



Adıyaman Yöresi Rezervuar Kayaçlarının Porozite ve Hidrokarbon Doygunluğu Değerlerinin Jeostatistiksel Simülasyonu

Geostatistical Simulation of Porosity and Hydrocarbon Saturation Values of Reservoir Rocks in Adıyaman Region

Arzu Giray YURDAGÜL

Hacettepe Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 06532 Beytepe, Ankara
e-posta: arzuy@hacettepe.edu.tr

Cem SARAÇ

Hacettepe Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 06532 Beytepe, Ankara
e-posta: cem.sarac@hacettepe.edu.tr

Öz

Bu çalışma Adıyaman Bölgesi'nin rezervuar kayalarından Karababa C Formasyonunun rezervuar özellikleri, gözeneklilik ve hidrokarbon doymunluğu değerlerinin jeostatistiksel simülasyon yöntemleri ile incelenmesini ve değerlendirilmesini kapsamaktadır. İnceleme alanında açılmış olan 11 adet sondajdan elde edilen veriler jeostatistiksel olarak değerlendirilmiştir. İnceleme alanının 3 boyutlu değerlendirilmesi yapılmış ve variogram fonksiyonları hesaplanmıştır. Gözeneklilik ve hidrokarbon doymunluğu değerlerinden elde edilen variogramlar küresel olarak modellenerek gözeneklilik için model parametreleri $C_0=0.0003$, $C=0.0020$, $a=400$ m; hidrokarbon için $C_0=0.01$, $C=0.04$, ve $a=450$ m olarak belirlenmiştir. Model parametrelerinin doğruluğu, çapraz doğrulama tekniği kullanılarak test edilmiştir.

İnceleme alanında 3 boyutlu olarak toplam 540000 adet grid noktası belirlenerek koşullu simülasyon yöntemlerinden "annealing simülasyon" tekniği uygulanmıştır. Bu çalışma kapsamında belirtilen bölgede aynı grid noktaları için aynı parametreler kullanılarak simülasyon 40 farklı sonuç verecek şekilde tekrarlanmıştır. Simülasyon sonucunda elde edilen 40 farklı sonuçtan en iyi sonucu/senaryoyu veren, yani mevcut üretim alanlarıyla uyuşan ve en geniş petrol üretim alanı kaplayan simülasyon sonucu kabul edilmiştir. Gözeneklilik ve hidrokarbon doymunluğu için elde edilen 540000 adet koşullu verinin ortalama, varyans, histogram ve variogram gibi istatistiksel parametreleri hesaplanmış ve değerlendirilmiştir. Simülasyon sonuçları x,y,z yönlerinde belirlenen kesitler üzerinde değerlendirilerek petrol üretiminin yapılabileceği uygun alanlar belirlenmiştir.

Anahtar Sözcükler: Porozite, hidrokarbon doymunluğu, jeostatistiksel simülasyon, Adıyaman

Abstract

This study includes examination and evaluation of Karababa C Formation's reservoir characteristics, porosity and hydrocarbon saturation values which is one of the reservoir rocks of Adıyaman region by using geostatistical simulation methods. The data which were obtained from the 11 drillholes drilled in the study area were evaluated by determining the parameters geostatistically. By using geostatistical simulation softwares three dimensional evaluation of the study area was done and variogram functions were calculated. Variograms which were obtained from porosity and hydrocarbon saturation values were modelled spherically, model parameters with $C_0=0.0003$, $C=0.0020$, $a=400$ for porosity values and $C_0=0.01$, $C=0.04$, $a=450$ for hydrocarbon values were determined. The suitability of model parameters were validated with back-kriging technique.

The study area was separated into blocks for x direction 300x10 m, for y direction 120 x10 m and for z direction 15x10 m and evaluated conditional simulation was done by using "annealing simulation method". 40 different results

which were obtained from simulation the simulation result giving the best senario which means to he compatible of existance production area and covers the most wide area is examinated. Some statistical parameters such as mean, varince, histogram and variogram were calculated and evaluated of 540000 simulated data values which were obtained for porosity and hydrocarbon saturation. Simulation results were evaluated on cross-sections which is determined x,y,z directions and the best areas where petroleum production could be done were detennined.

Key Words: Porosity, hydrocarbon saturation, geostatistical simulation, Adıyaman

GİRİŞ

Jeoistatistiksel simülasyon yöntemleri yaklaşık 15-20 yıl önce ortaya konulmuş ve yüksek kapasiteli hızlı bilgisayarların gelişmesi ve matematiksel modellemelerin öneminin artmasıyla çok değişik alanlarda uygulanmaya başlanmıştır. Simülasyon ilk defa 1940 yılında John Neumann'ın Monte Carlo analiz yöntemini nükleer reaktörlerin yalıtımı ile ilgili problemlere uygulamasıyla kullanılmaya başlamıştır (Harbaugh ve Bonham-Carter, 1970). Özellikle yerbilimlerinde karşılaşılan değişik problemlerin çözümünde, çeşitli jeolojik özelliklerin belirlenmesinde, litolojik birimler arasındaki ilişkilerin değerlendirilmesinde, geçirimsizlik ve gözeneklilik gibi parametrelerin belirlenmesinde, maden işletme planları ve tenor, tonaj ve rezerv dağılımlarının incelenmesinde jeoistatistiksel simülasyon yöntemleri çok yaygın olarak kullanılmaktadır (Saraç, 1994).

Hidrokarbon rezervuarlarının jeoistatistiksel simülasyonu rezervuarlarda jeolojik yapıların incelenmesini, gözeneklilik, geçirimsizlik, litoloji gibi değişkenlerin modellenmesini ve bu değişkenlerin simülasyonunu kapsamaktadır.

Çalışma bölgesi Adıyaman iline bağlı Kahta ilçesiyle Atatürk Barajı arasındaki alanda, Akıncılar nahiyesinin yaklaşık 4 km güney-güneydoğusunda bulunmaktadır. Şekil 1'de inceleme alanının yer bulduru haritası sunulmaktadır.

Bu çalışma kapsamında inceleme alanı ve çevresinin jeolojisi ve rezervuar özellikleri hakkında kısa bir bilgi verildikten sonra gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerlerine ait veriler analiz edilmiş ve jeoistatistiksel parametreleri belirlenmiştir. Bu iki parametreye ait variogram fonksiyonları hesaplanmış ve küresel olarak modellenmiştir. Belirlenen model parametrelerinin sahaya uygunluğu çapraz doğrulama tekniği kullanılarak test edildikten sonra koşullu simülasyon yöntemlerin-

den "annealing simülasyon" tekniği kullanılarak incelenen saha simüle edilmiştir.

