Gomaspan mostrasındaki Avanaş karbonatının fotomikrografları aşağıdakiler gözlemlenmektedir: a) benthik foraminifer (*Valvulina* sp.) (kırmızı ok), erimeden şekillendirildiği parçacık içi poroziteden kısmen etkilenmiş (beyaz ok) ve marnlı kireçtaşları içinde kalıp boşluğu oluşturan pelecipod kalıbı. AG. 17., X.N. b) büyük intraklastlar içinde (turuncu ok) benthik foraminiferler (rotaliidler) (kırmızı ok), ve sol tarafında paketlenmiş bir peloid (beyaz ok), dolomitik kireçtaşı içinde kalkerli yeşil algler (sarı oklar). AG.15., P.P. c) ostrakoda kalıpları (kırmızı oklar), dolomitik kireçtaşı yatağı içinde kalısferler (sarı oklar) . AG.9., X.N. d) Onkoitler (kırmızı ok), kırıklı dolgulu bloklu kalsit çimentosu içinde küresel pirit (turuncu ok) ve monokristal kuvars (sarı ok). Marnlı dolomitik kireçtaşı yatakları içinde kısmen pirit (beyaz ok) tarafından doldurulmuş üçgen bir şekilli boşluklu gözenekler. AG.2., X.N. e) Benthik foraminiferlerin dolomitik kireçtaşı yataklarındaki kavkıları etrafında gelişen mikrit zarfları. AG.15., P.P. f) Dolomitik kireçtaşı yatakları içinde tek modlu, çok ince-ince kristalli düzlemsel (subhedral) mozaik dolomit dokusu. AG.21., X.N. Anahtarı: AG=Avanaş-Gomaspan, P.P: Düzlemsel polarize ışık, X.N: Çapraz nikelde.



Şekil 3- Gomaspan mostrasındaki Avana karbonatının fotomikrografları: a) Dolomitik kireçtaşı yatakları içinde boşluklu porozite (kırmızı oklar) ve kristaller arası porozite (mavi ok) oluşturan ve monokristalin kuvars (sarı ok) içeren çözülmeye maruz kalmış ince-orta kristalin düzensel (subhedral) mozaik dolomit dokusu. AG.4. X.N. b) Marlly kireçtaşı yatakları içinde granüler kalsit çimentosu (kırmızı ok) ile dolu kırıklar. AG.25. P.P. c) Kireçtaşı yatakları içinde demir oksit çimentosu (kırmızı oklar) ile doldurulmuş düşük genlikli tepe noktaları ve demir oksit çimentosu (mavi ok) ile kısmen doldurulmuş kırıkları olan düzensel bir tip olan dikişli zigzag stiloliti. AG.28. P.P. d) Dolomitik kireçtaşı yatakları içinde organik madde (sarı ok) ile çevrili ostrakod kabuğunu (kırmızı ok) etkileyen seçici silisleşme. AG.24. X.N.

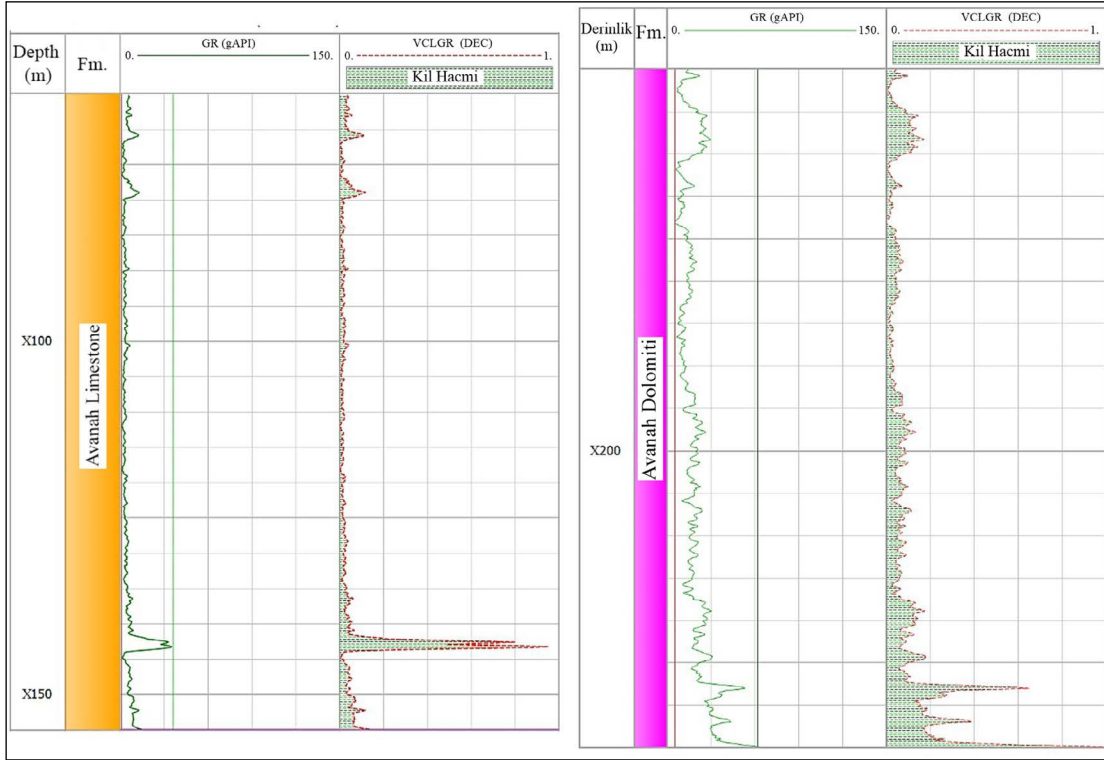
#### 4.2.2. Pickett Çapraz Grafiği/Grafik Modeli

Pickett (1972), Archie'nin kavramının grafiksel bir tasviri olan çapraz grafiği tanıtmıştır. Su doygunluğunu ( $S_w$ ) gösteren paralel çizgiler, her iki eksen için logaritmik ölçekler kullanılarak yatay ekseninde gerçek özdirenç ( $R_t$ ) ve dikey ekseninde etkin gözeneklilik ( $\phi_e$ ) grafiği çizilerek üretilebilir. Çizilen herhangi bir noktanın  $S_w$  değeri tam olarak okunabilir. Bu yöntem, sementasyon faktörü ( $m$ ), su doygunluğu ve porozitenin gerçek özdirenç üzerinde bir etkiye sahip olduğu kavramına dayanmaktadır. Islak özdirenç ( $RO$ ) yüzde 100 su doygunluğundaki çizgi ile temsil edilir. Su özdirenci, gözenekliliğin bire eşit olduğu ve  $(-1/m)$

