

HAMİTABAT SAHASI DOĞAL GAZ ALANININ, KUYULARDAN KAZANILAN TERMAL PARAMETRELER İLE YENİDEN DEĞERLENDİRİLMESİ

The Reappraisal of Hamitabat Gas Field Through The Thermal Parameters Gained from The Wells

A. Kenan TEZCAN*

ÖZET

Bu çalışmada, Hamitabat Doğal Gaz Sahasının, hidrokarbonların, yüksek sıcaklıklı bir ortamdan, yukarıdaki, daha düşük sıcaklıklı bir ortama migrasyonu sonucu, bu ortama kazandırdığı yüksek sıcaklık özelliğinden yararlanarak, yeniden değerlendirilmesi yapılmaktadır.

Hamitabat doğal gaz üretim alanı Trakya baseni içinde yer almaktadır. Yaklaşık 3200 m derindeki Eosen kumtaşı rezervuarından üretim yapılmaktadır. Mart 1993 itibari ile kümülatif üretim miktarı 65.3 milyon MSCF olan küçük bir sahadır.

Önce, termal değer olarak kullanılacak ısı akısı ve deniz seviyesine göre 3000 m derinlikteki bir düzlem üzerindeki sıcaklık değerlerinin, kuyu dibi statik sıcaklık değerlerinden hesaplanmaları ve haritalanmaları hakkında bilgiler verilmiş, doğal gaz kümülatif üretim haritalasının hazırlanış şekli açıklanmıştır.

Çalışmada, ilk olarak, kümülatif gaz üretimleri ile ısı akıları arasında bir grafik çizilmiş ve incelenmiştir. Grafik'te, Kümülatif üretimlerin, ısı akıları ile bir doğru şeklinde arttığı görülmüştür. İki değer

ABSTRACT

The investigation is on the appraisal of Hamitabat Gas Field through the only physical parameter of the hydrocarbon containing reservoirs, the high temperature, produced by the upwardly migrated hydrocarbons from a higher temperature environment to a shallower reservoir.

Hamitabat gas field is situated in the Thrace Basin in NW of Turkey. It produces from a 3200 m deep sandstone reservoir. Its cumulative production, from 1976 to March 1993, is 65.3 milyon MSCF. It is comparatively a small field.

Firstly, some information on the thermal parameters, the heat flow, temperature distribution on a plane at 3000 m depth from sea level and their mappings are given. Also, the preparation of the cumulative natural gas production map is described.

Secondly, to see the high temperature character of the reservoir, the graph of the cumulative natural gas productions vs heat flows is drawn. A linearly increasing relationship has been found between them is to be 43%. This result proved that, in Hamitabat, the hydrocarbon carrying reservoir is having higher

grubu arasındaki korelasyon katsayısı da %43 olarak bulunmuştur. Bu sonuç, rezervuarın doğal gaz taşıyan kısmının, civarına oranla daha yüksek sıcaklıklı olduğunu ve üretimin de bu miktara bağlı olarak arttığını göstermiştir.

Bu bağımlılığın alansal dağılımını incelemek için de Kümülatif Gaz Üretimi ve Isı Akısı haritaları karşılaştırılmıştır. Ve, ısı akısı yükselimleri ile kümülatif doğal gaz üretimi yükselimlerinin büyük oranda çakıştıkları gözlenmiştir.

Bu sonuçtan yararlanılarak, sahanın gelişim yönleri belirlenmiş ve buralarda seçilen, yeni ve ümitli alanlarda, sondaj için, mevcut jeolojik ve jeofizik etüdlerin yeniden incelenmeleri önerilmiştir.

İkinci olarak da, kuyulardaki su üretim haritası hazırlanmış ve ısı akısı haritası ile karşılaştırılmıştır. Bu kez, haritalar arasında bir uyumsuzluk görülmüştür. İki değer grubu arasındaki korelasyon katsayısı da -%13 bulunmuştur.

Bu durum, rezervuar suyunun, doğal gazınkinden farklı bir kökeni olduğu ve farklı kaynaktan geldiği şeklinde yorumlanmıştır. Bunun bilinmesi, etkili bir rezervuar yönetimi bakımından yararlı olabilecektir.

Benzer çalışmaların bütün petrol ve doğal gaz üretim alanlarında yapılmasının önemi belirtilmiştir.

temperature in respect to its environment.

Thirdly, the cumulative natural gas production map is compared with the thermal maps and important associations between their highs are observed.

Basing on these results, some new promising localities, on the trends of the distribution of thermal highs are selected for the reexaminations for extending Hamitabat Field.

Finally, a map of cumulative water productions of the wells is also prepared and compared with the heat flow maps. No association could be found among their highs. And, their correlation coefficient is found to be -13%. This is interpreted as, the water in the reservoir have a different source from than that of the natural gas.

This knowledge may be helpful for establishing an efficient field management.

The benefis of the similar studies in all oil and gas fields are emphasized.

GİRİŞ

Jeofizik aramalarında, hidrokarbonlar, dolaylı aranan doğal kaynaklardan biridir. İçlerine yerleştikleri hazne kayaçlarının fiziksel özelliklerinden farklı, jeofizik olarak ayırdedilebilir bir fiziksel özelliği bilinmemektedir.

Ancak, hidrokarbonların, yukarıya doğru göçleri esnasında beraberlerinde taşıdıkları bir özellik olan, yüksek sıcaklık özelliği ve bunu göçtükleri ortama taşıma özelliği, hidrokarbon aramaları yönünden incelenmemiş özelliklerdir.

Bu özellikler, ilk defa, TPAO'nun Trakyadaki Hamitabat Doğal Gaz Alanı'nda, benzerlerine oranla çok küçük bir alanın genişletilmesi ve gelişme yönlerinin ve yerlerinin belirlenmesi için ele alınıp incelenmiş bulunmaktadır.

Bu amaçla, veri olarak, kuyuların bitiminde yapılan testler esnasında ölçülen taban sıcaklıklarından hesaplanan statik sıcaklıklar kullanılmıştır.

Başlangıç olarak, bu veri yardımı ile gerekli termal büyüklüklerin elde edilmişleri; bunların ve kuyuların kümülatif hidrokarbon üretimlerinin hüritalandırılmaları açıklanmıştır.

Çalışmanın temelini de kümülatif doğal gaz üretimi ile bu termal değerlerin grafik ve harita olarak karşılaştırılması oluşturmuştur. Sonuçta, bütün bu yapılar değerlendirilerek Hamitabat Doğal Gaz Alanının olası gelişme yön ve yerleri belirlenmiştir.

Metodun, halen geliştirilmiş veya geliştirme aşamasında olan veya tükenmekte olan bütün doğal gaz ve petrol alanlarının geliştirilmelerinde veya tükenmiş alanların yeniden kazanılmalarındaki olası katkıları vurgulanmıştır.

