

TPJD BÜLTENİ

TÜRKİYE PETROL JEOLOGLARI DERNEĞİ

TAPG BULLETIN

TURKISH ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS



Cilt: 20

Sayı: 1

Haziran 2008

Volume: 20

No: 1

June 2008



Kapak Resmi: Maastrichtiyan yaþlý rudist resifi, Dodurga Yaylasý-Duraðan Ýlçesi kuzeyi-SÝNOP
(Foto: Erhan YILMAZ, 2009).

Cover Photography: Maastrichtian Rudist reef, Dodurga Yaylasý-North of Duraðan town-SÝNOP
(Photo by Erhan YILMAZ).

TPJD BÜLTENÝ

TAPG BULLETIN

ISSN: 1300-0942

Cilt: 20 Sayý: 1 Yýl: 2008



Volume: 20 Number: 1 Year: 2008

Türkiye Petrol Jeologlarý Derneği'nin yayýn organýdýr.
The offical publication of Turkish Association of Petroleum Geologists

Yýlda iki kez yayýnlanyýr.
Published two times a year.

Yayýn dili Türkçe/Ýngilizcedir
Publication language is Turkish/English

TPJD YÖNETÝM KURULU/TAPG EXECUTIVE COMMITTEE

Ýsmail BAHTÝYAR	Baþkan/ <i>President</i>
Erhan YILMAZ	2. Baþkan/ <i>Vice President</i>
A. Çetin GÜRCAN	Yazman/ <i>Secretary</i>
Cem KARATAÞ	Sayman/ <i>Treasurer</i>
Osman ER	Üye/ <i>Member</i>
Ahmet ÇAPTUÐ	Üye/ <i>Member</i>
M. Bülent ERCENGÝZ	Üye/ <i>Member</i>

EDÝTÖR/EDITOR

Erhan YILMAZ

TPJD ADINA SAHÝBÝ

EXECUTIVE DIRECTOR

Ýsmail BAHTÝYAR

YAZIÞMA ADRESÝ

CORRESPONDENCE ADDRESS

Ýzmir Cad. II, NO: 47/14 06440 Kýzýlay-ANKARA/TÜRKÝYE
Tel : (90 312) 419 86 42 - (90 312) 419 86 43 Fax : (90312)285 55 60
e-mail : tpjd@tpjd.org

ÝNCELEME KURULU EDITORS

Ahmet GÜVEN	TPAO
Ahmet Sami DERMAN	TPAO
Ali SARI	AÜ
Alper KARADAVUT	TPAO
Asuman TÜRKMENOÐLU ODTÜ	
Atilla AYDEMÝR	TPAO
Baki VAROL	AÜ
Coþkun NAMOÐLU	TPAO
Erhan YILMAZ	TPAO
Fuat ÞAROÐLU	MTA
Hakký GÜCÜYENER	KARKÝM
Haluk ÝZTAN	TPAO
Ý. Ömer YILMAZ	ODTÜ
Ýbrahim ÇEMEN	O.S.U
Ýsmet SÝNCER	TPAO
Kadir DÝRÝK	HÜ
Kadir GÜRGEY	MERTÝ ENERJÝ
M. Arif YÜKLER	FRONTERA
Mehmet ALTUNBAY	BAKER HUGHES
Mehmet ÖZKANLI	TPAO
Mustafa Ali ENGÝN	TPAO
Namýk YALÇIN	ÝTÜ
N. Bozkurt ÇÝFTÇÝ	TPAO
Neil HURLEY	SCHLUMBERGER
Nuri TERZÝOÐLU	TPAO
Phil BASSANT	CHEVRON
Salih SANER	K.F.U.of P. and M.
Tansel TEKÝN	TPAO
Uðraþ IPIK	TPAO
Veysel IPIK	AÜ
Volkan Þ. EDÝGER	CUMHURBAÞKANLIÐI
Yücel YILMAZ	KHÜ
Zühtü BATI	TPAO

Ö N S Ö Z

Ülkemizin Karadeniz Ekonomik İşbirliği Örgütü dönen bağıkanlılığı sürecinde, Türkiye Petrol Jeologları Derneği olarak, kuruluş amaç ve sorumluluklarımıza doğrultusunda, petrol ve doğalgaz sektöründe öncü ve aktif rolümüzü bir kez daha ortaya koyup, bir ilk olma özelliğini taşıyan "Karadeniz Petrol ve Gaz Zirvesi"ni 05-07 Eylül 2007 tarihleri arasında İstanbul'da düzenledik. Çoğu uluslararası katılımcı 300 civarında üst düzey delegasyon, 60 civarında davetli konukmacı zirvede Karadeniz'in petrol ve doğalgaz potansiyeli, arama stratejileri, derin deniz arama teknolojileri ve bu faaliyetlerin çevresel etkileşimini ayrıntılı olarak tartıbmýplardır. Zirve esnasında, kamu ve özel sektör olmak üzere birçok iş geliptirme projesine imza atýlmýbtýr.

Zirve'nin son gününde Karadeniz Ekonomik İşbirliği Örgütü Enerji Komisyonu alt çalýþma grubu olan Petrol ve Gaz Çalışma Grubu toplantısı düzenlenmiptir.

Türkiye Petrol Jeologları Derneği, yarım asýrlık deneyiminin doðal sonucu olarak Karadeniz'in hidrokarbon arama, üretim ve taþýmacılık açısından önemini bilinci içerisinde *Enerji Daðýtým Aðýnýn Merkezi*'olma sürecini yaþayan ülkemiz, bu konuda sahip olduğu stratejik ve jeopolitik konum, tecrübe ve istikrar unsurlarıyla, her geçen gün daha da önem ve güven kazanmaktadır. Bununla beraber her yıl bütçede milyarlarca dolar yer tutan petrol ve doğal gaz giderlerinin kendi öz kaynaklarımıza karþýlanabilmesi noktasında Karadeniz'in hidrokarbon potansiyelinin de belirlenmesi önem taþýmaktadır.

Son dönemde, özellikle ülkemizin sýnýrlarý içerisinde, Batý Karadeniz sularında yer alan yeni sahalarýn keþifinde dernek üyelerimiz ön planda rol oynamýplardır. Bu sürecin hızlanması ve buna bağlı olarak ülkemizin komþu ülkelerle bilgi ve teknoloji alýþverişinin hızlanması, mevcut işbirliği bağlılarının güçlenmesi ve yeni işbirliği olanaklarının ortaya çýkarýlmasý bakımýndan uluslararası bir platform oluþturulan böylesi bir organizasyonun KEÝ dönen baþkanlığýnda, Türkiye'de yapýlmasý büyük önem arz etmektedir. Ancak, asýl hedef Karadeniz'e komþu olan tüm ülkelerle birlikte Karadeniz'in hidrokarbon potansiyelini ortaya çýkarmak, bölge halký ortak çýkarlarý doğrultusunda kullanmaktýr. Bu kapsamda, zirve, uluslararası petrol şirketleri için Karadeniz'e kýyýsý bulunan ülkelerle iliþkiler kurmak ve/veya bu ülkelerde yatýryý yapmak amacıyla önemli bir buluþma noktasý olmuþtur.

**TÜRKÝYE PETROL JEOLOGLARI DERNEÐÝ
YÖNETÝM KURULU**

ÝÇÝNDEKÝLER CONTENTS

Modeling of Enhanced Coalbed Methane Recovery in a Coalbed at Zonguldak Basin <i>Zonguldak Sahasýndaki Bir Kömür Yataðýndan Geliptirilmþ Metan Gazý Üretimi Modelleþmesi</i> Çaðlar Sýnayuþ ve Fevzi Gümrah1
Zonguldak Havzasý Karbonifer Kömürlerinde Kömür Kökenli Doðal Gazýn Depolanmasý ve Kontrol Parametreleri <i>Gas Adsorption Capacity of Carboniferous Coals in the Zonguldak Basin (NW Turkey) and its Controlling Factors</i> Gülbin Gürdal ve Namýk Yalçýn9
Yüksek Güvenilirlikli, Ayrýmlýklý Vibroismik veri Toplama Yöntemi <i>High Fidelity Vibratory Seismic Data Acquisition Method (HFVS)</i> H. S. Baþar, B. Ecevitõlu, O. Gureli ve Y. Sakallýoðlu25
Pore Pressure Profiles of Several Gas Producing Fields in Thrace Basin, NW Turkey <i>Trakya BasenÝnde Gaz Üreten Üç Sahanýn Gözenek Basýncý Profilleri</i> Armaðan Derman and Çetin Gürçan37
Türkiye Petrol Jeoloðlarý Derneði Bülteni Yazým Kurallarý47
Instructions to TAPG Bulletin Authors49

MODELING OF ENHANCED COALBED METHANE RECOVERY IN A COALBED AT ZONGULDAK BASIN

ZONGULDAK SAHASINDAKÝ BÝR KÖMÜR YATAÐINDAN GELÝPTÝRÝLMÝÞ METAN GAZI ÜRETÝMÝ MODELLENMESÝ

Çaðlar SINAYUÞ ve Fevzi GÜMRAH

Petrol ve Doðal Gaz Mühendisliði Bölümü, ODTÜ, Ankara

ABSTRACT

Zonguldak Coal Basin is one of the Turkey's important coal resources. The basin has been divided into three leases. These are named as Armutçuk, Zonguldak and Bartýn-Amasra. Since the coal seams in Bartýn-Amasra field are found relatively deeper parts of the basin comparing to other leases, this basin was not studied detailed enough yet.

In this study a part of the Bartýn-Amasra basin is found convenient for enhanced coalbed methane recovery. The lithologic information taken from the Zonguldak TKI were examined and the depths of the coal seams and the locations of the wells were visualized to perform a reliable correlation between seams existed in the area. According to the correlations, 63 continuous coal layers were found.

A statistical reserve estimation of each coal layer for methane was made by using Monte Carlo simulation method. Uncertainty is an important parameter in risk analysis, for this reason the results were determined at probabilities of P10, P50 and P90.

Enhanced coalbed methane recovery was simulated at a selected coal layer by using CMG-GEM module. Besides the increase in estimated primary recovery, the sequestration of carbon dioxide is also important. The effects of adsorption, cleat spacing, compressibility, density, permeability, porosity and water saturation parameters were examined in enhanced coalbed methane recovery by the simulations.

ÖZ

Zonguldak Kömür Yataðý Türkiye'nin en önemli kömür kaynaklarından birisidir. Yatak üç bölüme ayrýlmýþtýr. Bu bölümler Armutçuk, Zonguldak ve Bartýn-Amasra olarak adlandýrýlmýþtýr. Bartýn-Amasra sahasýndaki kömür madenleri göreceli olarak diðer bölgelere göre daha derinde olduðundan þimdiye kadar detaylý olarak incelenmemiþtir.

Bu çalýþmada Bartýn-Amasra sahasýný bir bölümü ikincil kömür yataðý gazý üretimi için uygun bulunmuþtur. Türkiye Taþ Kömürü Ýþletmelerinden alýnan litolojik bilgiler kullanýlarak kömür madenleri arasýnda damalarýn derinlikleri ve kuyularýn yerleri öлekli olarak görsel hale getirilmþ ve korelasyon yapýlmýþtýr. Yapýlan korelasyona göre devamlýlýðý olan 63 adet damar belirlenmiþtir.

Monte Carlo simülasyon metodu kullanýlarak bu damalarýn her birinde metan için istatistiksel rezerv tahmini yapýlmýþtýr. Bu tip risk analizi çalýþmalarýnda belirsizlik önemli bir faktördür. Bu yuzden sonuçlar P10, P50 ve P90 olasılık ihtimallerine göre belirlenmiþtir.

CMG-GEM Modülü kullanýlarak karbon-dioksit ile ikincil kömür yataðý gazý üretimi seçilmþ olan bir damar modellenerek gerçekleþtirilmiþtir. Karbon-dioksit basýlmasý birincil metan üretimini artýrmásýna yanýsýra karbon-dioksitin bertaraf edilmesi açýsýndan da önemlidir. Yapýlan simülasyonlar ile kömürün adsorplama, çatlak aralýðý, sýkýþtýrlabilirlik, yoðunluk, geçirgenlik, göznekliði ve su doymuþluðu parametrelerinin etkileri incelenmiþtir.

INTRODUCTION

The increase in the demand of natural gas in Turkey leads to search for alternative natural gas reserves. Coalbed Methane potential of the Zonguldak Basin was investigated by Serpen and Alpkaya (1998). They used only the amount of hard coal reserves together with the methane content of the coals due to lack of additional information required to estimate gas in place volumetrically. However, in order to accurately plan the methane production and carbon dioxide injection for enhanced methane recovery, a correlation study should be done.

Another key step in analyzing a coalbed methane reservoir is to estimate the gas in place. Methane can be found in coal matrix as adsorbed state or in cleats as free gas. There are mainly two gas in place estimation method; volumetric method and material balance method. The selection of the method depends on the information in hand. Since there are no production data available for the Amasra District, the only possible method for gas in place calculation is the volumetric method.

The most famous method of risk analysis, Monte Carlo Simulation was used to estimate gas in place in Amasra District.

The sequestration of CO₂ into depleted oil or gas reservoirs, aquifers or coal beds became very powerful alternatives in recent years with the increasing need for the remediation of climate change effects of CO₂. Besides their high adsorption capacities for CO₂, coalbeds are very important sources for methane production. The injection of CO₂ enhances the methane production.

The methane production and effects of CO₂ injection in one of the Amasra coal seams were modeled in this study. The modeling of enhanced coalbed methane production requires some additional abilities; such as shrinkage and swelling effects, compositional simulation, dual porosity and adsorption/desorption properties. CMG's GEM simulator is capable of simulating such a case.

The coal properties are directly related with the gas in place amount and the production period. The results of the change in these properties were also determined.

CORRELATION STUDY

Zonguldak coal basin is divided into three main districts named as Armutcuk, Zonguldak and Amasra respectively from west to east (Figure 1). The Zonguldak district is also subdivided into three mining districts; Kozlu, Uzulmez and Karadon.

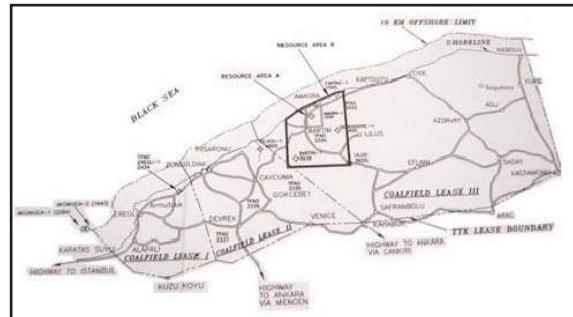


Figure 1. Zonguldak Basin districts.

The coal bearing formations from older to younger are Alacaaðý (Namurien), Kozlu (Westfalien A) and Karadon (Westfalien B, C, D) formations. Nearly 90% of coal production is done from Kozlu Formation. However, because the Kozlu Formation seams are found in deeper parts in Amasra District, the coal production is done from Karadon Formation coal seams. Therefore, the Amasra District is the least studied, but selected as the most convenient region for enhanced coalbed methane production for this study.

A part of the Amasra District named as Resource Area A is the region where the well density is high. The wells in this region are shallow and they are aimed to collect information for only coal mining needs. The correlation study was done using the lithologic information obtained from the 116 wells found in this area. The coordinates, elevation of the wells and the depths of coal layers were examined in detail in order to make an accurate correlation of the coal layers.

The Resource Area A has divided into nine west to east horizontal areas and five south to north, vertical areas (Figure 2).

The information taken from the wells were visualized using the Macromedia Flash software in scale (Figure 3).

The locations of the wells were also placed accurately on the diagram, so that the

overall view of the area is obtained. In Figure 4, an example is shown which is the (A-A') west to east area. Using the coal thicknesses, coal depths, coal layer angles and formations between coals, 63 continuous coal layers were determined. The correctness of the correlations of these coal layers was checked by the locations of the faults and the location of the Piferton Layer; a guide layer found in between Karadon and Kozlu formations.

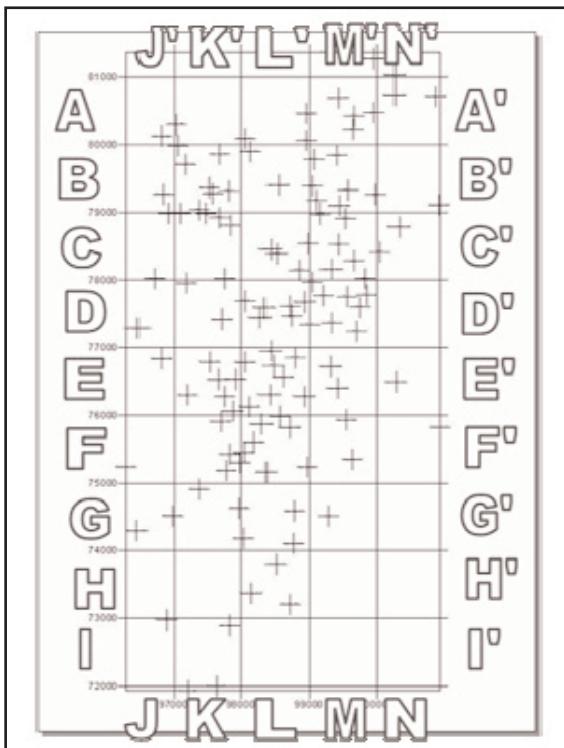


Figure 2. Resource area A.

RISK ANALYSIS

In order to estimate the gas in place calculation for coal bed reservoirs accurately, the data used for calculation should also be accurate. However, the heterogeneities of the reservoir and the unavailability of the test lead us to specify the data in between some ranges. This is the probabilistic way of estimation gas in place.

The volumetric gas in place calculation is done using the following equation:

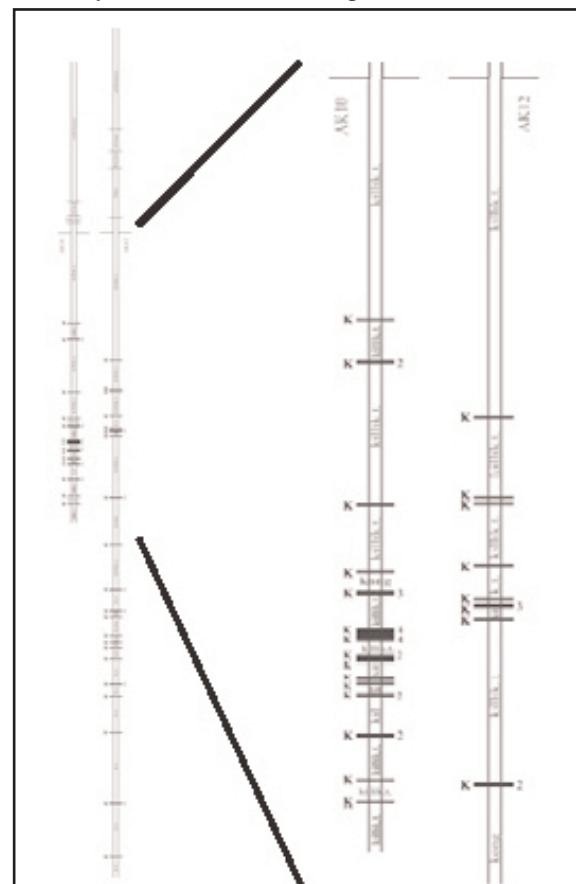
$$G_i = Ah \left[\frac{43560\phi_f(1-S_{wfi})}{B_{gi}} + 1.359C_{gi}p_c(1-f_a-f_m) \right] \quad (1)$$

where G_i , A , h , ϕ_f , S_{wfi} , B_{gi} , C_{gi} , p_c , f_a , f_m are gas in place at initial reservoir conditions (Mscf), area (acre), coal thickness (ft), effective porosity (fraction), interconnected fracture water saturation (fraction), gas formation volume factor at initial pressure (Mscf/rcf), initial sorbed gas concentration (scf/ton), pure coal density (g/cc), average weight fraction of ash (fraction) and average weight fraction of moisture (fraction) respectively (Saulsberry et al, 1996).

This equation includes both the gas found in the micro pores of the matrix and gas at the cleats. In a coal reservoir almost 90% of the gas is found as adsorbed in the matrix. Of course this amount depends on the coal characteristics.

Area

The areas of layers are determined by using a planimeter. The outer bounds of the coal layer were drawn using the exterior wells



as the corner points. The area determined by this method is accepted as the minimum area. The maximum area is estimated as the area of the rectangle that includes all the wells of the layer.

Total area of the Amasra District or the sum of the each 63 layers is calculated as 18270 acres. If the maximum area estimation method is used, this area reaches to 33312 acres.

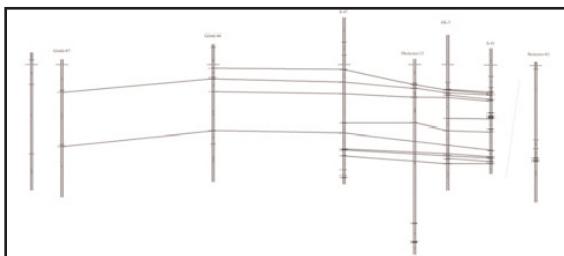


Figure 4. Correlations of the coal layers in area A-A'.

Coal Thickness

The thicknesses of the coal seams vary in the reservoir. The minimum and maximum thicknesses estimated using the thickness data from the wells found in the layer.

Fracture Porosity

Cleat or fracture porosity of the coal reservoirs are lower than the conventional gas reservoirs. The cleats are not the storage area for the gas both a pathway from the matrices to the wells. The porosity is estimated 0.01, 0.02 and 0.06 for minimum, most likely and maximum cases respectively according to the literature survey.

Water Saturation

Although in general the coal reservoirs are water saturated, coal seams are dry in Amasra District. Therefore a constant water saturation of 0.01 is taken.

The pressure gradient for the coal reservoirs are changing from 0.1 psi/ft to 0.9 psi/ft. However, in general the reservoir pressures are calculated by using water pressure gradient, 0.43 psi/ft whenever the reservoir is water saturated. In Amasra, because of the low water saturation, 30% of the water pressure gradient is used to determine the initial reservoir pressure (Hoch 2005).

Formation Volume Factor

The formation volume factor is a function of specific gravity of the gas, reservoir temperature and the pressure. The specific gravity of the gas can be calculated from the apparent molecular weight by using the composition. The specific gravity of the gas is calculated as 0.6.

If the reservoir temperature is assumed to be constant as measured 94 °F and the gas specific gravity is taken as 0.6, then the gas formation volume factor becomes only a function of pressure.

Initial Sorbed Gas Concentration

Methane adsorption characteristics of coal reservoirs are determined by adsorption tests. The Langmuir Isotherms can be drawn by using the data of adsorption tests. The maximum amount of gas can be adsorbed is called as the Langmuir volume and the pressure at the half of the Langmuir volume is called as Langmuir pressure.

There exist two adsorption tests done for the coal samples taken at different depths from a well found in Amasra. The Langmuir Volume and Langmuir Pressure values determined from these tests are 10.30 scm/ton, 2.227 Mpa and 14.06 scm/ton, 9.904 Mpa respectively. The differences between these values show that the adsorption characteristics change from coal to coal.

The following Langmuir equation is used to estimate the minimum and maximum adsorbed gas content at the pressures calculated from the average coal layer depth:

$$V = \frac{V_m P}{(P+P_m)} \quad (2)$$

where V , V_m , P , and P_m are adsorbed gas content, Langmuir volume, initial pressure and Langmuir pressure.

Coal Density

The density of the Amasra coal is around 1.54 g/cc according to TTK. However, from the literature it was seen that it has a range of 1.29 g/cc to 1.83 g/cc.

Ash and Moisture Content

The ash and moisture contents of a coal can be found by a proximate analysis. The results for the Amasra coals are shown in the Table 1. Normal distribution is used for the estimation of ash and moisture content values.

Table 1. Ash and moisture content.

% Ash	% Moisture
23.92	6.20
17.71	8.50
8.20	6.25
9.08	5.86
8.87	4.79
12.00	4.75
5.98	5.51
11.71	6.64
2.42	5.85

The mean and standard deviation are calculated as 0.1110, 0.0641 respectively for ash content and 0.0604, 0.0112 for moisture content in units of weight fraction.

Monte Carlo Simulation

@Risk Software was used to make the risk analysis study. This software uses the Monte Carlo Simulation method to estimate the result using the given parameter ranges. The parameters were estimated and the gas in place calculated according to Equation 1 repeatedly until the simulation size reached. After 5000 times the change in the results was very low, therefore the simulation size was determined as 5000. The simulation was done for each layer. The results are given in Tables 2 and 3 for the Amasra District Resource Area A.

Gas in place values for P10, P50 and P90 have 90%, 50% and 10% uncertainties respectively. The increase in uncertainty resulted in the higher values of gas in place.

MODELING OF CO₂ SEQUESTRATION WITH A SIMULATOR

Layer 26 was selected as an example layer among the correlated 63 layers. Although the depth of the coal layer is around 540 meter and the layer is found in Karadon

Formation, the number of the wells and the big surface area make it a good example layer to study. There are 34 wells passing through Layer 26.

Table 2. Deterministic estimation of gas in place.

Gas in place billions scf	Cleats	Adsorbed	Total
Minimum	0.890	13.428	15.285
Average	5.236	44.826	50.062
Maximum	19.199	119.509	132.007

Table 3. Probabilistic estimation of gas in place.

Gas in place billions scf	Cleats	Adsorbed	Total
P10	8.795	65.772	72.971
P50	4.702	42.626	47.744
P90	2.431	26.931	30.462

Preparation of Input Data File

The gridding of the reservoir was done using Surfer software. The width and length of the reservoir is 3233 m (10604 ft) and 6097 m (19998 ft) respectively. The reservoir was divided into 127 rows and 68 columns which give a total of 8636 grids. Each grid block has a constant width and length of 48 m (160 ft).

The thickness values of the coal layer were distributed to all of the grids. The formation tops (depths) were also input for each grid. Dual porosity option was selected which means each grid block has a matrix and a fracture porosity.

Because of the shape of the reservoir some of the grid blocks were defined as null blocks. These blocks do not participate in any of the simulator's calculations.

The pressure distribution was done according to depth information. Since the reservoir is dry, 30% of water gradient of 0.433 psi/ft (0.129 psi/ft) was used to calculate the initial reservoir pressures. Figure 5 shows the pressure distribution and the active blocks in the reservoir.

Porosity, permeability, cleat spacing, coal compressibility, relative permeability, coal

Modelling of Enhanced Coalbed Methane Recovery....

density and adsorption parameters were also required as input data file. Since the coal layer belongs to Karadon formation, methane adsorption parameters for this formation were used. Carbon dioxide adsorption parameters were estimated according to methane adsorption test values.