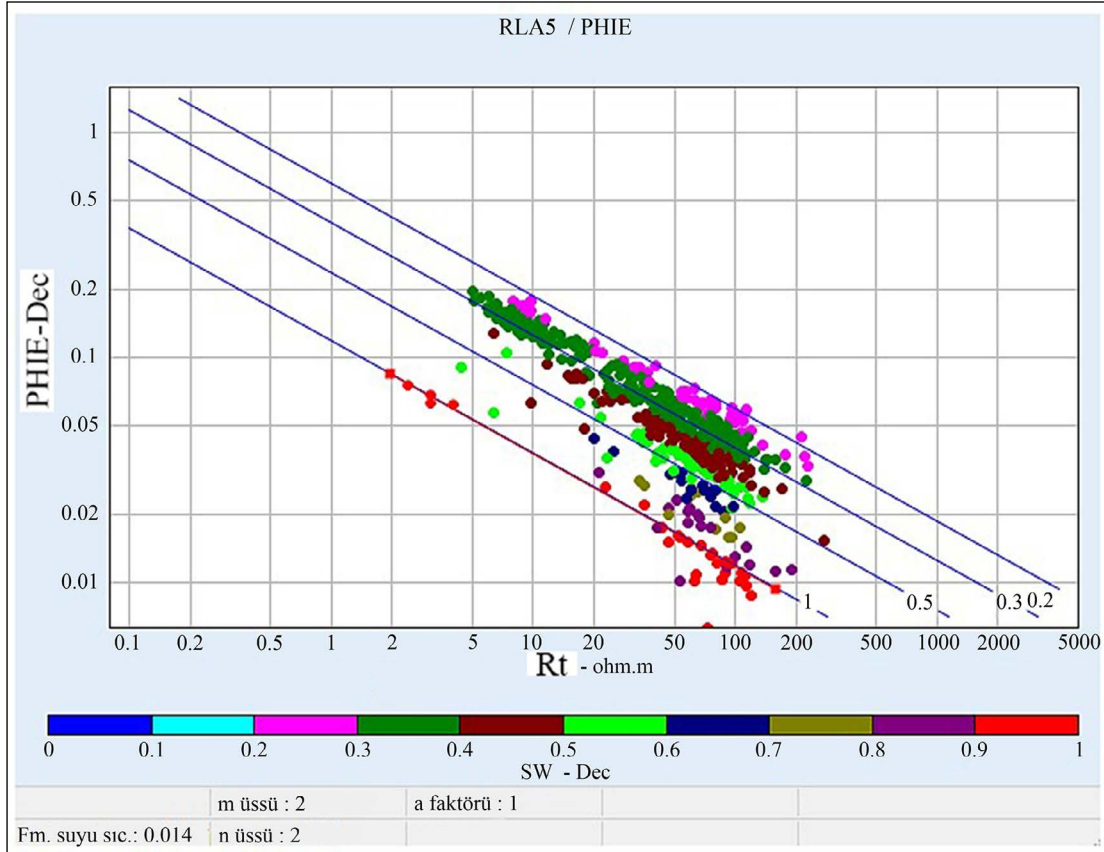
eğimli çizginin dikey ölçeği kestiği gerçek özdirenç ölçeğinde okunabilir. Etkin gözeneklilik ve gerçek özdirenç arasındaki bağlantı, Avana yoğunluğu ( $AD$ ) 0,014 su direncine sahipken (Şekil 5) diğer kısımdaki Anavan gözenekliliği ( $AP$ ) formasyon su direncinin çok düşük (0,003) olduğunu ve bu ilişkinin ayrıca  $a$ ,  $n$  ve  $m$  parametrelerinin değerlerini hesaplamak için uygulandığını göstermektedir (Şekil 6).

#### 4.2.3. Yığın Hacimli Su ( $BVW$ ) veya Buckles Modeli

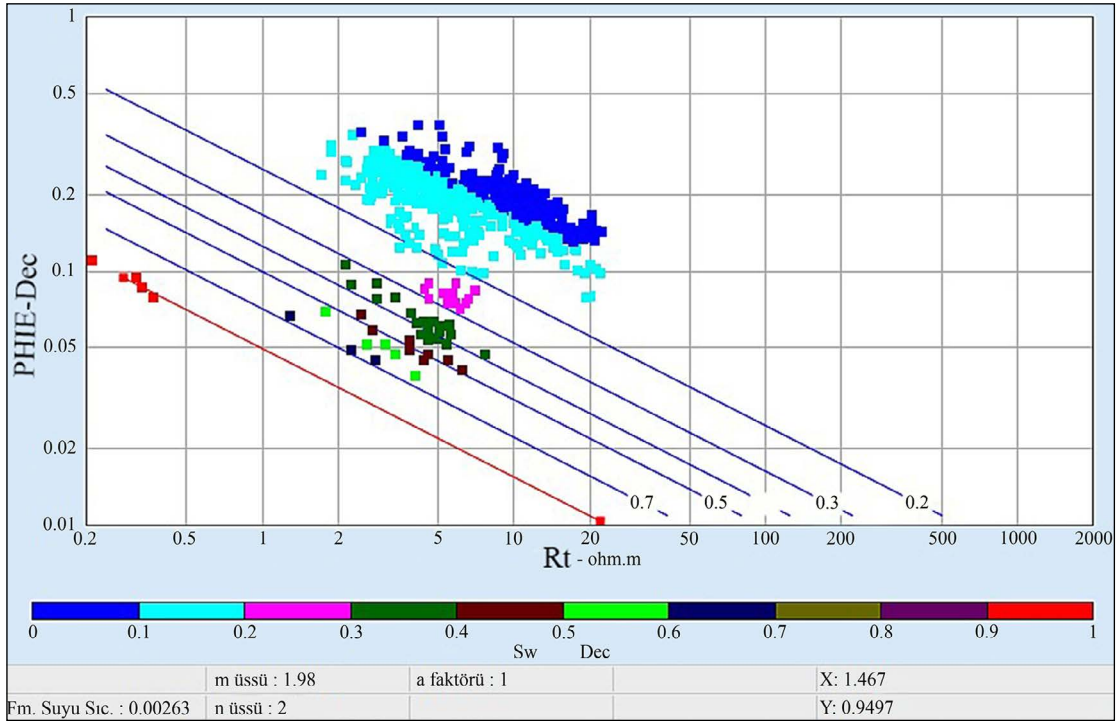
Suyun yığın hacminin hesaplanması, gözeneklilik ve su doygunluğunun çapraz grafiğinin kullanılmasını içerir. Toplam su hacmini ve indirgenemez su



Şekil 4- İncelenen Avanah Formasyonu'nun her iki birimindeki kil hacmi.



Şekil 5- AD bölgesinde su doygunluğunun belirlenmesi için öz dirence (ILD) karşı etkin gözeneklilik (PHIE) grafiği (Pickett's grafiği).



Şekil 6- AP bölgesinde su doygunluğunun belirlenmesi için özdirence (ILD) karşı etkin porozite (PHIE) grafiği (Pickett's grafiği).

doygunluğunu (Swirr) anlamak çok önemlidir çünkü bir kuyudaki üretilen su miktarının kuyu ekonomisi üzerinde etkisi olabilir (Asquith ve Krygowski, 2004). Dökme su hacmi hiperbolik çizgileri takip ettiğinde, sabit kaldığında veya neredeyse sabit olduğunda, bileşim homojen ve indirgenemez su doygunluğundadır (Swirr).

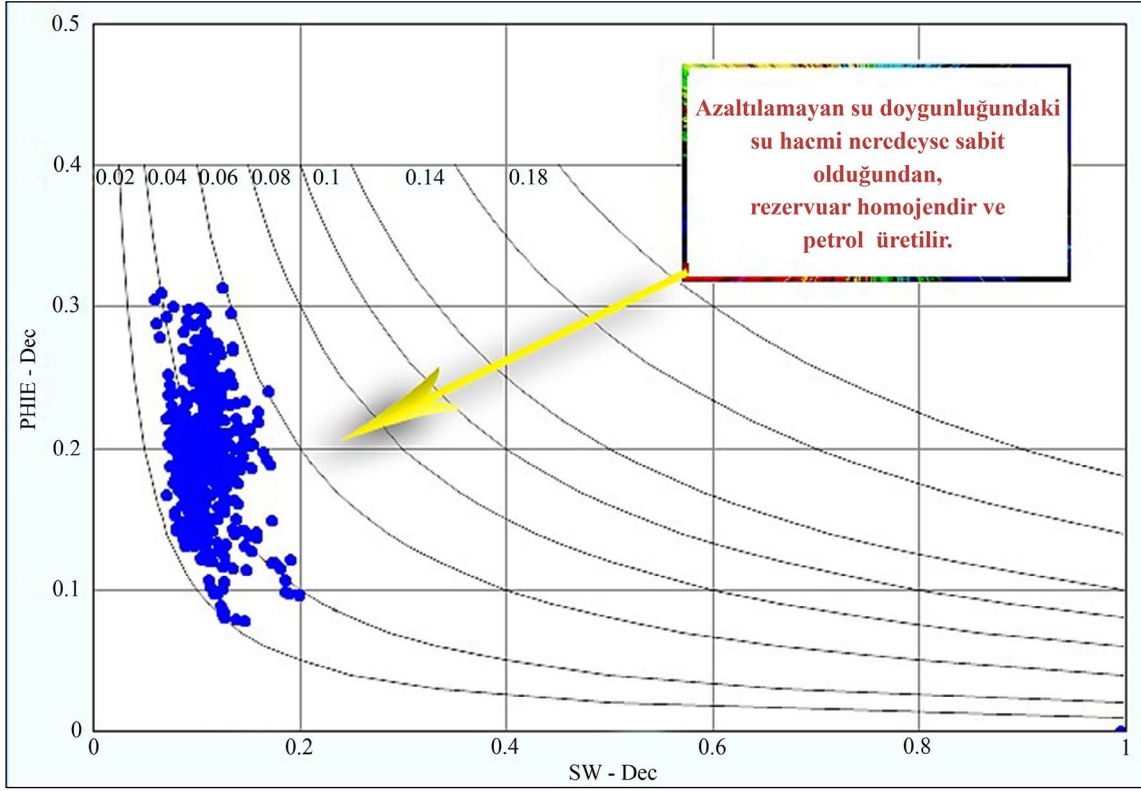
Mevcut çalışmada, Avana Formasyonu'nun dolomit kısmı 0.02 hiperbolik çizgisi etrafında eşit olarak dağılmıştır (Şekil 7). Bu da rezervuarın homojen ve suya indirgenemez bir şekilde doymuş olduğu anlamına gelmektedir. Buna karşılık, formasyonun kireçtaşından oluşan diğer kısmı daha fazla su içermektedir. Formasyondaki su konsantrasyonunun büyümesinin bir sonucu olarak, suyun çoğunluğu hiperbolik çizgilerden yayıldığında (noktalar rastgele dağılımlara sahiptir veya hiperbolik çizgi boyunca eşit olarak yayılmamıştır), kaya türü gözenekli, boşluklu veya kırılmışsa, veri noktaları Şekil 8'de görüldüğü gibi dağılabilir. Karmaşık gözenek ağlarına sahip bazı rezervuarlarda bu tür bir çapraz grafiğin hareketli suyu tespit etmek için kullanılmamasının nedeni budur.