İkinci bir konu olarak da ısı akışı haritası ile, hazırlanan kümülatif su üretim haritası karşılaştırılmıştır. Bu yolla, suyun kaynağının doğal gaz'ınki ile aynı olup olmadığının anlaşılabilceği gösterilmiştir.

Bu çalışma, evvelce de incelenmiş olan konunun (Tezcan, 1993), şekiller yönünden daha görselleştirilmiş ve ek yorumlarla daha geliştirilmiş şeklidir.

JEOLJİ VE TARİHÇE

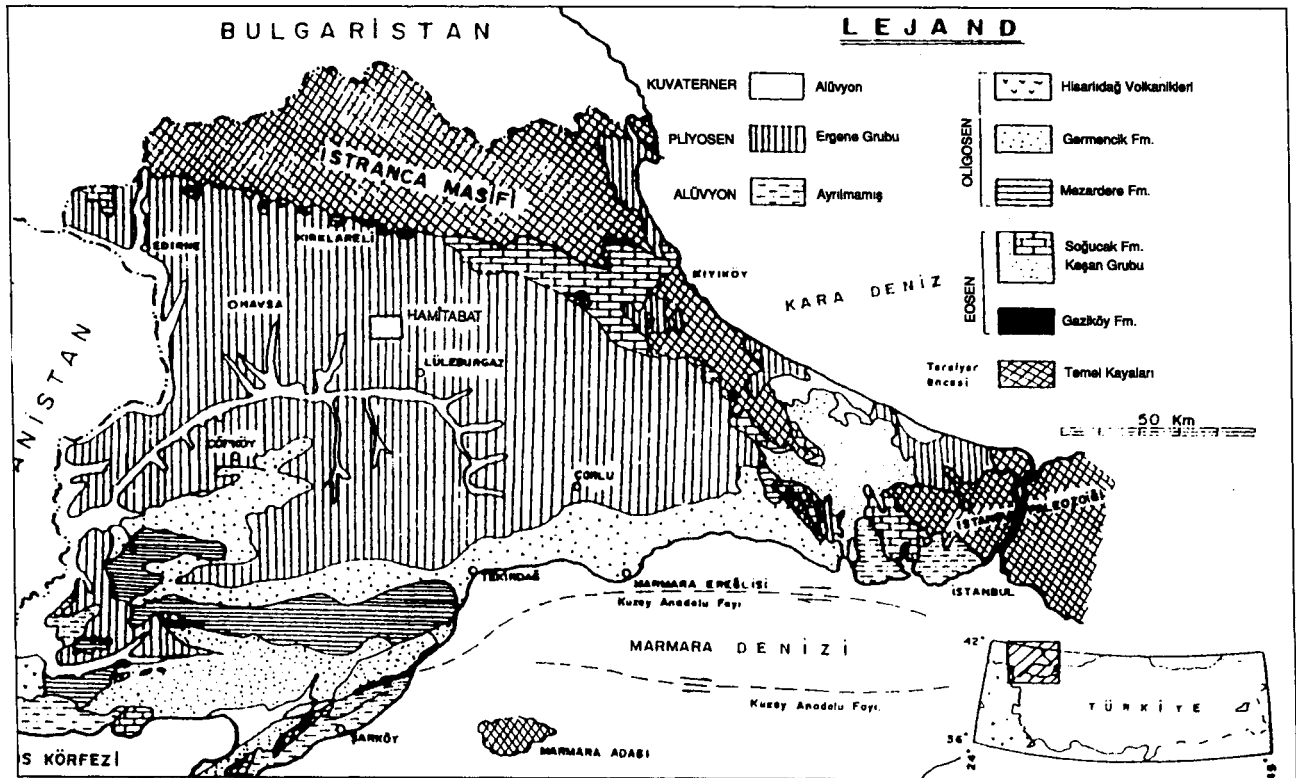
Hamitabat gaz üretim alanı (Şekil 1) Trakya Baseni içinde yer almaktadır. Basenin tabanını Paleozoik yaşlı metamorfikler oluşturmaktadır. Taban üzerinde sırası ile Eosen, alt, orta, üst Oligasen ve Miyosen yaşlı tortul birimler yer almaktadır. En üstte de bunlarla diskordan Plio-Kuvaterner Ergene formasyonu bulunmaktadır.

Bütün bu tortul birimler, kil, şeyl, marn, kumtaşı aralanmalarından oluşmaktadır.

Hazne kayacı yaklaşık 3200 metre derinlikteki Eosen kumtaşlarıdır.

Metamorfik tabanın Hamitabat'taki derinliği 4500 m tahmin edilmektedir.

Sahada ilk kuyu, 1969 yılında, son kuyu ise 1985 yılında açılmıştır. Toplam 32 kuyu mevcuttur. Bunların 27'si gazlı çıkmıştır. Üretime 1976 yılında başlanmıştır. Mart 1993 itibarı ile toplam üretim miktarı 65.3 milyon MSCF'dir.



Şekil 1. Trakya Havzası Jeoloji Haritası ve Hamitabat Doğal Gaz Alanı.

Figure 1. The Geological Map of Thrace Basin and Hamitabat Field.

HİDROKARBON REZERVUARLARININ GENEL TERMAL ÖZELLİKLERİ

Bilindiği gibi, Hidrokarbon rezervuarları, üst kısımları geçirimsiz bir örtü ile kapalı, geçirimli yapılardan oluşmaktadır.

Daha derinlerde oluşan veya bulunan hidrokarbonlar, küçük yoğunluklu olmaları nedeniyle, çeşitli tektonik veya stratigrafik nedenlerle oluşmuş geçirimli, sulu kanallar boyunca bu rezervuarlara göç ederler. Rezervuar içindeki suyu iterek veya onunla yer değiştirerek, onun yerini alırlar. Ve, burada etrafına oranla daha yüksek sıcaklıklı bir ortam oluştururlar. Şekil 2, böyle bir modeli görselleştirmektedir.

