

TPJD BÜLTENİ

TÜRKİYE PETROL JEOLGLARI DERNEĞİ

TAPG BULLETIN

TURKISH ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS



Cilt: 22

Sayı: 1
Haziran 2010



Volume: 22

No: 1
June 2010

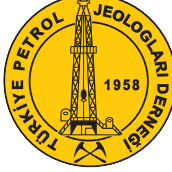
Kapak Resmi: Çingene Kızı veya Gaia (Yer Tanrıçası) Mozayiği, Gaziantep Müzesi: Zeugma kazılarının kamuoyunun gündemine henüz girmediği 1992 yılında çıkarılan bu mozaikteki kadın figürü, gizemli bakışları ile Zeugma'nın simgesi haline gelmiştir. İlk çıktığı yıllarda kimliği konusunda kesin bir tanımlama yapılamayan bu mozağe, figüründeki kadın resminin çingene kızlarını andırması nedeniyle çingene adı verilmiştir. Ancak, bazı kaynaklar mozaikteki asma figürlerine dikkat çekerek, çingene olarak tanımlanan kadının, yer tanrıçası GAİA olduğunu ileri sürmektedir. Mitolojide Gaia, içinden tanrı soylarının çıktığı ilk element olarak kabul edilmektedir. Gaia, hiç bir erkek element yardımı olmaksızın, çevresini saran Gök'ü (Uranos) ve dağları, denizlerin kişileştirilmiş erkek şekli olan Pontos'u doğurdu. Gök'ün doğuşundan sonra, Gaia O'nunla birleşmiş ve böylece sahip olduğu çocuklar, artık basit elementer güç olmaktan çıkarak, tam anlamıyla birer tanrı oldular. Önce altı titan Okeanos, Koios, Krios, Hyperion, Iapetus ve Kronos ile altı titanid Theia, Reia, Themis, Mnemosyne, Phoibe ve Tethys doğdular (Foto: Muzaffer SİYAKO, 2009).

Cover Photography: Mosaic of Gipsy Girl or Gaea (Goddess of the Earth), Gaziantep Museum: This mosaic was found during the Zeugma excavations in 1992, became the symbol of Zeugma because of the mysterious look she had in her eyes. When it could not be identified it got named "gypsy" because of the women's resemblance with gypsies. But some sources draw attention to the vine in the mosaic and claim that it is GAIA the Goddess of the Earth. In mythology it is considered that Gaea is the first element all god's ancestors have derived from. Gaea without a male element gave birth to the Sky (Ouranos) and the mountains and also Pontos the personalized element of the sea. After the birth of the Sky, Gaea coupled with him and therefore all her children became real Gods and were not just simple elements of power. First six titans Okeanos, Koios, Krios, Hyperion, Iapetus and Kronos and six titanids Theia, Reia, Themis, Mnemosyne, Phoibe, Tethys were born (Photo by Muzaffer SİYAKO, 2009).

TPJD BÜLTENİ TAPG BULLETIN

ISSN: 1300-0942

Cilt: 22 Sayı: 1 Yıl: 2010



Volume: 22 Number: 1 Year: 2010

Türkiye Petrol Jeologları Derneği'nin yayın organıdır.
The official publication of Turkish Association of Petroleum Geologists

Yılda iki kez yayınlanır.
Published two times a year.

Yayın dili Türkçe/İngilizcedir
Publication language is Turkish/English

TPJD YÖNETİM KURULU/TAPG EXECUTIVE COMMITTEE

İsmail BAHTİYAR
Erhan YILMAZ
A. Çetin GÜRCAN
Cem KARATAŞ
Osman ER
Ahmet ÇAPTUĞ
M. Bülent ERCENGİZ

Başkan/President
2. Başkan/Vice President
Yazman/Secretary
Sayman/Treasurer
Üye/Member
Üye/Member
Üye/Member

EDİTÖR/EDITOR
Erhan YILMAZ

TPJD ADINA SAHİBİ
EXECUTIVE DIRECTOR
İsmail BAHTİYAR

YAZIŞMA ADRESİ
CORRESPONDENCE ADDRESS
İzmir Cad. II, NO: 47/14 06440 Kızılay-ANKARA/TÜRKİYE
Tel : (90 312) 419 86 42 - (90 312) 419 86 43 Fax : (90312)285 55 60
e-mail : tpjd@tpjd.org

İNCELEME KURULU/EDITORS

Ahmet GÜVEN	TPAO
Ahmet Sami DERMAN	TPAO
Ali SARI	AÜ
Alper KARADAVUT	TPAO
Asuman TÜRKMENOĞLU	ODTÜ
Atilla AYDEMİR	TPAO
Baki VAROL	AÜ
Coşkun NAMOĞLU	TPAO
Erhan YILMAZ	TPAO
Fuat ŞAROĞLU	MTA
Hakkı GÜCÜYENER	KARKİM
Haluk İZTAN	TPAO
İ. Ömer YILMAZ	ODTÜ
İbrahim ÇEMEN	O.S.U
İsmet SİNCER	TPAO
Kadir DİRİK	HÜ
Kadir GÜRGEY	MERTY ENERJİ
M. Arif YÜKLER	FRONTERA
Mehmet ALTUNBAY	BAKER HUGHES
Mehmet ÖZKANLI	TPAO
Mustafa Ali ENGİN	TPAO
Namık YALÇIN	İTÜ
N. Bozkurt ÇİFTÇİ	TPAO
Neil HURLEY	SCHLUMBERGER
Nuri TERZİOĞLU	TPAO
Phil BASSANT	CHEVRON
Salih SANER	K.F.U.of P. and M.
Tansel TEKİN	TPAO
Uğraş IŞIK	TPAO
Veysel IŞIK	AÜ
Volkan Ş.EDİGER	CUMHURBAŞKANLIĞI
Yücel YILMAZ	KHÜ
Zühtü BATI	TPAO

Ö N S Ö Z

Dünya ekonomisi ile hızlı bir entegrasyon sürecinde olan ülkemiz, altyapısını tamamlama, kalkınma hedeflerini gerçekleştirme, toplumsal refahı artırma ve sanayi sektörünü Avrupa Birliği ülkeleri ile rekabet edebilecek bir düzeye çıkarma çabası içerisinde.

Bu kapsamda, ülkemizde ve dünya ülkelerinde kalkınmanın en temel girdisi olan enerji sektörünün gelişmesine gün geçtikçe daha fazla gereksinim duyulmakta ve buna bağlı olarak enerji talebinde hızlı bir artış gözlenmektedir.

Ülkemizin, önümüzdeki 15 yıl içerisindeki petrol ve doğal gaz faturası, yaklaşık 460 milyar Dolar civarındadır. Bu rakamın büyüklüğüne bakılırsa, petrol ve doğal gaz aramacılığının önemi ortaya çıkmaktadır. 2009 yılında, toplam petrol tüketiminin 28 milyon ton olduğu ülkemizde, tüketimimizin % 85'i ithalatla, % 12'si ise TPAO'nun yurtiçi ve yurtdışı üretimi ile karşılanmaktadır. Bugün için petrol ve doğal gaz ihtiyacımızın büyük bir bölümünün ithal edilmesi, yeni hidrokarbon kaynaklarının bulunması ve değerlendirilmesine yönelik yatırımların önceliğini bir kez daha ortaya koymaktadır.

TPAO, ülkemizin enerji arz güvenliğini temin amacıyla, yatırımlarına hız kazandırmış ve son yıllarda arama ve üretim yatırımlarında ciddi artışlar gerçekleştirmiştir. TPAO'nun 2000'li yılların başlarında yıllık 50 milyon dolar civarında olan yurtiçi petrol arama bütçesi 2009 yılında rekor düzeyde 17 kat artırılmıştır.

TPAO, bu bütçe artışı ile ülkemizin karasında ve denizinde arama çalışmalarını, yüksek teknoloji kullanarak, yoğun bir şekilde yürütmektedir. Yurdumuzun yeterince aranmamış alanlarının yanı sıra, Güneydoğu, Trakya ve deniz alanlarında yürütülen mevcut çalışmalar gelecekte yeni açılımlar sağlayacaktır.

Petrol sektörü çalışanları olarak önceliğimiz yurdumuzun kara ve deniz alanlarındaki potansiyeli hızla ülke ekonomisine kazandırmaktır. Bu hedefe yönelik yatırımlar neticesinde Güneydoğu Anadolu bölgesinde ve Libya'da yapılan son keşifler dünya standartlarında keşiflerdir.

Ülkemiz, 1980 li yıllardan bu yana yurt dışında bir çok ülkede milyarlarca dolarlık yatırım yapmaktadır. Azerbaycan'daki Mega projede Azeri-Güneşli-Çıralı ve Şah denizi projelerinde ve Kazakistan'daki yatırımlarda geri dönüşler devam etmektedir. Buralardan elde edilen gelirlerle başta Libya, Irak, İran ve Kolombiya olmak üzere yurt dışı faaliyetlerine kaynak temin etmektedir. Bunun yanında, özel sektörün Irak'ta petrol arama ve üretim çalışmalarında ulaştığı seviye memnuniyet verici düzeydedir.

Değerli yer bilimciler, son yıllarda klasik petrol ve doğalgaz aramacılığı dışında yeni metodlar ve teknolojiler de ülkemiz kaynaklarının ortaya çıkarılmasında kullanılmaktadır. Özellikle, Dünya'da yükselen bir ivme kazanan Unconvansiyonel yöntemlerle şeyllerden gaz ve petrol üretimine yönelik çalışmalar devam etmektedir.

Bu çalışma ve gelişmelerin yanısıra, ülkemizin enerji arz güvenliğine katkı manasında toplam 3 milyar m3 kapasiteli ilk yer altı doğal gaz depolama projesi olan Silivri Doğal Gaz Depolama Tesislerini devreye alınmış olup, kapasite artırımına ve yeni depolama alanlarının araştırılmasına yönelik çalışmalar yürütülmektedir.

Ülkemiz ve yakın coğrafyasını kapsayan en önemli konferans ve sergilerden birisi olan Türkiye 18. Uluslararası Petrol ve Doğalgaz Kongre ve Sergisi(IPETGAS 2011), 11-13 Mayıs 2011 tarihleri arasında Ankara Sheraton Otel'de yapılacaktır. Bu organizasyon kapsamında, ülkemiz petrol arama ve üretim sektöründeki bilgi ve kazanımlar tüm yer bilimcilerle paylaşılacaktır.

**TÜRKİYE PETROL JEOLGLARI DERNEĞİ
YÖNETİM KURULU**

İÇİNDEKİLER CONTENTS

Petrol Arama/Üretim Anlaşmaları: Dünyadan Örnekler ve Yeni Türk Petrol Kanunu Tasarısı

Petroleum Exploration and Production Contracts: Examples from the World and the Proposed New Turkish Petroleum Law

Dr. Ahmet Tandırcıoğlu1

Denizlerde Ortamsal Özelliklerdeki Lokal Değişimlerin Bentik Foraminiferler ile Belirlenmesi: Doğu Ege Denizi'nden Bazı Örnekler

Determination of Local Changes in the Environmental Conditions Using Benthic Foraminifers: Some Cases from the Eastern Aegean Sea

Engin Meriç, Niyazi Avşar, Baki Yokeş, İpek, F. Barut ve Feyza Dinçer23

Batı Raman Ağır Petrol Sahası Garzan Rezervuarının 3B Entegre Jeostatistik Modeli

3D Integrated Geostatistical Model of the Garzan Reservoir in the Batı Raman Heavy Oil Field

S. Tuba Türkmen, Yıldız Karakeçe, Özlem Korucu, Hakan Can ve İnci Açıkbaş43

Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni Yazım Kuralları55

Instructions to TAPG Bulletin Authors57

PETROL ARAMA/ÜRETİM ANLAŞMALARİ: DÜNYADAN ÖRNEKLER VE YENİ TÜRK PETROL KANUNU TASARISI

PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION CONTRACTS: EXAMPLES FROM THE WORLD AND THE PROPOSED NEW TURKISH PETROLEUM LAW

Dr. Ahmet TANDIRCIOĞLU

**Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Yurtdışı Projeler Daire Başkanlığı
Söğütözü Mah. 2. Cadde No: 86 Söğütözü, Ankara, 06100**

ÖZ

Dünyada her geçen gün önemini artıran petrolün, aranması ve üretilmesi ile ilgili anlaşmalar da günün değişen koşulları çerçevesinde değişimlere uğramakta, özellikle petrol fiyatının yükselmesi bazı ülkelerde bu anlaşmaların ve/veya petrol kanunlarının ya revize edilmesine ya da yenilenmesine neden olmaktadır.

Günümüzde uygulanmakta olan anlaşmalarda genel olarak üç ana model kullanılmaktadır. Bunlar:

1. İmtiyaz (Devlet Hissesi-Vergi) Anlaşması,
2. Üretim Paylaşım Anlaşması,
3. Servis Anlaşması'dır.

Bu anlaşmalar ev sahibi ülkenin milli petrol şirketi veya yetkili düzenleyici kuruluşu ile petrol şirketleri arasında imzalanmaktadır. Bu çalışmada, Avrupa Birliği ve Libya'daki uygulamalar ile teşvikler sağlayarak arama/üretim faaliyetlerini artırmak isteyen Hindistan ve Mozambik'teki uygulamalar detaylı olarak incelenmiştir. Genellikle, petrol ruhsatlarının verilmesinde uluslararası ruhsat ihaleleri düzenlenmekte ve bu ihalelere katılabilmek için şirketlerin belirli şartları yerine getirmeleri gerekmektedir. Model anlaşma ile minimum finansal ve iş yükümlülükleri de ev sahibi ülke kuruluşu tarafından belirlenebilmektedir. Petrolün stratejik önemi ve uluslararası alanda faaliyet göstermek isteyen şirketlerin artmasıyla, ruhsat ihalelerinde çok yüksek imza ikramiyeleri (birkaç on milyon dolardan birkaç yüz milyon dolara kadar) ve şirketlerin üretilcek petrolden talep ettikleri pay olarak

%10'nun altına inen rakamlar teklif edilmekte veya evsahibi ülke yasalarında değişiklik yapılarak vergi oranları önemli oranda artırılmaktadır. Ayrıca, çevre ile ilgili konular giderek daha fazla önem kazanmakta ve şirketler çevrenin korunması ile ilgili ilave yatırımlar yapmak zorunda kalmaktadırlar.

İthal enerji kaynaklarına bağımlı ülkemizin enerji faturası çok yüksek olup sürdürülebilir ekonomik büyümenin sağlanabilmesi için enerjinin asgari maliyetle, kesintisiz ve güvenilir kaynaklardan sağlanması gereklidir. Aynı zamanda, yurtiçindeki arama ve üretim faaliyetlerinin artırılması ile enerjinin verimli kullanılması şarttır. Bu bağlamda, 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu tasarısının arama üretim faaliyetlerini hızlandırması beklenmektedir. Ancak, teknik ve mali yeterlilik, ruhsat verme, ruhsat süreleri ve alanları ile arama dönemi iş programları konularında yeni yasa tasarısı ile beklenen hedeflere ulaşmak, pek mümkün görülmemekte olup, alternatif olarak dünyada bazı ülkelerde de uygulanan hibrid bir model önerilmektedir. Bu model ile ruhsat verilmesinde minimum iş programı ile R faktörüne bağlı paylaşım oranları dikkate alınmakta ve istenildiği takdirde puanlamadaki ağırlıklar değiştirilerek o günün pazar koşullarına uyum sağlanabilmektedir. Ayrıca devletin üretilcek petrolden alacağı hissenin özellikle petrol fiyatlarının yüksek olduğu dönemlerde artması sağlanarak ülke menfaatleri korunmuş olmaktadır.

Tasarının yasalaşması sonrasında Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PIGM)'nin görev ve sorumlulukları önemli ölçüde artacaktır.

PİGM arama/üretim ruhsatlarının en iyi iş programını öneren yetkin şirketlere verilmesinde rekabetin oluşmasını sağlayacak bir ortam oluşturarak ruhsatların verilmesini takiben şirketlerin taahhüt ettikleri arama veya üretim iş programının gerçekleştirilmesini yakından denetlemelidir. Bu görevleri yerine getirebilmesi için PİGM'nin eleman ve teknoloji açısından yoğun bir şekilde ve hızla desteklenerek yeniden yapılandırılmalıdır.

Petrol zengini ülkelerde uzun yıllar öncesinden başlayan nispeten daha az arama riskine sahip alanlarda yoğunlaşan arama faaliyetleri neticesinde önemli keşifler yapılmıştır. Günümüzde ise yeni arama hamleleri derin deniz alanlarına ve karadaki derin hedeflere yönelmiştir. Bu açıdan neredeyse hiç aranmamış kabul edebileceğimiz Karadeniz ve karadaki derin hedeflere yönelik potansiyeli nedeniyle Türkiye özel bir cazibe merkezi olma konumuna sahiptir. Derin deniz sondaj ve üretim teknolojisinin gelişmesiyle beraber veri miktarının artmasıyla, Karadeniz'in derin suları yeni hidrokarbon keşifleri için güçlü bir aday olup uluslararası firmaların ilgisini çekmektedir.

Anahtar Kelimeler: Petrol Anlaşmaları, Petrol Kanunu, Arama-Üretim Paylaşım Anlaşması (AÜPA).

ABSTRACT

With the increasing importance of petroleum in the world, petroleum exploration and production contracts evolve in response to the changes in the today's market conditions. Especially, the upward surge in the oil price results in the modifications of these contracts and/or revising petroleum laws.

There are mainly three types of contracts used in the petroleum industry today:

1. Concession (Royalty-Tax) Contracts,
2. Production Sharing Contracts,
3. Service Contracts.

These contracts are signed between either by the national oil company or a responsible regulatory body of the host country and oil/gas companies. In this study, directives in European Union, exploration and production contracts and practices from Libya and India are examined in detail. In general, international bid rounds are organized to award the

petroleum concessions and interested companies must meet certain qualifications. In addition, model contract and minimum financial and technical commitments are determined by the host government organization. Due to the strategic importance of petroleum and the increasing number of companies that wish to expand internationally, these bid rounds results with very high signature bonuses (from several ten million USD to several hundred million USD) and very low contractor's share in the produced oil (much lower than 10%) or host countries change the petroleum laws resulting in significant tax increases. Environmental issues are becoming more significant and companies are required to make additional investment to restore the environment.

Türkiye with its dependence on imported hydrocarbons pays a significant energy invoice. Türkiye needs to diversify the source countries for supply security, and have cheap, reliable, uninterrupted energy sources in order to achieve a sustainable economic growth. It also has to promote domestic exploration and production activities as well as efficient usage of energy. In this respect, New Turkish Petroleum Law is expected to expedite the exploration and production activities in Türkiye. However, several points including technical and financial qualification, block awarding process, periods and relinquishment, and work commitments would hinder to achieve the expected results. Therefore, a new hybrid model is suggested for Turkey. With this model, minimum work program and sharing of profit oil on the basis of R-factor would be taken into consideration in the licensing rounds. Changing the weights on these two criteria would also enable to respond changing market conditions. In addition, the state share from the produced oil would especially increase during the periods of high oil prices.

The responsibilities and duties of General Directorate of Petroleum Affairs (GDPA) are significantly increased. GDPA is responsible to create a competitive bidding environment for awarding a petroleum concession for eligible and capable companies offering the best work program. Following the award companies must be monitored and controlled close-

ly with respect to the exploration or production work commitments. In order to accomplish these responsibilities, GDPA must be supported fully with competent personnel and technology; it also must have its financial independence and be structured as an independent regulatory authority.

Exploration in petroleum-rich countries are becoming mature and new exploration areas with good petroleum potential are located in either deep offshore or deep onshore plays. In this respect, Türkiye has special importance with its nearly unexplored Black Sea offshore and deep onshore plays. With the advent of deep offshore technology and increase of data volume, deep water portion of the Black Sea is a strong candidate for new hydrocarbon discoveries and attracting international major companies.

Keywords: Petroleum Contracts, Petroleum laws, Exploration&Production Sharing Agreement (EPSA).

GİRİŞ

Günümüzde enerji kaynakları içerisinde petrol ve doğal gazın tüketimdeki ağırlıklı konumu ve giderek artan talep karşısında yükselen fiyatlar, arzdaki belirsizlikler ve politik riskler ülkelerin enerji politikalarının şekillenmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Bu konuda gerek kaynak ülkeler gerekse bu kaynaklara bağımlı konumda olan ülkeler günün değişen koşulları çerçevesinde farklı politikalar izlemektedirler. Petrol ve doğal gaz ihraç eden ülkeler sahip oldukları doğal kaynaklardan elde edebilecekleri geliri maksimize etmeye çalışmaktadırlar. Bu çerçevede, yeni vergiler getirilmekte, petrol/doğal gaz arama ve üretimi ile ilgili yasalar ve/veya anlaşmalar revize edilmektedir. Ayrıca, petrol ve doğal gazın aranması ve üretilmesi ile ilgili olarak ülkelerin kazancını artırmak için şirketler arasındaki rekabeti artırıcı ortam hazırlanmaktadır.

İthalatçı ülkeler ise ihtiyaç duydukları petrol ve doğal gazı kesintisiz, asgari maliyetle ve güvenilir kaynaklardan sağlamayı amaç edinmektedirler. Arz güvenliğinin artırılmasına yönelik olarak dengeli bir kaynak çeşitlendirmesi ve kaynak ülke çeşitlendirmesi yapılmaktadır. Buna ilaveten,

enerji verimliliği, yerli ve alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesi ön planda tutulmaktadır. Petrol ve doğal gazın aranması ve üretilmesi ile ilgili olarak da çeşitli teşvikler verilmektedir.

PETROL ARAMA VE ÜRETİM ANLAŞMA TÜRLERİ

Bugün petrol arama ve üretimi konusunda dünyada kullanılmakta olan üç anlaşma türü ile ilgili kısa bilgiler aşağıda verilmektedir (Tandircioğlu, 2007):

1. İmtiyaz (Devlet Hissesi-Vergi) Anlaşması: Bu anlaşma modelinde imtiyaz sahibi diğer bir deyişle ruhsat sahibi ruhsatta bulacağı petrol ve doğal gazın sahibidir. Tüm yatırımlar ruhsat sahibi tarafından yapılır, dolayısıyla tüm arama ve saha geliştirme ile ilgili riskler ruhsat sahibine aittir. Ruhsatta yapılacak tüm operasyonel kararlar ruhsat sahibi tarafından alınır. Petrol keşfi olması durumunda üretimden elde edilecek gelirin tümü ruhsat sahibi tarafından alınır. İmtiyaz sahibi devlete; imza ikramiyesi, devlet hissesi (royalty) ve elde ettiği kar üzerinden gelir vergisi öder. Anlaşmanın süre sınırlaması ülkeden ülkeye değişmekle birlikte genelde 20-30 yıl arasındadır. Bu anlaşma modelini kullanan ülkelerden bazıları ABD, İngiltere, Kanada, Norveç, Rusya ve Türkiye olarak sıralanabilir.

2. Üretim Paylaşım Anlaşması: Bu anlaşma modelinde devlet petrol ve doğalgazın sahibidir. Şirketler doğrudan görüşme veya uluslararası ihalelerde teklif vermek suretiyle aldıkları ruhsatlarda arama döneminde taahhüt ettikleri yatırımı gerçekleştirmek zorundadırlar. Aksi halde taahhüt edilen yatırımın mali karşılığını ödemek durumundadırlar. Arama dönemi riskleri şirketler tarafından alınır. Ruhsatta keşif olması durumunda geliştirme ve üretim dönemi yatırımlarının tamamı ya ruhsat sahibi şirket tarafından ya da devleti temsil eden milli petrol şirketinin belirli oranlarda katılımı ile yapılır. Ruhsatlarda yapılan yatırımlarla ilgili kararlar devletin (ilgili ulusal kuruluş) onayı ile alınır. Şirketler devlete; imza ve üretim ikramiyesi, devlet hissesi (değişkendir) ve kar petrolünden pay öder. Anlaşma süresi genelde 20-30 yıl arasında değişir. İki tarafın anlaşması ile bu süre uzatılabilir. Bu anlaşma modelinin uygulandığı ülkelerden bazıları Libya, Mısır,

Suriye, Azerbaycan ve Sudan'dır.

3. Servis Anlaşması: Müteahhit firmalar milli petrol şirketleri ile teknik destek sağlamaya yönelik olarak servis anlaşmaları imzalarlar. Yapılması istenen iş detaylı olarak tariflenmiştir. Müteahhit firmaya yaptığı iş karşılığında petrol veya nakit para ödenir. Müteahhit firma yaptığı yatırımın geri kazanımı için belli bir oranda kar talep eder ve bu kar oranı devlet tarafından garanti edilir. Anlaşmanın belirli bir süresi vardır.

Servis anlaşmalarının bir türü de Geri Alım (buy-back) servis anlaşmasıdır. Bu anlaşmada müteahhit firma tüm operasyonları ve yatırımları yapmakla sorumludur. Bu tür anlaşmalar genelde üretim projeleri için yapılır. İran bu tür anlaşma modelinin uyguladığı ülkelere örnek olarak verilebilir.

ÜLKE ÖRNEKLERİ

Petrol arama ve üretim anlaşmaları ile ilgili olarak birçok ülkedeki uygulamalar incelenmiş olup, burada yalnızca üç ülkeye yer verilmiştir. Bu ülkelerden Libya zengin petrol potansiyeline sahip uzun yılların verdiği tecrübe ile kurumsallaşmış petrol sektörüne sahip bir ülkedir. Hindistan ise büyüyen ekonomisi ile artan enerji talebi ve petrolde dışa bağımlı olması nedeniyle yurtiçinde arama-cılığı teşvik etmek amacıyla uygulamakta olduğu başarılı yeni politikalarla dikkati çekmektedir. Mozambik örneği ise henüz herhangi bir petrol keşfi yapılmamış aramacılık riskleri açısından Türkiye'den daha fazla risk taşıyan bir ülkedeki uygulamaların nasıl olduğunun görülmesi amacıyla verilmiştir. Ayrıca, Norveç, İtalya ve İngiltere gibi ülkelerin de uygulamakta olduğu mevzuat incelenmiş ve Türk Petrol Kanunu ile ilgili önerilerin belirlenmesinde yararlanılmıştır.

Libya

Libya petrol ve doğalgaz rezervleri açısından zengin bir ülkedir. Libya'nın toplam petrol rezervi 42 milyar varil, doğalgaz rezervi ise 53 trilyon kübik feet'tir. Günlük petrol üretimi 1,8 milyon varil olup günde yaklaşık 1,5 milyon varil petrol ihraç edilmektedir. Libya petrol üretimini 2010 yılına kadar 3 milyon varil/gün'e çıkarmayı hedeflemektedir.

Ülkede hidrokarbonların aranması, üretilmesi, taşınması, rafinajı ve satışı ile ilgili

tüm faaliyetlerin yürütülmesinden Libya Milli Petrol Şirketi (National Oil Corporation, NOC) sorumludur. 2004 yılından itibaren arama ruhsatları NOC tarafından uluslararası ruhsat ihaleleri yapılarak verilmeye başlanmıştır. İhaleye katılabilmek için ilgilenen şirketlerin NOC tarafından belirlenen kriterlere uygun olmaları gerekir. Bu uygunluk şirketlerin özellikle son üç yılındaki teknik yeterliliği ve finansal yapısı incelenmesi sonucunda verilir.

NOC tarafından belirlenen takvim çerçevesinde ihaleye katılmasına onay verilen şirketler veri odasını ziyaret ederek ilgilendikleri ruhsatlara ait veri paketini satın alırlar. Veri paketi fiyatları ruhsatta mevcut verinin miktarına ve yılına bağlı olarak genelde 10.000-100.000 ABD Doları arasında değişir. Ruhsata ait verinin satın alınmasını takiben 2-3 aylık bir teknik değerlendirme neticesinde ihaleye verilecek olan teklif parametreleri belirlenir. İhalede şirketler petrolden almak istedikleri payı, taahhüt ettikleri iş programını (yapmayı planladıkları 2 boyutlu ve/veya 3 boyutlu sismik ile kazmayı planladıkları arama kuyusu sayısı) ve ödeyecekleri imza ikramiyesini teklif ederler.

Her bir ruhsat bazında NOC ile şirketler arasında imzalanacak olan Arama-Üretim Paylaşım Anlaşması (AÜPA, Exploration & Production Sharing Agreement, EPSA) modeli veri odası ziyaretinde şirketlere verilmektedir. Ruhsat bazında AÜPA bazı farklılıklar gösterse de genel hatları ile aynıdır ve aşağıda önemli özellikleri verilmiştir:

Minimum iş mükellefiyeti ve bunun finansal karşılığı NOC tarafından belirlenir. Şirketler taahhüt ettikleri iş programını yerine getirmediği veya eksik yaptıkları takdirde, belirlenen rakamlar üzerinden, örneğin 1 km 2B sismik için 5000 ABD Doları nakit ödemeyi NOC'ye yapmak zorundadırlar. Arama döneminde planlanan yıllık iş programı ve bütçesinin takibi ve denetimi Proje Yönetim Kurulu (PYK) tarafından yapılır. PYK NOC'yi temsilen iki ve kontraktörü temsilen iki olmak üzere toplam dört üyeden oluşur ve kararlar oybirliği ile alınır. Operatör şirketin tüm faaliyetleri PYK onayına tabidir.

Arama döneminde tüm yatırımları ve operasyonları yapmakla kontraktör sorumludur. Arama dönemi sonunda eğer ruhsatta bir keşif yapılmamışsa ruhsatın tamamı, keşif

yapılmış ise keşif yapılan sahanın dışındaki alan terk edilir. Geliştirme dönemi yatırımlarına NOC %50 oranında katılır. Üretim dönemindeki operasyon harcamalarına ise kontraktör ve NOC üretimden alacakları hisseleri oranında katılırlar. Üretim ikramiyeleri kontraktör tarafından ödenir. Kontraktör ürettiği petrolü ihraç etme hakkına sahip olmakla birlikte NOC'nin öncelikli satın alma hakkı vardır.

Üretilen petrolden kontraktör şirketin alabileceği maksimum pay ihalede teklif ettiği hisse oranı (X) kadardır (Şekil 1). Bu paydan öncelikle arama ve geliştirme döneminde yapılan yatırım harcamaları (Capex), sonrasında üretim döneminde yapılan işletme harcamaları (Opex) geri alınır. Söz konusu yatırımlar geri alındıktan sonra geriye kalan petrol kar petrolü olarak adlandırılır ve kontraktörün bu petrolden alacağı miktar aşağıdaki formülle belirlenir:

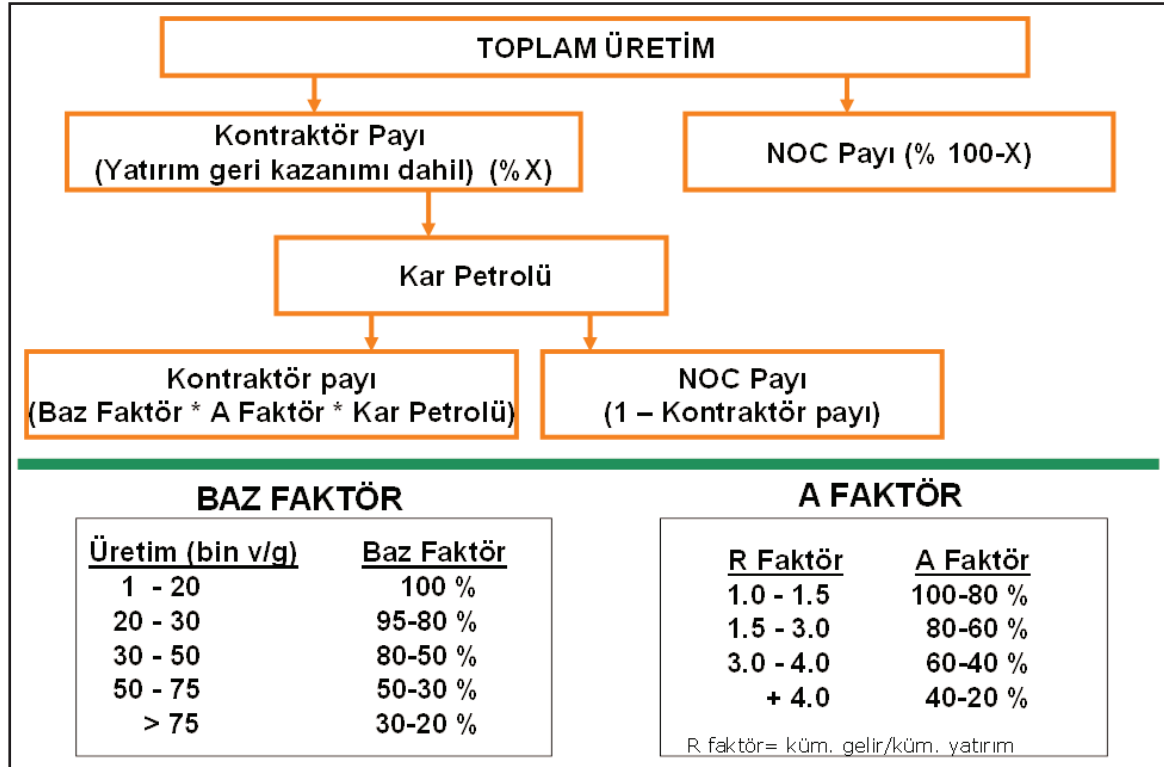
Kontraktörün Kar Petrolünden Alacağı Hisse = Baz Faktör * A Faktör * Kar Petrolü

Bu formülasyon ile kontraktör şirketin kar petrolünden alacağı hisseye, günlük üretim

miktarı ve R faktör (kümülatif gelirin kümülatif yatırıma oranı)'üne göre bir sınırlama getirilmektedir. R faktörün kullanılması ile kontraktörün kümülatif geliri yaptığı kümülatif yatırımın 4 katını aştığında kontraktörün üretilen petrolden alacağı hisse önemli oranda azalmaktadır.

AÜPA 5 yıllık arama ve 25 yıllık üretim dönemini kapsar. Arama dönemi sonunda sondaj ve test operasyonu devam ediyorsa en fazla 6 aylık bir uzatma NOC onayı ile alınabilir. Üretim dönemi sonunda ise üretim hala devam ediyorsa yine uzatma NOC onayına tabidir.

Libya'da 2004 yılından 2007 sonuna kadar 4 adet ruhsat ihalesi yapılmıştır. İhalelere ön elemenden geçen şirketler tekliflerini kapalı zarf içerisinde vererek katılırlar. Zarflar şirket temsilcileri ve medyanın huzurunda açılarak en iyi teklifi vererek ihaleyi kazanan şirket açıklanır. Bir ruhsata tek bir teklifin gelmesi durumunda ise teklif zarfı açılmayıp NOC ile doğrudan görüşme sonrasında bir hafta sonra sonuç açıklanır. Bu ihalelere ulus-



Şekil 1. Libya'da uygulanan petrol paylaşım modeli (Yukarıdaki rakamlar genel bir fikir vermek maksadı ile yazılmıştır. Anlaşmalardaki rakamlar farklılık gösterebilir.).

