

TPJD BÜLTENİ

TÜRKİYE PETROL JEOLGLARI DERNEĞİ

TAPG BULLETIN

TURKISH ASSOCIATIONS OF PETROLEUM GEOLOGISTS



Cilt : 19

Sayı : 2
Aralık 2007



Volume : 19

No : 2
December 2007

TPJD BÜLTENİ TAPG BULLETIN

ISSN: 1300-0942

Cilt : 19 Sayı : 2 Yıl : 2007



Volume : 19

Number : 2 Year : 2007

Türkiye Petrol Jeologları Derneğinin Yayın Organıdır.
The official publication of Turkish Association of Petroleum Geologists

Yılda iki kez yayınlanır.
Published two times a year

Yayın dili Türkçe / İngilizcedir
Publication language is Turkish / English

TPJD YÖNETİM KURULU / TAPG EXECUTIVE COMMITTEE

İsmail BAHTİYAR	Başkan / President
Ayşegül GÜRGEY	2. Başkan / Vice President
Osman ER	Yazman / Secretary
Cem KARATAŞ	Sayman / Treasurer
Hasan SARIKAYA	Üye / Member
Ahmet ÇAPTUĞ	Üye / Member
M. Bülent ERCENGİZ	Üye / Member

YAYIN SORUMLUSU / PUBLICATION MANAGER

Hasan SARIKAYA

EDİTÖR / EDITOR

Erhan YILMAZ

YAYIN KURULU / EXECUTIVE DIRECTOR

TPJD ADINA SAHİBİ / EXECUTIVE DIRECTOR

İsmail BAHTİYAR

YAZIŞMA ADRESİ

CORRESPONDENCE ADDRESS

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

YAYIN SORUMLUSU / PUBLICATION MANAGER
Hasan SARIKAYA

BU SAYIDAKİ İNCELEME KURULU / EDITORS IN THIS ISSUE

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

Ö N S Ö Z

Türkiye Petrol Jeologları Derneği (TPJD), 2 Ağustos 1958 tarihinde Enver Necdet Egeran ve 4 arkadaşı tarafından Ankara'da kurulmuştur.

2008 yılında 50.yılıni kutlayacak Derneğin kuruluş felsefesinde, petrol arama faaliyetlerini sürdüren, sektördeki hızlı teknolojik gelişmeleri yakından takip eden, petrol jeologları kadrolarının yetiştirilmesinde meslek kuruluşlarına büyük görevler düştüğü bilinci vardır. Dolayısıyla TPJD'nin yurdumuzda petrol aramacılığında üstlendiği misyon yurtiçi ve dışında hidrokarbon aramacılığının her dalında bilimsel gelişmeleri takip etmek, yurtiçinde bu tür çalışmaları desteklemek, bu yöndeki çalışmalara destek sağlamak, üyelerinin bilimsel araştırma alışkanlığı edinmesini, bu yolla kazandığı deneyimleri ve sonuçlarını bilimsel platformlarda yayın ya da sunumlar ile aktarmalarını ve yurtiçi ya da dışında hidrokarbon arama ve üretim faaliyetlerine katkıda bulunmalarını sağlamaktır.

Türkiye Petrol Jeologları Derneği üstlenmiş olduğu bu misyonu yerine getirmeye ilkinin 1971 yılında sektördeki diğer meslek örgütlerinin de katılımı ile düzenlediği Türkiye Petrol Kongresi ve Sergisi ile başlatmıştır. Bugün kongreler sadece yurtiçi delegelerle değil yurtdışındanda yoğun delege katılımı ile uluslararası bir nitelik kazanmıştır. Düzenli şekilde baskıları tamamlanan kongre bildiri kitapları kalıcı kaynaklar olarak yurtiçi ve dışındaki yerbilimcilerin kullanımına sunulmuştur. Bunun dışında TPJD tek başına, ulusal ve uluslararası diğer yerbilimci örgütler ile ortaklaşa kongre-sempozyum türü değişik organizasyonlar düzenlemiştir.