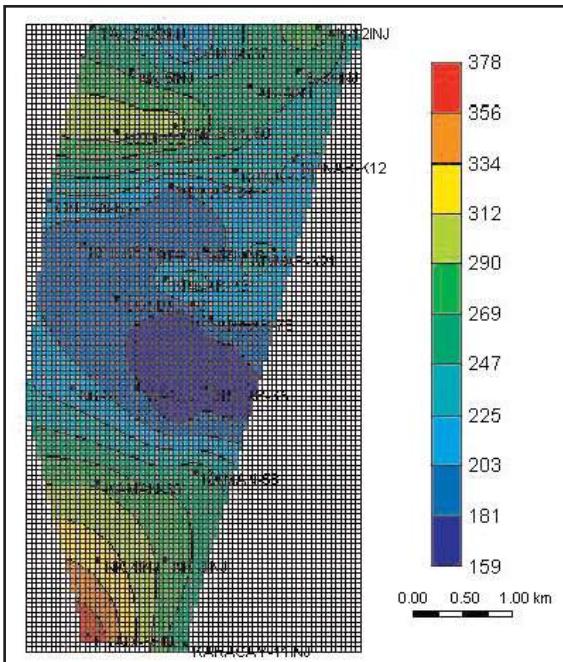


Figure 5. Pressure distribution in layer 26, psi.

Simulation

The locations of the wells and the injection/production rates are very important for the effective production of the resources. In this study the main aim was to simulate the enhanced methane production and to determine the effects of parameters. Therefore only the available wells were used. The injection wells were located to the north and south parts of the reservoir where the depths are higher, so that injected CO₂ can push the lighter methane to the production wells at the central and higher parts.

The CO₂ injection rate held constant throughout the simulation period at 30 Mscf. The production wells were constrained with minimum bottomhole pressure of 50 psi.

Since the reservoir is dry, there is no need to initial water discharge period. Carbon dioxide can be injected as soon as the Methane

production starts. Injected CO₂ reaches to the production wells after a while. Although continuing the production leads to higher methane production, the main aim is to sequester the CO₂. Therefore the production was ceased at the wells which CO₂ breakthrough occurs.

In this study, the injection of the CO₂ continued 100 years. The positive effects of enhanced coalbed methane recovery can be seen from Table 4 and Figure 6.

The reservoir pressure starts to increase after the methane production rate declines (Figure 7).

Table 4. Production and injection data.

	CBM	ECBM
Cum. CH ₄ Prod., billions scf	2.64	3.24
Cum. CO ₂ Inj., billions scf	-	9.87
Cum. CO ₂ Inj., MM tone	-	0.52
CH ₄ Recovered, % of IGIP	73.15	89.55

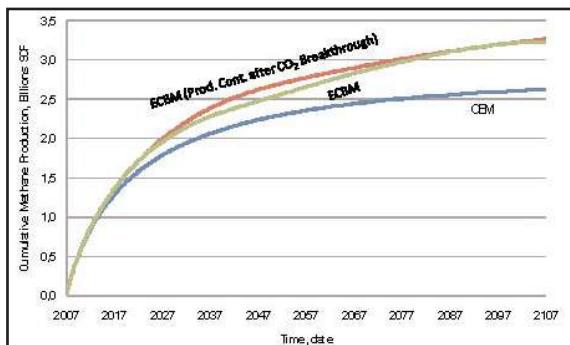


Figure 6. Effect of CO₂ injection on methane production.

Effect of Cleat Permeability

Cleats are the pathways between the matrix and the production wells. Therefore the change in cleat permeability affects the both the amount of the methane produced and the production rates (Figure 8). The injection rates should also be constrained for low cleat permeability.

Effect of Cleat Porosity

Some of the gas in place is found in the cleats as a free gas. Therefore, the cleat porosity changes the amount of free gas. However, methane recovery values of 88.2%,

89.6% and 90.0% for high, normal and low porosity show that the effects are minimal for production rates (Figure 9).

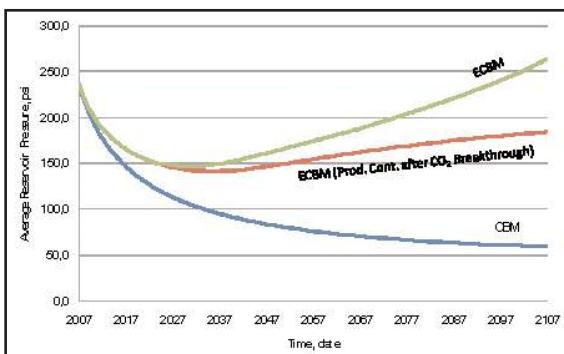


Figure 7. Effect of CO_2 injection on reservoir pressure.

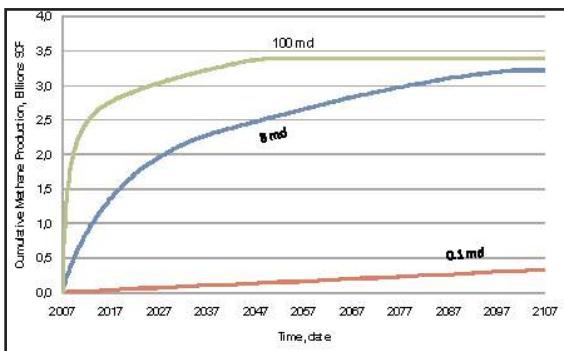


Figure 8. Effect of cleat permeability on CH_4 production.

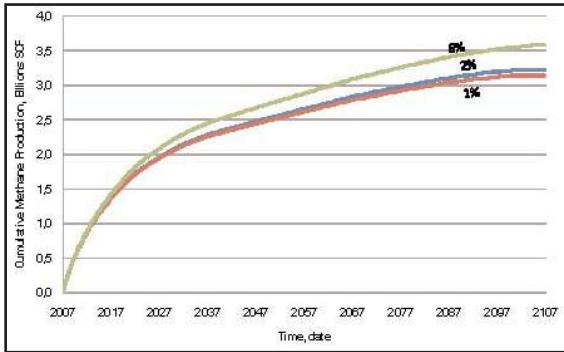


Figure 9. Effect of cleat porosity on CH_4 production.

Effect of Coal Density

The main effect of density change is on the amount of methane can be adsorbed. The increase in coal density also causes an increase in the amount of adsorption (Figure 10).

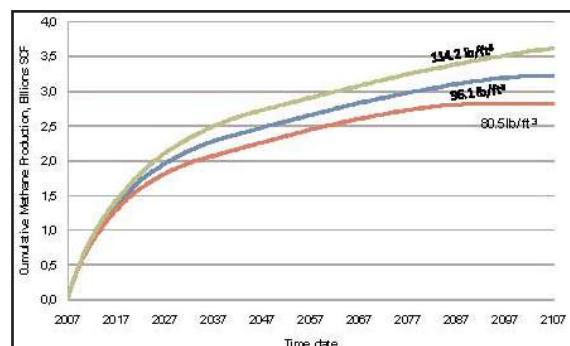


Figure 10. Effect of coal density on CH_4 production.

CONCLUSIONS

The coal seams in Amasra region are convenient for enhanced coal bed methane production. Because they are deep and there are no water saturation. However, the correlation study showed that the continuity of the seams is not so good. The coal seams are correlated by using only the lithologic information in hand.

Risk analysis shows that there is nearly 48 billion scf methane in place according to 50% uncertainty in resource area A of Amasra District.

The effects of some parameters were studied with a compositional simulator. The change in cleat permeability affects the both the amount of the methane produced and the production rates. Methane recovery values for high, normal and low porosity show that the effects are minimal for production rates. The increase in coal density also causes an increase in the amount of adsorption.

REFERENCES

- Serpen, U. and Alpkaya, E. N., 1998, Preliminary Investigation of Coalbed methane Potential of the Zonguldak Basin in Turkey: SPE 39985.
- Hoch, O., 2005, The Dry Coal Anomaly-The Horseshoe Canyon Formation of Alberta, Canada: SPE 95872.
- Saulsberry, J. L., Schafer, P. S. and Scharufnagel, R. A., 1996, A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering: Gas Research Institute, Chicago, U.S.A.

ZONGULDAK HAVZASI KARBONÝFER KÖMÜRLERÝNDE KÖMÜR KÖKENLÝ DOÐAL GAZIN DEPOLANMASI VE KONTROL PARAMETRELERY

GAS ADSORPTION CAPACITY OF CARBONIFEROUS COALS IN THE ZONGULDAK BASIN (NW TURKEY) AND ITS CONTROLLING FACTORS

Gülbin GÜRDAL^{*} ve Namýk YALÇIN^{*}

^{*} Çanakkale 18 Mart Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 17100 ÇANAKKALE

^{*} Ýstanbul Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, TR-34850, Avcýlar-ÝSTANBUL

ÖZ

Bu çalýþmanýn amacý Zonguldak havzasý Karbonifer kömürlerinin gas depolama kapasitelerinin ve bu kapasiteyi kontrol eden parametrelerin belirlenmesidir. Humik kökenli havza kömürleri, yüksek-orta uçuculu bitümlü kömür sýnýfýnda yer almaktadýr ve orta-iyi kaliteli bir gaz ana kaya potansiyeline sahiptir. Kömürlerin gaz depolama kapasitelerini belirlemek için CO_2 gaz adsorpsiyon ölçümleri gerçekleþtirilmiþtir. Adsorpsiyon izotermeleri, BET, Langmuir, Dubinin-Raduschkevich ve Dubinin-Astakhov izoterm ebitlikleri kullanýlarak yorumlanmýþtýr. Kömürlerin C_Q gaz adsorpsiyon izotermeleri, mikrogözenekli yapıþlarda izlenen Tip I izotermini vermektedir. Kömürlerin adsorplama kapasiteleri V_{Lang} hacim deðerleri kullanýlarak deðerlendirilmiþtir. Bu deðer 5-36 cm^3/gr arasında deðiþmektedir. Kömürlerin ortalama mikrogözenek boyutları 0.71-0.8 nm dir. Adsorplama kapasitesini kontrol eden parametreler, özellikle mikrogözeneklilik, olgunluk, maseral bileþimi ve kömürlerin inorganik madde içeriðidir.

Anahtar Kelimeler: Zonguldak Havzasý, Kömürgazý, Gaz (CO_2) Adsorpsiyon Kapasitesi.

ABSTRACT

The aim of this study is the determination of the gas storage capacity and the factors influencing the storage capacity of the Carboniferous coal seams in the Zonguldak Basin. Investigated coals are typical humic coals rich in vitrinite and are high to medium volatile bituminous in rank. In order to determine gas storage capacity of coals, carbon dioxide gas adsorption isothermes are obtained. The obtained isotherms were interpreted using BET, Langmuir, Dubinin Radushkevich (D-R) and Dubinin Astakhov (D-A) equations. All the adsorption isotherms can be classified as Type I isotherm which is typical for the microporous solids. Langmuir monolayer gas volume is considered as the gas adsorption capacity of the coals. Respective values of the Langmuir monolayer gas volume vary between 5-36 cm^3/g at STP. The average equivalent micropore diameters vary between 0.71 and 0.80 nm. Variations in gas adsorption capacity is controlled especially with microporosity, rank, maceral composition, and inorganic component (ash) of coals.

Keywords: Zonguldak Basin, Coalbed Methane, Gas (CO_2) Adsorption Capacity.

GÝRÝÞ

Bilindiði gibi kömür, yapýsýndaki humik kökenli organik maddenin kömürleþme derecesine baðlý olarak gaz oluþturma potansiyeline sahiptir (Tissot ve Welte, 1984). Gaz oluþumu, kömürün kömürleþme derecesinin % 0.75 Ro vitrinit yansýma deðerine ulaþmasý ile baþlamakta ve artan olgulaþma ile kömürün % 2.0 Ro lýk vitrinit yansýma deðerine kadar devam etmektedir. Bu sürecin tamamýnda bir gram kömürden oluþan gaz miktarý 100 cm³'e ulaþabilmektedir. 'Kömür Kökenli Doðal Gaz' veya 'Kömür Gazý' olarak adlandýrýlan bu doðal gazýn % 95'den fazlasýný metan oluþturmaktadır (Jüntgen ve Klein, 1975). Kömür mikrogözenekli yapýsý ve buna baðlý büyük yüzey alaný nedeniyle oluþturduðu bu gazý kendi bünyesinde adsorpsiyon mekanizmasý ile depolayabilmektedir. Adsorplama kapasitesinin üzerine çýkýldýðý durumlarda, gaz formasyon suyu içerisinde erimekte ve/veya serbest gaz fazý olarak makro gözenek ve çatlaklıarda birikmektedir (Rightmire, 1984). Dolayýsý ile kömür gazýný birikmesindeki en önemli mekanizma adsorpsiyondur ve bu miktar kömürlerin; nem, kömürleþme derecesi, maseral bileþimi, gözeneklilik vb. özelliklerinin yanýsýra sýcaklık, basýnç ve hidrojeoloji gibi rezervuar kobullarýna baðlý olarak deðilþmektedir (Kim, 1977; Wyman, 1985; Levine, 1994).

Kömürde oluþan ve ilk olarak neden olduðu grizu patlamalarýyla bilinen ve iþletmecilik açýsýndan istenmeyen bu gaz potansiyelinin varlýðý, bilimsel çalýbmalar sonucu yeni bir boyut kazanmýþ ve deðerlendirilmeye baþlanmýþtýr. 1980'lerde ABD ve ardýndan Çin, Rusya, Kanada, Avustralya ve Polonya gibi ülkelerin kömür kökenli doðal gaz potansiyellerini ekonomik olarak üremeleri, bu yeraltı zenginliðinin önemini her geçen gün artýrmaktadýr (Rightmire, 1984; Su ve dið., 2005; Gentzis, 2006). Ülkemizde kömür kökenli doðal gaz potansiyeline sahip tek havza Zonguldak Havzasý'dýr. Havzanýn Karbonifer kömürleri, doðal gaz oluþturacak kömürleþme derecesine ulaþmýþ ve günümüzde kadar 75-200 cm³/g kömür std arasýnda kömür gazý oluþturmuştur (Yalçýn ve dið., 1994 ve 2002). Havza kömürleri, teknikler, derinlik ve damar özellikleri bakýmýndan üretim açýsýndan bazý dezavantajlara

sahip olsa da, kömürde oluþan ve birikebilen bu gaz ekonomik olarak deðerlendirilebilir niteliktedir. Dolayýsý ile ülkemizin doðal gaz ihtiyacýný karþýlanmasýnda ciddi bir alternatifdir (Yalçýn, 2005). Bir havzaný yerinde gaz miktarý; havzaný kömür miktarý, gaz oluþturma potansiyeli, adsorpsiyon kapasitesine baðlý depolama kapasitesi, gaz kayýplarýnýn miktarý ve üretim gibi parametrelerle kontrol edilir.

Bu çalýbmada esas olarak, Zonguldak Bölgesi kömürlerinin gaz depolama kapasiteleri ve bu kapasiteyi kontrol eden parametrelerin belirlenmesi amaçlanmýþtýr. Bununla birlikte, kömürlerin temel ve organik jeokimyasal özellikleri; kömürlerin karakterizasyonu ve bir gaz ana kayasý olarak deðerlendirilmesinde kullanýlmýþtýr. Kömürlerinin temel ve organik jeokimyasal özellikleri; kýsa ve elementel analiz, Rock-Eval Piroliz, TOC ölçümü ve organik petrografik analiz gibi enstrümental analiz teknikleri ile belirlenmýþtir. Kömürde oluþan gazýn gene kömürün kendi bünyesinde birikmesini ve üretimini kontrol eden petrofiziksel parametreler; adsorplama kapasitesi, yoðunluk, gözeneklilik ve yüzey alan deðerleri farklı analitik yöntemlerle belirlenmiþ ve deðerlendirilmiþtir.

MATERÝAL VE METOD

Ýncelenen kömür örnekleri, Zonguldak Havzasý'nýn Armutçuk, Zonguldak ve Amasra bölgelerindeki iþletmelerden ve havzada açýlmýþ kuyulardan alýnan el (31) ve karot (50) örnekleridir. Havzada iþletilen kömür damalarý, Karbonifer istifinin farklı seviyelerinde bulunmaktadır. Armutçuk bölgesinde Namuriyen ve Vestfaliyen A yaþlý kömür damalarý iþletilirken, Zonguldak Bölgesinde çýkartýlan kömürlerin hemen hemen tamamý Vestfaliyen A yaþlý, Amasra Bölgesi'nin iþletilebilir kömürleri ise Vestfaliyen A ve C yaþlýdýr. Havza genelinde gerçekleþtirilen örneklemede, örnekler aðýrlýklý olarak Zonguldak Bölgesi'nin iþletilen Vestfaliyen A yaþlý kömür damalarýna aittir. Örneklendirilen damar ve kuyulara ait bilgiler Tablo 1 ve gerçekleþtirilen analitik çalýbmalar sýnýr deðerleri ile birlikte Tablo 2'de verilmiþtir.

Çalýþma kapsamýnda, derlenen 81 adet kömür örneði üzerinde; ASTM (1983, 1991)

Tablo 1. Çalýþmada incelenen kuyu/damar örneklerinin tanýtýmý.**Table 1.** Identification of coal seam and borehole samples in this study.

ZONGULDAK HAVZASI					
Armutcuk Bölgesi Kuyu/Damar		Zonguldak Bölgesi Kuyu/Damar		Amasra Bölgesi Kuyu/Damar	
Kandilli 23 Çamlý 2A Çamlý 3	-----	K20K K20H	Büyük damar Sulu damarý Acýlýk damarý Çay damarý Akalýn damarý Alimolla damarý	Ak 7	Þafak Birinci Taþlý

standartlarýna uygun olarak kýsa analiz, 46 adet kömür örneðinde; Carlo-Erba Mode 1106 Elementel Analyser cihazý ile elementel analiz ve LECO C32 cihazý kullanýlarak toplam kükürt tayini yapýlmýþtýr.

Kömürlerin toplam organik karbon miktarý (TOC) ve Rock-Eval piroлиз parametreleri; LECO TOC Analyser ve Rock-Eval II Piroliz cihazý kullanýlarak belirlenmiþtir. Piroliz yöntemi olarak, Espitalie ve dið. (1977) tarafýndan geliþtirilmiş Rock Eval piroliz yöntemi kullanýlmýþtýr.

Kömürlerin maseral ve vitrinit yansýmasý ölçümüleri, tüm örneklerin hazırlanan parlatma biriketlerinde (500 noktada) Leitz Orthoplan/MPV-SP photometer tip mikroskop cihazý ile gerçekleþtirilmiþtir. Petrografik analizlerde International Committee of Coal Petrology (ICCP, 1971)'de verilen standart inceleme yöntemlerine uyulmuþ ve maseralerin sýnyflandýrýlmasýnda Stach ve dið. (1982)'de verilen bilgilerden yararlanýlmýþtýr.

Helyum ve civa yoðunluk ölçümünde Helium Pycnometer 1320 ve Auto Pore II 9220 ϕ Micromeritics cihazlarýndan faydalanylmýþtýr. Civa porozimetresi ölçümünde kontakt açý deðeri $\phi=140^\circ$ ve civanýn yüzey geriliði $\gamma=485$ dyn/cm olarað alýnmýþtýr. Analitik sonuçlar ayrýca örneklerin makro gözenek hacim ve açýk gözeneklilik gibi petrofiziksel parametrelerinin belirlenmesinde kullanýlmýþtýr.

Örneklerin gaz adsorpsiyon kapasiteleri tüm örneklerde, gaz-akýp kontrollu Gemini 2360 Analyser cihazý ile 195 °K'de CO₂ gazý kullanýlarak gerçekleþtirilmiþtir. Gaz akýp kontrollü ölçümeler, Gemini sisteminin bir parçasý olan Flow Prep 060 Degasser cihazý ile -

40+70 mesh boyutlarýna getirilmiş örneklerin, 130 °C de 6-10 saatlik bir süre boyunca aktivite edilmesinden sonra gerçekleþtirilmiþtir. 195 °K sýcaklıðýnda elde edilen izotermeler, göreli basýnç deðerlerinin 0.05<P/Po<0.35 aralýðýnda BET ve Langmuir ebitliði kullanýlarak yorumlanýlmýþtýr. Gaz adsorpsiyon ölçümüerde göreli basýnç (P/Po); gözeneklerin gaz ile dolmasý için uygulanan basýncýn (P), gazýn doygunluk basýnç deðerine (Po) olan oraný ile elde edilir. Hesaplamalarda CO₂'in doygunluk buhar basýncý 1430 mm (0.186 MPa) olarak alýnmýþtýr. Gemini bilgisayar çýktýsýnda; ölçüm alýnan noktalar için hesaplanmýþ BET, Langmuir tek tabaka hacim ve yüzey alan deðerleri ile toplam gözenek hacmi deðerleri bulunmak tadýr. Ayrýca 195 °K de 40 adet örnek için yinelenen ölçümlede; 0.031-0.62 P/Po göreli basýnç deðerlerinde alýnan ölçüm noktalarý, Dubinin-Radushkevich (D-R) ebitliði kullanýlarak yorumlanýlmýþtýr. Bu ebitlikle, kömürlerin mikro gözenek sistemine karþýlýk gelen adsorplama kapasite ve iç yüzey alan deðerleri hesaplanmýþtýr (Gregg ve Sing, 1982; Marsh, 1987).

Kömürlerin mikrogözenek boyut daðýlmýý, seçilen 7 adet kömür örneðinde 195 °K ve 273 °K sýcaklıklarýnda Dubinin-Astakhov (D-A) yaklaþýmý kullanýlarak belirlenmiþtir. 273 °K de gerçekleþtirilen ölçümlede CO₂'in doygunluk buhar basýncý 26140 mm³dir.

KÖMÜRLERÝN TEMEL ÖZELLÝKLERÝ VE GAZ OLUTURMA POTANSÝYELÝ

Kömürlerin temel özellikleri kapsamýnda kýsa ve elementel analizler gerçekleþtirilmiþtir. Sonuçlarý; kömürlerin karakterizas-

Zonguldak Havzasý Karbonifer Kömürlerinde Kömür Kökenli.....

Tablo 2. Zonguldak havzasý kömür örneklerinin hangi yöntemlerle incelendiðini gösterir tablo; belirlenen parametreler ve deðiþim aralýklarý.

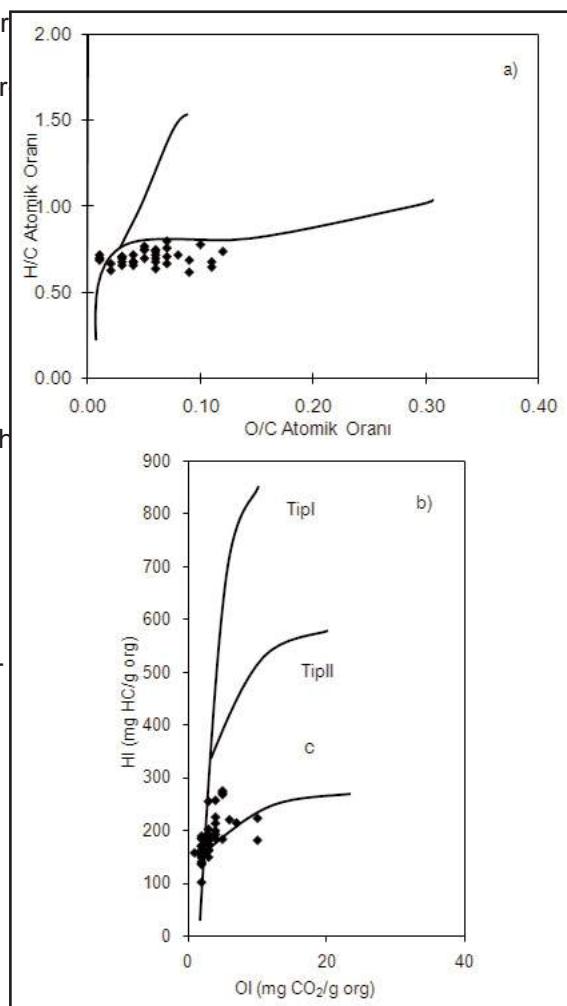
Table 2. Analytical methods used in this study for the Zonguldak coals; determined parameters and variations.

	Analiz Yöntemleri	Parametreler	Sýnýr Deðerler	Örnek Sayýsý
Temel Özellikler	Kýsa Analiz (havada kuru, %)	Nem	0.28-4.90	N=81
		Kül	2.02-46.39	
		Uçucu madde	9.75-45.52	
		Sabit karbon	33.97-72.70	
	Elementel Analiz (havada kuru, %)	Karbon (C)	49.35-88.70	N=46
		Hidrojen (H)	3.20-5.32	
		Nitrojen (N)	0.23-1.41	
		Oksijen (O)	0.88-9.48	
		Toplam kükürt (TS)	0.18-9.10	
Organik Jeokimyasal Özellikler	TOC	TOC	61-87	N=41
	Rock-Eval Piroliz	HI	135-370	
		OI	1-10	
		Tmax	420-474	
Organik Petrografik Özellikler	Mikroskopik Analiz (%)	Vitrinit (V)	23-72	N=81
		Ýnertinit (I)	9-49	
		Liptinit (L)	0-29	
		% Ro	0.45-1.43	
Petrofiziksel Özellikler	He-piknometresi	He yoðunluk (mmf, gr/cm ³)	1.28-1.41	N=40
	Civa Porozimetresi	He yoðunluk (mmf, gr/cm ³)	1.11-1.32	N=9
		Açýk gözenek hacmi	0.012-0.149	N=8
CO ₂ Gaz Adsorpsiyon Ölçümleri	195 °K (0.05≤P/Po≤0.35)	Vm (Lang) (cm ³ /gr)	5-36	N=81
		A (Lang) (m ² /gr)	25-195	
	195 °K (0.031≤P/Po≤0.62)	Vmicro (cm ³ /gr)	7-27	N=40
		A (micro) (m ² /gr)	42-160	
		Mikrogözenek hacim/Vmicro (mmf, cm ³ /gr)	0.0190-0.0524 10-27	
		A (micro) (m ² /gr)	58-160	
		rD (nm)	0.90-1.20	
	273 °K (0.00034≤P/Po≤0.034)	Mikrogözenek hacim/Vmicro (mmf, cm ³ /gr)	0.0412-0.0710 23-39	N=7
		A (micro) (m ² /gr)	154-265	
		rD (nm)	0.74-0.80	

yonu, sýnýflandýrýlmasy ve çebitli parametreler arasýndaki iliþkilerin deðerlendirilmesinde kul-anýlmýþtýr. Kýsa analiz çalýþmalarý ile kömürlerin nem, kül, uçucu madde ve sabit karbon deðerleri saptanmýþtýr. Ýlgili parametrelerin havada kuru (orjinal) bazdaki ölçümleri esas alýnarak kömürlerin; kuru (k), kuru külsüz (kk) bazdaki ve Parr formülüün kullanýlmasyyla kuru mineral maddesiz (kmm) deðerleri hesaplama yoluyla belirlenmiptir (Tablo 2). Kuru-külsüz bazdaki kýsa analiz sonuçlarý, incelenen kömürlerin ASTM standartýna göre yüksek ve orta uçuculu bitümlü kömürler sýnýfýnda yer aldýðýný göstermektedir (Stach ve dið., 1982).