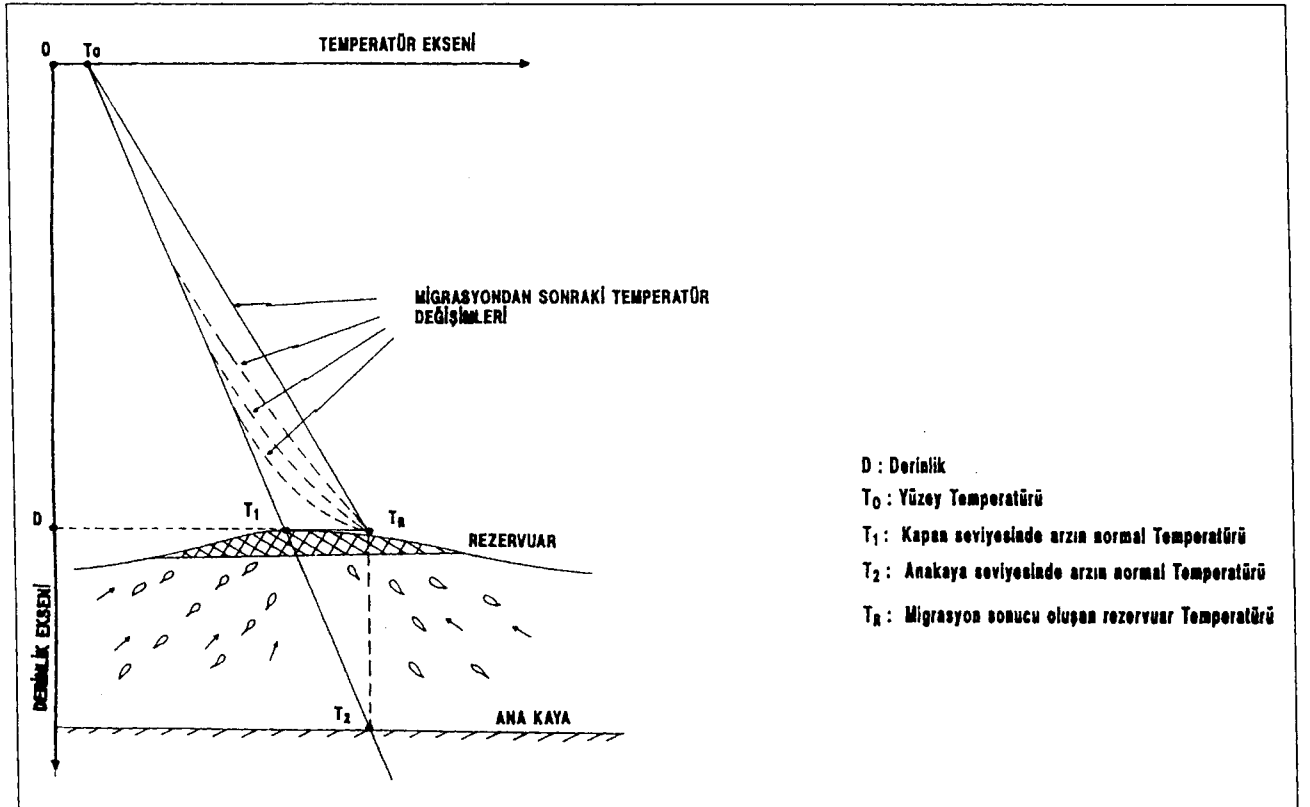
Böyle bir oluşumun sonucu, rezervuarı saran ortamın sıcaklığı artar. Isısal denge durumunda da, yer yüzeyinde, gözlenebildiği bir ortam oluşur.

Ancak, rezervuarın, 3000-400 m gibi derinde olma-

sı durumunda, yer yüzeyinde jeotermal gradyentin farkedilebilir bir anomali verebilmesi çok uzun bir zaman alır. Genelde pratik olarak imkansızdır. Bu nedenle, ısısal dengenin oluşamayacağı kadar genç bir rezervuar durumunda, ölçü seviyesi, yaklaşık, rezervuar seviyesi olan kuyu dibi sıcaklık ölçülerinden yararlanmanın ayrı bir önemi olacaktır.

TEKNİK BİLGİ; TERMAL VE KÜMÜLATİF ÜRETİM HARİTALARI VE GRAFİKLER İLE İLGİLİ AÇIKLAMALAR

Bu bölümde, değerlendirmelerde kullanılan, ısı akısı, deniz seviyesinden rezervuar derinliği mertebesindeki bir kesit üzerinde (-3000 m derinliğindeki) sıcaklık dağılımı, kümülatif üretimler ve bunlarla ilgili grafik ve korelasyon katsayıları hakkında bilgiler verilmiş, formül ve değerler açıklanmıştır.



Şekil 2. Yüksek sıcaklıklı bir hidrokarbon rezervuarının oluşumu.
Figure 2. Formation of a high temperature hydrocarbon reservoir.

Thermal Büyüklükler

Bu amaç için a) kuyu tabanında ölçülen sıcaklıklardan hesaplanan statik taban sıcaklıkları ve b) Türkiye'de 1 metre derinlikteki yıllık ortalama zemin sıcaklıklarının veren formülden (Tezcan, 1992) hesaplanan sıcaklıklardan yararlanılmıştır. Bu son değerleri veren formül,

$$T1=57.487-1.078*(La)+0.102*(Lo)-0.00488*H \quad (1)$$

şeklindedir. Burada, La, enlem; Lo, boylam, olup her iki değer de derece ve ondalıkları cinsindedir. H, deniz seviyesinden yükseklik, metre cinsinden; T1, arz yüzeyinin 1 m derinliğindeki yıllık ortalama sıcaklık °C cinsindedir.

Bu iki değer takımı ve kuyu tabanındaki ölçü derin-

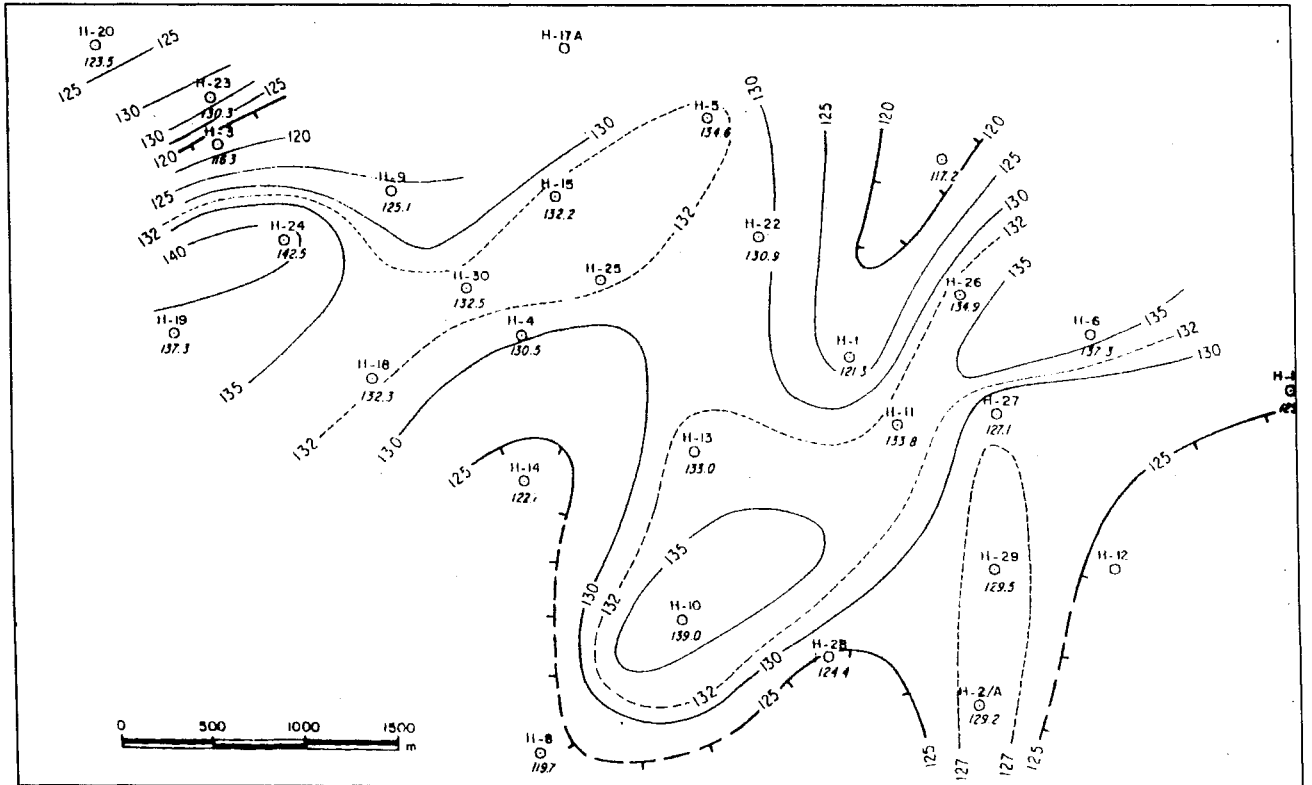
liklerini kullanarak, Hamitabat gaz üretim alanının termal özelliklerini aksettiren aşağıdaki iki çeşit harita (Şekil 3 ve 4) hazırlanmıştır.

