

**Tokaris Sahası Mardin-Adıyaman Grubu Birimlerinin  
(Adıyaman-Kahta) Petrol Hazne Kaya Özelliklerinin Elan  
Plus Yazılımıyla Değerlendirilmesi (Güneydoğu-Türkiye)  
*Interpretation of Tokaris Area Adıyaman-Mardin Group Members'  
Adıyaman-Kahta Rezervuar Properties in Elan Plus Software***

Nurettin SONEL

Ankara Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Müh. Böl. 06100, Tandoğan, Ankara

Nihal EKER

Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Dışkapı, Ankara

Ali SARI

Ankara Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Müh. Böl. 06100, Tandoğan, Ankara

Suat BAĞCI

Orta Doğu Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, Ankara

**Öz**

Bu çalışma Güneydoğu Anadolu Bölgesinde, Adıyaman iline bağlı Kahta ilçesinin 20 km. doğusunda gerçekleştirilmiştir. Tokaris sahasındaki kuyulara ait log dataları petrofiziksel özellikleri belirlemek üzere Elan Plus programında değerlendirilmiştir. Elan Plus programıyla kuyu log dataları yorumlanarak rezervuar seviyeleri belirlenmeye çalışılmıştır. Sonuçta rezervuar zonunun efektif porozitesi, toplam porozitesi, kil hacmi, formasyon suyu doygunluğu, hareketli ve kalıcı petrol miktarları bulunmuştur.

Bölgede rezervuar kayalar, Karaboğaz formasyonu ve Mardin Grubuna ait Sabunsuyu, Derdere ve Karababa formasyonlarının karbonatlarıdır. İnceleme alanındaki kuyularda üretim Mardin Grubunun çatlaklı dolomit ve kireçtaşlarından sağlanmaktadır. Bölgede rezervuar kalitesini ve üretimi etkileyen en önemli parametre geçirgenliktir. Tokaris sahasında Karaboğaz formasyonu %5-6 poroziteli çörtlü kireçtaşlarından oluşur ve üretken değildir. Karababa-C üyesinin girişten itibaren ilk 10-13 metresinin ortalama porozitesi %5.2-8.4 olan kireçtaşlarından oluşur. Permeabilitesi düşük olup 0.01 md. civarındadır. Kuyularda bu zonda üretim ancak asitleme ile mümkün olabilmektedir. Karababa-C nin alt kesimi kesif kireçtaşlarından oluşmuştur. Karababa-B üyesi kesif kireçtaşlarından, Karababa-A üyesi ise killi kireçtaşlarından oluşur. Derdere formasyonunun girişten itibaren kireçtaşlarından oluşan ilk 15-28 metresinin ortalama porozitesi %1.4-5'dir. Alt seviyelere doğru yer yer %10 poroziteyi bulan değerlerde görülmesine rağmen üretim ancak asitleme ile yapılır. Kireçtaşının altındaki yüksek permeabiliteli dolomitler ise %5.1-9 arası ortalama poroziteye sahip olmasına rağmen N-9 kuyusunda dolomitlerin bol çatlaklı olması nedeniyle porozite %16'dır. Petrol sahasında asıl üretimin yapıldığı seviye Derdere formasyonunun dolomitleridir.

**Anahtar Kelimeler:** Log, Elan Plus Yazılımı, Rezervuar

**Abstract**

*This study has been carried out in 20 km. east of Kahta-Adıyaman in the southern Anatolia region. The log data of some wells in Tokaris field are investigated in order to achieve the petrophysical properties under the software of Elan Plus (Schlumberger) using the Elan Plus software the well log data were interpreted to find reservoir levels. As a result, the effective porosity, total porosity, shale volume, formation water saturation, movable and residual oil volumes are found in the selected zone.*

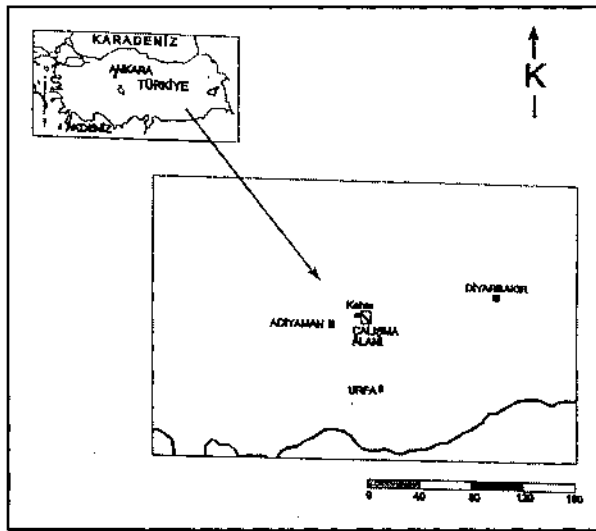
Reservoir rock in the field is Karaboğaz formation and Mardin group carbonates. Production in the investigated field were done from Mardin group craked dolomites and limestones. The most important parameter that effect reservuar quality and production is the permeability, Karaboğaz formation in Tokaris field shows 5-6 % porosity limestones. The field is usually not productive. Karababa-C which is the first 10-13 meters from the ground has avarege porosity of 5.2-8.4 % limestones. It has a permeability of 0.01 md. which is very low. In the wells, the production can only be done by acidizing in these zones. Lower level of Karababa-C is made of dense limestones. Karababa-B is dense limestones and Karababa-A is shaly limestone. D Erde re formation is made of limestones which has 1.4-5 % porosity from the first 15-28 meters. In some part we can find 10 % porosity. However, production can be done only by acidizing. High permeability dolomites under limestones has 5.1-9 % porosity values. Because of many crack in the N-9 well porosity calculated as 16 %. The main production zone is in the Derde re formation dolomites.

Key words: Log, Elan Plus Software, Reservoir.

## GİRİŞ

Çalışma alanı, Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu bölgesinde, Adıyaman iline bağlı Kahta ilçesinin 20 km doğusunda yer alır (Şekil 1).

İnceleme alanı ve yakın çevresinde bugüne kadar yapılan çalışmalar sedimantoloji-petrografi-diyajenez, jeokimya, stratigrafi ve ortamsal analizlerle ilgilidir. Bu araştırmacıların bazıları şunlardır: Sungurlu (1974); Köylüoğlu (1986); Güven vd. (1988); Uygur vd. (1988); Erenler (1989); Çelikdemir vd. (1990); Araç ve Yılmaz (1991); Duran (1991); Perinçek vd. (1991); Sarı ve Bahtiyar (1999); Yılmaz ve Duran (1997) olup Özkanlı (1998) yalnız kuyu log verileriyle çalışmıştır.



Şekil 1. Yer bulduru haritası

Figure 2. Location map of study area

Kuyu loğları birçok çalışmada korelasyon amacı ile kullanılmıştır. Bu çalışmada amaç Kretase karbonatlarının petrofizik log parametrelerini bilgisayar yayılımıyla değerlendirilerek hazne kaya özelliklerini ortaya koymaktır. Güneydoğu Anadolu, Arap plakasının kuzey kenarında yer alır. Bölge de Prekambriyen den güncepe kadar çeşitli havzalarda çökelmiş olan sedimanter kayalar tanımlanmıştır. Arap kıtasının kuzey kenarı boyunca çökelmiş olan ve inceleme alanında otokton istifler ile temsil olunan birimleryaşlıdan gence doğru sunulmuştur (Şekil 2).

Birinci derecede rezervuar kaya özelliği gösteren Kratese yaşlı Mardin Grubu'nun tabanında bölgesel uyumsuzluk mevcuttur. Mardin Grubu sığ denizel karbonatlar ile şelf içi çukurlarda çökelmiş olan ve organik maddece zengin denizel karbonatlardan meydana gelir. Daha sonra transgresif özelliğinde olan sığ denizden havzaya kadar değişen çökel fasyesleri içeren istifler çökelmiştir. Geç Kampaniyen - Erken Maestrihtiyen zamanında yaygın olan türbiditik çökeller bölgenin kuzey alanlarında etkin tektonizmanın varlığına işaret eder. Bu tektonik dönem sonunda kuzey alanlardaki duraylı şelf kenarı ve platform alanlarında resifal ve yığınak türü karbonatlar çökelebilmştir (Çelikdemir ve Dülger 1990; Duran ve Araç 1990; Duran 1991; Araç ve Yılmaz 1991; Çelikdemir vd. 1987; Perinçek vd. 1991).

Çalışma alanında Mardin Grubunun tabanında yer alan Sabunsuyu formasyonu gözlenmez ve Mardin Grubu Derdere ve Karababa Formasyonları

olarak ayrılmaktadır. Derdere formasyonu kırmızı - kahve, koyu kahve renkli kireçtaşları ve krem kırmızı, açık kahve renkli dolomitlerle temsil olunur. Formasyonun en üst seviyelerinde karbonat çamurtaşı- fosilli çamurtaşı / vaketasından oluşur.

Erken diyajenetik gelişmelerle, orjinal dokunun dolomite dönüştüğü söylenebilir. Genellikle dolomitleşmenin neden olduğu billurlararası porozite ile diyajenetik etkilerle ikincil gelişen erime boşluğu porozite saptanmış olup, %2-10 arasında değişir.

| ZAMAN           | GRUP           | FORMASYON    | ÜYE               | LİTOLOJİ          | KALINLIK (m)      | AÇIKLAMA                            |                 |
|-----------------|----------------|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------------|-----------------|
| T E R S İ Y E R | MİDYAT Grubu   | SELMO FM     |                   | [Litostratigrafi] | 0-100             | Çakıtaşı                            |                 |
|                 |                |              |                   | [Litostratigrafi] | 450               | Çakıtaşı, Kili kireçtaşı, Kireçtaşı |                 |
| K R E T A S E   | Şirnak Grubu   | GERMAV FM    |                   | [Litostratigrafi] | 850               | Kumtaşı, Şeyl                       |                 |
|                 |                | KASTEL FM    |                   | [Litostratigrafi] | 450               | Şeyl, Marn                          |                 |
|                 | Adıyaman Grubu | SAYINDERE FM |                   | [Litostratigrafi] | 180               | Şeyl, Kili kireçtaşı                |                 |
|                 |                | KARABOĞAZ FM |                   | [Litostratigrafi] | 45                | Çört, Kireçtaşı                     |                 |
|                 | Mardin Grubu   | Karababa FM  | KBB - C           |                   | [Litostratigrafi] | 35                                  | Kireçtaşı       |
|                 |                |              | KBB - B           |                   | [Litostratigrafi] | 40                                  | Çört, Kireçtaşı |
|                 |                |              | KBB - A           |                   | [Litostratigrafi] | 30                                  | Kili kireçtaşı  |
|                 |                | DERDERE FM   |                   | [Litostratigrafi] | 100               | Kireçtaşı, Dolomit                  |                 |
|                 | BAKURUSLU FM   |              | [Litostratigrafi] | ?                 | Dolomit           |                                     |                 |

Şekil 2. Tokaris sahasında görülen genel stratigrafik kesit (Duran, 1991)

Figure 2. Generalized columnar stratigraphic section for the Tokaris field (from Duran, 1991)

Karababa Formasyonu tabanda Derdere Formasyonu ile diskordan, tavanda ise Adıyaman Grubuna ait Karaboğaz Formasyonu ile uyumludur. Bu Karababa Formasyonu alttan üste doğru A, B ve C üyelerine ayrılmıştır.