Kömürlerin elementel bileþimi; karbon (C), hidrojen (H), azot (N) ve toplam kükürt (TS) miktarlarý havada kuru kömürlerin doðrudan analizi ile saptanmýþtýr. Oksijen (O) miktarý ise tüm diðer bileþenlerin toplamýnýn 100'den farký alýnarak hesaplanmýþtýr. Kömürü oluþturulan organik maddenin türü, elementel analiz sonuçlarý kullanýlarak hesaplanan H/C ve O/C atomik oranlarýnýn Van Krevelen diyagramýna yerleþtirilmesi ile belirlenmiptir (Þekil 1a). Van-Krevelen diyagramý, havza kömürlerinin humik kömürler olduðunu göstermektedir. Hidrojence fakir, oksijence zengin humik kömürlerin yeterli olgunluða eriþmesi halinde doðal gaz oluþturduklarý bilinmektedir (Tissot ve Welte, 1984). Dolayýsý ile karasal kökenli organik maddenin tipik özelliklerine sahip havza kömürleri, bu aþamada düþük H/C oranlarý ile daha çok gaz oluþumuna elveriþli kömürler olarak gözükmemektedir.

Kömürlerin organik jeokimyasal özellikleri kömürlerin ana kaya olma özelliklerinin belirlenmesinde kullanýlmýþtýr. Belirlenen parametreler; kömürlerin organik madde miktarý (TOC), organik maddenin türü ve olgunluðudur (Tmax). Ýncelenen 41 adet kömür örneðinin toplam organik karbon deðerleri, %61-87 TOC arasýnda deðiþmektedir. Bu deðerler havza kömürlerinin önemli bir ana kaya potansiyeli taþýdýðýný göstermektedir. Havza kömürlerinin organik madde tipinin belirlenmesi amacýyla HI ve OI parametreleri kullanýlarak oluþturulan diyagramda, kömürlerin Tip III kerojen ve humik kömür çizgisi üzerinde yer aldýklarý belirlenmiptir (Þekil 1b). Ýncelenen örneklerin Tmax deðerleri 420-474 °C arasýndadýr. Bu deðerlerin havza genelin-



Þekil 1. (a) Zonguldak kömürlerinin Van-Krevelen diyagramýndaki konumlarý, (b) HI ve OI arasýndaki iliþki (Rock-Eval Piroliz).

Figure 1. (a) Van Krevelen diagram of the Zonguldak coals, (b) Rock-Eval pyrolysis hydrogen index (HI) vs.oxygen index (OI) plot.

deki deðiþimleri þu þekildedir: Amasra Bölgesine ait örneklerin deðerleri 435 °C'den düþüktür ve henüz hidrokarbon oluþturma aþamasýna gelmemiþtir. Armutçuk Bölgesi kömürleri 430-441 °C arasýndaki Tmax deðerleri ile olgunlaşmamýþ ve erken-orta olundur. Zonguldak bölgesinde örneklerin Tmax deðerleri 434-474 °C arasýndadýr ve gaz oluþumu için yeterli olgunluða eriþmiptir. En yüksek Tmax deðerleri kuyu örneklerinde ölçülmüþtür. Bunun nedeni bunların havzada bugüne kadar incelenen en derin damarlar

olmasýdýr.

Organik petrografik analiz sonuçlarý havza kömürlerinde en yaygýn maseral grubunun vitrinit olduðunu göstermektedir. Bunu inertinit ve liptinit grubu maseraller izlemektedir. Vitrinit, inertinit ve liptinit maserallerinin deðipim aralýðý sýrasýyla %23-72, %9-49 ve %0-29'dur. Maseral bileþimlerinden özellikle liptinit grubunda izlenen karasal kökenli bitkisel bileþenler, havza kömürlerinin humik karakterde olduklarýný göstermektedir. Vitrinit yansýmasý ölçümleri ile belirlenen kömürleþme derecesinin havzadaki daðýlmý; Amasra, Armutçuk ve Zonguldak Bölgesi kömürlerinde sýrasýyla; %0.45-0.62 Ro, %0.72-1.01 Ro ve %0.79-1.43 Ro arasýndadýr. Kömürleþme derecelerinin bu deðipim aralýðý, kömür için hem petrol hem de gaz olupumunun eþik deðerlerini içermektedir (Tissot ve Welte, 1984).

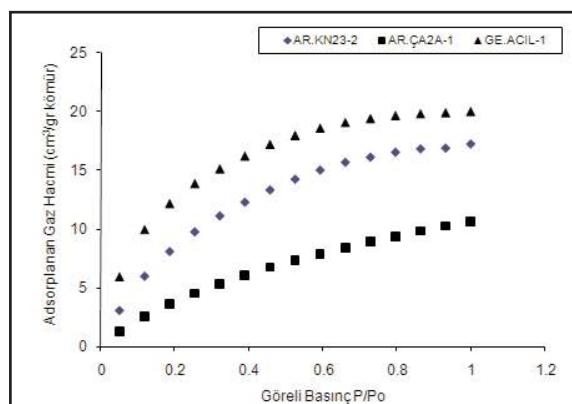
Özetle, organik jeokimya analiz sonuçlarý belli olgunluða ulaþan hümik kökenli havza kömürlerinin orta-iyi kaliteli bir gaz ana kaya potansiyeline sahip olduklarýný göstermektedir. Özellikle Zonguldak ve Armutçuk Bölgesi kömürleri gaz olupumunun baþlayabilmesi için uygun olgunluk deðerlerine sahiptir (Gürdal, 1998).

KÖMÜRLERÝN GAZ ADSORPLAMA KAPASÝTELERY VE BUNU KONTROL EDEN PARAMETRELER

Kömürlerde olupan gazýn kömürün kendi bünyesinde birikmesi, van der Walls etkilebiðinde gelipen fiziksel adsorpsiyon ile kontrol edilmektedir. Kömürün kendine özgü (ikili) gözenekli yapýsý gerek kömürde birikmiþ gaz miktarýný belirlenmesinde gerekse üretim sürecinin verimli olarak planlanmasýnda gereksinim duyulan en önemli petrofiziksel parametredir. Bu bölümde esas olarak kömürlerin gaz adsorplama kapasiteleri belirlenmiþ ve hazne kaya olma özelliklerini belirleyen petrofiziksel parametreler farklı analitik yöntemlerle incelenmiþtir. Kömürlerin adsorpsiyon kapasite deðerlerinin kömürlerin diðer özelliklerile ilgili alt baþýklarda deðerlendirilmiþtir.

Kömürlerin gaz adsorplama kapasitelerini belirlemek amacý ile CO_2 gaz adsorpsiyon ölçümleri gerçekleþtirilmiþtir. Ölçüm sonuçlarýnýn grafiksel ifadesi olarak elde

edilen adsorpsiyon izotermeleri, farklı kabulleri içeren BET (Brunauer, Emmett ve Teller), Langmuir, Dubinin-Radushkevich (D-R) ve Dubinin Astakhov (D-A) model denklemleri kullanýlarak yorumlanmýþtýr (Lowell ve Shields, 1991; Mahajan, 1991; Sobolik ve Ludlow, 1992). Ýzotermelerin deðerlendirilmesi ile adsorbanýn (katýnýn) gözenek hacmi ve yüzey alan deðerleri ve gözenek boyut daðýlmý hesaplanabilmektedir. Adsorpsiyon izotermelerine ait örnekler Þekil 2'de verilmiþtir. Elde edilen tüm izotermeler Tip I izotermi olarak deðerlendirilmiþtir. Tip I izotermi mikrogözenekli malzemeler için karakteristiktit ve izoterm platosunun yatay eksene paralel konuma gelmesi tek-tabakalý adsorplamaný tamamlanmasý olarak yorumlanmaktadır (Greg ve Sing, 1982). Model denklemlerin uygulanabilirlikleri kullaným öncesinde ayrýca test edilmiþtir (Gürdal, 1998).



Þekil 2. Gaz akýp yöntemiyle elde edilmiş CO_2 gaz adsorpsiyon izotermeleri.

Figure 2. Examples of CO_2 isotherms obtained by gas flow controlled method.

Langmuir eþitliðinin, $0.05 \text{ P/Po} < 0.35$ göreli basýnç aralýðýnda izotermelere uygulanabilirliði için ($P/V-P$) grafikleri olupturulmuştur (Lowell ve Shields, 1991; Greg ve Sing, 1982; Sing, 1989). Grafiklerin yüksek korelasyon katsayýý doðrusal trendler vermesi sonucunda Langmuir eþitliðinin izotermelere uygulanabileceði sonucuna varýlmýþtýr. Ayrýca düþük göreli basýnç deðerleri, Langmuir sabitleri kullanýlarak (Killingley ve dið., 1995) yüksek basýnçlarda elde edilebilecek izotermelere ekstrapole edilebilmektedir. Bu nedenle tek

tabakalý adsorpsiyonda tutulan gaz molekül-lerinin hacmini tanýmlayan V Lang deðerleri, yüksek basýnçlarýn bulunduðu rezervuar koþullarýna ait deðerler için de temsilci olabilmektedir.

Benzer görelî basýnç aralýðýnda ($0.05 < P/Po < 0.35$) BET modelinin uygulanabilirliði ise BET C sabiti ve $(P/Po)/(P/Po)/V(1-P/Po)$ ilípkisinin korelasyon katsayýsý ile test edilmektedir (Lowell ve Shields, 1984 ve 1991; Gregg ve Sing, 1982; Mahajan, 1991; Sobolik ve Ludlow, 1992; Sing, 1989). Ýncelenen örneklerin bir kýsmý kabul edilebilir korelasyon katsayýlarýna, ancak 10'dan küçük BET C sabitine sahiptir. BET C deðerinin bu koþullarýnda ($2 < C < 10$) hesaplanan yüzey alan deðerlerindeki hata %100'e ulaþabilemektedir. Dolayýsý ile BET modeli sadece 29 örnekte uygulanabilirlik koþullarýný saðlamaktadýr.

Langmuir tek tabaka (V Lang) hacim ve yüzey alan (A Lang) deðerleri; $5-36 \text{ cm}^3/\text{g}$ ve $25-195 \text{ m}^2/\text{g}$ arasýndadýr. Bu örneklerin BET tek tabaka hacim (V BET) ve yüzey alaný (A BET) deðerleri $2-13 \text{ cm}^3/\text{g}$ ve $10-71 \text{ m}^2/\text{g}$ arasýndadýr. Sonuçlar arasýndaki bu fark modellerin adsorpsiyon mekanizmasýndaki kabullerinden kaynaklanmaktadır. Brunauer ve dið. (1938) BET modelini, Langmuir modelini geliptirerek gazýn ideal kabul edildiði çok tabakalý adsorpsiyon mekanizmasý için tanýmlamýþtýr. BET modeli, Langmuirden farklı olarak ayný zamanda Tip I dýþýndaki diðer izoterm tiplerinin de deðerlendirilmesinde kullanılmaktadýr.

Kinetik modellerden farklı olarak D-R ve D-A modelinde; adsorpsiyon mekanizmasýnýn, yüzey örtünmesi olarak deðil de gözenek dolmasý þeklinde geliptiði öne sürülmüptür (Dubinin, 1985 ve 1989; Lowell ve Shields, 1991). Bu yaklaþým ile deðerlendirilen ölçümle 195 °K'de i) 40 adet kömür örneði $0.031 < P/Po < 0.62$ görelî basýnç aralýðý ve 273 °K'de ii) 7 adet kömür örneði $0.00034-0.034$ görelî basýnç aralýðýdýr. D-R eþitiliðinin uygunlaşmasý, $\log V$ ve $\log(Po/P)$ deðerleri arasýndaki ilípkinin sunduðu korelasyon katsayýsýna baðlýdýr ve elde edilen doðrunun trendi gözenek yapýsýnýn karakterizasyonu açýsýndan önemlidir (Marsh, 1987). Çalýþmada elde edilen r^2 deðerleri > 0.94 üzerindedir ve modelin uygulanabilirliði açýsýndan yeteri

kadar yüksektir (Gürdal, 1998).

40 adet kömür örneðinin 195 °K de yineleñen ölçümleri ve $0.031 < P/Po < 0.62$ görelî basýnç aralýðýnda elde edilen veriler ile örneklerin mikrogözeneklerine ait adsorpsiyon kapasite ve yüzey alan deðerleri hesaplanmýptýr. Bu parametrelere ait deðerler; $27 \text{ cm}^3/\text{gr}$ ve $42-160 \text{ m}^2/\text{gr}$ 'dýr. Ayrýca 7 adet kömür örneðinin 195 °K ve 273 °K ölçümleðerinin $0.00034-0.034$ görelî basýnç aralýðýnda, Dubinin Astakhov yaklaþýmý ile gözenek boyutu daðýlýmý belirlenmiptir. Deneysel çalýþmalarda 273 °K de girilebilen gözenek boyutu 0.76 nm iken 195 °K de girilebilen en küçük gözenek boyutu 0.93 nm 'dýr (Gürdal ve Yalçýn, 2004). Bu farklılık, yüksek sýcaklıklardaki gözenek büzüþmesinden kaynaklanmýþ olabilir (Bustin ve Clarkson, 1998). Örneklerin mikrogözeneklilik deðerlerinin belirlenmesinde helyum ile belirlenen spesifik hacim deðerlerinden faydalanylmýptýr. Mikrogözenekliliðin deðipimi, 195 °K ölçümleðerinde %2.47-6.89 ve 273 °K de %5.96-9.59 dur. 273 °K'de belirlenen mikrogözenek adsorpsiyon ve yüzey alan deðerleri 195 °K'de belirlenen deðerlerden daha yüksekdir. Bunun nedeni ulaþýlabilen mikrogözenek boyutunun küçülmesi ve baðýl olarak adsorpsiyon ve yüzey alanýn artmasýdýr. Dünyanýn farklı kömürleri için gerçekleþtirilen benzer ölçümler Zonguldak kömürlerinin 273 °K ölçümleðeri ile daha uyumludur. Örneðin Gates ve Alberta kömürlerinin 273 °K'de belirlenen mikrogözenek gaz adsorpsiyon ve yüzey alan deðerleri; $21-42 \text{ cm}^3/\text{gr}$ ve $141-286 \text{ m}^2/\text{gr}$; $36-54 \text{ cm}^3/\text{gr}$ ve $244-368 \text{ m}^2/\text{gr}$ 'dýr (Clarkson ve Bustin, 1996). Zonguldak havzasý kömürlerine ait bu deðerler $23-39 \text{ cm}^3/\text{gr}$ ve $154-265 \text{ m}^2/\text{gr}$ 'dýr.

Bu çalýþmada V Lang tek tabaka hacim deðerleri; i) modelin uygulanabilirliði ve ii) yüksek basýnç ölçümleri içinde temsili olabilme koþullarýný saðlamasý nedeniyle, kömürlerin gaz adsorpsiyon kapasite deðerleri olarak kabul edilmektedir (Gürdal, 1998). Ýzleyen bölgelerde kömürlerin; karbon içerikleri, olgunluk, maseral bileþimleri, kül ve petrofiziksel özelliklerine ait parametreler, V Lang deðerleri ile korele edilmektedir. Parametreler arasýndaki deðipimler inceþindiðinde, korelasyon amaçlý elde edilen

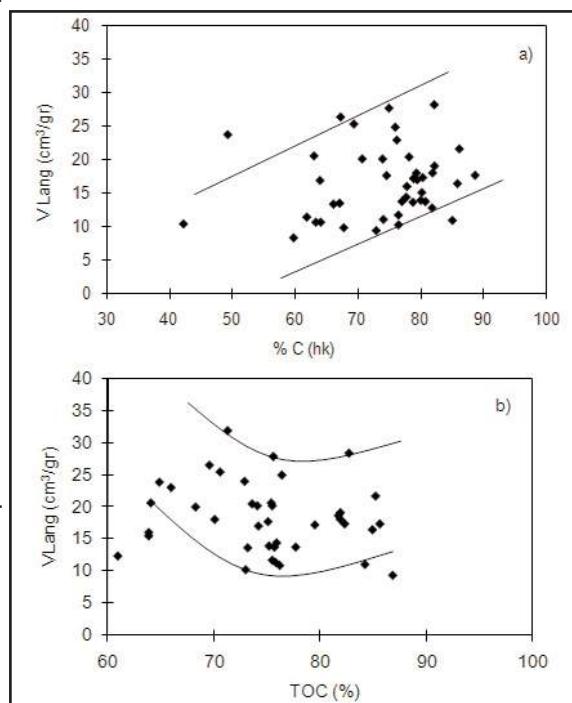
Zonguldak Havzasý Karbonifer Kömürlerinde Kömür Kökenli.....

diyagramlarýn tümünde veriler arasýnda belirgin bir saçýlma olduðu görülmektedir. Bu nedenle diyagramlarda parametreler arasýndaki deðipim, gözle belirlenen deðipim zarflarý (eye-fitted envelope) kullanýlarak incelenmiptir. Ayný yaklaþým benzer korelasyon çalýþmalarý yapan diðer araptýrmacılar tarafýndan da kullanýlmýþtýr (Bustin ve Clarkson, 1998; Crosdale ve dið., 1998; Gan ve dið., 1972; Levy ve dið., 1997).

Karbon Ýceriði

Kömürlerin elementel analiz sonucu saptanýþ karbon deðerlerinin (havada kuru) Langmuir gaz adsorplama kapasiti ile olan ilþkileri Þekil 3a'da izlenmektedir. Belli bir orandaki saçýlmaya raðmen bu iki unsur arasýnda pozitif bir korelasyonun bulunduðu söylenebilir. Bununla birlikte, kapasiteyi kontrol eden diðer bazý unsurlarýn daha baskýn olabildikleri, ayný karbon deðeri için 5 ve 20 cm³/gr'lýk kapasitelerin bulunupundan anlaþýlmaktadýr. Bu tür saçýlmalar farkýý çalýþma gruþlarýnca da belirlenmiptir (Mahajan, 1991). Þekil 3b'de kömürlerin TOC ve Langmuir gaz adsorpsiyon kapasitesi arasýndaki deðipim görülmektedir. Langmuir adsorplama kapasitesi baþlangýcta %75 TOC deðerine kadar azalmakta ve daha sonra artmaya baþlamaktadýr. Levy ve dið. (1997) tarafýndan kuru ve neme doygún Bowen havzasý kömürlerinde benzer karþýlaþýrma toplam organik karbon miktarý (%82-92 TOC) ile metan gazýnýn kul lanýldýðý adsorpsiyon ölçüm deðerleri arasýnda gerçekleþtirilmektedir. Bu çalýþmada neme doygún kömürler için parametreler arasýnda lineer bir ilþki tespit edilmektedir. Artan toplam karbon deðerlerine karþýlýk artan bir gaz adsorplama kapasitesi söz konusudur. Kuru bazda hesaplanan adsorpsiyon kapasite deðerleri, daha çok saçýlmý sunmakta ayrýca yaklaþýk %85 toplam karbon deðerinde minimum ve ardýndan %90 TOC deðerleri için oldukça yüksek adsorpsiyon kapasitesi deðerleri göstermektedir. Ayný yayýnda benzér ilþki US kömürleri için de belirtilemektedir. Zonguldak Havzasý kömürleri için kuru bazda deðerlendirilen adsorplama kapasitesi, yaklaþýk %75 TOC deðerinde minimuma ulamakta ve ardýndan kararlý olmayan bir yükselim sunmaktadır. Bowen ve US kömürlerinin >%90 TOC deðerlerinde izlenen belirgin artýþ,

Zonguldak kömürleri için bu denli yüksek TOC deðerleri bulunmadýðýndan test edilememektedir. Ayrýca, kýyaslama yapmasýnda bu çalýþmanýn ölçümllerinde CQ gazýnýn kul lanýlmýþ olmasý da gözetilmesi gereken diðer bir kriterdir.



Þekil 3. Zonguldak havzasý kömürlerinde (a) % C (hk) deðeri ve adsorpsiyon kapasitesi (VLang) arasýndaki ilþki ve (b) TOC (%) deðeri ve adsorpsiyon kapasitesi (VLang) arasýndaki ilþki.

Figure 3. Relation between the carbon content and Langmuir (monolayer) gas adsorption capacity (VLang) for Zonguldak coals, (a) Langmuir gas adsorption capacity vs elementel carbon, (b) Langmuir gas adsorption capacity vs total organic carbon content.

Olgunluk

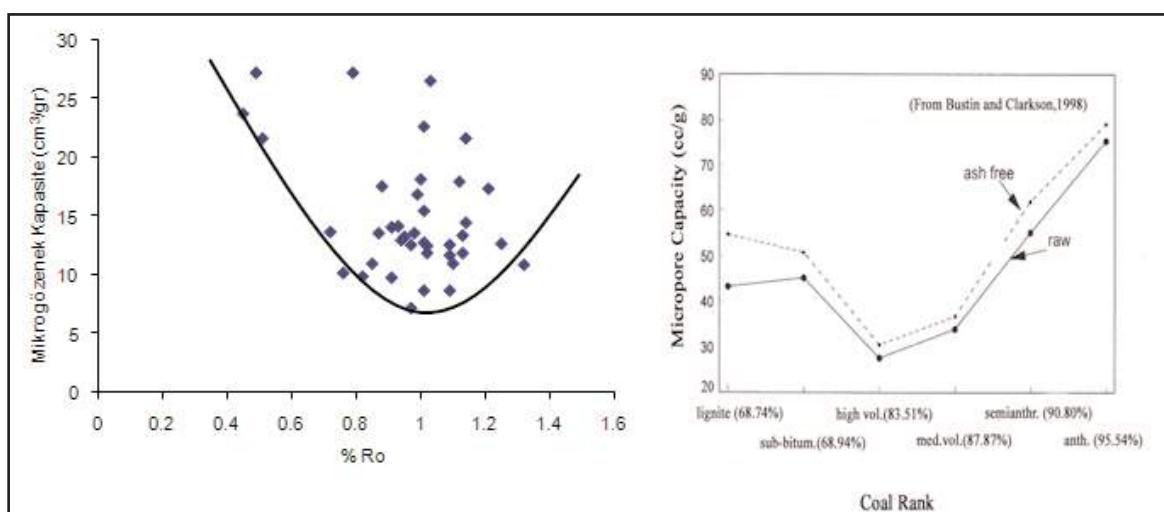
Havza kömürlerinin, vitrinit yansýma ve Langmuir gaz adsorpsiyon kapasite deðerleri Þekil 4'de deneþtirilmektedir. Bu diyagramda izlenen trend, saçýlmalaþa karþýn genel olarak adsorplama kapasitesinin artan olgunluk deðerine baþlý olarak önce azalan, belirli bir olgunluk deðerinden sonra ise tekrar artan deðerler sunmasý beklinededir. Adsorplama

kapasite deðerlerinde izlenen azalma olgunluðun yaklaşık %1.0-1.1 Ro deðerine karþılık gelmektedir. Daha sonra olgunluðun artmasý ile beraber adsorplama kapasitesinde de kýsmen bir artýþ olduðu söylenebilir. Ancak yüksek %Ro deðerlerine sahip örnek sayýsýný az olmasý nedeni ile %1.2 Ro deðerlerinden sonraki yükselim belirgin deðildir. Kömürlerde adsorplama kapasitesinin belli bir olgunluk deðerine kadar azalmasýný nedeni, katajenik evrede hidrojence zengin kömürlerde olupan bitümlerin mikrogözenekleri týkamasýdýr (Levine, 1993; Laxminarayana ve Crosdale, 1999). Ancak, artan olgunluða baþý olarak bitümlerin kýrýlmamasý ile termojenik metan olupumu baþlamakta ve bopalan mikrogözenekler adsorplama kapasitesinin tekrar artmasýna neden olmaktadır. Bu ilipki, havza kömürleri için Þekil 5'de deðerlendirilmiþtir. Ýzlendiði gibi artan olgunluk deðerlerine baþý olarak, hidrokarbonlar mevcut gözenekleri doldurarak mikrogözeneklerin adsorplama kapasitesinde belirgin olarak azalmalara neden olmaktadır. Benzer sonuçlara Mukhopadhyay ve dið. (1995) ve Bustin ve Clarkson (1998) tarafından da ulaþýlmýþtýr. Ýlgili çalýpmalar sýrasý ile Þekil ve 5'e dahil edilmiþtir. Þekil 4'e dahil edilen ve Stellarton Havzasý kömürlerine ait çalýpmada CO₂ tek tabaka hacim deðerlerinin azalarak yükselseme geçtiði dönüm noktasý, kömürlerin %1.2 R_{max} deðerine karþılık gelmektedir.

Bustin ve Clarkson (1998)'e göre yüksek uçuculu bitümlü kömürler, minimum mikrogözenek hacim deðerlerine sahiptir (Þekil 5).

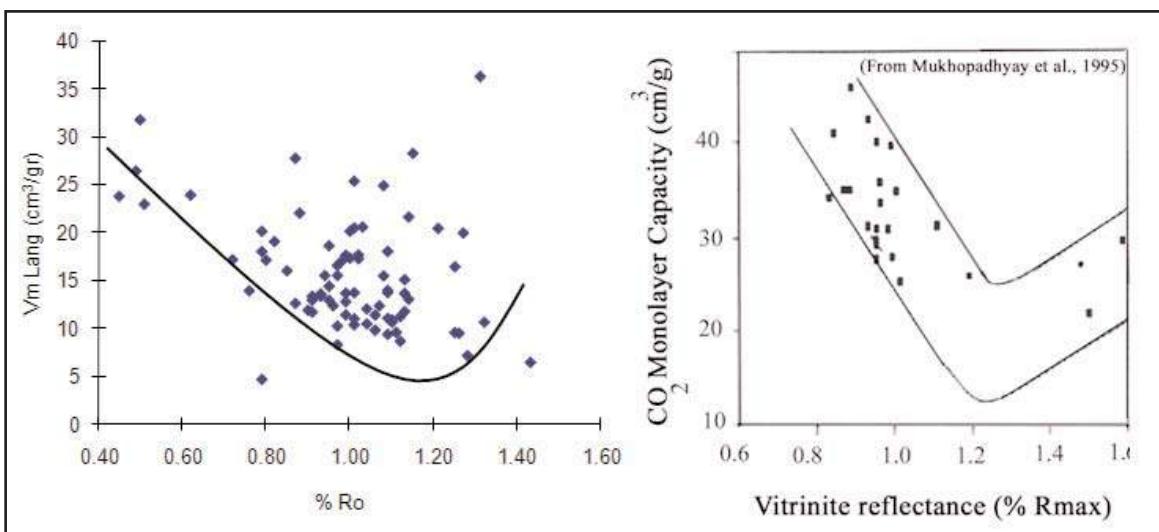
Þekil 6'da, Tmax ve Langmuir gaz adsorplama kapasite deðerleri arasýndaki deðiþim izlenmektedir. Tmax'ýn 458-460 °C deðerine kadar düþüp gösteren adsorplama kapasitesi daha sonra belirgin olmasada bir artýþ sunmaktadır. Zonguldak Havzasý için tanýmlanmýþ olan Ro-Tmax ilipkisine göre ($y=0.0148x - 5.682$), %1.1 Ro'lýk deðer 458 °C lik bir Tmax'a karþılık gelmektedir (Gürdal, 1998). Gerçekten de iki farký olgunluk parametresinde adsorplama kapasitesindeki azalma ayný deðerlerdedir. Ancak, incelenen örneklerde daha yüksek Tmax deðerlerine ait örnek sayýsýný az olmasý nedeni ile azalmadan sonra beklenen artýþ çok belirgin deðildir.