Daha küçük boyutlarda ise benzeri çalışmalar yine kurs, seminer, davetli sunumlar ve konferanslarla ile sürdürülmektedir. Bu çalışmalar yerbilimlerindeki son gelişmeler konusunda üyelerini bilgilendirmeyi ve dernek faaliyetlerini daha geniş kitlelere yaymayı amaçlamaktadır.

Petrol sektörünün önemli referanslarından biri olan Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni 1987 yılından beri her yıl düzenli olarak yayınlanmaktadır.

Ülkemizin ithal enerjiye olan ihtiyacı, bu ihtiyacın bugün itibariyle büyük oranda pet-

rol ve doğal gaz ile karşılanması, hidrokarbon aramacılığının olmazsa olmaz noktasında bulunan "Petrol Jeologluğu" mesleğinin örgütlenmesinde ve petrol jeologluğu kültürünün gelişmesinde önemli yer tutan Türkiye Petrol Jeologları Derneği'nin ülkemiz için önemini ortaya koymaktadır. Çok hızlı bir gelişme, sanayileşme ve büyüme süreci içinde olan ve birçok otorite tarafından dünyanın hızla büyüyen ülkeleri arasında ön sıralarda yeralan ülkemizin enerjiye olan talebinin, önümüzdeki 10 yıl içinde bugünkü rakamın 4 misline çıkacağı da düşünülürse, sektörün ve bu sektörde yeralan Petrol Jeologlarının Mesleki Örgütü sıfatıyla Türkiye Petrol Jeologları Derneği'nin misyonunun ne derece önemli olduğunu bir kez daha ortaya çıkarmaktadır.

21. yüzyılın başlangıcında olduğumuz şu günlerde, petrol aramacılığı dışında yerbilimlerinin bir çok sektöründen, üniversitelerden, araştırma kurumlarına uzanan geniş yelpazede önemli bir üye tabanına sahip Türkiye Petrol Jeologları Derneği 1958'den bu yana gösterdiği faaliyetleri ile yerbilimleri camiasında ulusal kimliğinin yanı sıra kazandığı uluslararası kimlikle, dünya hidrokarbon aramacılığında soyunduğu bilimsel görevi başarı ile sürdürmektedir. Bu başarı, ülkemizin enerji konusundaki politika, yatırım ve faaliyetlerine de ışık tutacak ve hızla sanayileşmesinin önünü açacaktır. Sonuçta, bilimin ve teknolojilerin hızla gelişeceği bu yeni yüzyılda TPJD, eşdeğeri yerbilimleri örgütleriyle kurduğu ve halen başarı ile sürdürdüğü ilişkileri ile sektörün dünya ölçeğinde aranan ve başvurulmuş meslek örgütleri arasında önemli yer tutmaktadır.

Bilimsel amaçlı faaliyet gösteren derneklerin dahi vazgeçilmez görevlerinden biri olan sosyal amaçlı organizasyonlar TPJD tarafından da kurulduğu günden bu yana önemli bir yer tutmuştur. Özellikle petrol aramacılığı içindeki camiayı, genelinde ise tüm yerbilimleri camiasını bir araya getirmeye amaçlayan geleneksel hale gelmiş yemek, kokteyl, piknik ve benzeri sosyal etkinlikler her dönemde düzenli olarak gerçekleştirilmiştir.