Karababa- A üyesi fosfatlı, organik madde içeren, ince kavkı parçalı ve bol planktonik foramlı istiftaşı / yer yer vaketası fasiyesindedir. Birim

kaynak kaya ve petrol türetme özelliği yanında altında yer alan Derdere formasyonu için örtü kaya özelliği de taşımaktadır (Duran, 1991). Bu üyenin üst seviyelerinde az miktarda fosfat görülmektedir.

Karababa-B üyesi krem-bej ve kahve renkli kireçtaşları ve siyah çörtlerle karakterize olur. Kireçtaşları ince kavkı parçalı, planktonik foraminiferli, vaketaşı-istiftaşıdır. Az oranda otjenik kuvars,

glokonit, fosfat, pirit mineralleri ve çört yumruları içerir. Tane boyu ve kavkı oranı tabana doğru azalır. Diyajenetik silisleşme yaygındır. Birimin üst seviyelerine doğru dolomitleşme %10-15 oranında gözlenir (Yılmaz 1993;Yılmaz vd.1991).

Karababa-C üyesinin alt dokanağı Karababa-B üyesi ile dereceli geçişli, üst dokanağı ise Karaboğaz ve Sayındere formasyonları ile uyumsuzdur (Çelikdemir vd., 1987). Karababa C üyesi genellikle kireçtaşı ve dolomitlerle temsil olur. Birim açık bej, krem renkli, kısmen duraysız kireçtaşları ile karakterizedir. Çökel fasiyelerinden ilki Gamma Ray loğunda yüksek değerlerin gözleendiği çörtlü, fosfatlı biyoklastik vaketaşı/istiftaşıdır. ikinci fasiyes biyoklastik vaketası/fosilli karbonat çamurtaşıdır. Sedimanter yapısı biyoklastik vaketası ve istiftaşı olan Karababa-C üyesinde ana diyajenetik etkiler dolomitleşme, yeniden şekillenme ve silisleşmedir. Karababa-C üyesi Karababa-A ve B üyelerinin depolanması ile gittikçe dolan şelf içi havzada sığ denizel-lagüner koşullar altında gelişmiş sığ karbonat platformu çökeldir .

Çalışma alanında Adıyaman Grubu Karaboğaz ve Sayındere Formasyonları ile temsil edilir.Karaboğaz Formasyonu koyu kahve ve siyah renkli organik maddece zengin kireçtaşı ve beyaz krem renkli kireçtaşı ve siyah renkli çörtlerle temsil olunur. Stilolitleşme etkili olup stilolit zonları boyunca hidrokarbon birikimleri (bitümlü malzeme) vardır . Sahada iki fasiyes gözlenmiştir. Glokonit ve fosfat içeren, planktonik foraminiferli organik maddece zengin çamurtaşı ve vaketası, diğeri ise biyoklastik vaketası ve istiftaşıdır. Her iki çökel fasiyeste görünür porozite düşüktür. Ancak ince kılcal çatlakların oluşturduğu porozitenin yanında olası matriks (mikroporozite) porozitelerden bahsetmek mümkündür. Karaboğaz Formasyonu ile üzerinde gelişen Sayındere Formasyonu tabanı arasında bir uyumsuzluk vardır.. Altta Karababa Formasyonu ile olan dokanağı da uyumsuzdur.Sayındere Formasyonu; beyaz, krem renkli, sıkı killi kireçtaşlarının varlığı ile homojen bir görünüm sunar. Sayındere Formasyonu planktonik foraminiferalı karbonat çamurtaşı doku'undadır.

Çalışma alanında açılan kuyularda Tokaris sahasında Şırnak ve Midyat Gruplarına ait formasyonlar ile Şelmo Formasyonu gözlenmez.

Bu araştırmada esas amacımız ise açılan kuyulardan alınan log verileriyle petrol hazne kaya özelliklerini Elan Plus yazılımıyla ortaya koyabilmektir.

## MATERYAL VE METOD

Çalışma alanı olan Tokaris sahasındaki üç kuyunun log verileri ELAN PLUS adı verilen log yayılımında değerlendirilmiştir. Bu yazılım kuyu log verilerini yorumlayarak, rezervuar seviyelerin belirlenmesini sağlar. Bu araştırmada kullanılan loğlar; sonik, densite, neutron, rezistivite, gamma ray, uranyum etkisi çıkartılmış gamma ray ( CGR ), toryum, potasyum ve uranyum loğlarıdır. Bu yazılımla ilgilenilen zonların efektif porozitesi (Peff), toplam porozitesi (Pt), kil hacmi (Vsh), formasyon suyu doygunluğu (Sw), invazyon zonu doygunluğu (Sxo), hareketli (MOS) ve kalıcı (ROS) petrol miktarları elde edilebilmektedir.

ELAN PLUS programının uygulamasında log verileri bilgisayara yüklenir daha sonra PRE - PLUS (loğlar üzerinde kuyudan kaynaklanan ve çevresel etkilerin giderilmesinde kullanılır) programında loğların ön değerlendirmesi yapılır. LOG WARE adı verilen yazılımla kuyu dibi sıcaklıklarındaki rezistivite değerleri belirlenmelidir.

Litoloji ve porozite ile ilgili olarak RHOB-NPHI noktalaması kullanılmıştır. Bu noktalamalar farklı log kombinasyonlarının litoloji ve poroziteye olan hassasiyetini en iyi gösterme yoludur. Avantajı ise kayaç porozitesinin kayaç matriksinin fiziksel özelliklerinden bağımsız olarak hesaplanabilmesidir. UTILITY PLOTS programıyla da noktalama bu çalışmada otomatik olarak yapılmıştır.

Araştırma bölgesinde geçilen formasyonların girişleri, kotları, kalınlıkları, litolojileri, kuyu çapları incelenerek log verilerinin PRE PLUS yazılımında ön değerlendirilmesi yapılarak; rezistivite değerleri,

kuyu dibi sıcaklığındaki rezistivitelere çevrilmiştir. Litoloji ve poroziteye RHOB - NPHI noktalaması kullanılarak bir yaklaşımda bulunulabilir ve kayaç porozitesi bu noktalamayla kayaç matriksinin fiziksel özelliklerinden bağımsız olarak hesaplanabilmektedir. Killi olarak tespit edilen seviyelerde program tarafından killilik düzeltilmesi otomatik olarak yapılmaktadır. Çalışmada kuyu verileri gözden geçirilmiş, kuyunun kestiği karot, kuyu testleri ve üretim bilgisi gibi tüm veriler loglarla birlikte analiz edilmiştir.

Petrofizik log karakterlerini belirlemek için esas alınan parametreler şunlardır: Giriş, Kot, Kalınlık, DT ( Sonik Loğu, msec / ft ), RHOB ( Densite loğu, g / cc ), NPHI ( Nötron loğu, pu ), RT( Rezistivite loğu, ohm.m ) ( MSFL, LLD, LLS), GR ( Gamma Ray, API), CGR ( Uranyum etkisi çıkarılmış gamma ray, API ), THOR (Toryum loğu, ppm ), CALİ ( Kaliper loğu, inç), LITH ( Litoloji ) ve Ortamdır.

Kalitatif analiz için kuyulara ait ham bilgiler BACK UP işlemiyle bilgisayara yüklenmiş, PRE PLUS yazılımında ön değerlendirme yapılmış daha sonra sonik, densite, neutron, rezistivite, gamma ray, SP, kaliper, toryum, potasyum ve uranyum loglarından okunan sayısal değerler ELAN PLUS programına yüklenmiştir. Yapılan log değerlendirmeleri sonucunda her kuyuda Derdere formasyonu, Karababa - A, B, C üyeleri ve Karaboğaz formasyonu için kantitatif log parametreleri listelenmiştir. Bunlar sırasıyla: % PIGE ( Efektif porozite, % ), % PIGT ( Toplam porozite, % ), % SUWI ( Su doygunluğu % ), % SXWI ( Invazyon zonunun doygunluğu % ), % MOS ( Hareketli petrol % ) ve % ROS ( Kalıcı petrol % ) dur.

## KULLANILAN ÖNEMLİ PARAMETRELER VE DEĞERLENDİRME YÖNTEMLERİ

### Şeyi Parametresi

Değerlendirilen birimler içinde en fazla killiğe sahip birim Karababa-A üyesidir. Bu birimdeki kil miktarı maksimum % 26.3-63.0 arasındadır. Diğer formasyonlardaki kil oranı çoğunlukla % 5.0'i geçmez. Şeyi parametresi en fazla killiliğe sahip

Karababa-A üyesinden seçilmiş ve kil oranı burada maksimum % 50.0 olarak kabul edilmiştir. Şeyi yüzdesi hesaplanırken özellikle Densite-Neutron noktalamasından yararlanılarak, minimum değer o noktanın şeyi yüzdesi olarak program tarafından otomatik olarak seçilmiştir.

### Litoloji ve Porozite

Neutron - Densite loglarından okunan porozite değerleri ELAN PLUS programında otomatik olarak hesaplanabilmektedir..

Porozite değerleri Neutron - Densite noktalamasından, kuyu çapındaki bozulmalar nedeniyle, Densite logunun güvenilirliğini yitirdiği yerlerde ise Sonik-Neutron veya sadece Sonik logundan da hesaplanabilmektedir. Bu çalışmada NPHI-RHOB noktalaması kullanılmış olup her formasyon için ayrı ayrı noktalama yapılmıştır.