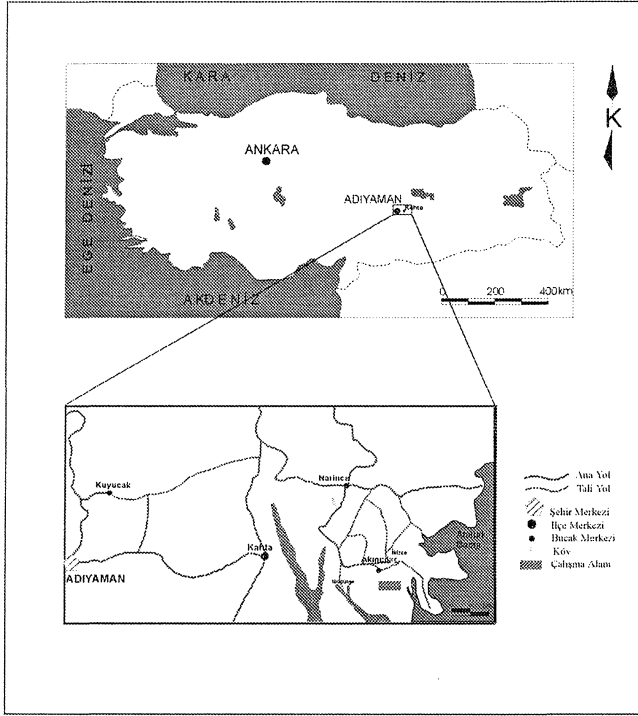
Simülasyon sonuçları değerlendirilerek gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerlerinin değişimi incelenmiş ve buna göre petrol üretiminin yapılabileceği en uygun alanlar belirlenmeye çalışılmıştır.

ÇALIŞMA ALANI VE ÇEVRESİNİN JEOLJİSİ VE REZERVUAR ÖZELLİKLERİ

Güneydoğu Anadolu Bölgesinin bugünkü yapısını kazanmasında, Üst Kretase ve Miyosen sonunda gelişmiş iki deformasyon dönemi etkin olmuştur (Yılmaz ve Yiğitbaş, 1990). İlk ofiyolitik kayaçlar bölgeye Üst Kretase'de yerleşmiş ve bölge Üst Kretase döneminden başlayarak sıkışma tektoniği etkisinde kalmıştır.

Üst Kretase-Miyosen zaman aralığında Arap kıtasının kuzeyindeki farklı tektonik birlikler birleşerek nap paketi haline gelmiş ve bu nap paketleri Eosen sonuna doğru aradaki okyanusun yok olması sonucu Arap platformu ile çarpışmıştır. Daha sonraki dönemlerde napların ilerlemeleri şiddeti giderek artan deformasyonların gelişmesine neden olmuş ve bunun sonucunda doğu-batı gidişi i ters fay ve şaryaj dilimlerinden oluşan ekay zonu gelişmiştir. Denizel ortamın tamamen yok olmasından sonra da devam eden yaklaşma hareketlerinin etkileri günümüzde de sürmektedir (Bozdoğan ve Erten, 1990; Perinçek ve dig., 1991).

Çalışma sahasındaki en yaşlı birimi oluşturan Mardin Grubu karbonatları Bozdoğan ve Erten (1990)'e göre Areban, Sabunsuyu, Derdere ve Karababa Formasyonlarına ayrılarak incelenmiştir. Transgresif denizin ilk tortulları olarak çökelen Areban Formasyonu'nun temel birimi kumtaşı ve kireçtaşlarıdır ve Çelikdemir ve Dülger (1990) tarafından formasyonun yaşı Apsiyen-Albiyen



Şekil 1. İnceleme alanının yerbulduru haritası
Figure 1. Location map of the study area

olarak belirlenmiştir. Dolomitlerden oluşan Sabunsuyu Formasyonu'nun yaşı *Exogyra sp.*, *Orbitolina sp.*, *Hensonella cylindrica*, *Ticinella sp.* gibi fosillerle Üst Albiyen-Senomaniyen (Günay, 1991); *Tranohilus phacelosus* ve *Broinsonia enonnis* fosilleri ile de Alt Senomaniyen olarak saptanmıştır (Cros ve diğ., 1991). Sabunsuyu Formasyonu üzerinde kireçtaşları, dolomitik kireçtaşları ve dolomitlerden oluşan bir karbonat istifi ile temsil edilen Derdere Formasyonu yer almaktadır. Derdere Formasyonu'nun yaşı Köylüoğlu (1981), Erenler (1989) ve Çoruh (1983)'in saptadığı fosillere göre Üst Senomaniyen-Alt Turoniyen olarak belirlenmiştir. Mardin Grubuna ait Karababa Formasyonu ise Karababa A, Karababa B ve Karababa C olmak üzere üç üyeye ayrılarak incelenmiştir (Perinçek, 1980; Çoruh, 1983; Wagner ve Pehlivanlı, 1985; Erenler, 1989; Çelikdemir ve Dülger, 1990; Duran, 1991; Ertuğ, 1991). Karababa A üyesi koyu bej, siyahımsı kireçtaşlarından, Karababa B üyesi fosilli, dolomitleşmiş kireçtaşlarından, Karababa C üyesi ise biyoklastik kireçtaşlarından oluşmaktadır. Erenler (1989) ve Çoruh (1991)'in yaptığı paleontolojik çalışmalara göre Karababa Formasyonunun

yaşı Santoniyen-Alt Kampaniyen olarak belirlenmiştir.

Mardin Grubu üzerinde yer alan Karaboğaz Formasyonu'nun temel birimi kireçtaşıdır ve yaşı Çoruh (1983)'un yaptığı çalışmalara göre Kampaniyen olarak saptanmıştır. Açık gri, krem ve bej renkli killi kireçtaşlarından oluşan Sayındere Formasyonunun yaşı Alt-Üst Kampaniyen'dir (Tuna, 1973).

Şırnak Grubu kumtaşı-marn ardalanmasından oluşan Kastel ve şeyllerden oluşan Germav Formasyonunu içermektedir. Kastel Formasyonunun yaşı Çoruh (1991) ve Güven ve diğ. (1991)'in saptadığı fosillere göre Kampaniyen-Alt Maastrichtiyen; Germav Formasyonunun yaşı ise Üst Maastrichtiyen-Paleosen olarak belirlenmiştir (Çoruh, 1991; Güven ve diğ., 1991).

Şırnak Grubu üzerinde yer alan Midyat Grubu Hoya ve Gaziantep Formasyonlarından oluşmaktadır. Hoya Formasyonu kireçtaşları ve bunların diyajenezi sonucunda oluşmuş dolomitlerle temsil edilmektedir. Duran ve diğ., (1988)'e göre birimin Alt Eosen-Alt Oligosen aralığında çökeldiği belirlenmiştir. Şırnak grubuna ait Gaziantep Formasyonu ise beyaz, krem renkli; kireçtaşlarından oluşmaktadır ve Duran ve diğ., (1988)'in yaptığı çalışmalara göre formasyonun yaşı Oligosen-Akitaniyen olarak belirlenmiştir.

Midyat Grubu üzerine uyumsuzlukla gelmiş olan Şelmo Formasyonu ise Üst Miyosen döneminde çökelmiş olan karasal çökellerden oluşmaktadır ve Şekil 2 'de görüldüğü gibi Pliyo-Kuvaterner yaşı alüvyonlarla istif sona ermektedir.