Kömürlerin kýsa analiz sonucu elde edilen kuru külsüz (kk) bazdaki sabit karbon deðerleri bir olgunluk parametresi olarak adsorplama kapasitesi ile denetirilmiþtir. Þekil 7'de izlenen ilipkide deðerlerin saçýldýðý görülmektedir. Artan karbon deðerlerine baþý olarak adsorplama kapasitesinde beklenen artýþ, olasýlkla þapka unsurlarýn etkisinin daha büyük olupu nedeniyle belirgin olarak izlenememektedir. Kömürlerin sabit karbon deðerinin %70'e kadar olan deðerleri için adsorplama kapasitesi azalmakta ve daha sonra tekrar yükselmektedir. Benzer bir saçýl-



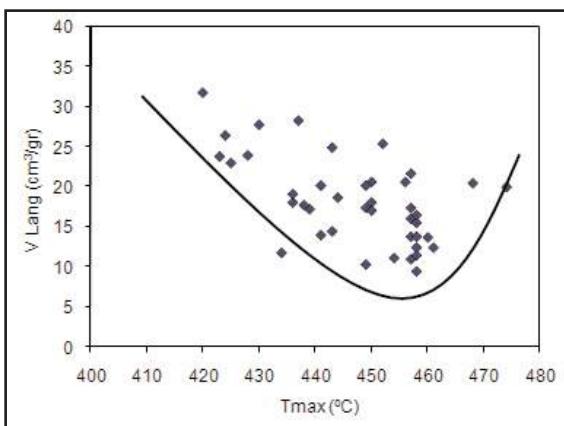
Þekil 4. Zonguldak havzasý kömürlerinde olgunluk (%Ro) ve adsorpsiyon kapasitesi (V_{Lang}) arasýndaki ilipki.

Figure 4. Relation between vitrinite reflectance (%Ro) and Langmuir gas adsorption capacity for Zonguldak coals.



Pekil 5. Zonguldak havzasý kömürlerinde olgunluk (%Ro) ve mikrogözenek adsorpsiyon kapasitesi arasýndaki iliþki.

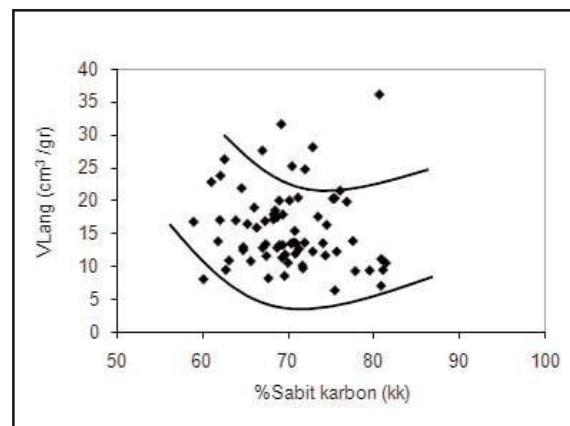
Figure 5. Relation between vitrinite reflectance (%Ro) and micropore gas adsorption capacity for Zonguldak coals.



Pekil 6. Zonguldak havzasý kömürlerinde T max deðeri ve adsorpsiyon kapasitesi (VLang) adsorpsiyon kapasitesi arasýndaki iliþki.

Figure 6. Relation between Tmax and Langmuir gas adsorption capacity for Zonguldak coals.

ma hem Bowen Havzasý hem de ABD kömürlerinde gözlenmiþtir (Killingley ve dið., 1995). Bowen Havzasý ve ABD kömürlerinde sabit karbon deðerinin %80'den büyük deðerleri için kapasitede izlenen artýþ, Zonguldak Havzasý için bu deðerlere sahip kömürler bulunmadýðýndan tespit edilememiþtir. Levy ve dið. (1997)'nin neme doygun Bowen havzasý kömürlerinde gerçekleþtirdikleri çalýþ-



Pekil 7. Zonguldak havzasý kömürlerinde % sabit karbon (kk) miktarý ve adsorpsiyon kapasitesi (VLang) arasýndaki iliþki.

Figure 7. Relation between fixed carbon and Langmuir gas adsorption capacity for Zonguldak coals.

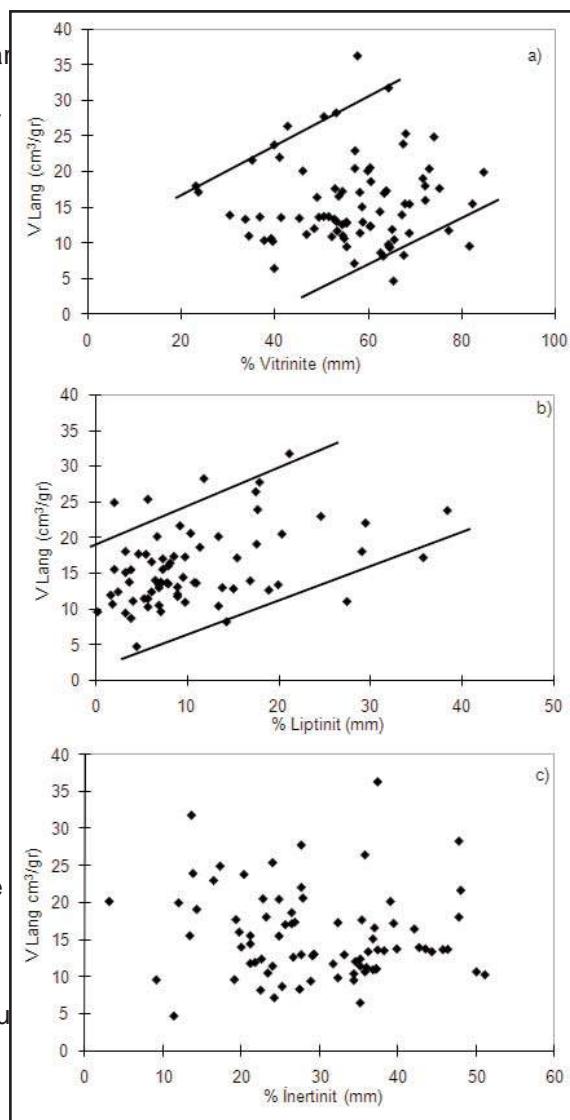
mada, metan gaz adsorplama kapasitelerinin artan sabit karbon deðerleri ile birlikte artýþ gösteren bir iliþki sunduðunu gösterilmeliþtir. Kuru kömürlerin hesaplanan gaz adsorpsiyon kapasitelerindeki artýþ, sabit karbon deðerinin %85'den büyük deðerleri için çok daha belirgindir. Bustin ve Clarkson (1998) tarafýndan Kanada kömürleri (kuru baz) için ayný iliþki çalýþýlmýþ ve Levy ve dið. (1997) tarafýndan

derlenen Avustralya ve ABD kömürlerine ait veriler ile karþýlaþýrlýptir. Çalýþma grupları adsorplama kapasitesi ve sabit karbon deðeri arasýnda belirgin bir korelasyon olmadýðýný belirtmiþlerdir.

Sonuç olarak Zonguldak Havzasý kömürleri için olgunlukla depolama kapasitesi arasýndaki iliþki, kapasitenin artan olgunluk deðerlerine baðlý olarak önce azalan, belirli olgunluk deðerinden sonra tekrar artan bir trend þeklindedir. Kapasite ve olgunluk parametreleri arasýnda izlenen bu deðiþimin ilgili diyagramlardaki dönüm noktalarý; vitrinit yansýmasýnda %Ro 1.0-1.1, Tmax da 458°C ve sabit karbon deðerinde %70 olarak belirlenmiþtir (Þekil 4-7).

Maseral Bileþimi

Kömürlerin maseral bileþimlerinin, Langmuir gaz adsorpsiyon kapasitesi üzerindeki etkisi Þekil 8a, b ve c'de izlenmektedir. Diyagramlardan izlendiði gibi çok belirgin olmamakla birlikte örneklerin vitrinit ve liptinit içerikleri ile gaz adsorplama kapasiteleri arasýnda doðrusal (Þekil 8a ve b), inertinit ile ise çok belirgin olmayan bir iliþki saptanmýptir (Þekil 8c). Diyagramlardaki iliþkiler genip bir band aralýðýnda deðiþmekteðir. Dolayýsý ile tek yönlü bir kontrol parametresinden söz etmek zordur. Maseral bileþimlerin adsorplama kapasitesi üzerindeki etkisi farkýý çalýþma gruplarýnca araþtýrlýlmýptir. Genel olarak bu çalýþmalarýn sonucunda varýlan ortak nokta; vitrinitce zengin kömürlerin inertinitce zengin kömürlerden daha yüksek gaz adsorplama kapasitesine sahip olduðudur (Bustin ve Clarkson, 1998; Christopher ve Bustin, 1996; Clarkson ve Bustin, 1996 ve 1999; Crosdale ve dið., 1998; Lamberson ve Bustin, 1993; Laxminarayana ve Crosdale, 1999; Mastalerz ve dið., 2004). Bu çalýþmada da daha çok mikrogözeneklerden oluþan vitrinit grubu maseraller beklenildiði gibi adsorplama kapasitesi ve yüzey alaný deðerlerini olumlu yönde etkilemektedir. Ýncelenen kömürlerin vitrinit grubu maseralleri mikrogözeneklilik deðerlerini olumlu etkilerken, inertinit tersi yönde etkilemeyeði; buna karþý vitrinit makroporozite deðerlerini olumsuz etkilerken, inertinit arttýrmaktadýr (Gürdal, 1998; Gürdal ve Yalçýn, 2005).



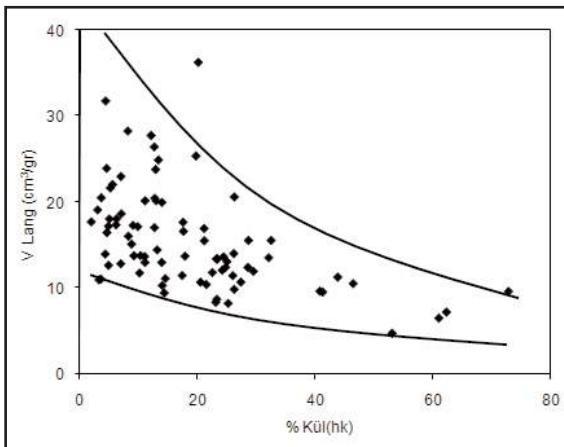
Þekil 8. Zonguldak havzasý kömürlerinde maseral bileþenleri: % vitrinit (kmm) (a), % liptinit(kmm) (b), % inertinit (kmm) (c) ve adsorpsiyon kapasitesi (VLang) arasýndaki iliþki.

Figure 8. Relation between maceral composition and Langmuir gas adsorption capacity for Zonguldak coals: (a)vitrinite content (dmmf) (wt%); (b) liptinite content (dmmf) (wt%); (c) inertinite content (dmmf) (wt%).

Kül Ýceriði

Kömürlerin havada kuru bazdaki (hk) % kül miktarylari ile adsorplama kapasitelerinin deðiþimi Þekil 9'da gösterilmektedir. Þekil 9'da izlendiði gibi, inorganik malzemeden kay-

naklanan kül miktarýnýn artmasý adsorplama kapasitesini olumsuz etkilemektedir. Bir bapka ifade ile kömür gazý, kömürün organik madde yüzeylerinde adsorplanmaktadır. Bu sonuç, literatürdeki veriler ile de uyumludur (Bustin ve Clarkson, 1998; Clarkson ve Bustin, 1996 ve 1999; Crosdale ve dið., 1998; Lamberson ve Bustin, 1993; Laxminarayana ve dið., 1999; Rightmire, 1984).



Þekil 9. Zonguldak havzasý kömürlerinde % kül içeriði ve adsorpsiyon kapasitesi (V_{Lang}) arasýndaki iliþki.

Figure 9. Relation between ash content and Langmuir gas adsorption capacity for Zonguldak coals.

Petrofiziksel Özellikler

Kömürün karmabýk iç yapýsýný belirleyen petrofiziksel özellikler (yoðunluk, gözenek hacmi, gözeneklilik, gözenek boyut daðýlmýý ve yüzey alaný) helyum ve civa yoðunluk ölçümüleri, civa porozimetresi ve gaz adsorpsiyon ölçümülerinden yararlanýlarak belirlenmiptir.

Helyum yoðunluk ölçümüleri 40 adet kömür örneðinde yapýlmýptýr. Helyum gazý etkin atom çapýný 1.78 Angström olmasý nedeniyle kömürlerin gerçek yoðunluklarýnýn saptanmasýnda gözenek dolduran akýþkan olarak kullanýlmaktadýr (Walker ve dið., 1988). Havada kuru kömüre ait yoðunluk deðerlerinde, mineral mineral madde düzeltmeleri Parr formulü yardýmýyla yapýlmýptýr. Mineral madde yoðunluðu 2.7 gr/cm^3 alýnmýptýr. Zonguldak kömürlerinin mineral maddesiz bazdaki helyum yoðunluk deðerlerinin deðipim aralýðý $1.28-1.41 \text{ g/cm}^3$ olarak belir-

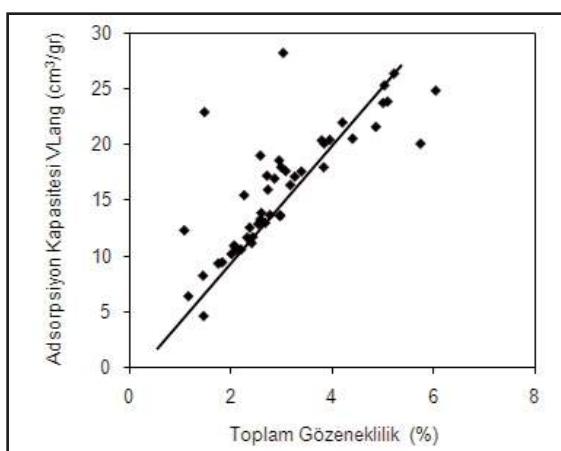
lenmiptir. Ýncelenen kömürlerin yoðunluk ve kül miktarlarý arasýnda lineer bir iliþki bulunmaktadır (Gürdal, 1998). Kömürlerin tanecik yoðunluðunun belirlenmesinde civa porozimetresi kullanýlmýptýr (Gan ve dið., 1972; Mahajan ve Walker, 1978). Mineral maddesiz bazdaki 9 örnek için elde edilen civa yoðunluk deðerleri 1.11 ve 1.32 g/cm^3 arasýndadýr. Helyum ve civa yoðunluk deðerleri kullanýlarak organik maddenin açýk gözenek hacmi ($V_t=1/\text{Hg-1/He}$) ve buna baðlý gözeneklilik deðerleri bulunmuştur (Mahajan ve Walker, 1978; Walker ve dið., 1988). Açýk gözenek hacmi, civanýn dolduramadýðý fakat helyum ile ulapýlabilen açýk gözenek hacmini ifade etmektedir. Deðerler sýrasýyla $0.012-0.149 \text{ cm}^3/\text{gr}$ ve % $1.52-16.54$ dýr.

Kömürün farklı gözeneklerine ait hacim (toplam, makro ve mikro gözenek) deðerlerini belirlemede farklı analitik yöntemlerden faydalanylmýptýr. Belirlenen hacim deðerlerinin helyum ile belirlenmiþ spesifik hacim ($1/\text{He}$) deðerlerine bölünmesi ile gözeneklilik (%) deðerleri hesaplanmýptýr.

195°K de gerçekleþtirilen CO_2 gaz adsorpsiyon ölçümlerinde göreli basýnç deðerlerinin $P/P_0=1$ 'e ulapýðý noktada hesaplanan gözenek hacim deðerleri, toplam gözenek hacim deðerlerini (V_{top}) vermektedir. Toplam gözenek hacim deðerlerini belirlemek için, adsorpsiyon izoterm ölçümlerinde belirlenen adsorplanan gaz miktarý (V_{ads}), yoðunluk dönüpüm ($(V_{top}= V_{ads} * 0.001831)$) katsayısy ile çarpýlmýptýr. Yoðunluk dönüpüm katsayısy CO_2 gazýna ait bir parametredir (Clarkson ve Bustin, 1996) ve bu çalýþmada 195°K için 0.001831 olarak alýnmýptýr. Toplam gözenek hacim deðerleri ve gözeneklilik (%) deðipimi sýrasýyla; $0.008-0.0045 \text{ cm}^3/\text{gr}$ ve % $1.1-6.6$ dýr. Kömürlerin toplam gözenek hacminin adsorpsiyon kapasitesine etkisi Þekil 10'da izlendiði gibi pozitifdir.

Kömürlerin makrogözenek hacimlerinin belirlenmesinde (>300 Angström) civa porozimetresinden faydalanylmýptýr. $0.41-3.4 \text{ MPa}$ basýnç aralýðýný kapsayan ölçümelerde gözenek yarýçaplarýný belirlenmesinde Washburn eþitliði ($P=-2 \cos \theta$) ile kullanýlmýptýr (Todo ve Toyoda, 1972). 0.41 MPa deðerinde civa, sadece kömür taneciklerinin arasýndaki boþluklarý doldurmakta ve basýnç 3.4 MPa

deðerine ulaþtýðýnda ise doldurulan gözeneklerin boyutlarý Washburn eþitliðine göre 363 Angströme ulaþmaktadýr. 3.4 MPa üzerindeki intrüzyon basýnclarý, kömür taneciklerinin kýrýlmamasýna ve kapalý gözeneklerin açýlmasýna neden olabilmektedir (Gan ve dið., 1972; Siauw ve dið., 1984; Levine, 1994). 11 adet kömür örneðinde belirlenen makrogözenek hacim ve gözeneklilik deðerleri 0.0065-0.0687 cm³/g ve % 0.85-9.27 arasýndadýr. Açýk ve makro gözenek hacim deðerleri, özellikle üretim aþamasýnda organik madde yüzeyinden desorpsiyon yoluyla ayrýlan gazýn sistem içindeki hareketinde etkili olabilen boþluklardýr (Gamson, 1993).



Þekil 10. Zonguldak havzasý kömürlerinin toplam gözeneklilikleri ve adsorpsiyon kapasitesi (VLang) arasýnda ki iliþki.

Figure 10. Relation between total porosity and Langmuir gas adsorption capacity for Zonguldak coals.

Çalýþmada kömür örneklere ñin mikrogözenek sistemlerine ait deðerlendirmeler, Dubinin-Radushkevich ve Dubinin Astakhov (D-A) eþitliði kullanýlarak yapýlmýptýr. Belirlenen parametreler kömürlerin mikrogözenek hacim, mikrogözenek adsorpsiyon kapasitesi, yüzey alaný ve gözenek boyut daðýlýmýdýr. Mikrogözenek yapý kömür gazýnýn birikmesi aþamasýnda adsorplama kapasitesini kontrol eden önemli bir parametredir. 195 °K ve 273 °K gaz adsorpsiyon ölçümleri; 0.031-0.62 ve 0.00034-0.034 gørelî basýnç aralýklarýnda, D-R ve D-A eþitliklerinden faydalananýlara

deðerlendirilmelidir. Mikrogözenekli yapıþlarda (<20 Angstrom) kullanýlan D-R eþitliði;

$$\log W = \log W_0 - D \log^2(P_0/P) \quad (1)$$

dýr. Eþitlikte W, P/P₀ gørelî basýnç deðeri için adsorplanan gaz hacmi (cm³/g, STP), W₀ mikrogözenek hacmi (cm³/g, STP) ve D bir sabittir. Yüzey alan deðerlerinin hesaplanmasında kullanýlan formülasyon aþaðýda verilmiþtir.

$$SDR = V_o A N / 22.414 * 10^{18} \quad (2)$$

Eþitlikte, V₀ mikrogözenek adsorpsiyon kapasitesi, A adsorbat (CO₂)'in moleküler kesit alan deðeri ve N Avagadro (6.022*10²³ mol-1) sabitidir. Mikrogözenek gaz adsorpsiyon kapasitesi deðerleri, belirlenen mikrogözenek hacimlerin yoðunluk dönüpüm faktörü ile çarpýlmasý ile hesaplanmaktadır. Yoðunluk dönüpüm faktörü 195 °K için 0.00192 ve 273 °K için 0.001831 olarak alyñmýptýr. CQ'in moleküler kesit alaný 195 °K ve 273 °K için sýrasýyla 0.218 nm ve 0.253 nm dir.

Ýncelenen örneklerin mikrogözenek sistemleri iki farklı örnek setinde gerçekleþtirilen ölçümler ile deðerlendirilmelidir. 40 adet örneðin 195 °K'de gerçekleþtirilen ölçümlerde belirlenen parametreler; mikrogözenek hacim, mikrogözenek adsorpsiyon kapasitesi ve yüzey alaný deðerleri sýrasý ile 0.014-0.052 cm³/gr; 7-27 cm³/gr ve 42-160 m²/gr'dýr. Ayrýca 7 örnek için 195 K ve 273 °K'de bu parametrelere ilaveten örneklerin gözenek boyut daðýlýmý belirlenmiþtir. Gözenek boyut daðýlýmýnda Dubinin-Astakhov'un Medek (1977)'den yararlanarak modifiye ettiði yaklaþým kullanýlmýptýr (Gürdal ve dið., 2004). 195 °K ve 273 °K ölçümlerinde belirlenen gözenek boyut daðýlýmý sýrasý ile 0.90-1.20 nm ve 0.74-0.80 nm'dir. 273 °K'de belirlenen gözenek hacim deðerleri (0.04-0.07 cm³/gr) 195 °K de belirlenen hacim deðerlerinin (0.02-0.05 cm³/gr) yaklaþýk iki katý kadardýr. 273 °K'de gerçekleþtirilen ölçümlerde ulaþýlabilen mikrogözenek boyutun küçülmesi ile doðal olarak ayný örnekler için daha yüksek adsorplama kapasitesi ve yüzey alan deðerleri belirlenmiþtir. Belirlenen parametreler ve sýnýr deðerleri Tablo 2'de verilmiþtir.

SONUÇLAR

Zonguldak Havzasý'nýn Karbonifer yaþýlý havza kömürleri vitrinitçe zengin humik kökenli kömürlerdir. Yüksek-orta uçuculu bitümlü kömür sýnýfýnda yer alan kömürler, orta-iyi kaliteli bir gaz ana kaya potansiyeline sahiptir. Kömürlerin CO₂ gaz adsorpsiyon izotermeleri, mikrogözenekli yapýlarda izlenen Tip I izotermini vermektedir. Kömürlerin adsorplama kapasiteleri VLang hacim deðerleri kullanýlarak deðerlendirilmiþtir. Bu deðerler 5-36 cm³/gr arasýnda deðiþmekteðir. Adsorplama kapasitesinin kontrol eden parametreler, özellikle mikrogözeneklilik, olgunluk, maseral bileþim ve kömürlerin inorganik madde içeriðidir. Kömürde biriken gaz miktarýnýn belirlenmesi ve üretim sürecinin verimli olarak planlanmasýnda gereksinim duyulan en önemli petrofiziksel parametre kömürün dual gözenek yapýsýdýr. Bunun nedeni kömür gazýnýn, mikrogözeneklerde birikmesi ve makrogözenekler ve baðlantýlý kýrýklar yoluyla üretilmesidir. Deneysel çalýpmalarýn sonucunda toplam, mikro, makro gözeneklilik deðerlerinin deðiþimi sýrasýyla; %1.1-6.6, 5.96-9.59 ve 0.85-9.27 olarak belirlenmiþtir. Ayrýca helyum ve civa porozimetresi ile ölçümleri ile belirlenen açýk gözeneklilik deðerleri % 0.75-16.5'dÝr. Kömürlerin ortalama mikrogözenek boyutları 0.71-0.80 nm'dır. Vitrinit grubu maseraller mikrogözeneklilik deðerlerini olumlu etkilerken inertinit tersi yönde etkilmekte; buna karþýn vitrinit makro porozite deðerlerini olumsuz etkilerken inertinit arttýrmaktadýr.

Kömürlerin petrofiziksel özelliklerine ait kesin ve tek bir doðru deðerin her koþulda elde edilememesi, bunlara ait deðerlendirmelerde, bu parametrelerin nasýl ölçüldüðünün bilinmesi zorunluluðunu da beraberinde getirmektedir. Her bir parametre, örnek hazırlama, ölçüm koþullarýnýn ve kullanýlan deneysel parametrelerin ýþýðý çerçevesinde deðerlendirilmeliðir.

KATKI BELÝRLEME

Bu çalýþma TUBÝTAK MAM Yer Bilimleri Bölümünde yürütülmüş olan 'Kömür Kökenli Doðal Gaz ve Kozlu-K20H ve K20K Arapþýrma Kuyularý-Çok Disiplinli Bir Yaklaþým' projeleri kapsamýnda bir doktora çalýþmasý olarak gerçekleþtirilmiþtir. Çalýþmanýn her abamasýn-

da verdiði bilimsel katkýlarýndan dolayý Prof. Dr. M. Namýk Yalçýn ve saðladýðý olanaklar nedeniyle Jülich Arapþýrma Merkezi Petrol ve Organik Jeokimya Enstitüsü arapþýrýcýlarýndan, Dr Ulrich Mann'a tebekkür ederim.

DEÐÝNÝLEN BELGELER

- A.S.T.M, 1983, Annual Book of ASTM Standarts,Gaseous Fuels; Coal and Coke (D388-82, D2798-79, D2799-72, D3172-73): 1916 Race Street, Philadelphia, PA 19103, 05.05, 520p.
- A.S.T.M, 1991, Annual Book of ASTM Standarts,Gaseous Fuels; Coal and Coke (D2797-85, D2013, D2799): 1916 Race Street, Philadelphia, PA 19103, 05.05, 520p.
- Brunauer, S., Emmett, P.H. and Teller, E., 1938, Adsorption of gases in multimolecular layers: Contribution from the Bureau of Chemistry and Soils and George Washington University, pp. 309-319.
- Bustin, R. M. and Clarkson, C. R., 1998, Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content: Int. J. Coal Geol., v. 38, pp. 3-26.
- Christopher, R. C. and Bustin, R. M., 1996, Variation in micropore capacity with composition in bituminous coal of the western Canadian sedimentary basin: Fuel, v. 75, no. 13, pp. 1483-1498.
- Clarkson, C. R. and Bustin, M., 1996, Variation in micropore capacity and size distribution with composition in bituminous coal of the western Canadian sedimentary basin: Fuel, v. 75, no. 13, pp. 1483-1498.
- Clarkson, C. R. and Bustin, R. M., 1999, The effect of pore structure and gas pressure upon the transport properties of coal: a laboratory and modelling study: 1. Isotherms and pore volume distributions: Fuel, v. 78, pp. 1333-1344.
- Crosdale, P. J., Beamish, B. B. and Valix, M., 1998, Coalbed methane sorption related to coal composition: Int. J. Coal Geo, v. 35, pp. 147-158.
- Dubinin, M. M, 1985, Generalization of the theory of volume filling of micropores to nonhomogeneous microporous structures: Carbon, v. 23, no. 4, pp 373-380.