Isı Akısı Haritası

Isı akısı değerleri, sedimanter kayalar için ortalama bir termal iletkenlik değeri olan 2.1 mW/mK değeri ile o kuyu için hesaplanan jeotermal gradyent çarpılarak elde edilmiştir (Çizelge 1). Isı akısı haritası, mW/m² cinsinden olan bu değerlerle çizilmiştir.

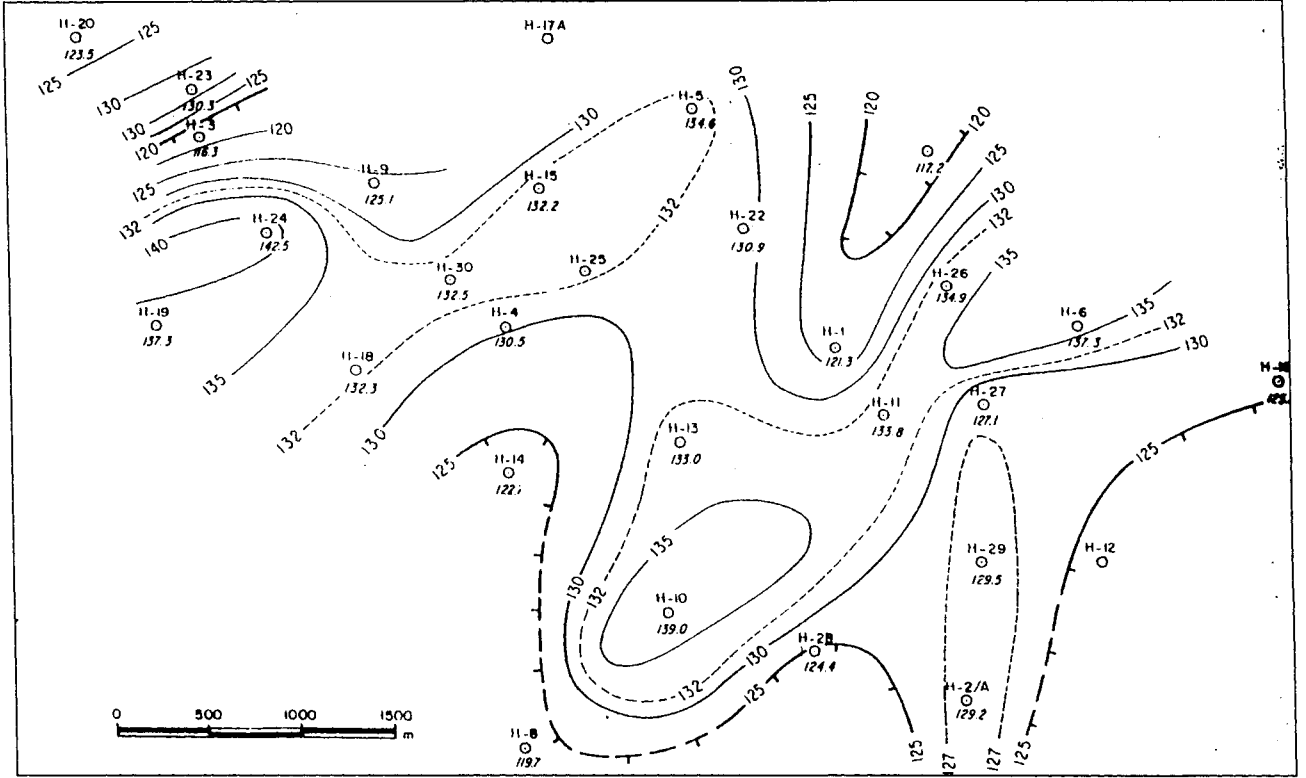
Sıcaklık Dağılım Haritası

Deniz seviyesinden 3000 m derinlikteki bir kesit üzerindeki sıcaklıklar her bir kuyu için hesaplanmış (Çizelge 1) ve dağılım haritası (Şekil 4) çizilmiştir.



Şekil 3. Hamitabat Doğalgaz Sahası, Isı Akısı Haritası (mW/m²).

Figure 3. Hamitabat Natural Gas Field, Heat Flow Map (mW/m²).



Şekil 4. Hamitabat Doğalgaz Sahası, deniz seviyesinden 3000 m derinde sıcaklık dağılımı haritası (°C).

Figure 4. Hamitabat Natural Gas Field, temperature map at 3000 m below sea level (°C).

Çizelge 1. Hamitabat Doğalgaz Sahası, Kümülatif Doğal Gaz, Su Üretimleri, Isı Akıları ve -3000 m Kotundaki Sıcaklıklar.

Table 1. Hamitabat Natural Gas Field, Natural Gas, Water Productions, Heat Flows and Temperatures at -3000 m Altitude.

ROW NO	KUYU ADI	KÜM.GAZ (X10 ⁶ MSCF)	KÜM.SU (X10 ³ BBL)	T(-3000 (°C)	ISI AKI. (mW/m ²)	(I.A.-70) (mW/m ²)
1	H-1	2.47	13.3	121.3	71.3	1.3
2	H-5	3.33	12.5	134.6	80.3	10.3
3	H-6	5.17	20.0	137.3	82.0	12.0
4	H-9	0.90	9.8	125.1	74.5	4.5
5	H-10	1.98	20.1	139.0	83.0	13.0
6	H-11	6.90	23.9	133.8	79.8	9.8
7	H-12	0.73	42.8	123.8	72.8	2.8
8	H-13	4.55	13.2	133.0	79.1	9.1
9	H-15	4.41	18.7	132.2	78.8	8.8
10	H-22	6.05	23.8	130.9	78.4	8.4
11	H-26	6.15	38.1	134.9	80.3	10.3
12	H-27	5.11	65.8	127.1	75.3	5.3
13	H-28	2.58	11.3	124.4	73.3	3.3
14	H-29	2.61	31.1	129.5	76.8	6.8
15	H-30	10.05	13.4	132.5	79.2	9.2

Doğal Gaz Kümülatif Üretim Haritası

Mart 1993 tarihi itibariyle, kuyuların kümülatif üretimleri göz önüne alınarak Çizelge 1 hazırlanmıştır.