Kampaniyen esnasında önemli bir bölümü derin deniz ortamı özelliğinde olan Güneydoğu Anadolu'nun anoksik bölgelerinde çökelen organik maddece zengin Karaboğaz Formasyonu çalışma alanında hem kaynak kaya hem de rezervuar kaya özelliği göstermektedir. Duran, (1991); Şemşir ve diğ., (1992) 'nin yaptığı çalışmalara göre formasyonun gözeneklilik değerinin % 3-15 arasında değiştiği belirlenmiştir.

Çalışma sahasındaki Karababa Formasyonu C üyesi ile Derdere Formasyonu ise rezervuar kaya niteliğindedir. Gözenekliliği yüksek biyoklastik

niteliğindedir. Gözenekliliği yüksek biyoklastik kireçtaşları ile temsil edilen Karababa C üyesinde gözeneklilik yukarıdan aşağıya doğru azalan bir yapı göstermektedir Duran ve Alaygut, (1992) 'nin yaptığı çalışmalara göre formasyonun gözeneklilik değerinin % 5-18 arasında değiştiği tespit edilmiştir.

Adıyaman dolayındaki petrol sahalarının en önemli rezervuar kayası olan Derdere Formasyonunun dolomitleri çok iyi rezervuar koşullarına sahiptir. Gözeneklilik oluşumunda dolomitleşmenin önemli bir rol oynadığı bilinmektedir ve formasyonun gözeneklilik değerlerinin % 5-15 arasında değiştiği tespit edilmiştir (Duran, 1991). Ayrıca Şengündüz ve Soylu (1990)'in yaptığı çalışmalara göre formasyonun tabanında yer alan organik madde zengin seviyenin kaynak kaya özelliği taşıyabileceği belirtilmektedir.

| SİSTEM | SERİ | KALINLIK (m) | GRUP | FORMASYON | LİTOLOJİ | AÇIKLAMALAR |
|-----------------|------|--------------|--------|-------------|-------------|---|
| KRETASE | ALT | 500-950 | MARDİN | AREBAN | | Kumlu kireçtaşı Kumtaşı Kireçtaşı |
| | | | | SABUN SUYU | DER- DERE | Dolomitik kireçtaşı Dolomit |
| | | | | KARA- BABA | KARA- BABA | Kireçtaşı |
| | | | | KARA- BOGAZ | KARA- BOGAZ | Kireçtaşı |
| | | | | SAYIN- DERE | SAYIN- DERE | Killi kireçtaşı |
| | | | | ŞİRNAK | ŞİRNAK | Marn Kumtaşı |
| | | | | PALE- ÖSEN | PALE- ÖSEN | Şeyl |
| | | | | HOVA- ANTEP | HOVA- ANTEP | Dolomit |
| | | | | GAZİ- SELMO | GAZİ- SELMO | Kireçtaşı |
| | | | | MİYOSEN | MİYOSEN | UYUMSUZLUK Çakıltaş |
| PLİYOKUVATERNER | | | | | | |
| TERSİYER | | 50-100 | MİDYAT | | Alüvyon | |

Şekil 2. Çalışma alanının genelleştirilmiş ölçeksiz stratigrafik kesidi (Demirel ve Güneri, 2000'den değiştirilerek alınmıştır)

Figure 2. Non-scaled stratigraphic column section of the study area (Modified Demirel and Güneri, 2000)

VERİ ANALİZİ, VARIÖGRAM HESAPLAMALARI VE MODELLEME ÇALIŞMALARI

Bu çalışmada bölgede açılmış olan 11 adet sondajdan elde edilen gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğuna ait 352 adet veri değerlendirmeye alınmıştır.

Gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğuna ait veriler iki farklı değişken olarak incelenmiş ve istatistiksel parametreleri hesaplanmıştır. Buna göre gözeneklilik değerleri 0.076 ortalama ve 0.046 standart sapmaya, hidrokarbon doygunluğu değerleri ise 0.423 ortalama ve 0.244 standart sapmaya sahiptir. Gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerleri arasındaki ilişkinin incelenmesi amacıyla yapılan korelasyon analizi sonucunda $r_{0,s_{1c}} = 0.71$, regresyon analizi sonucunda regresyon değerleri $a = 0.12$, $b = 3.84$ olarak bulunmuştur (Yurdagül, 2001).

Gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu için x ve y yönündeki deneysel variogramlar

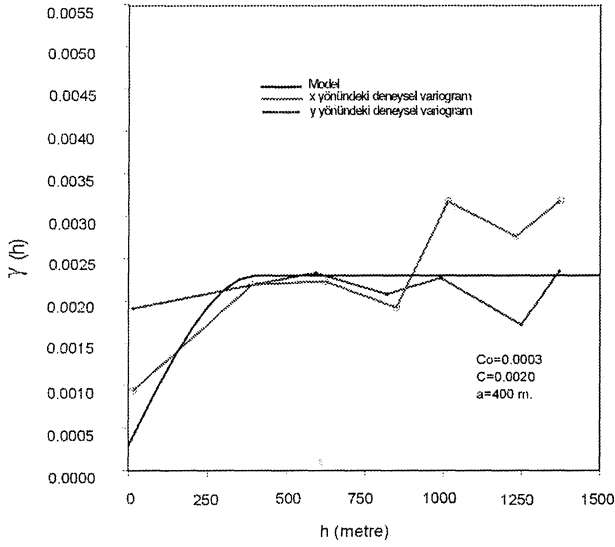
$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (z(x_i) - z(x_i + h))^2$$

eşitliği kullanılarak hesaplanmıştır (Matheron, 1963). Eşitlikte:

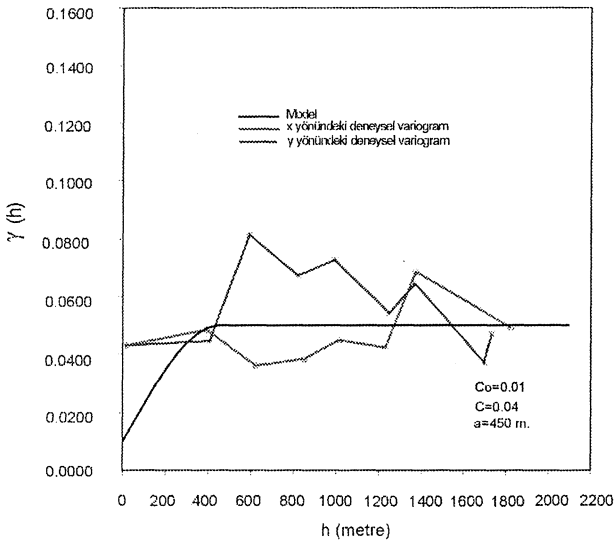
$N(h)$: h uzaklığına karşılık gelen örnek çifti sayısını

$\gamma(h)$: herbir h uzaklığına karşılık gelen deneysel variogram değerlerini göstermektedir.