- Dubinin, M. M, 1989, Fundamentals of the theory of adsorption in micropores of carbon adsorbents: Characteristics of their adsorption properties and microporous structures: Pure&Appl. Chem., 61, no. 11, pp. 1841-1843.
- Espitalie, J., Madec, M. and Tisot, B., 1977, Source rock characterization: 9. Offshore Techology Conference, pp. 439-444.
- Gan, H., Nandi, S. P. and Walker, P. L., 1972, Nature of porosity in American coals: Fuel, v. 51, pp. 272-277.
- Gregg, S. J. and Sing, K. S. W, 1982, Adsorption, Surface Area and Porosity: 2nd Edition, Academic Press, London, p. 297.
- Gentzis, T, 2006, Economic coalbed methane production in the Canadian Foothills: Solving the puzzle. Int. Journal of Coal Geology, v. 65, 1-2, pp. 79-92.
- Gürdal, G., 1998, Zonguldak havzasý kömürlerinde gaz depolanmasýnýn kontrol eden parametreler: Doktora tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Ýstanbul, 236s.
- Gürdal, G. and Yalcýn, M. N., 2000, Gas adsorption capacity of Carboniferous coals in the Zonguldak basin (NW Turkey) and its controlling factors: Fuel, pp. 1913-1924.
- Gürdal, G. and Yalcýn, M. N., 2001, Pore volume and surface area of the Carboniferous from the Zonguldak basin (NW Turkey) and their variations with rank and maceral composition: Int. Journal of Coal Geology, v. 48, pp. 133-144.
- Gürdal, G. and Yalcýn, M. N., 2004, Comparison of adsorption related properties of Zonguldak basin coals (NW TURKEY) obtained at two different adsorption temperatures of carbondioxide: Energy Sources, v. 26, pp. 1301-1312.
- Gürdal, G. and Yalcýn, M. N., 2005, The importance of petrophysical properties of coals for gas storage and production in Zonguldak coal basin: IESCA 2005, Abstract Book, p. 166.
- I.C.C.P., 1971, Internationales lexikon für kohlenpetrologie: Centre National de LA Recherche Scientifique15, Quai Anatole- France, Paris.
- Jüntgen, H. and Klein., 1975, Entstehung von erdgas aus kohlingen sedimenten: Erdol,Kohle,Erdgas,Petrochemie, v. 28, pp. 65-73.
- Killingley, J., Levy, J. and Day, S., 1995, Methane adsorption on coals of the basin, Queensland, Australia: Intergas 95, The University of Alabama Tuscaloosa, Alabama USA, pp. 401-411.
- Kim, A. G., 1977, Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data: U.S Bureau of Mines Report of Investigations No. 8245, 22p.
- Lamberson, N. and Bustin, R. M., 1993, Coalbed methane characteristics of Gates formation coals, Northeastern British Columbia; Effect of maceral composition: AAPG Bulletin, v. 12, pp. 2062-2076.
- Laxminarayana, C. and Crosdale, P. J., 1999, Role of coal type and rank on methane sorption characteristics of Bowen basin, Australia coals: Int. J. Coal Geol. 40, pp. 309-325.
- Levine, J. R., 1993, Coalification; the evolution of coals as source rock and reservoir rock. In: Law, B. E., Rice, D. D. (Eds), Hydrocarbons from coal: Am. Assoc. Pet. Geol. Stud. Geol., v. 38, Tulsa, pp. 39-77.
- Levine., J. R., 1994, Coal petrology in exploring for coal seam gas, International Conference on Coalbed Methane and Coal Geology: University Wales Cardiff, Short Course Notes (unpublished).
- Levy, J., Day, H. and Killingley, J. S., 1997, Methane capacities of Bowen basin coals related to coal properties: Fuel, v. 76, no. 9, pp. 813-819.
- Lowell, S. and Shields, T. E., 1984, Powder Surface Area and Porosity: 2nd Edition, Chapman&Hall, London, 234p.
- Lowell, S. and Shields, T. E., 1991, Powder Surface Area and Porosity: 3rd Edition, Chapman&Hall, London, 256p.
- Mahajan, O. P., 1991, CO₂ Surface area of coals; The 25th Paradox: Carbon, v. 29, no. 6, pp. 735-742.
- Marsh, H., 1987, Adsorption methods to study microporosity in coals and carbons-A critique: Carbon, v. 25, no.1, pp. 49-58.

Zonguldak Havzasý Karbonifer Kömürlerinde Kömür Kökenli.....

- Mastalerz, M., Gluskoter, H. and Rugg J., 2004, Carbon dioxide and methane sorption in high volatile bituminous coals from Indian: USA, Int. Journal of Coal Geology, v. 60-1, pp. 43-55.
- Medek, J., 1977, Possibility of micropore analysis of coal and coke from carbon dioxide isotherm: Fuel, v. 76, pp. 131-133.
- Mukhopadhyay, P. K., MacDonald, D. J. and Calder, J. H., 1995, Evaluation of coalbed methane potential of the Stellarton Basin, Nova Scotia, Canada, based on geological physical and chemical properties: Proceedings of the 1995 International Unconventional Gas Symposium, Tuscaloosa, Al, USA, pp. 311-320.
- Rightmire, C. T., 1984, Coalbed methane Resource, In: Coalbed Resorces of the Unyted States, Rightmire, C. T. et al (Eds.): AAPG Studies In Geology Series, 17, pp. 1-14.
- Sýauw, H. Ng, Fung, D. P. C. and Kim, S. D., 1984, Some physical properties of Canadian coals and their effects on coal reactivity: Fuel, v. 63, pp. 1564-1569.
- Sing, K. S. W., 1989, Characterization of Adsorbents, A.E Rodrigues., et.al (Eds), Adsorption:Science and Technology, pp. 3-14.
- Su, X., Lin, X., Liu, S., Zhao,M. and Song,Y., 2005, Geology of coalbed methane reservoirs in the Southeast Qinshui Basin of China: Int. Journal of Coal Geology, v. 62-4, pp. 197-210.
- Sobolik, J. L. and Ludlow, D. K., 1992, Parametric sensitivity of the BET and Dubinin-Radushkevich Models for determining char surface area by CO₂ adsorption: Fuel, v. 71, pp. 1195-1202.
- Stach, E., Mackowsky, M., Th., Teichmüller, M., Taylor, G. H., Chandra, D. and Teichmüller, R., 1982. Stach's Textbook of Coal Petrology: Gebrüder Borntraeger, Berlin, 535p.
- Tissot, B. P. and Welte, D. H., 1984, Petroleum Formation and Occurrences: 2nd ed .Springer, Berlin, 699p.
- Todo, Y. and Toyoda, S., 1972, Application of mercury porosimetry to coal: Fuel, v. 51, pp. 199-201.
- Walker, L. W., Verma, S. K., Utrilla, J. R. and Davis, A., 1988, Densities, porosities and surface areas of coal macerals as measured by their interaction with gases, vapours and liquids: Fuel, v. 67, pp. 1615-1623.
- Wyman, R. E., 1985, Gas resource in Elmworth coal seams, Elmworth case study of a deep basin field, In: John A. Mastres .(Ed), Case Study of a Deep Basin Gas Field: AAPG Memoir, v. 38, pp. 173-187.
- Yalçýn, M. N., 2005, Kömür kökenli doðal gaz 'Zonguldak yöresinde yeni bir yeraltı zenginliði': Cumhuriyet Bilim Teknik, sayý 932, s. 18-19.
- Yalçýn, M. N., Schenk, H. J. and Schaefer, R. G., 1994, Modelling of gas generation in coals of the Zonguldak Basin (MW Turkey): Int. J. Coal Geol., v. 25, pp. 195-212.
- Yalçýn, M. N., Ýnan, S., Gündal, G., Mann, U. and Schaefer,G. R., 2002, Carboniferous coals of the Zonguldak basin (northwest Turkey): Implications for coalbed methane potential: American Association of Petroleum Geologists Bulletin , v. 86 (7), pp. 1305-1328.

YÜKSEK GÜVENÝLÝRLÝKLÝ, AYRIMLILIKLI VÝBROSÝSMÝK VERÝ TOPLAMA YÖNTEMÝ

HIGH FIDELITY VIBRATORY SEISMIC DATA ACQUISITION METHOD (HFVS)

H. S. BAÞAR¹, B. ECEVÝTOÐLU, O. GÜRELÝ ve Y. SAKALLIOÐLU³

¹ North African Geophysical Exploratin Co. (NAGECO) P.O.Box 11141 Tripoli/Libya

² Ankara Üniversitesi Müh. Fak. Jeofizik Müh. Bl. Beþevler/Ankara

³ Waha Oil Company P.O. Box 395 Tripoli/Libya

ÖZ

Yüksek güvenilirlikli ve ayrlýmlýklý vibrosis-mik veri toplama (HFVS) yöntemi 1998 yýlýn- da Mobil Firmasý tarafýndan geliptirilmiş ve patented at 1998. However the first applica-patenti alýnmýptýr. Ýlk uygulamalarý, donanýntions have been done at 2005 after the hard-ware yazýlým teknolojilerinin yeterli düzeye ulap- masý ile ancak 2005 yýlýnda yapýlabilmítir. Yöntem, veri kalitesinin artmasýnýn yaný sýra-ing the data quality and also improving the birden fazla atýþ noktasýnda ayný anda atýþ speed of data acquisition because of giving yapýlmasyýna olanak saðlayarak, veri toplama an opportunity to record more than one shot hýzýnýn da artmasýný saðlamaktadýr. Yöntemin points with sweeping simultaneously vibra-uygulamasý hem vibratör hareketlerinin belirteci olan yer tepkisinin, hem de çapraz ilíþki yapýlmamýþ ham alýcý verisinin kaydedilmesini gerektirir. Yer tepkisi sinyali, geleneksel vibroismikte kullanýlan çapraz ilíþki iþlemine alternatif olan ters çözümde kul- lanýlmaktadýr.

Anahtar Kelimeler: Sismik, Vibroismik, HFVS, Vibratör, Sweep

ABSTRACT

High fidelity vibratory seismic method (HFVS) has been developed by Mobil and da Mobil Firmasý tarafýndan geliptirilmiş ve patented at 1998. However the first applica-patenti alýnmýptýr. Ýlk uygulamalarý, donanýntions have been done at 2005 after the hard-ware yazýlým teknolojilerinin yeterli düzeye ulap- masý ile ancak 2005 yýlýnda yapýlabilmítir. technologies. The method achieves increas-Yöntem, veri kalitesinin artmasýnýn yaný sýra-ing the data quality and also improving the birden fazla atýþ noktasýnda ayný anda atýþ speed of data acquisition because of giving yapýlmasyýna olanak saðlayarak, veri toplama an opportunity to record more than one shot hýzýnýn da artmasýný saðlamaktadýr. Yöntemin points with sweeping simultaneously vibra-tors. The application of the method requires to record, uncorrelated raw data and ground force signals as the sign of the vibratory motion. The ground force signal has been using for inversion process as an alternative of the conventional correlation process.

Keywords: Seismic, Vibroseismic, HFVS, Vibrator, Sweep

GÝRÝÞ

HFVS yönteminde sahada kaydedilen veri miktarýnda büyük bir artýþ olupur. Çapraz ilþki iplemi yapýlmamýþ ve ýyöma iplemine tabi tutulmamýþ alýcý kayýtlarýnýn yaný sýra he vibratörden her sweep için alýnan yer tepkisi sinyalleri de kaydedilmektedir. Geleneksel vibrosismik ile veri toplanan benzer sahalarla kýyaslandýðýnda veri miktarý 10 ila 20 kat arasýnda, üretilen atýþ kaydý miktarý 5 kat civarýnda artmaktadır. Bu verileri güvenli bir þekilde kaydedebilmek için, her vibratöre 6 kanal 24 bit kayýt sistemi ve ana kayýt aletine yüksek kapasiteli kaset üniteleri yerleştirilмелidir. Vibratörler ile ana kayýt aleti arasýndaki telsiz haberleþme aðý ile kayýt numaralarýný ve vibratör kayýtlarýnýn doðruluðu kontrol edilir. Veri iplem merkezi vibratör kayýtlarýnýn birbirinden ayrýlmasy ve ters çözüm için yapýðý çalýþmalar sýrasýnda vibratör ve alýcý kayýtlarýný birleþtirir. Bu adýmdan sonra her vibratörden gelen veri, baðýmsýz atýþ kayýtlarýna dönüptürülebilir. Hem sahada hem de veri iplem merkezinde yapýlacak kalite kontroller çok önemlidir. Herhangi bir veri kaybý veya düzeltilmemiþ vibratör ölçümleri veri iplem sonuçlarýný olumsuz etkiler.

Alýcý kaydýnýn referans sweep ile çapraz ilþkiye sokulmasý yerine, vibratör hareketlerini kullanarak ters çözüm yapmak, vibratörler arasýnda oluþan farklýlkýlarý ortadan kaldýrdýlikteki e'nin çözümü; gibi, yakýn yüzey deðiþimlerinin neden olduðu faz ve genlik biçim deðiþikliklerine karþý veriyi korur.

HFVS eþzamanlı olarak titreþen vibratörlerin ürettikleri sinyalleri ayrýptýrma teknolojisine de sahiptir (Sallas ve dið., 1998). Farklý atýþ noktalarýnda eþzamanlı titreþen vibratörlerin sinyalleri, yer içinde farklı yollar izleyerek, farklı yer yansýma serileri ile evriþip, alýcýlara beraber gelir. Sinyaller yansýtýcý kullanýlýr. Eðer, sweep sayýsý vibratör sayýsýný tabakalarý, tekrarlý yansýmalarý ve yakýn yüzey etkilerini içerir. Alýcýda kaydedilen birdizi bütün vibratör sinyallerinin evriþimlerinin toplamýðýr. Zamanýn(t) fonksiyonu olarak, sweep i için kaydedilen sismik veri $d_i(t)$ aþaðýdaki þekilde ifade edilir;

$$d_i(t) = s_{ij}(t)^* e_j(t) \quad (1)$$

Burada $s_{ij}(t)$ vibratör j tarafýndan üretilen

sweep sinyali, $e_j(t)$ vibratörün j sinyalinin izlediði yol üzerindeki yer yansýma serisidir ve * evriþim operatöründür. (1) nolu eþitlik frekans ortamýnda aþaðýdaki gibi yazýlýr.

$$d_i(f) = s_{ij}(f) e_j(f) \quad (2)$$

Buradan itibaren bütün baðýntýlar frekans ortamýndadýr. (2) nolu eþitlik frekans ortamýnda matris þeklinde yazýlýrsa;

$$\begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & \dots & S_{1N} \\ S_{21} & S_{22} & \dots & S_{2N} \\ S_{31} & S_{32} & \dots & S_{3N} \\ S_{41} & S_{42} & \dots & S_{4N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{M1} & S_{M2} & \dots & S_{MN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ e_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \\ d_4 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ d_M \end{bmatrix} \quad (3)$$

olur. Burada M sweep sayýsý ve N vibratör sayýsýdýr.

Denklem (3)'te verilen matris kýsaca aþaðýdaki þekilde yazýlabilir.

$$Se=d \quad (4)$$

Eðer sweep sayýsý vibratör sayýsýna eþit ise matris kare matris olur ki bu durumda eþitlikteki e'nin çözümü;

$$e=Fd \quad (5)$$

olur. Burada,

$$F=(S)^{-1} \quad (6)$$

dir. HFVS yönteminde veri ayrýptýrlýrken (6) no'lu eþitlikteki F , süzgeç operatörü olarak alýcýlara beraber gelir. Sinyaller yansýtýcý kullanýlýr. Eðer, sweep sayýsý vibratör sayýsýnýdan fazla ise çözüm kare matris ile ifade edilemez. Bu durumda (5) no'lu eþitlik aþaðýdaki gibi yazýlýr.

$$e=(S^* S)^{-1} S^* d \quad (7)$$

olur. Burada S^* , S matrisinin devriðidir (eþlenik transpozesi). (6) no'lu eþitlik aþaðýdaki gibi olur:

$$F=(S^* S)^{-1} S^* \quad (8)$$

(6) veya (8) no'lu denklemler kullanýlarak her vibratörün kaydý ayrý ayrý elde edilmiş ola- caktýr.

Yöntemin çalýþabilmesi için sweep sayýsýný vibro sayýsýna eþit veya fazla olmasý ve matris çözümü için S matrisinin determinýnýn sýfýra eþit olmamasý gerekmektedir. Bu nedenle her sweep için en az bir vibratör farký fazda sweep yapmalýdýr. Örneðin vibratörlerden birinin ürettiði sinyal diðerlerinden 90° farký olmalıdır (Tablo 1). Verilerin birbirinden ayrýlmamasý ve ters çözümünden sonra veri iþlem sýralamasý iðnecik ters evriþimin devamýnda minimum fazlý band geçiþli süzgeç içermektedir. Ýðnecik ters evriþimi gerçek vibratör sinyali ile ölçülen sinyal arasýnda her hangi bir fark olup olmadýðýný kestirmek için kullanýlmaktadýr. Ýlave olarak modellenen iz veri ile birlikte iþlenir, böylelikle faz hatalarý da düzeltilmel olur.

Tablo 1. Dört vibratör dört sweep için standart HFVS faz dönüpümü.

Sweep	Vibratör-1	Vibratör-2	Vibratör-3	Vibratör-4
1	0°	0°	0°	90°
2	0°	0°	90°	0°
3	0°	90°	0°	0°
4	90°	0°	0°	0°

Exxon ve Mobil þirketlerinin birleþmesi ile HFVS teknolojisinin Exxon tarafýndan geliþtirilen þekillendirilmel sweep (Shaped sweep) ile birleþtirme imkâný doðdu. Bu iki yöntem zaman içinde bütünlüktek teknolojik geliþimlerini sürdürdü. Birleþimdeki ana amaç verileri ayýrma ve ters çözüm sonrasý, referans ize ihtiyaç duymaksýzýn iyi bir sinyal/gürültü orany ile minimum fazlý sinyal elde edebilmektir. Ayrýca geleneksel vibrosisimkte karþýlabýlan, dinamit verisi ile uyumsuzluk ve iðnecik ters evriþimi iþlemine girecek sinyalin faz problemi gibi sorunlara çözüm üretilmiş olmaktadır.

Þekillendirilmel sweep teknolojisi korele edilmiş sinyal için geliþtirildiðinden direk olarak ters çözümde kullanýlamaz. Farký bir strateji izlenmesi gerekir ve sweep sinyalinin frekans ortamýndaki ifadesi olan $S(f)$ 'in türevi alýnarak, ayný jeofonda ölçüldürü gibi, hýz-karþýlýðý hesaplanýr. Böylelikle jeofon kaydý vibratör sinyali arasýndaki faz farký giderilmel olur.

HFVS ters çözüm tekniði aþaðýdaki baðýntýlarla kolayca anlaþýlýr. Tek vibratör tek sweep olduðu varsayıþýrsa, kaydedilen sinyalin $d(f)$ frekans ortamýndaki ifadesi;

$$d(f) = \left[(i2\pi f) s(f) \right] e(f) g(f) \quad (9)$$

Burada;

$s(f)$: Yer tepkisi sinyali,

$g(f)$: Jeofon tepkisi,

$e(f)$: Yer yansýma serisidir.

$(i2\pi f)$ zamandaki türevi temsil etmektedir.

$s(f)^{-1}$ süzgeci uygulanýrsa;

$$\left[\frac{1}{s(f)} \right] d(f) = \left[\frac{(i2\pi f)s(f)}{s(f)} \right] e(f) g(f) \quad (10)$$

olur. (10) no'lu denklemde görüldüğü gibi alýcý kaydý frekans ortamýnda girip sinyaline bölünürse yerin yansýma katsayý dizisi elde edilir. Girip sinyali, vibratörün tablasý üzerine yerleştirilen özel alýcýlar ile kaydedilir. Bu alýcýlar yerin yer deðiþtirmesine duyarlıdýr. Fakat sismik kayýtlarýn alýndýðý alýcýlar ise hýza duyarlıdýr. Yer deðiþtirmenin frekans ortamýndaki türevi hýza denk geldiðinden, iki alýcý arasýndaki farký gidermek için tabla üzerindeki alýcýnýn kaydýnýn türevinin alýnmasý, yani frekans ortamýnda $i2\pi f$ ile çarþýlmamasý yeterlidir.

Bu aþamadan sonra sinyalin biçimlendirilmesi gereklidir. Geliþtirilen çözüm ise özel olarak tasarlanmýp minimum fazlý iðnecik sinyalinin vibratör sinyalinin yerini almasýdır. (10) no'lu eþitlik aþaðýdaki þekle dönüpür:

$$\left[\frac{w(f)}{(i2\pi f)s(f)} \right] d(f) = \left[\frac{(i2\pi f)s(f)}{(i2\pi f)s(f)} \right] w(f) = e(f) g(f) \quad (11)$$

Burada vibratör sinyalinin genlik spektrumu kullanýlarak tasarlanmýp dalgacýktýr. Bu dalgacýnýn frekans bandý, sweepnin frekans bandýna eþit ya da büyük olmalıdır. Ayrýca tasarlanan dalgacýnýn genliði vibratör sinyalinin genliðine eþit veya daha az, band geniþliði vibratör sinyalinin band geniþliðine eþit veya büyük olmalıdır. Veri ayýrma ve ters çözüm iþlemi bu aþamadan sonra veri ayýrma ve ters evriþim iþlemi halini alýr ve süzgeç formülü aþaðýdaki gibi olur:

$$F = (S^* S)^{-1} S^* w \quad (12)$$

Yüksek Güvenilirlikli, Ayrımlılıklı, Vibroismik Veri Toplama Yöntemi

Ýðnecik cevabý yer tepkisinden veya yer tepkisinin türevinden tasarlanabilir. Yapýlan çalýþmalar yer tepkisinin türevinden faydalananýlarak yapýlan ters evriþim iplemiñin vibratör sinalini sinalin içinden çýkartarak yerine iðnecik cevabýný koyduðunu göstermiþtir. Yer tepkisi sinalinin türevi alýnmadan yapýlacak ters evriþim iplemi de kaydýn içinden vibratör sinalini çýkartacaktır, ancak bu durumda vibratör sinalinin yerini alacak olan sinal iðnecik cevabýný türevi olmalıdır.

Sinal/Gürültü Oranlarý ve Bir Atýþ Ýçin Geçen Sürenin Karþýlaþtýrýlmamasý

Sinal/Gürültü (S/G) oranýný etkileyen faktörler; Vibratör gücü, Sweep süresi ve sweep band genipliðidir. HFVS ile geleneksel vibroismik yöntemin karþýlaþtýrýlabilmesi için ilgili formülün içerisinde vibratör sayýsy ve sweep sayýsy parametrelerinde katýlaraç formülün geniþletilmesi gerekmektedir. Bahsi geçen parametrelerinde eklenmesi ile S/G oraný formülü aþaðýdaki þekli alýr:

$$S/G = 20 \log \sqrt{VFLSW} \quad (13)$$

V= Vibratör sayýsy

F= Güç= Vibratör gücü*sürüp seviyesi

L= Sweep süresi

S= Sweep sayýsy

W= Sweep band genipliði

Tablo 2'den de görüleceði üzere bir vibro ile alýnan HFVS kaydý dört vibro ile alýnan geleneksel vibroismik kaydý ile yaklaþýk ayný sinal/gürültü (S/G) oranýný yakalamaktadýr. Her iki yöntemde de sweep baþlangýç frekansý 8 Hz bitiþ frekansý 80 Hz olarak alýnmýþtýr.

Bir atýþ noktasýndan elde edilecek kayýt için geçen süre; Sweep sayýsy x (Sweep boyu + Kayýt süresi) ile ifade edilir. Geleneksel vibroismik yöntemele, 8 sn uzunluðundaki 6 sweep ile elde edilecek 5 sn uzunluðundaki kayýt için $6x(8+5)=78$ sn süre gerekir. Vibratörlerin atýþ noktalarý arasýndaki seyahatin ortalamá 15 sn olduðu kabul edilirse 4 atýþ için harcanacak toplam süre $4x(78+15)=372$ sn olur. HFVS yöntemiyle, 24 sn uzunluðundaki 4 sweep ile elde edilecek 5 sn uzunluðundaki kayýt için $4x(24+5)=116$ sn süre gerekir. Dört sweep sonrasında geleneksel parametrelerle alýnan kayda yaklaþýk eþdeðer dört adet baðýmsýz kayýt elde edilir ve vibratörler sadece bir defa noktalar arasý hareket eder. Bu durumda HFVS yöntemi ile dört adet atýþ kaydý elde etmek için geçen toplam süre $116+15=131$ sn olur.

Sonuç olarak geleneksel yöntemde bir atýþ kaydý için yaklaþýk 93 sn, HFVS yönteminde ise yaklaþýk 33 sn gereklidir. Bunun anlamý veri toplama hýzýný yaklaþýk üç kat artmasý demektir. Artýþ ister maliyetleri düþürmek istenirse de daha yüksek çözünürlüklü veri toplamak için kullanýlabilir.

Tek vibro tek sweep saha uygulamasý

Uygulamanýn üç amacý vardýr; ana amaç HFVS'de kullanýlan ters çözüm yöntemi ile yer yansýma serisini elde etmek ve bu serinin üzerine þekillendirilmiş sweep'i yerleştirmek. Ýkinci amaç ayný veriyi kullanarak, HFVS ve geleneksel çapraz iliþki yöntemleri ile elde edilen kayýtlarýn karþýlaþtýrýlmamasýdýr. Üçüncü amaç ise yer yansýma serisine farklı frekanslarda þekillendirilmiş sinyaller yerleþtirerek atýþ kaydýna bu sinyallerin etkisinin

Tablo 2. Çeþitli parametrelerle elde edilen Sinal/Gürültü oranları.

Yöntem	Vibratör Sayýsy	Vibratör Gücü (Libre)	Sürüp Seviyesi (%)	Sweep Süresi (Sn)	Sweep Sayýsy	Band Genipliði (Hz)	S/G Oranýndaki artýþ (dB)
Geleneksel	4	60000	70	8	6	72	87.64
HFVS	1	60000	70	12	4	72	81.62
HFVS	1	60000	70	12	8	72	84.63
HFVS	1	60000	70	24	8	72	87.64
HFVS	1	60000	90	24	4	72	85.72
HFVS	1	90000	70	24	4	72	86.34

gözlenmesidir.

HFVS yöntemi veri akýþ þemasý, ters çözüm ile yer yansýma serilerinin elde edilmesi, minimum fazý sinyalin yaratýlmasý ve yer yansýma serisi ile minimum fazý sinyalin evriþtirilmesi olmak üzere üç ana bölüme ayrýlýr (Tek vibro tek sweep durumunda geçerlidir. Vibro sayýsý arttýrýldýðýnda akýþ edilen veri ayrýptýrma iplemi ilave edilir.).