Figure 1. Production sharing model used in Libya (The numbers are given only to get a general view. The real figures in the agreements may be different.).

lararası şirketlerin katılımının yüksek olduğu ve ruhsat alabilmek için ciddi bir rekabetin varlığı göze çarpmaktadır. Gerek deniz gerekse kara ruhsatları için verilen tekliflerde kontraktörün üretilecek petrolden alabileceği pay maksimum % 6.8'e kadar azalmıştır. Libya'da başarıyla uygulanan şeffaf ihale yöntemi şirketler arasında rekabeti artırmış ve

Libya'da yapılan arama yatırımları önemli ölçüde artmıştır.

Tablo 1'de 2005 yılında düzenlenen uluslararası ruhsat ihalesinin sonuçları verilmektedir. İhalede yeralan 26 ruhsat için toplam 96 teklif verilmiştir. Petrol potansiyelinin yüksek olduğu ruhsatlar için çok sayıda teklif verilmiş olup, şirketlerin petrol üretiminden alacakları

Tablo 1. 2005 yılı Libya uluslararası ruhsat ihalesi sonuçları.

Table 1. The results of the international bid round of Libya in 2005.

Ruhsat	Şirket	Şirketin Üretimden Alacağı Hisse (%)	İmza İkramesi (\$)	Teklif Sayısı
Akdeniz				
2/1-2	Nippon-Mitsubishi (Japonya)	8.0	2.500.000	10
17/3	Pertamina (Endonezya)	11.7	8.009.000	6
17/4	CNPC (Çin)	28.5	6.080.000	1
40/3-4	Japex-Nippon-Mitsubishi (Japonya)	8.0	1.700.000	10
44/1-2-3-4	ExxonMobil (A.B.D.)	28.3	1.500.000	1
42/1-2-3-4	TEKLİF VERİLMEDİ			0
Sirte Baseni				
102/4	Oil India-Indian Oil (Hindistan)	10.5	3.001.001	4
123/1	British Gas (İngiltere)	10.9	7.501.000	1
123/2	British Gas (İngiltere)	14.2	7.501.000	2
123/3	Pertamina (Endonezya)	8.8	7.009.000	8
102/3	TEKLİF VERİLMEDİ			0
121/2	TEKLİF VERİLMEDİ			0
Ghadames Baseni				
81/1	ONGC Videsh (Hindistan)	11.8	6.000.000	1
81/2	Teikoku-Mitsubishi (Japonya)	7.5	6.000.001	8
82/3	Teikoku-Mitsubishi (Japonya)	7.5	6.000.001	6
82/4	Tatneft (Rusya)	10.5	6.000.000	4
Murzuk Baseni				
146/1	Hydro (Norveç)	7.0	7.068.000	8
147/3-4	TPOC (Türkiye)	9.7	7.262.000	4
161/1	ENI (İtalya)	8.5	3.100.000	2
161/2-4	ENI (İtalya)	7.9	4.000.000	6
176/3	ENI (İtalya)	9.8	3.300.000	5
176/4	Japex (Japonya)	6.8	3.000.000	5
Cyrenaica Platformu				
42/2-4	Total-Inpex (Fransa-Japonya)	27.8	1.801.000	1
94/1-2-3-4	Statoil (Norveç)	24.9	2.950.000	1
Kufra Baseni				
171/1-2-3-4	Statoil-British Gas (Norveç-İngiltere)	19.8	1.001.000	1
171/1-2-3-4	ENI (İtalya)	15.4	1.100.000	1

hisse oranı olarak en düşük teklif olan % 6.8 Murzuk Baseni'ndeki Blok 176/4 için Japon Japex firması tarafından verilmiştir. Buradan da görüleceği üzere şirketler arasında ciddi bir rekabet olup, verilen teklif parametreleri oldukça düşüktür.

2007 yılında yapılan ruhsat ihalesinde doğal gaz potansiyeline sahip ruhsatlar ihaleye dahil edilmiş olup, şirketlerin teklif ettiği imza ikramiyesi, iş programı (2B ve 3B sismik, kuyu sayısı) ve üretimden talep ettikleri hisse bazında hesaplanan puanlama yöntemiyle kazanan firmalar belirlenmiştir.

Hindistan

Hindistan büyüyen ekonomisi ve artan nüfusu ile gittikçe yükselen enerji talebi ile karşı karşıya olan bir ülkedir. Ülkenin toplam birincil enerji karışımı kömür (%53), petrol (%33), doğal gaz (%8), hidrolik (%5), nükleer (%1) olarak verilmektedir. Hindistan'ın 2006 yılı değerleri ile ortalama günlük petrol üretimi yaklaşık 650.000 varil; doğal gaz üretimi ise yaklaşık 1 milyar ft³ (28,6 milyon m³) tür. Aynı dönemdeki günlük tüketim değerleri ise petrolde 2.63 milyon varil; doğal gaz da ise 1.1 milyar ft³ (31.4 milyon m³) olup, özellikle petrolde yaklaşık %75 oranında dışa bağımlılık söz konusudur (EIA, 2007). Hindistan'ın 2006-2007 mali yılında net toplam 96 milyon ton'luk petrol ve petrol ürünleri ithalatı karşılığında ödediği tutar ise yaklaşık 40 milyar ABD Doları'dır.

Hindistan etkileyici ekonomik büyümesiyle de dikkati çekmektedir. 2006 mali yılının ilk altı ayında Gayri Safi Yurtiçi Hasılası (GDP) % 9.1 oranında artmıştır (EIA, 2007). Ülkenin giderek artan petrol ihtiyacının karşılanması ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik olarak gerek devlet petrol şirketleri gerekse özel şirketler yurtdışında yatırım yapma konusunda Hindistan devleti tarafından desteklenmişlerdir. Buna ilaveten, ülkenin hidrokarbon potansiyelinin ortaya çıkarılması ve üretimin artırılmasına yönelik olarak yeni düzenlemeler yapılmıştır.

Bu çerçevede 1999 yılında sektörde liberalleşmeyi sağlayan, Hindistan özel sektörü ve yabancı yatırımcıların katılımını sağlayacak Yeni Arama Ruhsatlandırma Düzenlemesi (New Exploration Licensing Policy, NELP) uygulanmaya başlanmıştır.

2007 yılına kadar 6 ruhsat ihalesi yapılmış, bu ruhsatlardan 15'inde 49 yeni keşif yapılmış, toplamda yaklaşık 8 milyar ABD Doları arama yatırımı yapılması beklenmektedir. Keşfedilen yerinde rezerv rakamı ise petrol eşdeğeri olarak yaklaşık 600 milyon ton (4 milyar varil)'dur.

NELP kapsamında düzenleyici kuruluş olan Hidrokarbon Genel Müdürlüğü (Directorate General of Hydrocarbons, DGH) tarafından önceden belirlenmiş kriterlere uyan şirketlerin katılabildiği uluslararası ruhsat ihaleleri yapılarak petrol ruhsatları verilmektedir.

Şirketler arama döneminde yapacağı asgari iş programını (2B ve 3B sismik, sismik veri işleme miktarı (km ve/veya km²), arama kuyusu sayısı), kâr petrolünden almak istedikleri payı R faktörüne bağlı olarak teklif ederler. Devlete imza, keşif veya üretim ikramiyesi ödenmez. Arama dönemi en fazla 7 yıl (derin deniz ve yeni alanlar için 8 yıl) olup 2 fazdan oluşur. Kara ve sığ deniz ruhsatları için ilk arama dönemi en fazla 4 yıl (derin deniz ve yeni alanlar için en fazla 5 yıl), ikinci arama dönemi ise en fazla 3 yıldır. Birinci arama fazının sonunda şirketler ruhsatın en az % 40'ını terk etmek zorundadırlar. İkinci arama dönemi sonunda ise keşif ve geliştirme yapılacak alanlar dışında ruhsatın tamamını terk etme zorunluluğu vardır. Arama dönemi ilk fazında şirketler yalnızca sismik veri toplama faaliyeti yapmayı taahhüt edebilirler. İkinci arama dönemi için en az bir arama kuyusu taahhüt etme şartı vardır. Ancak, kazanan şirketin belirlenmesinde yalnızca birinci arama döneminde verilen taahhütler değerlendirilmeye tabi tutulur. Ruhsattaki mevcut veri durumuna göre belirlenen minimum sismik veri toplama mükellefiyeti olabilir. Şirketler taahhüt ettikleri asgari iş programına karşılık gelen mali mükellefiyetin %35'i tutarında banka teminat mektubu vermek zorundadır.

Arama ruhsatları S, A ve B olmak üzere üç sınıfa ayrılmıştır. S tipi ruhsatlar karadaki küçük (<200 km²) ruhsatlardır. A tipi ruhsatlar ise genelde karada ve su derinliği 400 m'nin altındaki ruhsatlardır. Su derinliği 400 m'nin üzerindeki ruhsatlar ise B tipi ruhsatlardır.

Bir arama ruhsatı verildikten sonra ruhsatla ilgili oluşturulan Yönetim Kurulu, Bakanlığın atadığı Başkan ve bir üye ile kon-

traktörü temsilen iki üyeden oluşur. Yönetim Kurulu, operatör şirketin faaliyetlerinin denetimi ve takibi ile sorumludur. Kararlar genellikle oybirliği ile alınır. Ancak, oybirliğinin sağlanamadığı durumlarda hükümet temsilcisinin de taraf olması şartı ile karar yeter oranı %70'dir.

Üretim dönemi en fazla 20 yıl olup, bu süre petrol için 5 yıl, doğal gaz için 10 yıl uzatılabilir. Ruhsat sahibi arama ve üretim döneminde tüm yatırımları ve operasyonları yapmakla sorumludur. Yapılacak üretimden alınacak olan devlet hissesi (royalty) petrol için karada %12.5; denizlerde 400 m'den az su derinliğinde %10; 400 m'den fazla su derinliğinde %5; doğal gaz için karada %10; denizlerde 400 m'den az su derinliğinde %10; 400 m'den fazla su derinliğinde %5'tir.

Ticari üretimin başlangıcından itibaren 7 yıl süreyle vergi alınmaz. Hindistan petrol ve doğal gaz konusunda kendi ihtiyaçlarını karşılayacak duruma gelinceye kadar, üretilen petrolün tamamının uluslararası fiyattan yurtiçinde satılma zorunluluğu vardır. Gelir vergisi oranı yabancı şirketler için %41, yerli şirketler için ise %33'tür.

Mozambik

Neden Mozambik? Ülkemizin kompleks jeolojik yapısı nedeniyle hidrokarbon arama-cılığı açısından yüksek riskler taşıdığı bilinmektedir. Ancak, bu konuda dünyada ülkemizden çok daha riskli ülkelerde mevcuttur. Mozambik'te bu ülkelerden birisidir. Mozambik'te petrol üretimi yoktur. Karada yer alan iki adet doğalgaz sahasından üretim yapılmakta olup, ülkenin petrol ihtiyacının tamamı ithalat yolu ile karşılanmaktadır.

Mozambik'te arama ruhsatları uluslararası ihaleler yapılarak verilmektedir. Bu ihalelerde şirketler arama döneminde yapacağı iş programı ve yatırımı teklif ederler. Arama dönemi en fazla 8 yıl olup, 3 fazdan (3+2+3) oluşur. Üretim dönemi en fazla 30 yıldır. Kontraktör arama ve üretim döneminde tüm yatırımları ve operasyonları yapmakla sorumludur. Devlet hissesi petrol için su derinliğine bağlı olarak %2 ile %8 arasında değişir. Doğal gaz için devlet hissesi %5'tir. İmza ikramiyesi ve ruhsat kirası yoktur. Yatırım geri kazanımı üst limitleri su derinliğine bağlı olarak değişir. Yatırımların geri kazanımından sonra kâr petrolü R faktörüne bağlı olarak devlet

petrolden %10 ile %50 arasında pay alır. Gelir vergisi oranı %35'dir.

AVRUPA BİRLİĞİ'NDEKİ UYGULAMALAR

Avrupa Birliği (AB) ülkelerinde petrol arama ve üretim faaliyetleri Avrupa Birliği Konseyi ve Parlamentosu'nun 30 Mayıs 1994 tarih ve 94/22/EC sayılı direktifleri çerçevesinde yürütülmektedir. Hidrokarbonların üretimi, aranması ve çıkartılmasına ilişkin ruhsatların verilmesi ve kullanılmasına yönelik kriterlerin belirtildiği söz konusu direktif, AB uyum yasaları çerçevesinde 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun değiştirilmesine de gerekçe teşkil etmektedir.

Söz konusu AB Direktifi ile üye ülkelerin enerji politikalarının entegrasyonu, ticari engellerin kaldırılması, arz güvenliğinin sağlanması, maliyetlerin azaltılarak AB ülkelerinin dünyada ekonomik olarak rekabet edebilirliğinin artırılması amaçlanmaktadır. Bu bağlamda, hidrokarbonların en iyi şekilde aranması ve üretilmesi için genel kurallar belirlenmiştir. Buna göre;

- ruhsatların verilmiş işlemlerinde şeffaflığın sağlanması, tarafsız ve yazılı kuralların olması, şirketler/kurumlar arasında ayrımcılık yapılmaması ve tekelciliğin önlenmesi amaçlanmaktadır.

- Madde 3'te söz konusu işlemlerle ilgili olarak yeni bir ruhsat verilirken; başvuruların davet etme yoluyla başvuru bitiş tarihinden en az 90 gün önce AB Resmi Bülteni'nde yayımlanarak başlatılması veya herhangi bir şirketin ruhsat için yaptığı başvuruyu takiben AB Resmi Bülteni'nde bir ilan yayımlayarak yayın tarihinden itibaren diğer şirketlere 90 günlük bir süre verilmek suretiyle işlemler başlatılır. İlanda verilecek imtiyazın çeşidi, ruhsatın coğrafi konumu, alanı, başvuru son tarihi ve ruhsat süresi belirtilir.

- Madde 5'te ise üye ülkelerin ruhsat verirken temel alacağı kriterler verilmektedir. Buna göre; şirketlerin teknik ve finansal yeterliliği; ruhsatta yapmayı planladığı arama ve üretime yönelik iş programı ve planları; satışa çıkarılan bir petrol/doğal gaz sahası ise ödenmesi istenen miktar; yukarıda belirtilen kriterlerin iki şirket tarafından verilen teklifte aynı olması durumunda objektif ve ayrımcılık yapmayan başka bir kriterin belirlenmesi gerekmektedir. Bu Madde ile belirlenen kriter-

lerin AB Resmi Bülten'inde başvuruların başlamasından önce yayınlanması gerekmektedir.

AB Direktifi ile üye ülkelerde arama ve üretim ruhsatları verilirken ayrımcılığı ve tekelciliği önleyen, şeffaf, yazılı kriterlerin olduğu rekabete açık bir ortamın oluşturulması hedeflenmiştir.

AB üyesi ülkelerden İtalya'daki durum incelendiğinde yukarıda belirtilen genel kriterler çerçevesinde uygulama yapıldığı görülmektedir. 3 Temmuz 2000 tarih ve 14 sayılı Petrol Kanunu'nun 1. Maddesi olan Amaç ve Kapsam tanımlanırken "*milli menfaatlerin korunmasına*" atıfta bulunmaktadır. Ruhsat alanı genelde 750 km²'yi aşmamakla birlikte 3000 km²'ye kadar çıkabilmektedir. Arama dönemi 6 yıl olup iki defa 3'er yıl uzatılabilmektedir. Uzatma dönemine geçilebilmesi için her seferinde ruhsatın %25'inin terk edilmesi gerekir. Ruhsatta taahhüt edilen iş programının yerine getirilmemesi ruhsatın düşmesine neden olmaktadır.

TÜRKİYE'DE DURUM

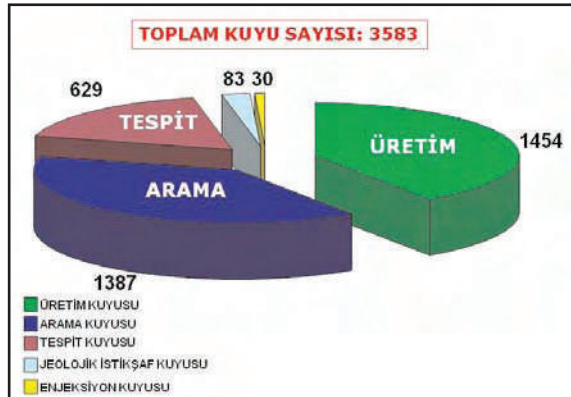
Ülkemizde petrol/doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri 1954 yılında çıkarılan ve bazı değişikliklerle günümüzde de yürürlükte bulunan 6326 sayılı Kanun çerçevesinde yetkilendirilen Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PIGM) tarafından düzenlenmektedir.

Arama ve Üretim Faaliyetleri

2008 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de aktif olarak petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetinde bulunan toplam şirket sayısı 48'dir. Bu şirketlerden 24 adeti yerli, 24 adeti ise yabancı statüdedir.

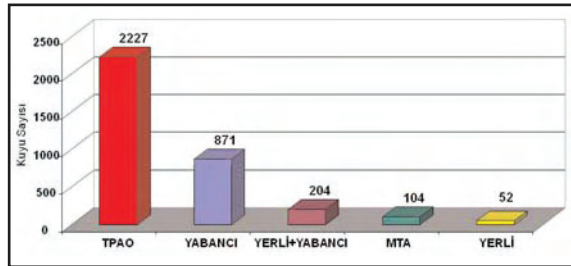
PIGM verilerine göre 2008 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de açılan toplam kuyu sayısı 3583 olup, bu kuyulardan 1387 adeti arama, 629 adeti tespit, 1454 adeti üretim, 30 adeti enjeksiyon, 83 adeti ise jeolojik istikşaf kuyusu olarak kazılmıştır (Şekil 2). Türkiye'nin petrol ve doğal gaz potansiyelinin ortaya çıkarılması ve üretilmesine yönelik olarak, kurulduğu 1954 yılından itibaren çok yoğun çaba gösteren Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) 2007 yılı sonuna kadar açılan toplam kuyu sayısının %65'ini kazarak 62 petrol sahası ve 23 doğal gaz sahası keşfetmesiyle dikkati çekmektedir

(Şekil 3).



Şekil 2. 2008 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de kazılan kuyuların dağılımı.

Figure 2. Distribution of drilled wells in Turkey as of end of 2008.



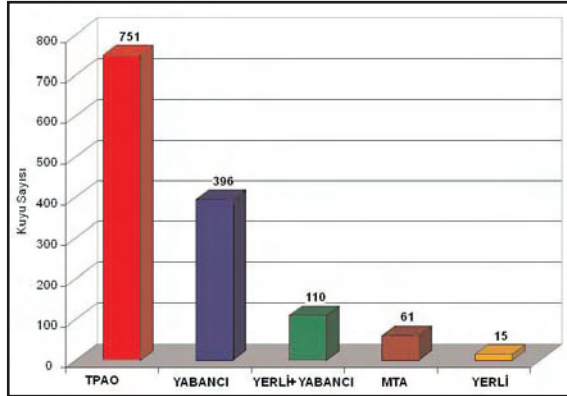
Şekil 3. 2007 yılı sonuna kadar Türkiye'de kazılan tüm kuyuların şirketlere göre dağılımı.

Figure 3. Distribution of total drilled wells in Turkey with respect to companies as of end of 2007.

Ülkemizde gerçekleştirilen arama faaliyetleri incelendiğinde; 2007 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de kazılan toplam arama kuyusu sayısı 1333'tür. Şirket bazında dağılım incelendiğinde ise 751 kuyunun TPAO tarafından kazıldığı, yerli şirketlerin ise sadece 15 adet arama kuyusu kazdığı görülmektedir (Şekil 4). Yıl bazında ülkemizde kazılan arama kuyu sayıları incelendiğinde ise özellikle ülkemizde yaşanan ekonomik krizler ve TPAO'nun yurtdışı yatırımlarındaki finansman ihtiyacı nedeniyle arama yatırımlarında bazı yıllarda azalmalar olmuş ve bunun sonucunda 1996-1997 yıllarında ülkemizde toplamda yalnızca 11 adet arama kuyusu kazılabilmekmiştir (Şekil 5).

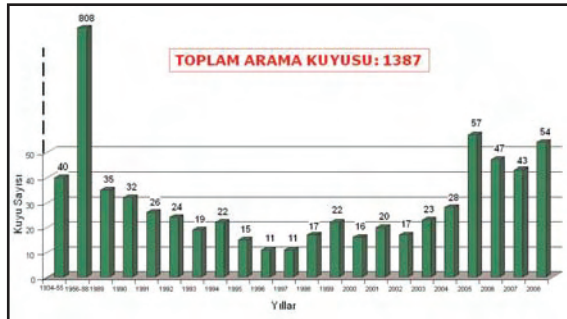
6326 sayılı yasa ile Türkiye 18 petrol bölgesine ayrılmış olup bu bölgelerdeki toplam

arama ruhsat sayısı 2007 yılı sonu itibarıyla 391'dir. Bu ruhsatların kapladığı alan ise 36.578.078 hektar'dır. TPAO toplam 152 arama ruhsatına sahip olup bu ruhsatların kapladığı alan ise toplam 25.763.266 hektar'dır. Ülkemizdeki arama faaliyetleri Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerinde yoğunlaşmış olup denizlerimiz ve diğer kara alanları yeterince aranmamıştır (Şekil 6).



Şekil 4. 2007 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de kazılan arama kuyularının şirketlere göre dağılımı.

Figure 4. Distribution of drilled exploration wells in Turkey with respect to companies as of end of 2007.

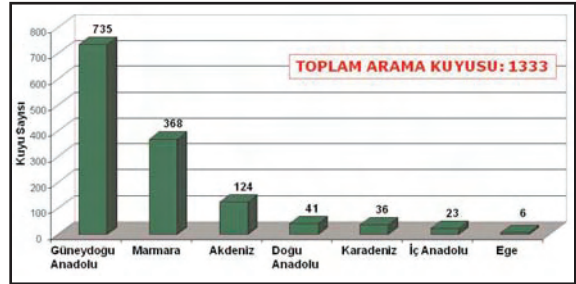


Şekil 5. 2008 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de kazılan arama kuyularının yıllara göre dağılımı.

Figure 5. Distribution of exploration wells drilled in Turkey by the end of 2008.

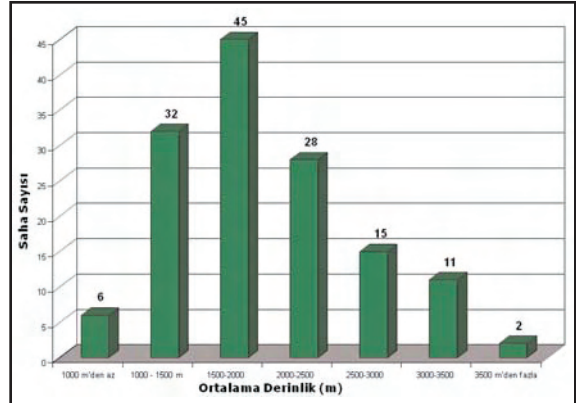
PİGM verilerine göre 2007 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de sahalardaki yerinde petrol miktarı 978.6 milyon ton (6.1 milyar varil), üretilebilir petrol miktarı 167.3 milyon ton (1 milyar varil), kalan üretilebilir petrol rezervi ise 38.7 milyon ton (265 milyon

varil)'dur. Ülkemizdeki yerinde doğal gaz rezervi 22.6 milyar m³, üretilebilir doğal gaz miktarı 16.9 milyar m³, kalan üretilebilir doğal gaz rezervi ise 7.4 milyar m³'tür. Ülkemizdeki petrol ve doğal gaz sahalarının ortalama derinliklerine bakıldığında toplam 139 sahadan 105 tanesinin 1000-2500 m arasında olduğu, 3500 m'den daha derin sadece 2 saha bulunduğu görülmektedir (Şekil 7).



Şekil 6. 2007 sonu itibarıyla Türkiye'de kazılan arama kuyularının bölgelere göre dağılımı.

Figure 6. Distribution of exploration wells drilled in Turkey with respect to the regions as of the end of 2007.



Şekil 7. 2007 yılı sonu itibarıyla Türkiye'deki petrol ve doğalgaz sahalarının ortalama derinliklerine göre dağılımı.

Figure 7. Distribution of oil and gas fields in Turkey as a function of average depths as of the end of 2007.

Ülkemizde 2007 yılında yapılan günlük ortalama petrol üretimi 40.550 varil'dir. 2007 yılı itibarıyla günlük ortalama üretim debilerine göre petrol sahaları incelendiğinde 2000 varil/gün üzerinde üretim yapan sadece 3 adet saha olduğu görülmektedir (Şekil 8). Bu sahalar, Karakuş, Raman ve Batı Raman sahaları olup, TPAO tarafından işletilmektedir.

dir.



Şekil 8. 2007 yılı itibarıyla Türkiye'deki petrol sahalarının günlük ortalama petrol üretim debilerine göre dağılımı.

Figure 8. Distribution of oil fields in Turkey as a function of average daily production as of 2007.

Petrolde %92; doğal gaz da ise %99 oranında dışa bağımlı olan ülkemizde giderek artan ithal enerji faturasının yanısıra özellikle arz güvenliğinin sağlanması açısından ülkemiz kara ve deniz alanlarının petrol ve doğal gaz potansiyelinin ortaya çıkarılması ve en kısa sürede ekonomiye kazandırılması büyük bir önem arz etmektedir.

TÜRK PETROL KANUNU TASARISI

17 Ocak 2007 tarihinde TBMM Genel Kurulu'nda kabul edilen 5574 sayılı Türk Petrol Kanun tasarısı ile AB mevzuatına uyum kapsamında ülke petrol kaynaklarının hızlı, sürekli ve etkili bir şekilde aranması, geliştirilmesi ve üretilmesi hedeflenmiştir. Bu çerçevede ülkemizde petrol ve doğalgaz arama ve üretim faaliyetlerinin teşvik edilmesi amacıyla devlet hissesi (royalty) önemli ölçüde düşürülmüş ve bazı değişiklikler yapılmış olmasına rağmen kanunun amacına ulaşabilmesi için tasarıda dikkate alınması gereken önemli hususlar aşağıda verilmektedir:

Ruhsat Verme Kriterleri:

Teknik ve mali yeterlilik kriteri: 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu tasarısındaki 3 üncü madde ile "Bir petrol hakkının elde edilmesi için yapılan başvurunun değerlendirilmesinde, başvurunun mevzuata uygunluğu, başvuranın malî yeterliliği, taah-

hüt edilen iş ve yatırım programının kanunun amacını diğer başvurulara nazaran daha kısa sürede yerine getirme özelliği dikkate alınır. İş ve yatırım programı ile kanunun amacını en kısa sürede yerine getirmeyi taahhüt eden başvuru kabul edilir." denmektedir. Söz konusu madde ile başvuranın mali yeterliliği dikkate alınmakta ancak teknik açıdan geçmiş deneyimleri ve mevcut teknik yeterliliği ile ilgili herhangi bir kriter getirilmemektedir.

94/22/EC sayılı AB direktifi ve ülke uygulamalarında görüldüğü üzere bir şirketin ruhsat başvurusunda bulunabilmesi için öncelikle teknik ve mali yeterliliğe sahip olması gerekir. Genellikle şirketlerin son 3 veya 5 yıldaki mali durumu ve geçmiş teknik deneyimleri ve mevcut projeleri incelenir. Söz konusu kriterleri geçemeyen bir şirkete operatör olarak ihaleye katılma veya bir ruhsata başvuru yapma izni verilmez. Finansal yapısı güçlü ancak teknik altyapısı eksik olan bir şirket ise ancak operatör olabilecek kriterlere sahip bir şirketle ortaklık kurarak bir ruhsat için müracaat edebilir. Bazı ülkelerde şirketler mali ve teknik yeterliliklerine göre farklı kategorilere konulmaktadır. Örneğin, Brezilya'da operatör şirketler A, B, C tipi operatör olarak sınıflandırılmakta, C tipi operatör yalnızca kara ruhsatlarına, B tipi operatör kara ve sığ deniz (<400 m) ruhsatlarına, A tipi operatör ise kara, sığ deniz ve derin deniz ruhsatlarına müracaat edebilmektedir.

Mali yeterliliği bulunsa bile teknik açıdan yeterliliği olmayan bir şirkete verilen bir arama ruhsatında gerçek anlamda arama faaliyetleri yapılamayacağı gibi, ruhsatın uzunca bir süre gerçek anlamda arama faaliyeti yapmak isteyen başka bir şirkete verilmesi de engellenmiş olacaktır.

Ruhsatlandırma Usulü: 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu tasarısında Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün görevlerinden birisi olarak 5. maddenin d fıkrasında "Petrol açısından potansiyel olarak tespit ettiği sahaları ilanla açık artırmaya çıkarıp arama ruhsatı vermek" yazmakla birlikte tasarının 16 ıncı maddesinde başvuru ve ruhsatlandırma usulü ile ilgili olarak ise "Petrol aramalarına açık bir sahaya yapılan ilk arama ruhsatnamesi başvurusunun kapsadığı alan ilan edilir. Bu ve sonraki başvuruların içeriği ilan tarihini

takip eden doksan gün gizli tutulur. Bu süre içinde yapılan ve aynı arazi parçasını tamamen kapsayan başvurular, 3 üncü madde çerçevesinde birlikte değerlendirilir. Bu süre içinde yapılan ve aynı arazi parçasını kısmen kapsayan arama ruhsatnamesi başvuruları ile doksan günden sonra yapılan ve aynı arazi parçasını kısmen veya tamamen kapsayan arama ruhsatnamesi başvuruları değerlendirilmeye alınmaz. Ancak, bu alanla kısmen çakışan müracaatların bu alan dışında kalan kısımları için yapılacak başvurular yukarıdaki gibi değerlendirilir. Reddedilen arama ruhsatnamesi başvuru sahasına veya terk edilen veya feshedilen bir arama sahasına, ret veya terk veya fesih keyfiyetinin kesinleşip Resmî Gazete’de ilanını takiben yapılacak başvurular hakkında da bu hükümler uygulanır.”

“Doksan gün sonunda Genel Müdürlükçe değerlendirmeye alınan başvurular en geç altmış gün içinde sonuca bağlanır.” denmektedir.

Ruhsatlandırma yapılırken 5574 sayılı tasarıda PİGM'nin görevleri arasında sayılan *"Yerli ve yabancı yatırımcıların petrol arama ve üretim yatırımlarını, bir program dahilinde rekabetçi, şeffaf, güvenli ve istikrarlı bir ortam içerisinde yapmalarını temin etmek."* fıkrası ile 16 ncı maddeye göre yapılacak uygulama birbiri ile çelişmekte ve rekabetçi, şeffaf bir ortam oluşturulamamaktadır. PİGM tarafından 60 gün içerisinde sonuca bağlanacak olan ruhsat verme usulünün hangi kriterleri temel alacağı ve şeffaf bir uygulama yapıp yapılmayacağı belli değildir.

Dünya'daki uygulamalara bakıldığında, genel olarak ruhsat ihalelerinde kazanan şirketin belirlenmesinde belirli bir süre içerisinde (3-5 yıl) ruhsatta yapılması taahhüt edilen iş programı ve üretilecek petrolden talep edilen hisse temel alınmaktadır. Bu iki kriterle ilaveten, özellikle hidrokarbon potansiyeli zengin ülkelerde imza ikramiyesi ve üretim ikramiyeleri de ek bir kriter olarak kullanılmaktadır. Hidrokarbon potansiyeli az veya yeterince aranmamış, ancak aramacılık faaliyetlerini teşvik etmek isteyen ülkeler ruhsat verirken ruhsatta yapılması taahhüt edilen iş programına ağırlık vermekte üretim paylaşımı ile ilgili verilen teklifin ağırlığını ise daha düşük tutmaktadırlar. Ruhsattaki mevcut veriler dikkate alınarak her bir ruhsat için

ayrı ayrı belirlenen minimum iş programı da teklif veren şirketlerden talep edilebilmektedir. Ayrıca, Endonezya örneğinde olduğu gibi bir ruhsata başvuruda bulunurken ruhsat ile ilgili şirketlerin yaptığı teknik değerlendirme raporunun da teklif zarfına eklenmesi zorunludur.

Ruhsatların uluslararası ihale düzenlenerek, şirketlerin daha önceden belirlenmiş kriterleri teklif ettiği ve teklif zarflarının şirketlerin huzurunda açılarak her bir teklif parametresi için önceden belirlenen puanlar baz alınarak yapılan hesaplama ile kazanan firmanın belirlenmesi tercih edilmektedir. Bu şekilde şeffaf ve rekabeti teşvik edici bir ortam oluşturulmaktadır.

Bu konuda ülkemizin durumu dikkate alındığında aramacılığı teşvik etmek amacıyla ruhsatla ilgili arama dönemi iş programı ile ilgili verilen tekliflerde yer alacak gravite-manyetik nokta sayısı, toplanacak 2B ve 3B sismik veri miktarı, sismik reproses, arama kuyu sayısı gibi parametrelerin değerlendirmedeki ağırlığının fazla olduğu; şirketlerin R faktörüne göre üretilecek kâr petrolünden almak istedikleri paya ihale değerlendirmesinde daha az ağırlık verilmek suretiyle hesaplanacak puan üzerinden en yüksek puanı alan şirkete ruhsat vermek esas alınmalıdır. Bir petrol sahasından elde edilen kümülatif gelirin bu sahada yapılan kümülatif yatırımlara oranı olan R faktörü aşağıda belirtildiği gibi basamaklandırılarak şirketlerin kâr petrolünden almak istedikleri oranı (A, B, C ve D) rekabetçi piyasa koşullarında teklif etmeleri istenebilir. Bu şekilde şirketlerin ürettikleri petrol ve doğal gazdan elde ettikleri gelir yaptıkları yatırımlarının belirli katlarına ulaşması durumunda devlet hissesinin giderek artması sağlanacaktır. Dünyadaki genel uygulamalarda bu şekildedir (Tablo 2).

Puanlamada dikkat edilecek olan husus aramacılık açısından en yüksek puanın taahhüt edilen her bir arama kuyusuna verilmesidir. Sonuçta, daha fazla sayıda arama kuyusunun kazılması teşvik edilerek keşif yapılabilmesi ihtimali artırılmış olacaktır. R faktörünün bir teklif kriteri olarak kullanılması aynı iş programını teklif eden iki şirket arasında kazanan şirketin belirlenmesinde kullanılabilecek olup, ayrıca gelecekte ülkede ciddi keşifler olması durumunda bu kriterin puan-

lamadaki ağırlığının artırılması ile herhangi bir yasa değişikliğine gerek kalmadan üretilen petrolden alınabilecek devlet hissesinin artırılması mümkün olabilecektir.