Variogram fonksiyonları ve grafikleri incelenerek çalışma sahasına ait variogramlar izotrop olarak belirlenmiştir. Bu variogramların modellenmesinde küresel model kullanılmış ve model parametreleri Journel and Huijbregts (1978)'e göre belirlenmiştir. Elde edilen modeller ve belirlenen model parametreleri Şekil 3' de sunulmaktadır. Elde edilen modellerin çalışma sahasına uygunluğu çapraz doğrulama tekniği kullanılarak test edilmiştir (Tercan ve Saraç, 1998). Çizelge 1 'de sunulan çapraz doğrulama tekniği sonuçları seçilen variogram modellerinin çalışma bölgesine uyarlanabileceğini göstermektedir.



a)



b)

Şekil 3. Deneysel ve Model Variogramlar
a) Gözeneklilik b) Hidrokarbon Doygunluğu
Figure 3. Experimental and Model Variograms
a) Porosity b) Hydrocarbon Saturation

Çizelge 1. Model Geçerliliği Değerleri
Table 1. Model Validation Values

| | \emptyset | Shc |
|--------------------------------------|-------------|--------|
| Mutlak Farklılık | 0.0145 | 0.1049 |
| Farklılık | -0.0003 | 0.0007 |
| Kestirim Hatalarının Ortalaması | -0.0066 | 0.0038 |
| Kestirim Hatalarının Varyansı | 0.7293 | 1.4042 |
| Korelasyon Katsayısı | 0.8705 | 0.7919 |
| Kest. Hatalarının Kareler Ortalaması | 0.0213 | 0.1468 |
| Kriging Varyansı Ortalaması | 0.0250 | 0.1241 |
| Orijindeki Kesişim | 0.00 | 0.02 |
| Eğim | 0.96 | 0.94 |

SİMÜLASYON YÖNTEMİNİN ÇALIŞMA SAHASINA UYGULANMASI

Jeoistatistiksel simülasyon yöntemlerinin amacı değişkenin yapısına uyan ve gerçek değerlerle aynı değişkenliği gösteren veri seti üretmektir.

Simülasyon sonunda elde edilen değerler:

- Örneklenmiş noktalarda gerçek verilerle aynı değerlere,
- Gerçek verilerle aynı dağılıma yani aynı histogram, varyans ve ortalamaya,
- Gerçek verilerle aynı variogram özelliklerine,

sahip olmalıdır (Dowd, 1978).

Bu koşulları sağlayan simülasyon tekniği koşullu simülasyon olarak adlandırılır. Matheron (1973) koşullu simülasyon tekniğini aşağıdaki eşitlikle tanımlamıştır.

$$Z_c(x) = z^*(x) + [z_s(x) - z_s^*(x)]$$

$z_c(x)$: x noktasındaki koşullu simülasyon değerini,
 $z^*(x)$: x noktasındaki kestirilen değeri,
 $z_s(x)$: x noktasındaki koşulsuz simülasyon değerini,
 $z_s^*(x)$: x noktasındaki koşulsuz simülasyon değerleri kullanılarak elde edilen kestirim değerlerini ifade etmektedir.

Bu çalışma kapsamında koşullu simülasyon tekniklerinden annealing simülasyon tekniği kullanılmıştır. Annealing simülasyon tekniği gerçek verileri en yakın grid noktalarına taşımakta ve koşullu verileri içermeyen grid noktalarındaki değerleri değiştirerek (swap ederek) yeniden oluşturmaktadır. *Zamana*, bağlı olarak azalan bir sıcaklık fonksiyonu kullanılarak yansız fonksiyon koşullu simülasyona ulaşmak için sıfıra yaklaştırılır. Kullanılan yöntemle ilişkin eşitlik aşağıda verilmektedir (Deutsch and Journal, 1998).

Eşitlikte:

$$O = \sum_h \frac{[\gamma^*(h) - \gamma(h)]^2}{\gamma(h)^2}$$

yi.hr

$\gamma^*(h)$: Model variogram

$\gamma(h)$: Deneysel variogram değerlerini göstermektedir.

Simülasyona yüksek sıcaklık değeri ile başlanır ve yansız fonksiyon en aza indirildiğinde simülasyon tamamlanır.

YÖNTEMİN ÇALIŞMA BÖLGESİNE UYGULANMASI

Bu çalışma kapsamında gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğuna ait model ve model parametreleri hesaplanmış ve simülasyon için çalışma sahası

x yönünde 10 metrelik 300 bloğa,
y yönünde 10 metrelik 120 bloğa,
z yönünde 10 metrelik 15 bloğa ayrılmıştır.

Gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerleri için elde edilen 40 adet koşullu simülasyon sonucundan mevcut üretim alanlarıyla uyumlu ve en geniş alanı kaplayan simülasyon sonucu değerlendirilmeye alınmıştır. Simülasyon sonuçları bu şekilde hesaplanan kesit hatları boyunca değerlendirilmiştir.

Simülasyon sonucunda elde edilen gözeneklilik değerleri gerçek veriler gibi 0.076 ortalama ve 0.046 standart sapmaya, hidrokarbon doygunluğu değerleri de 0.423 ortalama ve 0.244 standart sapmaya sahiptir. Ayrıca simülasyon sonucunda elde

edilen gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerlerinin gerçek verilerle aynı variogram özelliklerine sahip olduğu belirlenmiştir. Şekil 4 ve Şekil 5'de z yönünde belirlenen kesit hatları boyunca gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerlerine ait simülasyon sonuçları gösterilmektedir. Simülasyon sonuçlarına ait ayrıntılı bilgi Yurdagül (2001)'de sunulmaktadır.

Petrol üretiminin yapılabileceği uygun alanları belirlemek ve gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerlerinin değişimini ayrıntılı olarak inceleyebilmek için gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu sonuçlarından yüksek değer gösteren alanlar çakıştırılarak değerlendirilmiştir (Şekil 6-Şekil 7).

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Adıyaman bölgesi ülkemizde bugün petrol üretiminin yapıldığı en önemli alanlarımızdan biridir. Çalışma bölgesinde Karaboğaz Formasyonu anakaya ve rezervuar, Karababa Formasyonu C üyesi ve Derdere Formasyonu ise rezervuar kaya niteliğindedir. Bu çalışmada Mardin Grubu'na ait Karababa C Formasyonunun gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu jeostatistiksel simülasyon yöntemlerinden "annealing simülasyon" tekniği kullanılarak değerlendirilmiştir.

Sahada açılmış olan toplam 11 adet sondajdan elde edilen gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğuna ait 352 adet veri bilgisayar ortamına aktarılarak analiz edilmiş ve jeostatistiksel parametreleri hesaplanmıştır. Gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu değerlerinin alansal dağılımının matematiksel olarak incelenebilmesi için variogram fonksiyonları kullanılmıştır. Yatay ve düşey yöndeki variogram değerleri hesaplanarak grafikleri çizilmiş ve sahanın anizotropisi incelenmiştir. Modelleme kapsamında küresel bir model kullanılmış ve model parametreleri gözeneklilik için $C_0=0.0003$, $C=0.0020$, $a=400$; ve hidrokarbon için $C_0=0.01$, $C=0.04$ ve $a=450$ olarak belirlenmiştir. Seçilen model parametrelerinin doğruluğu geri kestirim yöntemi kullanılarak test edilmiş ve sahaya uygunluğu değerlendirilmiştir.