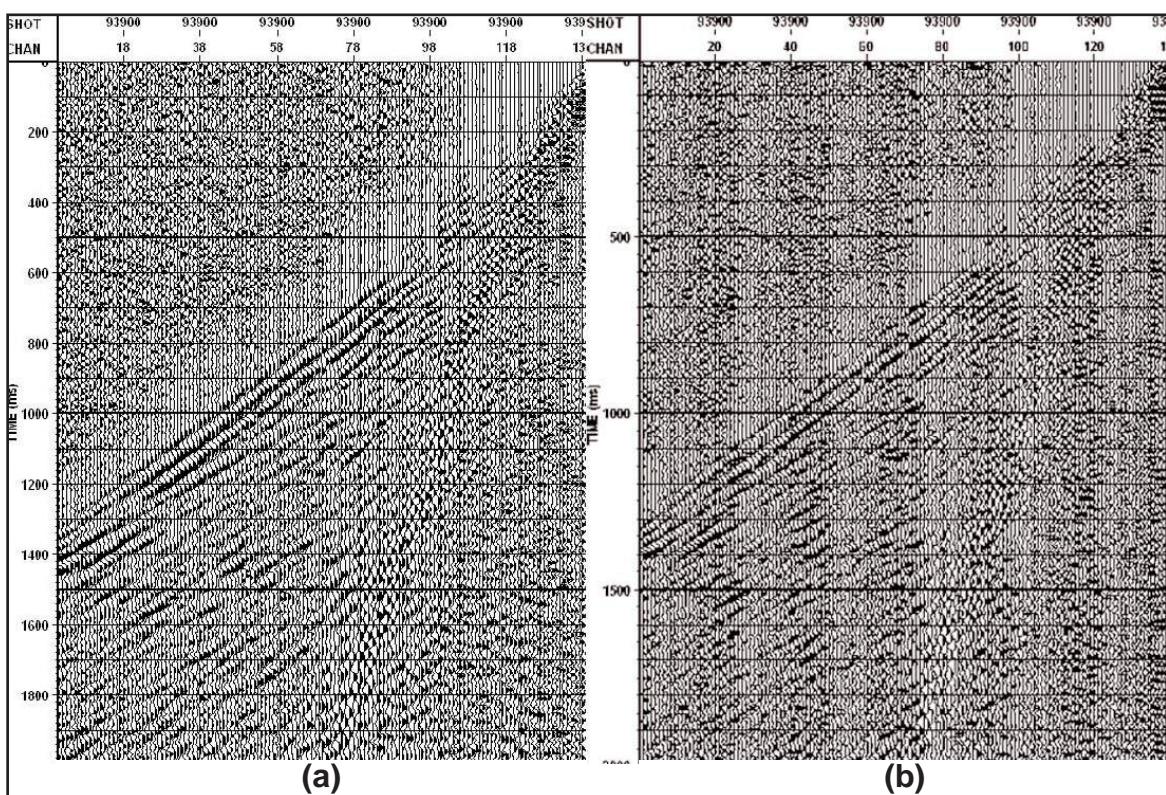
Ters çözümün yapýlabilmesi için ipleme girecek sinyallerin genlik ve faz spektrumlarýnýn hesaplanması gerekmektedir. Frekans ortamýnda yapýlacak bölme iplemi için genliklerin birbirine bölünmesi fazlarýn ise farkýnýn alýnmasý gerekmektedir. Bu nedenle sahada kaydedilen sinyalin genliði sweep sinyalinin genliðine bölünür, fazýndan ise sweep sinyalinin fazý çýkartýlýr. Elde edilen yeni genlik ve faz bilgileri ters fourier dönüpümü iplemine sokularak yer yansýma serisi elde edilir.

Her iki yöntemde de elde edilen sinyallerin daha iyi incelenmesi için çýkýþ verilerine 10-18-60-72 band geçipli süzgeç ve 500 msn otomatik genlik düzeltmesi (AGC) uygulan-

mýptyr.

Pekil 1'deki atýþ kayýtalarýnda frekans analizi penceresi olarak 0-3 sn ve 1-240 kanallar seçildi. Analizlerdeki (Pekil 2) her bir renk farklı bir izin frekans spektrumunu, lacivert renkli iz ise bütün spektrumlarýn ortalamasýý ifade etmektedir. Çapraz iliþki yöntemi ile elde edilen atýþ kaydýnýn frekans analizinde 10-20 Hz frekanslarýn 12 dB, 25-40 Hz frekanslarýn 16 dB, 40-65 Hz frekanslarýn 20 dB ve 65-72 Hz frekanslarýn ise hýzlý bir pekilde 20 dB'den 40 dB'e kadar sönümlendiði görülmektedir. HFVS yöntemi ile elde edilen atýþ kaydýnýn frekans analizinde 10-45 Hz frekanslarýn 13 dB, 45-65 Hz frekanslarýn 18 dB ve 65-72 Hz frekanslarýn 20-30 dB arasýnda sönümlendiði gözlelmektedir. Bu durum HFVS atýþ kaydýndaki genlikleri geleneksel çapraz iliþki kaydýna göre daha dengeli bir frekans içeriðine sahip olduğunu gösterir.

HFVS yönteminde, yer yansýma serisi ile pekillendirilmip sinyalin evriþimi abamasýnda kullanýlan sinyalin sonuca etkilerini gözleme mak amacýyla 25 Hz, 30 Hz, 41 Hz ve 50 Hz

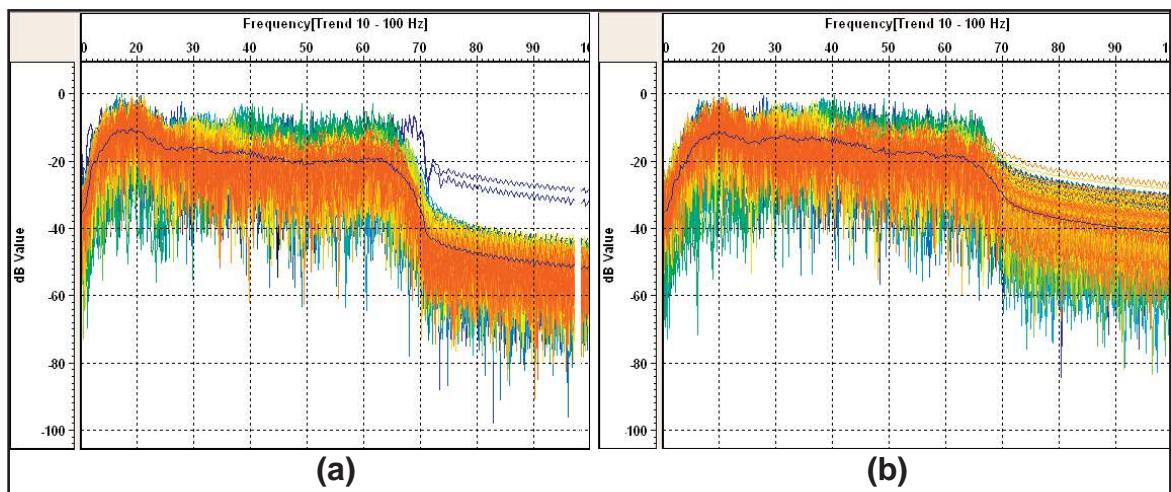


Pekil 1. Atýþ kayýtalarý (kanal 1-140 ve 0-2 sn) (a) geleneksel çapraz iliþki yöntemi, (b) HFVS yöntemi.

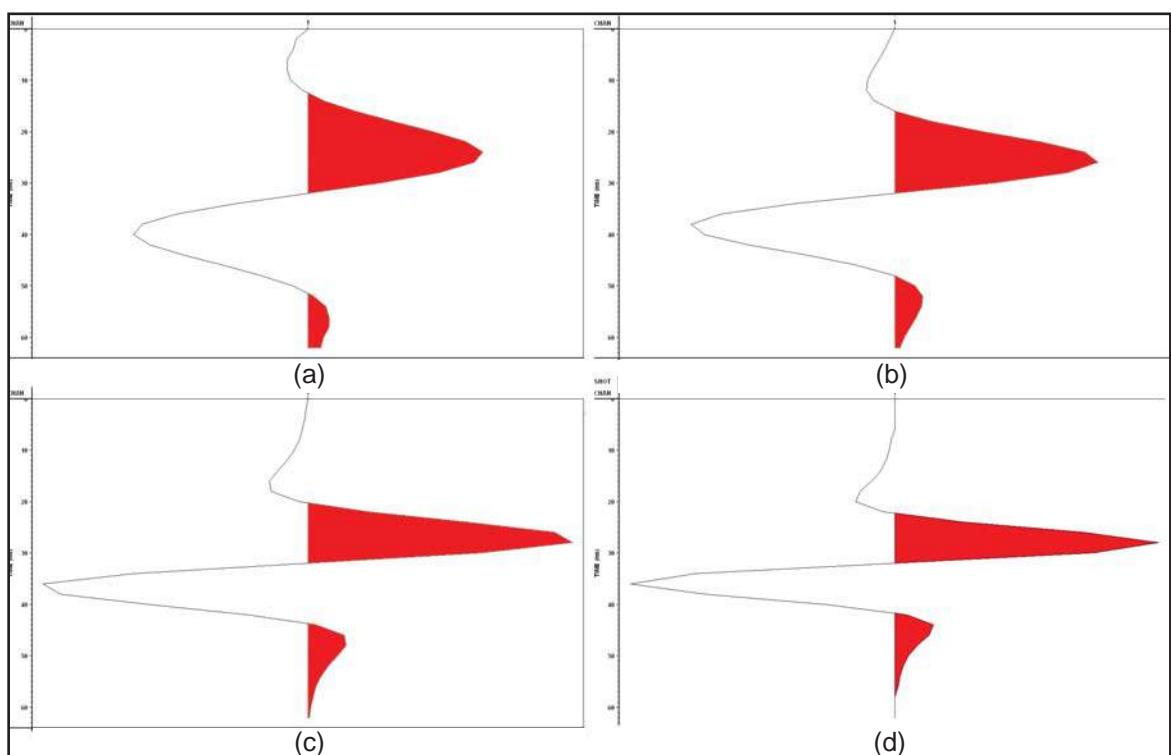
Yüksek Güvenilirlikli, Ayrýmlýklý, Vibrosismik Veri Toplama Yöntemi

olmak üzere dört farklı adýrlýk frekansýnda adýrlýðý (41 Hz), sahadaki hakim frekans (30 sinyaller yaratýldý. Sinyaller (þekil 3a, b, c, d) Hz) ve sahayý ve sweep frekanslarýný tam HFVS yöntemi veri akýþ þemasýnda girip olarak yansýtmayan düþük (25 Hz) ve yüksek verisi olarak kullanýdý ve yeni atýþ kayýtlarý (50 Hz) frekans unsurlarý dikkate alýndý (þekil 5). Atýþ kayýtlarý incelemesiinde þekil-

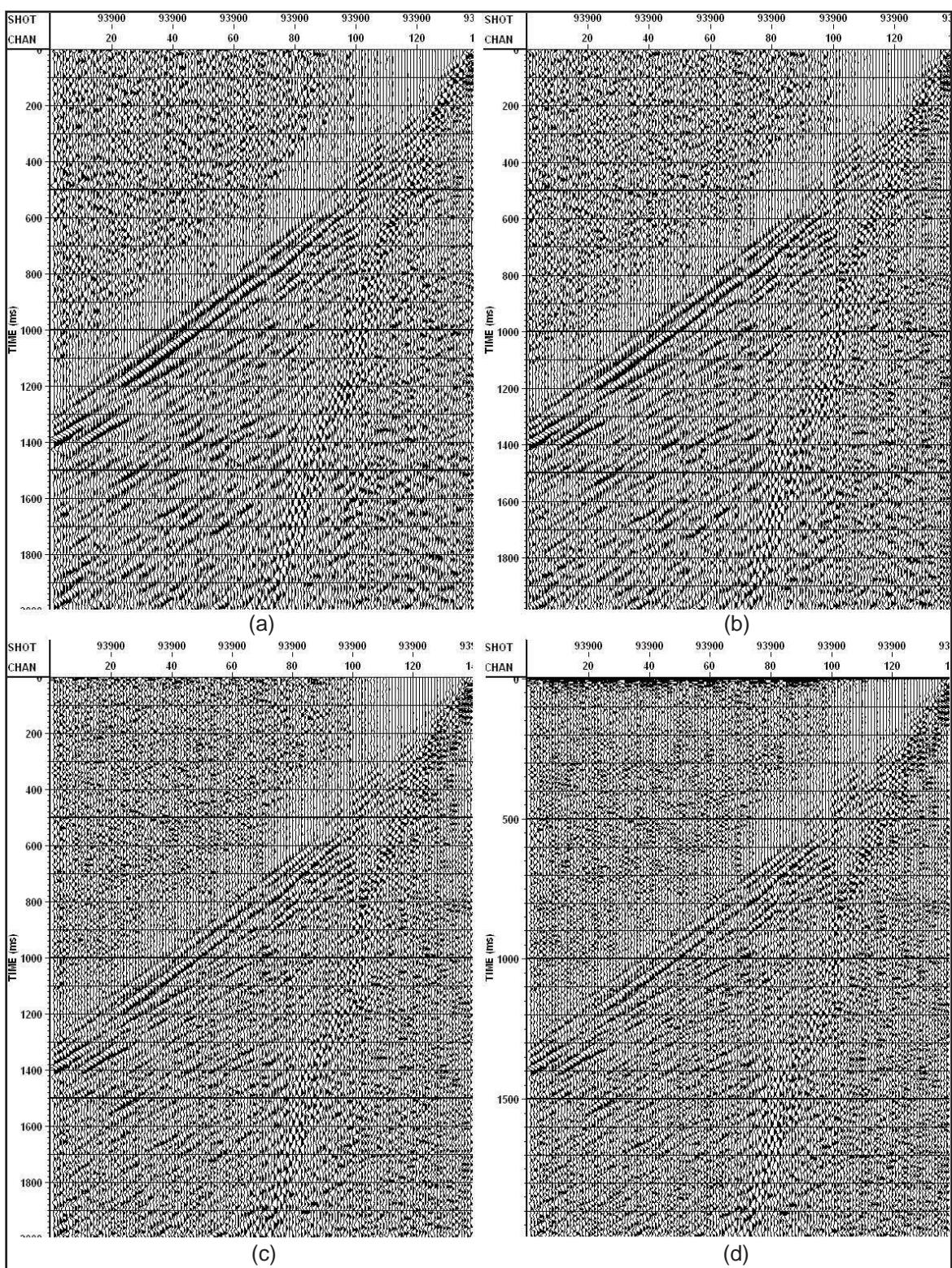
HFVS testinde kullanýlan sinyallerin lendirilmeli sinyalin frekansýnýn yüksek frekanslarýný seçiminde; atýþ esnasýnda kul-seltilmesinin çözünürlülüðü artýrdý, fakat lanýlan sweep frekans bandýnýn (10-72 Hz) derinlerden gelen sinyallerin atýþ kaydý



þekil 2. Bir vibratör bir sweep için frekans analizi karþýlaþtýrmasy, (a) Geleneksel çapraz iliþki yöntemi, (b) HFVS.

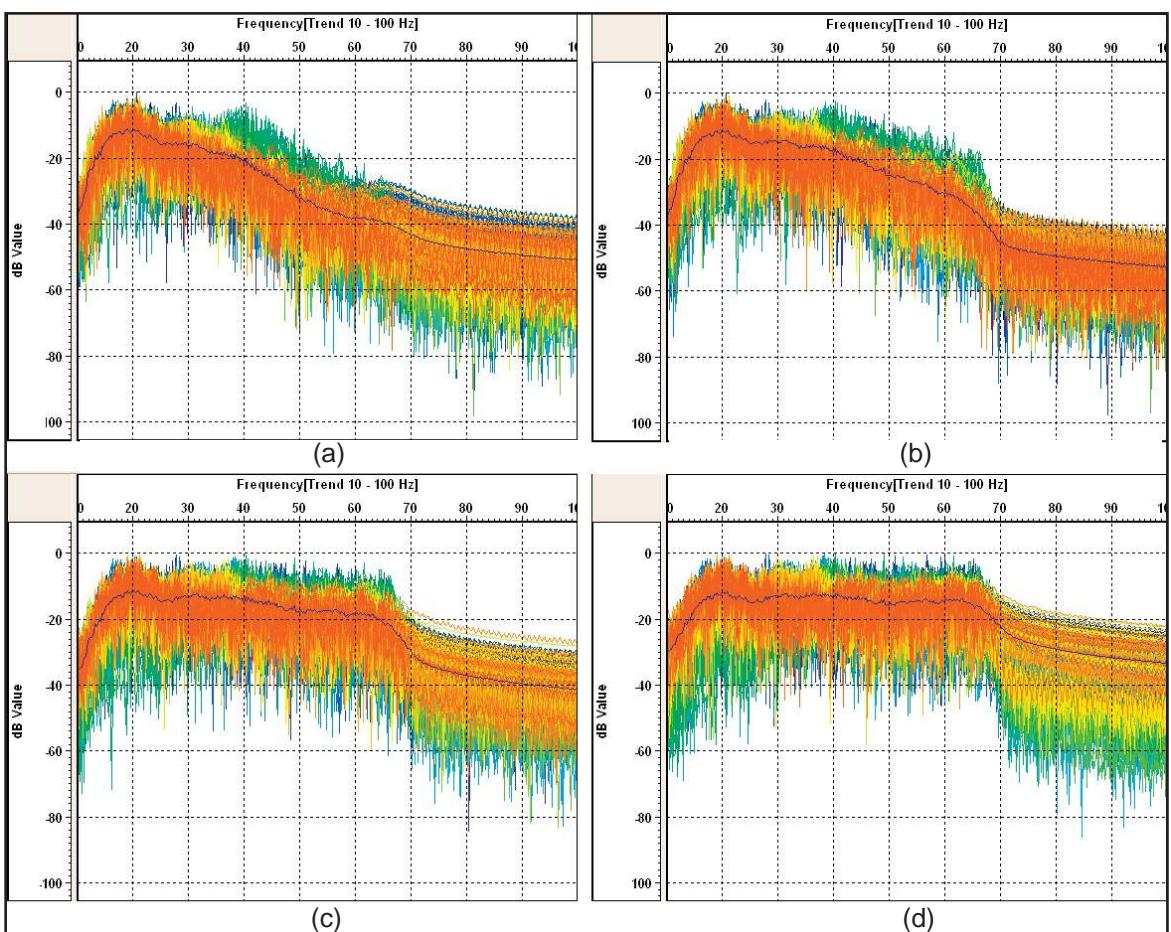


þekil 3. Minimum fazlý Ricker dalgacýklarý (a) 25 Hz, (b) 30 Hz, (c) 41 Hz, (d) 50 Hz.



Þekil 4. Minimum fazlý sinyalle þekillendirilmþ HFVS atýþ kayýtalarý (kanal 1-120, 0-2 sn), sinal aðýrlýk frekanslarý, (a) 25 Hz, (b) 30 Hz, (c) 41 Hz, (d) 50 Hz.

Yüksek Güvenilirlikli, Ayrýmýlýklý, Vibrosismik Veri Toplama Yöntemi



Þekil 5. Minimum fazlı sinyalle şekillendirilmiş HFVS atyp kaydý frekans analizleri, sinal aðýrlýk frekanslarý, (a) 25 Hz, (b) 30 Hz, (c) 41 Hz, (d) 50 Hz.

üzerinde çýplak gözle seçilmesini zorlaþtýrdýý geldiði noktada bu sorunlar kolayca görülmüptür. Ayrýca yüksek frekanslı düþük çözülebilirlikten hýz zonu gürültülerin atyp kaydý içerisinde belirmesine sebep olmuþtur. Her ne kadar düþük frekanslı sinalın kullanýlmasý yanal sürekliliði arttýrsa ve derinlerden gelen yansýmalarý belirginleştirirse de çözünürlülük azalmasýna, özellikle 40-72 Hz arası sinyallerin söñümlenmesine sebep olduðundan, en kabul edilebilir sonuç kullanýlan sweep bandýna ebit kýsa sinalın yaratýlarak yer yansýma serisi ile evriþtirilmesidir.

HFVS yönteminin çapraz iliþki yöntemine göre dezavantajlarý, verilerin ham olarak kaydedilmesi nedeniyle daha fazla depolama kapasitesine ihtiyaç duyulmasý ve kaydedilen ham verilerin, saha kalite kontrol birimlerince veya veri iþlem ofislerince ters çözümlerinin yapýlmasýnýn gerekliliðidir. Ancak günümüz veri depolama bilgisayar teknolojilerinin

HFVS yönteminin ters çözüm özelliðinden dolayı düzensiz gürültüler azalmakta, hem ters çözüm hem de şekillendirilmiş sweep özelliklerinden dolayı da yanal süreklilik, düþey çözünürlülük artmakta ve ilk kýrýlma sinyalleri daha belirgin hale gelmektedir.

Tablo 3. Ýki vibratör iki sweep için standart HFVS faz dönüpümü.

Sweep	Vibratör-1	Vibratör-2
1	0°	90°
2	90°	0°

Veri iþlem aþamasýna gürültülerden arýnýþýp kaliteli atyp kayýtalarý ile baþlamak elde edilecek ýýðma kesitlerinin de kalitesini attýracaktýr.

Ýki Vibro Ýki Sweep Saha Uygulamasý

Ýki vibro iki sweep olmasý durumunda, iki ayrı noktadaki vibratorler aynı anda iki farklı fazda sweep sinyalini yere gönderirler. Birinci ve ikinci sweep için faz dönüpümleri Tablo 3'de görüldüðü gibi olur.

Normal þartlar altýnda yöntemde her iki vibratöründe aynı anda sweep yapmasý gerekmektedir. Fakat teknik yetersizlikten dolayı test sýrasýnda atýþlar ayrı ayrı yapılmak ve iki vibro iki sweep için atýþ kayýtlarý, yer içindeki sinyal evribiminin matematikteki toplamaya denk gelmesi özelliðinden faydalanyarak hızýrlanýr. Bu amaçla HFVS birinci sweep'i için 927.5 nolu istasyonda yapılmak üzere 0° fazlý atýþ ile 939.5 nolu istasyonda yapılmak üzere 90° fazlý atýþın ham kayýtlarý (Þekil 6a), ikinci sweep için ise 927.5 nolu istasyonda yapılmak üzere 900 fazlý atýþ ile 939.5 nolu istasyonda yapılmak üzere 00 fazlý atýþın ham kayýtlarý toplanmýptýr (Þekil 6b).

Sonuç olarak her iki sweep için de 29 saniye uzunluðunda ham veriler elde edildi. Bir sonraki þabamada verilerin birbirinden ayrýþtýrýlmasý gereklidir. Veri işleme þabamasý tamamlanýncaya kadar yer yansýma katsayı

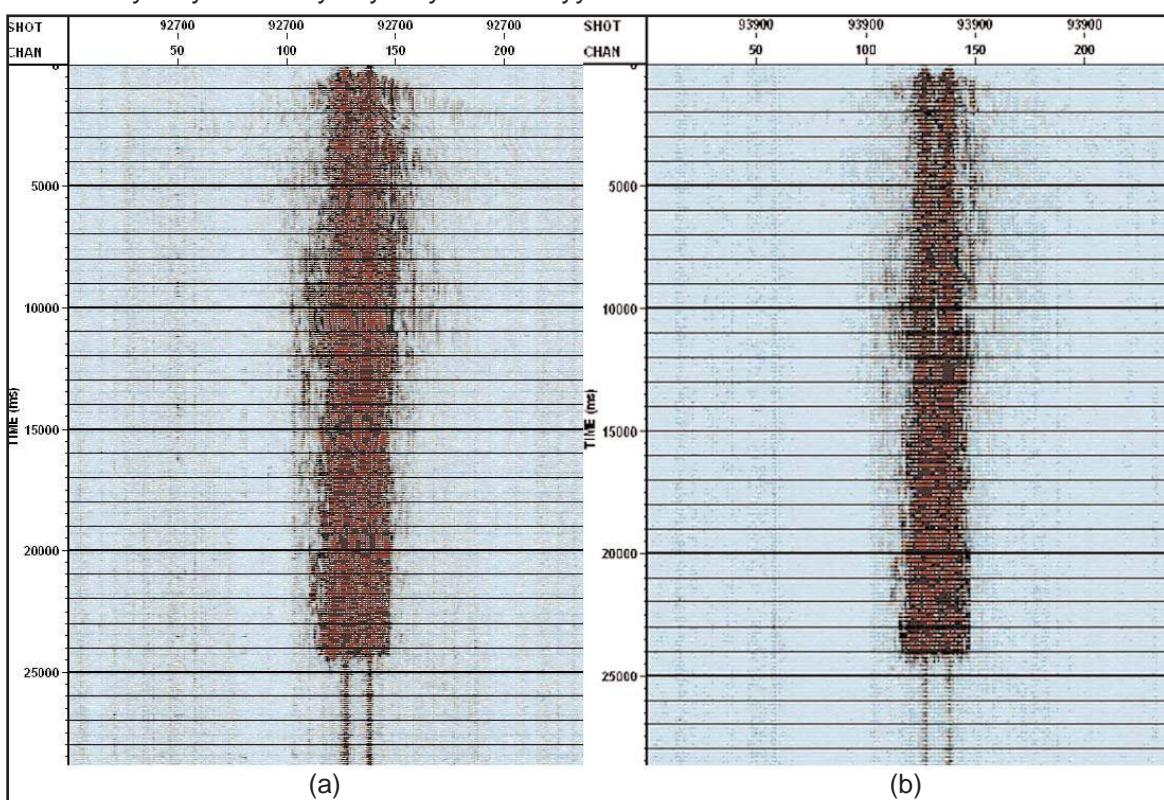
serileri $e(t)$ bilinmemektedir. Amaç vibratör sinyalleri $S(t)$ ve alýcý kayýtlarýndan $\alpha(t)$ yola çýkarak bilinmeyen $e(t)$ 'nin hesaplanmasıdır. Ýki vibro iki sweep için bilinenler ve istenenler Tablo 4'teki gibi olur.

Geleneksel yöntemle yapýlan 10 saniyelik iki sweep'in sonucu ile HFVS yöntemi ile yapýlan 24 saniyelik bir sweep'in karþýlaþtýrmalarý Þekil 7a ve b'de yer almaktadýr.

Elde edilen kayýtlar ve kayýtlarýn frekans analizleri incelediðinde, HFVS yöntemi ile istasyonda baþýna bir vibratör ile alýnacak kaydýn, geleneksel yöntemle iki vibratör kullanýlarak alýnacak kayýta eþdeðer kalitede veri toplanabileceði görülmektedir (Þekil 8).