Tablo 2. İhale parametresi olarak farklı basamaklarda R faktörüne göre şirketlerin kâr petrolünden almak istedikleri oranı (A, B, C ve D) gösterir tablo.

Table 2. Showing the percentages (A, B, C, D) that companies request from the profit oil as a function of R factor.

R Faktörü (Kümülatif Gelir/Kümülatif Yatırım)	Şirketlerin kâr petrolünden talep ettiği hisse(%)
1 den az	A
1 den büyük 2'den az	B
2'den büyük 3'den az	C
3'den büyük	D

Uluslararası bir ruhsat ihalesinin yapılması: Ülkemizde yapılacak bir arama ruhsat ihalesi ile ilgili olarak öncelikle gerekli ön hazırlıkların yapılarak uygun bir ihale takviminin belirlenmesi gerekir. Bu konuda aşağıda verilen tablo örnek olarak kullanılabilir (Tablo 3).

Tablo 3. Örnek bir ihale takvimi.

Table 3. Tender calendar as an example.

Yapılacak iş	Tarihler
Ön Hazırlık	01 Ocak-31 Mart 2010
İhale Duyurusu	01 Nisan 2010
Tanıtım Toplantıları	07 Nisan 2010 Ankara 14 Nisan 2010 Houston 20 Nisan 2010 Londra
Ön Yeterlilik Başvuruları	03-21 Mayıs 2010
İhaleye katılabilecek şirket listesinin açıklanması	31 Mayıs 2010
Veri Odası Ziyareti	01-18 Haziran 2010
Açıklama Toplantıları	14-26 Haziran 2010
Ruhsat Değerlendirme	18 Haziran-01 Eylül 2010
Teklif Verme Tarihi	01 Eylül 2010

Ön hazırlık döneminde ihaleye çıkarılacak olan ruhsatlardaki mevcut veriler (2B-3B sis-mik, kuyu logu, kuyu bitirme raporu, test raporu vb.) sayısallaştırılarak her ruhsat için ayrı bir veri paketi oluşturulur. Buna ilaveten, her bir ruhsat için kazanan firma ile imzalanacak olan anlaşma hazır hale getirilir. Yapılacak ihalenin yurtdışında tanıtılması ile ilgili olarak danışmanlık hizmeti alınabilir. İhale ilanlarının Resmi Gazete ve Avrupa Birliği resmi yayın organında yayınlanmasının yanısıra sektörcce yakından takip edilen basın, yayın organlarında ve internet ortamında yayınlanması gerekir. Ayrıca, petrol firmalarının ofislerinin bulunduğu Londra veya Houston gibi bir kaç şehirde toplantılar düzenlenerek ihalede yer alan ruhsatlarla ilgili kısa teknik bilgi, ihale yöntemi ve Türkiye'de uygulanan yasal mevzuat hakkında bilgi verilir.

Şirketlerin operatör veya finansör olarak ihaleye katılabilmesi için ön yeterlilik aşamasından geçmiş olmaları şartı aranır. Bu konuda şirketlerden son üç yıla ait mali bilançoları, teknik faaliyetlerine (arama-üretim projeleri, sahip oldukları rezerv ve günlük üretim miktarları vb.) ilişkin bilgiler talep edilir. Ön yeterliliği geçen ve ihaleye operatör olarak katılacak şirketler, açılan veri odasını ziyaret ederek seçtikleri ruhsat veya ruhsatların veri paketini önceden belirlenmiş olan makul bir bedeli ödeyerek satın alırlar. Veri paketi ücretleri ruhsatta mevcut veri miktarı dikkate alınarak hesaplanır. Burada amaç, veri satarak para kazanmak değil, firmaların kendi önceliklerine göre belirledikleri ruhsatların verisini satın almalarını sağlamak ve yatırım yapmak konusunda ciddi olmayan firmaların ayıklanmasıdır.

Şirketlerin mevzuat ve uygulamalar ile ilgili sorularını yanıtlamak ve varsa değişiklik önerilerini dinlemek maksadıyla açıklama toplantıları düzenlenir. Şirketlerin veri odasında satın aldıkları veri paketini değerlendirerek ruhsat ile ilgili taahhüt edecekleri asgari iş programını ve R faktörüne göre talep ettikleri oranları belirlemeleri için 2-3 aylık bir süre verilmesi gerekir. Bu süre sonunda ruhsatın potansiyeline bağlı olarak her şirket teklifini kapalı zarf içerisinde teslim eder ve şeffaf bir değerlendirme yöntemi ile kazanan firma belirlenir.

Değerlendirme Yöntemi ve Bir Örnek: Yapılacak olan uluslararası bir arama ruhsat ihalesinde verilecek olan tekliflerin değerlendirilerek kazanan firmanın belirlenmesinde kullanılabilecek bir yöntem aşağıda önerilmektedir:

Ruhsat ile İlgili Bilgiler: Güneydoğu Anadolu'da XII. Petrol Bölgesi'nde yer alan 1000 km²'lik bir alanı kaplayan 1996 sayılı ruhsat. Ruhsatta daha önceden 500 km 2B sismik toplanmış ve biri petrol emareli diğeri sulu iki kuyu kazılmıştır.

İhale Teklif Verme Kriterleri: 4 yıllık arama dönemi içerisinde yapılacak minimum iş programı ve R faktörüne bağlı olarak şirketlerin kâr petrolünden talep ettikleri hisse (A, B, C, D).

Puanlama: Taahhüt edilen asgari iş programı kullanılarak hesaplanan teknik puan ve R faktörüne bağlı olarak şirketlerin kâr petrolünden talep ettikleri hisse miktarları (A, B, C, D) kullanılarak hesaplanan paylaşım puanının ağırlık yüzdeleri ile çarpıldıktan sonra ortaya çıkan sonuçların toplanmasıyla elde edilen toplam puan baz alınarak ihaleyi kazanan şirket belirlenir. Puanlamada aramacılığın teşvik edilmesi amacıyla şirketlerin taahhüt ettikleri asgari iş programına göre hesaplanan teknik puana %70 ağırlık verilmiş olup, R faktörüne bağlı olarak teklif edecekleri A, B, C, D kriterleri kullanılarak hesaplanan paylaşım puanına ise %30 ağırlık verilmiştir. İstenildiği takdirde aramacılık risklerine göre bu ağırlık değerleri değiştirilebilecektir. Buna göre toplam puan şu şekildedir:

Toplam Puan = (Teknik Puan * 0.70) + (Paylaşım Puanı * 0.30)

Teknik Puan: Her bir km 2 boyutlu veya her bir km² 3 boyutlu sismik veri reproses = 0,2 puan (en fazla 50 puan alınabilir),

Her bir km 2 boyutlu sismik veri toplama+proses = 1 puan,

Her bir km² 3 boyutlu sismik veri toplama+proses = 3 puan,

Her bir gravite-manyetik nokta için = 0.1 puan (en fazla 30 puan alınabilir),

Her bir ekip/ay saha çalışması = 1 puan (en fazla 40 puan alınabilir),

Her bir arama kuyusu = 1000 puan

Paylaşım Puanı: R faktörüne bağlı olarak şirketlerin kâr petrolünden talep ettikleri hisse miktarları (A, B, C, D) kullanılarak aşağıdaki

formüle göre alacakları paylaşım puanı hesaplanır:

Paylaşım Puanı = (100-A)*1 + (100-B)*2 + (100-C)*3 + (100-D)*4

İhaleye teknik ve finansal açıdan ön yeterlilik almış olan dört farklı şirketten gelen teklifler aşağıdadır:

Şirket A: 500 km sismik re-proses, 200 km 2B ve 100 km² 3B sismik veri toplanması ve prosesi, 1 arama kuyusunun kazılması, kâr petrolünden talep ettiği hisse olarak ta: A= %100, B= %90, C= %70, D= %50;

Şirket B: 500 km sismik re-proses, 100 km 2B sismik veri toplanması ve prosesi, 2 arama kuyusunun kazılması, kâr petrolünden talep ettiği hisse olarak ta: A= %100, B= %90, C= %80, D= %70;

Şirket C: 500 km 2B ve 100 km 3B sismik veri toplanması ve prosesi, kâr petrolünden talep ettiği hisse olarak ta: A= %100, B= %80, C= %70, D= %40,

Şirket D: 500 km sismik re-proses, 200 km 2B ve 100 km² 3B sismik veri toplanması ve prosesi, 1 arama kuyusunun kazılması, kâr petrolünden talep ettiği hisse olarak ta: A= %100, B= %100, C= %90, D= %70,

Şirketlerin taahhüt ettikleri minimum iş programı ve kâr petrolünden talep ettikleri hisse ile ağırlık yüzdeleri kullanılarak hesaplanan toplam puan aşağıdaki tabloda verilmektedir (Tablo 4). Buna göre, en yüksek puanı alan Şirket B ihaleyi kazanacaktır.

Tablo 4. İhale değerlendirmede kullanılan puanlama tablosu.

Table 4. The calculation of points in a tender evaluation.

	Şirket A	Şirket B	Şirket C	Şirket D
Reproses	50	50		50
2B sismik veri toplama+proses	200	100	500	200
3B sismik veri toplama+proses	300		300	300
Arama kuyusu	1000	2000	1000	1000
Teknik puan	1550	2150	1800	1550
Paylaşım puanı	310	200	370	150
Toplam puan	1178	1565	1371	1130

Bu örnekte görüldüğü üzere iki şirketin (Şirket A ve D) aynı iş programını teklif etmeleri durumunda Paylaşım Puanı devreye girerek iki şirket arasındaki ayrımın yapılmasını sağlamaktadır.

Arama Ruhsat Süreleri ve Alanları: Bu konu ile ilgili olarak 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu tasarısında;

“Bir arama sahası karalarda 100.000, denizlerde 1.000.000 hektardan fazla olamaz. Arama sahaları kara, karasuları, münhasır ekonomik bölge sınırları ve kıyı çizgileri dışında kuzey-güney ve doğu-batı istikametindeki doğru hatlarla çevrilir. Bu sahaların en ve boy oranı, diğer sahalarla komşuluğu ve birleşimi bakımından yönetmelik hükümlerine uygun olmalıdır.”

“Bir arama ruhsatnamesinin süresi, karalarda beş, denizlerde sekiz yıldır. Bir arama sahasında karada beş yıl ve denizde sekiz yıl sonunda, 14 üncü maddenin üçüncü fıkrasına göre verilmiş olan minimum iş programının gerçekleştirilmeyen kısmına tekabül eden yatırım tutarının %2'si irat kaydedilir. Petrol hakkı sahibi tarafından Genel Müdürlüğe yeni yatırım tutarı ve bunun %2'si tutarında teminat ile birlikte en az bir sondaj programı verilmesi halinde, bir arama ruhsatnamesinin süresi ihtiyaca göre karalarda iki, denizlerde üç yılı aşmamak üzere uzatılır. Uzatma süresi sonunda verdiği sondaj programını yerine getirmeyen petrol hakkı sahibinin ruhsatı iptal edilerek verilen teminat irat kaydedilir. Ancak, sondaj programına başlamış veya yerine getirmiş bir petrol hakkı sahibinin arama süresini tekrar uzatma talebi, Genel Müdürlüğe ikinci bir sondaj programı ve buna karşılık gelen malî yatırım programının %2'sini teminat olarak vermesi halinde karalarda iki yıl, denizlerde üç yıl olarak yerine getirilir. Uzatma süresi sonunda verdiği sondaj programını yerine getirmeyen petrol hakkı sahibinin ruhsatı düşürülerek, verilen teminat irat kaydedilir. Bu madde hükümlerine göre yapılan uzatmalar dahil, bir arama ruhsatnamesinin süresi ilk yürürlük tarihinden itibaren karalarda dokuz yıl, karasuları içi denizlerde on dört yıldan fazla olamaz.”

“Bir arama sahasında petrol bulgusuna rastlanır ise ve arama ruhsatnamesinin kalan süresi petrol bulgusunun geliştirilmesi ve keşif tescili için gerekli çalışmalara yetmediği

durumlarda, uygun bir programla uzatma talebinde bulunulur. Bulgu tarihinden itibaren hesaplanmak üzere; karalarda üç, denizlerde on yılı aşmamak üzere arayıcının petrollü araziye tespit etmesine imkân verecek yeterli bir zamana kadar ruhsatname süresi Genel Müdürlükçe uzatılabilir. Bu fıkra göre yapılacak uzatmadan sonra dördüncü fıkraya göre tarif edilen uzatmalar verilmez. Bir arama sahasında açılmakta olan bir arama kuyusunun bitirilmesi için gerekli olan süre, arama ruhsatı süresini aşacak durumda ise petrol hakkı sahibinin talebi üzerine Genel Müdürlük tarafından uygun bir ek süre verilir.” denmektedir.

Çeşitli ülke uygulamalarına baktığımızda arama ruhsat süreleri ile ilgili olarak tek bir fazdan oluşan arama dönemi veya birkaç fazdan oluşan arama dönemleri şirketlere verilmektedir. Tek bir arama döneminde ortalama 5 yıllık bir süre için ruhsat tahsis edilmekte ve dönem sonunda şirketlerin keşif yaptıkları sahaların dışında kalan ruhsat alanını terk etmeleri gerekmektedir. Bu şekilde arama dönemi sonunda ruhsatın yeniden ihaleye konması mümkün olabilmektedir. Birkaç fazdan oluşan arama döneminde ise şirketlerin ilk arama dönemi için verdikleri teklif kazanan şirketin belirlenmesinde dikkate alınmakta 1. uzatma dönemine geçebilmek için şirketlerden ruhsatın belirli bir bölümünü (%20-%50) terk etmesi ve en az bir sondaj yapma taahhütünde bulunmaları istenmektedir. 2. uzatma dönemine geçmek için yine benzer şartlar talep edilmekte süre uzatımı talebinde bulunmayan şirketlerin ise ruhsatın tamamını terk etmeleri gerekmektedir.

Deniz veya kara ayrımı yapılmadan ruhsat alanları aramacılık risklerinin yüksek olduğu yerlerde büyük tutulmakta, risklerin az olduğu petrol potansiyelinin ispatlandığı alanlarda ise daha küçük ruhsat alanları tahsis edilmektedir. İşletme ruhsatlarının yoğun olduğu Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerinde doğal olarak arama ruhsat alanları küçük (500-2500 km²) olacaktır. Aramacılık riskinin yüksek olduğu bölgelerde ise ruhsat alanının büyük tutulmasıyla (en fazla 10.000 km²) yatırımcılar için bir teşvik sağlanmış olacaktır. Doğu Anadolu'daki basenlerde yer alan 500 km²'lik bir alanı kaplayan ve farklı şirketlere verilen arama ruhsatlarında yapılacak arama

faaliyetleri çerçevesinde toplanacak sismik veri ile basenin hidrokarbon potansiyeli ile ilgili önemli bilgilere ulaşmayı beklemek gerçekçi bir yaklaşım değildir. Aramacılık açısından bakir havzalarda öncelikle yapılması gereken, büyük tutulacak ruhsat alanında jeolojik verilerin ışığında bölgesel sismik hatlar atıp basenin hidrokarbon potansiyeli açısından en uygun alanlarının belirlenmesidir. Böylelikle hem basen ile ilgili önemli veriler toplanmış olacak hem de aramacılık riskleri görece olarak azaltılarak prospekt belirleme ve sondajlı arama faaliyetleri yapılması teşvik edilmiş olacaktır.

Yürürlükteki 6326 sayılı kanuna göre en fazla 50.000 hektar (500 km²) olacak şekilde belirlenen Türkiye'deki arama ruhsatlarının 2008 yılı sonunda ulaştığı sayı 426 adettir. Ancak, arama yatırımları ruhsat sayısının artışına paralel olarak ciddi bir artış göstermemektedir. Yukarıda bahsedilen şekilde aramacılık riskine göre belirlenecek ruhsat alanları ruhsat sayısının azalmasını sağlayacak olup, aynı zamanda şirketlerin takip ve denetimini de kolaylaştıracaktır.

Ruhsat süreleri genel olarak karalarda 3 yıl+2 yıl(1. uzatma)+2 yıl (2. uzatma) olmak üzere toplam en fazla 7 yıl; deniz ruhsatlarında ise bu süreler 5 yıl+2 yıl (1. uzatma)+2 yıl (2. uzatma) olmak üzere toplam en fazla 9 yıl olabilmektedir. Ruhsatta herhangi bir keşif olması durumunda sadece keşif yapılan saha ile ilgili tespit ve geliştirmeye yönelik olarak ilave süre verilmekte ruhsatın geri kalan kısmının aynı şirketin elinde tutulmasının önüne geçilmektedir.

5574 sayılı Türk Petrol Kanunu tasarısında ruhsatlarla ilgili süreler uzun tutulmakta, süre uzatımı ile ilgili hususlarda yeterli yaptırımlar bulunmamaktadır. Petrol bulgusu süre uzatımı için yeterli olmakta ve süre uzatımı arama ruhsatının tamamı için geçerli olmaktadır. Petrol bulgusu Kanun tasarısında "*Yapılan arama faaliyetleri sırasında bir petrol varlığının tespit edilmesi*" şeklinde tanımlanmış olup, son derece muğlak ve geniş bir anlam taşımaktadır. Bu tanım ile birçok kuyuda rastlanabilen petrol bulgusu süre uzatımı için yeterli olmaktadır. Bunun yerine keşif ve ticari keşif kavramlarının yasada tanımlanarak bir prospektte keşif yapılması durumunda, süre uzatımı yalnızca petrol keşfinin

yapıldığı prospektin kapladığı alan ile sınırlanmalıdır. Böylece ruhsatta geriye kalan alan için arama faaliyetlerinin devamı sağlanabilmektedir.

Arama Dönemi İş Programları: 5574 sayılı Yasa tasarısında arama döneminde taahhüt edilen iş programları ile ilgili olarak 14 üncü Maddede "*Başvuru sahibi, ruhsat başvurusunda vermiş olduğu iş programı için gerekli malî yatırımın %2'si kadar teminat verir. İş ve malî yatırım programının yıllık bazda gerçekleştirilmesi halinde buna karşılık gelen teminat tutarı petrol hakkı sahibine iade edilir.*" şeklinde belirtilmektedir. Yasa tasarısındaki haliyle yalnızca %2'lik bir teminat alınması aramacılık faaliyetlerini teşvik etmeyecek olup, şirketlerin başvuru esnasında yalnızca ruhsatı almak için gerçekçi olmayan iş programları teklif etmelerine neden olacaktır.

Şirketlerin ruhsat alabilmek için taahhüt ettikleri arama dönemi asgari iş programlarının yerine getirilmesi son derece önemlidir. Söz konusu taahhütler asgari taahhütler olup, bunların tamamen veya kısmen yerine getirilmemesi durumunda ciddi yaptırımlar uygulanmalıdır. Yaptırım olarak minimum iş programının en az %20'sine karşılık gelen banka teminat mektubu, şirket garantisi veya şirketin Türkiye'deki diğer ruhsatlarının iptali gibi hususlar konulabilir. Ayrıca, yerine getirilmeyen iş programının maddi karşılığı olan bedelin tamamını ödemesi şirketlerden talep edilebilir. Örneğin karadaki bir ruhsat için 100 km 2B sismik veri toplanması taahhüt ediliyor, ancak tamamen veya kısmen yerine getirilmiyorsa söz konusu yerine getirilmeyen 2B sismik verinin her 1 km'si için daha önceden belirlenen 5000 \$/km gibi bir bedelin ödenmesi gerekecektir. Bu şekilde şirketler bir ruhsata teklif verirken ruhsattaki mevcut veriler ve ruhsatın hidrokarbon potansiyelini dikkate alarak gerçekleştirilebilir asgari arama iş programı teklif vermek durumunda olacaklardır. Böylelikle sadece ruhsat almak ve daha sonra bu ruhsatı pazarlamak yolu ile gerçek anlamda aramacılık yapmayacak şirketlerin de önüne geçilmiş olacaktır. Uluslararası ihalelerde mali ve teknik yeterliliğe sahip olan ve ihalede ruhsat kazanan şirketlerin ruhsatta taahhüt ettikleri arama iş programının %50'sini yerine getirdikten sonra söz konusu

ruhsata ortak alabilecekleri şeklinde yaptırımlar da konularak ruhsatta hisse devri yoluyla bir nevi komisyonculuk yapılmasının önüne geçilmektedir.

Ticari Terimler (Devlet Hakkı, Devlet Hissesi, Vergilendirme): Ülkemizdeki petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerini artırmak amacıyla şirketlerin arama döneminde yapacakları yatırımlar her türlü vergi ve harçtan muaf tutularak, ruhsatta keşif yapımları halinde vergi kolaylıkları sağlayarak yaptıkları yatırımları geri alabilecekleri güvenli bir yatırım ortamı oluşturulmalıdır. Şirketlerin yaptıkları yatırımları geri kazanıp kar elde etmeye başladıkları andan itibaren R faktörüne göre basamaklandırılmış şekilde devletin üretilen kâr petrolünden alacağı payın artması esas olmalıdır. Dünya geneline bakıldığında yapılan yatırımlar geri kazanıldıktan sonra devletin üretilen petrol-den alacağı pay en az %70-80 mertebesindedir. Türkiye'de olduğu gibi devlet hissesi-vergi sisteminin yürürlükte olduğu ülkelerde R faktörü kullanılarak veya yapılan kümülatif yatırımdan elde edilen kümülatif gelir önceden belirlenmiş basamakları aştıkça şirketlerden alınacak gelir vergisi oranı artırılmaktadır. Örneğin, herhangi bir şirketin kümülatif geliri 500 milyon ABD Dolarına ulaşıncaya kadar gelir vergisi %20, 501 milyon ile 1 milyar ABD Doları arasında %30, 1 milyar ABD Doları'nın üzeri ise bir formülasyon yardımıyla giderek artan vergi oranları elde edilecek şekilde düzenlenebilir.

5574 sayılı kanun tasarısının vergilendirme ile ilgili 22. maddesinde "*Devlet hissesi hariç olmak üzere, petrol hakkı sahibinin, petrol işlemi için yapmış olduğu yatırımlara tekabül eden sermayesine karşılık gelen üretimden elde edeceği gelirler, cari kur üzerinden sermayenin geri alınmasına kadar, yerli şirketler için ise yapılan yatırım miktarı itfa edilene kadar Vergi Usul Kanunu'na göre itfa payı addolunur.*" denilerek yabancı şirketler için bir avantaj sağlanmakta olup yapılan üretimden elde edilen gelirin tamamı sermayenin geri alınmasına kadar itfa payı olarak kabul edilirken, yerli şirketler için ise yatırımların amortisman yoluyla belirli bir oran üzerinden itfa edilmesi öngörülmektedir.

Taslak Kanunu'nun 33. maddesi ile arama ve üretim faaliyetleri ile ilgili Özel Tüketim

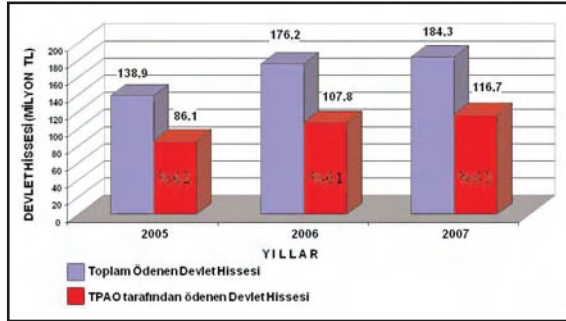
Vergisi (ÖTV) istisnası genişletilerek arama faaliyetinde kullanılmak üzere yarı romörkler için çekiciler, eşya taşımaya mahsus ve özel amaçlı motorlu taşıtlar ile yük arabalarına ÖTV istisnası getirilmektedir. Petrol arama faaliyetleri ile ilgili Katma Değer Vergisi (KDV) istisnasının üretim yatırımlarına da uygulanması ciddi bir teşvik olacaktır.

Devlet Hakkı ile ilgili olarak 5574 sayılı tasarıda "*İşletmeciler, her işletme ruhsatı için hektar başına yılda 1 TL Devlet hakkı ödemekle yükümlüdür. Denizlerde bu miktar dörtte bir oranında tahsil edilir. Bu miktarlar Genel Müdürlükçe Üretici Fiyatları Endeksinin (ÜFE) yıllık artışı oranında her yıl ocak ayında yeniden belirlenir.*" denmektedir. Toplamda cuzi rakamlar tutacak olan Devlet Hakkı'nın kaldırılması hem bir teşvik sağlayacak olup, hem de uygulamanın sadeleştirilmesi açısından yarar sağlayacaktır.

Devlet hissesinin, petrolün API gravitesi, sahanın günlük üretim miktarı, denizdeki sahalar da su derinliğine bağlı olarak %1 ile %12 arasında kademelendirilmesi küçük ve düşük API graviteli sahaların ekonomik olarak işletilmesini teşvik edeceği gibi su derinliği artıkça devlet hissesinin azalması deniz arama-cılığını teşvik edecektir. PİGM tarafından yayınlanan 2005-2007 yılları arasında 6326 sayılı Kanun'a göre %12.5 oranında ödenen devlet hissesi miktarları incelendiğinde toplam miktarın %61-63'ünün TPAO tarafından ödendiği, toplam devlet hissesinin ise 2007 yılında 184.3 milyon ABD Doları'na ulaştığı görülmektedir (Şekil 9). 5574 sayılı Yasa Tasarısı ile karadaki sahalar için günlük üretim miktarlarına göre devlet hissesinde ciddi indirimler yapılmakta olup, ülkemizdeki petrol sahalarının büyük çoğunluğu (Şekil 8) 2000 varilin altında üretim yaptığı için bu sahalar da devlet hissesi %4'ün altına inmektedir. Devlet hissesinde yapılacak indirimler şirketlerin arama yatırımları için kullanabilecekleri ciddi bir ilave kaynak yaratacaktır.

Devlet tarafından ülkemizdeki arama faaliyetlerinin artırılması için en büyük teşvik, keşif yapılamaması halinde önceden belirlenen bazı arama yatırımlarının %50'sinin her yıl devlet tarafından şirketlere geri ödenmesi olacaktır. Arama yatırımları olarak şirketlerin sismik ve kuyu maliyetlerinin %50'si baz alınabilir. Bu konuda ülkede toplanan akaryakıt

vergisinin küçük bir bölümü alınarak oluşturulacak ve PİGM tarafından etkin bir şekilde takip ve denetimi yapılacak bir Arama Fonu kullanılabilir. Norveç'te yapılan uygulamada ticari keşif ile sonuçlanmayan arama yatırımlarının tamamı şirketlere geri ödenmektedir.



Şekil 9. 2005-2007 yılları arasında devlet hissesi olarak toplam ve TPAO tarafından ödenen miktarlar.

Figure 9. Royalty payments in total and by TPAO between 2005 and 2007.

Yürürlükteki 6326 sayılı Petrol Kanunu'nda maddi olmayan arama ve sondaj giderlerinin aktifleştirilmesinin ihtiyari olduğu belirtilmektedir. Ancak, 5574 sayılı kanun tasarısında bu hüküm kaldırılmıştır. Bu hüküm zamansal anlamda şirketlere finansal destek sağlamaktadır. Dünyada petrol arama ve üretim muhasebesi ile ilgili temel iki yöntem olan Başarılı Sonuç (Successful Effort) ve Tam Maliyet (Full Cost) yöntemleri kullanılmaktadır (Hacıüstemoğlu ve diğ., 2006). Başarılı Sonuç yönteminde elde etme giderlerinin tamamı ile başarılı sondaj giderleri aktifleştirilmektedir. Sondaj öncesi arama giderlerinin tamamı ise giderleştirilmektedir. Bu konuda yeni bir düzenleme yapılarak uluslararası petrol şirketlerinin uyguladığı muhasebe yöntemlerinin uygulanması daha uygun olacaktır.

Takip ve Denetim: Şirketlerin aldıkları ruhsatlardaki taahhüt ettikleri ve gerçekleştirdikleri iş programları ve bütçeleri PİGM tarafından yakından takip ve kontrol edilmelidir. Ayrıca, PİGM veya bağımsız denetim firmaları tarafından şirketlerin yıllık rutin denetimleri yapılmalıdır. Projelerin takip ve kontrolü açısından PİGM temsilcilerinin de bulunduğu proje yönetim kurullarında yıllık bütçe ve iş programlarının onayı ve takibi yapılabilir.

Bu konuda PİGM'nin uzman personel, teknik altyapı ve mali açıdan güçlendirilerek ülke menfaatlerini korumayı esas alan bir kurum olarak yeniden yapılandırılması gerekir.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Günümüzde petrolün stratejik önemi artmış bazen kâr elde etme amacının önüne geçmiştir. Ülkeler arz güvenliğini sağlamaya yönelik olarak kaynak ülkelerdeki rezervlere ve bu rezervleri ülkelere ulaştıracak güvenli yollara sahip olmak istemektedirler. Sürdürülebilir ekonomik kalkınmanın olmazsa olmazlarından biri olan artan enerji talebini karşılamak isteyen, devlet tarafından desteklenen Çin ve Hindistan şirketleri dikkati çekmektedir. Uluslararası ihalelerde Çinli ve Hintli şirketlerin verdikleri tekliflerle rekabet etmek mümkün olamamaktadır.

Yükselen petrol fiyatları nedeniyle şirketlerin elde ettiği büyük kârlara bir sınırlama getirmek isteyen üretici ülkeler yeni vergiler getirmekte veya petrolden daha fazla pay alabilmek amacıyla mevcut anlaşmalarda değişiklik yapmaktadırlar. Ayrıca, bazı ülkeler şirketler arasındaki rekabeti teşvik ederek devletin üretilecek petrolden alacağı payın %94'e kadar ulaşmasını elde edebilmektedir.

Petrol arama ve üretim anlaşmalarında üretici ülkeler iş güvenliği ve çevre konularında daha duyarlı davranmakta olup, maliyetleri ciddi biçimde artıracak zorunluluklar getirmektedirler. Yerli iş gücünün eğitimi ve işe alınması da zorunluluk haline getirilmektedir.

Petrol ve doğal gazda dışa bağımlı durumda olan tüketici ülkeler ise hem enerji faturalarını asgariye indirmek hem de kendi arz güvenliklerini sağlamak maksadıyla hidrokarbon aramacılığını artırmak için yeni yasal düzenlemeler yapmakta ve şirketlere çeşitli teşvikler vermektedir. Tandırcıoğlu (2009) tarafından ülkemizdeki arama ve üretim faaliyetlerinin artırılmasına yönelik bazı öneriler verilmektedir. Bu kapsamda; ruhsatların verilmesinde arama ve üretim faaliyetlerini teşvik etmek, şeffaf, tekelciliği önleyici ve rekabete açık bir ortam oluşturmak için;

- Belirli kriterler ve uygun bir takvim çerçevesinde, teknik ve mali yeterliliğe sahip şirketlerin katılabildiği şeffaf uluslararası ruhsat ihalelerinin düzenlenmesi,

- Vergi kolaylıklarının sağlanması,
- Ticari şartların ruhsat bazında değil ülke bazında değerlendirilmesi,
- Su derinliği, petrolün API gravitesi, üretim debisi bazında teşvikler verilmesi,
- Arama dönemleri sonunda ruhsatın belli bir oranının terk edilmesi ve yeni arama dönemine geçilebilmesi için sondaj mükellefiyetinin getirilmesi,
- Kâr petrolünden devletin alacağı payın ihale parametrelerinden biri olması gibi uygulamalar yapılmaktadır. Ayrıca, petrol ve doğal gaz ithalatçısı konumunda olan ülkeler üretilen petrol ve doğal gazın yurtiçinde satılması zorunluluğu getirmektedirler.

Dünyadaki arama alanları giderek azalmakta, derin deniz ve karalarda derin hedefli arama ruhsatlarına olan talep artmaktadır. Derin deniz teknolojisinin gelişmesi ve veri miktarının artmasıyla, Karadeniz'in derin suları ve karadaki derin hedeflere yönelik potansiyeli nedeniyle Türkiye yeni petrol keşifleri için güçlü bir aday olup, uluslararası firmaların ilgisini çekmektedir.

Ülke kaynaklarının hızlı, sürekli ve etkili bir şekilde aranmasını, geliştirilmesini ve üretilmesini sağlamak amacıyla hazırlanan 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu Tasarısı'nın bu amacına ulaşabilmesi için yapılması gerekli değişiklik önerileri aşağıda verilmektedir:

1. Başvuru Hakkı: Şirketlerin ruhsat başvurusunda bulunabilmesi için teknik ve mali yeterliliğe sahip olmaları gerekir. Bunun belirlenmesi için şirketlerin bir ön yeterlilik aşamasından geçmeleri talep edilerek, bu aşamayı geçen şirketlere ruhsat başvurusunda bulunma izni verilmelidir.

2. Ruhsatlandırma Usulü: Yapılacak uluslararası ihaleler ile bir ruhsatta yapılacak minimum iş programı (kuyu sayısı) öncelikli olmak üzere, R faktörüne bağlı olarak şirketlerin kâr petrolünden talep ettikleri hisseyi de temel alan şeffaf bir puanlama yapılarak en yüksek puan alan teknik ve mali açıdan yeterliliğe sahip olan bir şirkete ruhsat verilmelidir.

3. Arama Ruhsat Alanı: Kara ve deniz ayırımı yapılmadan bir arama ruhsat sahası en fazla 1.000.000 hektar olmalıdır. Aramacılık risklerinin düşük olduğu havzalarda ruhsat alanları küçük; aranmamış yeni

havzalar, deniz ruhsatları ve aramacılık risklerinin yüksek olduğu yerlerde ruhsat alanı en fazla tutulmalıdır. İşletme ruhsatlarının yoğun olduğu Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerinde doğal olarak arama ruhsat alanları küçük (500-2500 km²) olacaktır. Aramacılık riskinin yüksek olduğu bölgelerde ise ruhsat alanının büyük (en fazla 10.000 km²) tutulmasıyla yatırımcılar için bir teşvik sağlanmış olacaktır.

4. Arama Dönemi: Karadaki bir ruhsat için arama ruhsatnamesinin süresi 4 yıl; denizdeki bir ruhsat için ise 6 yıl olabilir (Şekil 10). Bu sürenin sonunda eğer ruhsat sahibi uzatma talep ederse karadaki bir ruhsat için 2 yıl, denizdeki bir ruhsat için ise 3 yıl uzatma verilebilir. Ayrıca, ruhsat süresinin uzatılabilmesi için şirketlerden ruhsat alanının %40'nı terk etmesi ve uzatma döneminde en az bir adet arama kuyusu kazması istenmelidir. Bir arama ruhsatnamesinin toplam süresi karada en fazla 6 yıl, denizde ise en fazla 9 yıl olmalıdır. Bu şekilde bir ruhsatın tasarısındaki mevcut haliyle karada en fazla 12 yıl, denizde ise en fazla 24 yıl süreyle bir şirketin elinde kalması önlenecektir.