Şekil 7 ve 8 göz önüne alındığında, Avana Formasyonu'ndaki dolomitin hacimsel su çapraz

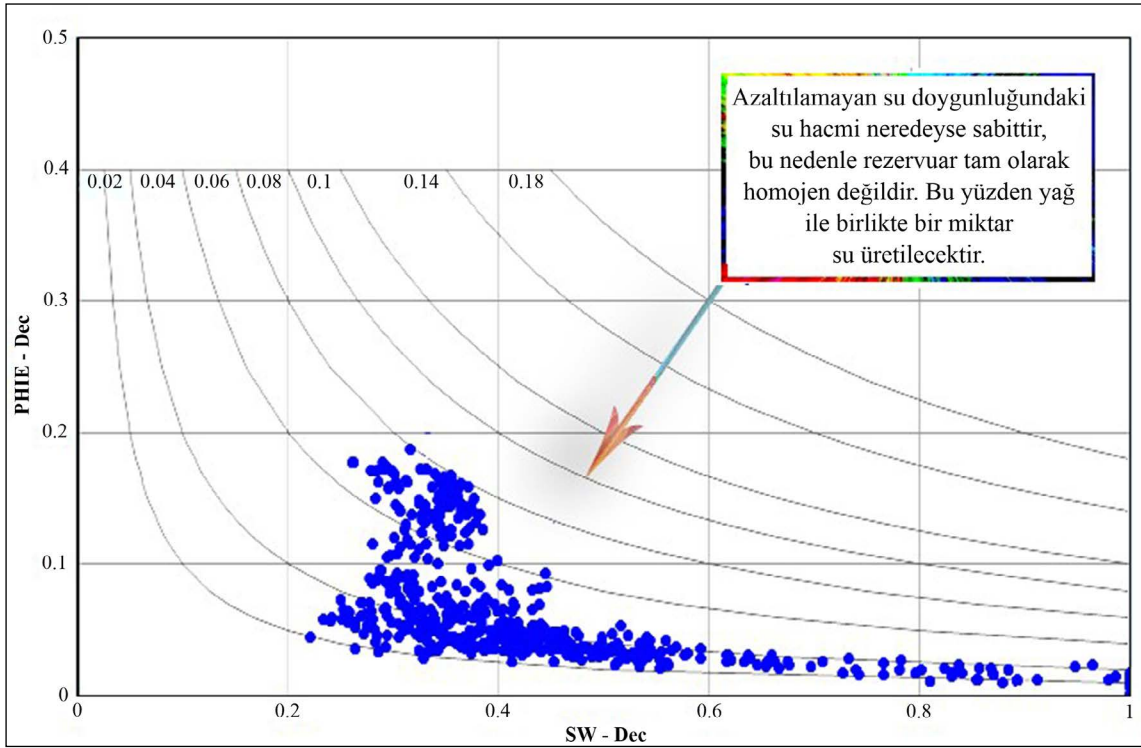
grafisindeki veri noktaları en iyi kümelenmeyi (hiperbolik çizgiden 0,02 veri noktası dağılımı) veya kavisli hiperbolik çizgilerden birine uyumlu bir deseni göstermektedir, bu da rezervuarların indirgenemez su doygunluğunda olduğuna ve dolayısıyla su üretmeyeceğine işaret etmektedir. Rezervuarda basık bir su kesimi olacaktır. Üretilen petrol olduğu için bu aralıklarda kapiler basınçla tutulabilecek hareketli su yoktur.

Su doygunluk seviyeleri ve hacimsel su değerlerinin her ikisi de düşüktür ve yüzde 10'u geçmemiştir. Sonuç olarak, rezervuarlarda herhangi bir su kesintisi yaşanmayacaktır. Öte yandan, Avana kireçtaşının yığın hacim suyu çapraz grafiğindeki eğri hiperbolik çizgilerden birine kümelenme (0,01-0,06 arasındaki hiperbolik çizgiden veri noktası dağılımı) veya tutarsız desen olmaması, rezervuarların tam olarak indirgenemez su doygunluğunda olmadığını ve bu nedenle petrole göre bir miktar su üreteceğini göstermektedir. Tipik olarak, bu aralıklar petrole göre oluşturulur ve kapiler basınç tarafından tutulabilecek hareketli suyu içerir. Hacimsel su değerleri ve su doygunluğu değerlerinin her ikisi de yüksektir, %35'e ulaşmıştır. Bu nedenle rezervuarlarda önemli bir su kesintisi olacaktır.





Şekil 7- XX0 kuyusu için gözenekliliğe karşı su doygunluğu grafiği, rezervuarın indirgenemez su doygunluğunda olduğunu gösteren sabit veya yakın hiperbolik modeli göstermektedir.



Şekil 8- XX0 kuyusu için gözenekliliğe karşı su doygunluğu grafiği, rezervuarın indirgenemez su doygunluğunda olduğunu gösteren sabit veya yakın hiperbolik modeli göstermektedir.

#### 4.2.4. Gözeneklilik Modeli

Gözeneklilik, kayanın sıvı dolu katı olmayan kısmındaki hacmin kayanın toplam hacmine bölünmesi olarak tanımlanır (Crain, 1986). Kil varlığı hesaba katılmadan loglardan belirlenen gözeneklilikler toplam gözeneklilik olarak adlandırılır. Etkin gözeneklilik ise bağlı su ve hidrokarbonların bulunduğu gözenek boşluğunu ifade ederken (Nnaemeka, 2010), sonuçsal gözeneklilik ise kilin etkisi dikkate alındıktan sonra ölçülür. Eğer şeyl yoksa, toplam gözeneklilik etkin gözenekliliğe eşittir. Toplam gözeneklilik ( $\phi_t$ ) ve etkin gözeneklilik ( $\phi_e$ ) arasındaki ilişki denklemler (3, 4) ile gösterilmektedir. Karbonatlar tipik olarak hem çok çeşitli hem de karmaşık gözenek (ikincil gözeneklilik) ağları içerir. Bu da gözenekliliğin geçirgenliğe ve çok fazlı akış özelliklerine dönüştürülmesinin oldukça zor olduğu anlamına gelmektedir (Blunt vd., 2012, Gomes vd., 2008, Hamon, 2003, Neilson ve Oxtoby, 2008). Choquette ve Pray'e (1970) göre, modern karbonatların gözenekliliği %40 ila %70 arasında değişirken, taşlaşmış eski örneklerin gözenekliliği sadece %5 ila %15 arasındadır. Karbonatlar gözenekliliklerinin bir kısmını öncelikle basınçla çözünme, sıkıştırma veya çimentolaşma sonucunda kaybederler (Mukherjee ve Kumar, 2018). Avanah Formasyonu'nun şeyl içeriği %4 ile %8 arasında dalgalandığından, etkin ve toplam gözeneklilik arasında belirgin bir fark yoktur. Gözeneklilik değerleri, düzeltilmiş yoğunluk-nötron logları kullanılarak hesaplanmıştır (Asquith ve Krygowski, 2004).

$$\phi_t = (\phi_N + \phi_D) / 2 \quad (3)$$

$$\phi_e = \phi_t * (1 - V_{sh}) \quad (4)$$

Hidrokarbonlar, Avanah Formasyonu'nun 90 metre kalınlığındaki sıkı kireçtaşının (gözenekli bölge hariç) gösterdiği gibi yüksek öz direnç kayıt değerlerine sahip bileşenlerde genellikle mevcut değildir. Sonuç olarak, formasyonun üst kısmı (AD) sadece %7'lik bir gözenekliliğe sahiptir, bu da formasyonun 80 metre kalınlığında olan ve ortalama gözenekliliğin %19 olduğu dolomitten oluşan alt kısmına kıyasla düşüktür. Bu alan mükemmel sıvı içeriğine sahiptir ve Avanah gözenekliliği (AP) olarak bilinir.