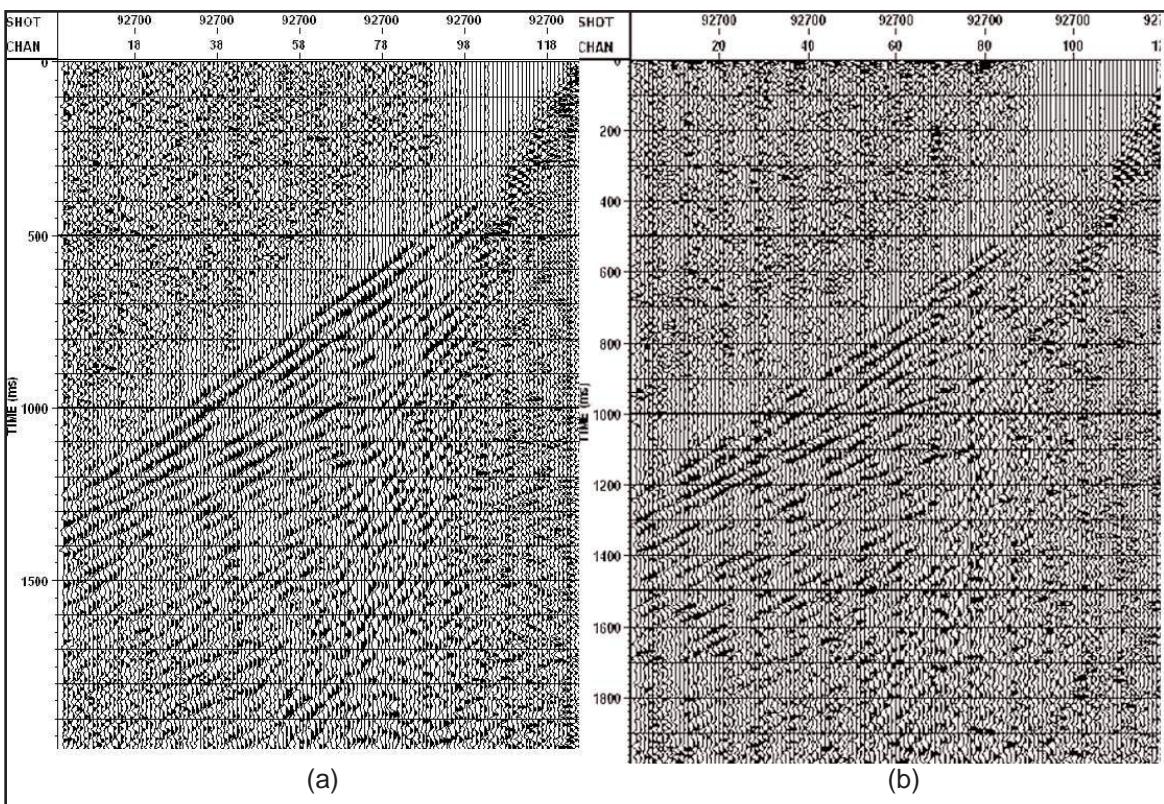
Tablo 4. Ýki vibratör iki sweep ters çözümünde bilinen ve bulunmasý istenen parametreler.

Bilinenler	Ýstenenler
$d_1(t), d_2(t)$ $S_{11}(t), S_{12}(t)$ $S_{21}(t), S_{22}(t)$	$e_1(t), e_2(t)$



Þekil 6. Ýki vibro iki sweep için HFVS atýþ kayýtlarý görüntüsü, (a) 1. sweep (b) 2. sweep.

Yüksek Güvenilirlikli, Ayrýmýlýklý, Vibroismik Veri Toplama Yöntemi



Þekil 7. Geleneksel ve HFVS yöntemlerinin karþýlaþtýrmasý (kanal 1-120 ve 0-2 sn) (a) iki vibratör iki sweep geleneksel, (b) bir vibratör bir sweep HFVS.

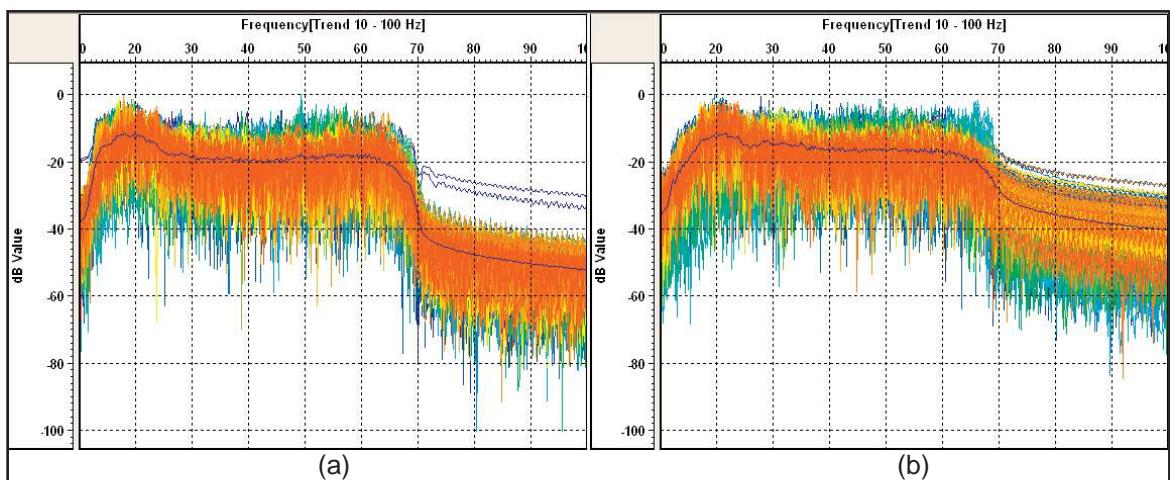
SONUÇLAR

Yöntemin avantajlarý

- Ayný anda birden fazla noktada atýþ yapýlabilmekte ve bu sayede veri toplama hýzý artmaktadır.
- Ters çözümde referans vibratör sinyali yerine, yer tepkisi sinyali kullanýlmamasý nedeniyle, atýþ kayýtlarý yüzey jeolojisi kaynaký olupabilecek muhtemel bozulmalar ve faz problemlerinden arýndýrlýmaktadır.
- Ters çözüm ile elde edilen yer yansýma serisinin minimum fazlý sinal ile evriþtirilerek atýþ kaydýnýn elde edilmesi sayesinde vibroismikteki karýþýk faz problemi çözülmektedir. Dinamit verisiyle karþýlaþtýrlabilecek, minimum fazlý kayýtlar elde edilebilmektedir.
- Artan veri toplama hýzýnýn iki önemli getirisini vardýr. Saha tasarýmlarý geleneksel yöntemle benzer þekilde hazýrlanýp daha ekonomik veri toplanabilir veya toplam maliyet sabit tutularak saha tasarýmlarýnda daha küçük bin boyutu, ortak yansýma noktası belirlenip saha daha yoðun þekilde taran-
- abilir, katlama sayýsý artýrylabilir.
- Yüksek frekanslardaki sönüüm miktarý azalacaðýndan daha geniþ frekans aralýðýnda yüksek çözünürlülüklu veri toplanýr.
- Geleneksel yönteme göre daha düzenli genlik spektrumlarý elde edilir.
- Atýþ kayýtlarýndaki ilk kýrýlma sinyalleri daha iyi seçilebilir olacaðýndan, kýrýlma statiði hesabý kolaylaşýr.
- Geleneksel yöntemde 4 vibratör kullanýlarak toplanacak veriye eþdeðer Sinal/Gürültü oraný sadece 1 vibratör kullanýarak elde edilebilmektedir.
- Vibroismik endüstrisinin hedefi olan nokta kaynak nokta alýcýya yaklaþýlmýþ olur.
- Elde edilen atýþ kayýtlarýna olarak ters evriþim (deconvolution) işlemi yapýlmýþ olur.

Yöntemin dezavantajlarý

- Sahada toplanan veriler ham olarak kaydedileceðinden veri boyu dolayýsý ile örnek sayýsý artacaktýr. Ayrýca ters çözümde kullanýlmak üzere yer tepkisi sinyali de yedek (Auxiliary) kanallara kaydedilmelidir. Bu



Þekil 8. Geleneksel ve HFVS yöntemlerinin frekans analizi karþýlaþýrmasy, (a) iki vibratör iki sweep geleneksel, (b) bir vibratör bir sweep HFVS.

durum geleneksel yönteme göre daha büyük boyutlarda veri depolama kapasitesi gereklidir.

- Günümüz kayýt sistemleri ters çözüm yapabilecek yazılımlarla donatýlmadýklarýndan, ters çözüm ipleminin saha kalite kontrol ofislerinde veya veri íplem merkezlerinde yapýlmasy gerekmektedir.

- Bir nokta için birden fazla sweep yapýlmasy durumunda, her sweep'in kalite kontrolü ayrı ayrı yapýlmalý, her sweepde vibratörlerin istenilen sinyali ürettiðinden emin olunmalýdýr. Aksi takdirde bir sweepde olupabilecek hata veri ayrýþtýrma sonucunda dört atýþ kaydýný birden olumsuz etkileyecektir.

- Sweep sýrasýnda herhangi bir vibratör sinyalinde olupacak bozulma, sweepnin bütün atýþ noktalarý için tekrarlanmasýny gerektirir.

- Vibratörlerin ayný anda atýþ yapacakları noktalarýn arasý mümkün olduðunca uzak olmalıdır. Aksi takdirde veri ayrýþtýrma sonrası, atýþ kayýtlarý diðer atýþ noktalarýndaki vibratörlerin çalýpmasýnda dolayý olupan düþük hýz zonu gürültülerini içerebilir.

- Atýþ noktasý þabýna bir vibratör kullanýlaþýndan mümkün olan en güçlü vibratörler kullanýlmalýdýr.

- Veri ayrýþtýrma sonrası elde edilen kayýtlarýn yeniden numaralandýrýlmasy çok dikkatli bir þekilde yapýlmalýdýr. Yanlıþýp yapýlacak numaralandýrma elde edilecek ýýðma kesitlerini olumsuz etkiler.

- Offset ve azimut'lار geleneksel yönteme

göre daha deðipken ve düzensiz olur.

- Veri toplama hýzý artacaðýndan her atýþ sonrası serimin ilerleyebilmesi için daha fazla yer ekipmanýna ihtiyaç duyulur.

- Geleneksel yöntemdeki çapraz ilipki gibi tek iz veri íplemi deðil, çoklu iz veri íplemi yapýlmamasýny gerektirir.

KAYNAKLAR

Baþar, H. S., 2007, Vibroismik Yöntem ve Yüksek Güvenilirlikli, Ayrýmlýlký Vibroismik Veri Toplama: Ankara Üniversitesi Jeofizik Mühendisliði Anabilim Dalý, Master Tezi.

Brittle, K. F., 2001, Vibroseis Deconvolution: Frequency-Domain Methods: A thesis degree of Master of Science. University of Calgary, pp. 14-25.

Thapar, M. R., 2004, Seismic Survey Design, Data Acquisition and Processing: 2-6, 2-8.

Drijkoning, G. G., 2003, Seismic Data Acquisition: pp. 23-34

Krohn, C. E. and Johnson, M. L., 2006, HFVS: Enhanced data quality through technology integration E13-E23: Geophysics, vol. 71, no. 2,

Wilkinson, K., Habiak, R., Siewert A. and Millington, G., 1998, Seismic data acquisition and processing using measured motion signals on vibrators: SEG Expanded Abstracts.

PORE PRESSURE PROFILES OF SEVERAL GAS PRODUCING FIELDS IN THRACE BASIN, NW TURKEY

TRAKYA BASENÝ'NDE GAZ ÜRETEN ÜÇ SAHANIN GÖZENEK BASINCI PROFÝLLERÝ

Armaðan DERMAN and Çetin GÜRCAN

Turkish Petroleum Co. Exploration Department, Söðütözü Mah. 2. Cad. No:86 06100 Çankaya/ANKARA

ABSTRACT

Understanding pore pressures in the sedimentary successions is crucial both from exploration and drilling point of view. Casing design, which has a major impact on the overall cost of the well, and drilling mud optimization are generally based on pore pressure studies. From the exploration geology perspective, pore pressure analysis has implications for seal capacity, hydrocarbon column heights and migration. Three gas producing fields; Alacaoðlu, Umurca and South Karaçalý fields, located in Thrace Basin, were studied to develop pore pressure profiles. This study shows that Ergene and Daniþmen formations exhibit normal pore pressure gradients, whereas top of overpressure begins within Osmancýk formation.

Anahtar Kelimeler: Trakya Baseni, Gözenek Basýncý, Çatlatma Gradyaný.

ÖZ

Sedimanter istiflerde görülen yüksek gözenek basýnclarýný anlamak hem aramacýlýk hem de sondaj açýsýndan kritik öneme sahiptir. Kuyunun toplam maliyeti üzerinde en büyük etkenlerden birine sahip olan muhafaza borusu tasarýmý ve sondaj çamuru optimizasyonu genellikle gözenek basýncý çalýpmalarýna dayanmaktadır. Aramacýlýk açýsýndan ise gözenek basýncý analizleri kapan kapasitesi, hidrokarbon kolon yüksekliði ve gõç hakkýnda önemli ipuçlarý verir. Bu çalýpmada Trakya Basený'nde yer alan ve doðalgaz üreten üç sahada; Alacaoðlu,

Umurca ve Güney Karaçalý sahalarýnýn gözenek basýncý analizi yer almaktadýr. Buna göre Ergene ve Daniþmen formasyonlarý normal gözenek basýncý deðerlerine sahip iken, yüksek basýnclý zona Osmancýk Formasyonu içerisinde girilmektedir.

Keywords: Thrace Basin, Pore Pressure, Fracture Gradient.

INTRODUCTION

Thrace Basin is a Tertiary basin located in NW of Turkey which is the most important gas producing sedimentary basin in Turkey (Figure 1). There is a vast volume of literature mainly covering the stratigraphy, structural geology, geochemistry, sedimentology and petroleum geology of the basin. However, there is a lack of pore pressure related studies. Hence, this study aims to be the first attempt to evaluate the pressure profiles of several fields in Thrace Basin.



Figure 1. Location map of the study area.

Pekil 1. Çalýpma alanýný yer bulduru haritasý.

Pore Pressure Profiles of Several Gas Producing Field.....

In order to provide a better understanding, this paper also contains a compilation of pore pressure concepts and overpressure generating mechanisms. This compilation is followed by the description of methodology used in this work and later on the tools which worked best for developing PPFG profile were discussed. The scope of this work is to develop a pore pressure model which can be used as a reference where no data exists for future wells in the basin.

FUNDAMENTAL CONCEPTS IN PORE PRESSURE

Terminology

Geopressure, also known as overpressure is a concept that is widely used in exploration and development geology. It not only gives important information on concepts like fluid migration pathways and sealing potential but also is the foundation for drilling operations like casing design and mud weight optimization.

Overburden pressure is the pressure exerted by all overlying material. The overlying material is carried both by the rock matrix and the fluids within the pore space. Effective stress is the amount of overburden stress that is supported by the rock grains. This relationship between pore pressure, effective stress and overburden stress is formulated by Terzaghi (1923) as;

$$\sigma = S - PP$$

where σ is effective stress; S is the overburden pressure and PP is the pore pressure (Figure 2).

Pore pressure is defined as the pressure of the fluid in the pore space of the rock. The circumstance where the pore pressure is equal to the hydrostatic pressure is referred to as normal pore pressure. The hydrostatic pressure may change from basin to basin since the density of the water is not same everywhere. 0.433 psi/ft is taken for hydrostatic pressures exerted by pure water. In a global scale hydrostatic pressure for formation waters is between 0.450 psi/ft and 0.465 psi/ft (Figure 3).

Pore pressure might exhibit an abnormal behavior and it can be either on the right side or left side of the normal trend (Figure 3).

Being on the right side simply means that pore pressure exceeds the normal pressure and such case is referred to as overpressure. On the other hand if pore pressure lies on the left side of the normal trend then such case is called subnormal pressure.

The magnitude of pore pressure is limited by the failure stress of the rock, which is

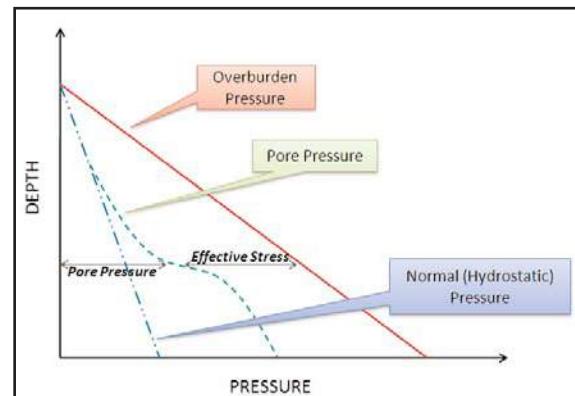


Figure 2. Depth vs Pressure chart showing the relationship between overburden, effective stress and pore pressure.

Pekil 2. Gömülme basýncý, efektif stress ve gözenek basýncý arasýndaki ilibkiyi gösterir grafik.

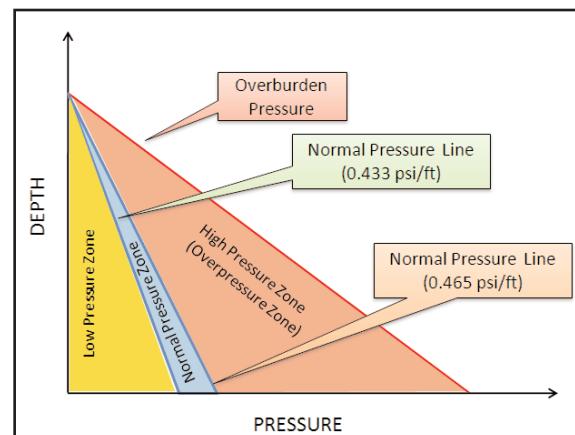


Figure 3. Normal Pressure Line depends on the local formation water salinity. Pressure values below or above this line defines the low or high pressure zones respectively.

Pekil 3. Normal hidrostatik basýncý grafiði formasyonun tuzluluðuna baðlýdýr. Basýncý deðerlerinin normal çizgisinin altýnda veya üstünde olmasýna göre basýncý zonlarý alçak veya yüksek basýncý zonu olarak adlandýrýlmaktadýr.

known as fracture pressure. From the geological perspective, exceeding the fracture pressure has two practical implications. One is the leaking of seals and the other is the migration of oil from source rock. The meaning from the drilling point of view is different. Together with pore pressure, fracture pressure determines the drilling window. In other words, mud weight must be between Pore Pressure and Fracture Pressure Equivalent Mud Weight. If mud weight is less than the pore pressure, then there will be a "kick" (in other words, influx of formation fluid into the wellbore). On the other hand, if mud weight exceeds the fracture pressure than the formation will fracture. Typical result of such case is the occurrence of mud losses and related loss of hydrostatic head (Figure 4).

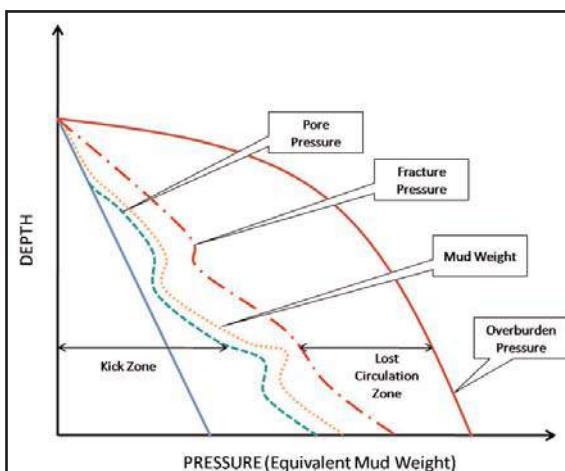


Figure 4. Pressure vs Depth Plot showing "Kick Zone" and "Lost Circulation Zone".

Pekil 4. "Kick" zonunu, bir bapka ifadeyle formasyonun kuyuya akma zonunu ve kaçak zonunu gösterir derinlik-basýnç grafiði.

These "drilling induced fractures" should not be confused with the natural fractures of the formation. Image logs are quite useful for determining such fractures since they are characterized by being parallel to the bore-hole axis. Drilling induced fractures are parallel to the maximum horizontal stress. Due to this reason, in the image log drilling induced fractures are visible with 180° separation.

OVERPRESSURE GENERATING MECHANISMS

Overpressure exists in a wide range of basins around the world from the Pacific Basins to African Basins (Hunt, 1990). Various researchers tried to explained the mechanisms deriving either overpressure or underpressure. One of the first publications in the literature is the Dickinson's study (1953) who explained the mechanism of geopressure in Gulf Coast as the incomplete dewaterring of sediments. This theory became one of the most popular explanations for overpressure development and later is referred to as "disequilibrium compaction". However, such mechanism is common in young clastic basins characterized by rapid burial and high sedimentation rate. Other mechanisms responsible for abnormal pressure development are as follows:

1. Aquathermal Effects
2. Clay Mineral Changes
3. Osmosis
4. Hydrocarbon Buoyancy
5. Tectonic Stress (mainly compression)
6. Thermal Cracking
7. Hydrocarbon Generation
8. Uplift
9. Unloading

Giving details of these mechanisms are beyond the scope of this work; hence we strongly recommend readings given as follows: Swarbrick and Osborne (1998), Dickinson (1953), Barker (1972), Powers (1967), Bruce (1984), Marine and Fritz (1981), Spencer (1987) and Summa et al. (1993).

METHODOLOGY/DATA SETS

Pore Pressure studies are roughly divided on three phases:

1. Pre-Drill
2. Syn-Drill
3. Post-Drill

Pre-Drill studies include mainly building a reliable Pore Pressure-Fracture Gradient (PPFG) model using seismic velocities, any offset well data (wireline logs, open hole tests, geological reports, drilling reports etc.) and basin modeling. Studies done during the drilling phase include estimating PPFG profile

⁽¹⁾ LWD: Logging While Drilling

Pore Pressure Profiles of Several Gas Producing Field.....

by using real-time data like LWD⁽¹⁾, D-Exponent, Gas events and hole conditions. Work done during Post-Drill phase mainly revises the syn-drill studies and updates the model done during the pre-drill phase.

This study is a post drill one where wireline logs are the main dataset used to evaluate pore pressure-fracture gradient (PPFG) profiles. Calibration was done using data such as DST, XPT or LOT where available. Wireline logs used in this study include Gamma Ray, Sonic, Resistivity, Density, SP and Caliper. GR and SP are used to determine lithology, specifically to pick shale points. DT and RES logs are used as porosity logs. Since direct pressure measurements are restricted for a few wells, mud weight, gas events and hole conditions described on various reports was used as an indirect pressure indicator. The data quality is variable. While for some wells, wireline data covers whole hole sections, for some other wells it includes only 8 ½" hole section, where most of the time, corresponding to Osmancık formation. This fact, is the major pitfall of this study, since a reliable Normal Compaction Trend can only be built by logs covering from surface to the total depth of the well. Hence, extrapolation was made for the hole sections where no reliable data exists.

The main idea of pore pressure theory is that in a normally pressured basin with increasing depth, compaction increases and porosity decreases. However, in an overpressured basin due to rapid sedimentation, fluids within the pore space of the rock do not have enough time to escape. The practical meaning is an increasing trend in porosity with increasing depth. Depending on this porosity based approach, wireline Sonic and Resistivity data are used to analyze overpressure zones. If sonic data deviates from the normal compaction trend than the well will most probably enter an overpressure zone (Figure 5).

The pore pressure-fracture pressure analysis were made using PRESGRAF, a Halliburton Co. software, where different hypothetical methods exist within the software.

⁽¹⁾ LWD: Logging While Drilling

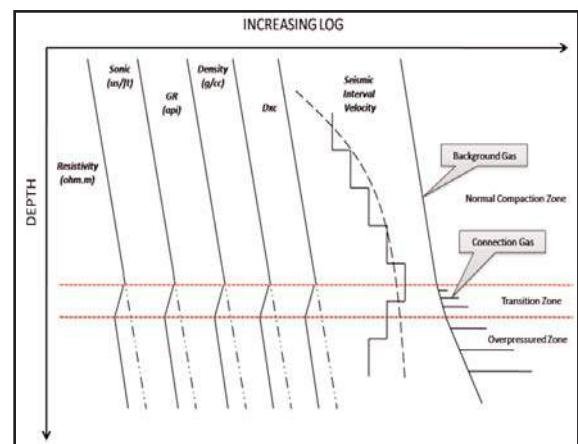


Figure 5. Trend analysis are based on the deviation from Normal Compaction Trend with depth prior to overpressure zone.

Pekil 5. Trend analizleri, yüksek basýnç zonalarýndan once görülen normal sýkýþma trendindeki sapmalarýn tanýmlamasý ve analizine dayanmaktadır.

As a standard methodology, first an overburden gradient was built by using wireline density data. Second, wireline resistivity or sonic data was plotted and beginning from the shallow section the normal compaction trend was determined. After picking shale points, by using different pressure estimating algorithms a pore pressure trend is estimated. Next, any pressure related data like mud weight, kicks or hole instability was used to calibrate this estimated pore pressure trend. After the correct determination of Normal Compaction Trend, other wells were analyzed. Model was revised as new wells were analyzed and a final pore pressure-fracture pressure profile was developed (Figure 6).

A total of 25 wells were analyzed. Data quality in 4 wells of Umurca field was not good enough, hence, out of 25, pressure profiles were built for 21 wells. Well names in the following pages do not represent actual names.

PORE PRESSURE PROFILES Alacaoðlu Field

Four wells were analyzed in the Alacaoðlu field: RZ1, RZ2, RZ3 and RZ4. RZ1 and RZ2 wells ended within Osmancık Formation, whereas, RZ3 and RZ4 wells penetrated Ergene, Daniþmen, Osmancık and

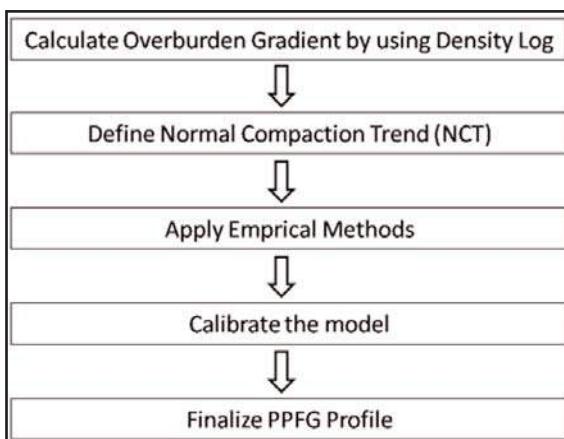


Figure 6. Flow chart for building PPFG profile.

Pekil 6. Gözenek Basýncý-Çatlatma Gradyaný profilinin olupeturulmasýný gösterir ib akýþ þemasý.

Mezardere formations.

RZ-4 well is the characteristic well of this field and both the methodology as described in Figure 6 and interpretation of results will be described. Initial stage of developing a pore pressure profile is to build an overburden gradient. Density log was used and average interval density is calculated to represent overburden pressure exerted at a certain depth. Depending on the overburden gradient values calculated in this work we suggest a gradient of 0.981 psi/ft where no data exists. Later using sonic log the best fit is determined (Red Line in Figure 7). This gives us the normal compaction trend. Any deviation from this Normal Compaction Trend (NCT) line gives abnormal pressure zones. Water salinity of Ergene Formation is 500-1000 ppm. Hence, normal pore pressure gradient for Ergene Formation is 0.433 psi/ft. After this, Eaton method (Eaton, 1976) is used to calculate pore pressure. This is the stage where initial pore pressure profile is developed. In the calibration stage, gas events, drilling events and Leak Off Tests are used to fine tune the model.

Pore pressure analysis made on this well shows that top seal exist within Danibmen Formation at 1300 m. Within Osmancýk formation an abrupt pressure increase begins at @1500 m. (Fig-7). Pore pressure reaches its maximum near 2100 m. with a value of 12.72 ppg. (95.15 lb/ft³). Overpressured zone continues down to Mezardere formation and after

the formation change it begins to decline. The pore pressure profile shows that three pressure compartments exist: The first begins from surface to 1300 m and covers Ergene and Danibmen formations. This normally pressured compartment is followed by a second compartment which is characterized by high pressure. This overpressure zone covers mainly Osmancýk Formation and the pore pressure values are between 9.19 ppg (68.75 lb/ft³) and 12.72 ppg (95.15 lb/ft³). The pressure trend in this second compartment begins to decline at 2300 m. The top of Mezardere Formation is the beginning of third pressure compartment where the pressure changes between 8.79 ppg (65.75 lb/ft³) and 9.39 ppg EMW⁽²⁾ (70.24 lb/ft³).