Doğal gaz sahasının değerlendirilmesini yaparken, herbirinin yaklaşık yaşları 15 yıl civarında olan kuyuların kümülatif üretimleri büyüklüğünde bir rezervuar parçasını temsil ettikleri varsayılmıştır (Şekil 5).

Isı Akısı ve Kümülatif Üretim Büyüklükleri Arasındaki Grafik Bağntı ve Korelasyon

Kümülatif üretimlerle termal büyüklükler arasında aşağıda açıklanan şekilde regresyon doğruları ve korelasyon katsayıları hesaplanmıştır.

Sahadaki, kuyudibi statik sıcaklıkları bilinen 22 kuyudan, kümülatif üretimleri yüksek (>.15milyon MSCF) olan değerleri arasında, Şekil 6'daki grafik çizilmiş ve aralarındaki bağıntıyı veren aşağıdaki regresyon doğrusu hesaplanmıştır.

$$\text{Küm.Gaz} = -15.8 + 0.250 * (\text{Isı Akısı}) \quad (2)$$

veya

$$\text{Küm.Gaz} = 1.69 + 0.250 * (\text{Isı Akısı} - 70) \quad (2a)$$

Burada Küm.gaz, milyon MSCF; Isı Akısı, mW/m² cinsindedir.

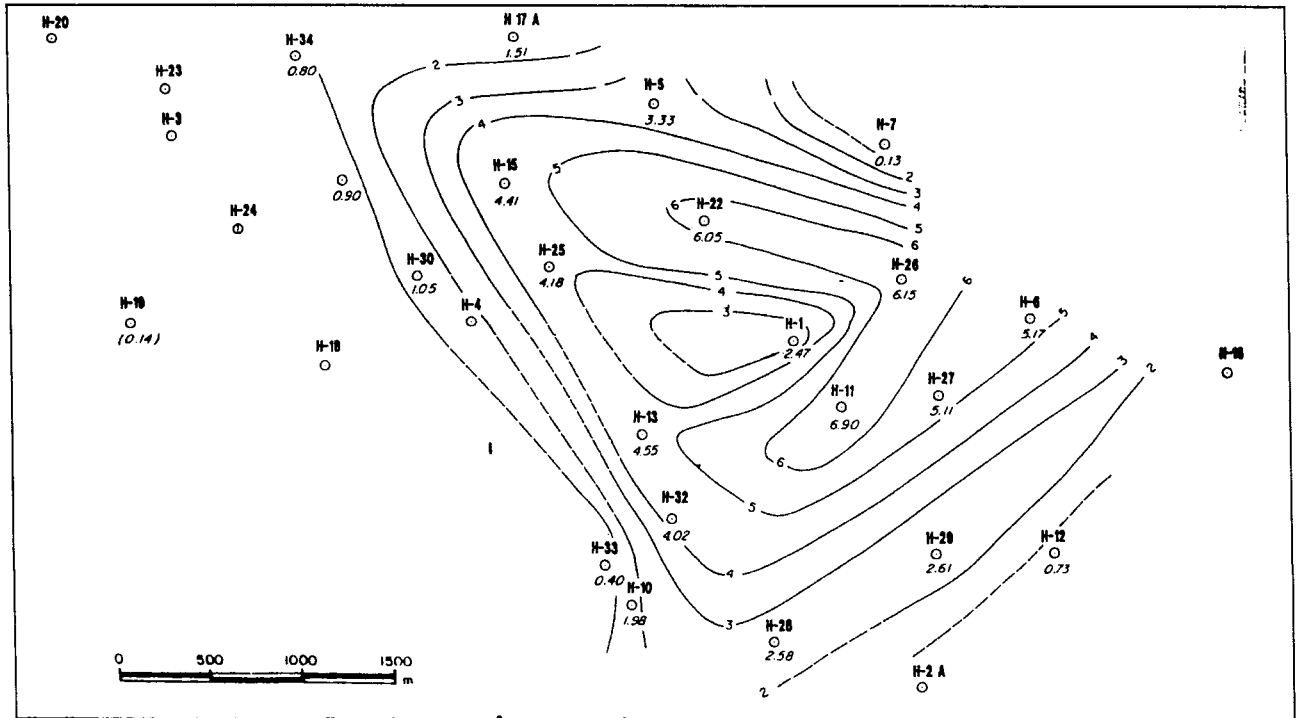
Yine aynı iki değer takımı arasındaki Korelasyon Katsayısı, C (Küm.Gaz., Isı Akısı)=%43 bulunmuştur.

(-3000 m) Kotundaki sıcaklık Değerleri ile Kümülatif Üretim Arasındaki Bağntı ve Korelasyon

Kümülatif Gaz Üretimleri ile deniz seviyesinden 300 m derinlikteki sıcaklık değerleri arasındaki bağıntıyı veren regresyon doğrusu da

$$\text{Küm.Gaz} = -17.9 + 0.165 * T(-3000) \quad (3)$$

olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5. Hamitabat Doğalgaz Sahası, Mart 1993 için kümülatif doğal gaz üretimi haritası (x milyon MSCF).

Figure 5. Hamitabat Natural Gas Field, cumulatif natural gas Production map for March 1993 (x Million MSCF).

Burada Küm.Gaz, MSFC cinsinden ; T(-3000), °C cinsindedir.

Kümülatif Gaz Üretimi Değerleri ile deniz seviyesinden 3000 m derinlikte hesaplanan sıcaklık değerleri arasındaki Korelasyon Katsayısı da, C (Küm.Gaz., T (-3000))= %43 bulunmuştur.

DEĞERLENDİRME; DOĞAL GAZ ÜRETİMLERİ İLE ISI AKISILARININ GRAFİK VE HARİTA OLARAK KARŞILAŞTIRILMALARI

Bundan sonraki kısım ve bölümlerde, bütün karşılaştırmalar termal değerlerden diğeri de aynı sonuçları verdiği için sadece ısı akısı değerleri ile yapılmıştır. Isı Akısı değerlerinin kullanılmasının yararı, gerektiğinde, Türkiye'nin mevcut Isı Akısı Haritası ile, diğer bölgelerin, değerleri ile karşılaştırma olanağını vermesidir (Tezcan ve Turgay, 1991; Tezcan, 1995).