Model ve model parametreleri belirlendikten sonra çalışma sahasına koşullu simülasyon yöntemlerinden annealing simülasyon tekniği uygulanmıştır. Çalışma alanının boyutları ve sondaj

ADİYAMAN YÖRESİ REZERVUAR KAYAÇLARININ POROZİTE VE HİDROKARBON DOYGUNLUĞU

loksayonları gözönünde bulundurularak saha simülasyonu için 300 x 120 x 15 olmak üzere toplam 540000 adet gride ayrılmıştır. Grid boyutları x yönünde 10 m, y yönünde 10 m ve z yönünde 10 m olarak belirlenmiştir. Gözeneklilik ve hidrokarbon doygunluğu için elde edilen 40 farklı simülasyon sonucundan en geniş alansal dağılım gösteren simülasyon sonucu değerlendirilmiştir. Simülasyon sonuçları incelendiğinde Karababa C Formasyonu içinde gözeneklilik değerlerinde yukarıdan aşağıya doğru %7.3'lük bir azalma, derinlere doğru gözeneklilik değerlerinde tekrar %6.8'lik bir artma saptanmıştır. Hidrokarbon değerleri için de yukarıdan aşağıya doğru %7.2Mik bir azalma tespit edilirken bu değerlerde daha derin bölgelerde tekrar bir artış saptanmamıştır. Simülasyonla elde edilen gözeneklilik ve hidrokarbon verilerinden yüksek değer gösterenlerin çakışma bölgelerinin (ortak alanları) belirlenmesi sonucunda elde edilen alanların mevcut petrol üretim alanları ile uyum gösterdiği belirlenmiştir.

KATKI BELİRTME

Yazarlar bu çalışmaya katkılarından dolayı Doç.Dr. A.Erhan Tercan (Hacettepe Üniversitesi), Doç.Dr. İ.Hakkı Demirel (Hacettepe Üniversitesi), ve Arş. Gör. Semih Özsayın (Hacettepe Üniversitesi) teşekkürü bir borç bilirlir.

EXTENDED SUMMARY

This study includes evaluation of porosity and hydrocarbon saturation values of Karababa C Formation by using geostatistical simulation methods. The study area is located in the south-east of Adiyaman region. A detailed location map of the study area is given in Figure 1. A generalized stratigraphic section of the study area are presented in Figure 2.

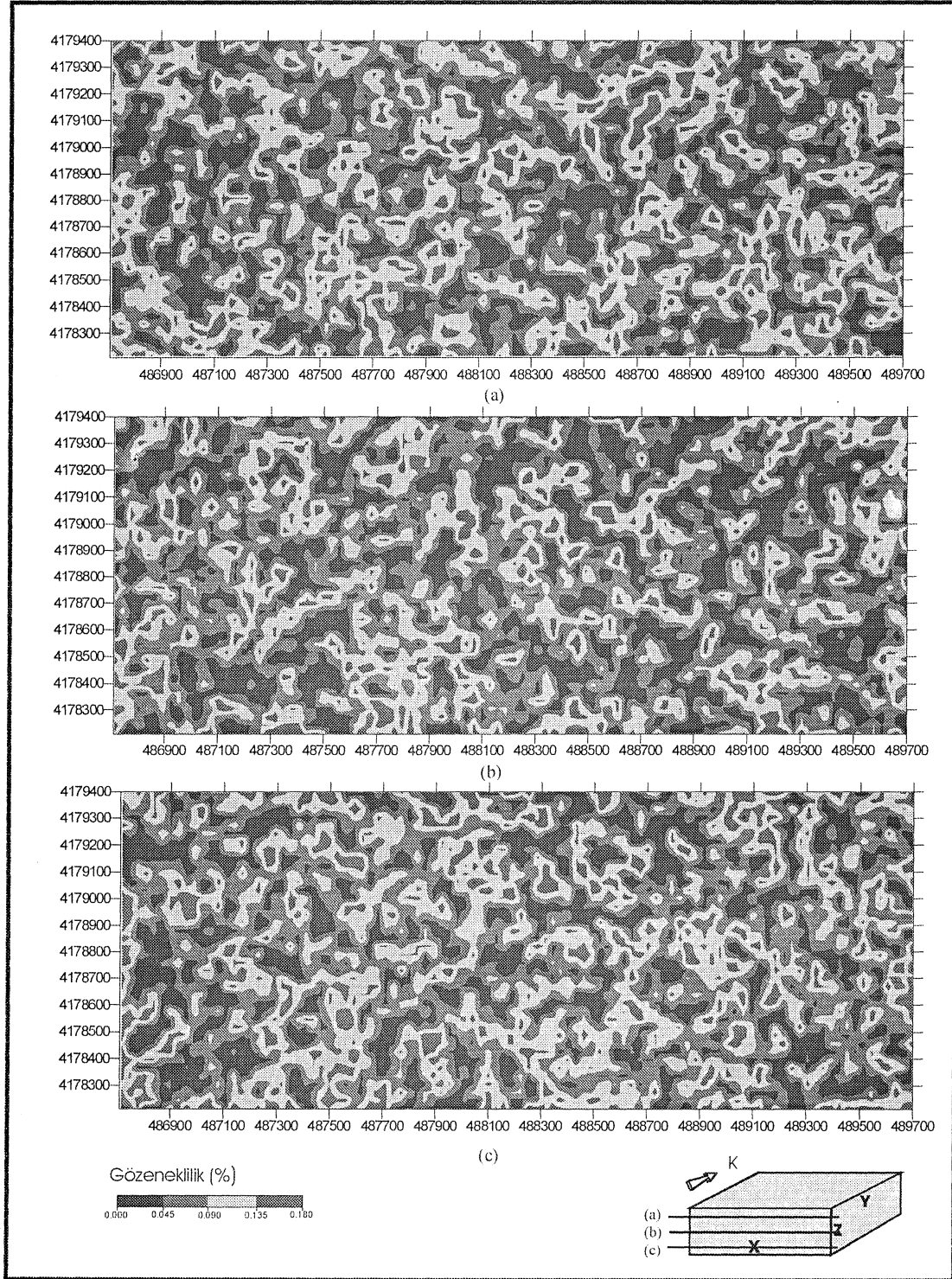
The data used in the evaluation were obtained from 11 drillholes which were drilled in the study area in different years. The 352 data for porosity and hydrocarbon saturation which were come from 11 drillholes were transferred into computer system and statistical parameters were calculated. According to this porosity values have 0.076 mean and 0.046 standart deviation, hydrocarbon

saturation values have 0.423 mean and 0.244 standart deviation. In addition, to investigate relation between porosity and hydrocarbon saturation value correlation and regression analysis were done.

In geostatistics, the spatial variability of a regionalized variable is characterized by variogram functions and variogram acts as a quantifier a summary of all the available information such as continuity, anisotropy etc. (Journel and Huijbregts, 1978).