Saygılarımızla,

**TÜRKİYE PETROL JEOLOGLARI DERNEĞİ
YÖNETİM KURULU**

İÇİNDEKİLER

CONTENTS

Economical Importance of Pipelines as Element of Infrastructure

Orhan Değermenci..... 1

Isparta Açısının Tektonostratigrafik özellikleri ve Petrol Jeolojisi Açısından İrdelenmesi

Tectono-Stratigraphic Characteristics and Interpretation of Petroleum Potential of the Isparta Angle, Sw Turkey

Osman Soyhan, İsmail Bahtiyer, Y. Haluk İztan, Hasan Öncü, Erhan Yılmaz, Abdülhamit Akalın..... 23

Batı Raman Sahası Üretim Performansının İyileştirilmesi ve Teknoekonomik Rezervuar Yönetim Yaklaşımlarının Rolü

Role of Techno-Economic Reservoir Management Strategies in the Rejuvenation of Batı Raman Field

Secaeddin Şahin, Ülker Kalfa, Demet Çelebioğlu, Yıldız Karakeçe, Nazan N. Topgüder, Savaş Bütün, Bülent Temel..... 35

ECONOMICAL IMPORTANCE OF PIPELINES AS ELEMENT OF INFRASTRUCTURE

Orhan Değermenci

BOTAS, Bilkent Plaza, A-2 Block, 6th Floor, 06800 Bilkent-Ankara/TURKEY

ABSTRACT

Between oil&gas fields and refinery plants or consumption centers there are existing often long distances, which have to be bridged by means of proper transportation systems.

Thus, both the land sections from the source of hydrocarbons up to the refinery or shipping harbour as well as long-distance seaway from the loading harbours of the oil producing countries up to the unloading harbours of the consumer countries, but also seaway from the offshore production locations up to the mainland refineries, and country way from the unloading harbours to the midland refineries are to be overcoming.

For the land transportation, but also in certain extent already in case of overcoming the shorter seaway within the offshore areas the pipelines nowadays are carrying the main load of the goods traffic.

Was the operation of pipelines limited until first world war still on the USA and the connection between Baku and the Black Sea, so were constructed additional to the pipeline systems in USA also the trans-Arabian pipelines from Persian Gulf to the Mediterranean Sea.

The quantity increase in all fields of transportation has made pipelines always more important as transportation system in addition to the crude oil vessels for sea transportation.

The territories of the United States, Europe and Russia have been covered by the transcontinental pipelines for transportation of crude oil, natural gas and refined petrole-

um products.

Also the crude oil which has been discovered inside of Northern Africa was reaching the loading harbours (crude oil terminals) on coast of the Mediterranean Sea by means of several new pipelines.

Finally, during the 1970s also within the arctic areas of Alaska and over the chains of Anden mountain as well as in the stormy waters of the North Sea there were constructed pipelines having substantial dimensions.

Key Words: Historical, economical and strategical importance of pipelines for hydrocarbons (crude oil&natural gas) transportation, comparison of Turkish and European pipelines as industrial infrastructure, Turkey's energy consumption profile and projections, Turkish refineries, history of crude oil production in the world.

INTRODUCTION

The hour of birth for pipelines to transport petroleum was 1861 in Titusville oil field of Pennsylvania, when a 8 km long pipeline consisting of wood was constructed. In the same oil field in 1865 a 8 km long pipeline consisting of iron was constructed for the first time in the history, which was connecting the oil field (oil well Pitthole) with the railway station (Miller Farm at Oil Creek) transporting an oil quantity of 250 tons per day.

Due to cost advantages, the first large pipeline of approx. 65 km length was constructed ten years later from Carbon Centre (Pennsylvania) up to Pittsburg.

Almost until the end of 19th century pipeline transportation was limited on field lines of local or regional importance.

By industrial solution of quality and quantity matters the construction of both large-scale dimensioned pipelines as well as whole pipeline systems was possible for the first time in the history.

The worldwide expansion of pipeline construction was following in some distance upon increase of the oil production.

Was 1860 the crude oil production of the world still 70,000 tons (68,000 tons in USA alone), so was the production increasing rapidly during subsequent years as follows (Table 1).

Nowadays, the total length of the pipelines operational in the world and in some selected

countries is as follows (Table 2).

The lengths of national main transportation pipelines laid and being operational in Turkey until now (stand of 2007) are as follows:

3,375 km total length of crude oil transportation pipelines,

5,900 km total length of natural gas transmission pipelines.