Sıcak Bir Rezervuar Varlığının Kanıtı; Grafik Karşılaştırma

İlk olarak, Kümülatif Doğal Gaz Üretimlerinin, Isı Akısı değerleri ile artıp artmadığını görmek için, Kümü-

latif Gaz üretimlerinin Isı Akılarına bağlı olarak grafiği çizilmiştir (Şekil 6).

Grafikte, gerçekten, genelde, Isı akılarının yüksek olduğu kuyularda Kümülatif üretimlerinde yüksek olduğu dikkati çekmektedir. Eşitlik (2) ve (2a), artışı belirleyen regresyon doğrusunun denklemleridir.

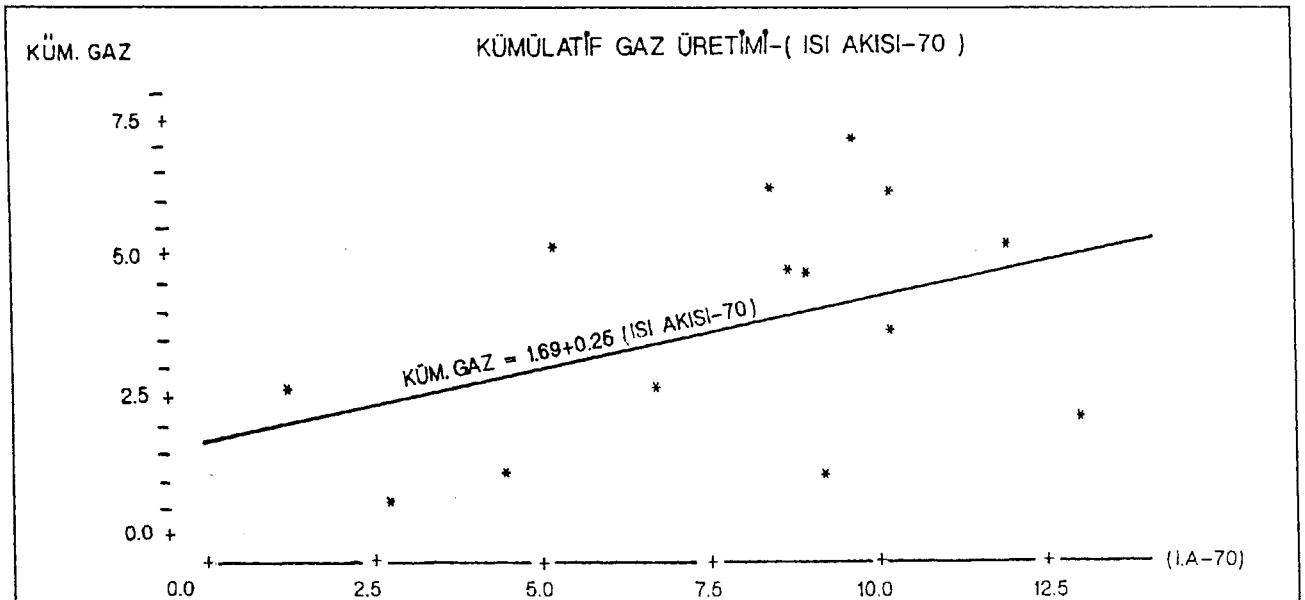
Grafiğin bu durumu, rezervuar sıcaklığının, içinde yer aldığı ortamına oranla, daha yüksek olduğunu kanıtlamaktadır.

Ayrıca, çizilen regresyon doğru denklemi de kuyu üretimlerinin, kaba da olsa, oransal olarak karşılaştırılmalarına imkan vermektedir.

Bunu takiben, kümülatif üretimlerle ısı akılarının alansal dağılımlarını görmek ve karşılaştırmalar yapabilmek için, aşağıdaki inceleme yapılmıştır.

Yüksek Isı Akılı Alanlarla Yüksek Üretim Alanlarının Çakışıklık Durumları

Hamitabat Doğal Gaz Alanının, yerin ortalama ısı akısı değeri 63 mW/m² olduğu gözününe alındığında, yüksek ısı akılı bir bölgede yer aldığı görülmektedir.



Şekil 6. Kümülatif Doğal Gaz Üretimleri - (Isı Akısı-70) Grafiği.

Figure 6. The Graph of Cumulative Naturel Gas Production vs (Heat Flow-70).

Aşağıda, yüksek değer ve düşük değer olarak belirtilen nitelikler, bu yüksek ısı akılı alan içindeki göreceli değişikliklerdir (Şekil 4).

i) Isı Akısı Haritasında, alanın güney doğusunda yer alan, GB-KD yönlü (H-10, H-11, H-26 ve H-6) da, aynı yerde kümülatif üretimleri yüksek bir alan olarak yer almaktadır (Şekil 3). Görüldüğü gibi, iki cins yüksek değerli alan, tamamiyle birbiri ile çakışır durumdadır.

ii) Isı Akısı Haritasında, alanın kuzeybatısındaki, yine GB-KD yönlü (H-19, H-18, H-24, H-15, H-22, H-5 sondaj yerlerinin belirlediği yön), yüksek değerli anomalinin sadece kuzeydoğudaki yarısı, Kümülatif Üretim Haritasındaki (H-22, H-15, H-5) kuyuları etrafındaki kısımlar, yüksek değerli kümülatif üretim alanı ile çakışmaktadır. diğer yarısı (H-19, H-18, H-24) ise pratik olarak üretimsizdir.