Choquette ve Pray'e (1970) göre Gomaspan mostrasındaki Avanah Formasyonu'nun incelenen

ince kesitlerinde mikroskobik olarak farklı gözenek tiplerine rastlanılmıştır. En yaygın gözenek tipleri, kalıp ve kristaller arası gözenekler de dahil olmak üzere doku seçici gözeneklerin genişlemesi sonucu oluşan boşluklu gözenekliliktir (Şekil 3a). Alt kısımdaki dolomitik kireçtaşı yataklarında sıklıkla bulunurlar. Kristal içi gözeneklilik, Gomaspan mostrasındaki Avanah Formasyonu'nun alt kısmında da görülmektedir (Şekil 3a). Gomaspan kesitinin alt ve orta kısımlarında kalıp gözeneklilik yaygındır ve çeşitli karbonat çökel tanelerinin seçici olarak çözünmesiyle oluşurlar (Flügel, 2010) (Şekil 2a ve c). Avanah Formasyonu'nun karbonat kayaçlarının orta kesiminde, özellikle bentik foraminifer kavkısında, parçacık içi gözeneklilik de görülmektedir (Şekil 2a).

Çalışılan mostranın alt ve üst kısımlarında gözlenen kırık gözeneklilikleri çoğunlukla farklı bir çimento türü ile doldurulmuştur (Şekil 3a ve c). Styloolitik gözeneklilik formasyonun üst kısmında da gözlenmiş ve çoğunlukla demir oksit çimentosu ile doldurulmuştur (Şekil 3c).

#### 4.2.5. Su Doğunluğu Modeli

Endonezya modeli, formasyonun şeyl ve karbonat kayalardan oluşması nedeniyle su doğunluğunu belirlemek için Interactive Petrophysics yazılımı (sürüm 4.4) kullanılarak kullanılmıştır. Endonezya modeli için su doğunluğu Worthington'un (1985) yönteminin 5 numaralı denklemi kullanılarak hesaplanmıştır.

$$\left[ \frac{S_w}{a} \right]^{n/2} = \sqrt{(1/R_t) / \left( \left[ \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \right]^{(1-V_{cl}/2)} \right) / \sqrt{R_{cl} + \sqrt{\left[ \frac{\phi_e}{a} \right]^{n/2}}}} \quad (5)$$

Formülde:  $S_w$  = su doğunluğu ( $v/v$ );  $V_{cl}$  = kil hacmi ( $v/v$ );  $R_{cl}$  = kil direnci (ohm.m);  $\phi_e$  = etkin gözeneklilik ( $v/v$ );  $R_w$  = formasyon su direnci (ohm.m);  $R_t$  = gerçek formasyon direnci (ohm.m);  $m$  = sementasyon üssü (boyutsuz);  $a$  = kıvrımlılık (boyutsuz) ve  $n$  = doğunluk üssü (boyutsuz).

Diğer petrofiziksel parametreler 6. ve 12. denklemden formül (Asquith ve Gibson, 1982) kullanılarak belirlenmiştir.

Hidrokarbon doğunluğu ( $Sh$ ) aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$Sh = 1 - Sw \quad (6)$$

Yıkılmış bölgenin su doygunluğu ( $S_{ox}$ ) aşağıdaki şekildeydi:

$$S_{xo} = Sw \cdot 0.2 \quad (7)$$

Artık hidrokarbon doygunluğu ( $Sh_r$ ) aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$Sh_r = 1 - S_{xo} \quad (8)$$

Hareketli yağ doygunluğu ( $MOS$ ) aşağıdaki değerlerden hesaplanmıştır:

$$MOS = S_{xo} - Sw \quad (9)$$

Hareketli hidrokarbon İndeksi ( $MHI$ ) aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

$$MHI = Sw/S_{xo} \quad (10)$$

Yığın hacim suyu ( $BVW$ ) aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

$$BVW = Sw \cdot \phi \quad (11)$$

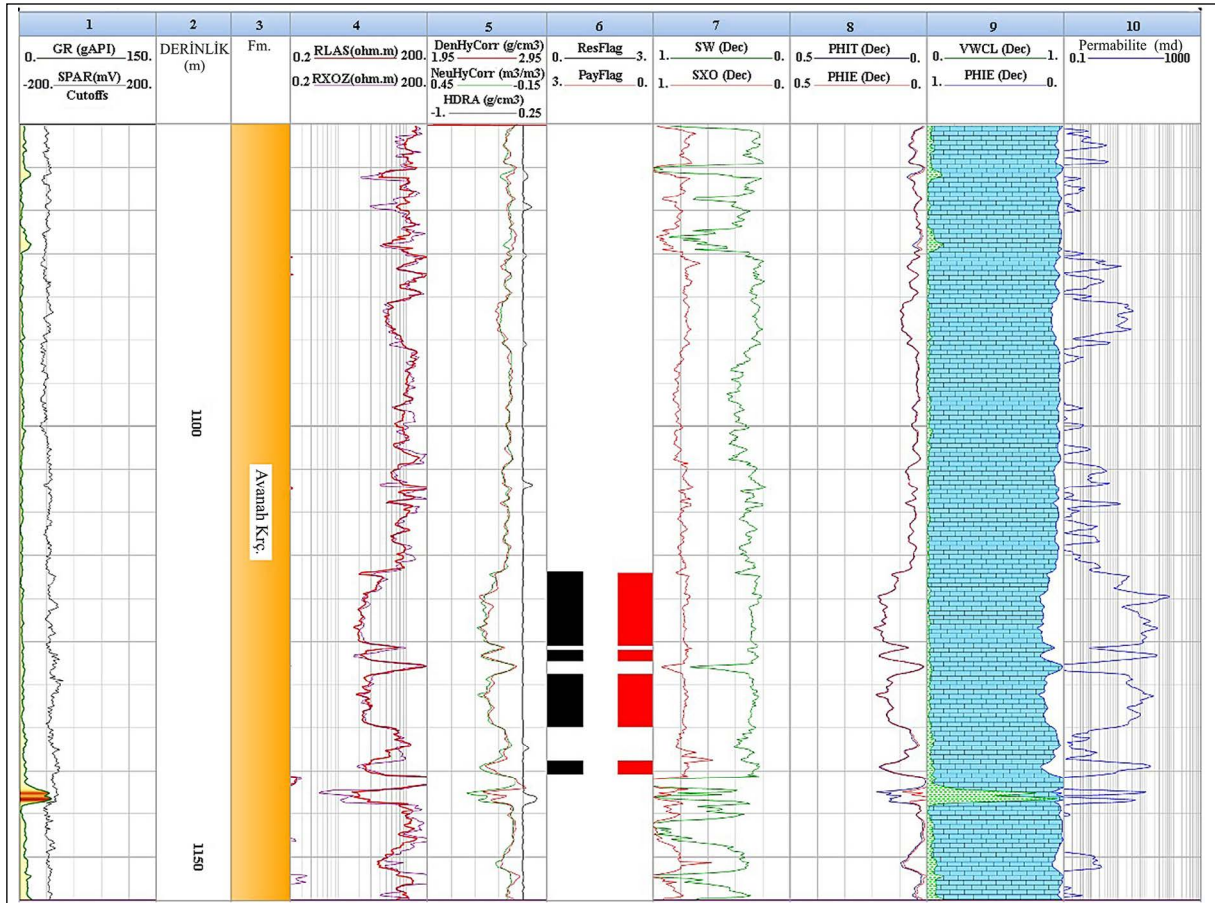
İndirgenemez su doygunluğu ( $Sw_{irr}$ ) aşağıdaki denklem kullanılarak değerlendirilmiştir:

$$Sw_{irr} = \sqrt{(F/2000)} \quad (12)$$

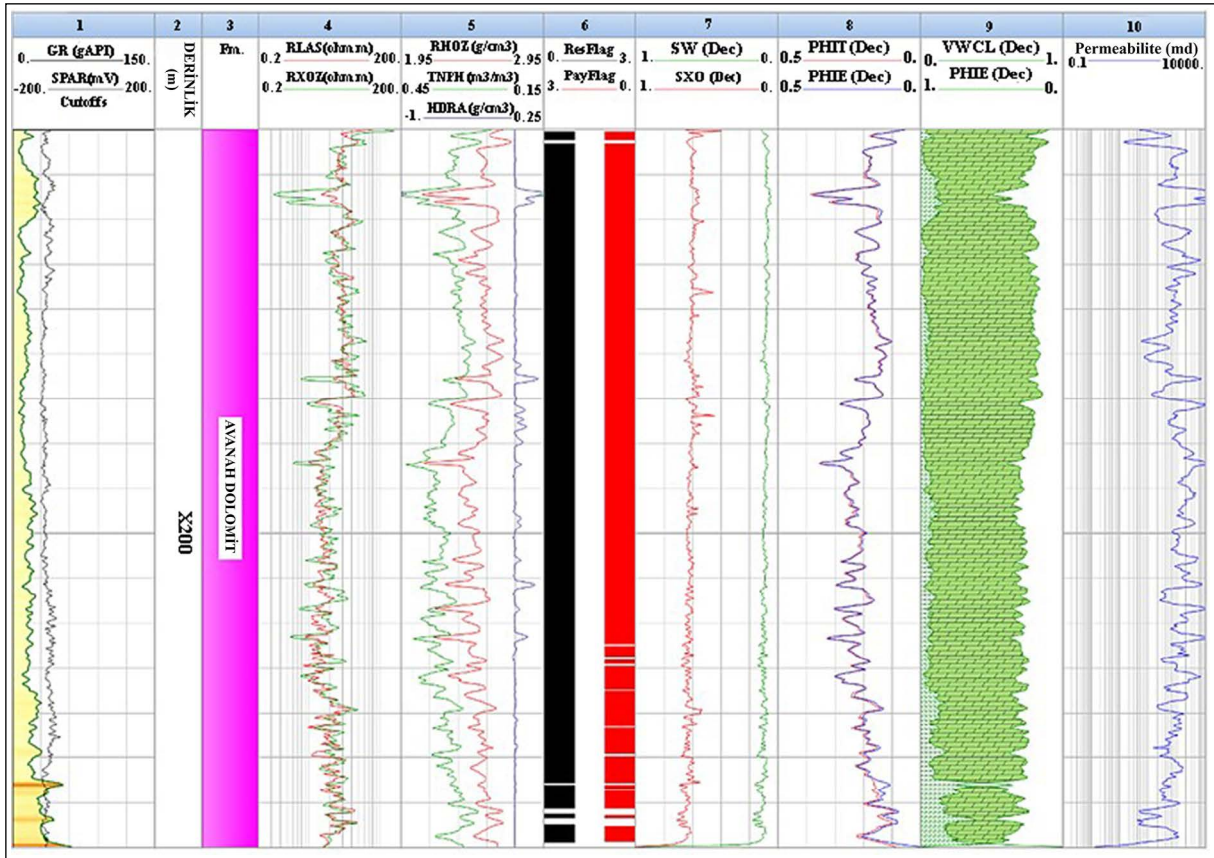
Seçilen kuyudaki formasyonun doygunluğu her iki ünite için CPI'da gösterilmiştir (Şekil 9 ve 10).

#### 4.2.6. Bağıl Geçirgenlik ( $K_r$ ) ve Su Kesimi ( $WC$ )

Üretilen sıvının hacmi ve türünün yanı sıra kesilen su miktarı ( $WC$ ), herhangi bir log analizörünün en önemli hususlarıdır. Petrol ve suya karşı göreceli geçirgenlik (sırasıyla  $K_{ro}$  ve  $K_{rw}$ ) araştırılmalıdır. Daha önce de belirtildiği gibi, indirgenemez su doygunluğu ( $Sw_{irr}$ ) bu göstergeleri incelemek için kullanılır. Schlumberger (1986)  $Sw_{irr}$  ve  $Sw$  arasındaki ilişkiyi göstermek için çeşitli grafikler oluşturmuştur. Bir sonraki sektör bu teknolojinin XX0 kuyusundaki Avanaş rezervuarında nasıl kullanıldığını göstermektedir. Şekil 11, her bir bileşenin göreceli su geçirgenliğini ( $K_{rw}$ ) göstermektedir. Dolomitten



Şekil 9- Avanaş Formasyonu'nun yoğun kısmı (kireçtaşı) için bilgisayar işleme yorumu.



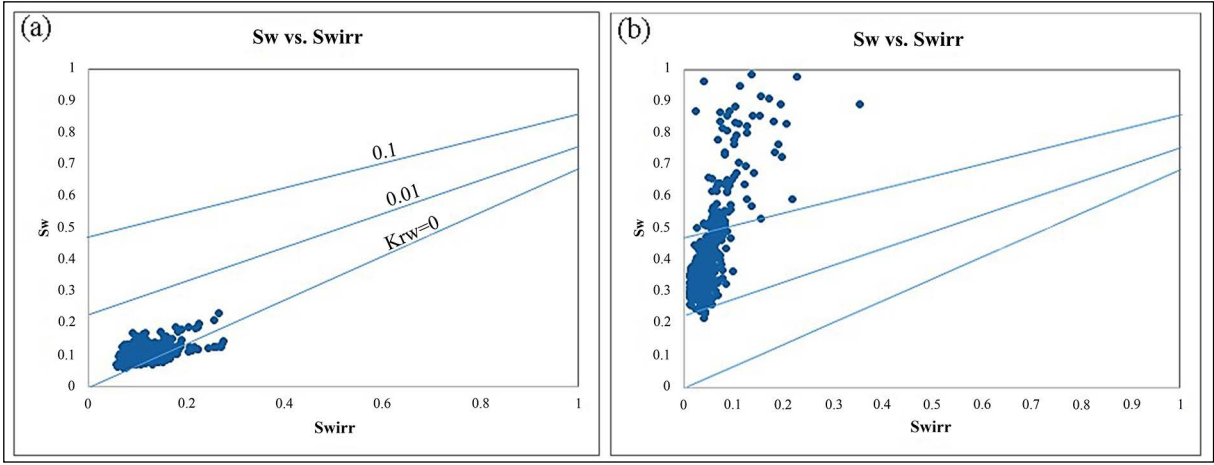
Şekil 10- Avanaş Formasyonu'nun gözenekli kısmı (dolomit) için bilgisayar işleme yorumu.

oluşturduğu görüntülenen konumlar 0.01'den daha az bir bağıl su geçirgenliğine sahiptir. Buna ek olarak, neredeyse tüm sahalar sıfır  $K_{rw}$  ile haritalanmıştır (Şekil 11a). Suya karşı çok düşük bağıl geçirgenlik, serbest su üreten bir rezervuarın (yani indirgenemez bir durumda) varlığına işaret ederken, yoğun bölüm büyük bir  $K_{rw}$  değerine sahiptir (Şekil 11b). Şekil (12), Swirr'e karşı Sw grafiğini kullanarak çeşitli petrole bağıl geçirgenlik ( $K_{ro}$ ) çizgilerini göstermektedir. Bu şekilde çizilen noktalar sadece bir ( $K_{ro} = \%100$ ) çizgi etrafında kümelenmiştir. Bu da Khurmala petrol sahasındaki rezervuarın sadece petrol üreteceği beklentisini göstermektedir. Çalışma rezervuarı için su kesimi (WC) çapraz grafiği (Şekil 13), çizilen noktaların %0 ile %20 WC arasında gruplandığını ortaya koymaktadır. Bu durum, rezervuarın yalnızca petrol üretecek (yüzde 20'den az) bölgelere sahip olduğunu göstermektedir. Diğer kısımdaki formasyon (kireçtaşından oluşan) 0,01 ile 1 arasında değişen