For details on the existing and planned Turkish pipelines infrastructure it is referred to the Section 3. As a comparison, there are shown in Figure 1 to 3 both existing as well as planned European oil, gas and product pipeline networks.

ECONOMICAL IMPORTANCE OF PIPELINE TRANSPORTATION

A modern, industrilized national economy cannot be imagined anymore without pipeline network for the supply of the economy with liquid and gaseous energy at optimum cost, since pipelines belong to the industrial infrastructure of a country. Without pipelines, particularly within the production areas, the production of crude oil and natural gas as well as consumption of petroleum products and gaseous energy is not possible. Pipelines open the possibility to bring the crude oil from the non-accessible places of discovery to the coast so that it can be loaded from there for further transportation. Pipelines do create climate-independent conditions for an econom-

Table 1. History of crude oil production in the world.

YEAR	QUANTITY (Million Tonnes)	REMARKS/START OF PRODUCTION
1880	4.1	Production start in Russia
1900	20.5	Production start in Western Europe, Romania and Far East
1920	95.8	Production start in Mexico, Venezuela and Persian Gulf
1940	293.1	Total World production
1960	1082.2	Production start in Northern Africa, Western Africa and Chine
1976	2921.8	Production start in North Sea and Alaska
1995	3282.0	Total World production (*)
2000	3614.0	Total World production (*)
2004	3867.9	Total World production (*)

(*) Source of formation "BP Statistical Review of World Energy (June 2005)"

Table 2. Pipeline lengths in the world and some selected countries (*).

COUNTRY	PIPELINE LENGTH (km) AS PER TRANSPORT FLUID						
	Crude Oil	Petroleum/Refined Products	Natural Gas	Condensate	LPG	LNG	Oil/Water/Gas
Argentina	3 668	2 945	27 166	NA	41	NA	13
Brasil	5 212	4 755	10 739	244	341	NA	NA
Canada	23 564		NA	NA	74 980	NA	NA
France	3 024	4 889	14 232	NA	NA	NA	NA
Germany	3 540	3 827	25 293	325	NA	NA	NA
Grece	94	NA	1 166	NA	NA	NA	NA
Hungary	990	335	4 397	NA	NA	NA	NA
Iran	8 256	7 808	16 998	212	570	NA	NA
Italy	1 136	NA	9 945	NA	NA	NA	NA
Kazakhstan	10 158	1 187	10 370	18	NA	NA	NA
Pakistan	1 821	NA	9 945	NA	NA	NA	NA
Poland	1 772	NA	13 552	NA	NA	NA	NA
Russia	75 539	13 771	150 007	122	NA	NA	NA
TURKEY	3 562	NA	3 177	NA	NA	NA	NA
USA	NA	244 620	548 665	122	NA	NA	NA
WORLD	314 847	343 665	1 221 739	8 008	82 815	18 (**)	1 632

(*) Figures are as of 2004, (**) LNG pipelines: 4 km in Equatorial Guinea and 14 km in Angola.

ical and political development in oil and gas producing countries. The countries around the Persian Gulf, North and West Africa, Mexico, Columbia, Malaysia, Alaska etc. might serve as an example for such development cases. The importance of crude oil and natural gas as an energy supplier of the Turkey is shown by the following table, which indicates the general energy consumption Figures covering the period between 2000 and 2004 (Table 3). Total Primary Energy Supply (TPES) was decreased from 81.3 MTOE in 2000 to 76 MTOE in 2001. However, TPES increased from 78.7 MTOE in 2002 to 87.5 MTOE in 2004 (approx. 90 MTOE in 2005).

According to the data on general energy consumption given by the end of 2005, oil accounts for 37% of the total energy con-

sumption, followed by coal (27%), natural gas (23%), renewable (8%) and hydro (5%) (Figure 4). In 2005, the renewable energy sources (excluding hydro) accounted for 7 MTOE. Energy consumption per capita increased significantly from 1.2x10² KOE in 2000 to 1.3x10² KOE in 2005 (approx. 1.4x10² KOE in 2006). As per 2006 the Turkish primary energy consumption profile was remained unchanged basically.