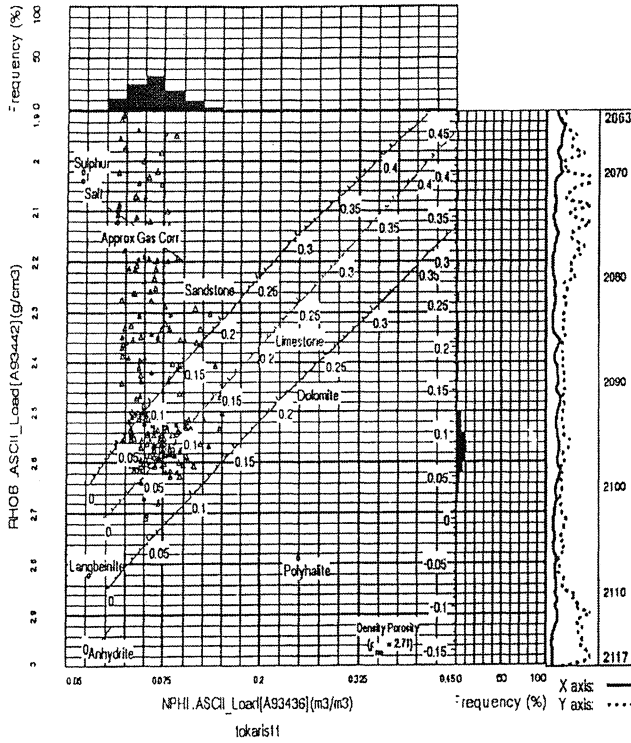
Neutron - Densite noktalamasında hesaplanan bütün gözeneklilik değerleri etken gözenekliliktir (Kil düzeltilmesi yapılarak elde edilen gözeneklilik değeri). Etken gözeneklilik Neutron - Densite logundan okunan porozite verildiğinde program tarafından otomatik olarak hesaplanabilmektedir.

Neutron - Densite X - plot' ında kireçtaşı, dolomit ve kumtaşı matriks eğrileri üzerindeki porozite ölçeği bize iki logun kombinasyonu sonucu elde edilen X - plot porozitesini verir. Ayrıca matriks eğrileri arasındaki mesafe bu litolojilerin belirlenmesinde iyi hassasiyet sağlar. Bu yöntemin en büyük avantajı kayaç porozitesinin kayaç matriksinin fiziksel özelliklerinden bağımsız olarak hesaplanabilmesidir.

Karaboğaz formasyonunda gözeneklilik hesaplanırken bütün sahalarda olduğu gibi aynı problemle karşılaşmıştır.- Bu formasyondaki yüksek organik madde miktarı özellikle neutron logunu etkiler ve formasyonda olduğundan daha fazla gözeneklilik hesaplanmasına neden olur. Ancak bu formasyonun petrografik incelemelerinde çört bantları ve nodülleri içeren, çok düşük gözenekli kireçtaşı yapısında olduğu belirlenmiştir.

Birimlerin değerlendirilmeleri aşağıda sunulmuştur:

Karaboğaz formasyonu : Noktalar dağınık olup, kireçtaşı matrisi üzerinde toplanmıştır ve tipik çört karakteri yansıtmaktadır. Litoloji çörtlü kireçtaşıdır. Çörtlü seviyelerdeki porozite yüksektir (Şekil. 3).

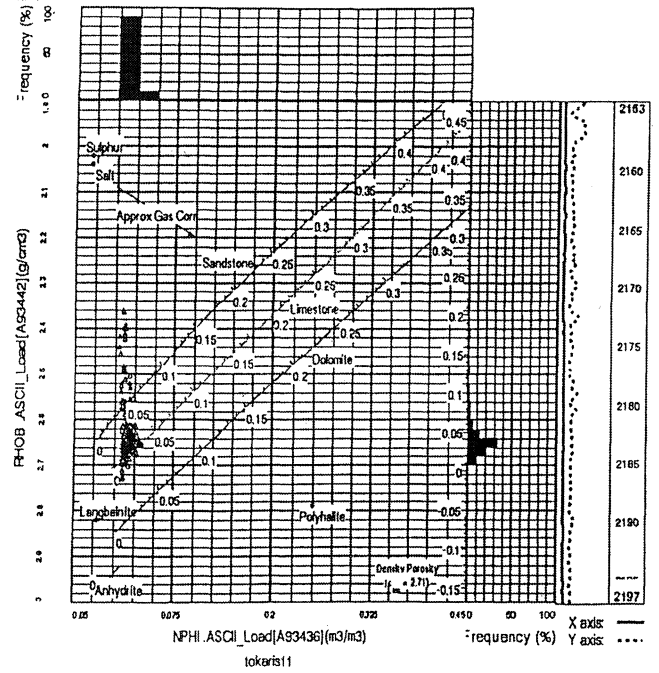


Şekil 3. N-1 1 Kuyusu Karaboğaz formasyonu NPHI-RHOB noktalaması

Figure 3. NPHI-RHOB pointing of Karaboğaz formation in N-1 1 well

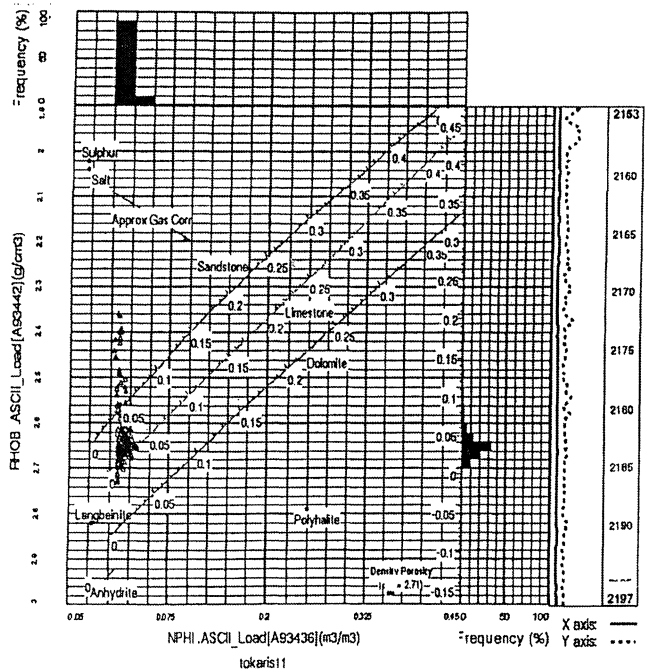
Karababa - C üyesi: Noktalar kireçtaşı matrisi üzerinde ve bir kısmı da kumtaşı - kireçtaşı arasındadır. Litoloji killi kireçtaşıdır. İki küme halinde görülen poroziteden ilki % 1 - 5 arasında olup iyi değildir, ikinci kısım % 10 - 11 civarında porozite göstermektedir (Şekil. 4).

Karababa - B üyesi: Noktalar genelde kireçtaşı ve bir kısmı da kumtaşı matrisi hattı üzerindedir. Bu durum tipik çört karakterini yansıtır. Litoloji çörtlü kireçtaşıdır. (Şekil. 5).



Şekil 4. N-11 Kuyusu Karaboğaz formasyonu NPHI-RHOB noktalaması

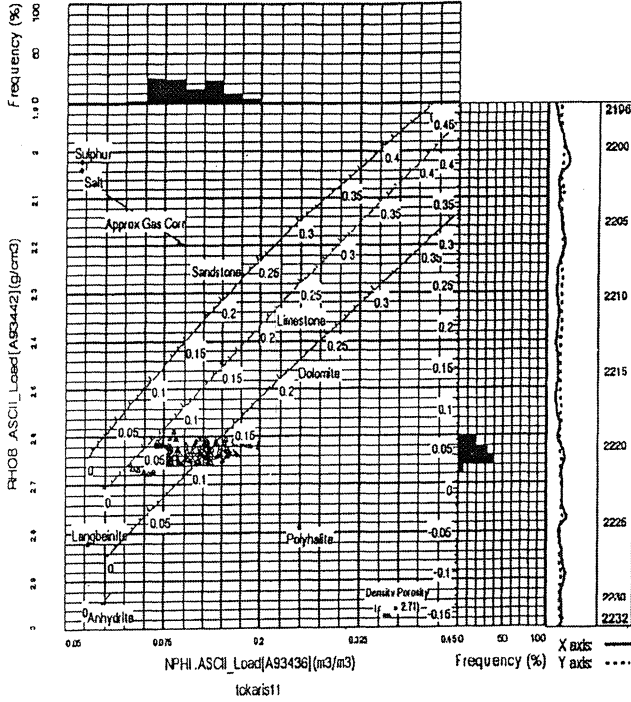
Figure 4. NPHI-RHOB diagram for the Karababa-C member in N-11 well



Şekil 5. N-11 Kuyusu Karababa-B üyesi NPHI-RHOB noktalaması

Figure 5. NPHI-RHOB diagram for the Karababa-B member of N-11 well

Karababa - A üyesi: Noktalar matriks hattının altına düştüğünden bu formasyon killidir. Bunun için kil düzeltmesi yapılması gerekir. Killer yüksek oranda porozite içermesine rağmen, permeabilitesi düşüktür veya yoktur. Killer poroziteyi artırıcı, yoğunluğu düşürücü yönde etki eder. Kilin gözeneklerinde bulunan suyun tuzluluğundan dolayı rezistivite düşer. Kilin bulunması rezervuarı olumsuz yönde etkiler. Kapilariteden dolayı kil tanelerinin çeperleri suyu tutar. Bu da petrolün girmesini engeller (Şekil. 6). A- üyesinde kil düzeltmesi yapıldıktan sonra değerlendirme sonucu litolojinin killi kireçtaşı olduğu görülür.

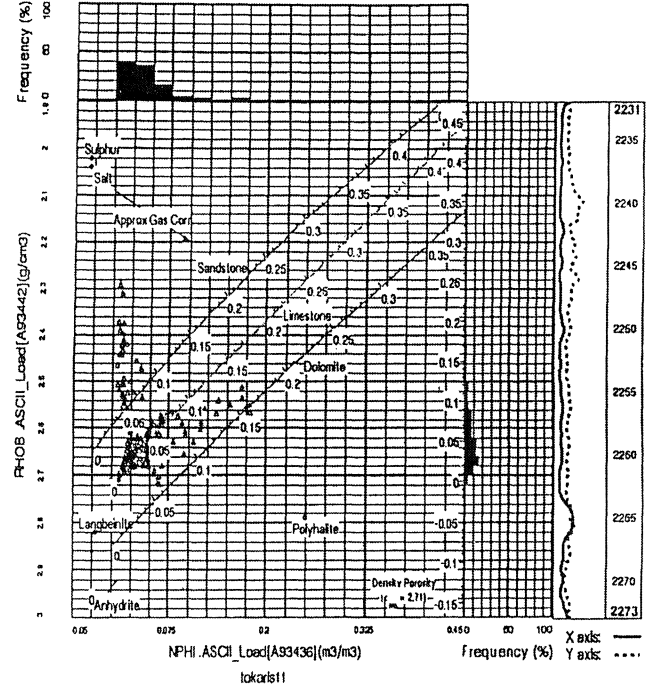


Şekil 6. N-1 1 Kuyusu Karababa-A üyesi NPHI-RHOB noktalaması

Figure 6. NPHI-RHOB diagram for the Karababa-A member of N-1 1 well

Derdere formasyonu: Noktalar çoğunlukla kireçtaşı matriksi üzerinde toplanmış olup, bir kısmı

da kireçtaşı - dolomit arasındadır. Porozite dolomitli seviyelerde iyidir (Şekil 7).