5. Tespit Dönemi ve Alanı: Bir arama ruhsatında petrol veya doğalgaz keşfi olması durumunda yapılan keşfin ticari olup olmadığının belirlenmesine yönelik olarak en fazla karada 3 yıl, denizde 5 yıllık bir tespit dönemi verilebilir. Ancak, bu süre tüm ruhsat alanı için değil yalnızca keşfin yapıldığı prospektin kapladığı alan için verilmelidir. Arama dönemi sonunda keşif yapılan prospektin dışında kalan alan terk edilmelidir.

6. Minimum Mükellefiyet ve Yaptırımlar: Şirketler bir arama ruhsatnamesi için başvururken taahhüt ettikleri minimum iş programını yerine getirmedikleri veya kısmen yerine getirdikleri takdirde mutlaka bazı yaptırımlar uygulanmalıdır. Yaptırım olarak minimum iş programının en az %20'sine karşılık gelen banka teminat mektubu, şirket garantisi veya şirketin diğer ruhsatlarının iptali gibi hususlar konulabilir. Ayrıca, yerine getirilmeyen iş programının maddi karşılığı olan bedelin tamamını ödemesi şirketlerden talep edilebilir. Yasa tasarısındaki haliyle yalnızca %2'lik bir teminat alınması aramacılık faaliyetlerini teşvik etmeyecek olup, şirketlerin başvuru esnasında yalnızca ruhsatı almak

için gerçekçi olmayan iş programları teklif etmelerine neden olacaktır.

7. Ticari Teşvikler ve Vergilendirme: Petrol arama yatırımlarının yanısıra üretim yatırımlarının da KDV ve ÖTV'den istisna edilmesi ciddi bir teşvik olacaktır. Devlet Hakkı'nın kaldırılması hem bir teşvik sağlayacak olup, hem de uygulamanın sadeleştirilmesi açısından yarar sağlayacaktır. Vergilendirme ile ilgili olarak yabancı ve yerli şirketlere eşit muamele edilmeli eğer bir avantaj sağlanacak ise bu yerli şirketler için sağlanmalıdır.

8. Ülke İhtiyacı: Ülkemizde üretilen petrolün yurtiçinde satılması ile ilgili olarak, ihtiyaç duyulan durumlarda PİGM'ye yurt içinde üretilen petrolü piyasa fiyatlarından öncelikli satın alma hakkının 5574 sayılı yasa tasarısında olması gereklidir.

9. Yapılanma ve Denetim: PİGM'in uzman personel, teknik altyapı ve mali açıdan güçlendirilerek yeniden yapılandırılması şarttır. PİGM tarafından şirketlerin aldıkları ruhsatlardaki taahhüt ettikleri ve gerçekleştirdikleri iş programları ve bütçeleri yakından denetlenmelidir.

Ülkemizin petrol arama ve üretim sektöründe 1954 yılından bugüne kadar yoğun bir çaba içerisinde olan ve gerek aktivite gerekse yatırım boyutunda en büyük oyuncu olan TPAO'nun 5574 sayılı tasarının yasalaş-

ması durumunda oluşacak olan ortamda rekabet edebilmesi için, yapılması ile ilgili yasal düzenlemelerin de yapılması gerekmektedir.

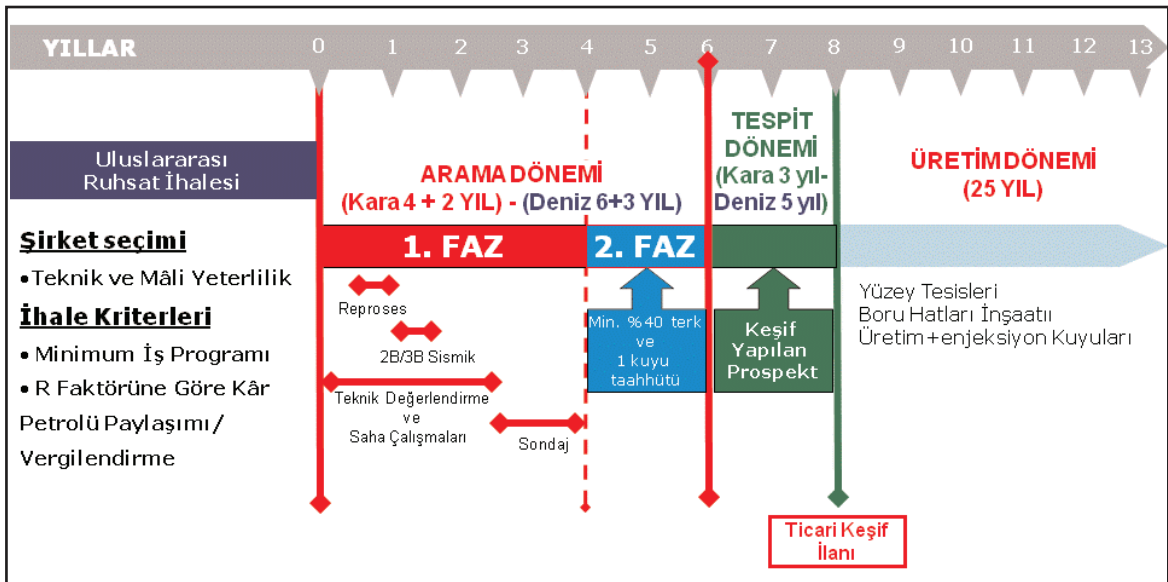
KATKI BELİRTME

Mesleki kariyerimin gelişmesinde sağladığı imkanlar ve bu makalenin basılmasına izin verdiği için Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na müteşekkirim. Bu makalenin yazılmasında görüş ve önerileri ile katkı koyan Sn. Mehmet UYSAL, Sn. Ahmet Faruk ÖNER, Sn. Volkan Ş. EDİGER ve Sn. Şefik VURAL ile teşvik ve önerilerinden dolayı Sn. İsmail BAHTİYAR'a teşekkür ederim.

KAYNAKLAR

Hacıüstemoğlu, R., Bahadır, O. ve Boz, M. F., 2006, Petrol Arama ve Üretim İşletmeleri İçin Muhasebe Sistemi Önerisi: İSMMMO Yayın Organı Mali Çözüm, Sayı:78, s. 21-33.

<http://www.anp.gov.tr>
<http://www.dghindia.org>
<http://www.eia.doe.gov>
<http://www.ihsenergy.com>
<http://www.indianelpvii.com>
<http://www.NOCLibya.com>
<http://www.petroleum.nic.in>
<http://www.pigm.gov.tr>
<http://www.tbmm.gov.tr>



Şekil 10. Petrol arama-üretim projesi süreçleri ve Türkiye için bir model önerisi.

Figure 10. Time table of an exploration and production project showing the suggested model for Turkey.

- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, 2009, 2008 Yılı İdare Faaliyet Raporu: 45s.
- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, 2005-2006-2007 Türkiye Petrol Faaliyetleri: 288s.
- Tandircioğlu, A., 2007, Petrol Arama/Üretim Anlaşmaları: Dünyadan Örnekler ve Türkiye'ye Yansımaları: 16. Uluslararası Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kongre ve Sergisi, Jeoloji Bildirileri, Ankara.
- Tandircioğlu, A., 2009, Türkiye'deki Arama ve Üretim Faaliyetlerinin Artırılmasına Yönelik Öneriler: 17. Uluslararası Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kongre ve Sergisi, Jeoloji Bildirileri, Ankara.

DENİZLERDE ORTAMSAL ÖZELLİKLERDEKİ LOKAL DEĞİŞİMLERİN BENTİK FORAMİNİFERLER İLE BELİRLENMESİ: DOĞU EGE DENİZİ'NDEN BAZI ÖRNEKLER

DETERMINATION OF LOCAL CHANGES IN THE ENVIRONMENTAL CONDITIONS USING BENTHIC FORAMINIFERS: SOME CASES FROM THE EASTERN AEGEAN SEA

Engin MERİÇ¹, Niyazi AVŞAR², Baki YOKEŞ³, İpek, F. BARUT⁴ ve Feyza DİNÇER⁵

¹ Moda Hüseyin Bey Sokak No: 15/4 34710 Kadıköy-İstanbul

² Çukurova Üniversitesi, Müh.-Mim. Fak., Jeoloji Mühen. Bölümü, 01330 Balcalı-Adana

³ Haliç Üniv., Fen-Edebiyat Fak., Moleküler Biyoloji ve Genetik Böl., Okmeydanı-İstanbul

⁴ İstanbul Üniv. Deniz Bilimleri ve İşletmeciliği Enstitüsü, 34116 Vefa-İstanbul

⁵ Adıyaman Üniversitesi, Eğitim Fakültesi, 02040 Adıyaman

ÖZET

Doğu Ege Denizi'nin farklı noktalarında, 1986-2009 yılları arası dönemde tarafımızdan yapılmış çalışmalarda saptanmış olan bentik foraminiferlerin bölgedeki dağılımı ile bunların kavkılarındaki morfolojik değişimlerin varlığı dikkat çekici bir özellik oluşturmaktadır. Yine, belirli noktalarda çok sayıda Kızıl Deniz ve Pasifik Okyanusu'na ait cins ve türlerin bulunması bu alanlarda önemli bir farklılığın varlığını ortaya koymaktadır. Ayrıca, belli noktalarda foraminifer kavkılarında gözlenen renklenme ve morfolojik bozukluklar ile birlikte renklenme bu bölgelerde gözlenen önemli diğer özelliklerdir.

Ege Denizi Türkiye kıyılarında Biga Yarımadası'nın güney kıyılarından itibaren Marmaris Körfezi'ne kadar ulaşan kıyı şeridinde çok sayıda termal mineralli su kaynağı bulunmaktadır. Deniz içinde belirlenmiş olan eşdeğer özellikteki bilinen tek kaynak ise Karaburun Yarımadası'nda, Çeşme'deki Ilıca Körfezi'ndedir. Fakat, bunların dışında ve eldeki bulguların ışığında Bozcaada, Edremit Körfezi kuzeybatısı, Midilli Adası doğusu, Alibey Adası (Ayvalık) çevresi ve Kuşadası Körfezi'nde de benzer durumların varlığı belirlenmiştir. Doğu Ege Denizi kıyı alanlarında gözlenen ekolojik değişimlerin başlıca nedeni/nedenleri olarak tuzluluk değişimleri, ağır metallerin varlığı, termal kaynaklar ile soğuk su kaynakları gösterilebilir. Kıyı alanlarında gözlenen deniz içindeki termal/soğuk su kaynakları çevresinde gelişen farklı ekolojik koşulların oluşmuş olduğu alanlarda ortaya çıkan fiziksel ve kimyasal değişimler

nedeniyle, diğer bölgelerden farklı bir bentik foraminifer yaşamının gerçekleştiği dikkat çekmektedir.

Ege Denizi kıyı alanlarında *Coscinospira hemprichii* Ehrenberg Çeşme-Ilıca Körfezi'nde; *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner) Datça, Kuşadası, Çeşme-Ilıca körfezleri ile Bozcaada ve Gökçeada'da; *Peneroplis pertusus* (Forskal) Marmaris, Datça, Kuşadası, Çeşme-Ilıca, Dikili ve Edremit körfezleri, Bozcaada ve Gökçeada'da; *P. planatus* (Fichtel ve Moll) Marmaris, Datça, Gökova, Güllük, Çeşme-Ilıca, Dikili, Edremit körfezleri, Bozcaada ile Gökçeada'da ve *Sorites orbiculus* Ehrenberg ise Marmaris, Gökova, Çeşme-Ilıca körfezleri ile Gökçeada'da gözlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Bentik Foraminifer, Ege Denizi, Morfolojik Bozukluk, Termal/Soğuk Su Kaynakları.

ABSTRACT

Benthic foraminifers have been investigated on the Eastern Aegean Sea between 1986 and 2009. Distribution of the species in the study area and the morphological changes observed in the tests are noteworthy. The abundance of Red Sea and Indo-Pacific originated alien genera and species in certain stations indicate the presence of special environmental conditions. Besides, colorations with or without morphological deformations observed in tests were found to be locally specific.

Numerous mineral thermal springs are found on the coastline between Biga Peninsula and Gulf of Marmaris on the Aegean coast of Turkey. The only known submarine spring with similar characteristics is in Ilica Bay, (Çeşme, Karaburun Peninsula). However, there is enough of evidence that thermal submarine springs may be found around Bozcaada, northwest of Gulf of Edremit, east of Lesbos Island, around Alibey Island (Ayvalık) and Kuşadası Bay. Salinity variations, presence of heavy metals, thermal and cold water springs are the major causes of the observed ecological changes on the coasts of the Eastern Aegean Sea. Changes in the physical and chemical parameters due to submarine springs result in the formation of benthic foraminiferal assemblages different than the surrounding.

On the Aegean coast, *Coscinospira hemprichii* Ehrenberg has been observed in Çeşme-Ilica Bay, *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner) was recorded in Datça, Kuşadası, Çeşme Ilica, Bozcaada and Gökçeada; *Peneroplis pertusus* (Forskal) was recorded in Marmaris, Datça, Kuşadası, Çeşme-Ilica, Dikili Gulf of Edremit, Bozcaada and Gökçeada; *P. planatus* (Fichtel and Moll) was observed in Marmaris, Datça, Gökova, Güllük, Çeşme-Ilica, Dikili, Gulf of Edremit, Bozcaada and Gökçeada; *Sorites orbiculus* Ehrenberg was observed in Marmaris, Gökova, Çeşme-Ilica and Gökçeada.

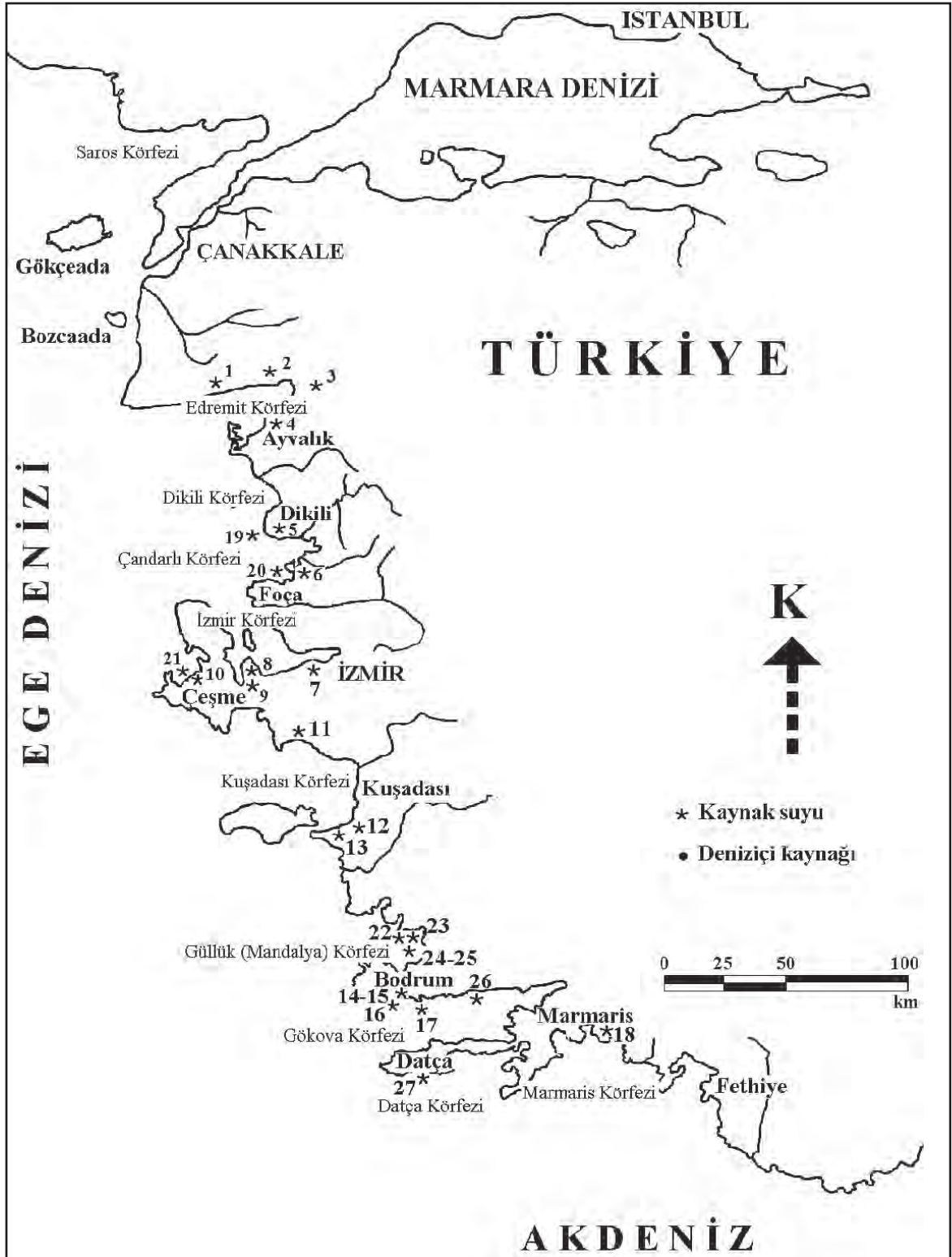
Key Words: Benthic Foraminifer, Aegean Sea, Morphological Deformation, Thermal/Cold Springs.

GİRİŞ

Türkiye Ege Denizi ve Akdeniz kıyı alanlarında günümüzde yapılan çalışmalarda farklı nokta ve derinliklerden alınmış olan güncel çökellerin içermiş olduğu foraminifer topluluğu arasında Pasifik Okyanusu, Hint Okyanusu ve Kızıl Deniz kökenli bentik foraminiferler ile muhtelif cins ve türlerin kavkılarının morfolojik olarak değişik özellikler ile renklenme sunduğu gözlenmiştir.

Bu alanlardaki ayrıntılı incelemeler sonucunda ekolojik koşulların değişiminde etken olabilecek farklı özelliklerin var olduğu belirlenmiştir. Gerek çeşitli ülkelerdeki araştırmacıların yapmış olduğu araştırmalar ve gerekse tarafımızdan uzun yıllardan beri sürdürülen çalışmalar sonucunda aşırı tuzluluk ve tuzluluk değişimleri, ağır metallerin varlığı, denizlerdeki termal ve soğuk kaynaklar ile karstik bölgelerde kıyı ve deniz içindeki kaynakların içeriğindeki çeşitli biyo-jeokimyasal maddelerin ekolojik koşulların değişmesinde başlıca etkenler olduğu varsayımına varılmıştır.

Ege Denizi'nin kuzeydoğu bölümünde, Saros Körfezi kuzeyinde, Erikli'nin güneydoğusunda kıyından yaklaşık 1.100-1.200 m uzakta ve deniz düzeyinin 20.10 m altında yöre denizcileri tarafından "Harmantaşı" olarak adlandırılan bir su altı yükseltisi bulunmaktadır Tepeyi oluşturan karstik kireçtaşından çıkan ve 18.50 °C sıcaklıkta olan kaynak/kaynaklar çevresindeki foraminifer yaşamı merkezde ve merkezden çevreye doğru hem morfolojik değişim gösteren anormal fertlerin varlığı ile hem de cins ve türlerin merkezden kenar kesimlere doğru dağılımında değişiklik sunmaktadır (Meriç ve diğ., 2008a). Bu bulgu dışında Türkiye kıyılarında Biga Yarımadası'nın güney kıyılarından itibaren Marmaris Körfezi'ne kadar ulaşan kıyı şeridinde bazı noktalardaki soğuk su çıkışları dışında çok sayıda termal mineralli su kaynağı mevcuttur. Deniz içinde belirlenmiş olan eşdeğer özellikteki bilinen tek kaynak ise İzmir Karaburun Yarımadası'nda, Çeşme'deki Ilica Körfezi'ndedir. Fakat, bunların dışında ve eldeki bulguların ışığında Bozcaada, Edremit Körfezi kuzeybatısı, Midilli Adası doğusu, Alibey Adası (Ayvalık) çevresi ve Kuşadası Körfezi'nde de benzer durumların varlığı belirlenmiştir (Şekil 1).



Şekil 1. Ege Denizi Türkiye kıyılarındaki örnekleme noktaları, kara ve deniz alanlarındaki başlıca termal mineral su kaynakları (Meriç ve diğ., 2010a).

Figure 1. Major mineral thermal springs and the sampling stations on the Aegean coasts of Turkey (Meriç et al., 2010a).

MORFOLOJİK DEĞİŞİMLERİ OLUŞTURAN BAŞLICA NEDENLER

Morfolojik değişimleri oluşturan nedenlerin kökeni yapay ve doğal olarak ikiye ayrılabilir. Doğal olanlara örnek deniz içlerindeki tatlı su kaynakları ve kıyı alanlarında gelişen tuzlalar, karalardaki maden yataklarından yeraltı suyu vasıtasıyla kıyı ve denizlere taşınan eser element ve ağır metaller, denizlerdeki soğuk su kaynakları ile termal kaynaklar, deniz altlarındaki volkanlar ve çamur volkanları ile bu gibi alanlardaki metan gazı çıkışları gösterilebilir. Yapay olanlara örnek olarak ise aşırı sanayileşme sonucu gerek doğrudan ve gerekse akarsular vasıtasıyla iç bölgelerden denize taşınan ağır metaller ve kıyı alanlarında oluşturulan sera ve tarım alanlarında kullanılan DDD, DDT ve DDE gibi aşırı dozdaki zirai ilaçlar düşünülebilir (Ekmekçi, 2005).

Doğu Ege Denizi kıyı alanlarında gözlenen ekolojik değişimlerin başlıca nedeni/nedenleri olarak tuzluluk değişimleri, ağır metallerin varlığı, termal kaynaklar ile soğuk su kaynakları gösterilebilir.

Tuzluluk değişimleri

a) Çeşitli ülkelerde kıyı bölgelerinde, özellikle lagünlerde gözlenen doğal ve yapay tuzlalar zaman içinde aşırı tuzlu bir ortamın gelişmesini sağlamaktadır. Bu gibi alanlarda yaşayan foraminifer kavkılarında, özellikle morfolojik bozukluklar ile yapışık ikiz ve üçüz oluşumlar ortaya çıkmaktadır (Almogi-Labin ve diğ., 1992; Stouff ve diğ., 1999; Geslin ve diğ., 2000 ve 2002; Debenay ve diğ., 2001; Meriç ve diğ., 2010).

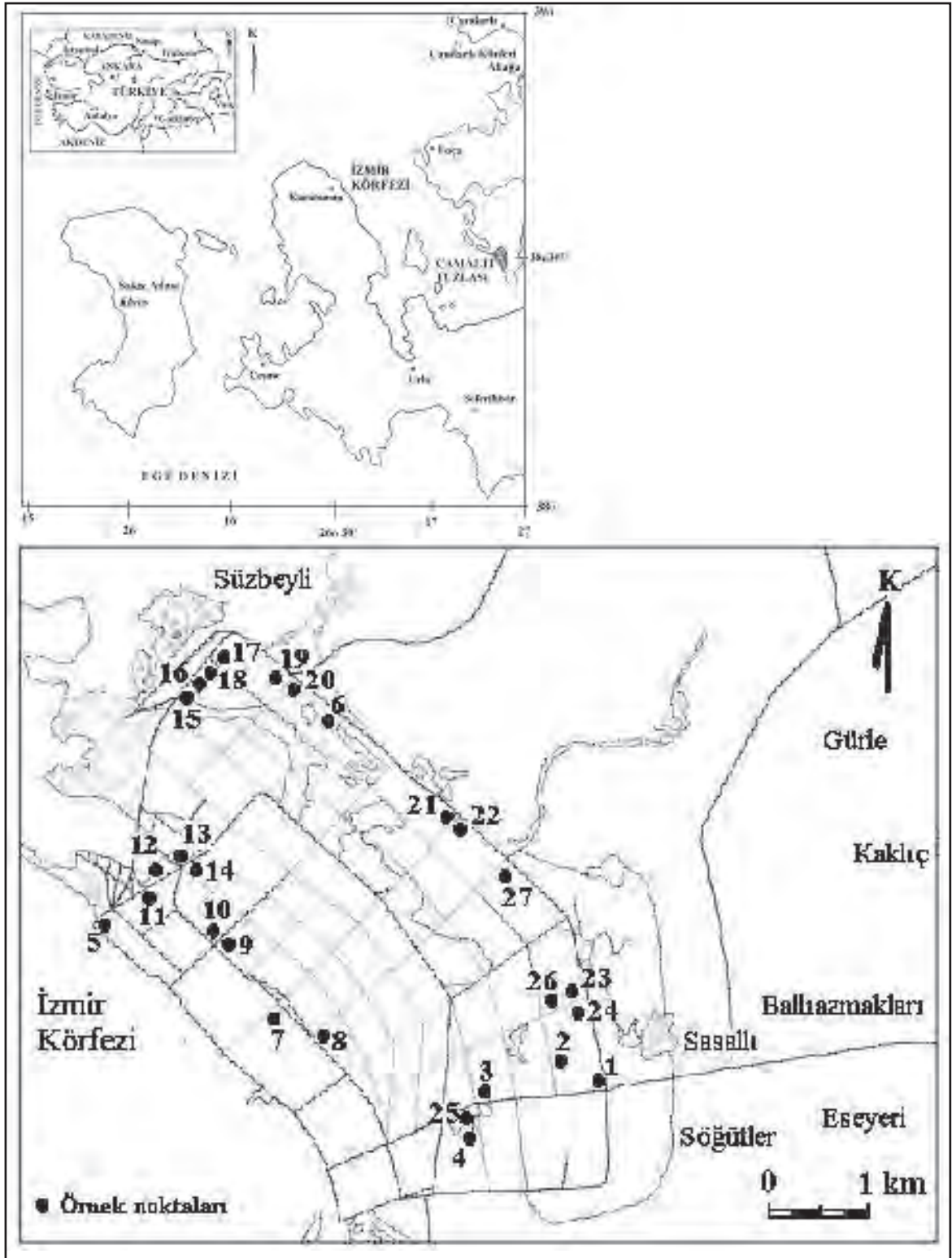
Türkiye'de geçmişten günümüze ulusal ve uluslararası alanda ekonomik değeri yüksek olan tuz üretiminin büyük bir bölümünü sağlayan İzmir-Çamaltı Tuzlası'ndan alınmış olan genç çökeller üzerinde yapılmış olan araştırmada (Şekil 2) çok sayıda morfolojik bozukluk ile yapışık ikiz ve üçüz bireylerin varlığı gözlenmiştir. İncelenen 27 örnekten denize yakın olan 5 no'lu örnekte tipik denizel bentik foraminiferlerden *Textularia bocki* Höglund, *Adelosina cliarensis* (Heron-Allen ve Earland), *A. mediterraneensis* (Le Calvez J. ve Y.), *Quinqueloculina disparilis* d'Orbigny, *Q. seminula* (Linné), *Nonion depressulum* (Walker ve Jacob), *Ammonia compacta* Hofker, *A. tepida* Cushman, *Elphidium com-*

planatum (d'Orbigny), *E. crispum* (Linné) topluluğu saptanmıştır. Yapılan çalışmada, özellikle 1 ve 21 no'lu örneklerde oldukça fazla sayıda morfolojik bozukluk sunan bireyler ile ikiz ve üçüz fertlerin fazlalığı dikkati çekmiştir. Ölçülmüş olan tuzluluk değerleri Ağustos ayında 1 no'lu istasyonda ‰ 52.5, 21 no'lu istasyonda ise ‰ 45'dir. Yine 1 no'lu istasyonda gözlenen ikiz, üçüz ve morfolojik bozukluk sunan fert sayısı 15, 21 no'lu istasyonda ise 17'dir. İncelenmiş olan 27 örnekten 7'sinde 20 ikiz, 7 üçüz ve 28 morfolojik bozukluk sunan toplam 55 birey gözlenmiştir. Geçmişte yapılmış olan bazı çalışmalarda (Debenay ve Pages, 1987; Almogi-Labin ve diğ., 1992; Geslin ve diğ., 1998; Stouff ve diğ., 1999; Debenay ve diğ., 2001) *Ammonia tepida* Cushman bireylerinde gözlenmiş olan ve yaklaşık %50 oranında morfolojik bozukluk sunan fertler ile yapışık ikiz ve üçüz gelişmelerin başlıca nedeninin yüksek tuzluluk olduğu belirtilmiştir. Fakat, yaptığımız çalışmada bu değer %1.50 olarak belirlenmiştir. Buna karşın normal denizel koşullarda ise ancak %1'e ulaşabilmektedir (Meriç ve diğ., 2001a; 2010).

Hipersalin ortamlarda şizogoni sonunda gelişen kist kalınlığının fazla olması ve bu nedenle kistin parçalanmasının gecikmesi yapışık ikiz, üçüz gelişmeler ile morfolojik bozukluğun nedeni olarak gösterilebilir. Kistin kalınlığı, parçalanma süresini geciktirebilir ve genç bireylerin normal sürede serbest kalmasını engeller. Dolayısı ile aynı hacim içinde bulunan bireyler birbirleri ile daha yakın veya kaynaşmış olarak yaşamlarını sürdürmek zorunda kalırlar.

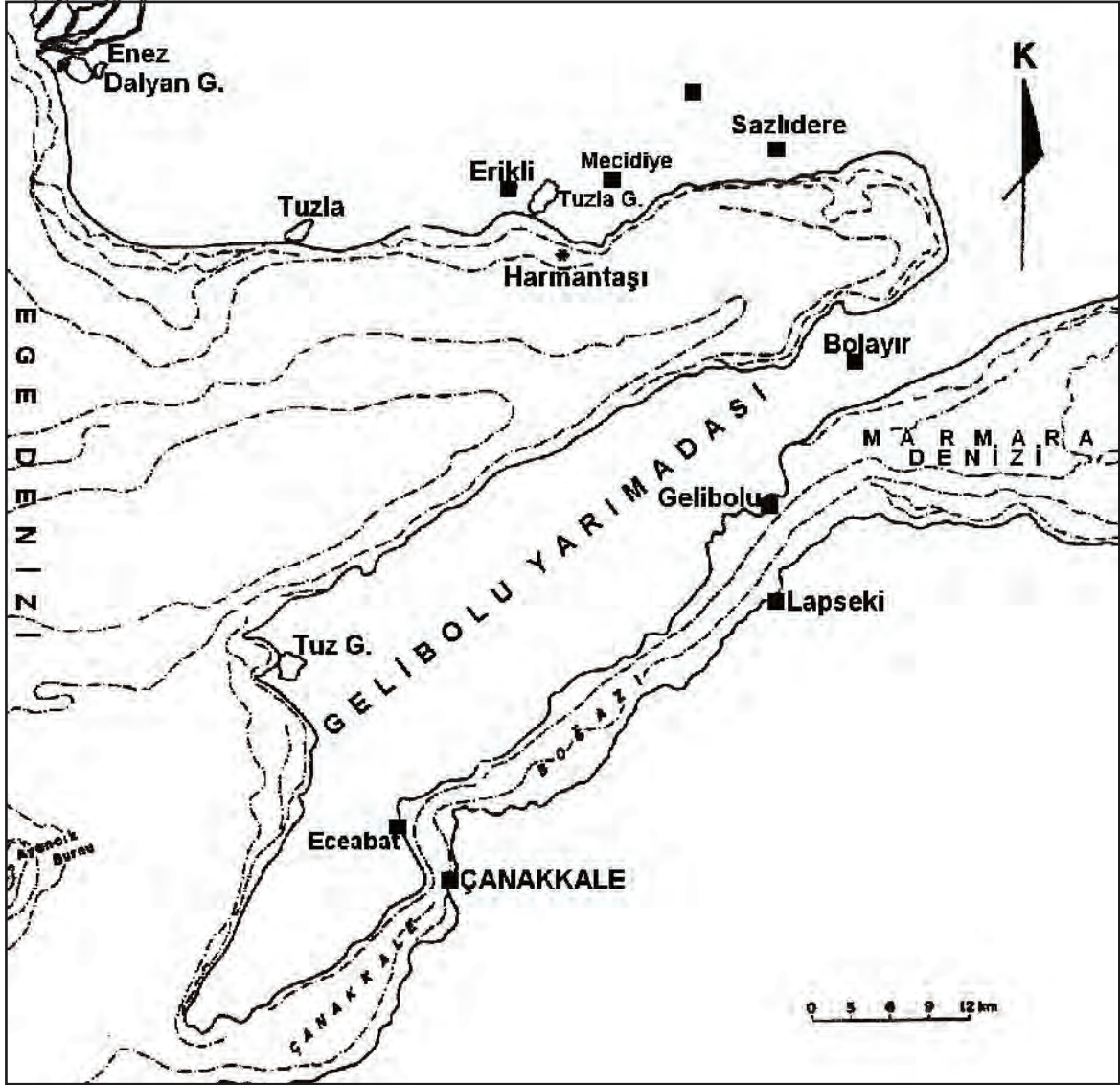
b) Deniz içlerinde bulunan tatlı su kaynakları, özellikle mevsimlere bağlı olarak bu gibi noktalarda deniz suyunun tuzluluk değerinde ani düşüş ve yükselimleri gerçekleştirmektedir. Bu gibi değişimler çevrede yaşayan foraminiferler üzerinde bir etki oluşturmakta ve kavkılarda zaman zaman morfolojik bozuklukların meydana gelmesine neden olmaktadır (Nigam ve diğ., 2006; Meriç ve diğ., 2008a ve b).

Kuzey Ege Denizi'nde Saros Körfezi kuzeyinde, Harmantaşı su altı yükseltisi (Şekil 3 ve 4) çevresinde karstik kireçtaşından çıkan ve 18.50 °C sıcaklıktaki kaynak/kaynaklar çevresindeki foraminifer



Şekil 2. Çamaltı Tuzlası'ndan derlenen örnek noktaları (Meriç ve diğ., 2010b).

Figure 2. Sampling stations in Çamaltı Saltpan (Meriç et al., 2010b).



Şekil 3. Harmantaşı mevki bulduru haritası (Meriç ve diğ., 2008a).

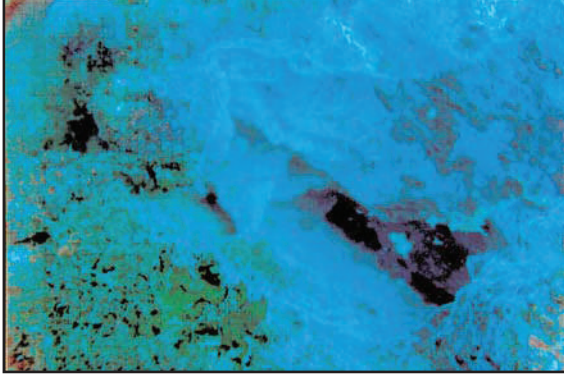
Figure 3. Map of the Harmantaşı region (Meriç et al., 2008a).

yaşamında merkezden çevreye doğru cins ve türlerin dağılımında bir değişim olması ve morfolojik bozukluk görülen kavkılara sahip cins ve türlerin varlığı da dikkat çekici bir özellik sunmaktadır. Özellikle kaynak noktalarında ve kaynak/kaynaklara yakın alanlarda saptanmış olan 63 cins ve 111 tür arasında gözlenmiş olan bazı *Textularia bocki* Höglund, *Adelosina duthiersi* Schlumberger, *Spiroloculina ornata* d'Orbigny, *Rosalina bradyi* Cushman, *R. globularis* d'Orbigny, *R. floridensis* (Cushman), *Lobatula lobatula* (Walker ve Jacob), *Elphidium* cf. *depressulum* (Cushman), *E. macellum* (Fichtel ve Moll)

bireylerine ait kavkılarda loca/locaların gelişmesindeki anormallikler dikkat çekicidir (Meriç ve diğ., 2008a; Levha 1, şekil 1-14; Levha 2, şekil 1-12).