The drilling events support the model produced for RZ-4 well. It had been reported that well gained a kick at depths between 1300 and 1500. The model suggests a pore pressure value of 10.16 ppg @1304 m., where the mud weight was only about 9 ppg. Another kick event occurred at 2724 m. Although the estimated pore pressure and mud weight used during drilling seems to be quite normal (10.1 ppg 13.5 ppg respectively) fault was drilled at this depth and well gained a kick. This clearly implies pressure transfer from deeper sections. A final event is the complete loss occurred at 2732 m. The last Leak Off Test done in this open hole section was at 1205 m. with a value of 12.7 ppg. At 2732 m. the mud weight used to control the well was 13.77 ppg. This increase in pressure, especially considering equivalent circulating density, exceeded the fracture pressure and gave rise to complete losses.

Umurca Field

Umurca field is located in the central part of the Thrace Basin (Figure 1). Data of 14 wells were analyzed. Data quality allowed building pore pressure profiles of 10 wells. Among them ZM-5 well will be discussed here.

ZM-5 penetrated Ergene, Danibmen, Osmancýk, Mezardere, Ceylan, Soðucak and Hamitabat formations. Normal pore pressure values continue from surface down to 1500 m. Top seal begins in Danibmen formation as

⁽²⁾ EMW: Equivalent Mud Weight

Pore Pressure Profiles of Several Gas Producing Field.....

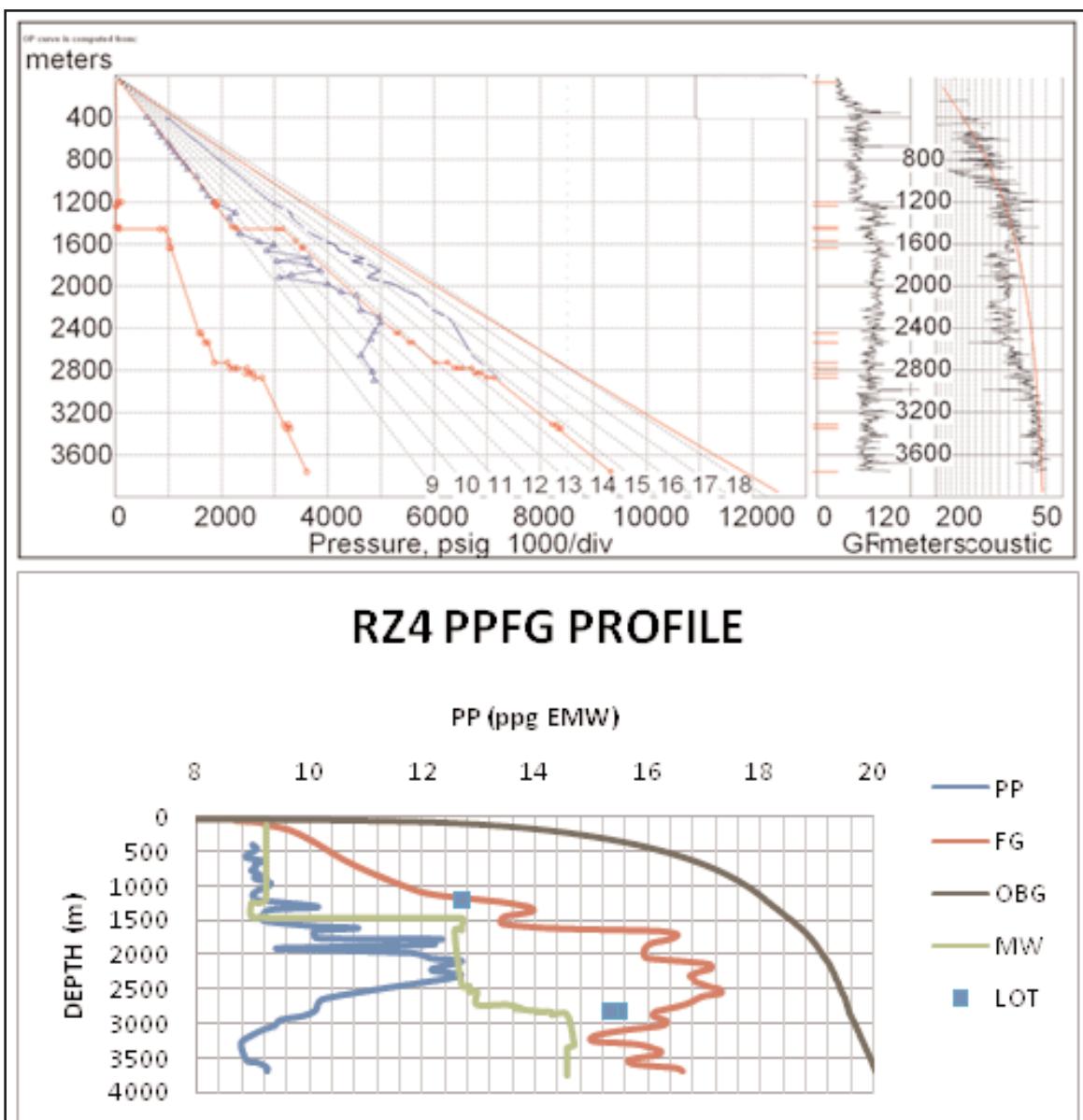


Figure 7. Depth vs. Pressure plots showing the pore pressure profile and overpressure trend of a typical well in Alacaođlu field; RZ-4 well.

Pekil 7. Alacaođlu sahasýnda yer alan ve bu sahanýn tipik kuyusu RZ-4'ün gözenek basýncý profilini gösteren derinlik-basýnç grafiði.

in Alacaođlu field. The first buildup of overpressure begins within Danibmen formation. Pore pressure values do not reach 10 ppg EMW till Mezardere formation (Figure 8). A gradual increase begins as the formation changes. Mezardere is characterized by high pore pressure values. DST values exhibit a close match with pore pressure a profile developed for this well and shows a change in pressure trend. High overbalance pressure

due to high mud weight values used during drilling after 3000 m., indicates serious formation damage. Quantifying the damage ratio is a subject of another ongoing project. The details will be published later.

South Karaçalý Field

South Karaçalý field is located in the south-eastern part of the Thrace Basin. Wells in this field penetrated Ergene, Danibmen and

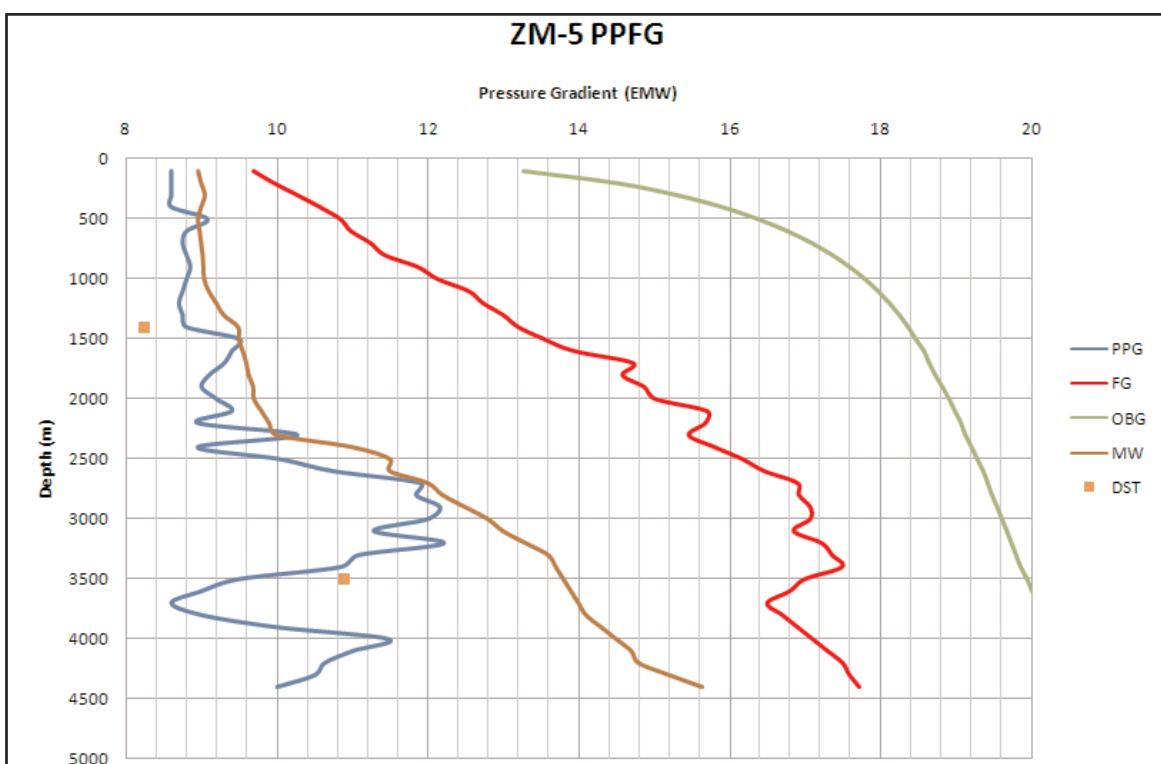


Figure 8. PPFG Profile of ZM-5 well within Umurca field.

Pekil 8. Umurca sahasýndaki ZM-5 kuyusunun göznek basýnç profilini gösteren derinlik-basýnç grafiði.

Osmancık formations. Pore pressure analysis has revealed that top seal exist below 900 m. corresponding to the key horizon of coal beds. The pore pressure values increased up to 10.5 ppg EMW between coal beds within Daniþmen formation (Figure 9). Despite the low mud weight of 9.8 ppg, the well did not experience any kick due to the permeability problem. Below 1200 m., the pore pressure declines to an approximate value of 9.3 ppg EMW. The trend continues between 9.3 and 9.6 ppg till the end of the well. Leak Off Test done approximately at 800 m produced a value of 14.50 ppg EMW. For this depth, the calculated Fracture Gradient is 14.21 ppg EMW.

During drilling of varved shales of Osmancık formation cavings are extensively observed. These are blocky/tabular cavings characterized by flat and parallel surfaces (Figure 10). Apart from splintery cavings related with high pore pressures, they are related with failures along bedding planes. We believe high vibration rates of drill string are the main mechanism responsible for the

occurrence of such cavings.

DISCUSSION

The results have shown that Ergene Formation is normally pressured in these fields. This might suggest the lack of thick shale beds, which in turn, indicates that the rate of compaction was enough for pore fluids to escape from the formation. Such comment is also valid for Daniþmen Formation in Alacaõlu and Umurca fields. However, in south Karaçalý field coal beds within Daniþmen Formation forms a top seal causing a pressure buildup.

Osmancık Formation is characterized by high pressure zones in three fields. Different geopressure mechanisms are described in the literature (For a comprehensive review please refer to Swarbrick and Osborne, 1998). Possible causes of high pressure in Osmancık formation is topic of another ongoing project. The details will be published in a separate paper. However, preliminary results suggest that disequilibrium compaction or cracking of organic material might be two

Pore Pressure Profiles of Several Gas Producing Field.....

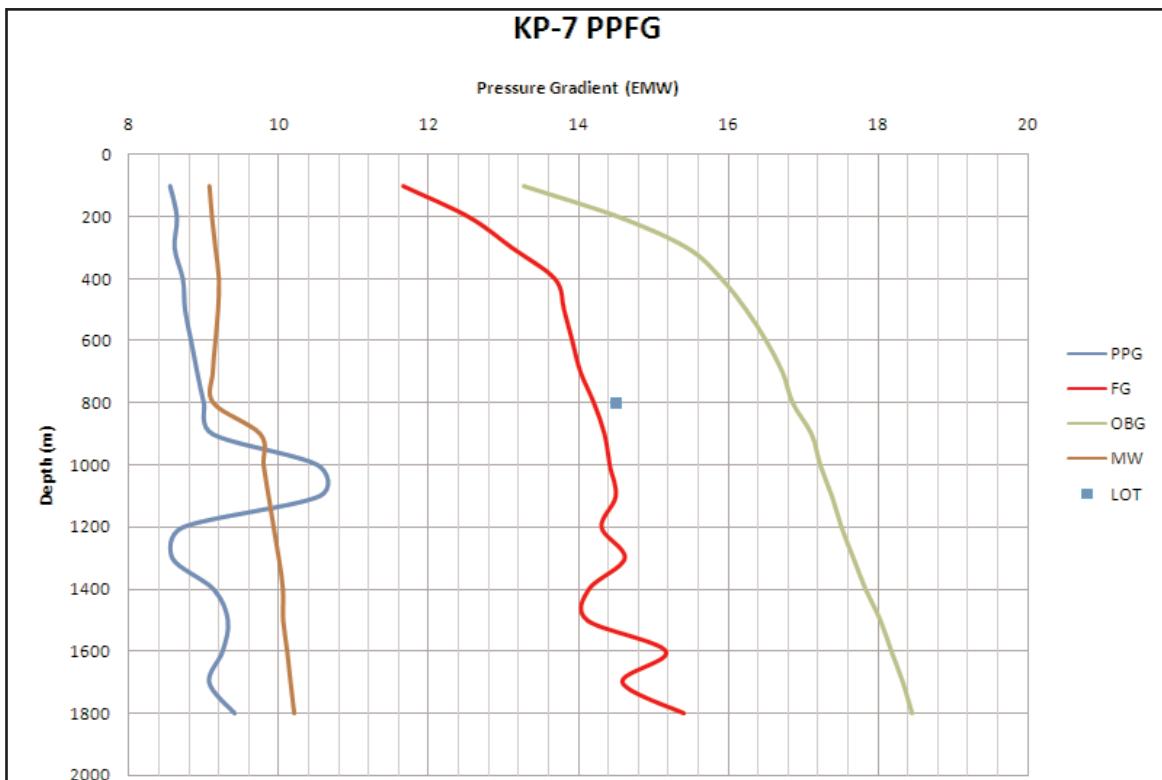


Figure 9. The pore pressure-fracture gradient profile of KP-7 well, South Karaçalý field.

Pekil 9. Güney Karaçalý sahasýnda yer alan KP-7 kuyusunun gözenek-çatlatma basýný gradyanýý gösteren derinlik-basýný grafiði.

major mechanisms for geopressure development.

CONCLUSION

1. In Alacaoðlu field; three pressure compartments exist. First compartment consists of Ergene and Daniþmen formations which are normally pressured. The only exception is the bottom section of Daniþmen formation in RZ2 well, where the XPT result showed a maximum pressure gradient of 12.17 ppg EMW. The underlying Osmancýk Formation is considered to be the second pressure compartment. Although the top of overpressure changes by depth, initial increase begins immediately as the well penetrates into Osmancýk Formation. The maximum pressure gradient within Osmancýk Formation in this field is 12.72 ppg EMW. This corresponds to 4548 psi bottomhole pressure. The last pressure compartment is the underlying Mezardere formation where pressure seems to retreat and has an average pore pressure gradient of 9 ppg EMW. High mud weights



Figure 10. Tabular cavings reach the shakers while drilling varved shales of Osmancýk Formation.

Figure 10. Osmancýk Formasyonu içerisinde yer alan varvý beyllerin sondajý esnasýnda eleklere gelen tablamý ýýkýntýlar.

used during drilling caused an overbalance of 2000 psi. Such a high overpressure probably damaged petrophysical properties of Mezardere Formation.

2. In Umurca field, Ergene and Daniþmen formations have normal pressure gradients.

Pore pressure gradient of Osmancık Formation is between 9.00 and 9.50 ppg EMW. Mezardere Formation in this field is characterized by high pore pressure gradient values, ranging between 10-12 ppg EMW. This overpressure zone begins to decrease at the bottom section of Mezardere Formation and continues within Ceylan Formation. Hence, Ceylan Formation is characterized by a gradual decreasing trend rather than an abrupt pressure change. It is hard to estimate the pressure characteristic of Sođucak and Hamitabat formations in this field. Only two wells penetrated these formations and the log quality seems to be problematic.

3. In South Karaçalý field, Ergene Formation is normally pressured. The top of Danıbmen Formation is characterized by normal pressure gradient. The coal beds are the top seal, since the overpressure begins to develop rapidly below this level. 3-4 coal bed horizons exist and both within these horizons and below the last coal bed pressure gradient is approximately around 10 ppg. The wells in South Karaçalý field ends within Osmancık Formation. Top Osmancık is characterized by an increase in pressure gradient after the decreasing trend in the bottom section of Danıbmen Formation. This, in fact, is in harmony with Umurca and especially Alacaođlu field.

4. The gradients determined with this study may be used as a local indicator. Regional values that can be used for whole Thrace Basin needs more data and more study.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank to the management of Exploration Group for allowing us to publish this paper. Critics of various geoscientists in TPAO are much appreciated.

REFERENCES

- Barker, C., 1972, Aquathermal pressuring - role of temperature in development of abnormal pressure zones: AAPG Bulletin, v. 56, pp. 2068-2071.
- Bruce, C. H., 1984, Smectite dehydration- its relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico Basin: AAPG Bulletin, v. 68, pp. 673-683.
- Dickinson, G., 1953, Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast, Louisiana: AAPG Bulletin, v. 37, pp. 410-432.
- Eaton, B. A., 1976, Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide: World Oil, July 1976, pp. 100-104.
- Hunt, J. M., 1990, Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments: AAPG Bulletin, v.74, p.1-12.
- Marine, I. W. and Fritz, S. J., 1981, Osmotic model to explain anomalous hydraulic heads: Water Resources Research, v. 17, pp. 73-82.
- Powers, M. C., 1967, Fluid release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration: AAPG Bulletin, v. 51, pp. 1240-1254.
- Spencer, C. W., 1987, Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky-Mountain region: AAPG Bulletin, v. 71, pp. 368-388.
- Summa, L. L., Pottorf, R. J., Schwarzer, T. F. and Harrison, W. J., 1993, Paleohydrology of the Gulf of Mexico Basin: Development of compactional overpressure and timing of hydrocarbon migration relative to cementation, in A. G. Dore et al., Basin Modeling: Advances and applications, Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, v. 3., pp. 641-656.
- Swarbrick, R. E. and Osborne, M. J., 1998, Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview, in Law, B. E., G. F. Ulmishek and V. I. Slavin eds., Abnormal pressures in hydrocarbon environments: AAPG Memoir 70, pp.13-34.
- Terzaghi, K., 1923, Die Berechnung der Durchlassigkeitsziffer des Tones a ws dem Verlauf der Hydrodynamischen Spannungsercheinungen: Sb. Akad. Wiss. Wien, pp. 132-135.

TÜRKİYE PETROL JEOOGLARI DERNEĞÝ BÜLTENÝ YAZIM KURALLARI

1. TPJD Bülteninde yer alacak makaleler abapýdaki niteliklerden en az birisini tapý malýdýr:

a) Yer bilimlerine, özellikle de petrol, doðalgaz ve jeotermal enerji konularýndan birine, yeni bir katkýsý bulunan araþtýrma.

b) Yerbilimleri alanýnda bilimsel yöntemlerle yapýlmýp özgün sonuçlarý olan bir çalýþma.

c) Yerbilimlerinin, özellikle petrol, doðalgaz ve jeotermal enerji konularýnda daha önce yapýlmýp çalýþmalarý eleþtirici bir yaklaþýmla ele alan, o konuda yeni bir görüp ortaya koyan eleþtiri derleme (critical review).

d) TPJD Bülteni'nin en son sayýsýnda yer alan herhangi bir yazýnýn, tümünün veya bir bölümünün eleþtirisini niteliðinde olan yazırlara Bülten'de yer verilir. Makale yazarýnýn eleþtiriçi cevaplamasý durumunda, cevap yazýsý ile eleþtiri yazýsý birlikte yayýnlanýr.

2. TPJD Bülteni yýlda 2 (iki) kez Haziran ve Aralýk aylarýnda yayýnlanýr.

3. TPJD Bülteni'nin yayýn dili Türkçe ve Ýngilizce'dir. Ýngilizce yazýlardá "Abstract" tan sonra Türkçe "Öz" bulunmalýdýr.

4. TPJD Bütteninde yayýnlanacak makalelerin, Türkçe olarak daha önce herhangi bir yerde yayýnlanmamýp olmasý þarttýr. Ancak, daha önce yabancý dilde yayýnlanmýp olan makaleler petrol, doðalgaz ve jeotermal enerji konularýnýn aramacýlýðýný doðrudar ilgilendiriyorsa Türkçe olarak TPJD Bülteni'nde yayýnlanabilir.

5. Yazar(lar) makalenin daha önce herhangi bir yerde yayýnlanmadýðýný yazýlý olarak bildirmek zorundadýr.

6. Yayýnlanacak makalelerin tüm haklarý TPJD' ye ait olup, makaleler geri gönderilmez. Yayýna kabul edilmeyen makaleler yazar(lar) geri gönderilir.

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

8. Türkçe gönderilecek makalelerin Baþýk ve Öz bölümlerinin ingilizceleri mutlaka verilmelidir. Yazar(lar)ýn adresleri -ünvanları

belirtilmeden- kuruluþ adlarýnda kýsaltma olmakþýzýn ve bapka dile çevrilmeden yazılımalýdýr. Adresler makalenin baþýk ve yazar(lar)ýn isimlerinden hemen sonraki satýrda verilmelidir.

9. TPJD Bulletinin gonderilecek makaleler abapýdaki baþýk sýrasýný izlemelidir.

TÜRKÇE BAÞLIK ÝNGÝLÝZCE BAÞLIK

Yazar(lar)

ÖZ

ABSTRACT

300 sözcüðü geçmemelidir.

Anahtar sözcükler verilmelidir.

GÝRÝP

ANA METÝN

Bu baþýk kullanýlmaksýzýn ana metne geçilmemelidir.

TARTIÞMA

Gerekli olduðu hallerde yapýlmalýdýr.

SONUÇLAR

KATKI BELÝRTME

DEÐÝNÝLEN BELGELER

Deðinilen belgeler abapýdaki gibi olmalıdır:

a) Periyodiklerdeki makaleler:

Yalcýn, N. ve Welte, D., 1988, The thermal evolution of sedimentary basins and significance for hydrocarbon generation: Türkiye Petrol Jeologlarý Derneði Bülteni, c.1, sayý. 1, s. 11-26.

b) Sempozyum, özel basým, kitap, tez,

vs.:

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

Yýlmaz, E. ve Duran, O., 1997, Güneydodu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüðü (Leksikonu): TPAO Araþtýrma Merkezi Grubu Baþkanlýðý, Eðitim Yayýnlarý No. 31, 460 s.

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

Kozlu H., 1987, Misis-Andýrýn dolaylarýnýn stratigrafisi ve yapýsal evrimi: Türkiye 7. Petrol Kongresi, Jeoloji Bildirileri, Ankara, s. 104-116

EKLER

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

Aksi durumlarda yayın kabul edilmez.

“PEKİLLER”

Her türlü harita
Her türlü kesit
Korelasyon çizimleri
Arazi fotoðraflarý

“TABLOLAR”

Grafikler
Denklemler
Matematiksel ebitlikler
Çizelgeler

“LEVHALAR”

Her türlü fotomikrograf. Levhalardaki fotomikrograflar “Foto” olarak deðil, “Pekil” olarak anýlmalýdýr. Pekil ve Figure sözcüklerinde “P” ve “F” harfleri alt alta gelmeli Pekil numaralarýndan sonra “.” ibareti konmalıdır.

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

12. Makaleler 29.7x21 cm’lik A4 boyutlarında kaðýtlarýn bir yüzüne çift aralýklý olarak dikkat edilmeli dikkat yazýlmalýdýr. Kaðýtlarýn çevresinde 2.5 cm malýdýr. boþluk býrakýlmalýdýr. “Pekil”, “Tablo” ve “Levha”lar da A4 boyutlarında olmalýdýr.

13. Sayfa numaralarý kaðýtlarýn sað alt köþelerine kurþun kalemlle yazýlmalýdýr.

14. Çizimler siyah-beyaz basýlacak pekilde düzenlenmelidir. Tüm çizimlerde çizgisel ölçek kullanýlmalýdýr. Çizimlerde yazý karakterinde standartlara dikkat edilmelidir.

15. TPJD Bülteni’nde yayýnlamak üzere gönderilecek makaleler, biçim yönüyle Yayýn Sorumlusu ve Yayýn Kurulu taralyndan, bilimse içerik ve jeolojik uygulamalardaki sonuçlarý yönüyle de en az iki Makale inceleme Kurulu Üyesi tarafýndan incelenir. Makalenin hangi Makale inceleme Kurulu Üyeleri tarafýndan deðerlendirileceði Yayýn Sorumlusu ve Yayýn Kurulu Karar ile olur. Makaleler Yayýn Kurulu, Yayýn Sorumlusu, Makale inceleme Kurulu Üyesi ve TPJD Yönetim Kurulu Onayý ile yayýnlanyýr.

16. Yazar(lar) ile Makale Ýnceleme Kurulu arasýnda makalenin yayýmý ile ilgili olarak olupabilecek herhangi bir problem de Makale Ýnceleme Kurulu, Yayýn Sorumlusu, Yayýn Kurulu Üyelerinin yapacaðý ortak toplantıda çoðunluðun vereceði karar kesin ve nihai olur.

17. Makalelerin yayýnlamasýna karar verildikten ve yazar(lar) tarafýndan son düzeltmeleri yapýldýktan sonra makaleler bilgisayar ortamýnda yazılmýþ olmalý ve word dosyasý (*.doc) olarak düzenlenip email, disket veya CD de gönderilmelidir. Bütün çizimler (pekil, tablo ve levhalar) siyah-beyaz veya renkli, pekil ve tablo alt velveya üst yazýları ile birlikte 155x215 mm’yi geçmeyecek pekilde bilgisayar ortamýnda *.doc, *.xls, *.ppt, *.cdr, *.psd, *.jpg, *.bmp, *.tif, *.fh9 gibi dosya türlerinden birinde hazýrlanarak email, disket veya CD de gönderilmelidir. Bunun için word, excel, power point, adobe photoshop, corel-draw, corel photo-paint, freehand gibi programlar kullanýlaraçk pekillere hazýrlanmalýdýr. Tüm çizimlerde çizgisel ölçek kullanýlmalýdýr. Çizimlerde yazý karakterinde standartlara dikkat edilmeli, arial 10 punto olarak yazýlmalýdýr.

18. Makale göndermek için TPJD üyesi olma zorunluluðu 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;

Yalcýn, 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.

Yýlmaz, E. ve Duran, O., 1997, Güneydodu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüðü (Leksikonu): TPAO Arapýrma Merkezi Grubu Baþkanlýðý, Eðitim Yayýnlarý No. 31, 460 s.

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

Kozlu H., 1987, Misis-Andýrýn dolaylarynýn stratigrafisi ve yapýsal 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 "**Pekil**" words should not be abbreviated, and should begin with a capital letter. "**F**" and "**p**" letters in words of "**Figure**" and "**Pekil**" 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, cassette 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 are 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.majansoffset.com

Basım Tarihi: Temmuz 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