Turkey has very limited domestic gas reserves as well as indigenous gas production, which is corresponding to approximately 3% of the total demand. Consequently, nearly 97% of the natural gas demand is imported. At present there are existing 8 long-term sales and purchase contracts signed with 6 different supply sources as shown in Table 4. Gas trade with Turkmenistan has not started

Economical Importance of Pipelines as Element....

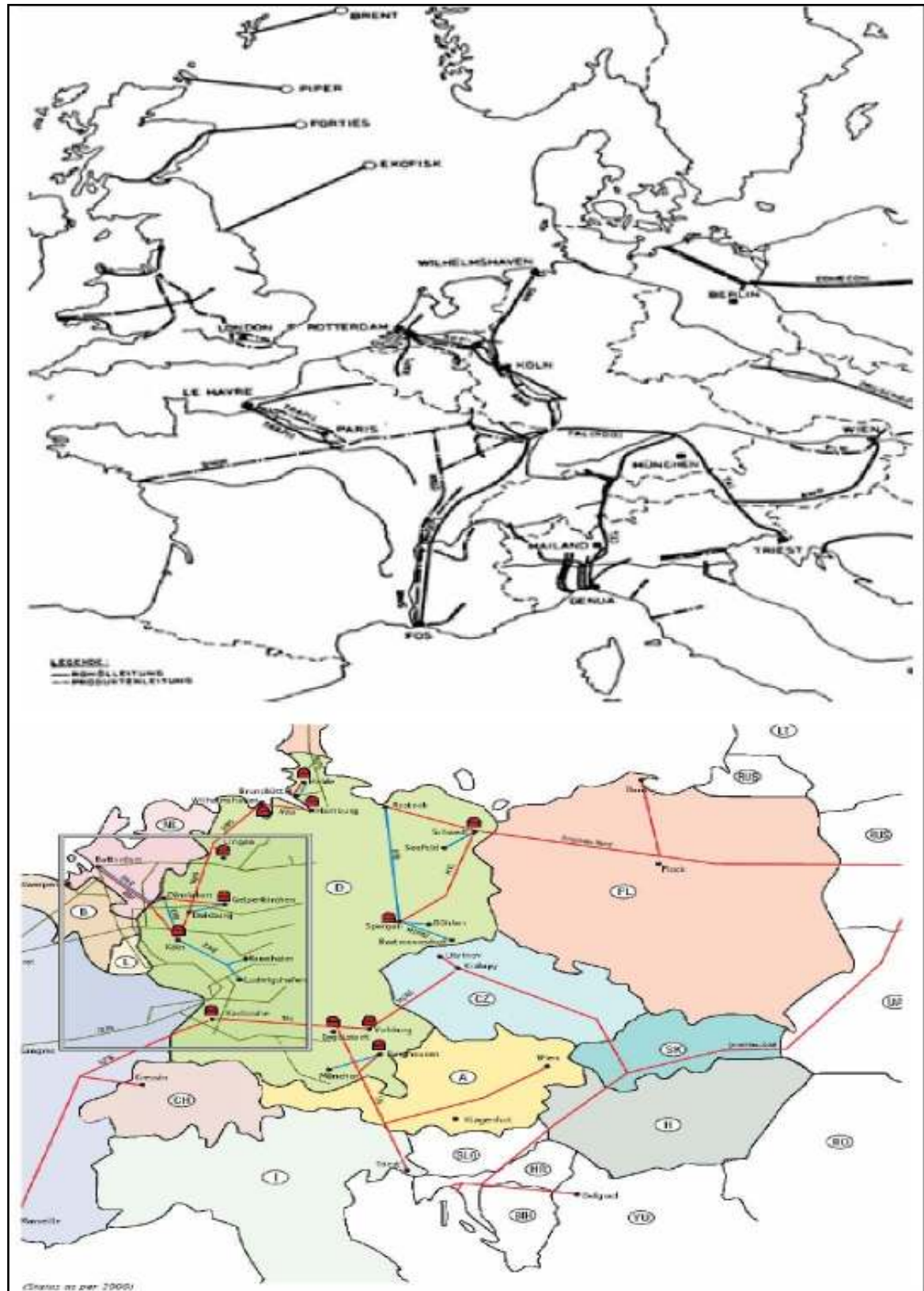


Figure 1. European crude oil and product pipelines.

yet and that with Azerbaijan will start this year in 2007.



Figure 2. Pan-European crude oil pipelines



Figure 3. Pan-European natural gas pipelines.

Each contract amount is based on its own calorific value. Calorific base changes from one contract to another. Imported natural gas sales started at about 500 million m³ in 1987 and reached around 30.3 BCM in 2006 (approx. 35 BCM in both 2007 and 2008 respectively). The breakdown of the imported natural gas starting from the 1987 is given in Table 5 below.

With the expansion of natural gas utilisation in the country, the share of natural gas in the primary energy consumption has increased to around 23% in 2005 (Figure 4).

The following exhibit explains the market targets to increase the natural gas usage throughout the country. The sectorial consumption breakdown of the natural gas imported from contracted countries is given in the following Table 6.

As per end of 2005, the imported natural gas consumption of totally 26.5 BCM in sectorial basis is 51% (13.4 BCM) in electricity, 22% (5.8 BCM) in residential, 25% (6.7 BCM) in industry and 2% (0.6 BCM) in fertilizer. Following table gives the sectorial natural gas demand projections in Turkey until 2015 (Table 7).

PIPELINES AND REFINERIES OF TURKEY **Turkish Natural Gas Pipelines**

The existing Turkish national natural gas grid infrastructure is subdivided into the following categories:

- Pipeline network and LNG (Liquefied Natural Gas) terminal;
- Compressor stations;
- Pressure reduction and metering stations;
- Line valve and pigging stations; and
- Dispatching centers.

The complete Turkish gas transmission network is composed of approximately 8,300 km of transportation and distribution pipelines. Table 8 below shows the figures on existing gas pipelines as well as those under construction or planned: The total length of the network will reach about 10,000 km with the completion of lines under planned and construction.

Turkey's existing natural gas transmission and distribution pipelines and related facilities operated by BOTAS (Turkish Petroleum Pipeline Corporation) with a total length of 8,275 km (as per 2007) are as follows:

- Russian Federation to Turkey Natural Gas Transmission Line;
- Izmit to Karadeniz Ereğli Natural Gas Transmission Line;
- Bursa to Çan Natural Gas Transmission Line;
- Çan to Çanakkale Natural Gas Transmission Line;
- Eastern Anatolia Natural Gas Main Transmission Line;
- Samsun to Ankara Natural Gas

Table 3. General energy consumption of Turkey (*).

ENERGY SORT	UNIT	2000	2001	2002	2003	2004(*)
Hard Coal	(Kron)	15.393	11.039	13.756	17.535	18.971
Lignite	(Kron)	64.384	61.010	52.039	46.051	44.823
Asphaltite	(Kron)	12	31	5	336	722
Oil	(Kron)	31.072	29.661	29.776	30.669	31.729
Natural Gas	(mcm)	15.086	16.339	17.694	21.374	22.446
Hydro	(GWh)	30.879	24.010	33.684	35.330	46.084
Geoth&Wind Electricity	(GWh)	109	152	153	150	151
Geothermal Heat	(Ktoe)	648	687	730	784	811
Solar	(Ktoe)	262	287	328	350	375
Wood	(Kton)	16.938	16.263	15.614	14.991	14.393
Dung	(Kton)	5.981	5.790	5.609	5.439	5.278
Net Electricity Import	(GWh)	3.354	4.147	3.153	570	661
Secondary Coal	(Kton)	2.184	1.949	2.310	2.259	2.209
TPES	(Ktoe)	81.251	75.952	78.711	83.970	87.523
Growth Rate	(%)	5.0	-6.5	3.6	6.7	4.2
Per Capita Consumption	(koe)	1.205	1.108	1.130	1.186	1.227

Sources (MENR, (*) Previsional.