Kaynak merkezinde tür çeşitliliğinin fazlalığına karşın, yakın çevrede bu değerler değişim göstermekte, kaynaktan uzaklaştıkça, özellikle merkezden 40.00-50.00 m uzaktaki kesimde azda olsa bir artış görülmektedir. Kenar alanlardan elde edilmiş olan örneklerde genelde zengin denilebilecek bir topluluğun varlığı, kaynak suyunun kimyasal bileşiminin bazı cins ve türleri etkilediğini ortaya koymaktadır (Meriç ve diğ.,

2008a). Kaynak ve yakın çevresinde kalker kavkılı hauerenid tiplerin bolluğuna karşın, çevre alanda aglutinant kavkılı textularid formlar baskın özelliği göstermektedir.



Şekil 4. Harmantaşı ana kaynak (Meriç ve diğ., 2008a).

Figure 4. Main spring in Harmantaşı (Meriç et al., 2008a).

Bunun dışında kaynak/kaynakların merkez ve yakın çevresinde morfolojik bozukluk sunan tür ve birey sayısının fazlalığı, mevsimlere ve hatta aylara bağlı olarak kaynak/kaynaklardan çıkan tatlı su ile deniz suyu tuzluluğunun ani değişimi nedeniyle bu gibi morfolojik bozukluklara sebep olduğu düşüncesi ile açıklanabilir (Nigam ve diğ., 2006). Yine, karstik özellik taşıyan bu kaynak/kaynakların CaCO_3 bakımından zengin olmasından ötürü gerek kaynak çevresinde gerekse yakın alanlardaki kalker kavkılı foraminiferlerin bolluğu normaldir (Meriç ve diğ., 2008b).

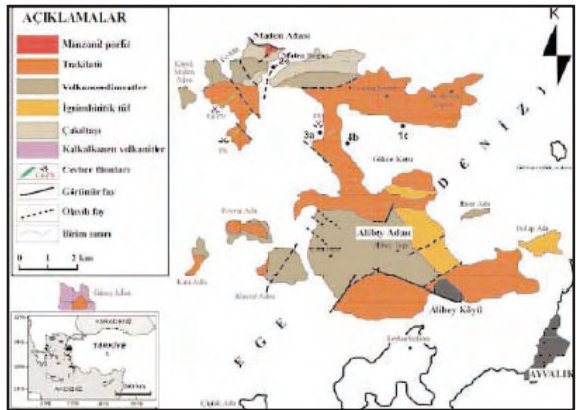
Ağır Metaller

Bentik foraminifer kavkılarında gözlenen morfolojik bozuklukların bir diğer sebebi olarak denizlere doğal ve yapay koşullarda ulaşan ağır metal etkisi gösterilebilir.

a) Kıyı veya kıyıya yakın alanlarda bulunan muhtelif maden yataklarının içermiş olduğu ağır metaller yeraltı suları vasıtası ile çevrelerindeki akarsular veya doğrudan denize ulaşarak buradaki bentik foraminifer yaşamını etkilemektedir. Özellikle Batı Türkiye'de, Doğu Ege Denizi kıyı alanlarında muhtelif maden yatakları bulunmaktadır. Bunların farklı nedenlerle denize ulaşmaları sonucunda (Evans, 1971; Dora ve Savaşçın, 1980, Akyürek, 1989; MTA, 1989; Ergin ve

diğ., 1993; Ergin ve Yemenicioğlu, 1997; Meriç ve diğ., 2002b) bu alanlarda yaşayan bentik foraminifer kavkılarında morfolojik değişimlerin gelişmesi sözkonusudur (Meriç ve diğ., 2003b; Elberling ve diğ., 2003; Meriç ve diğ., 2008c).

Ayvalık Alibey Adası kuzey bölümünde deniz içinde çakılmış olan 4 kordan derlenen 92 örneğin incelenmesi sonucunda (Şekil 5) bu alandaki farklı ekolojik koşullar nedeniyle gelişmiş olan foraminifer topluluğu/topluluklarına rastlanılmıştır. Çalışılan örneklerde morfolojik bozukluk sunan kavkılara sahip bentik foraminiferlerin bolluğu ekolojik koşullardaki değişimin bir işaretidir. Bir korda gözlenen ve tümü hem renkli kavkılara sahip olan ve hemde morfolojik bozukluk sunan *Peneroplis pertusus* (Forskal) ve *P. planatus* (Fichtel ve Moll)'un varlığı ise bu düşünceye destek vermektedir. Alibey Adası'nda varlığı bilinen maden yataklarından türemiş ağır metallerin denize ulaşması foraminiferlerde belirlenmiş olan değinilen özelliğe neden olmuştur. Bunun dışında aynı kora ait örneklerde ostrakodlar ile pelesipod ve gastropodların birden azalışı, diğer korlara ait sedimanlar arasında bol miktarda bulunan *Posidonia*'lara bu kor örneklerinde rastlanılmaması, Fe ve Mn değerlerinin yüksekliği değinilen alandaki ekolojik koşulların farklılığını açıklamaktadır (Meriç ve diğ., 2009a).



Şekil 5. Çalışma Bölgesi jeoloji ve yer bulduru haritası ile korların alındığı noktalar (Dora ve Savaşçın, 1982'den değiştirilerek alınmıştır).

Figure 5. Geological map of the study area and the location of the core samples (modified from Dora and Savaşçın, 1982).

b) Akarsu veya denize yakın alanlarda kurulmuş olan muhtelif sanayi tesisleri ile maden ocaklarının atıkları doğrudan yahut akarsular ile denize ulaşmakta, oluşturulan ekolojik koşullardaki değişim nedeni ile bu çevrede yaşayan bentik foraminifer kavkılarında morfolojik değişimler oluşmaktadır (Alve, 1991; Sharifi ve diğ., 1991; Yanko ve diğ., 1998 ve 1999; Geslin ve diğ., 2000 ve 2002; Meriç ve diğ., 2005). Fakat, Doğu Ege Denizi kıyılarında bu tip bir değişime neden olabilecek sanayi tesisi/tesisleri mevcut değildir. Çanakkale Boğazı güneyi ile Marmaris güneyi arasında kalan alanda, Aliağa Petrol Rafinerisi ile bölgenin en büyük yerleşim merkezi olan İzmir ve İzmir Körfezi dışında (Bergin ve diğ., 2006) tamamiyle turistik tesisler bulunmaktadır. Bölgedeki yerleşim noktaları dikkate alındığında, akarsular vasıtasıyla iç kesimlerden kıyı alanına taşınan ağır metaller dışında, bu alanlarda antropojenik kirliliğin daha etken olduğu açıkça belirtilebilir.

Doğu Ege Denizi kıyı alanlarını kuzeyden güneye doğru incelersek; Saros Körfezi yüzey çökellerinde gözlenen Fe, Mn, Cu, Ni, Zn konsantrasyonları sedimenter kayaç ortalamaları ile uyumlu olup, benzer dağılım göstermektedir. Harmantaşı denizaltı yükseltisi KB bölümü metal içeriği KD'ya nazaran daha fazladır (Yücesoy-Eryılmaz ve diğ., 2007). Gökçeada ve Bozcaada çevresi sedimentlerinin jeokimyası ile ilgili olarak herhangi bir çalışmaya rastlanılmamıştır. Çanakkale Boğazı'nın Ege Denizi'ne açıldığı alanda, Karamenderes Nehri'nin denize boşaldığı yerde en yüksek Mn değeri belirlenmiştir. Diğer ağır metallerden Cu, Co, Cr, Ni değerleri de yüksektir (Yücesoy-Eryılmaz, 1998; Yücesoy-Eryılmaz ve Eryılmaz, 2002). Edremit Körfezi'nden derlenmiş olan örneklerde ağır metallerin dağılımı kuzey ve doğu-güneydoğu bölgeleri arasında farklılıklar sunmaktadır. En yüksek değerlere sahip Fe ve Mn özellikle kuzey bölgesinde belirgin bir şekilde farklılık gösterir. Doğu ve güneydoğu alanlarında ise bu değerler kuzey alana göre daha düşüktür. Fe ve Mn dışında Cr, Ni, Cu ve Co'nun daha düşük değerlerde olmalarına karşın, söz konusu değerler yine bölgesel olarak ayrıcalık sunmaktadır. Ağır metal dağılımı Pb>Cu>Co>Ni>Cr>Mn>Fe şek-

lindedir (Meriç ve diğ., 2003a). Ayvalık çevresinde alınmış olan 4 kor ise ağır metal içeriği açısından kendileri arasında farklılık sunmaktadır. 1b korunda Mn, Zn, Cu değeri düşük olup, Fe, Co, Ni ve Cr değerleri nispeten daha yüksektir. 2a korunda Cr değeri ön plana çıkmakta, 3b korunda Zn ve Cu noktasal pikler vermektedir. 4a korunda ise Mn, Fe, ve Co değerlerinin yüksekliği dikkati çekmektedir. Bu kor Fe ve Mn bakımından diğerlerine nazaran daha fazla konsantrasyona sahiptir. Dikili Körfezi'nde Pb, Cr, Ni, Cu, Mn ve Fe değerleri ölçülmüştür. Genç çökellerdeki ağır metallerin dağılımı değerlendirildiğinde Fe'nin daha düşük olmasına karşın Pb, Cr, Ni, Cu, Co ve Mn değerleri eşik değerinin (Krauskoph, 1979) altında ise de, dikkate alınacak kadar yüksek bulunmuştur (Tuğrul ve diğ., 2008). Çandarlı Körfezi'nde Fe, Cu, Pb düşük etki oluşturacak düzeyin üzerinde, Zn ise bu düzeyin altındadır. Cu, Pb, Zn, Fe konsantrasyonları ile yanabilen madde (%) miktarı arasında önemli korelasyonlar tespit edilmiştir (Taş ve diğ., 2007).

Dikili ve Çandarlı körfezleri ayrı ayrı değerlendirildiğinde kuzey alanlarda Co, Cu ve Cr; güney alanlarda ise Fe, Mn ve Ni eşik değerinin üzerindedir (Meriç ve diğ., 2003b). İzmir Körfezi'nde yapılan değerlendirmelere göre körfezin iç kısmı ile Gediz Nehri sedimentlerinde Hg, Cd, Pb, Cr, Cu, ve Zn bakımından oldukça fazla miktarda bir kirliliğin varlığı belirlenmiştir. Fakat, elde edilmiş olan değerlerin balıklardaki durumunun uluslararası standardın altında olduğu vurgulanmıştır (Uslu ve diğ., 1999).

İzmir ve Çandarlı körfezlerinden derlenen örneklerdeki ağır metal sıralaması Fe>Pb>Zn>Cu>Cd şeklinde belirlenmiştir. Denizel ortama ulaşan Pb, partikül halindeki maddeler ile birleşerek hızlı bir şekilde dibe çökmektedir (Ünsal ve diğ., 1993). Ağır metal olarak bölgede Fe dışında en fazla Pb bulunmaktadır (Topçuoğlu ve diğ., 2002).

Kuşadası kuzeyindeki Pamucak ve güneyindeki Davutlar plajından derlenmiş olan 43 genç çökel örneği üzerinde yapılmış olan jeokimyasal analizler sonucunda Al, Ti, Fe, Ca, Mg, K, Na, P, Mn, Ba, Sr, Zr, V, Cr, Rb, Ni, Zn, Cu, Ce, Y, La, Co, Li, Se, Nb, Pb, Th, Hf, U, Sn, Ta, As, W, Cd, Ag, Au gibi ağır metal ve eser elementlerin varlığı belirlen-

miştir (Eyrik, 2006). Bunlardan Al, Ti, Fe, Ca, Mg, K, Na, P değerleri (%) ve diğerleri (ppm) olarak ölçülmüştür. Elde edilmiş olan değerlere göre Fe (%16.45), Ti (%3.08) ve Mn (6346 ppm) yüksek olup, bunların dışında kalanlar ortalama yerkabuğu ve sedimenter kayalarla gözlenen değerlere uyum sağlamaktadır. Pamucak Koyu'ndaki kaynak çevresinde incelenen foraminifer kavkılarının bir kısmının sarı, kahve ve koyu gri renklerde olması, bu alanda varolan Fe, Mn, Ti gibi ağır metal ile bazı eser elementin/elementlerin bu yönde etken olduğunu vurgulamaktadır (Eyrik, 2006). Çökellerdeki Ti değerinin (%3.08) oldukça yüksek olmasına karşın (Ti/şeyl: 4.5 ppm; Krauskoph, 1979) kaynak sularında sıfır olarak belirlenmesi dikkat çekicidir.

Güllük Körfezi sedimentlerinde 3.63-8.50 g/g Cu, 14.16-34.38 g/g Pb ve 1.37-3.86 g/g Cd değerleri belirlenmiştir (Dalman ve diğ., 2006). Bir diğer çalışmada ise Güllük ve Homa Lagünü sedimentlerinde Cu, Zn değerleri ölçülmüştür (Atılğan, 1997).

Gökova Körfezi çökellerinde en düşük Hg, Cd, Cu ve Zn derişimlerinin yanı sıra, Cr yüksek derişimlerde saptanmıştır. Cr ve Ni yüksek, Mn-Fe-Pb ve Zn nisbeten yüksek, Al-Cu-Cd ve Hg düşük düzeylerde bulunmuştur (Uluturhan, 2009).

Datça Körfezi'nde yapılan değerlendirmelerde Cd ve Cr (240.00g/g) olarak yüksek ve Hg ise (0.091 g/g) olarak düşük saptanmıştır (Tuğrul ve diğ., 2008). Ege Denizi kıyılarındaki en yüksek Cr (495 g/g) derişimi Marmaris Körfezi sedimentlerinde saptanmıştır (Tuğrul ve diğ., 2008).

Termal ve Soğuk Kaynaklar

Pasifik Okyanusu ve Atlantik Okyanusu'nun farklı noktalarında ve farklı derinliklerinde, çevrelerinde çok zengin bir yaşamın bulunduğu termal çıktılarının varlığı uzun zamandan beri bilinmektedir (Ballard, 1976; Corliss ve Ballard, 1977; Ballard ve Grassie, 1979; Enright ve diğ., 1981; Lutz, 2000; Rona, 1992; Lutz ve Haymon, 1994). Bu konu ile ilgili olarak kaynakların çevresinde farklı canlı gruplarının varlığını belirten pekçok çalışma olduğu halde bu alanlarda foraminiferlerin varlığı veya yokluğu ile ilgili herhangi bir araştırma bulunmamak-

tadır. Bu konu ile ilgili olarak Ege Denizi'nde (Thierman ve diğ., 1997; Varnavas ve diğ., 1999) ve Batı Türkiye kıyılarında, İzmir-Çeşme'de ekolojik özelliklerdeki değişimin farkında olmadan (Sözeri, 1966; Sellier de Civrieux, 1970) ve bu gibi özellikler bilinerek bazı çalışmalar (Meriç, 1986; Avşar ve Meriç, 2001; Meriç ve diğ., 2003b; Triantaphyllou ve diğ., 2005) yapılmıştır.

Ege Denizi'ndeki Termal ve Soğuk Kaynaklar

Özellikle İzmir-Çeşme-Ilıca Koyu'nda deniz düzeyinden 2.5 m derinlikte 58 °C sıcaklıkta bir sıcak su kaynağı bulunmaktadır (Çağlar, 1946). Fakat 07/11/2008'de 28.4 °C olarak sıcaklığı belirlenen bu kaynağın 1963'de 53 °C (Alpman ve Sezginman, 1963), 1969'da 55 °C (Yenal ve diğ., 1975) ve 1980'de 57 °C (MTA, 1980) gibi farklı değerler saptanmıştır. Radyoaktivite özelliği yüksek olan bu kaynak çevresinden çok sayıda morfolojik bozukluk sunan kavkılara sahip peneroplid bireyleri bulunmuştur (Sözeri, 1966; Sellier de Civrieux, 1970).

İzmir ilinin batısında, Çeşme ilçesi ve Ilıca Koyu ile değinilen koyun kuzeydoğusundaki Şifne termal kaynak ve kaplıcalar yönünden zengin bir özellik sunmaktadır (Şekil 6). Bu



Şekil 6. Çeşme-Ilıca çevresindeki örnekleme noktaları (Meriç, 1986).

Figure 6. Sampling stations around Çeşme-Ilıca (Meriç, 1986).

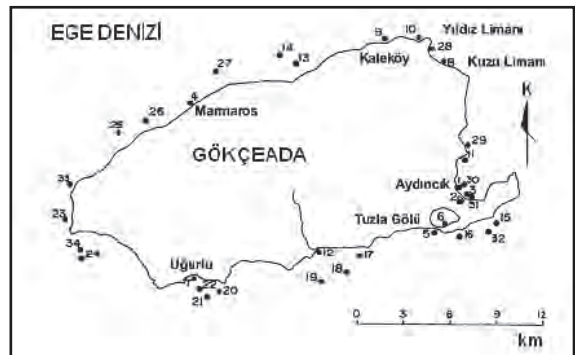
kaynakların sıcaklığı 42-59 °C arasında değişmektedir (Çağlar, 1946; Başkan ve Canik, 1983). Bunların dışında deniz içinde de çok sayıda sıcak su kaynaklarının yerleri belirlenmiş olup, sıcaklıklarının 50-62 °C arasında değiştiği ve tuzlu sular sınıfından olduğu ileri sürülmüştür (Çağlar, 1946).

Ilıca Koyu'nun kuzeybatısında, Yıldız Burnu'ndaki Dalgakıranı'nın güneyinde, 2.50 m derinlikte ve 55-58 °C sıcaklıktaki termal kaynak, çevresinde farklı bir ekolojik ortam yaratmıştır. Dolayısı ile genelde sıcaklığın 9-26 °C arasında ve çözünmüş oksijen miktarının 4-10 ml/l olduğu belirlenmiş olan Ege Denizi koşullarında (Artüz, 1970; Benli ve Küçüksegin, 1988) bulunması mümkün olmayan peneroplid'lerin bu alanda zengin bir yaşam oluşturdıkları izlenmiştir (Avşar ve Meriç, 2001). Tüm Ilıca Koyu kıyı alanı ile yakın çevresinde çok sayıda bireyler ile temsil edilen *Coscinospira hemprichii* Ehrenberg, *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner), *Peneroplis pertusus* (Forskal), *P. planatus* (Fichtel ve Moll), *Sorites orbiculus* Ehrenberg'un varlığı, çevreye nazaran bu alan için ekolojik koşullarda bir farklılığın var olduğunu düşündürmektedir.

Koydaki termal kaynak varlığı ve su derinliğinin fazla olmaması nedeniyle çevresindeki güneş ışığı etkisi, diğer organizmalara besin olabilecek zengin bitkisel yaşamı destekleyici özelliktedir. Güneş ışığı ile birlikte kaynağın oluşturmuş olduğu sıcaklık ve kimyasal değişim, kaynak çevresinde adı geçen bentik foraminifer cins ve türlerinin yaşamını kolaylaştıracak zengin bir biotopun gelişmiş olduğunu/olabileceğini kanıtlar niteliktedir. Bunun dışında sıcaklığın: ışıktan yoksun derin ortamlarda dahi yaşamın gelişmesi ve devamı için başlıca neden olduğu çeşitli araştırmacılar tarafından belirtilmiştir (Ballard, 1976; Corliss ve Ballard, 1977; Ballard ve Grassie, 1979; Enright ve diğ., 1981; Meriç, 1986; Lutz, 2000; Avşar ve Meriç, 2001). Bunun diğer bir kanıtı da Ilıca Koyu ile Çeşme-Alaçatı arası kıyı alanı foraminifer topluluğu arasında belirgin bir farklılığın varlığıdır. Çünkü, Ilıca Koyu'nda peneroplid'lerin baskınlığı dikkat çekici bir durum sergilerken, söz konusu diğer kıyı alanında ise elphidiid'ler baskın özellik sunmaktadır (Avşar ve Meriç, 2001).

Ilıca Koyu (Çeşme-İzmir) dışında, kuzey Ege Denizi'nde Gökçeada çevresinde yapılmış olan çalışmada (Meriç ve diğ., 2001a; Meriç ve Avşar, 2001) adanın özellikle güneydoğu bölümünde, kuzey Ege Denizi'nde bulunmaması gereken ve *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner), *Peneroplis pertusus* (Forskal), *P. planatus* (Fichtel ve Moll), *Sorites orbiculus* Ehrenberg ve *Amphistegina lobifera* Larsen bireyleri gözlenmiştir (Şekil 7). Özellikle bir çok *Peneroplis pertusus* (Forskal) ve *P. planatus* (Fichtel ve Moll) bireylerinin renkli kavkılara sahip olması bölge için dikkat çekici bir özelliktir. Genelde Akdeniz foraminifer topluluğuna ait olan bu 4 cins ve 5 türün Gökçeada çevresinde özellikle adanın güneydoğu bölgesi başta olmak üzere belirli noktalarında gözlenmiş olması, ada çevresindeki farklı alanlarda yakın geçmişte termal gelişimlerin oluşturduğu ekolojik koşullardaki bazı değişimlerin bulunduğunu ortaya koymaktadır. Keza, *Peneroplis pertusus* (Forskal) ve *P. planatus* (Fichtel ve Moll) örneklerinin adanın güneydoğu alanından derlenmiş olan 6 örnekte gözlenmiş olması ve değinilen örneklerde zengin bir foraminifer topluluğuna rastlanılması bu düşünceye kuvvet kazandırmaktadır. *Peneroplis*'lerin kırmızımsı kahve renkli kavkılara sahip oluşu termal suların içermiş olduğu demirli minerallerin varlığı ile değerlendirilebilir (Meriç ve diğ., 2001a; Meriç ve Avşar, 2001).

Bozcaada kıyılarında yapılmış olan araştırma sonucunda ada çevresindeki 17 istasyondan derlenen örneklerden (Şekil 8) üçünde gözlenmiş olan foraminifer topluluğu



Şekil 7. Gökçeada çevresindeki örnekleme noktaları (Meriç ve Avşar, 2001b).

Figure 7. Sampling stations around Gökçeada (Meriç and Avşar, 2001b).

diğerlerinden farklı olduğu gibi, bölgesel olarak da bir ayrıcalık sunmaktadır. Belli noktalardaki *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner), *Peneroplis pertusus* (Forskal), *P. planatus* (Fichtel ve Moll)'un varlığı, Gökçeada'da gözlemlendiği üzere bu alanda/alanlarda da farklı ekolojik koşulların bulunduğunu işaret etmektedir. Bunun nedeni olarak da çevredeki faylara bağlı gelişen termal kaynaklar düşünülmektedir (Meriç ve diğ., 2002a).



Şekil 8. Bozcaada çevresindeki örnekleme noktaları (Meriç ve diğ., 2002a).

Figure 8. Sampling stations around Bozcaada (Meriç et al., 2002a).

Edremit Körfezi'nin kuzeybatı ve güneydoğu kıyı alanlarından (Şekil 9) derlenmiş olan 18 örneğin içermiş olduğu bentik foraminifer toplulukları arasında da büyük bir fark gözlemlenmiştir. Kuzeybatı alanda 57 cins ve 97 türün saptanmasına karşın, güneydoğu kesimde 32 cins ve 48 tür bulunmuştur. Bu durum, çalışılan iki alan arasında ekolojik açıdan farklılıkların varlığını ortaya koymakta ve bu özelliklerin deniz altındaki genç fayların bulunduğu alanlardaki termal ve soğuk su kaynaklarının oluşturduğu farklı ekolojik ortamlar nedeniyle geliştiğini düşündürmektedir. Çünkü, Biga Yarımadası'nda Ayvacık batısında, Tuzla Köyü çevresinde sıcaklık değerleri 41-102 °C arasında değişen jeotermal kaynaklar (Erişen ve diğ., 1996; Şaroğlu ve diğ., 2003) ile Bayramiç Ovası'ndaki daha düşük sıcaklıktaki termal mineralli kaynaklar (Tutkun ve Kürçer, 2003) ile güney kıyı alanındaki termal kaplıcaların varlığı dikkate alındığında, söz konusu alanların bu bölgeye olan yakınlığı nedeniyle, Edremit Körfezi'nin kuzeybatı bölümünde kıyıya yakın kesimlerde termal mineralli su kaynaklarının var olabile-

ceği düşüncesi önem kazanmaktadır. Bu alanda saptanan *Peneroplis pertusus* (Forskal) ve *P. planatus* (Fichtel ve Moll)'un varlığı bunun en güzel kanıtıdır.



Şekil 9. Edremit Körfezi çevresindeki örnekleme noktaları (Meriç ve diğ., 2003a).

Figure 9. Sampling stations around Gulf of Edremit (Meriç et al., 2003 a).

Buna karşın, halen sürdürülen bir diğer çalışmada da, Baba Burnu güneydoğusunda 82.00 m derinlikten alınmış olan bir örnekte foraminiferlerden 30 cins ve 45 türün gözlenmesi bu alan için önemli bir özellik olarak belirtilebilir. Keza, bu örnekte bulunan ve 0.5 mm'den daha büyük çaplı kavkılarak sahip *Eponides concameratus* (Williamson) bireyleri, değinilen nokta ve çevresinde CaCO₃ girdisinin fazlalığına işaret eder. Aynı örnekteki ostrakod topluluğunun zayıflığına karşın, bryozoon içeriği dikkate alındığında, anormal denilebilecek kadar çok sayıda ve büyük boyutta farklı cins ve türlere ait bireylerin gözlenmesi ve bunların 5 gr'lık çökel örneğinin %50'sini oluşturması çalışılan alan için önemli bir özelliği teşkil etmektedir.

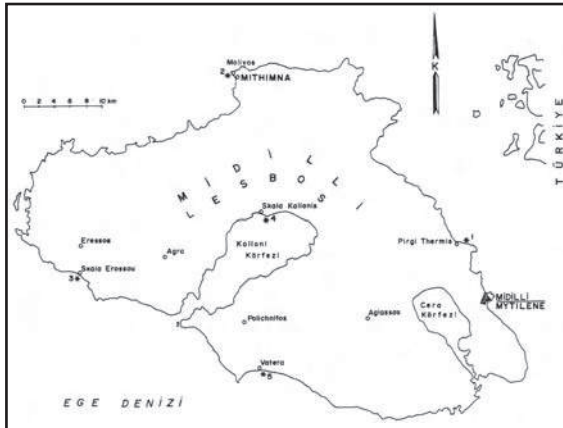
Bryozoon topluluğu olarak *Adeonella polystomella* (Reuss), *Margaretta cereoides* (Ellis ve Solander), *Cellaria salicornioides* Lamouroux, *Myriapora truncata* (Pallas) ve *Scrupocellaria* sp. gibi cins ve türleri belirlenmiştir. Bunlardan *Margaretta cereoides* (Ellis ve Solander)'in sıcak su ortamını seven bir tür olarak bilinmesi (Gautier, 1962), değinilen cins ve türün Kızıldeniz dışında Hint Okyanusu ve Pasifik Okyanusu'ndaki varlığı (Gautier, 1962), yine *Adeonella polystomella* (Reuss)'nın Akdeniz'de Libya kıyıları ile Kızıldeniz'de gözlenişi (Buge ve Debourle, 1977) bu topluluğun bulunmuş olduğu nokta veya yakın çevresinde fay/faylara bağlı bir sıcak su kaynağının var olabileceğini vurgula-

maktadır. Bu da, değinilen örnek noktasındaki ekolojik koşulların, Ege Denizi'ndeki diğer alanlara göre büyük farklılık sunmuş olduğunun önemli bir göstergesidir.

Yine, Akçay ile Altınoluk ve Ören çevresinde deniz içindeki aşırı soğuk su kaynaklarının varlığı da bilinen bir gerçektir. Edremit Körfezi güneydoğusunda, Akçay çevresinden derlenmiş olan güncel çökellerde, yukarıda değinildiği üzere 32 cins ve 48 türün saptanmış olması bunu destekleyen bir kanıtı olarak gösterilebilir (Meriç ve diğ., 2003a).

Midilli Adası güneydoğusunda, Mytilene yerleşim merkezi kuzeyindeki Pirgi Thermis kıyısından derlenmiş (Şekil 10) olan genç çökeller, adanın diğer 4 noktasında gözlenmiş olan foraminifer faunasına karşın, deniz içindeki bir sıcaksu kaynağı veya yakın çevresini belirten, Ege Denizi'nin bu bölümü için farklı denilebilecek foraminifer topluluğuna sahiptir. Gözlenen bu foraminifer topluluğu arasında hem *Peneroplis pertusus* (Forskal) ve *P. planatus* (Fichtel ve Moll)'un varlığı ve hemde bunların turuncu ile sarı renkli kavkılara sahip oluşu termal suların içermiş olduğu demirli minerallerin etkisi ile oluşmuş olabilir. Çünkü, adanın doğu kesimindeki kıyı alanında sıcaklığı 39-69 °C arasında değişen çok sayıda, Çeşme Ilıca Koyu benzeri tuzlu su sınıfından termal kaplıcalar bulunmaktadır (Meriç ve diğ., 2002b).

Ayvalık Alibey Adası kuzeybatısından alınmış olan 3a korunda, deniz tabanından itibaren 28-45 cm arası bölümde gözlenen



Şekil 10. Midilli Adası çevresindeki örnekleme noktaları (Meriç ve diğ., 2002b).

Figure 10. Sampling stations around Lesbos Island (Meriç et al., 2002b).

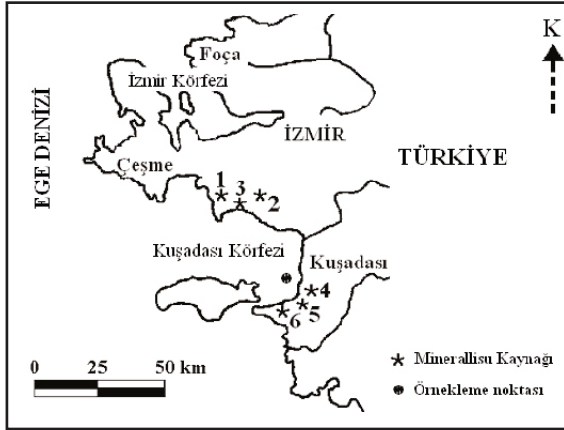
çok sayıda ve tümü ile şeffaf jips kristallerinin gözlenmiş olması, yakın bir geçmişte bu alandaki termal kaynağın/kaynakların varlığını ortaya koymaktadır. Ayrıca, yaşam sırasında farklı guruplara ait kavkılarının etrafında gelişen jips kristallerinin varlığı ilginç bir durumu belirtmektedir. Yine, değinilen düzeylerde foraminifer ve mollusk sayısında ani bir düşüşün izlenmesi, gözlenmiş olan muhtelif foraminifer ve gastropod kavkılarının sıcak su etkisiyle adeta pişmiş olması, kırmızımsı bir renk kazanması değinilen noktada, fazla uzak olmayan bir geçmişte, bir termal kaynağın bulunduğunu göstermektedir. Alibey ve Maden adaları arasından alınan 2c koru örneklerindeki iri kavkılı bentik foraminiferlerin bolluğu, bu alanda CaCO₃ girdisinin fazlalığını işaret etmektedir. Bu verilerin dışında korların alınmış olduğu noktaların çevresindeki fayların varlığı (Şekil 5) ileri sürülen varsayımı destekleyici diğer verilerdir (Meriç ve diğ., 2009a).

Gerek Ayvalık gerekse Midilli Adası örneklerinde yapılmış olan çalışmalar karşılaştırıldığında her iki bölgede belirlenen özelliklerin benzer olduğu ortaya çıkmaktadır (Meriç ve diğ., 2002b ve 2009a).

Aydın iline bağlı Kuşadası KB'sında, Pamucak Koyu'nda, kıyından yaklaşık 200 m uzaklıkta, 12.40 m derinlik ve 19.6 °C sıcaklıkta bir mineralli su kaynağı çevresindeki bentik foraminifer faunasını belirlemek, kaynak suyu ve bunun kimyasal özelliklerinin faunaya etkisini ortaya koymak amacıyla bir diğer çalışma tamamlanmıştır (Şekil 11). Dikkati çeken en önemli özellik bu alanda zengin denilebilecek bir *Amphistegina lobifera* Larsen topluluğunun varlığıdır. Genelde Kızıldeniz kökenli olan bu cins ve türün, kaynağın güney ve batı bölümünde daha bol olduğu belirlenerek, *Amphistegina lobifera* Larsen'nın azaldığı kuzey ve doğu kesimde ise *Ammonia compacta* Cushman ile *Elphidium crispum* (Linné)'un baskınlaştığı saptanmıştır (Meriç ve diğ., 2009b).

Bölge için en önemli özellik kaynak çevresindeki *Amphistegina lobifera* Larsen bireylerinin dağılımıdır. Kaynağın merkezi ve merkeze yakın noktasında sayıca fazlalık sunan bu tür, merkezden uzaklaştıkça azalmaktadır. Bu durum bölgesel, hatta noktasal bir özellik olarak yorumlanırsa da, GB

Türkiye'de Marmaris, Datça ve Gökova körfezleri ile Gökçeada güneydoğusundaki çeşitli noktalarda *Amphistegina lobifera* Larsen'nin saptanmasına rağmen böyle bir bolluk gözlenememiştir (Şekil 12). Keza 5 gr olarak tartılan genç çökel örnekleri içinde, 1 mm'nin üstünde kalan bölümde, sayısı 1-422 arasında değişen ve iri kavkılı denilebilecek bireyler bulunmuştur. Bunun dışında, çalışılan alanda renkli kavkılara sahip farklı cinslere ait bireyler ile Kızıldeniz kökenli bentik foraminiferlerin çeşitliliği, kaynak çevresinde, batı Türkiye kıyılarındaki diğer alanlara karşın farklı ekolojik özellik/özellikler sunan bir ortamın gelişmiş olduğunu ortaya koymaktadır (Meriç ve diğ., 2009b).