Şekil 7. N-1 1 Kuyusu Karaboğaz formasyonu NPHI-RHOB noktalaması

Figure 7. NPHI-RHOB pointing of Karaboğaz formation in N-1 1 well

Su ve Hidrokarbon Doymuluklarının Bulunması

Sahada su doymuşluğunun buna bağlı olarak da hidrokarbon doymuşluğunun hesaplanmasında en önemli parametre formasyon suyu tuzluluğu ve bunun sonucu olarak da formasyon suyu rezistivitesinin ( $R_w$ ) belirlenmesidir. Bu çalışmada da LOGWARE kullanılarak kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri ve tuzluluklar hesaplanmıştır. Derinlik arttıkça tuzluluk sabit kalır, rezistivite değişir. Sıcaklık değiştiğinde rezistivite değerleri değişir. Ancak tuzluluk değerleri hep aynı kalacağından öncelikle kuyu dibi sıcaklığındaki rezistiviteleri bulmak gerekir, incelenen kuyuların bu verileri Çizelge 1, 2, 3'te sunulmuştur.

Çizelge 1. N-9 Kuyusu için kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri ve tuzluluk.

Table 1. Resistivity and salinity values transformed in the well-bottom temperature for the N-9 well.

|                | Kuyu logu başlığından okunan rezistivite değerleri (T =64° F) | Kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri (BHT = 185° F) |
|----------------|---|---|
| Rm (ohm.m)     | 2.08  | 0.75  |
| Rmf (ohm.m)    | 1.90  | 0.50  |
| Rmc (ohm.m)    | 2.2   | 0.8   |
| Rw (ohm.m)     | -   | 0.165   |
| Saha tuzluluğu | 15 kppm   | -   |

Çizelge 2. N-10 Kuyusu için kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri ve tuzluluk.

Table 2. Resistivity and salinity values transformed in the well-bottom temperature for the N-10 well.

|                       | Kuyu logu başlığından okunan rezistivite değerleri (T=80° F) | Kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri (BHT=206° F) | Tuzluluk (kppm) |
|-----------------------|--|---|-----------------|
| Rm (ohm.m)            | 1.2  | 0.494   | 4.2             |
| Rmf (ohm.m)           | 1.1 (78° F)  | 0.434   | 4.8             |
| Rmc (ohm.m)           | 1.3  | 0.539   | 3.8             |
| Rw (ohm.m)            | -  | 0.130   | -               |
| Saha tuzluluğu (kppm) | -  | -   | 17.4            |

Çizelge 3. N-11 Kuyusu için kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri ve tuzluluk.

Table 3. Resistivity and salinity values transformed in the well-bottom temperature for the N-11 well.

|                       | Kuyu logu başlığından okunan rezistivite değerleri | Kuyu dibi sıcaklığına çevrilen rezistivite değerleri (BHT =210 °F) | Tuzluluk (kppm) |
|-----------------------|--|--|-----------------|
| Rm(ohm.m)             | 0.9 (87° F)  | 0.39   | 5.2 (86° F)     |
| Rmf (ohm.m)           | 0.8 (84° F)  | 0.342  | 6               |
| Rmc (ohm.m)           | 1.2 (86° F)  | 0.529  | 3.8             |
| Rw (ohm.m)            | -  | 0.172  | -               |
| Saha tuzluluğu (kppm) | -  | -  | 12.69           |

Çamur ağırlığı = 1.48 g/cc

Karot Verilerinden Gözeneklilik - Geçirgenlik Değerlerinin Hesaplanması

Çalışma sahasında incelenen kuyuların dışında 2 kuyudan (Tok-2 ve Tok-3) alınan karotların üç tanesi Karababa-C üyesine aittir. Derdere formasyonuna ait analizi yapılabilmemiş tek bir karot mev-

cuttur. Sahada ilk araştırmaların başladığı tarihlere, üretimin formasyonun Karababa-C üyesinden yapıldığı düşünüldüğünden karotların çoğu başlangıçta buradan alınmıştır. Bu karotlardan alınan tapalar üzerinde gözeneklilik-geçirgenlik ölçümleri yapılmıştır (Çizelge 4).



**Çizelge 4.** N-11 Kuyusu Karababa-C üyesi NPFI-RHOB noktalaması.

*Table 4. NPFI-RHOB diagram for the Karababa-C member in N-11 well.*

| Kuyu No   | Formasyon ve / veya Üye | Karot No | Kurtarım | Gözeneklilik (%) | Geçirgenlik (md) |
|-----------|-------------------------|----------|----------|------------------|------------------|
| Tokaris 2 | KBB-C                   | 1        | %100     | 2.72             | 0.03             |
|           |                         |          |          | 0.08             | 0.03             |
|           |                         |          |          | 1.47             | 0.05             |
| Tokaris 3 | KBB-C                   | 1        | %45      | 6.68             | 0.09             |
| Tokaris 3 | KBB-C                   | 2        | %100     | 12.39            | 0.14             |
|           |                         |          |          | 9.76             | 0.14             |
|           |                         |          |          | 4.64             | 0.5              |
|           |                         |          |          | 4.84             | 0.1              |
|           |                         |          |          | 2.19             | 0.03             |
|           |                         |          |          | 3.2              | 0.05             |
|           |                         |          |          | 2.64             | 0.05             |
|           |                         |          |          | 3.82             | 0.05             |
|           |                         |          |          | 2.8              | 0.22             |
|           |                         |          |          | 4.03             | 0.04             |
|           |                         |          |          | 0.57             | 0.03             |
| Tokaris 3 | Derdere                 | 3        | %31      | 10.69            | 0.57             |
|           |                         |          |          | 6.39             | 0.1              |
|           |                         |          |          | 3.73             | 0.05             |

Analiz sonuçlarından Karababa-C üyesinde matriks geçirgenliğinin, çok düşük olduğu gözlenmektedir. Karotların ikisi Karababa-C üyesinin giriş kısmındaki gözenekli zondan alınmıştır. Sonuçlardan, Karababa-C üyesinin üretken kısmının geçirgenlik değerlerinin çoğunlukla 0.1 md'nin altında olduğu görülmektedir. Geçirgenliğin çok düşük olması tabandan veya yanlardan olabilecek herhangi bir akifer basınç desteğinin etkisinin, ya hissedilemeyeceğini ya da uzun bir zaman sürecinde rezervuarı etkileyeceğini göstermektedir.

#### **Basınç Testlerinin Değerlendirilmesi ve Basınç Testlerinden Geçirgenlik Değerlerinin Hesaplanması**

Sahada 9 kuyuda toplam 34 adet DST yapılmıştır. Bunlardan 15 tanesi değerlendirilebilir bulunmuş, okuma yapılmış DST chart okumaları

rezervuar sıcaklığı ve derinliğe göre basınç değerlerine çevrilmiştir (Çizelge 5).

DST chartlarından elde edilen Derdere Formasyonuna ait geçirgenlik değerlerinin karotlardan elde edilenlerden yüksek olduğu görülmüştür. Aradaki fark Derdere formasyonunun çatlaklı yapısından kaynaklanmaktadır. Buna rağmen sadece bir tek DST çatlak etkisini gösteren modele uymuştur. Diğer DST' ler homojen bir yapı gösterir niteliktedir. Bunun sebebi DST sırasında akış ve kapama sürelerinin, çatlak matriks etkileşiminin hissedilmesine yetecek kadar uzun tutulmamasıdır. Karababa-C üyesinde "başarılı" olarak nitelendirilebilecek tek bir DST mevcuttur. Buradan elde edilen sonuçları, karot analizi sonuçları ve ölçülen geçirgenlik değerleri ile kıyaslamak veri az olduğu için sağlıklı görülmemiştir.

**Çizelge 5.** Çalışma sahasında incelenen kuyuların dışındaki kuyularda değerlendirilen DST sonuçları (Güngör vd., 1997).

*Table 5. DST result for the wells beyond the study area (after Güngör et al., 1997).*

| Kuyu No | DST No | DST       | Sonuç     | Basınç(1630)psi | K    | S  | H (FT) | Viskozite |
|---------|--------|-----------|-----------|-----------------|------|----|--------|-----------|
| 3       | 3      | KBB-C     | Başarısız | 3.347           | -    | -  | 89     | -         |
| 3       | 8      | Derdere   | Başarılı  | 3.024           | 0.12 | -1 | 72     | 6         |
| 3       | 9      | Derdere   | Başarılı  | 2.750           | 0.22 | -2 | 82     | 1         |
| 3       | 11     | Sabunsuyu | Başarılı  | 2.884           | 0.82 | 2  | 72     | 1         |
| 4       | 1      | KBZ+KBB-C | Başarılı  | 2.948           | 0.24 | 0  | 89     | 1         |
| 8       | 1      | Derdere   | Başarılı  | 3.033           | 4.63 | -1 | 72     | 6         |
| 12      | 1      | Derdere   | Başarılı  | 2.824           | 1.17 | 1  | 26     | 1         |

**TOKARİS SAHASI KUYU LOĞLARININ  
ELAN PLUS PROGRAMINDA  
DEĞERLENDİRİLMESİ VE YORUMU**

Çalışmanın bu evresinde log, karot, kuyu testleri ve üretim bilgisi gibi tüm veriler analiz edilmiştir. Bu bilgiler ışığı altında kuyu log proses programı olan Elan Plus programında kuyuların bilgisayarda değerlendirmeleri yapılarak kantitatif log parametreleri Çizelge-6' da sunulmuştur.