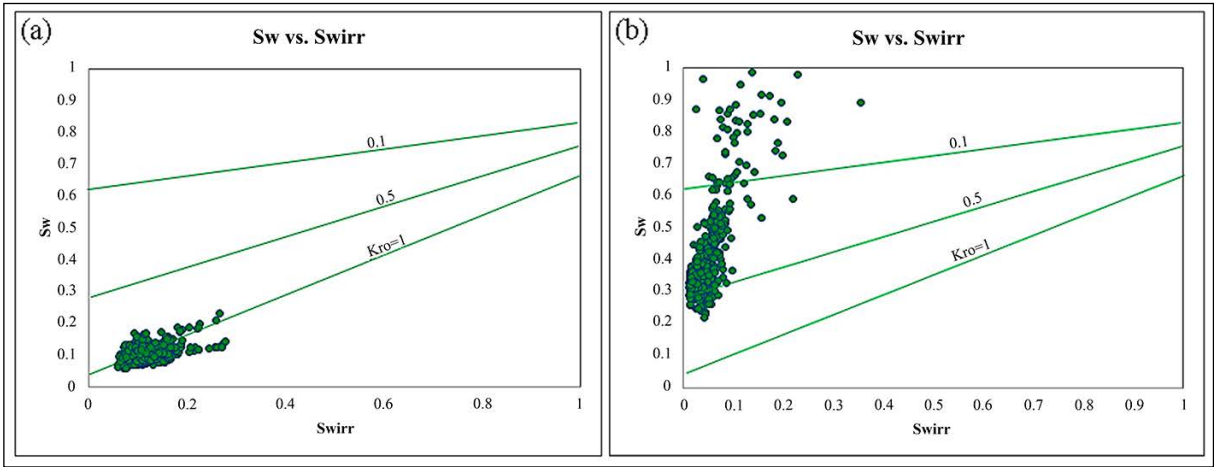
yeterli bağıl su geçirgenliği değerlerine sahiptir. Bu formasyonun petrolle ıslak olduğu ve gözenekli kısımdaki bir miktar suyun üretim sırasında petrolle birlikte hareket edeceği anlamına gelir. Bu kısımdaki su kesimini göstermek için Swirr'e karşı SW grafiği çizilerek bu sonuca ulaşılmıştır. Bu parametrenin %20 ile %60 arasında değiştiği/altere olduğu/değişiklik gösterdiği açıktır.

#### 4.2.7. Litoloji ve Mineraloji Modeli

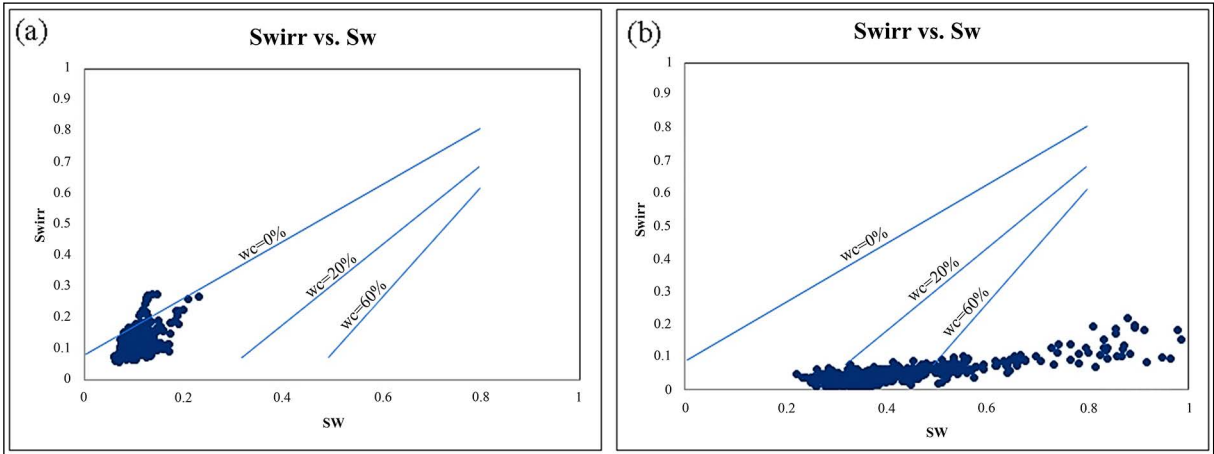
Şekil (14 ve 15)'te gösterildiği gibi seçilen kuyu için nötron gözenekliliğinin yoğunluğa bağlı çapraz grafiği, kireçtaşı ve dolomitin incelenen alandaki Avanaş Formasyonu'nun litolojisinin büyük kısmını oluşturduğunu göstermektedir. Schlumberger'in (1998) Rohmatrix ve Umatrix çapraz grafikleri değerlendirmesine göre, formasyonun sığ kısmı büyük ölçüde kalsitten, derin kısmı ise ağırlıklı olarak dolomitten oluşmaktadır (Şekil 16).



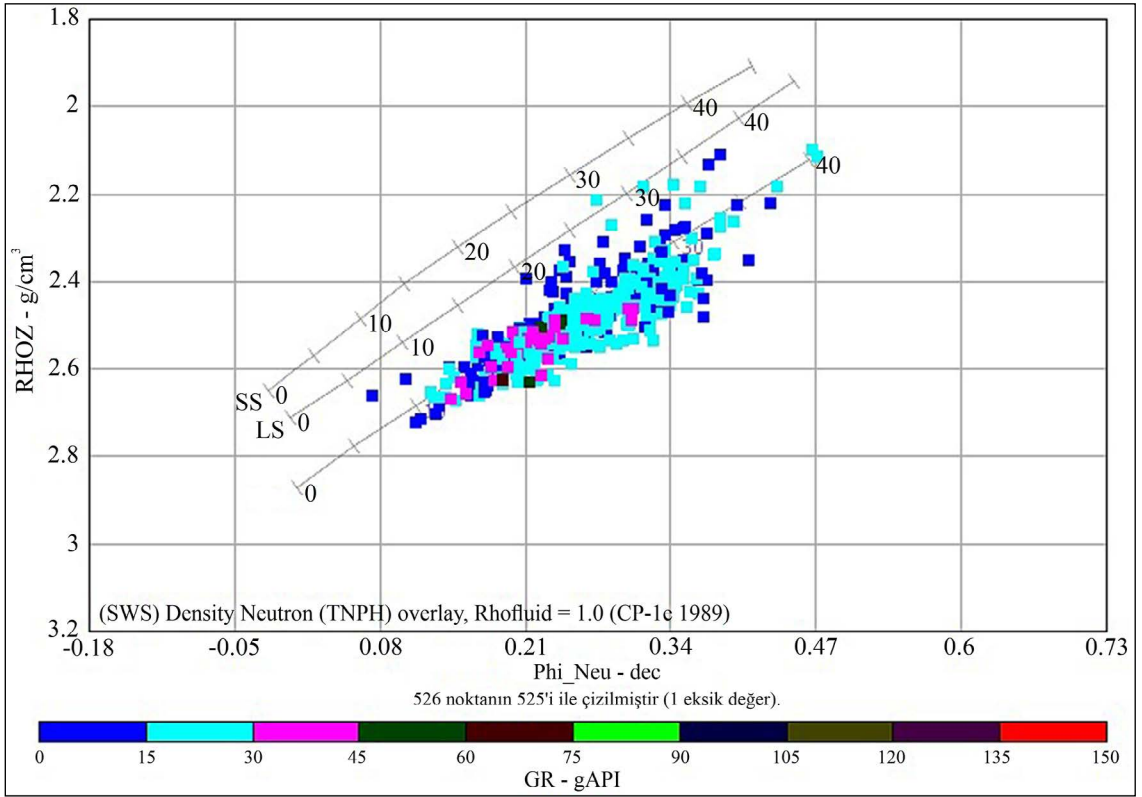
Şekil 11- Suya karşı bağlı geçirgenlik ( $K_{rw}$ ) için Sw ile Swirr arasındaki çapraz grafik şunları göstermektedir, a) Avana dolomitine ilişkin suyun bağlı geçirgenliği, b) Avana kireçtaşı için suyun bağlı geçirgenliği.