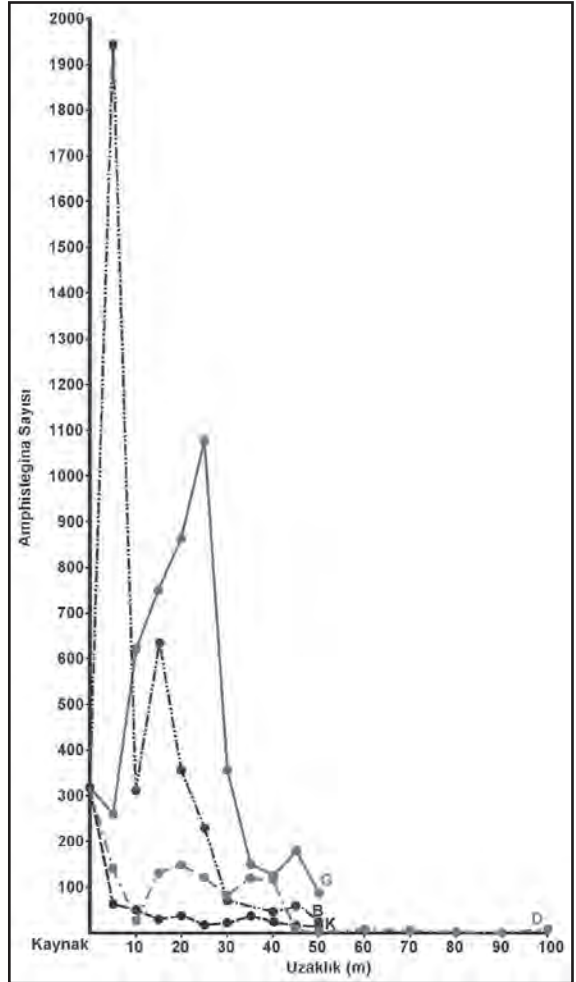


Şekil 11. Kuşadası Körfezi çevresindeki termal mineralli su kaynakları, (1) Cumalı, (2) Karakoç, (3) Doğanbey, (4) Kuşadası kaynağı, (5) Kemerli, (6) Güzelçamlı (Meriç ve diğ., 2009b).

Figure 11. Mineral thermal springs around Kuşadası Bay, (1) Cumalı, (2) Karakoç, (3) Doğanbey, (4) Kuşadası kaynağı, (5) Kemerli, (6) Güzelçamlı (Meriç et al., 2009 b).

TARTIŞMA VE SONUÇLAR

Yukarıda adı geçen *Coscinospira hemprichii* Ehrenberg, *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner), *Peneroplis pertusus* (Forskal), *P. planatus* (Fichtel ve Moll), *Sorites orbiculus* Ehrenberg gibi cins ve türler kuzey Kızıldeniz Akabe Körfezi'nde bol miktarda bulunmaktadır (Hottinger ve diğ., 1993). Buna karşın Türkiye Akdeniz kıyı alanındaki farklı noktalarda bu cins ve türler sık olarak gözlenmektedir (Meriç ve diğ., 2008a). Ege Denizi kıyı



Şekil 12. Pamucak Koyu-Kuşadası Mevkiinde kaynak çevresinden alınmış olan örneklerde *Amphistegina lobifera* Larsen bireylerinin hat ve örneklere göre sayısal dağılımı (Meriç ve diğ., 2009b).

Figure 12. Distribution and abundance of *Amphistegina lobifera* Larsen individuals among the stations around the spring in Pamucak Cove-Kuşadası (Meriç et al., 2009b).

alanlarında ise *Coscinospira hemprichii* Ehrenberg Çeşme Ilıca Körfezi'nde; *Leaevipeneroplis karreri* (Wiesner) Datça, Kuşadası, Çeşme Ilıca körfezleri ile Bozcaada ve Gökçeada'da; *Peneroplis pertusus* (Forskal) Marmaris, Datça, Kuşadası, Ilıca, Dikili, Edremit körfezleri, Bozcaada ve Gökçeada'da; *P. planatus* (Fichtel ve Moll) Marmaris, Datça, Gökova, Güllük, Ilıca, Dikili,

Edremit körfezleri, Bozcaada ile Gökçeada'da ve *Sorites orbiculus* Ehrenberg ise Marmaris, Gökova, Ilıca körfezleri ile Gökçeada'da gözlenmiştir (Meriç ve diğ., 2004).

Bu verilerin dışında yine Pasifik Okyanusu ve Kızıldeniz kökenli olan foraminiferlerden *Haddonina* sp. ile *Nodopthalmidium antillarum* (Cushman)'un Kuşadası Körfezi; *Edentostomina cultrata* (Brady)'nın Marmaris Körfezi; *Spiroloculina* cf. *angulata* Cushman'nın Gökçeada; *Spiroloculina antillarum* d'Orbigny'un Çeşme Ilıca Körfezi; *Quinqueloculina* sp. C ile *Triloculina* sp. A'nın yine Kuşadası Körfezi; *Articulina alticostata* Cushman'nın Datça Körfezi; *Euthymonacha polita* (Chapman)'nın Kuşadası Körfezi ile Karaburun Yarımadası'nın kuzeybatı kıyısında; *Amphisorus hemprichii* Ehrenberg'nin Gökova ve Datça körfezlerinde; *Pyramidulina catesbyi* (d'Orbigny)'nın Kuşadası Körfezi; *Pyramidulina perversa* (Schwager)'nın İzmir Körfezi; *Astacolus insolitus* (Schwager)'un Gökova Körfezi; *Astacolus sublegumen* (Parr)'in Gökova Körfezi ile Ayvalık; *Brizalina simpsoni* (Heron-Allen ve Earland)'nın Kuşadası Körfezi; *Cymbaloporeta plana* (Cushman)'nın Kuşadası Körfezi; *Acervulina inhaerens* Schultze'in Marmaris Körfezi, Karaburun Yarımadası kıyı alanında, Dikili, Çandarlı, Edremit körfezleri ve Saros Körfezi'nde; *Planogypsina acervalis* (Brady)'in Saros Körfezi'nde; *Planogypsina squamiformis* (Chapman)'in Dikili ve Saros körfezlerinde; *Amphistegina lessonii* d'Orbigny'nin Kuşadası Körfezi'nde; *Amphistegina lobifera* Larsen'nin Marmaris, Datça, Gökova, Kuşadası körfezleri ve Gökçeada'da gözlenmiş olması, özellikle Kuşadası Körfezi'nde aşırı derece çoğalması (Şekil 12), buna karşın Dilek Yarımadası güneyinde yapılan bir diğer çalışmada incelenen 17 örnekten sadece 1 tanesinde tek bir birey ile temsil edilmesi (Avşar ve diğ., 2009), Karaburun Yarımadası kuzeybatı kıyı alanında oldukça bol miktarda bulunması ve incelenen 45 örnekten 26'sında 1 mm'nin üzerinde boyuta sahip fertlerin bolluğu, Ege Denizi'nin farklı noktalarında değinilen foraminiferlerin kendileri için uygun koşulları bularak bu alanlarda yaşamlarını sürdürdüklerini ortaya koymaktadır (Meriç ve diğ., 2008d ve 2009b). Ayrıca, belirlenmiş olan bryozoon topluluğunu

oluşturan cins ve türlerden *Margaretta cereoides* (Ellis ve Solander) ile *Adeonella polystomella* (Reuss)'nın Akdeniz'de kuzey Afrika sahilleri ile Kızıldeniz, Hint Okyanusu ve Pasifik Okyanusu'nda bulunmuş olması ileri sürülen düşüncenin bir diğer kanıtı olarak belirtilebilir.

Sonuç olarak, Batı Anadolu'daki başlıca fay sistemleri (Şaroğlu ve diğ., 1992) (Şekil 13) dikkate alındığında, Ege Denizi'nin kıyı kesimlerinde bulunan ve deniz içinde de varolan termal/soğuk su kaynakları çevresinde gelişen farklı ekolojik koşulların geliştiği alanlarda ortaya çıkan fiziksel ve kimyasal değişimler nedeniyle, diğer bölgelerden farklı bir bentik foraminifer yaşamının gerçekleştiği söylenebilir. Keza, karasal alanlarda çöl ortamında bulunan vahalarda ufak bir su topluluğu nedeniyle canlı yaşamında büyük bir değişikliğin gözlemlendiği gibi, okyanus ve denizlerde de kırık hatları boyunca ortaya çıkan muhtelif özelliklere sahip kaynaklar çevresinde, deniz diplerinde de çöl alanları benzeri olarak deniz dibi vahaları oluşmaktadır.

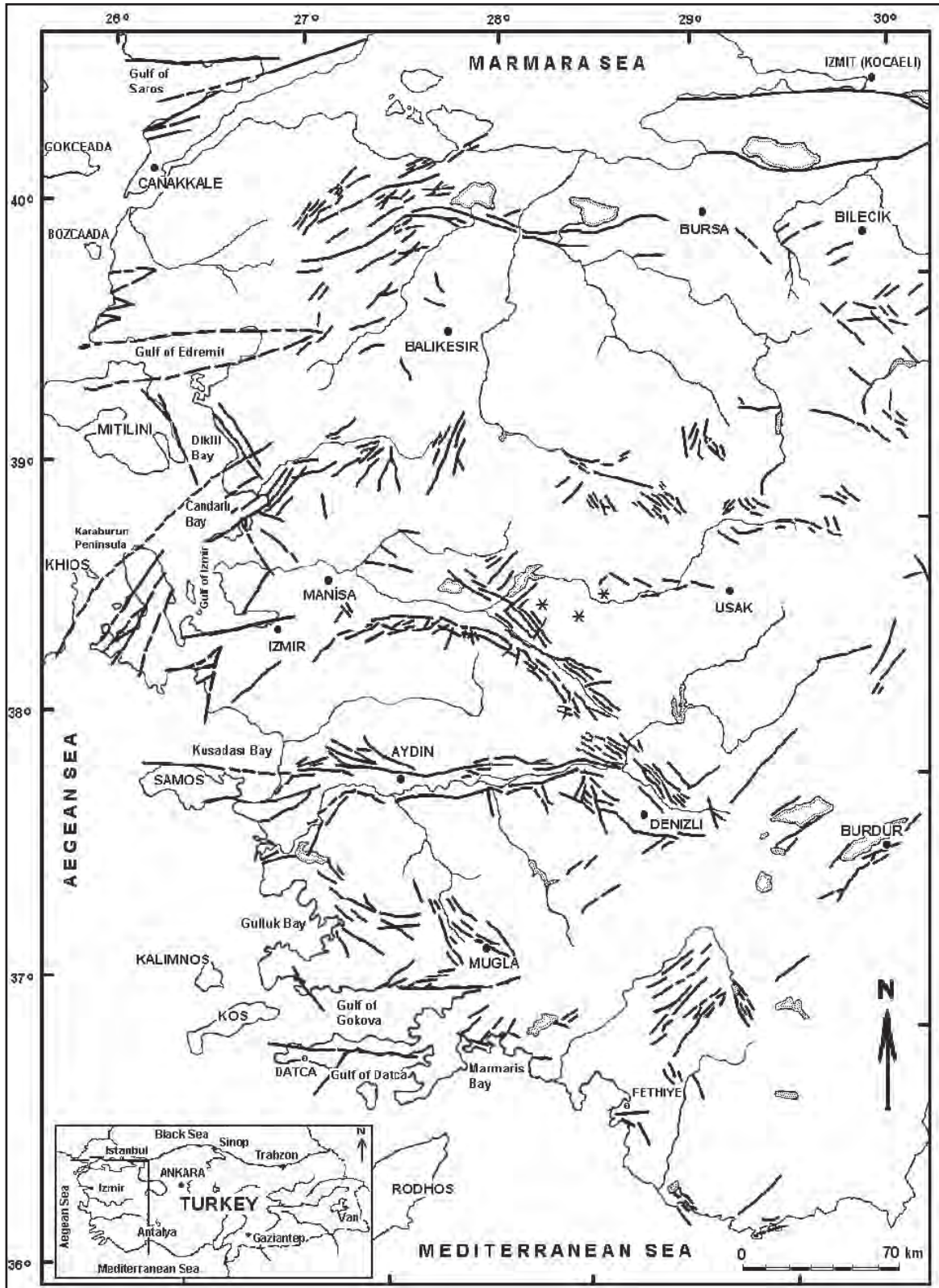
Bunun dışında "Günümüz geçmişin aynasıdır" deyimini dikkate alarak, farklı okyanus ve denizlerde gözlenen bu gibi olayların geçmiş jeolojik zaman ve devirlerde de gelişmiş olabileceğini düşünmemiz gerekmektedir.

KATKI BELİRTME

Yazarlar, kuzeybatı Edremit Körfezi'ne ait bazı örnekleri sağlayarak katkıda bulunan Yrd. Doç. Dr. Fulya YÜCESOY-ERYILMAZ (Mersin Üniversitesi) ile bu örneklerde bulunmuş olan bryozoon cins ve türlerini tayin edip, bunların yaşam ortamları hakkında gerekli bilgiyi ortaya koyan Doç. Dr. Ferah YILMAZ-KOÇAK'a (Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü) teşekkür ederler.

DEĞİNİLEN BELGELER

- Akyürek, B., 1989, Ayvalık-G3 Paftası, 1:100.000 ölçekli Açınsama Nitelikli Türkiye Jeoloji Haritaları Serisi 8 s., MTA Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Almogi-Labin, A., Perelis-Grossowicz, L. and Raab, M., 1992, Living Ammonia from a hypersaline inland pool. Dead Sea Area,



Şekil 13. Batı Anadolu'daki başlıca fay sistemleri (Şaroğlu ve diğ., 1992).

Figure 13. Major faults systems in western Anatolia (Şaroğlu et al., 1992).

- Israel: Journal of Foraminiferal Research, 22 (3), 257-266.
- Alpman, N. ve Sezginman, Y., 1963, Batı Anadolu Tabii Sıcaksuları, İçmeleri ve Maden sularının Teknik Envanteri: MTA Rapor No. 1278, 104s., Ankara.
- Alve, E., 1991, Benthic foraminifera in sediment cores reflecting heavy metal pollution in Solfjord, Western Norway: Journal of Foraminiferal Research, 21 (1), 1-19.
- Artüz, M. İ., 1970, Some observations on the hydrography of the Turkish Aegean Waters during 4-25 September 1963: İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Hidrobiyoloji Enstitüsü Yayınları, Serie B, 1-9, İstanbul.
- Atılğan, İ., 1997, Güllük ve Homa Lagünü sedimentlerinde karbon, yanabilen madde miktarı ve bazı ağır metal (Cu-Zn) düzeyelerinin karşılaştırmalı olarak araştırılması (Yüksek Lisans Tezi): E. Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Su Ürünleri Anabilim Dalı, 15s., (yayınlanmamış), İzmir.
- Avşar, N. ve Meriç, E., 2001, Çeşme-Ilıca Koyu (İzmir) bölgesi güncel bentik foraminiferlerinin sistematik dağılımı: H. Ü. Yerbilimleri, 24, 13-22, Ankara.
- Avşar, N., Meriç, E., Çevik, M. G. ve Dinçer, F., 2009, Büyük Menderes Nehri ölü (B Türkiye) kıta sahanlığı bölgesi güncel bentik foraminifer toplulukları: H. Ü. Yerbilimleri, 30 (2), 127-144, Ankara.
- Ballard, R. D., 1976, Window on earth's interior: National Geographic, 150 (2), 228-249.
- Ballard, R. D. and Grassie, J. F., 1979, Return to cases of the deep: National Geographic, 156 (5), 689-707.
- Başkan, E. ve Canik, B., 1983, Türkiye Sıcak ve Mineralli Sular Haritası, Ege Bölgesi: MTA Enstitüsü Yayınları, No.189, 80s., Ankara.
- Benli, H. ve Küçüksezgin, F., 1998, Ulusal deniz ölçme ve izleme programı, Ege Denizi Ölçme ve İzleme Alt Projesi 1988 Dönemi Kesin Raporu: 9 Eylül Üniversitesi Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, 281s., İzmir.
- Bergin, F., Küçüksezgin, F., Uluturhan, E., Barut, İ. F., Meriç, E., Avşar, N. and Nazik, A., 2006, The response of benthic foraminifera and ostracoda to heavy metal pollution in Gulf of İzmir (Eastern Aegean Sea): Estuarine, Coastal and Shelf Science, 66, 368-386.
- Buge, E. and Debourle, A., 1977, Ecologie de la faune de bryozoaires d'une plage des environs de Tripoli (Libye): Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf. Aquitaine, 1 (2), 321-377.
- Corliss, J. B. and Ballard, R. D., 1977, Oases of life in the cold abyss: National Geographic, 152 (4), 440-453.
- Çağlar, K. Ö., 1946, Türkiye Maden Suları ve Kaplıcaları: Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü Yayınları, Seri B, No. 11, 791s., Ankara.
- Dalman, Ö., Demiral, A. and Balci, A., 2006, Determination of heavy metals (Cd, Pb) and trace elements (Cu, Zn) in sediments and fish of the southeastern Aegean Sea (Turkey) by atomic absorption spectrometry: Food Chemistry, 95, 157-162.
- Debenay, J.-P. and Pages, J., 1987, Foraminifères et thecamoebiens de l'estuaire hypersaline du fleuve Casamance (Sénégal): Revue de Hydrobiologie Tropicale, 20 (34), 233-256.
- Debenay, J.-P., Geslin, E., Eicher, B., Duleba, V., Sylvestre, F. and Eicher, P., 2001, Foraminiferal assemblages in a hypersaline Lagoon, Araruama (R.J.) Brazil: Journal of Foraminiferal Research, 31 (2), 133-151.
- Dora, Ö. O. ve Savaşçın, Y. M., 1980, Alibey-Maden adaları (Ayvalık) bölgesi magmatizması: TÜBİTAK Bilim Kongresi Bildiriler Kitabı, 11-33.
- Ekmekçi, M., 2005, Pesticide and nutrient contamination in the Kestel polje-Kirkgoz karst springs, Southern Turkey: Environmental Geology, 49, 19-29.
- Elberling, B., Knudsen, K. L., Kristansen, P. H. and Asmund, G., 2003, Applying foraminiferal stratigraphy as a biomarker for heavy metal contamination and Mining impact in a fiord in West Greenland: Marine Environmental Research, 55, 235-256.
- Enright, J. T., Newman, W. A., Hessler, R. R. and McGowan, J. A., 1981, Deep-ocean

- hydrothermal vent communities: *Nature*, 289, 218-220.
- Ergin, M., Bodur, M. N., Ediger, V., Yemenicioğlu, S., Okyar, M. and Kubilay, N., 1993, Sources and dispersal of heavy metals in surface sediments along the Eastern Aegean Shelf: *Bolletino di Oceanologia Teorica ed Applicata*, 11 (1), 27-44.
- Ergin, M. and Yemenicioğlu, S., 1997, Geologic assessment of environmental impact in bottom sediments of the Eastern Aegean Sea: *International Journal of Environmental Studies*, 51, 323-334.
- Erişen, B., Akkuş, İ., Uygur, N. ve Koçak, A., 1996, Türkiye Jeotermal Envanteri: MTA Genel Müdürlüğü, 480s., Ankara.
- Evans, G., 1971, The recent sedimentation of Turkey and adjacent Mediterranean and Black Seas: a review in *Geology and History of Turkey*. (ed. Campbell, A. S.): Tripoli Petroleum Exploration Society of Libya, 385-406.
- Eyrik, S. Ç., 2006, Kuşadası Körfezi Pamucak plajlarının (Batı Türkiye) sedimentolojik ve mineralojik özellikleri: Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 96s., (yayınlanmamış), Ankara.
- Gautier, Y. V., 1962, Recherches écologiques sur les bryozoaires chilostomes en Méditerranée Occidentale: *Trav. Stn. Endoume*, 38 (25), 434p.
- Geslin, E., Debenay, J.-P. and Lesourd, M., 1998, Abnormal wall textures and test deformation in *Ammonia* (hyaline foraminifer): *Journal of Foraminiferal Research*, 28 (2), 148-156.
- Geslin, E., Stouff, V., Debenay, J.-P. and Lesourd, M., 2000, Environmental variation and foraminiferal test abnormalities: *Environmental Micropaleontology*, In: *Topics in Geobiology* (ed. Ronald E. Martin), 15, 191-215.
- Geslin, E., Debenay, J.-P., Duleba, W. and Bonetti, C., 2002, Morphological abnormalities of foraminiferal tests in Brizalian environments; comparison between polluted and nonpolluted areas: *Marine Micropaleontology*, 45, 151-168.
- Hottinger, L., Halicz, E. and Reiss, Z., 1993, Recent foraminifera from the Gulf of Aqaba, Red Sea: *Slovenska Akademija Znanosti in Umetnosti*, 179p. (pl. 1-230), Ljubljana.
- Krauskoph, K. B., 1979, In: *Introduction to Geochemistry*, McGraw-Hill, New York, 617p.
- Lutz, R. A., 2000, New eyes on the oceans, deep sea vents: *National Geographic*, October, 2000, 116-127.
- Lutz, R. A. and Haymon, R. M., 1994, Rebirth of a deep-sea vent: *National Geographic* 186 (5), 114-126.
- Meriç, E., 1986, Deniz dibi termal kaynakların canlı yaşamına etkisi hakkında güncel bir örnek (Ilıca-Çeşme-İzmir): *Türkiye Jeoloji Kurumu Bülteni*, 29 (2), 17-21, Ankara.
- Meriç, E. and Avşar, N., 2001, Benthic foraminiferal fauna of Gökçeada Island (Northern Aegean Sea) and its local variations: *Acta Adriatica*, 42 (1), 125-150.
- Meriç, E., Avşar, N. ve Kılıçaslan, Y., 2001a, Gökçeada (Kuzey Ege Denizi) bentik foraminifer faunası ve bu toplulukta gözlenen yerel değişimler: *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 44 (2), 39-63, Ankara.
- Meriç, E., Avşar, N. and Görmüş, M., 2001b, Twin forms in recent benthic foraminifera from the northern Aegean Sea and western Black Sea (Turkey): *Revue de Paléobiologie*, 20(1), 69-75.
- Meriç, E., Avşar, N. ve Nazik, A., 2002a, Bozcaada (Kuzey Ege Denizi) bentik foraminifer ve ostrakod faunası ile bu toplulukta gözlenen yerel değişimler: *Ç. Ü. Yerbilimleri (Geosound)*, 40-41, 97-119, Adana.
- Meriç, E., Avşar, N. ve Bergin, F., 2002b, Midilli Adası (Yunanistan-Kuzeydoğu Ege Denizi) bentik foraminifer faunası ve bu toplulukta gözlenen yerel değişimler: *Ç. Ü. Yerbilimleri (Geosound)*, 40-41, 177-193, Adana.
- Meriç, E., Avşar, N., Bergin, F. ve Barut, İ. F., 2003a, Edremit Körfezi (Kuzey Ege Denizi, Türkiye) bentik foraminifer topluluğu ile ekolojik koşulların incelenmesi: *Ç. Ü. Yerbilimleri (Geosound)*, 43, 169-182, Adana.

- Meriç, E., Avşar, N., Bergin, F. and Barut, İ. F., 2003b, A note on three abnormal samples of benthic foraminifers from the Dikili Bay (Turkey) in northeastern Aegean Sea: *Peneroplis planatus* (Fichtel ve Moll), *Rosalina* sp. ve *Elphidium crispum* (Linné): Bulletin of the Mineral Research and Exploration, 127, 1-14, Ankara.
- Meriç, E., Avşar, N. and Bergin, F., 2004, Benthic foraminifera of Eastern Aegean Sea (Turkey) Systematics and Autoecology: Turkish Marine Research Foundation and Chamber Of Geological Engineers of Turkey, Publication No: 18, 306 pages and 33 plates, İstanbul.
- Meriç, E., Avşar, N., Nazik, A., Alpar, B., Yokeş, B., Barut, İ. F. ve Ünlü, S., 2005, Gemlik Körfezi'nin yüzey çökellerinin foraminifer, ostrakod ve mollusk faunası, foraminifer kavkılarında gözlenen morfolojik anomaliler ile sedimentolojik, hidrokimyasal ve biokimyasal özellikleri: Maden Tetkik ve Arama Dergisi, 131, 21-48, Ankara.
- Meriç, E., Avşar, N., Nazik, A., Tunoğlu, C., Yokeş, B., Barut, İ. F., Yücesoy-Eryılmaz, F., Tuğrul, B., Görmüş, M., Öncel, M. S., Orak, H., Kam, E. ve Dinçer, F., 2008a, Harmantaşı Mevkii (Saros Körfezi-Kuzey Ege Denizi) deniz içi kaynakları çevresindeki foraminifer ve ostrakod topluluğuna bu alandaki çevresel koşulların etkisi: Maden Tetkik ve Arama Dergisi, 136, 63-84, Ankara.
- Meriç, E., Avşar, N., Yokeş, B., Tuğrul, A. B., Bayarı, S., Özyurt, N., Barut, İ. F., Balkis, N., Uysal, K. and Kam, E., 2008b, Morphological abnormalities in benthic foraminifers of the Antalya coast: Micropaleontology, in: recent benthic foraminifera along the southwest coasts of Antalya (SW Turkey) and the impact of alien species on autochthonous fauna (eds. E. Meriç and M. B. Yokeş), 54 (3-4), 241-276.
- Meriç, E., Avşar, N., Nazik, A., Yokeş, B. and Dinçer, F., 2008c, A review of benthic foraminifers and ostracodes of the Antalya coast: Micropaleontology, in: Recent benthic foraminifera along the southwest coasts of Antalya (SW Turkey) and the impact of alien species on autochthonous fauna (eds. E. Meriç and M. B. Yokeş), 54 (3-4), 187-197.
- Meriç, E., Avşar, N. and Yokeş, B., 2008d, Some alien foraminifers along the Aegean and southwestern coasts of Turkey: Micropaleontology, in: Recent benthic foraminifera along the southwest coasts of Antalya (SW Turkey) and the impact of alien species on autochthonous fauna (eds. E. Meriç and M. B. Yokeş), 54 (3-4), 307-349.
- Meriç, E., Avşar, N., Mekik, F., Yokeş, B., Barut, İ. F., Dora, Ö., Suner, F., Yücesoy-Eryılmaz, F., Eryılmaz, M., Dinçer, F. ve Kam, E., 2009a, Alibey ve Maden Adaları (Ayvalık-Balıkesir) Çevresi Genç Çökellerinde Gözlenen Bentik Foraminifer Kavkılarındaki Anormal Oluşumlar ve Nedenleri: Türkiye Jeoloji Bülteni, 52(1), 31-84, Ankara.
- Meriç, E., Avşar, N., Barut, İ. F., Yokeş, M. B., Taş, S., Eryılmaz, M., Dinçer, F. ve Bircan, C., 2009b, Kuşadası (Aydın) Deniz Dibi Mineralli Su Kaynağı Çevresi Bentik Foraminifer Topluluğu Hakkında Görüş ve Yorumlar: 13. Sualtı Bilim ve Teknolojisi Toplantısı (SBT 2009) 7-8 Kasım 2009, Lefkoşa/KKTC, Bildiriler Kitabı, 80-92.
- Meriç, E., Avşar, N., Nazik, A., Barut, İ. F., Bergin, F., Balkis, N., Öncel, M. S. and Kapan-Yeşilyurt, S., 2010, The response of benthic foraminiferal, ostracod and mollusc assemblages to environmental conditions: A case study from the Çamaltı Saltpan (Izmir-Western Turkey): Mediterranean Marine Science, 11 (1), (yayında).
- MTA, 1980, Türkiye Sıcaksu Kaplıca İçmece ve Maden Suları Envanteri: Derleme No. 6833, 78s., Ankara.
- MTA, 1989, Known ore and mineral deposits of Turkey: Publications of General Directorate of Mineral Research and Exploraton Institute, 108p.
- Nigam, R., Saraswat, R. and Kurtarkar, S. R., 2006, Laboratory experiment to study the effect of salinity variations on benthic foraminiferal species-*Pararotalia nipponica* (Asano): Journal Geological Society of India, 67, January 2006, 41-

- 46.
- Rona, P. A., 1992, Deep-sea geysers of the Atlantic: National Geographic, 182 (4), 104-109.
- Sellier De Civrieux, J. M., 1970, Mutaciones recientes del género Peneroplis y relaciones filogénicas con otros Soritidae: Revista Espanola de Micropaleontologia, 11 (1), 5-12.
- Sharifi, A. R. L., Croudace, W. and Austin, R. L., 1991, Benthic foraminiferids as pollution indicators in Southampton Water, southern England, United Kingdom: Journal of Micropaleontology, 10 (1), 109-113.
- Sözeri, B., 1966, İzmir, Çeşme Ilıcası plaj kumundaki aktuel foraminiferler ve varyasyonları: Türkiye Jeoloji Kurumu Bülteni, 10 (1-2), 143-154, Levha 1-6, Ankara.
- Stouff, V., Debenay, J.-P. and Lesourd, M., 1999, Origin of morphological abnormalities in Ammonia (Foraminifera): Studies in laboratory and natural environments: Journal of Foraminiferal Research, 29 (2), 152-170.
- Şaroğlu, F., Emre, Ö. ve Kuşçu, A., 1992, 1:100.000 ölçekli Türkiye'nin Diri Fay Haritası: MTA Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Şaroğlu, F., Ölmez, E. ve Kahraman, S., 2003, Çanakkale-Tuzla jeotermal alanının aktif tektoniği ve jeotermal sistem ile ilişkisi: 56. Türkiye Jeoloji Kurultayı Bildiri Özleri Kitabı, 171-172, Ankara.
- Taş, E. Ç., Sunlu, U. ve Özaydin, O., 2007, Çandarlı Körfezi (Ege Denizi) sedimentlerinde karbon, yanabilen madde miktarı ve bazı ağır metal (Cu, Pb, Zn, Fe) düzeylerinin araştırılması: E. U. Journal of Fisheries&Aquatic Sciences, 24 (3-4), 273-277.
- Thierman, F., Akoumianaki, L., Hughes, J. A. and Giere, O., 1997, Benthic fauna of a shallow-water gaseohydrothermal vent area in the Aegean Sea (Milos, Greece): Marine Biology, 128 (1), 149-159.
- Topçuoğlu, S., Kırbaşoğlu, Ç. and Güngör, N., 2002, Heavy metals in organisms and sediments from Turkish Coast of the Black Sea 1997-1998: Environment International, 27, 521-526.
- Triantaphyllou, M. V., Tsourou, T., Koukousioura, O. and Dermitzakis, M. A., 2005, Foraminiferal and ostracod ecological patterns in coastal environments of SE Andros Island (Middle Aegean Sea, Greece): Revue de Micropaleontologie, 48, 279-302.
- Tuğrul, S., Küçüksezgin, F. ve Yemenicioğlu, S., 2008, Med Pol Faz IV, Kuzeydoğu Akdeniz ve Ege Denizi kıyı alanlarında uzun süreli biyolojik izleme, değişim ve uyum izleme. Mersin Körfezi ötrofikasyon izleme programı 2008 Final Raporu: Destekleyen Kuruluş: T. C. Çevre ve Orman Bakanlığı.
- Tutkun, S. Z. ve Kürçer, A., 2003, Etili-Ezine arasında Kuzey Anadolu Fay Zonu'nun neotektonik özellikleri: Mersin Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 10. Yıl Sempozyumu, 15-18 Ekim 2003, Bildiri Özleri Kitabı, 12, Mersin.
- Uluturhan, E., 2009, Heavy metal concentrations in surface sediments from two regions (Saros and Gökova Gulfs) of the Eastern Aegean Sea: Environ. Monit. Assessment. ISSN: 0167-6369 (Print) 1573-2959 (On line): DOI: 10.1007/s10661-009-0978-6.
- Uslu, O., Benli, H. A. and Demirkurt, E., 1999, Heavy metal pollution of seafood in Aegean Sea. Tübitak Projesi, No. YDABÇAG-459/G, 80p.
- Ünsal, M., Bekiroğlu, Y., Akdoğan, Ş., Ataç, Ü., Kayıkçı, Y., Alemdağ, N., Aktaş and M., Yıldırım, C., 1993, Determination of heavy metals in some seafood which have economical importance in western Black Sea. Tubitak Projesi, No: DEBAG-80/G.
- Varnavas, S. P., Halbach, P., Halbach, M., Panagiotaras, D., Rahders, E. and Hubner, A., 1999, Characterization of hydrothermal fields and hydrothermal evolution in the Hellenic Volcanic Arc: International Conference Oceanography of the Eastern Mediterranean and Black Sea. 23 to 26 February 1999, Athens, Greece, Abstracts, 343.
- Yanko, V., Ahmad, M. and Kaminsky, M., 1998, Morphological deformities of benthic foraminiferal tests in response to

- pollution by heavy metals: Implications for pollution monitoring. *Journal of Foraminiferal Research*, 28 (3), 177-200.
- Yanko, V., Arnold, A. and Parker, W., 1999, The effect of marine pollution on benthic foraminifera: In *Modern Foraminifera*, (ed. Sen Gupta, B.), Kluwer Academic Publishers, 384p.
- Yenal, O., Usman, N., Bilecen, L., Kanan, E., Öz, G., Öz, Ü., Göksel, S. A, Alkan, H. ve Yassa, K., 1975, Türkiye Maden Suları (3): Ege Bölgesi, İ. Ü. Tıp Fakültesi Hidroklimatoloji Kürsüsü, Sermet Matbaası, 335s., İstanbul.
- Yücesoy-Eryılmaz; F., 1998, Kuzeydoğu Ege Denizi ve Çanakkale Boğazı Geç Kuvaterner çökellerinin sedimentolojisi ve jeokimyası: İstanbul Üniversitesi Deniz Bilimleri ve İşletmeciliği Enstitüsü, Doktora Tezi, 212s. (yayınlanmamış), İstanbul.
- Yücesoy-Eryılmaz, F. ve Eryılmaz, M., 2002, Kuzeydoğu Ege Denizi ve Marmara Denizi geçiş bölgesi çökellerinde ince tane boyunun ağır metal dağılımına etkisi: Türkiye Jeoloji Bülteni, 45 (1), 111-124, Ankara.
- Yücesoy-Eryılmaz, F., Eryılmaz, M., Meriç, E. ve Avşar, N., 2007, Saros Körfezi kuzeyi Harmantaşı Mevkii denizaltı yükseltisi, yeraltı su kaynağı ve çökellerinin özellikleri: Türkiye Jeoloji Bülteni, 50 (3), 176-195, Ankara.

BATI RAMAN AĞIR PETROL SAHASI GARZAN REZERVUARININ 3B ENTEGRE JEOİSTATİSTİK MODELİ

3D INTEGRATED GEOSTATISTICAL MODEL OF THE GARZAN RESERVOIR IN THE BATI RAMAN HEAVY OIL FIELD

S. Tuba TÜRKMEN*, Yıldız KARAKEÇE*, Özlem KORUCU**,
Hakan CAN*** ve İnci AÇIKBAŞ***

* TPAO Üretim Daire Başkanlığı, Söğütözü Mah. 2. Cd. No: 86 06100 Çankaya/ANKARA

** TPAO Araştırma Daire Başkanlığı, Söğütözü Mah. 2. Cd. No: 86 06100 Çankaya/ANKARA

*** TPAO Arama Daire Başkanlığı, Söğütözü Mh. 2. Cad. No: 86 06100 Çankaya/ANKARA

ÖZ

Bu çalışmayla, 1961 yılında keşfedilen ve Türkiye'nin en büyük petrol rezervine sahip olan Batı Raman sahasının jeoistatistiksel metodlarla detaylı 3B jeolojik modeli oluşturulmuştur.