Çizelge 6. Çalışma alanında yer alan kuyuların ortalama kantitatif log parametre değerleri

Table 6. The average quantitative-log parameter values for the wells in the study area.

| Formasyon / Üye      | % Parametre | N-9 Kuyusu | N-10 Kuyusu | N-11 Kuyusu |
|----------------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| Karaboğaz formasyonu | PIGE        | 1.74       | 2.66        | 1.96        |
|                      | PIGT        | 6.57       | -           | 15.86       |
|                      | SUWI        | 68.29      | 72.14       | 75.3        |
|                      | SXWI        | 85.25      | 100         | 99.64       |
|                      | VCL         | 16.05      | 4.65        | 61.58       |
|                      | MOS         | 16.96      | 27.86       | 24.34       |
|                      | ROS         | 14.75      | 0           | 0.36        |
|                      | PIGE        | 3.8        | 4.22        | 2.53        |
| Karababa-C üyesi     | PIGT        | 9.75       | -           | 9.1         |
|                      | SUWI        | 55.91      | 74.79       | 69.68       |
|                      | SXWI        | 59.83      | 100         | 90.76       |
|                      | VCL         | 13.9       | 3.73        | 31.97       |
|                      | MOS         | 3.92       | 25.21       | 21.08       |
|                      | ROS         | 40.17      | 0           | 9.24        |
|                      | PIGE        | 0.12       | 0.28        | 1.59        |
| Karababa-B üyesi     | PIGT        | 4.10       | -           | 9.61        |
|                      | SUWI        | 99.12      | 70.39       | 12.68       |
|                      | SXWI        | 99.12      | 77.89       | 43.02       |
|                      | VCL         | 13.39      | 4.99        | 39.03       |
|                      | MOS         | 0          | 7.5         | 30.34       |
|                      | ROS         | 0.88       | 22.11       | 59.98       |
|                      | PIGE        | 1.92       | 0.9         | 1.36        |
| Karababa-A üyesi     | PIGT        | 10.45      | -           | 16.6        |
|                      | SUWI        | 99.4       | 74.58       | 40.5        |
|                      | SXWI        | 99.4       | 75.57       | 44.34       |
|                      | VCL         | 27.99      | 24.46       | 65.59       |
|                      | MOS         | 0          | 0.99        | 21.25       |
|                      | ROS         | 0.6        | 24.43       | 34.41       |
|                      | PIGE        | 1.95       | 1.8         | 1.83        |
| Karababa formasyonu  | PIGT        | 6.13       | -           | 11.77       |
|                      | SUWI        | 84.81      | 73.25       | 40.95       |
|                      | SXWI        | 86.11      | 84.49       | 59.37       |
|                      | VCL         | 18.42      | 11.06       | 25.53       |
|                      | MOS         | 3.92       | 11.23       | 24.22       |
|                      | ROS         | 13.88      | 15.5        | 33.54       |
|                      | PIGE        | 6.89       | 63.57       | 5.33        |
| Derdere formasyonu   | PIGT        | 10.88      | -           | 10.31       |
|                      | SUWI        | 36.64      | 33.86       | 41.19       |
|                      | SXWI        | 51.32      | 99.67       | 82.64       |
|                      | VCL         | 11.87      | 7.19        | 24.79       |
|                      | MOS         | 14.68      | 65.81       | 41.45       |
| ROS                  | 48.68       | 0.33       | 17.36       |             |

Sayındere formasyonu :

N -9 kuyusunda, 1988.00 (-1284.00 ) metre giriş ve kotta olup litoloji killi kireçtaşı olarak kesilmiştir. 2121.00 m. den itibaren rezistivite loğunda 2127.00 m. den Karaboğaz girişine kadar permeabilite gözlenmekle beraber poroziteside düşüktür (Şekil 8).

N -10 kuyusunda, 1988.00 (-1297.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji killi kireçtaşı olarak kesilmiştir. Sayındere girişinden itibaren SP' de sapma olmamış ve porozite loğlarında da ilginç bir seviye görülmemiştir (Şekil 9).

N -11 kuyusunda, 1876.00 (- 1248.00 )metre giriş ve kottadır. Formasyonda Th - K aralığının fazla artmaması, GR' in çok yükselmemesi çok killi bir formasyon olmadığını gösterir. Ancak tabana doğru ( GR = 50 ) killilik artmaktadır. Porozitenin düşük ve tamamen sıkı bir litolojide olduğu görülmektedir. 1985 m. nin altında kaliper pikindeki ani artış çatlak olarak değerlendirilmektedir. Bu çatlak olduğu sanılan kısım sondaj çamurunu okumaktadır (Şekil 10).

Karaboğaz formasyonu:

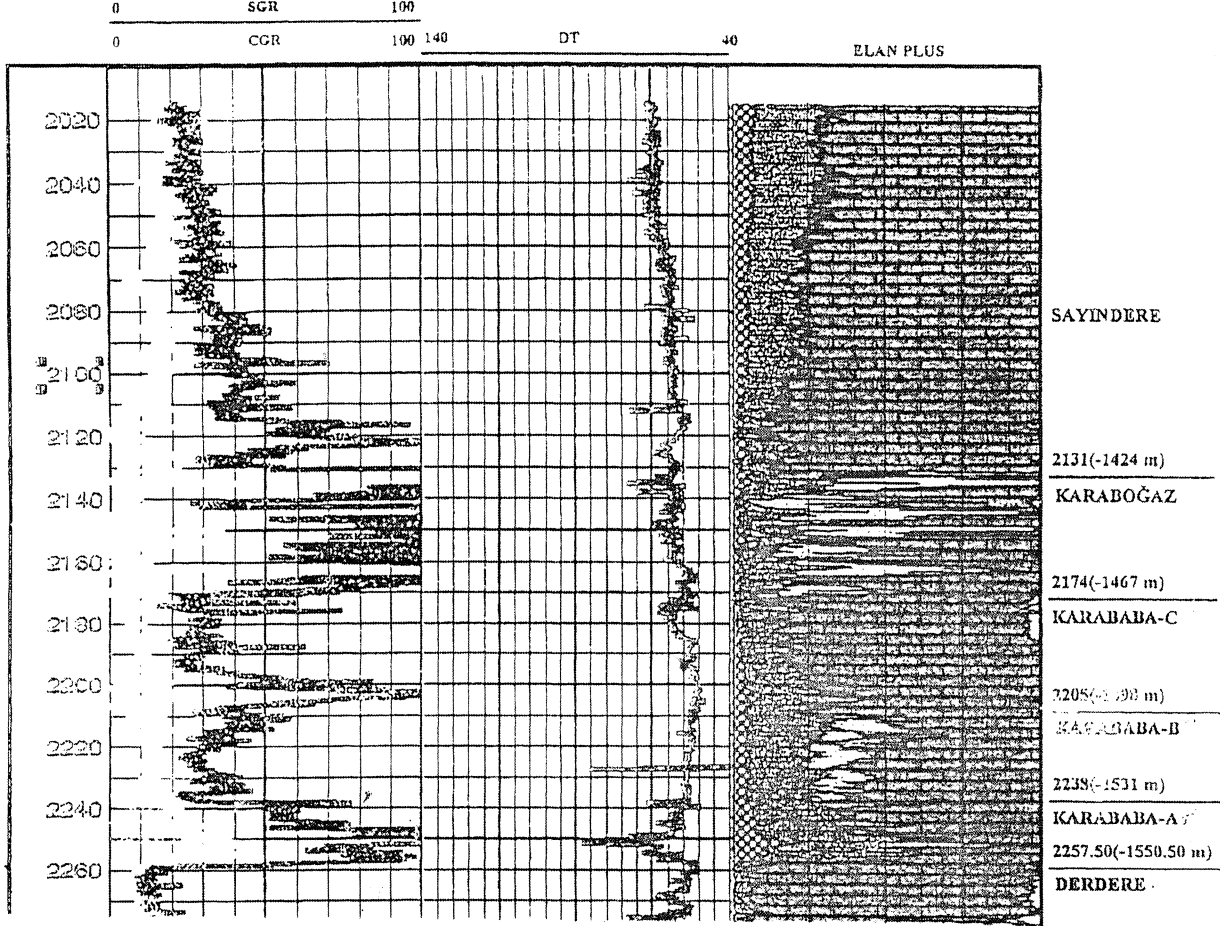
N -9 kuyusunda Karaboğaz formasyonu 2131.00 (-1424.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji çörtlü kireçtaşıdır. Kesintilerde herhangi bir emare gözlenmemiştir. Loğlarda da hidrokarbon (HC) açısından önemli bir seviye görülmemiştir. Efektif porozite %1,7, kil hacmi %16, su doygunluğu % 68 civarındadır (Şekil 8).

N -10 kuyusunda formasyonu 2117.00 (- 1430.00 ) metre giriş ve kottadır. GR loğu okumaları düzensizdir. Litoloji bol çörtlü kireçtaşıdır. Kesintilerde emare gözlenmemiş olup, organik maddece zengin olan birimde porozite düşüktür. Litolojinin düşük killi olan seviyelerinde porozite ve permeabilite azdır (Şekil 9). Efektif porozite %2.6, kil hacmi %4, su doygunluğu %72 dir.

N -11 kuyusunda formasyonu 2064.00 (- 1436.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji çörtlü kireçtaşıdır. Kuyunun 2065.00 - 2085.00 m. lerinde kaliperde bir artış olmuştur. Porozite loğlarından

yüksek porozite ve rezistivite loğlarında da bir seperasyon olmaması bu zonda olası mikroçatlakların varlığını göstermektedir. 2110.00-2117.00 m.leri (Karababa-C girişi) arasında yine permea-

biliteli ve yüksek poroziteli bir zon geçilmiştir, Burada da yine çatlak sözkonusudur (Şekil 10). Efektif porozite % 1,9, kil hacmi %61, su doygunluğu % 75 dir.



Şekil 8. N-9 Kuyusunun Elan Plus programında değerlendirilmesi

Figure 8. Evaluation N-9 well through Elan Plus program

Karaboğaz formasyonu Gamma Ray loğunda gösterdiği yüksek API değerleri ile kolayca ayrılır (Şekil 5). Üst kısımları çörtlü, fosfatlı, planktonik foraminiferli, karbonat çamurtaş - vaketası özelliğindedir. Organik madde bakımından oldukça zengindir. Loğlarda organik maddeden etkilenmesi sonucu Densité - Neutron loğları olduğundan fazla gözeneklilik değerleri gösterir (% 1-7). Aslında Karaboğaz formasyonunun düşük gözenekli ve Tokaris sahasında çatlaklanma yönünden de zengin olmadığı düşünülmektedir. Bu fasiyesin ortalama kalınlığı 27.00 metre civarındadır ve bütün sahada devamlılık gösterir. Gamma Ray değerlerinin

2193.00 metreden itibaren yavaş yavaş düşmeye başlaması ile loğlardan da ayırt edilebilen bu fasiyes planktonik foramlı ve ince kavkı parçalı vaketası olarak tanımlanmıştır. Biyojenik malzeme oranı GR'in yüksek olduğu derinliklere göre daha fazla, çöit ve fosfat oranı ise biraz daha azdır. Görünür matriks gözenekliliği oldukça düşüktür. Loğlarda matriks gözenekliliği % 5 - 7 gibi görünsede petrografik analizler % 4' ü geçmediğini gösterir.

Tokaris sahasında Karaboğaz formasyonundan üretim yapan herhangi bir kuyu mevcut değildir.

Karaboğaz formasyonunun üretken olduğu Adıyaman sahalarında çoğunlukla çatlaklanmanın etken olduğu ve çatlak sisteminin gelişmesine bağlı olan rezervuar olma özelliği taşıdığı bilinmektedir.

Karaboğaz Formasyonunun girişinde yüksek radyoaktiviten bir zon mevcuttur. Nötron, rezistivite, Th ve K loglarından okunan yüksek değerler bu seviyenin organik maddece zengin olduğunu gösterir. Killilik yüksek gibi görülmekte rezistivite değerlerine bakıldığında killilikten geldiği sanılan bu durumun aslında organik maddece zengin olmasından kaynaklandığı anlaşılmaktadır. Çünkü petrofizik log parametrelerindeki artış gerçekten killilikten olsa idi rezistivitelerin düşük olması gerekirdi. Killilik genelde düşük olup Gamma Ray okumasının asıl bileşenini uranyum oluşturmaktadır..