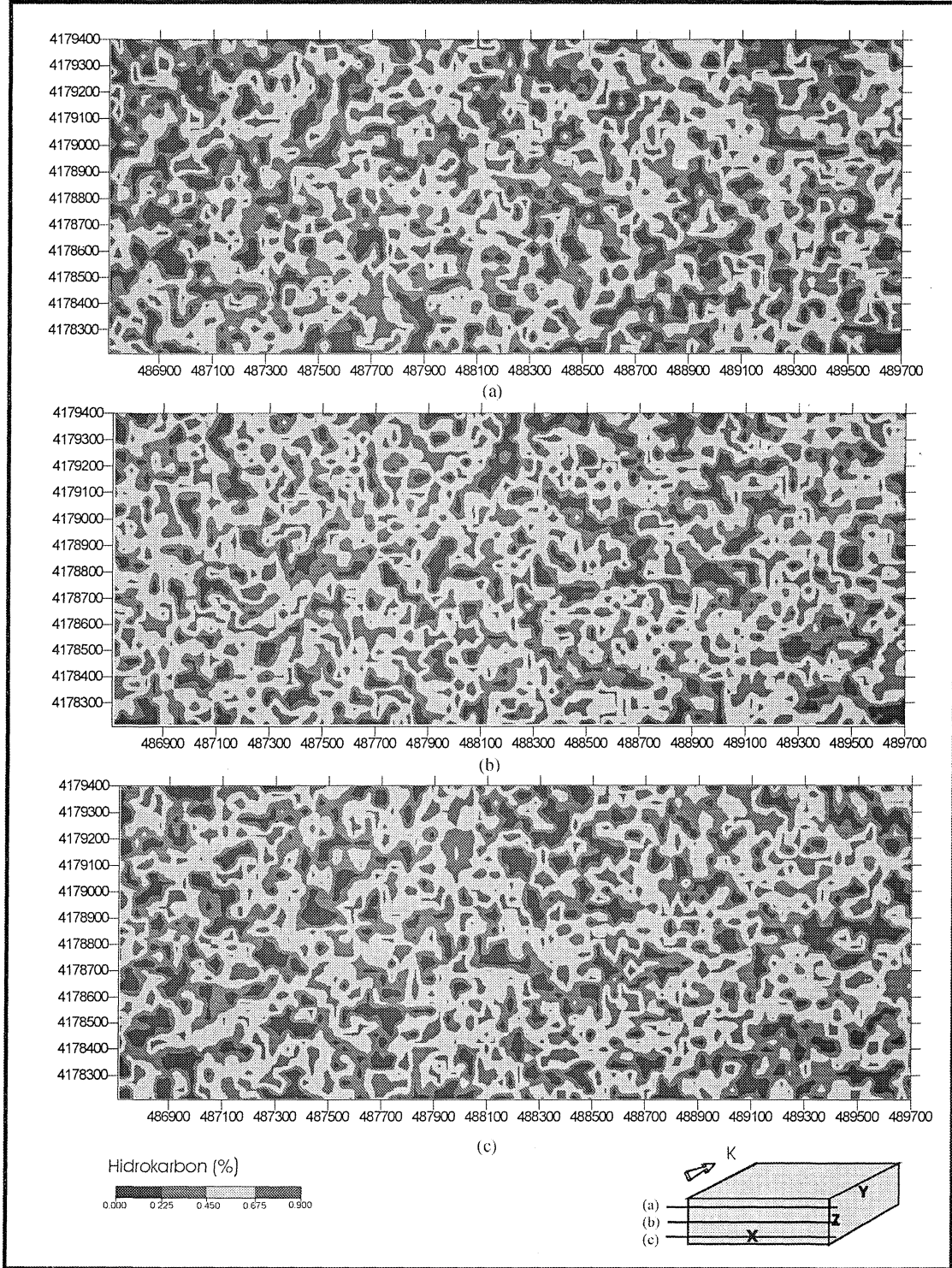
In this study three dimensional variogram functions were determined for related parameters and porosity and hydrocarbon saturation were modelled spherically. Model parameters with $C_0=0.0003, C=Q.002Q, a=400$ for porosity values and $C_0=Q.01, C=0.Q4, a=450$ for hydrocarbon values were determined. Models for porosity and hydrocarbon saturation are shown in Figure 3. The model parameters were validated by the kriging back estimation technique (Tercan and Saraç, 1998).

The study area divided into blocks for x direction 300x10 m, for y direction 120 x10 m and for z direction 15x10 m and conditional simulation was applied to the study area by using annealing simulation technique. 40 different simulation results were produced. In this study the simulation result which means to be compatible of existence production area and covers the most wide area is presented and evaluated. Statistical parameters were determined for 540000 data which were obtained from simulation. Simulation results were evaluated on several cross-sections. Variation of porosity and hydrocarbon saturation parameters were examined through z axis (Figures 4 and 5). The porosity and hydrocarbon saturation values which have showing high values were beaten and the best areas where petroleum production could be done were examined (Figures 6 and 7). In addition to this another simulation study by using covariogram for porosity and hydrocarbon saturation can be useful for determine the reservoir characteristics.



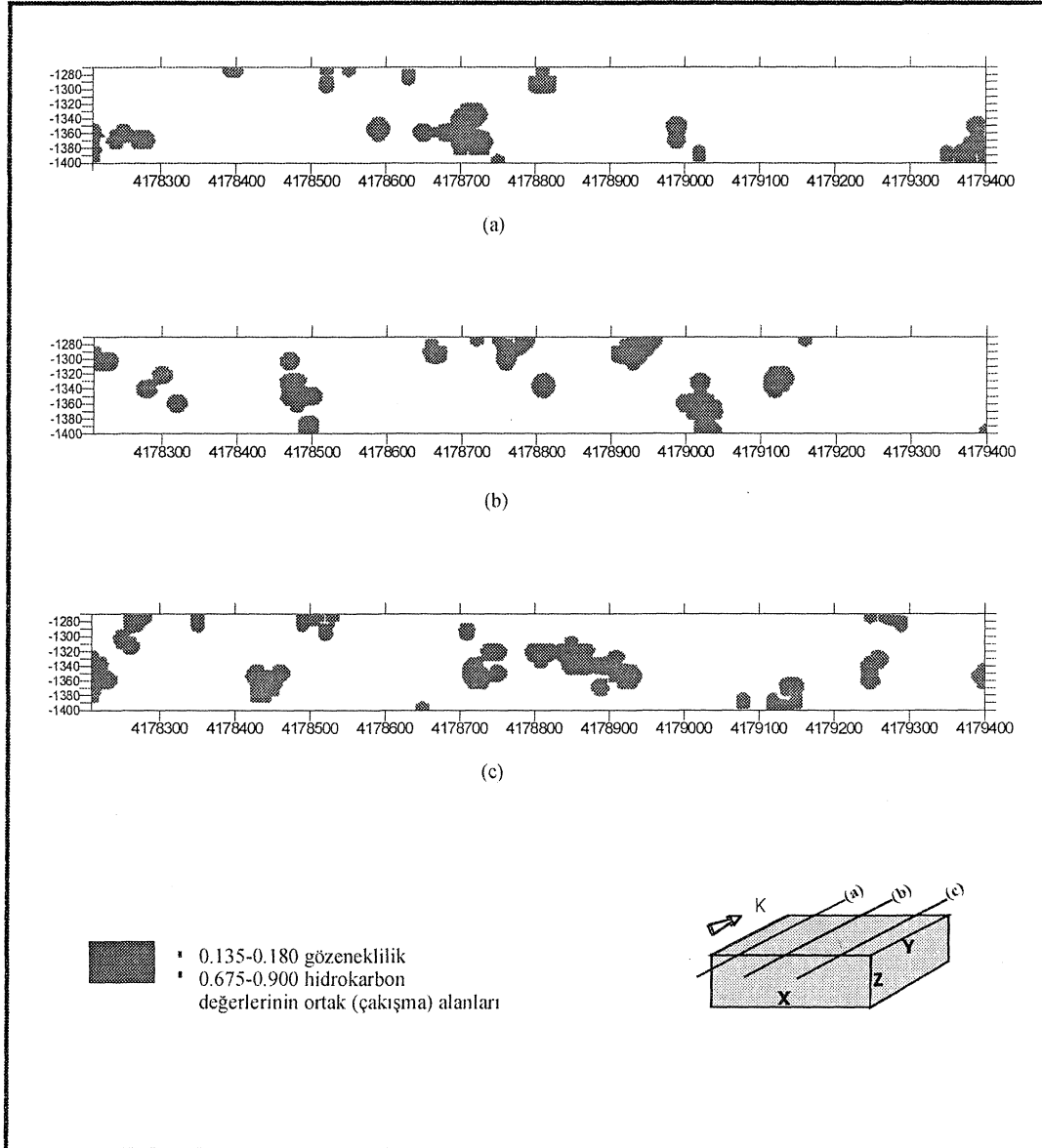
Şekil 4. Gözeneklilik için simülasyon sonuçları a) $z = -1290$ m. b) $z = -1340$ m. c) $z = -1390$ m.
*Figure 4** *SUnidation results for porosity values a) $z = -1290$ in. h) $z = -1340$ m. c) $z = -1390$ in.*