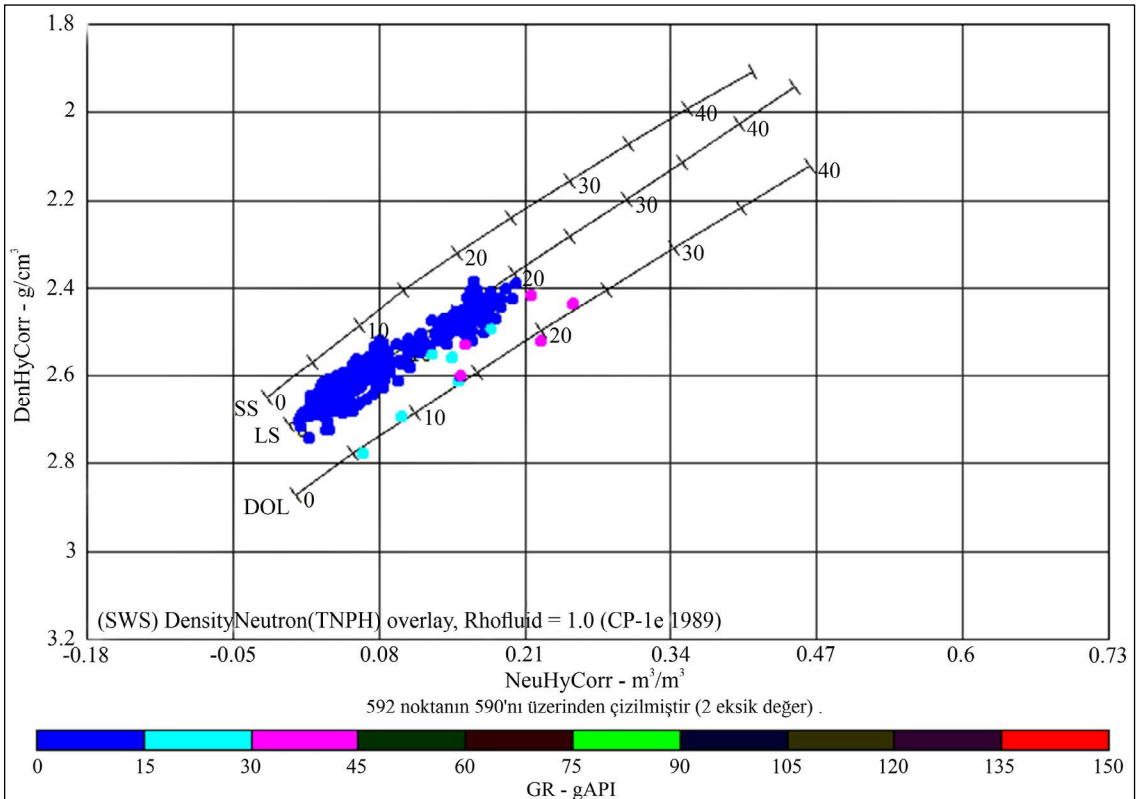
Şekil 12- Petrole karşı bağlı geçirgenlik için Sw ile Swirr arasındaki çapraz grafik ( $K_{ro}$ ) şunları göstermektedir, a) Avana dolomitine ilişkin petrolün bağlı geçirgenliği, b) Avana kireçtaşı için petrolün bağlı geçirgenliği.



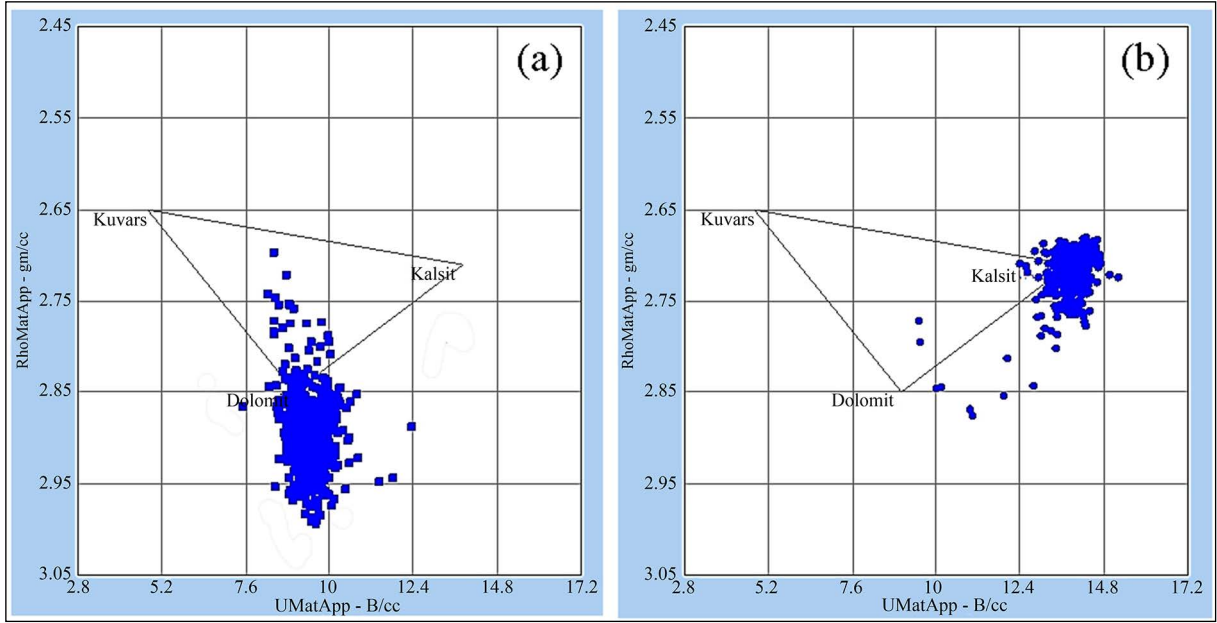
Şekil 13- Avana Formasyonu için Sw ve Swirr arasındaki çapraz grafik, su kesim yüzdesini göstermektedir, a) Avana dolomiti için, b) Avana kireçtaşı için.



Şekil 14- Litoloji ve gözeneklilik tanımlaması için RHOB vs (NPHI) (Avanah gözenekliliği).



Şekil 15- Litoloji ve gözeneklilik tanımlaması için RHOB vs (NPHI) (Avanah yoğunluğu).



Şekil 16- Avanah Formasyonu, dolomit (a) ve kalsit (b) mineral tanımlamasını göstermektedir.

## 5. Tartışma

Avanah, Baba ve Khurmala kubbeleri olmak üzere üç kubbeği içeren Kerkük petrol sahasındaki Orta Eosen Avanah Formasyonu, Irak Kuzey Petrol Şirketi (INOC) tarafından iki bölüme ayrılmıştır; bunlar, esas olarak dolomit ve dolomitik kireçtaşından oluşan gözenekli birim olan alt Avanah ve esas olarak kireçtaşından oluşan yoğun birim olan üst Avanah'tır (Al-Hamdany ve Sulaiman, 2014). Ayrıca Musheer (2021), TECHLOG yazılımını kullanarak Khurmala petrol sahasının altı kuyusunda Avanah Formasyonu'nun petrofiziksel değerlendirmelerini yapmış ve petrol sahasının orta ve kuzeybatı kısımlarının, güneydoğu kısmına kıyasla daha az su doygunluğunun yanı sıra artan gözeneklilik ve geçirgenlik nedeniyle iyi rezervuar özelliklerine sahip olduğu sonucuna varmıştır.

Mevcut çalışmada, nötron gözenekliliğinin yoğunluğa bağlı çapraz grafiği, Avanah Formasyonu'nun alt kısmındaki ana litolojinin dolomit, üst kısmında ise esas olarak kireçtaşı olduğunu göstermektedir. Bu durum, dolomitik kireçtaşının alt ve orta kısımlarda baskın olduğu, üst kısımda ise kireçtaşının hakim olduğu Gomaspan mostra kesitinde de ortaya çıkmaktadır. İncelenen kuyudaki formasyonun şeyl hacmine göre hesaplanan kil konsantrasyonu dolomit kısmında (Avanah

gözenekli) %8 ve üst kireçtaşı kısmında (Avanah yoğun) %4'tür. Avanah Formasyonu'nun tamamında %10'dan az olan kil içeriği formasyonun etkin gözenekliliğini ve geçirgenliğini artırmaktadır (Moradi vd., 2016).