Karaboğaz formasyonu öncelikle petrol türümüne olanak sağlayan bir kaynak kaya, alttaki rezervuarlar için örtü kaya ve sığ fasiyesin gelişmesi durumunda da rezervuar kaya özellikleri sunmak\*-. Bölge için kabul edilen bir görüşte Karaboğaz formasyonundan türeyen petrolün ya yerinde kapanlandığı ya da sınırlı göçe maruz kaldığıdır.

#### Karababa - C üyesi:

N-9 kuyusunda Karababa - C üyesi, 2174.00 (-1467.00 ) metre giriş ve kottadır. Temiz kireçtaşı olarak geçilen organik maddece zengin bu birimde, kesintilerde emare görülmemiştir. 2180.50 - 2201.00 m. ler arası yapılan DST sonucu 1 tk. de petrollü sondaj çamuru alınmıştır. Formasyon girişinden 2185.00 m. ye kadar % 5 poroziteli, permeabilitesi çok az olan seviye vardır. Alttan 5 m. kadarı test edilen bu seviyede permeabilite sorunu vardır. Testte, akış basınçlarının düşük olması da asit sonrası liriti lebi liri iğinin zor olacağını düşündürmektedir. 2185.00 m. den formasyon tabanına kadar birim kesiftir. LLS ( orta zonda rezistivite okuması ohm.m) ve LLD (derin zonda rezistivite okuması ohm.m) loglarındaki seperasyon mikroçatlaklardan kaynaklanmıştır. Ancak devamlılığı olmayıp, sönmülenen kılcal çatlaklardır (Şekil 8). Ortalama efektif porozite %3.8, toplam porozite %9.7, kil hacmi % 13 dir.

N-10 kuyusunda Karababa - C üyesi, 2162.00 (-1475.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji temiz kireçtaşıdır. Karababa - C girişinden itibaren 13 m. lik % 8-9 poroziteli bir zon geçilmiştir.. Ayrıca 2164.00 - 2187.00 m. ler arası kesintilerde az petrol emaresi görülmüştür (Şekil 9). Efektif porozite %4.2, kil hacmi %3 dir.

N-11 kuyusunda Karababa - C üyesi, 2117.00 (-1489.00 ) metre giriş ve kottadır. Girişten itibaren 13 m. lik poroziteli bir zon geçilmiştir. GR' in çok yüksek olmaması killi bir formasyon olmadığını gösterir. SP' de sola sapma olması rezistivite loglarında seperasyon olmaması ve permeabi I itenin düşük olduğunu gösterir. Ancak 2120.00 - 2128.00 m. leri arasında permeabiliteli bir zon geçilmiştir. Kireçtaşı olarak kesilen birimde 2141.00-2142.00 m. leri arasında SP, rezistivite ve porozite logları artış göstermiştir. Burda çatlak olabileceği düşünülmekte ve önemli bir hedef seviyedir (Şekil 10). Karababa C üyesi Tokaris sahasında ikinci derece rezervuar olma özelliği gösteren bir fasiyestir. Sahada üretilen petrolün bir bölümü Karababa C üyesi içindeki bu gözenekli zondan elde edilir. Çörtlü, fosfatlı biyoklastik vaketası / istiftası olarak tanımlanan bu zon görünür matriks gözenekliliği taşımasına rağmen SEM çalışmaları sonucu mikro boşluklar arasında muhtemel bağlantının pek olmadığı görülmüştür. Bu da fasiyesin geçirgenliğinin zayıf olduğunun göstergesidir. Üretim değerleri de bunu doğrulamaktadır. Bu fasiyesin ortalama log gözenekliliği % 8 civarındadır. Tek kuyudan alınan ( Tokaris - 6 ) FMI logundan çatlaklanmanın sınırlı, çatlakların çoğunlukla yarı dolgulu oldukları gözlenmiştir. Ortalama kalınlığı 12.00 metre olan bu fasiyes sahanın genelinde devamlılık gösterir.

Karababa C üyesinin tabanını oluşturan bu fasiyes biyoklastik malzemenin karışımını içeren vaketaşları ile karakterize edilebilir. Bu fasiyesin ortalama log gözenekliliği % 3 - 4 arasındadır. Çatlak sisteminin iyi gelişmediği bu fasiyes rezervuar özellikleri göstermez. Bu fasiyesin saha içinde ortalama kalınlığı 22.00 metredir ve bütün sahada devamlılık gösterir.

Karababa-C üyesinde Th yoktur, K ise son derece düşüktür ve bu durumda killilikten bahsedilemez. Buradaki radyoaktivite uranyumdan kaynak-

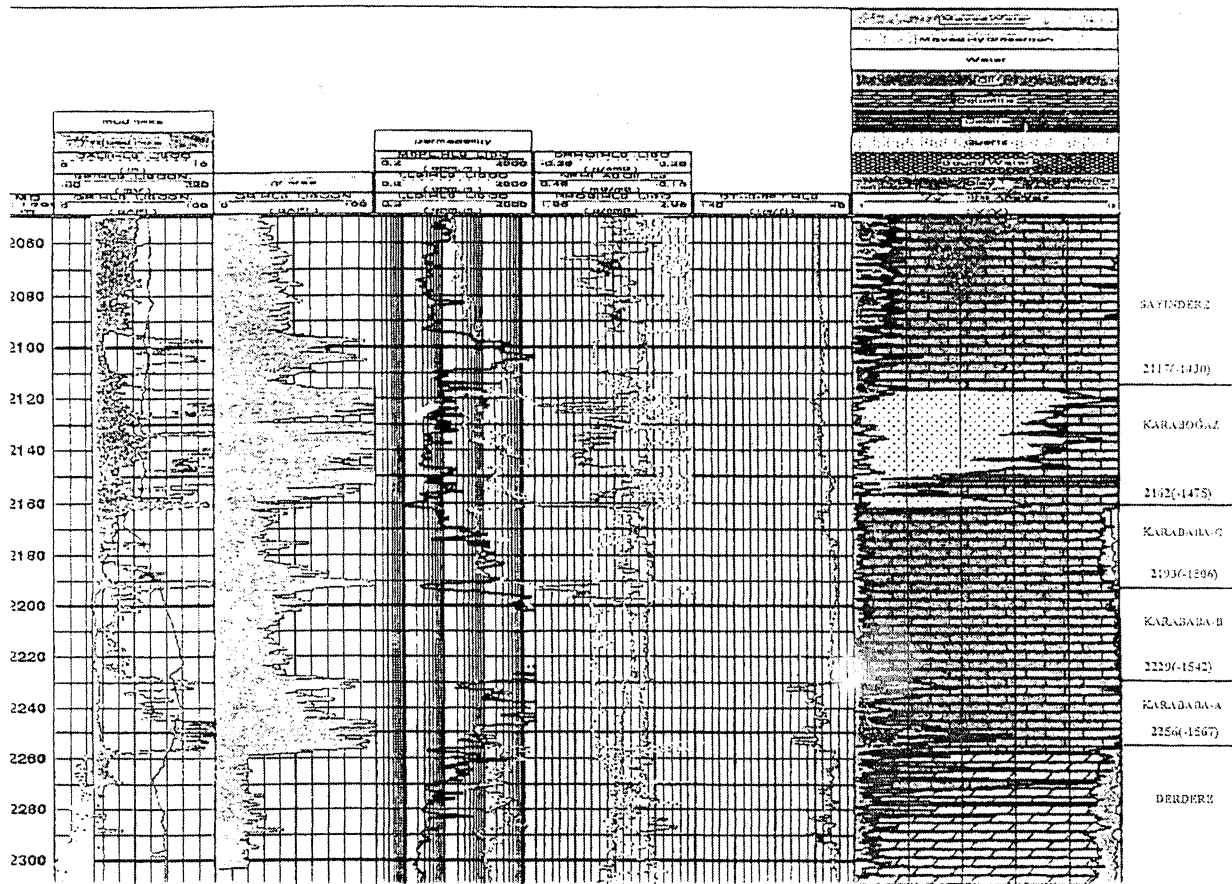
lanmaktadır. Üretim bu formasyonda girişten sağlanmaktadır. Genelde burada birincil porozite gelişimi de gözlenmektedir. Bunun dışında kesif olarak geçilen birimde çatlakların gelişimi üretim için belirleyici olmaktadır.

#### Karababa - B üyesi:

N-9 kuyusunda, Karababa - B üyesi 2205.00 (-1498.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji killi, çok az çörtlü, kesif kireçtaşı olup birimin porozite ve permeabilitesi düşüktür. Rezistiviteler çok yüksek-

tir. Çatlak gelişen yerlerde petrol olabilir (Şekil 8). Ortalama efektif porozite %0.1, toplam porozite %4, kil hacmi % 13 dür.

N-10 kuyusunda, Karababa - B üyesi 2193.00 ( -1506.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji çörtlü kireçtaşıdır. Rezistivite loglarından back - up olduğu görülmektedir (Şekil 9). Ortalama efektif porozite %0.2, kil hacmi %4 dür.



Şekil 9. N-10 Kuyusunun Elan Plus programında değerlendirilmesi

Figure 9. Evaluation N-10 well through Elan Plus program

N-11 kuyusunda, Karababa - B üyesi 2154.00 (-1526.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji çörtlü kireçtaşıdır. Rezistivite loglarından bu formasyonun kesif olduğu anlaşılmaktadır (Şekil 10). Ortalama efektif porozite %0.15, toplam porozite %9.6, kil hacmi %39 dur.

Bu üye düşük gözenekli olup, ortalama log gözenekliliği % 1 - 3 dür. Bioklastik vaketaşlarından oluşur. Çalışma sahasında rezervuar özelliği göstermez. Ortalama kalınlığı 38 metre ve bütün sahada devamlılık gösterir. Karababa-B üyesinde Toryum ve Potasyum değerlerinin son derece düşük

olması Gamma Ray ile ölçülen radyoaktivitenin yine uranyumdan kaynaklandığını göstermektedir.