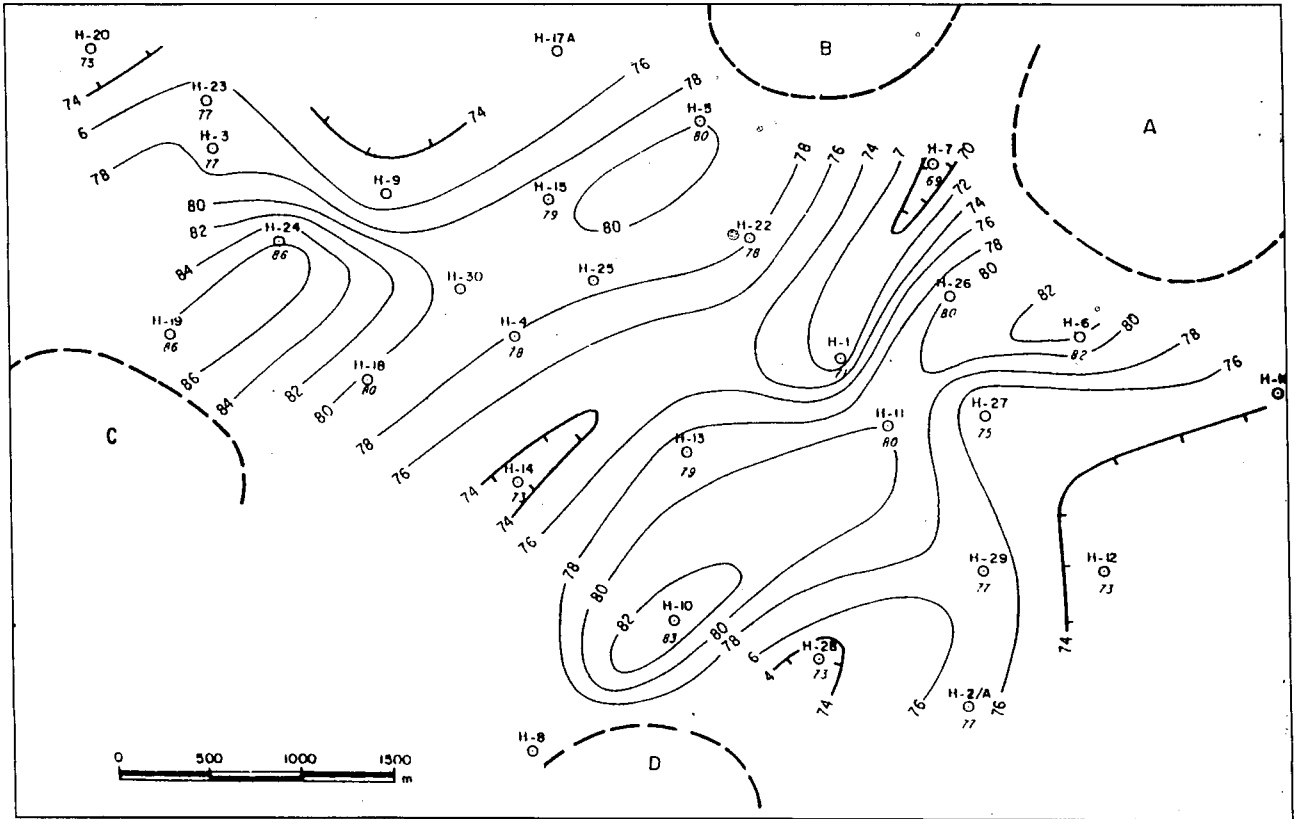
Harita karşılaştırmasında alınan bu sonuç, yüksek

kümülatif üretim alanlarının %75'inin, yüksek ısı akılı alan olarak Isı Akısı Haritalarında görülebildiğini göstermiştir. Hamitabatın çok küçük bir alan ve doğalgaz alanı olduğu düşünüldüğünde, bu önemli bir sonuçtur.

HAMİTABAT'TA GELİŞİM OLASILIĞI OLAN ALANLAR

Yukarıdaki sonuca dayanarak Hamitabat Doğal Gaz Alanının gelişme olasılığı olan kısımlarını trend'ler şeklinde belirleme olanağı doğmuştur. bunlar GB-KD yönlüdür. bu trend'ler üzerinde ve üretim alanının dışında sezilen, bu çalışmada ümitli alan olarak nitelendirilen alanlar, A,B,C ve D olarak Isı Akısı Haritasında gösterilmişlerdir (Şekil 7).

İşaret edilen bu alanlarda, mevcutlardan, veya yeniden yapılacak jeolojik ve jeofizik etüdlerle tesbit edilecek sondaj noktaları, yüksek ısı akılı uzanımlar üzerinde bulunacaklar ve buluş yönünden şanslı olacaklardır.



Şekil 7. Hamitabat Doğalgaz Sahası, Isı Akısı Haritası (mW/m^2) ve incelenmeleri önerilen alanlar (A, B, C, D).

Figure 7. Hamitabat Natural Gas Field, Heat Flow Map (mW/m^2) and the areas suggested for reinvestigations (A,B,C,D).

UYUMSUZ GÖRÜNEN KUYULARIN DURUMU

Yüksek ısı akılı, fakat pratik olarak üretimsiz gözükten H-19, H-18 ve H-24 kuyularının durumları ise, kuyuların buralarda rezervuarın geçirimsiz kısımlarına isabet etmesinden kaynaklandığı şeklinde açıklanmaktadır (Çınar 1995, TPAO sözlü görüşme). Aynı uzantı üzerinde (C alanı) açılacak kuyular geçirimli çıktıkları takdirde, burada da doğal gaz elde etme şansı mevcuttur.

BU TİP BİR ÇALIŞMANIN HİDROKARBON ARAMALARINA KATKISI

Çalışma sonucunun gösterdiği şekilde, Hamitabat gibi benzerlerine oranla çok küçük bir alanda dahi, kümülatif hidrokarbon üretiminin, alan içinde ısı akısının yükseldiği yerlerde, arttığının görülmesi önemli bir sonuçtur.

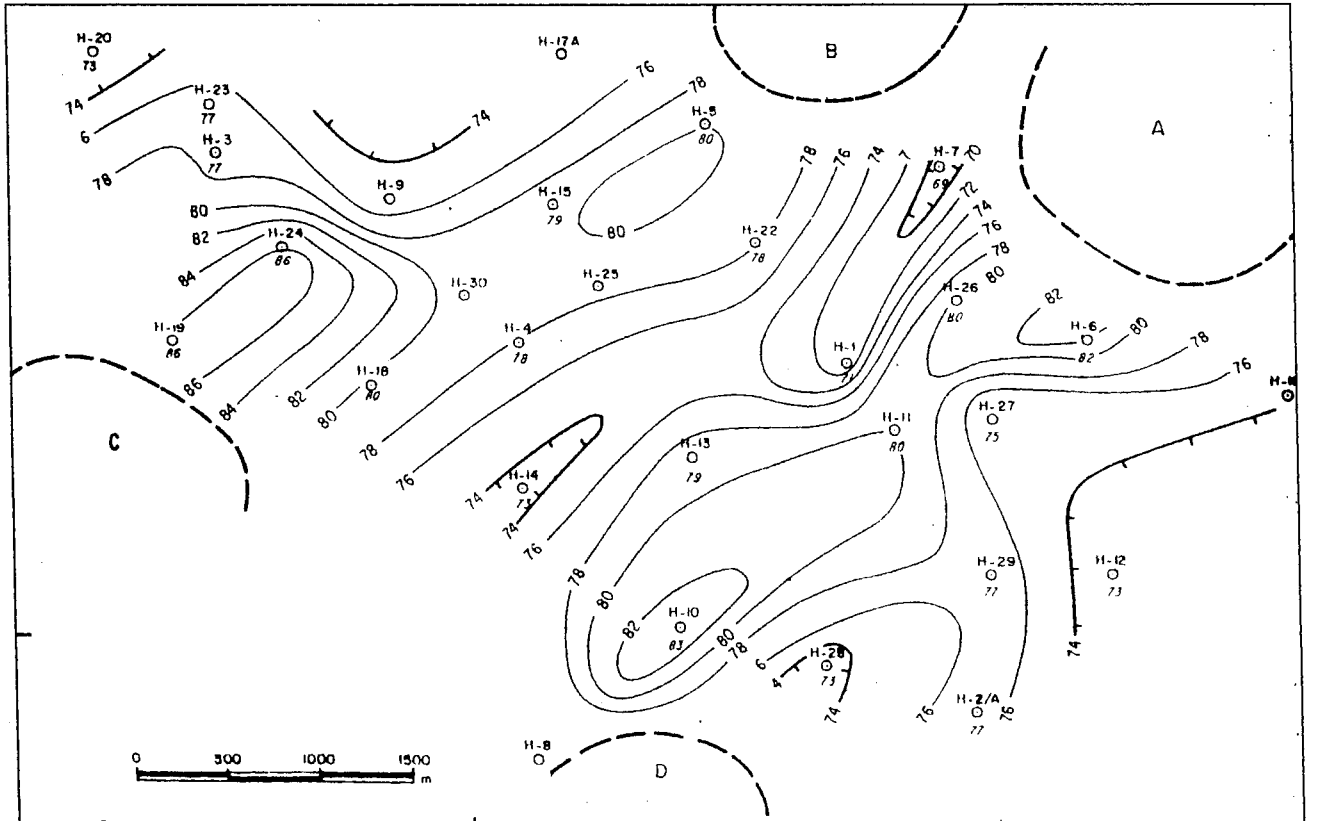
Çünkü benzer bir çalışma, hidrokarbon alanlarının