ADİYAMAN YÖRESİ REZERVUAR KAYAÇLARININ POROZİTE VE HİDROKARBON DOYGUNLUĞU



Şekil 5. Hidrokarbon doygunluğu için simülasyon sonuçları
a) $z = -1290$ m. b) $z = -1340$ m. c) $z = -1390$ m.

Figure 5. Simulation results for hydrocarbon saturation
a) $z = -1290$ m. b) $z = -1340$ m. c) $z = -1390$ m.



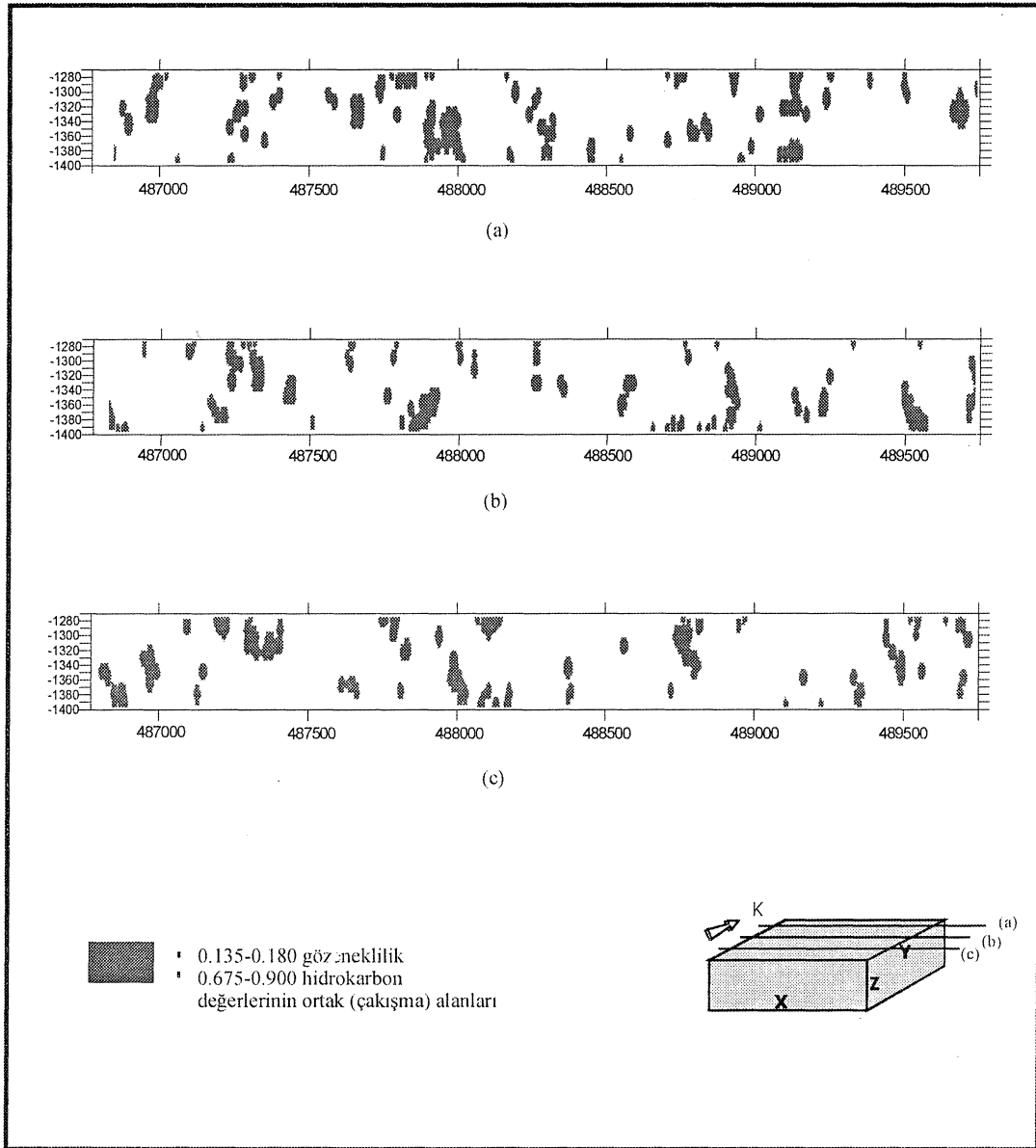
Şekil 6. Yüksek değer gösteren gözeneklilik ve hidrokarbon değerlerinin alansal dağılımı

a) $x=487200$ m. b) $x=488200$ m. c) $x=489200$ m.

Figure 6. A real distribution for porosity and hydrocarbon saturation high values

a) $x=487200$ m. b) $x=488200$ m. c) $x=489200$ m.

ADİYAMAN YÖRESİ REZERVUAR KAY AÇLARININ POROZİTE VE HİDROKARBON DOYGUNLUĞU



Şekil 7. Yüksek değer gösteren gözeneklilik ve hidrokarbon değerlerinin alansal dağılımı
a) $y=4179100$ m. b) $y=4178800$ m. c) $y=4178500$ m.

Figure 7. A real distribution for porosity and hydrocarbon saturation high values
a) $y=4179100$ m. b) $y=4178800$ m. c) $y=4178500$ m.