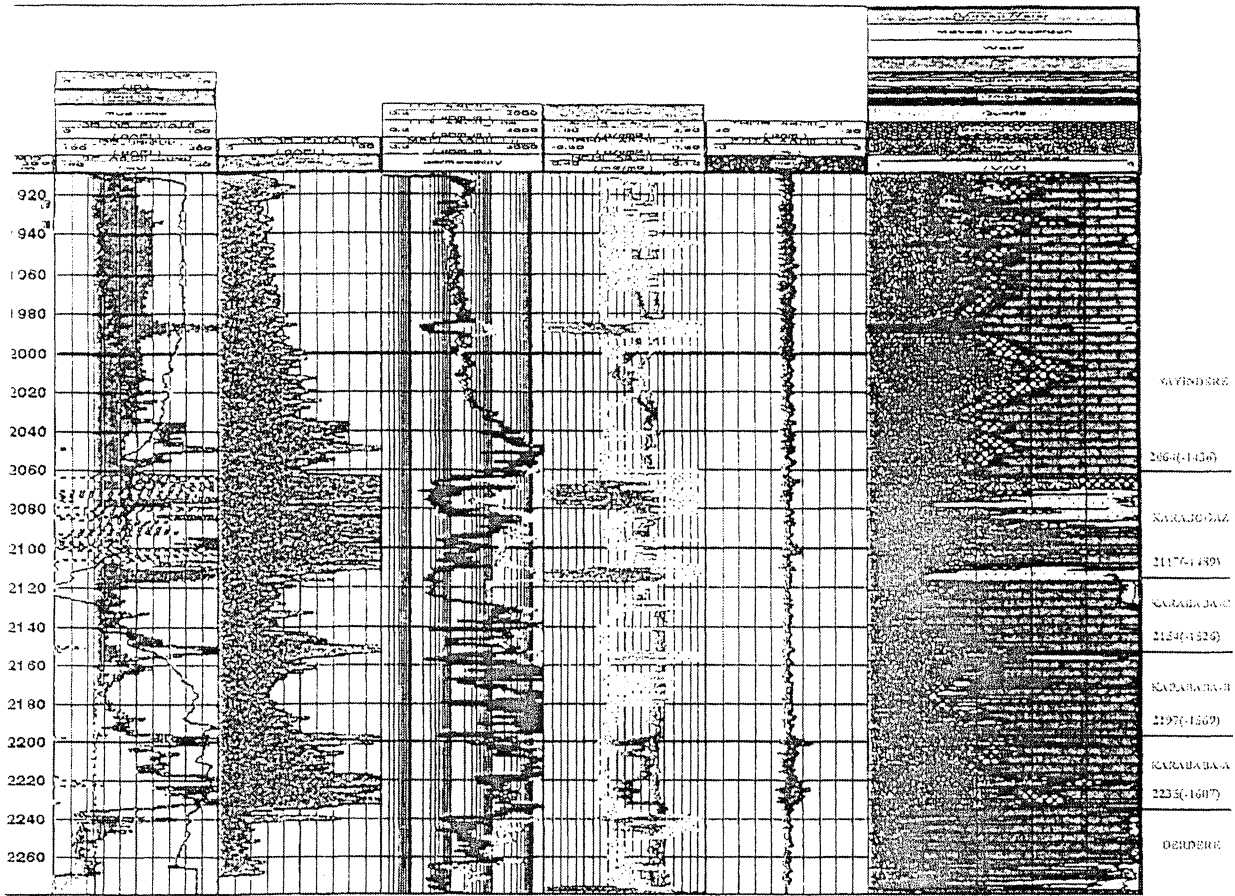
Karababa - A üyesi:

N-9 kuyusunda Karababa - A üyesi, 2238.00 (-1531.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji killi kireçtaşı olup kesiftir (Şekil 8). Ortalama efektif porozite %1.9, toplam porozite %10, kil hacmi %27 dür.

N-10 kuyusunda Karababa - A üyesi, 2228.00 (-1542.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji killi kireçtaşıdır. Neutron logu organik maddeden etki-

lenmiş olup bu Th, K, U' dan kaynaklanmaktadır (Şekil 9). Ortalama efektif porozite %0.9, kil hacmi %24 dür.

N-11 kuyusunda Karababa - A üyesi, 2197.00 ( -1569.00 ) metre giriş ve kottadır. Litoloji killi kireçtaşıdır. 2199.00 - 2202.00 m. leri arasındaki rezistivite, porozite loglarından çatlak olabileceği düşünülmektedir. Th - K aralığının fazla olması killi bir formasyon olduğunu gösterir (Şekil 10). Ortalama efektif porozite %43, toplam porozite %16, kil hacmi % 65 dir.



Şekil 10. N-11 Kuyusunun Elan Plus programında değerlendirilmesi

Figure 10. Evaluation N-11 well through Elan Plus program

Karababa - A üyesi rezervuar açısından önemli değildir. Zengin organik madde içeriği yönünden kaynak kaya olarak önemlidir. Ayrıca altında yer alan Derdere Formasyonu için örtü kaya olarak dikkat çekicidir.

Gamma Ray ve Sonik loglarında Karababa-A üyesi tipik karakteri ile göze çarpar. Ancak bu log karakteri sanıldığı gibi kil miktarının fazlalığından ötürü değildir. Karababa formasyonunda, kesinti ve karot örnekleri üzerinde TPAO Araştırma merkezi

X-Ray Servisinde yapılan tüm kaya analizlerinden elde edilen kil yüzdelere göre (Karababa-C %2, Karababa-B %6, Karababa-A %3, Derdere %2) bu birimler Karababa-B üyesinden az, Karababa-C üyesine ve Derdere formasyonuna yakın değerler verdiği görülmüştür. Loğlardan Karababa-A üyesinin kil hacmi %24-65 arasındadır.

#### **Derdere formasyonu:**

N-9 kuyusunda Derdere formasyonu, 2257.50 (-1550.50 ) metre giriş ve kottadır. Formasyon girişi kireçtaşıdır. 2274.00 m. ye kadar dek kireçtaşı olarak geçilen birimde, 2274 metrede kaçak olmuştur. Son derinliğe kadar sirkülasyon sağlanamamıştır. Loğlardan tam kaçığın olduğu seviyede dolomit başladığı anlaşılmaktadır. 2256.50 - 2277.00 m' ler DST ile kaçak seviyesini içine alacak şekilde testlenmiştir. Loğlardan çatlaklar 2275.00 - 2276.00 m'ler arası görülmektedir. 2281.70 - 2295.00 m. aralığında yapılan testlerden çatlak olduğu anlaşılmaktadır. 2286 m. de çatlak olduğu gözlenmektedir. Log kalitesinin iyi olduğu seviyelerde % 9 kadar porozite, rezistivite de ise invazyon gösteren davranış vardır. Ortalama efektif porozite %6.8, toplam porozite %10 dur. Formasyon girişinden itibaren ilk 3 metre kesiftir. Bu metreden tabana kadar kuyu HC açısından olumlu görülmektedir (Şekil 8).

N-10 kuyusunda Derdere formasyonu, 2256.00 (-1565.00 ) metre giriş ve kottadır. Derdere formasyonu girişi kireçtaşı ile başlamış, dolomit miktarı 2275.00 m. den itibaren tabana kadar artmıştır. NPFI loğundan iyi porozite olduğu anlaşılmaktadır ( % 10 ). Bu formasyon içinde 3 adet DST yapılmıştır (Şekil 9). Ortalama efektif porozite %6 dir.

N-11 kuyusunda Derdere formasyonu, 2232.00 (- 1607.00 ) metre giriş ve kottadır. Girişten itibaren kireçtaşı, tabana doğru dolomit geçilmiştir. 2239.00 - 2249.00 m. leri arasında rezistivite ve porozite loğlarından çatlak olabileceği düşünülmekte ve önemli bir hedef seviyedir (Şekil 10). Ortalama efektif porozite %5, toplam porozite % 10 dur.

Gözenekliliği oldukça düşük olan kireçtaşlarının ( % 3 - 4 ) Güney bloğa doğru artarak % 6 - 7 lere ulaştığı loğlardan da gözlenmektedir. Diğer bir deyişle tanetaşı yapısındaki kireçtaşlarını kesen kuyularda rezervuar özellikleri daha olumludur. Sahadaki ortalama kalınlığı 22 metre olan bu kireçtaşları bütün sahada devamlılık gösterir.

Istifası ve vaketası karakterindeki kireçtaşlarının rezervuar özellikleri sınırlıdır. Ortalama efektif gözeneklilikleri de % 5 - 6 civarındadır.

Adıyaman yöresinde asıl hedef olan ve birinci derecede rezervuar olma özelliği gösteren seviye, kireçtaşlarının hemen altında gelişen dolosparit ve dolomikrosparit dokulanna sahip gözenekli dolomitlerdir. Bunlar kristal arası gözenekliliğe sahiptir. Ortalama log gözenekliliği % 8 - 9 dur. Çalışma sahasının güney bloğuna doğru gözeneklilikler artış gösterir. Çalışma sahasında kuzey bloğun su kontajı olan - 1630.00 metre ve güney bloğun su kontajı olan -1610.00 metrenin üstünde kalan yerlerde ekonomik rezervuar özelliği göstermektedir.

Derdere Formasyonu dolomitlerinin üstteki kireçtaşlarına göre daha çatlaklı ve çatlaklanmanın da güney blokta daha fazla olduğu görülmektedir. Ancak bu fasiyesin ortalama kalınlığı hakkında birşey söylemek zordur.

Senomaniyen'de gerçekleşen karbonat çökeli minden sonra bölgede bir aşınma dönemi başlamıştır. Bu aşınma döneminde Derdere formasyonu'nun üst kesimlerinde oluşan karstlaşma genellikle hazne kaya özelliği taşımayan zonlara hazne kaya özelliği kazandırmıştır. Karstlaşmaya ilave olarak yine çökelim sonrası oluşan tektonizma sonucu çatlak sistemlerinin gelişmesi birimin üretme kapasitesini arttıran etkenlerdir. Derdere formasyonu'nda gözlenen en önemli ve etkin değişim olayı dolomitleşmedir.

Sahada yapılan üretimin hemen hemen tamamı bu formasyonun özellikle iyi poroziteli ve çatlaklı dolomitlerinden yapılmaktadır. Derdere formasyonu'ndaki kesif kireçtaşında genelde üretim potansiyeli düşüktür. Kesif ve düşük poroziteli olmasına

rağmen rezistivite değerinin de düşük olması mikroçatlaklarla açıklanabilir. Kuyu çapında genelde bozuk veya rugose olması düşük porozite ve mikroçatlakların varlığıyla ilgilidir. Üretim genelde çatlaklardan sağlanmaktadır. Poroz zonlar için geçerli olan porozite değerleri; 5-10 metrelik bir zonda %8-10'lara çıkmakta ve burada hesaplanan su doygunlukları %30-42 civarındadır.