geliştirilmesi olarak belirlenen her safhada yapılması mümkün ve bu gibi alanları belirleyebilen bir çalışmadır.

Bu nedenle de, yeni girilmiş, kuyuların verimlilikleri hakkında henüz bilgi edinilememiş bir sahanın alan sal gelişme yön ve yerlerinin tesbitini sağlayabileceği gibi, tükenmekte olduğu düşünülen alanların tekrar canlandırılmasını sağlayabilecek, tükenmiş alanlarda yeni şans kapılarını aralayabilecektir.

TERMAL PARAMETRELER VE REZERVUAR SUYU

Termal haritalarda ve su üretim haritalarında anomali dağılımları birbirinden çok farklıdır (Şekil 8). Regresyon doğrusunun eğimi farklı, ve korelasyon katsayısının da -%13 gibi çok küçük değere sahiptir.



Şekil 8. Hamitabat Doğal Gaz Sahası, Mart 1993 için kümülatif su üretimi haritası (x 1000 BBL).

Figure 8. Hamitabat Natural Gas Field, cumulative water production map for March 1993 (x 1000 BBL).

Bu durum, üretilen suyun rezervuara doğal gazın geldiğinden farklı bir ortamdan geldiğine işaret etmektedir.

Böyle bir bilgi, rezervuar yönetimi "Field Management" bakımından yararlı olabilir.

Ayrıca, bu bilginin kazanılmış olması, üremi artırıcı bazı senaryoların yapımına imkan da verebilmektedir. Örneğin, rezervuar basıncının, rezervuarın dışında, rezervuarla bağlantılı fakat henüz keşfedilmemiş başka rezervuardan doğal gaz gelişini önlediği şeklinde bir yorum yapılabilmesi durumunda, uygun yerlere açılacak su kuyularından su çekilerek, basıncın düşürülmesi ve dolayısıyla da, rezervuara doğal gaz gelişi sağlanabilir ve de üretim artırılabilir.

Çıkmakta ve çıkacak olan su 130 °C'lık bir sıcak sudur. Bu suyun Lüleburgazda şehir ve sera ısıtmacılığında kullanılması mümkündür.

SONUÇ

i) Doğal gaz alanında doğal gazın bir yapı içinde bulunduğu ortamlar diğer kısımlara oranla daha yüksek sıcaklıklıdır.

ii) Doğal Gaz taşıyan bu yüksek sıcaklıklı alanların GB-KD yönlü iki uzanım şeklinde olduğu belirlenmiştir.

iii) Doğal Gaz alanının dışında fakat bu uzanımlar üzerinde seçilen A,B,C ve D alanları, doğal gaz taşıma yönünden ümitli alanlar olup; sondaj yeri tesbiti bakımından, mevcut veya yeniden yapılacak jeolojik ve jeofizik etüdlerle en kısa zamanda ele alınmaları gerekli alanlardır.

iv) Termal haritalardaki dağılımlarla kümülatif su üretim haritasındaki yükselimler arasındaki uyumsuzluk, suyun orijininin doğal gazından farklı olduğuna işaret etmektedir. Bu durumun bilinmesinin, sahanın üretim programlanması yönünden katkısı olabilir.

v) Sahada çıkmakta olan ve rezervuardaki sıcaklığı 130 °C olan atık suyun Lüleburgaz'ın ısıtılması için değerlendirilme olasılığı incelenmelidir.

vi) Metod, halen geliştirilmiş veya geliştirme aşamasında olan veya tükenmekte olan bütün doğal gaz ve

petrol alanlarının daha fazla geliştirilmeleri, tükenmiş alanların yeniden kazanılmaları gibi geliştirimin her aşamasında önemli yönlendirmeler yapabilecek güçtedir.

vii) Hamitabat Sahası çok küçüktür ve bir gaz sahasıdır. Metodun büyük sahalarda ve özellikle petrol sahalarında çok daha sonuç alıcı olması beklenmelidir.

KATKI BELİRTME

Bu çalışmanın yayımına izin veren TPAO Genel Müdürü Sayın Osman Demirağ'a ve başlangıcı 1993'e kadar giden çalışmaya veri sağlayan o zamanki Arama Grubu Başkanı Sayın Dursun Açıkbaş ile her aşamada önemli katkıları olan yine o zamanki Trakya Bölge Arama Müdürü Sayın M.Ali Duygu'ya teşekkür ederim.

KAYNAKLAR

- Tezcan, A.K., and Turgay, M.I., 1991, Heat Flow and Temperatur distributions in Turkey. Geothermal Atlas of Europe, E. Hurtig, V. Çermak, R.Haenel and V. Zui (eds.), Hermann Haack Verlag, Gotha, Germany.
- Tezcan, A.K. 1992, Formula for calculation of ground temperature at 1 m depth in Turkey. Geothermics, 21, 415-417.
- Tezcan, A.K., 1993, Hamitabat sahası doğal gaz kuyularındaki termal değerler ve alanın geliştirilmesine olası katkıları. Türkiye Petrol Jeologları Derneği bülteni, C.5/1, Aralık 1993, TPJD; Ankara.
- Tezcan, A.K. 1995, Geothermal Explorations and Heat Flow in Turkey. Terrestrial Heat Flow and Geothermal Energy in Asia. Mohan L. Gupta and Makato Yamano (eds.), Oxford & IBH Publishing Co. PVT.LTD., New Delhi, India
- Tezcan, A.K. 1995, Hamitabat Sahası doğal gaz alanının, kuyulardan kazanılan termal parametreler ile yeniden değerlendirilmesi. Trakya Havzası Jeolojisi Sempozyumu, 30 Mayıs-3 Haziran 1995, Lüleburgaz.