Alt dolomit kısmı, 0.02 hiperbolik çizgisi etrafında çizilen eşit dağılımlı noktaların ortaya koyduğu gibi çok düşük su doygunluğu göstermiştir. Üst kireçtaşı kısmı ise hiperbolik çizgi boyunca rastgele dağılımlarla gösterildiği gibi daha fazla su içermektedir. Gomaspan kesitindeki Avanah Formasyonu'nun petrografik incelemesi, alt ve orta dolomitik kireçtaşı kısmının ikincil gözenekliliğe sahip olduğunu, esas olarak kristaller arası dolomit gözeneklerinin çözünme yoluyla genişlemesinden oluşan oyuklu gözenekliliğe ve oluşan kalıplı gözenekliliğe sahip olduğunu doğrulamaktadır. İskelet tanelerinin çözünmesi ile oluşmuştur ve formasyondaki hidrokarbonun ana konağı olarak kabul edilirler. Üst kireçtaşı kırıklı ve kalıplı gözeneklilik içermesine rağmen, çoğu kalsit ve demir oksit çimentosu ile doludur, bu da geçirgenliği azaltır ve Avanah yoğun kısmının rezervuar özelliklerinin zayıflamasına neden olur.

Yeraltı bölümündeki formasyon üretilmiş su içermez ve gözenekli ortamda hem petrol hem de su için göreceli geçirgenliğe dayalı olarak en iyi

hareketli hidrokarbon mevcuttur, ayrıca formasyon özellikle dolomit birimlerinde sifıra yakın düşük su kesimine sahiptir ve bu bölümde ticari bir hidrokarbon üretilebilir.

## 6. Sonuç

Kuzey Irak'ın Erbil şehrindeki Khurmala petrol sahasındaki Avanah Formasyonu, formasyonun litolojisine göre iki kısma ayrılır; kireçtaşı ve dolomit. Gomaspan mostrasında formasyonun ince kesit incelemeleri ile entegre edilmiş kuyu logu verilerine dayalı rezervuar özelliklerinin kapsamlı bir araştırması, formasyonun dolomitik kısmının kireçtaşı kısmından önemli ölçüde daha büyük bir boşluk içeriğine sahip olduğunu ortaya koymuştur. Başlıca gözenek tipleri ikincil gözeneklilik olup, çoğunlukla kireçtaşı kısmında boşluklu, kalıp boşluklu, tanelerarası ve breşleşmiş gözeneklilikleri içerir ve kalsit ve demir oksit çimentosu ile doldurulur. Khurmala petrol sahasındaki Avanah ardılıının alt kısmındaki kırıklar, çok düşük su doygunluğu içerir ve petrol ve su için yaklaşık yüzde 100 ve ikincisi için sifıra yakın olan nispi geçirgenliğe dayalı olarak önemli hidrokarbon doygunluğuna işaret eder. Ancak bu bulgular, özellikle ardışıklığın alt kısmında bazı hidrokarbonlar içerdiğinden kireçtaşı fraksiyonu için kesin değildir.

## Katkı belirtme

Bu araştırma için veri paylaşımını sağlayan NOC şirketi çalışanlarına derin teşekkürlerimizi sunarız.

## Değınilen Belgeler

- Al-Hamdany, A. M., Sulaiman, M. A. 2014. Porosity of Avanah Formation and its Stratigraphical Distribution in Selected Wells of Kirkuk Oil Field. *Iraqi National Journal of Earth Sciences* 14(1), 49-66.
- Asaad, I. S. 2022. Lithostratigraphy and microfacies analysis of Avanah Formation (Middle Eocene) in Gomaspan section northeast Erbil City, Iraq. *Kuwait Journal of Science* 49(3), 1-21.
- Asaad, I. S., Omer, M. F., Ahmed, A. M. 2022a. Porosity Evolution and Microfacies Analysis of Khurmala Formation (Paleocene-Early Eocene) from selected sections in northern Iraq revealed by cathodoluminescence spectroscopy. *Iraqi Geological Journal* 55 (2F), 79-98.
- Asaad, I. S., Al-Juboury, A. I., Bal Akkoca, D., Jha, P. 2022b. Petrography and mineralogy of rinded ferrous-

carbonate concretions in the Middle Eocene carbonate rocks: A case study from the Avanah Formation in north-east Erbil City, northern Iraq. *Geological Journal* 57(8), 3021–3032.

- Asquith, G., Gibson, C. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologist, 216.
- Asquith, G., Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologist 244.
- Awdal, A. H., Braathen, A., Wennberg, O. P., Sherwani, G. H. 2013. The characteristics of fracture networks in the Shiranish formation of the Bina Bawi Anticline; comparison with the Taq Taq field, Zagros, NE Iraq. *Petroleum Geoscience* 19(2), 139–155.
- Balaky, S. M., Al-Dabagh, M. M., Asaad, I. S., Tamar-Agha, M., Ali, M. S., Radwan, A. E. 2023. Sedimentological and petrophysical heterogeneities controls on reservoir characterization of the Upper Triassic shallow marine carbonate Kurra Chine Formation, Northern Iraq: Integration of outcrop and subsurface data. *Marine and Petroleum Geology* 149, 106085.
- Blunt, M. J., Bijeljic, B., Dong, H., Gharbi, O., Iglauer, S., Mostaghimi, P., Paluszny, A., Pentland, C. 2012. Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resources* 51, 197-216.
- Buday, T. 1980. *The Regional Geology of Iraq, Vol 1: Stratigraphy and Paleogeography*. Geological Survey of Iraq, 445.
- Catuneanu, O. 2006. *Principles of sequence stratigraphy*. Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Alberta, Canada. First Edition Elsevier Science Publishers Company Inc.
- Choquette, P.W., Pray, L.C. 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary 600 carbonates. *AAPG Bulletin* 54, 207 – 250.
- Crain, E. R. 1986. *The log Analysis Handbook*. Penn-Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA, 684,
- Flügel, E. 2010. *Microfacies of carbonate rocks, analysis, interpretation and application*. Berlin: Springer-Verlag, 976.
- Fouad, S. F. 2012. *Tectonic Map of Iraq, Scale 1: 1000 000*. 3rd edit, GEOSURV, Baghdad.
- Friedman, G. M. 1959. Identification of carbonate minerals by staining methods. *Journal of Sedimentary Research* 29(2), 87– 97.
- Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S., Kalam, M. Z. 2008. Carbonate reservoir rock



- typing e the link between geology and SCAL. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 3-6 November 2008. SPE, Abu Dhabi, UAE, 14.
- Gonfalini, M. 2005. The fundamental role of formation evaluation in the E and P process. STYPED "Sponsor Team for young petroleum Engineers Development.
- Hamon, G. 2003. Two-phase flow rock-typing: another perspective. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 05 October 2003, Denver, Colorado, 12.
- Moradi, S., Moeini, M., Al-Askari, M. K. G., Mahvelati, E. H. 2016. Determination of shale volume and distribution patterns and effective porosity from well log data based on cross-plot approach for a shaly carbonate gas reservoir. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 44 (4), 042002.
- Mukherjee, S., Kumar, N. 2018. A first-order model for temperature rise for uniform and differential compression of sediments in basins. International Journal of Earth Sciences 107, 2999– 3004.
- Musheer, S. H. 2021. Petrophysical Assessment of Avana Reservoir in Khurmala Dome of the Kirkuk Field, Iraq. MSc. Thesis, Near East University, Nicosia, Cyprus.
- Neilson, J. E., Oxtoby, N.H. 2008. The relationship between petroleum, exotic cements and reservoir quality in carbonates e a review. Marine and Petroleum Geology 25 (8), 778-790.
- Nnaemeka, E. 2010. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Prentice Hall. United States, 700.
- Pickett, G.R. 1972. Practical formation evaluation. G.R Pickett Inc, Golden. Colorado, 1445.
- Schlumberger, 1986. Log Interpretation Manual/charts. Schlumberger, Houston, 125.
- Schlumberger, 1998. Cased hole log interpretation principles/applications. Schlumberger Wireline and Testing, Houston, p. 198.
- Sibley, D. F., Gregg, J. M. 1987. Classification of dolomite rock textures, Journals of Sedimentary Petrology 57, 967 – 975.
- Tiab, D., Donaldson, E. C. 2004. Petrophysics, theory and practice of measuring rock properties and fluid transport properties, 2nd edn. Gulf Professional Publishing, Houston, 920.
- Wanles, H. R. 1979. Limestone response to stress: Pressure solution and dolomitization. Journal of Sedimentary Research 49(2), 437 – 462.
- Worthington, P. F. 1985. The Evolution of Shaly-Sand concepts in Reservoir Evaluation, The Log Analyst, 23-40.
- Yang, Sh. 2017. "Fundamentals of petrophysics," Petroleum Industry Press and Springer Verlag, Springe Geophysics. Germany, 502.