## SONUÇ VE TARTIŞMA

Bölgede Kretase yaşlı karbonat rezervuarları birincil rezervuar özellikleri açısından olumsuz görülmesine rağmen diyanetik gelişmeler ve tektonik etkiler sonucu gelişen ikincil gözeneklilik ve geçirgenlik değerlerinin artmış olması nedeniyle bu alanlar petrol üretim potansiyeli açısından Türkiye'nin en önemli rezervuarlarıdır. Kuyulardan alınan karot analiz sonuçları, yapılan DST tesleri ile yapılan log değerlendirmeleri arasında bir uyum görülmektedir. Bu veriler yukarıda bahsedilen görüşleri destekler niteliktedir. Sahada yapılan daha önceki çalışmalar ağırlıklı olarak sedimantoloji-petrografi-diyajenez, jeokimya ve ortamsal analizlerle ilgili olmuştur. Kuyu loğları birçok çalışmada korelasyon amacı için kullanılmış, zaman zamanda petrofizik yöntemlerle elde edilen poroziteler değerlendirilmelerde dikkate alınmıştır. Bu çalışmada ise Kretase karbonatlarının petrofizik parametreleri bilgisayar programıyla belirlenmiş ve yorumlanmıştır. Bölgede üretim Kretase yaşlı Mardin ve Adıyaman Gruplarının çatlaklı dolomit ve kireçtaşlarından sağlanmaktadır. Bölgede rezervuar kalitesini ve üretimini etkileyen en önemli parametre geçirgenliktir.

Tokaris sahasında hazne kaya özelliği gösteren birimler Mardin Grubu içindeki Karababa-C üyesi ve Derdere Formasyonudur. N-9 kuyusu sahanın kuzey doğusunda bulunan yapının üretim potansiyelinin belirlenmesinde önemli rol oynamakta olup, bu kuyuda Derdere formasyonundan 2209.00-2231.00 metreler arasında üretim yapılmaktadır.

Tokaris sahasında su-petrol dokanağı tam olarak belirlenememesine rağmen -1620.00 ile -1630 .00 metreler arasında olduğu sanılmaktadır. N-10 ku-

yusunda öncelikli hedef seviye Derdere Formasyonu olup saha genelinde ikinci üretim yapılan formasyon Karababa-C üyesidir. Karaboğaz Formasyonunun ise saha genelinde üretim potansiyeli bulunmamakta olup, N-II kuyusunda da hedef seviye yine N-10 kuyusunda olduğu gibi Derdere formasyonu'dur.

Karababa formasyonu, Derdere formasyonunun çökeliminden sonra oluşan aşınma yüzeyi üzerine transgresif olarak gelen denizel bir ortamda çökelmeye başlamış ve regresif dönemde çökelimini tamamlamıştır. Karababa formasyonu üzerine transgresyonla ve upvelling sisteminin etkisinde kalarak Karaboğaz karbonat birimi çökelmiştir.

Sahada hem gözeneklilik oranında hem de gözenekli seviyelerin kalınlığında azalma görülmüştür. Özellikle, ikincil erime boşluğu gözenekliliğin daha az geliştiği ve matriks gözenekliliğin egemen olduğu tespit edilmiştir. Birimlerde basınç çözünmesi yaygındır ve oluşan petrolün göçünü kontrol etmiş olabilir.

Bölgede rezervuar kayalar Karaboğaz formasyonu ve Mardin Grubu karbonatlarıdır. Karaboğaz formasyonu Tokaris sahasında 30-57 metre kalınlığında % 6-15 toplam, % 1.5-3 efektif poroziteli çörtlü kireçtaşlarından oluşmaktadır. Sahada birim genelde üretken değildir. Karababa C üyesi ise 28-38 metre kalınlığında olup, girişten itibaren ilk 10-13 metresi ortalama porozitesi % 5,2-8,4 olan kireçtaşlarından oluşmuştur. Birimin permeabilitesi çok düşük olup, 0.01 md civarındadır. Kuyularda bu zonda üretim ancak asitleme ile mümkün olmaktadır. Bu formasyon için ölçülen su tuzluluğu 90000-96000 ppm civarındadır. Karababa-C nin alt kesimi ise sık dokulu kireçtaşlarından oluşmuştur. Kuyularda Karababa-B üyesi 32-38 metre kalınlığında % 4-9.6 toplam, % 0.1-2 efektif poroziteli sık dokulu kireçtaşı ve Karababa-A üyesi ise 19-29 metre kalınlığında killi kireçtaşı olarak geçilmiştir. Derdere formasyonu 100-130 metre kalınlığında olup, girişten itibaren 15-28 metresinin ortalama porozitesi % 1,4-5 olan kireçtaşlarıyla başlar. Yer yer %10 poroziteyi bulan değerlerde görülmesine rağmen üretim ancak asitleme ile ya-



pılabilmektedir. Kireçtaşı kesiminin altında yüksek permeabiliteli dolomitler mevcuttur. Saha genelinde dolomitler ortalama % 10-11 toplam, %5-7 efektif porozite göstermesine rağmen N-9 kuyusunda bol çatlaklı olması nedeniyle porozitesi %16 civarındadır. Sahada asıl üretimin yapıldığı kesim Derdere formasyonunun dolomitli seviyeleridir.

#### KAYNAKLAR

- Duran, O; Şemsir, D; Sezgin, İ; Perincek, D., 1988. GDA'da Midyat ve Silvan Gruplarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve petrol potansiyeli. TPJD Bülteni, C1, s: 99-126.
- Duran, O; Şemsir, D; Sezgin, İ; Perincek, D., 1989. GDA 'da Midyat ve Silvan Gruplarının stratigrafisi, sedimentolojisi ve paleocografyası, paleontolojisi, jeoloji tarihi, rezervuar ve diyajenez özellikleri ve olası petrol potansiyeli. TPAO Arama Grubu Raporu, No.2563.
- Araç, M., Yılmaz, E., 1991. XI. ve XII. Bölge Güneyindeki Kuyularda Kesilen Cudi ve Mardin Gruplarının Sedimentolojisi ile Fasiyes, Diyajenez ve Rezervuar Özellikleri. TPAO Araştırma Merkezi Raporu No: 3063, 141 s.
- Çelikdemir, E., Görür, N ve Dülger, S., 1987. GDA X., XI ve XII. Petrol Bölgelerinde Mardin Grubu Karbonatlarının Sedimentolojisi, Yayılımı, Fasiyes, Çökme Ortamı ve Paleocografyası, TPAO Arama Grubu; Rapor No: 2321
- Çelikdemir, E., Dülger, S., 1990. Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu Karbonatlarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Rezervuar Özellikleri. TPAO Arama Grubu Raporu No: 2665, s.93.
- Çelikdemir, E., Dülger, S., Görür, N., Wahner, C, ve Uygur, K., 1991. Stratigraphy, Sedimentology and Hydrocarbon Potential of Mardin Group, SE Turkey. Special Publication of EAGE, No:1, 439-454.
- Duran, O., Araç, M., 1990. Y^eniköy Üretim Sahası ve Dolayında (XI. Bölge) Mardin Grubu Karbonatlarının Fasiyes dağılımları ve Rezervuar özellikleri. TPAO Araştırma Merkezi Raporu No: 1586, s.43.
- Duran, O., 1991. Beşikli, Tokaris, Bakacak ve Taşlık Sahalarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Rezervuar Özellikleri. TPAO Araştırma Merkezi Raporu No: 2915, 43s.
- Flexer, A., Rosenfeld, A., Lipson-Benitah, S. And Honigstein, A., 1986. Relative Sea Level Changes During the Cretaceous in Israel. AAPG, 70, p. 1685-1699.
- Güngör H., Güney, R., Çoban, K., Ulu, M., 1996. Tokaris-9 Tespit Kuyusu Programı. TPAO Genel Müdürlüğü.
- Güngör, H., Güney, R., Çoban, K., Ulu, M., 1997. Tokaris-10 Tespit Kuyusu Programı. TPAO Genel Müdürlüğü.
- Güngör, H., Güney, R., Çoban, K., Ulu, M., 1997. Tokaris-11 Tespit Kuyusu Programı. TPAO Genel Müdürlüğü.
- Güven, A., Tezcan, Ü. Ş., Dinçer, A., Tuna, M.E., 1988. Güneydoğu Anadolu'da Mardin ve Midyat Grupları arasında yer alan birimlerin stratigrafisi. TPAO Araştırma Merkezi Raporu, No: 2414.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M. E., ve Çoruh, T., 1991. Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen Otokton istifinin Stratigrafisi. TPAO Arama Grubu Raporu No: 2414, 154s.
- Köylüoğlu, M., 1986. Güneydoğu Anadolu Otokton birimlerinin kronostratigrafisi, mikrofasiyes ve mikrofosilleri. TPAO Araştırma Grubu Eğitim Serisi. No:9.
- Özkanlı, M., 1998. Adıyaman Doğusu Mardin Grubu Karbonatlarının Rezervuar Özelliklerinin Petrofizik Yöntemlerle Belirlenmesi. Doktora Tezi (yayınlanmamış).

- Perincek, D., Duran, O., Bozdoğan, N., Çoruh, T., 1991. Stratigraphy, and Paleogeographic Evaluation of the Autochthonous Sedimentary Rocks in SE Turkey. Ozan Sungurlu Symposium Proceedings. P.274-305.
- Sarı, A., Bahtiyar, İ., 1999. Geochemical Investigation of Beşikli Oil Field. Marine and Petroleum Geology.Vol.16,p.151-164.
- Schlumberger Limited., 1979. Schlumberger Log Interpretation Charts
- Sungurlu O., 1974. VI. Bölge Kuzeyinin Jeolojisi ve Petrol İmkanları. Second Petroleum Congress of Turkey, Proceedings, P. 85-107.
- Şemşir, D., Duran, O., Alaygut, D., Kaya, M.A., Kumsal, K., Güngör, H., Aydemir, V., 1992. XI-XII. Bölgelerde Beşikli, D.Beşikli, Tokaris, Bakacak ve İkizce, Taşlık Kuyuları civarının Stratigrafisi, Tektoniği, Yer altı Jeolojisi ile Karaboğaz Formasyonu ve Mardin Grubunun sedimantolojisi, Diyajenezi, Elektrofasiyes Analizi ve Rezervuar değerlendirilmesi. TPAO Arama Grubu Raporu. No:3051.
- Yılmaz, E., Gürgey, A., İztan, H., 1991. Petrographical, Sedimentological, Micropaleontological and Geochemical Studies in the Ozansungurlu-1/A Well. TPAO Reserch Center, Report No: 1733, 3 İp.
- Yılmaz, E., 1993. Petrographical and Sedimentological Studies in the Ozan Sungurlu-4 Well. TPAO Araştırma Merkezi Raporu No: 3354,1 İp.
- Yılmaz, E., Duran, O., 1997. Güneydoğu Bölgesi Otohon ve Allohton Birimleri Stratigrafisi Adlana Sözlüğü.
- Wagner, C Soylu, C. ve Pehlivanlı, M., 1986. Oil Habitat of the Adıyaman Area, South - East Turkey, a joint Geological - Geochemical Study, TPAO Arama Grubu, Rapor No: 2139.