Bu çalışmada, jeolojik model iki aşamada oluşturulmuştur. İlk aşama 3B Ana Rezervuar Matriks Modelinin oluşturulması ve ikinci aşama ise Kılcal Çatlak Modelinin oluşturulmasıdır. Bu makalenin içeriğini, matriks modelinin (Ana Rezervuar Modelinin) oluşturulmasında kullanılan yöntemler ve sonuçlar oluşturmaktadır.

Garzan Formasyonu'nu oluşturan ve daha önceki çalışmalarda ayrılan rezervuar fasiyeslerin yayılımları, bu çalışma için ilave olarak seçilen 17 adet kuyuda bulunan karot ve kırıntı örnekleri üzerinde yapılan sedimentolojik çalışmalar ve yeni açılan 33 kuyudan alınan loglara uygulanan klastir analiz tekniği ile belirlenmiştir.

Sahanın 3B ve 2B sismik yorumu ile elde edilen yeni yapısal modeli ve fasiyes modeli PETREL yazılımı ile 3B olarak oluşturulmuştur. Oluşturulan fasiyes modeli üzerinde rezervuar zonlara ait gözeneklilik, su doyumu ve geçirgenlik gibi rezervuar parametreleri jeoistatistiksel metodlarla yine 3B olarak dağıtılmıştır.

Çalışmanın ikinci aşamasında oluşturulan 3B Kılcal Çatlak Modeli, Rezervuar Matriks Modeli üzerine aktararak iki model birleştirilmiş ve sahadaki yerinde petrol miktarı hesaplanmıştır.

3B statik model çalışması tamamlandıktan sonra bu model, simülasyon çalışmasına uygun grid ölçeğinde upscale edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Batı Raman, Jeoistatistik 3B Rezervuar Modelleme, Entegre.

ABSTRACT

In this study, the 3D geological model of Batı Raman Field, discovered in 1961 and having the biggest hydrocarbon reserve of Turkey, was created by using geostatistical methods.

Geological model was constructed in two phases. The first phase is generating of 3D Main Reservoir Matrix Model and the second phase is building of Fracture Model. This article consists of methods used in generation of Matrix Model (Main Reservoir Model) and results of the model.

Reservoir facieses which are defined in the previous works, identified by the sedimentological studies of cores and cuttings of extra 17 wells that are chosen for this study after that cluster analysis method has been applied to well logs of 33 new drilled wells to distribute these facies to the whole field.

New structural model which is defined by the 3D and 2D seismic interpretations and facies model of the field were created by using Petrel Software. Reservoir parameters as porosity, water saturation and permeability were also distributed by applying geostatistical methods in 3D.

3D fracture model acquired from the second phase of study was transferred to the

Main Reservoir Matrix model. These two models were combined and original oil in place has been calculated.

After completion of 3D static model, this model was up-scaled to an appropriate grid scale for the simulation study.

Keywords: Batı Raman, 3D Geostatistical Model/Fracture Model, Entegred.

GİRİŞ

Bu çalışmanın amacı; 1994 yılında Beicip-Franlab tarafından yapılan çalışmaları baz alarak, 1994 yılından sonra açılan kuyulardan elde edilen verilerin değerlendirilmesi, eksik verilerin tamamlanması ve jeostatistiksel yaklaşımlar kullanılarak sahanın 3B Entegre Jeostatistik Modelinin oluşturulmasıdır. Çalışma iki koldan yürütülmüştür. İlki 3B Ana Rezervuar Modelinin oluşturulması; ikincisi ise 3B Çatlak Modelinin oluşturulmasıdır. Oluşturulan 3B Çatlak Modeli daha sonra 3B Ana Rezervuar Modeline aktarılmıştır.

Batı Raman Sahası Türkiye'nin güney doğusunda Batman ili sınırları içerisinde yer almaktadır (Şekil 1). Yerinde petrol miktarı 1.84 milyar bbl'dir. Saha 17 km uzunluğunda 4 km genişliğinde asimetric bir antiklinal boyunca uzanmaktadır. Üretilen petrolün viskozitesi 9-15° API arasında değişmektedir. Lagüner ortamda çökelmiş resifal kireçtaşı olan Garzan Formasyonu'nun rezervuar kalınlığı ortalama 70 m'dir. Rezervuar kayacı; heterojen yapıya sahip, erime boşlukları ve kılcal çatlaklardan oluşan Üst Kretase yaşlı Garzan kireçtaşıdır.



Şekil 1. Batı Raman sahası lokasyon haritası.

Bu çalışmanın amacı; Garzan Formasyonu'nu oluşturan rezervuar birimlerin yayılımlarının belirlenmesi, rezervuara ait

gözeneklilik, su doymuşluğu, geçirgenlik gibi rezervuar parametrelerinin jeostatistiksel metodlarla 3B dağılımının oluşturulması ve simülasyona uygun gridlere upscale edilmesidir.

3B Rezervuar Modeli kurulmasından önce yapılan çalışmalar; sedimantolojik ve jeolojik çalışmalar, sismik çalışmalar, log değerlendirmeleri, çatlak karakterizasyonu çalışmaları ve laboratuvar çalışmalarından oluşmaktadır.

VERİ GİRİŞİ

Batı Raman sahasındaki kuyuların isimleri, kordinatları, Kelly Bushing (KB) değerleri, ham ve değerlendirilmiş kuyu verileri Petrel'e yüklenmiştir. Sedimantolojik ve jeolojik çalışmalarda, öncelikle, Garzan Formasyonu'nun rezervuar fasiyeslerini belirlemek amacıyla; kuyu log, karot ve kesinti örnekleriyle çalışılmış ve bu ön çalışma sonucu ayrıtılan fasiyeslerin 1994 yılında Franlab tarafından belirlenen rezervuar fasiyesleri ile çok benzer olduğu saptanarak Franlab çalışması temel alınarak çalışmaya devam edilmesine karar verilmiştir. Daha sonra formasyon giriş ve çıkışları ile rezervuar ve jeolojik fasiyesleri belirlemek amacıyla 770 metre karot incelenmiş, karotsuz kuyularda 179 adet petrografik ve 152 adet litolojik analiz yapılmış ve tüm kuyulardaki kuyu log bilgileri kullanılarak yapılan cluster analizleri sonucu formasyon 8 rezervuar fasiyesine (H1/F, K1/L1, T, L2/G2, U, G3a, G3 ve E) ayrılmıştır.

1994 yılında Beicip-Franlab firması tarafından belirlenen rezervuar fasiyes sınırları, eksik kuyuların yeniden değerlendirilmesi ve yeni açılan kuyulardan elde edilen verilerle yeniden çizilmiştir. Sahadaki toplam 321 kuyunun her bir fasiyes birimini kestiği derinlikler yani kuyulardaki fasiyes grişleri PETREL'e aktarılmıştır. Kuyular arasındaki korelasyonun belirlenmesi amacıyla farklı yönlerdeki rezervuar fasiyes değişimleri detaylı olarak incelenmiştir (Şekil 2).

Her bir rezervuar fasiyese ait kalınlık haritaları, kuyu girişleri ve rezervuar fasiyes sınırları kullanılarak "Convergent Interpolation" jeostatistiksel yöntemi ile oluşturulmuştur.

YAPISAL MODEL

Rezervuara ait petrofiziksel parametrelerin dağıtılması için, fay modellerinin ve sahanın iskelet gridinin oluşturulması gerekmektedir. Bu amaçla aşağıdaki işlemler sırasıyla yapılmıştır.

Yapı Kontur Haritaları

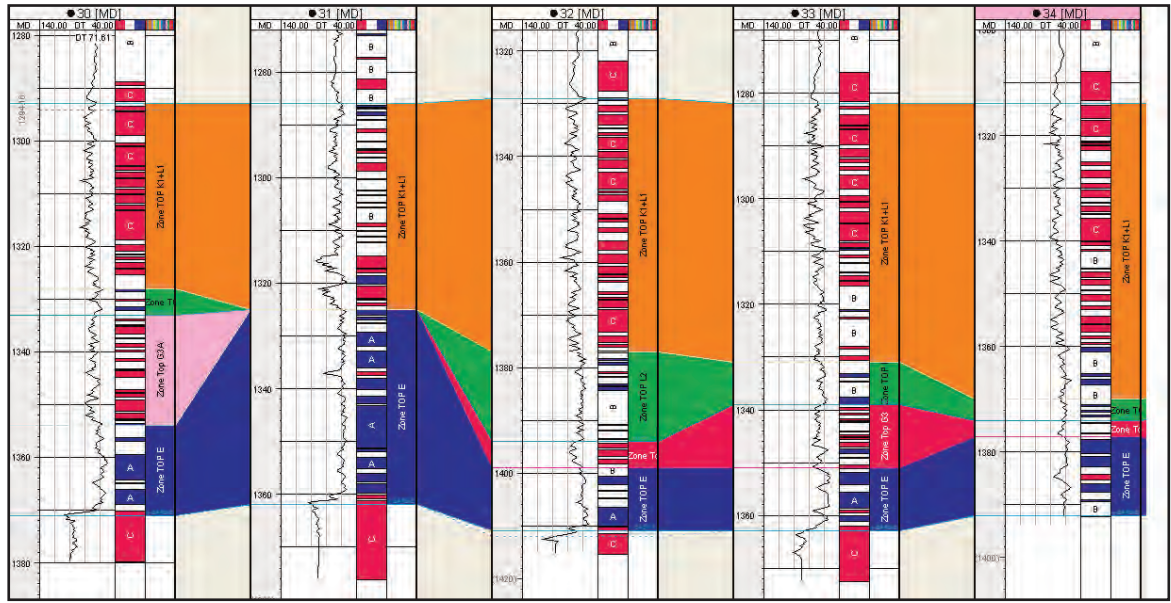
Sismik çalışmalar kapsamında, 1984-2002 yılları arasında atılan 2B sismik hatların yorumu yeniden yapılmış; Aralık 2005 tarihinde sahanın batı kısmına atılan 70 km²'lik 3B sismik hatların yorumları bitirilmiş ve bu iki

değerlendirme birleştirilerek hibrit bir yapısal model oluşturulmuş, sonuçta elde edilen Garzan Formasyonu üstü yapı kontur haritası Petrel programına aktarılmıştır (Şekil 3).

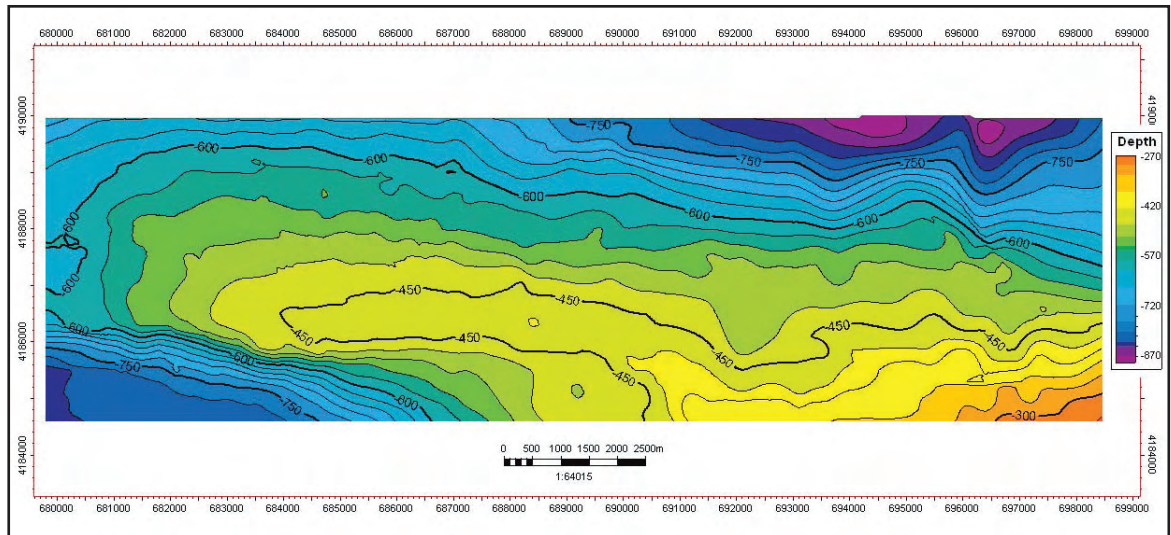
Garzan Formasyonu üstü derinlik haritası ve formasyonların kalınlık haritaları kullanılarak her bir rezervuar fasiyesin yapı kontur haritası oluşturulmuştur.

Fay Modeli

2B sismik yorumlamalardan, kuyu bilgilerinden ve curvature analizlerinden belirlenen büyük atımlı (ortalama 100 m) ve küçük



Şekil 2. Kuyular arasındaki fasiyes korelasyonu.



Şekil 3. 2B ve 3B sismik yorum sonucu elde edilen Garzan Formasyonu üstü yapı kontur haritası.

Batı Raman Ağır Petrol Sahası Garzan Rezervuarının 3B.....

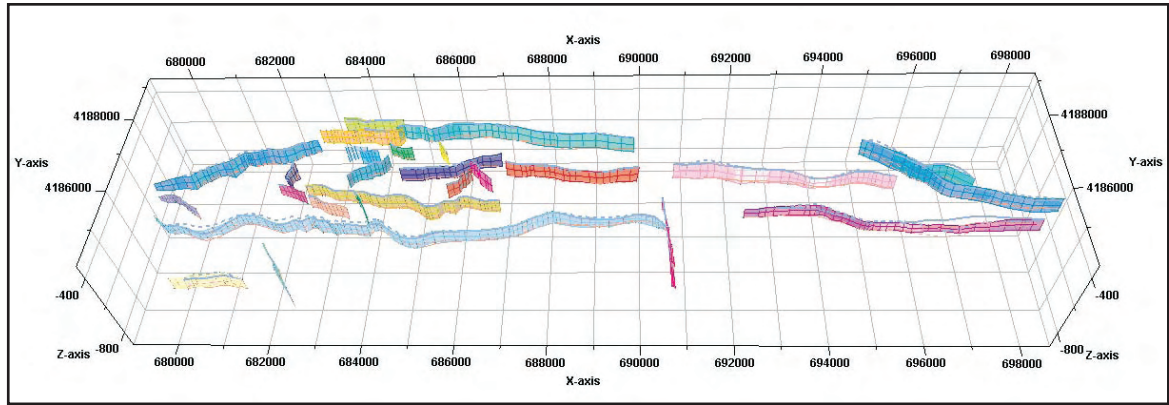
atımlı faylar (10-15 m) model içerisine aktarılmıştır. Fay aynasının uzunluğu Garzan Formasyonu üstü ve tabanına eşitlenmiştir. Daha sonra Petrel üstünde detaylı ve gerçekçi fay modelleri oluşturulmuştur (Şekil 4).

3B Grid

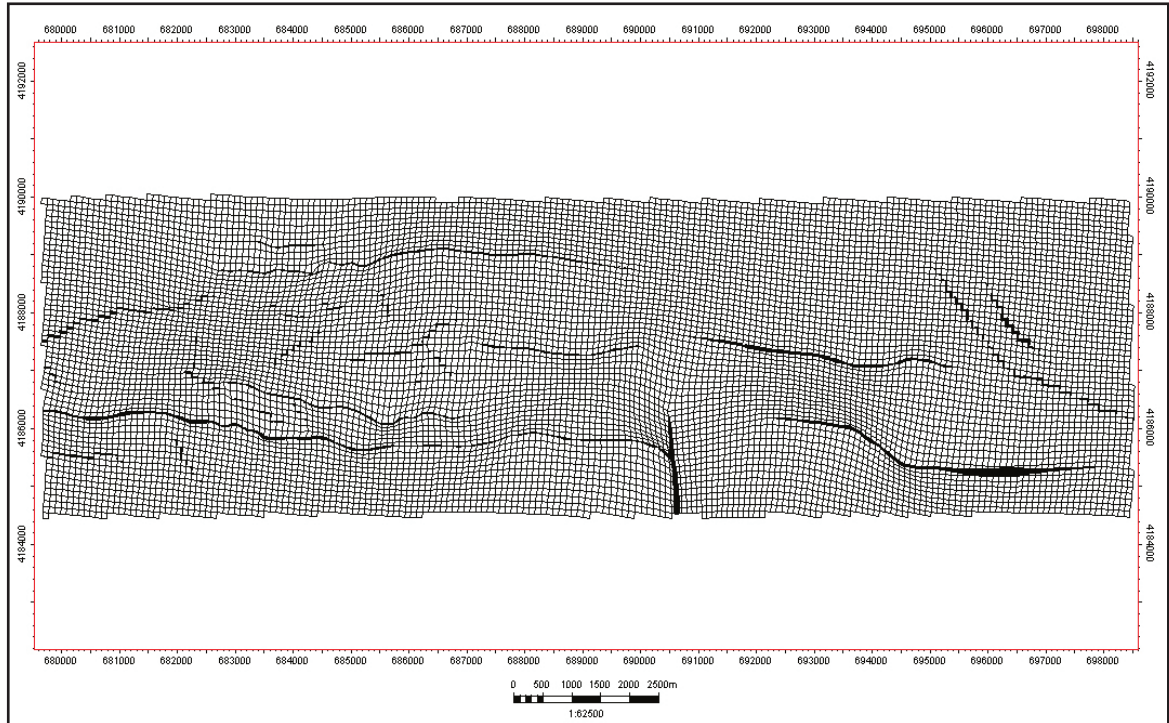
X ve Y yatay yönlerinde saha 100x100 m'lik grid bloklara bölünmüştür. Sahanın alansal gridini oluşturmada yaklaşık D-B yönlü faylar X yönünde ve K-G yönlü faylar ise Y yönünde tanımlanmıştır. Diğer küçük atımlı faylar ise rastgele olarak seçilmişlerdir ve 3B grid oluşturulurken gridle uyumlu ola-

bilmeleri için zigzag fay modeliyle tanımlanmışlardır (Şekil 5).

Önceden oluşturulmuş her bir rezervuar fasiyese ait yüzey yapı kontur haritaları ve kuyuların rezervuar formasyonuna giriş bilgileri kullanılarak 3B grid'e ait horizonlar elde edilmiştir. Böylece Garzan Formasyonu; H1/F, K1/L1, T, L2/G2, U, G3a, G3 ve E olmak üzere toplam 8 rezervuar birimiyle tanımlanmıştır. Bu birimler çökeltme ortamına uygun olacak şekilde Z yönünde 1m'lik layer'lara bölünmüştür. Bu bölünme yapılırken formasyon birimleri arasındaki yanal ve düşey yönlerdeki ilişkiler ve pinch-out'lar formasyonun

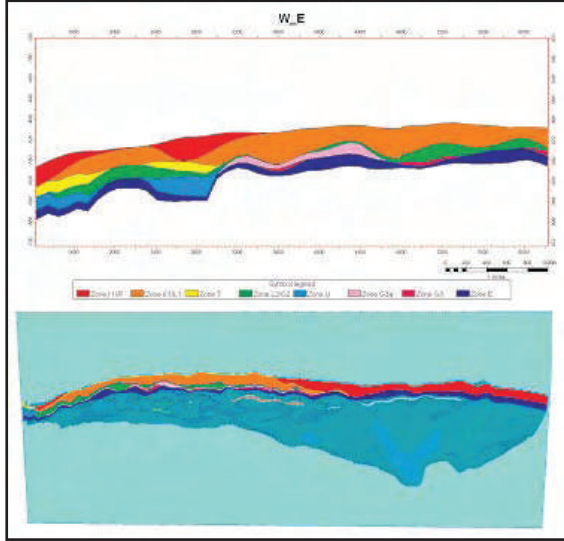


Şekil 4. Batı Raman 3B fay grid sistemleri.



Şekil 5. Batı Raman sahası için oluşturulan gridin alansal görünümü.

jeolojisine en uygun şekilde tanımlanmıştır (Şekil 6).



Şekil 6. Sahada rezervuar birimlerinin ilişkisini gösteren Batı-Doğu yönlü iki farklı kesit.

3B grid X,Y,Z yönünde sırasıyla 192x71x417 olmak üzere toplamda 5.684.544 adet hücreden oluşmaktadır.

PETROFİZİKSEL MODELLEME

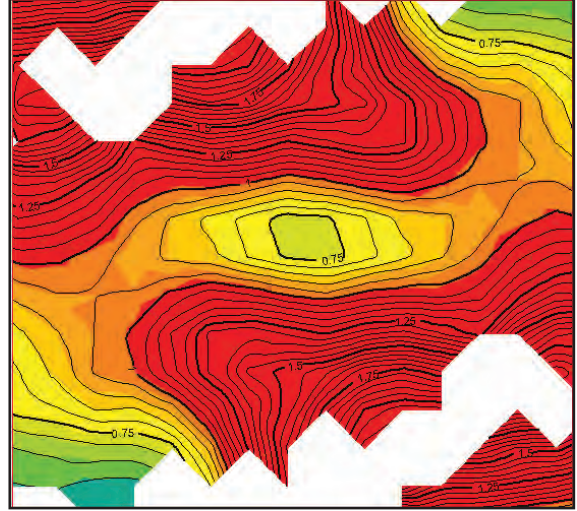
Rezervuarı temsil eden efektif gözeneklilik, su doymuşluğu ve geçirgenlik gibi petrofiziksel parametrelerin sahadaki dağılımı jeostatistiksel metodlar kullanılarak modellenmiştir.

Efektif Gözeneklilik modeli

Gözeneklilik değerlerinin, kuyular arasında ya da diğer bir deyişle sahadaki belirli yönlerde değişim gösterip göstermediğini belirlemek için her bir zona ait "yatay variogram haritaları" oluşturulmuştur (Şekil 7).

Bu haritalardan elde edilen majör ve minör yönler yani gözeneklilik dağılımının en çok ve en az korelasyonun olduğu yönler Petrel programının "Data Analysis" kısmında kullanılarak her bir zona ait uygun variogram modelleri belirlenmiştir (Şekil 8).

Gözeneklilik, elde edilen variogramlar kullanılarak "Sequential Gaussian Simulation (SGS)" metoduyla sahaya dağıtılmıştır. Gözeneklilik dağılımı modelinin 10 adet realizasyonu yapılmıştır. Realizasyonlar arasın-



Şekil 7. H1/F fasiyesine ait variogram haritası.

dan gerçek gözeneklilik verisi ve modelin hesapladığı gözeneklilik değerlerinin histogramları karşılaştırılarak saha verileriyle en yüksek uyum gösteren model seçilmiştir (Şekil 9). Toplam gözeneklilik modeli Şekil 10'da gösterilmiştir.

Sahaya ait matriks porozite modeli ise aşağıda verilen formül ile hesaplanmıştır.

$$Q_t = Q_{fv} + (1 - Q_{fv}) \cdot Q_m \quad (1)$$

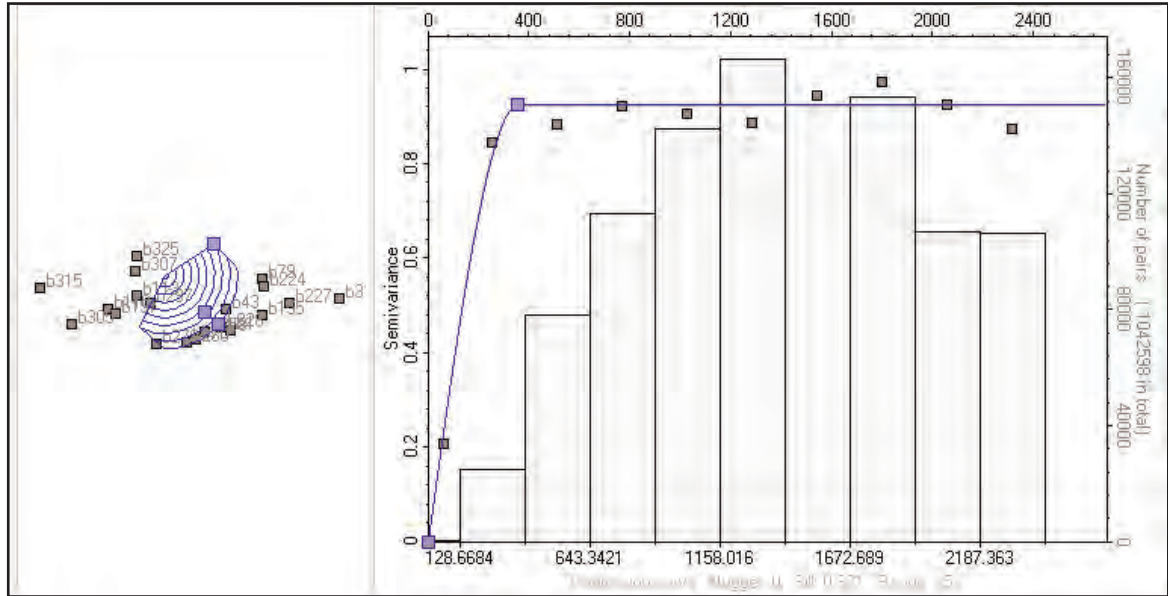
Q_t = Toplam gözeneklilik
 Q_{fv} = Çatlak gözenekliliği
 Q_m = Matriks gözenekliliği

Matriks gözenekliliği modelinde, her bir zon için elde edilen minimum, maksimum ve ortalama gözeneklilik değerleri Tablo 1'de verilmiştir. Modelde %10 gözeneklilik cut-off'u kullanıldığı için gözenekliliğin %10'un altında olduğu yerler sıfır olarak kabul edilmiştir (Şekil 11).

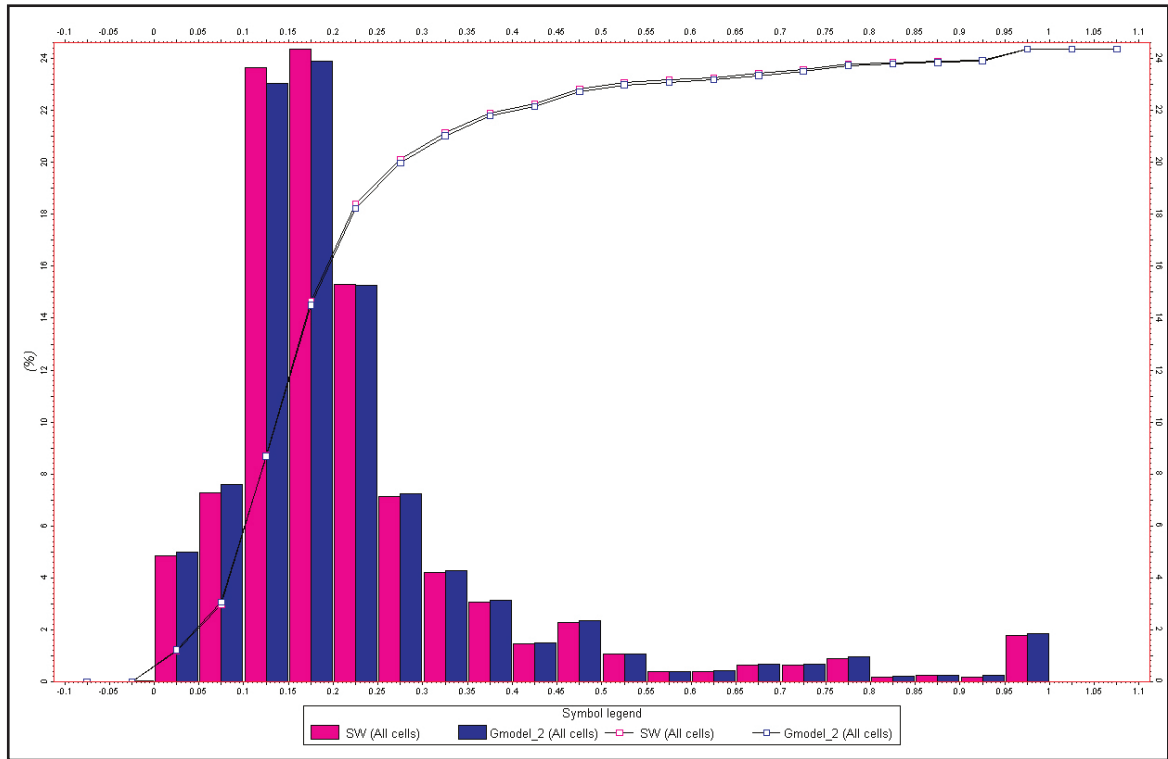
Su Doymuşluğu Modeli

Su doymuşluğunun modellenmesinde; Garzan Formasyonu su doymuşluğunun derinliğin bir fonksiyonu olarak modellenmesinin en iyi yöntem olacağı kabul edilmiştir. Bu amaçla Garzan Formasyonu'nun derinlik modeli oluşturulmuştur.

Her bir rezervuar fasiyesi için loglardan upscale edilen su doymuşluğu, gözeneklilik ve derinlik modeli arasında ilişkiyi en iyi ifade



Şekil 8. Gözenekliliğin minor yöndeki variogram modeli.



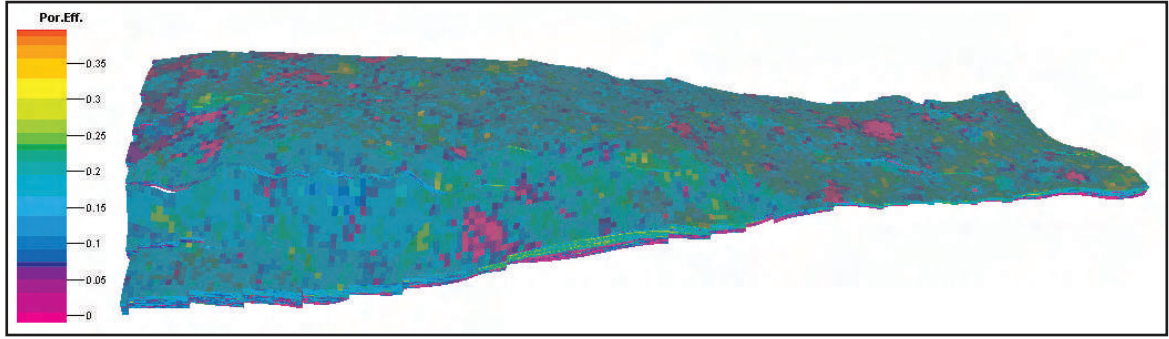
Şekil 9. Upscale edilen gözeneklilik değerleriyle SGS yöntemiyle dağıtılan gözeneklilik değerlerinin histogram karşılaştırması.

eden fonksiyonlar kullanılarak su doymuşluğu modeli elde edilmiştir (Şekil 12).

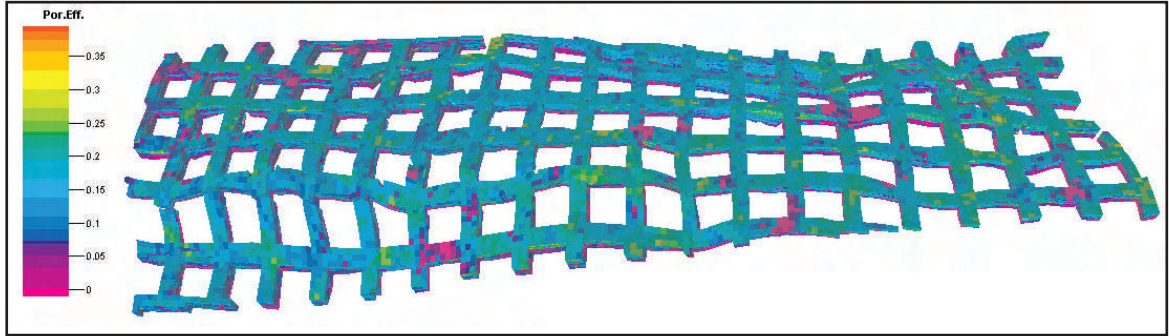
T ve E rezervuar fasiyesi geçirirliiliği düşük birimler olduğu için, bağıl su doymuşluğuna sahip oldukları kabul edilerek su doymuşluğu değerleri 1 alınmıştır. Buna göre,

saha için su doymuşluğu değeri petrol-su kontağında %100 suya doymun, bu kontakta uzaklaştıkça su doymuşluğu azalmaktadır.

Her bir rezervuar fasiyesi için minimum, maksimum ve ortalama su doymuşluğu değerleri Tablo 2'de verilmiştir.



Şekil 10. Sahanın 3B toplam gözeneklilik modeli.



Şekil 11. 3B matris gözeneklilik modelinin kafes kesiti.

Tablo 1. Rezervuar fasiyeslerin minimum, maksimum ve ortalama gözeneklilik değerleri.

FASİYES BİRİMLERİ	MİN	MAX	MEAN
H1/F	0.1	0.33	0.18
K1/L1	0.1	0.33	0.15
T	0.1	0.16	0.04
L2/G2	0.1	0.32	0.09
U	0.1	0.29	0.13
G3a	0.1	0.26	0.14
G3	0.1	0.33	0.14
E	0.1	0.32	0.05

Tablo 2. Rezervuar fasiyeslerinin minimum, maksimum ve ortalama su doymuşluğu değerleri.