DEĞİNİLEN BELGELER

- Bozdoğan, N. ve Erten, T., 1990. Mardin yükselminin yaşı ve etkileri, GD. Anadolu, Türkiye 8. Petrol Kongresi., 16-20 Nisan 1990, Bildiriler, 207-227.
- Cros, P., Dercourt, J., Günay, Y., Fourcade, E., Bellier, J.P., Laver, J.P., Marivit, H., ve Kozlu, H., 1991. The Arabian Platform in the Southern Turkey: an alvo-Turonian carbonate ramp collapsed during the Senonian, Bull.centres Rech. Explor. Prod. Elf-Aquitaine, 15, 1, 215-237.
- Çelikdemir, E. ve Dülger, S., 1990. Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu karbonatlarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve rezervuar özellikleri, TPAO Arama Rap. No:2665, 93 s.
- Çoruh, T., 1983. XII. Bölge Çemberlitaş-5,4, Adıyaman-1 ve Durukaynak-1 kuyularıyla ve İnışdere ÖSK'larındaki Derdere ve Karababa Formasyonları hakkında yeni mikropaleontolojik bulgular, TPAO Araş. Rap. No:549, 14 s.
- Çoruh, T., 1991. Adıyaman civarındaki (XL Bölge kuzeybatısı ve XII. Bölge) yüzeylenen Kampaniyen-Tanesiyen istifinin biyostratigrafisi ve paleocoğrafik evrimi, TPAO Araş. Rap. No: 1656, 94 s.
- Demirel, İ.H. ve Güneri, S., 2000. Cretaceous carbonates in the Adıyaman region, SE Turkey: An assessment of burial history and source-rock potential, Journal of Petroleum Geology, vol. 23(1), 91-106.
- Deutsch, C.V. ve Journel, A.G., 1998. GSLIB Geostatistical software library and user's guide, 2nd Edition, Applied Geostatistics series, Oxford University Press, New York, 369 p.
- Dowd, P. A., 1978. Advances in geostatistics: numerical methods and their application: PhD thesis, Leeds University, Leeds.
- Duran, O., 1991. Beşikli, Tokaris; Bakacak ve Taşlık sahalarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve rezervuar özellikleri: TPAO Araştırma Rapor No: 1586, 43 s.
- Duran, O. ve Alaygıt, D., 1992. Adıyaman dolay rezervuar kayalarında (GD Türkiye) porozite ve permeabiliteyi denetleyen mekanizmalar: 9. Petrol Kongresi., 17-21 Şubat 1992, Bildiriler, 390-406.
- Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D., 1988. Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan gruplarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve petrol potansiyeli, TPJD Bült., 11-2,99-126.
- Erenler, M., 1989. XI-XII Bölge güney alanlarındaki kuyularda Mesozoyik çökel istifi mikropaleontolojik incelenmesi, TPAO Araş. Rap. No: 1364, 44 s.
- Ertuğ, K., 1991. GDA Kretase yaşlı Mardin Grubu ve Karaboğaz Formasyonunun palinostratigrafisi, TPAO Araş. Rap. No: 1529, 49 s.
- Günay, Y., 1991. Güneydoğu Anadolu' nun Stratigrafisi, TPAO Derleme, 206 s.
- Güven, A., Dinçer, Tuna, M. E., ve Çoruh, T., 1991. Güneydoğu Anadolu Kampaniyen, Paleosen otokton istifinin stratigrafisi, TPAO Arama Rap. No:2827, 133 s.
- Harbaugh, J. W. ve Bonham-Carter G., 1970. Computer simulation in 'geology: John Wiley and Sons, Inc., New York.
- Journel, A.G. ve Huijbregts, C.J.,1978. Mining geostatistics, Academic Press, London, 600s.
- Köylüoğlu, M., 1981. Körkandil ölçülmüş stratigrafik kesitinin Mesozoyik biyostratigrafisi, TPAO Araş. Rap. No:362, 14s.
- Matheron, G., 1963. Principles of geostatistics, Economic Geology, no 58, 1246-1266.
- Matheron, G., 1973. The instrinsic random functions and their applications, advances

ADİYAMAN YÖRESİ REZERVUAR KAY AÇLARININ POROZİTE VE HİDROKARBON DOYGUNLUĞU

- in applied probability, December, number 5, 439-468.
- Perinçek, D., 1980. Arabistan Kıtası kuzeyindeki tektonik evrimin kıta üzerinde çökelen istifteki etkileri, Türkiye 5. Petrol Kong. ve Serg., Tebliğler, 77-93.
- Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N., ve Çoruh, T., 1991. Stratigraphy and Paleogeographical evolution of the Autochthonous sedimentary rocks in the SE Turkey, Ozan Sungurlu Symp., Kasım/1991, Proceedings, 274-305.
- Saraç, C., 1994. Maden yataklarının değerlendirilmesinde jeoistatistiksel simülasyon yöntemlerinin kullanılması: Jeoloji Mühendisliği, sayı 44-45, 21-27.
- Şemşir, D., Duran, O., A lay gut, D., Kaya, M., Kumsal, K., Güngör, H. ve Aydemir, V., 1992. XI-XII. Bölgelerde Beşikli, D. Beşikli, Tokaris, Bakacak sahaları ile İkizce ve Taşlık kuyuları civarının stratigrafisi, tektoniği, yer altı jeolojisi ile Karaboğaz Formasyonu ve Mardin Grubunun sedimentolojisi, diyajenez ve rezervuar özellikleri: TPAO Arama Rapor No:3051, 142 s.
- Şengüdüz, N. ve Soylu, C., 1990. Derdere Formasyonu sferoidal seviyesinin sedimentolojisi ve organik jeokimyası, Türkiye 8. Petrol Kongresi., 16-20 Nisan 1990, Bildiriler, 50-61.
- Tercan, A.E. ve Saraç, C., 1998. Maden yataklarının değerlendirilmesinde jeoistatistiksel yöntemler, TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası Yayınlan, No 48, Ankara, 137 s.
- Tuna, D., 1973. VI Bölge litostratigrafi birimleri ad lamasın m açıklayıcı raporu, TPAO AramaRap. No:813, 131 s.
- Wagner, C. ve Pehlivanlı, M., 1985. Karst geological interpretation of Mardin Carbonaites in Çemberlitaş Oil Field, A pilot study; Arama Grubu Rapor No:2051.
- Yılmaz, Y. ve Yiğitbaş, E., 1990. SE Anadolu'nun farklı ofiyolitik-metomorfik birlikleri ve bunların jeolojik evrimdeki rolü, Türkiye 8. Petrol Kongresi., 16-20 Nisan 1990, Bildiriler, 128-140.
- Yurdagül, A.G., 2001. Adıyaman yöresi porozite ve hidrokarbon doygunluğu değerlerinin jeoistatistiksel simülasyon yöntemleriyle incelenmesi, Hacettepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Mühendislik Tezi, Ankara, 101 s.

Makale Geliş Tarihi :: 05 Ağustos 2001

Kabul Tarihi : 28 Haziran 2002

Received : August 05, 2001

Accepted : June 28, 2002