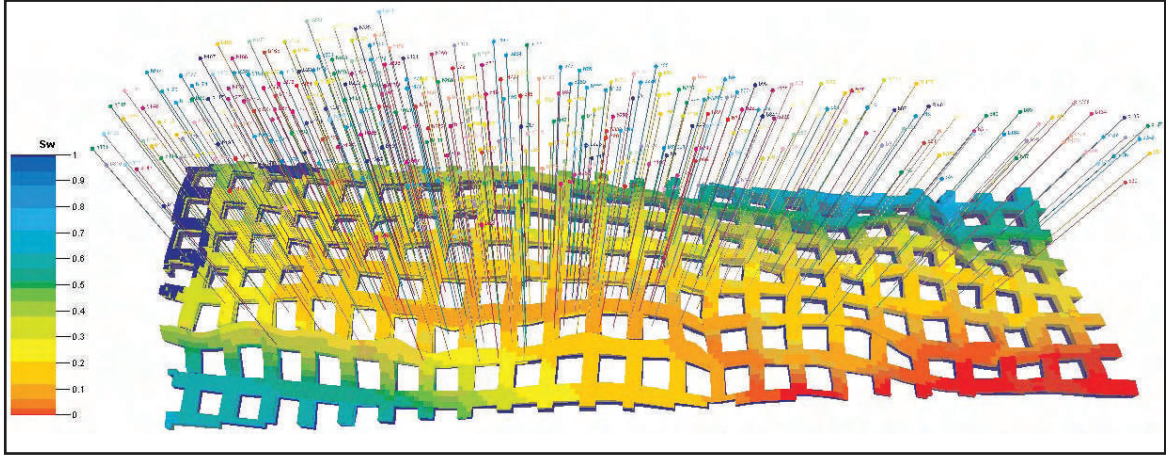
FASİYES BİRİMLERİ	MİN	MAX	MEAN
H1/F	0.02	0.38	0.30
K1/L1	0.10	0.36	0.38
T	1.00	1.00	1.00
L2/G2	0.25	0.44	0.48
U	0.24	0.34	0.35
G3a	0.14	0.40	0.24
G3	0.10	0.40	0.26
E	0.10	0.40	0.26

Geçirgenlik Modeli

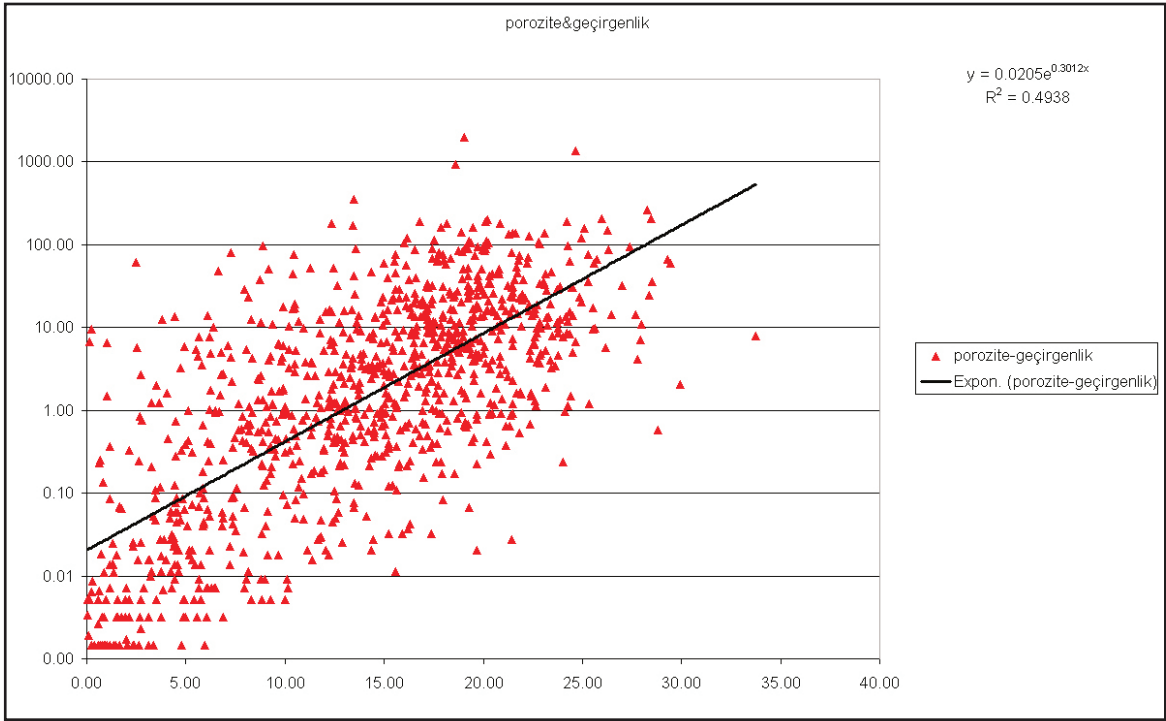
Geçirgenliğin modellenmesinde ya da sahada geçirgenlik dağılımı modeli oluşturulmasında 31 kuyudan alınan karot verileri üzerinde yapılan geçirgenlik ölçümleri kullanılmıştır.

Öncelikle rezervuar şartlarında (3500 psi over burden basıncı altında) karotlardan ölçülen gözeneklilik ve geçirgenlik değerleri arasında ilişki belirlenmiştir. Bu ilişki tüm zonlar için ayrı ayrı belirlenmeye çalışıldığında

korelasyon kat sayısı düşük çıkmaktadır. Bu nedenle zonlara ayırmadan Garzan Formasyonu için bir tane gözeneklilik-geçirgenlik ilişkisi elde edilmiştir (Şekil 13). Bu ilişkide yaklaşık %50 korelasyon sağlanmıştır. Geçirgenlik ve gözeneklilik arasında elde edilen bu ilişki kullanılarak gözenekliliğe bağlı geçirgenlik dağılımı modeli oluşturulmuştur (Şekil 14).



Şekil 12. Batı Raman sahasının su doymuşluğu modelinin kafes kesiti.



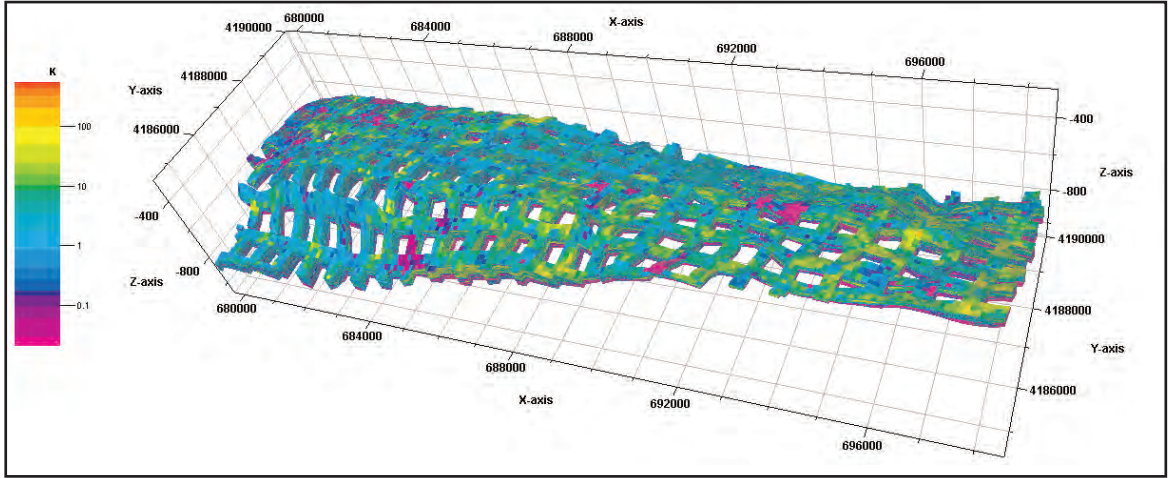
Şekil 13. Gözeneklilik ve geçirgenlik arası ilişki.

ÇATLAK MODELİNİN ANA MODELE AKTARILMASI

Ana rezervuar modeli ve çatlak modeli arasındaki düşey yöndeki grid blok sayısı uyumsuz olduğu için çatlak modeli oluşturmak için uygulanan yöntemler ana model üzerinde tekrarlanmıştır (Çetinkaya ve diğ., 2009). Böylece her bir fasiyesin her bir layer'ına; çatlak yoğunluğu, çatlak gözenekliliği ve çatlak geçirgenliği değerleri aktarılmıştır.

HACİM HESABI VE YERİNDE PETROL MİKTARININ HESAPLANMASI

Oluşturulan su doymuşluğu, efektif gözeneklilik ve geçirgenlik modelleri -630 petrol su kontağına ve sahanın GB'ında yer alan geçirgenlik bariyerine göre sınırlandırılmıştır. Petrolün Bo değeri 1.0205 alınarak hacim hesabında kullanılmış, matriks ve çatlak için yerindeki petrol miktarları hesaplanmıştır (Tablo 3).



Şekil 14. Batı Raman sahasının geçirgenlik modeli.

Tablo 3. Sahanın yerinde petrol miktarı.

	YERİNDE PETROL MİKTARI (*10 ⁶ bbl)
MATRİKS	1742
ÇATLAK	94.34
TOPLAM	1836.34

Matriks ve çatlaklarda bulunan petrol miktarını gösteren modeller Şekil 15 ve 16'da gösterilmiştir.

SİMÜLASYON GRİDİNİN OLUŞTURULMASI (UPSCALING)

Simülasyon çalışmasında run-time zamanının azaltılması ve modelin daha aktif çalışabilmesini sağlamak amacıyla jeolojik model upscale edilmiştir.

Simülasyon gridi boyutu X ve Y yönünde 100mx100m olarak korunmuştur. H1/F fasiyesinden E fasiyesine kadar olan zonlar tek bir zon olarak kabul edilmiş ve 7 eşit parçaya bölünmüştür (Şekil 17). X, Y ve Z yönündeki hücre sayıları sırasıyla 192x71x7 şeklinde olup hücre sayısı 95.424'e düşürülmüştür.

Jeolojik grid içerisindeki rezervuarın karakteristik modelleri uygun istatistiksel metodlar yardımıyla upscale edilmiş ve istatistiksel dağılım özelliklerinin korunmasına dikkat edilmiştir.

SONUÇLAR

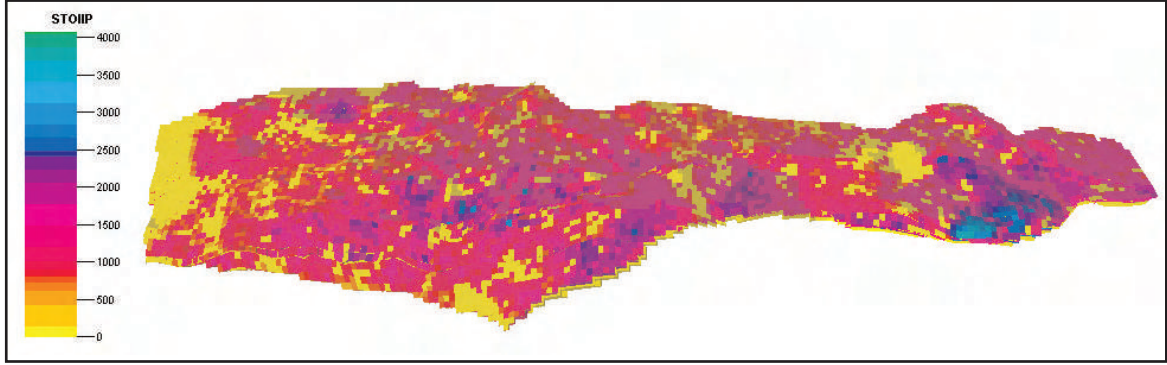
1994 yılında Beicip-Franlab tarafından yapılan çalışmalar baz alınarak; 1994 yılından sonra açılan yeni kuyuların verilerinde değerlendirilmesiyle sahanın jeolojik modeli istatistiksel metodlar kullanılarak oluşturulmuştur. Jeolojik modelleme çalışmaları, iki koldan yürütülmüş, "3B Rezervuar Modeli" ile "3B Çatlak Modeli" ayrı ayrı oluşturulmuştur. 3B Çatlak Modeli, daha sonra 3B Ana Modele aktarılmıştır.

Rezervuar Modeli oluşturulurken, saha, X ve Y yatay yönlerinde 100x100 m'lik gridlere bölünmüştür. Sismik yorumlamalardan, kuyu bilgilerinden ve curvature analizlerinden saplanan faylar, bu gridle uyumlu olabilecek şekilde tanımlanmışlardır.

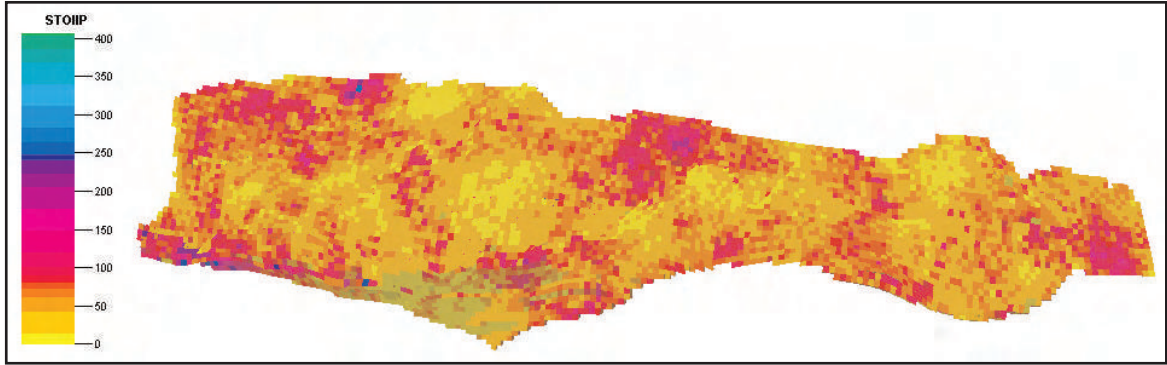
Önceden oluşturulmuş her bir rezervuar fasiyese ait yüzey yapı kontur haritaları ve kuyuların rezervuar formasyonuna giriş bilgileri kullanılarak, Garzan Formasyonu; H1/F, K1/L1, T, L2/G2, U, G3a, G3 ve E olmak üzere toplam 8 rezervuar birimiyle tanımlanmıştır.

Rezervuar birimleri çökelme ortamına uygun olacak şekilde Z yönünde 1m'lik layer'lara bölünmüştür. Böylece, X, Y, Z yönünde sırasıyla 192x71x417 olmak üzere toplam 5.684.544 adet hücreden oluşan 3B jeolojik grid elde edilmiştir.

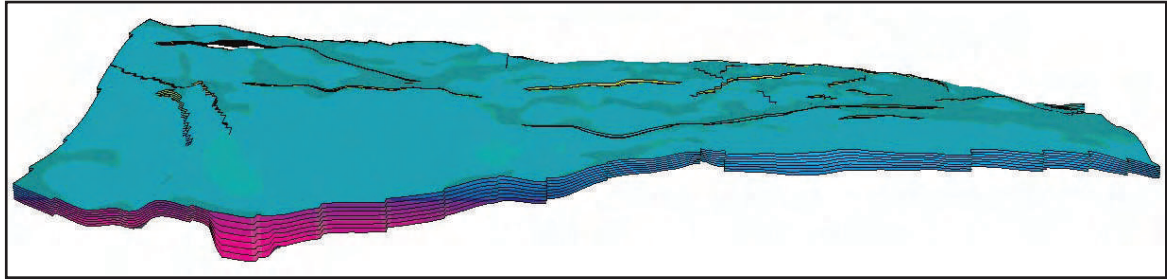
Petrofiziksel parametrelerden toplam gözeneklilik SGS (Sequential Gaussian Simulation) metoduyla sahaya dağıtılmıştır. Su doymuşluğunun modellenmesinde, Garzan Formasyonu su doymuşluğu, derin-



Şekil 15. Matrikse bulunan petrolün dağılımı.



Şekil 16. Çatlaklarda bulunan petrolün dağılımı.



Şekil 17. Simülasyon gridi.

liğin bir fonksiyonu olarak kabul edilmiş, her bir rezervuar fasiyesi için loglardan upscale edilen su doygunluğu, efektif gözeneklilik ve derinlik modeli arasında ilişkiyi en iyi ifade eden fonksiyonlar kullanılmıştır. Geçirgenliğin modellenmesinde, laboratuvar analizleri sonuçlarına göre Garzan Formasyonu için elde edilen gözeneklilik-geçirgenlik ilişkisi kullanılmıştır.

Oluşturulan petrofiziksel modeller -630 petrol-su kontağına ve geçirgenlik bariyerine göre sınırlandırılmıştır.

Simülasyon çalışmasında run-time zamanının azaltılması ve modelin daha aktif çalışabilmesini sağlamak amacıyla jeolojik

model upscale edilmiştir. X, Y ve Z yönündeki hücre sayıları sırasıyla 192x71x7 şeklinde olup hücre sayısı 95.424'e düşürülmüştür. Yapılan hacim ve yerinde petrol miktarı hesaplamaları sonucu, rezervuar matriksinde bulunan petrol miktarı $1742 \cdot 10^6$ bbl, çatlaklarda bulunan petrol miktarı ise $94.34 \cdot 10^6$ bbl olarak hesaplanmıştır.

KATKI BELİRTME

Yazarlar, bu bildirinin yayınlanmasına izin veren Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na (TPAO) teşekkürlerini sunarlar.

REFERANSLAR

- Arslan, İ., 2006, Batı Raman Sahası 3B Rezervuar Modelleme ve Simulasyon Çalışması, 3B Rezervuar Modelleme (Fast-track model) Proje Raporu: TPAO, ANKARA.
- Arslan İ., Akın S., Karakeçe Y. ve Korucu Ö., 2007, Is Batı Raman Oil Field a Triple Porosity System, SPE 111146, presented at the 2007 SPE/AGE Reservoir Characterization and Simulation: Conference, Abu Dhabi, U.A.E.
- Babadağlı T., Şahin S., Kalfa U., Çelebioğlu D., Karabakal U. ve Topgüder N. N., 2008, Development of Heavy Oil Fractured Carbonate Batı Raman Field : Evaluation of Steam Injection Potential and Improving Ongoing CO₂ Injection: SPE 115400, presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.
- Beicip-Franlab, 1994, Batı Raman Field EOR Project, Phase I, Geological Model.
- IFP, 1978, Batı Raman Field Reservoir Geological Study
- Batı Raman Sahası, Petrol Üretimini Artırma Projesi, İlerleme Raporu-1, 2006, TP-URT-BR-06/001, TPAO, ANKARA.
- Batı Raman Sahası, Petrol Üretimini Artırma Projesi, İlerleme Raporu-2, 2006, TP-URT-BR-06/007, TPAO, ANKARA.
- Batı Raman Sahası, Petrol Üretimini Artırma Projesi, İlerleme Raporu-3, 2007, TP-URT-BR-07/001, TPAO, ANKARA.
- Batı Raman Sahası, Petrol Üretimini Artırma Projesi, İlerleme Raporu-4, 2007, TP-URT-BR-07/002, TPAO, ANKARA.
- Çetinkaya, C., Korucu, Ö., Karakeçe, Y. ve Akın S., 2009, Batı Raman Sahası Garzan Formasyonu'nun 3B Kılcal Çatlak Modeli: 17. Türkiye Uluslararası Petrol ve Doğalgaz Kongresi, Ankara, Türkiye.
- Keskin, C., 1979, A Sedimentological Approach to the Carbonate Reservoir of Batı Raman Field: TPAO, ANKARA.
- Korucu Ö., Türkmen T., Çetinkaya C. ve Karakeçe Y., 2009, Batı Raman Sahası, Garzan Formasyonu, Sekans Stratigrafisi, Çökelim Modeli ve Rezervuar Değerlendirmesi: 17. Türkiye Uluslararası Petrol ve Doğalgaz

TÜRKİYE PETROL JEOLGLARI DERNEĞİ BÜLTENİ YAZIM KURALLARI

1. TPJD Bülteninde yer alacak makaleler aşağıdaki niteliklerden en az birisini taşımalıdır:

a) Yer bilimlerine, özellikle de petrol, doğalgaz ve jeotermal enerji konularından birine, yeni bir katkısı bulunan araştırma.

b) Yerbilimleri alanında bilimsel yöntemlerle yapılmış özgün sonuçları olan bir çalışma.

c) Yerbilimlerinin, özellikle petrol, doğalgaz ve jeotermal enerji konularında daha önce yapılmış çalışmaları eleştireci bir yaklaşımla ele alan, o konuda yeni bir görüş ortaya koyan eleştiri derleme (critical review).

d) TPJD Bülteni'nin en son sayısında yer alan herhangi bir yazının, tümünün veya bir bölümünün eleştirisi niteliğinde olan yazılara Bülten'de yer verilir. Makale yazarının eleştiriye cevaplaması durumunda, cevap yazısı ile eleştiri yazısı birlikte yayınlanır.

2. TPJD Bülteni yılda 2 (iki) kez Haziran ve Aralık aylarında yayınlanır.

3. TPJD Bülteni'nin yayın dili Türkçe ve İngilizce'dir. İngilizce yazılarda "Abstract" tan sonra Türkçe "Öz" bulunmalıdır.

4. TPJD Bülteninde yayınlanacak makalelerin, Türkçe olarak daha önce herhangi bir yerde yayınlanmamış olması şarttır. Ancak, daha önce yabancı dilde yayınlanmış olan makaleler petrol, doğalgaz ve jeotermal enerji konularının aramacılığını doğrudan ilgilendiriyorsa Türkçe olarak TPJD Bülteni'nde yayınlanabilir.

5. Yazar(lar) makalenin daha önce herhangi bir yerde yayınlanmadığını yazılı olarak bildirmek zorundadır.

6. Yayınlanacak makalelerin tüm hakları TPJD'ye ait olup, makaleler geri gönderilmez. Yayına kabul edilmeyen makaleler yazar(lar)a geri gönderilir.

7. Makaleler 1 (bir) asıl 3 (üç) kopya olarak düzenlenip gönderilmelidir.

8. Türkçe gönderilecek makalelerin Başlık ve Öz bölümlerinin İngilizceleri mutlaka verilmelidir. Yazar(lar)ın adresleri -ünvanları

belirtilmeden- kuruluş adlarında kısaltma olmaksızın ve başka dile çevrilmeden yazılmalıdır. Adresler makalenin başlık ve yazar(lar)ın isimlerinden hemen sonraki satırda verilmelidir.

9. TPJD Bulletinine gönderilecek makaleler aşağıdaki başlık sırasını izlemelidir.

TURKCE BAŞLIK İNGİLİZCE BAŞLIK

Yazar(lar)

ÖZ

ABSTRACT

300 sözcüğü geçmemelidir.

Anahtar sözcükler verilmelidir.

GİRİŞ

ANA METİN

Bu başlık kullanılmaksızın ana metne geçilmemelidir.

TARTIŞMA

Gerekli olduğu hallerde yapılmalıdır.

SONUÇLAR

KATKI BELİRTME

DEĞİNİLEN BELGELER

Değinilen belgeler aşağıdaki gibi olmalıdır:

a) Periyodiklerdeki makaleler:

Yalcın, N. ve Welte, D., 1988, The thermal evolution of sedimentary basins and significance for hydrocarbon generation: Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni, c.1, sayı. 1, s. 11-26.

b) Sempozyum, özel basım, kitap, tez, vs.:

Debois, D. ve Prade, H., 1988, Possibility theory: New York, Plenum Press, 263 s.

Yılmaz, E. ve Duran, O., 1997, Güneydodu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokon Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüğü (Leksikonu): TPAO Araştırma Merkezi Grubu Başkanlığı, Eğitim Yayınları No. 31, 460 s.

Kuru, F., 1987, Mardin-Derik yöresi Üst Kretase yaşlı birimlerinin planktonik foraminiferalarla biyostratigrafi incelemesi: Yüksek lisans tezi, Ankara Üniversitesi Fen Fakültesi, Ankara, 107 s.

Kozlu H., 1987, Misis-Andırın dolaylarının stratigrafisi ve yapısal evrimi: Türkiye 7. Petrol Kongresi, Jeolojii Bildirileri, Ankara, s. 104-116

EKLER

10. “Şekil” ve “Tablo”lar metin içine konulabilir. Ancak, “Levha”lar mutlaka metnin sonundaki Ekler bölümüne konulmalıdır. Her türlü çizimin aslı gönderilmelidir.

Aksi durumlarda yayın kabul edilmez.

“ŞEKİLLER”

Her türlü harita

Her türlü kesit

Korelasyon çizimleri

Arazi fotoğrafları

“TABLOLAR”

Grafikler

Denklemler

Matematiksel eşitlikler

Çizelgeler

“LEVHALAR”

Her türlü fotomikrograf. Levhalardaki fotomikrograflar **“Foto”** olarak değil, **“Şekil”** olarak anılmalıdır. Şekil ve Figure sözcüklerinde **“Ş”** ve **“F”** harfleri alt alta gelmeli Şekil numaralarından sonra **“.”** işareti konmalıdır.

11. TPJD Bülteni’ne gönderilecek makaleler “Şekil”, “Tablo” ve “Levha”lar dahil 40 sayfa ile sınırlandırılmıştır.

12. Makaleler 29.7x21 cm’lik A4 boyutlarında kağıtların bir yüzüne çift aralıklı olarak yazılmalıdır. Kağıtların çevresinde 2.5 cm boşluk bırakılmalıdır. “Şekil”, “Tablo” ve “Levha”lar da A4 boyutlarında olmalıdır.

13. Sayfa numaraları kağıtların sağ alt köşelerine kurşun kalemle yazılmalıdır.

14. Çizimler siyah-beyaz basılacak şekilde düzenlenmelidir. Tüm çizimlerde çizgisel ölçek kullanılmalıdır. Çizimlerde yazı karakterinde standartlara dikkat edilmelidir.

15. TPJD Bülteni’nde yayınlanmak üzere gönderilecek makaleler, biçim yönüyle Yayın Sorumlusu ve Yayın Kurulu tarafından, bilimsel içerik ve jeolojik uygulamalardaki sonuçları yönüyle de en az iki Makale inceleme Kurulu Üyesi tarafından incelenir. Makalenin hangi Makale inceleme Kurulu Üyeleri tarafından değerlendirileceği Yayın Sorumlusu ve Yayın Kurulu Karar ile olur. Makaleler Yayın Kurulu, Yayın Sorumlusu, Makale inceleme Kurulu Üyesi ve TPJD Yönetim Kurulu Onayı ile yayınlanır.

16. Yazar(lar) ile Makale İnceleme Kurulu arasında makalenin yayımı ile ilgili olarak oluşabilecek herhangi bir problem de Makale İnceleme Kurulu, Yayın Sorumlusu, Yayın Kurulu Üyelerinin yapacağı ortak toplantıda çoğunluğun vereceği karar kesin ve nihai olur.

17. Makalelerin yayınlanmasına karar verildikten ve yazar(lar) tarafından son düzeltmeleri yapıldıktan sonra makaleler bilgisayar ortamında yazılmış olmalı ve word dosyası (*.doc) olarak düzenlenip email, disket veya CD de gönderilmelidir. Bütün çizimler (şekil, tablo ve levhalar) siyah-beyaz veya renkli, şekil ve tablo alt velveya üst yazıları ile birlikte 155x215 mm’yi geçmeyecek şekilde bilgisayar ortamında *.doc, *.xls, *.ppt, *.cdr, *.psd, *.jpg, *.bmp, *.tif, *.fh9 gibi dosya türlerinden birinde hazırlanarak email, disket veya CD de gönderilmelidir. Bunun için word, excel, power point, adobe photoshop, coreldraw, corel photo-paint, freehand gibi programlar kullanılarak şekiller hazırlanmalıdır. Tüm çizimlerde çizgisel ölçek kullanılmalıdır. Çizimlerde yazı karakterinde standartlara dikkat edilmeli, arial 10 punto olarak yazılmalıdır.

18. Makale göndermek için TPJD üyesi olma zorunluluğu yoktur.

INSTRUCTIONS TO TAPG BULLETIN AUTHORS

1. Papers submitted to the "TAPG BULLETIN" should meet at least one of the following criteria:

a) Original study in one oil the subdisciplines of earth science, especially oil, natural gas and geothermal energy explorations.

b) Study which has original results obtained by using the scientific methods of earth sciences.

c) Critical reviews of previously published papers, especially on oil, natural gas and geothermal energy.

d) Discussions of all and/or part of papers published in the last TAPG Bulletin are encouraged, and are published as soon as possible along with the authors reply.

2. The TAPG Bulletin is published twice a year in June and December.

3. Languages of the TAPG Bulletin are Turkish and English. Papers written in English must have a Turkish abstract after the English abstract. Turkish abstract of papers in English will be prepared by TAPG if necessary.

4. Author(s) must submit a statement indicating that the paper has not been previously published in any bulletin, journal, etc..

5. All rights of papers reserved for the Turkish Association of Petroleum Geologists. If a paper is not accepted by the Editorial Board it will be sent back to the author(s).

6. Three (3) copies of manuscript must be submitted (one must be original).

7. English translation of titles and abstracts of papers in Turkish must be included. Addresses of author(s) should be written in the original language without any abbreviation, and any professional title. Addresses must be placed right after the title and authors name.

8. Papers are arranged accordingly:

TITLE (Turkish and English)

AUTHOR(S)

ABSTRACT

(no more than 300 words, key words must be given, Turkish and English)

INTRODUCTION

TEXT

DISCUSSION (if necessary)

CONCLUSIONS

ACKNOWLEDGMENTS (if included)

REFERENCES

Only the references mentioned in the paper should be given in the references cited section.

Examples are shown below: .

a) For papers in journals, serials, society proceedings, etc;

Yalcin, N. ve Welte, D., 1988, The thermal evolution of sedimentary basins and significance for hydrocarbon generation: Turkish Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 1, no. 1, pp. 12-26.

b) For symposium, special publication, book, thesis, etc;

Debois, D. and Prade, H., 1988, Possibility theory: New York, Plenum Press, 263 s.

Yilmaz, E. ve Duran, O., 1997, Güneydodu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokon Birimler Stratigrafi Adlana Sözlüğü (Leksikonu): TPAO Araştırma Merkezi Grubu Başkanlığı, Eğitim Yayınları No. 31, 460 s.

Kuru, F., 1987, Mardin-Derik yöresi Üst Kretase yaşlı birimlerinin planktonik foraminiferalarla biyostratigrafi incelemesi: Yüksek lisans tezi, Ankara Üniversitesi Fen Fakültesi, Ankara, 107 s.

Kozlu H., 1987, Misis-Andırın dolaylarının stratigrafisi ve yapısal evrimi: 8th Petroleum Congress of Turkey, Geology Proceedings, Ankara, pp. 104-116.

Same author's name must be written for each paper. Abbreviations must be avoided. If necessary, they should be in accordance with standards and abbreviations listed in "International list of Periodical Title Word Abbreviations" can be used.

APPENDIX

9. “Figures” and “Tables” may be placed in the text but **“Plates”** must be placed in the Appendix.

“FIGURES”

All maps
All sections
Correlations
Fields Photos

“TABLES”

Graphics
Equations
Mathematical equations

“PLATES”

All photomicrographs. Photomicrographs must be mentioned as **“Figures”**, instead of **“Photos”**, **“Figure”** and **“Şekil”** words should not be abbreviated, and should begin with a capital letter. **“F”** and **“Ş”** letters in words of **“Figure”** and **“Şekil”** must be lined up. After the figure number the colon of **“.”** must be used.

10. Manuscripts are limited to 40 pages including **“Figures”**, **“Tables”**, and **“Plates”**. However TAPG Executive Committee has a right to modify this regulation.

11. Manuscripts must be typed on one side of the paper. 29.7x21 cm (A4), consistently double spaced (including references and figure captions), with only one space after periods.

12. All illustrations (figures, tables and plates) should be sent in black and white or color (no larger than 155x215 mm) in CD, disquette or by email in one of the following formats: doc, xls, ppt, cdr, psd, jpg, bmp, tif, fh9. We prefer to receive word, excel, power point, adobe photoshop, corel draw, corel photo paint and freehand programs. All illustrations should have scale bar. Photographs should be in good quality printed on glossy paper. Colored figures can not normally be accepted unless the reproduction cost is met by author(s). Figures should be submitted in final size to fit one or two columns **“TAPG Bulletin”** width, or broadside.

13. Manuscripts are reviewed by managing editor and publication board members for the suitability to be published. Manuscripts will be edited by two members of Editorial Board for the scientific content and the results of its geological application. Editors will be chosen by the managing editor and publication board.

14. Disagreements between authors and the editors will be resolved in the meeting by the managing editor(s). The final decision will be made on common vote bases.

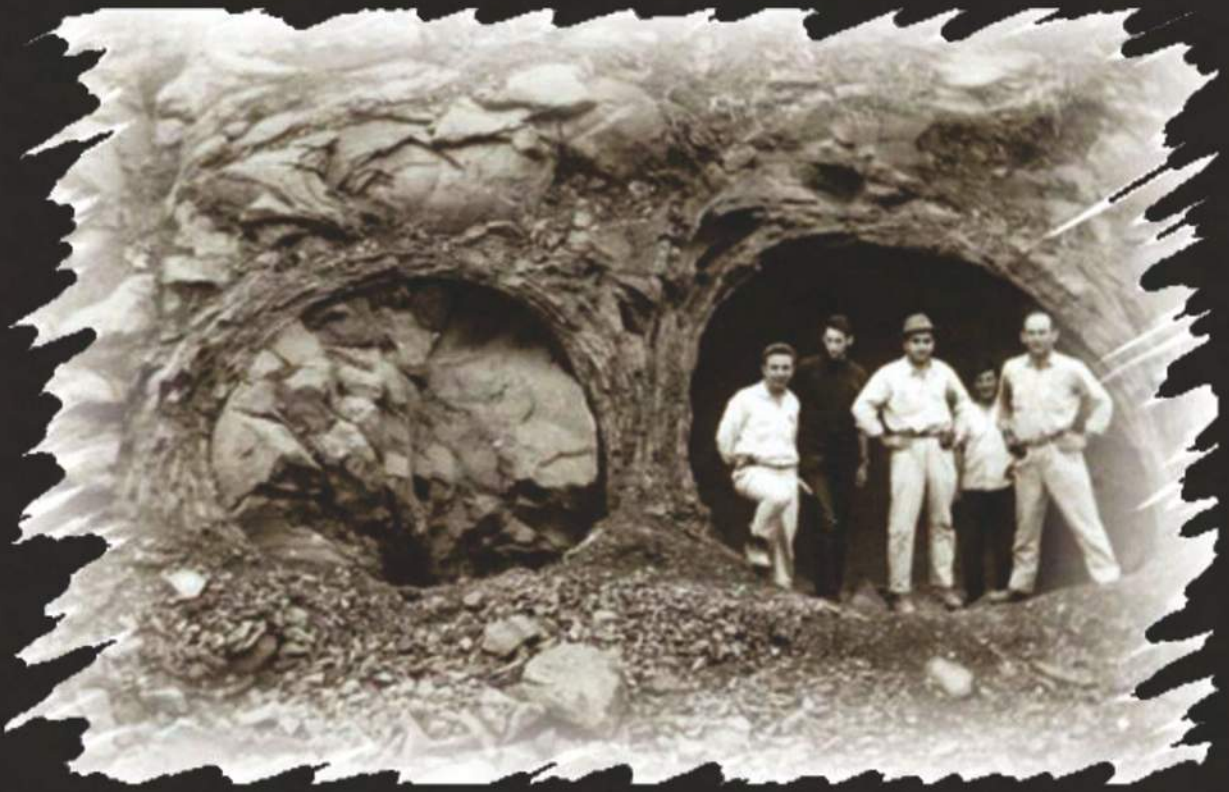


Kazım Karabekir Caddesi Kültür Çarşısı No:7/40 İskitler, Ankara-Türkiye
T. 90312. 384 06 04 - 05 F. 90312. 384 06 10
www.majansofset.com

Basım Tarihi: Ağustos 2010



TURKISH ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS



EYES UPON YOU

TAPG - TURKISH ASSOCIATION of PETROLEUM GEOLOGISTS
İzmir Caddesi II, No:47/14 06440 Kızılay - ANKARA / TÜRKİYE
Tel: 90 312. 419 86 42 - 43 Faks: 90 312. 285 55 66
E-mail: tpjd@tpjd.org.tr - tpjd@tpjd.org