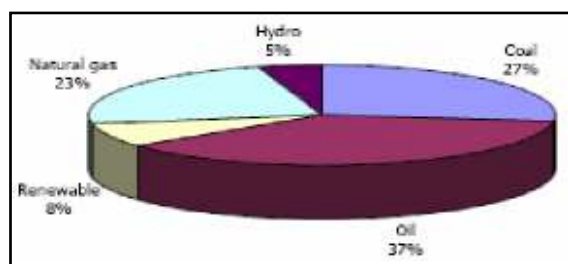


Figure 4. Energy consumption profile of Turkey(*).

Transmission Line;

- Karacabey to Izmir Natural Gas Transmission Line;
- Southern (Sivas-Malatya- Gaziantep-Mersin) Natural Gas Transmission Line;
- Konya to Izmir Natural Gas Transmission Line;
- Eastern Black Sea Natural Gas Transmission Line;
- Azerbaijan to Turkey Natural Gas Transmission Line;

Table 4. Major natural gas import sources of Turkey.

EXISTING AGREEMENTS	AMOUNT (BCMA)	SIGNATURE DATE	PERIOD (YBAR)	OPERATION DATE
Russian Fed. (West)	6	February 1986	25	June 1987
Algeria (LNG)	4.4	April 1988	20	August 1994
Nigeria (LNG)	1.3	November 1995	22	November 1999
Iran	10	August 1996	25	December 2001
Russian Federation (Black Sea)	16	December 1997	25	February 2003
Russian Federation (West)	8	February 1998	23	March 1998
Turkmenistan	16	May 1999	30	Open
Azerbaijan	6.6	March 2001	15	2007

Table 5. Natural gas supply of Turkey.

YEAR	NATURAL GAS SUPPLY QUANTITIES AND SOURCES OF TURKEY in (10 ⁶ m ³)							
	RUSSIAN FEDERATION	IRAN	BLUE STREAM	ALGERIA LNG	NIGERIA LNG1.034	SPOT LNG	TPAO	TOTAL
1987	433	...	...	...	...	...	88	521
1988	1.136	...	...	...	...	...	43	1.179
1989	2.986	...	...	...	...	...	116	3.102
1990	3.246	...	...	...	...	...	112	3.358
1991	4.031	...	...	...	...	...	66	4.098
1992	4.430	...	...	...	...	...	31	4.462
1993	4.952	...	...	...	...	...	23	4.975
1994	4.957	...	...	418	...	...	2	5.377
1995	5.560	...	...	1.058	...	240	...	6.859
1996	5.524	...	...	2.436	...	80	...	8.041
1997	6.574	...	...	3.300	...	...	...	9.874
1998	6.539	...	...	3.051	...	644	150	10.383
1999	8.692	...	...	3.257	77	32	299	12.657
2000	10.079	...	...	3.962	780	...	154	14.975
2001	10.931	115	...	3.985	1.337	...	...	16.368
2002	11.603	669	...	4.078	1.274	...	...	17.624
2003	11.422	3.520	1.252	3.860	1.126	...	...	21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	...	...	22.173

Table 6. Natural gas import of Turkey by sectors.

YEAR	TURKEY'S GAS CONSUMPTION BY SECTORS in (BCM)				
	POWER GENERATION	FERTILIZER	RESIDENTIAL	INDUSTRY	TOTAL
1987	513	...	...	...	513
1988	1.017	149	0,05	...	1.166
1989	2.712	375	7	5	3.099
1990	2.555	493	49	218	3.315
1991	2.859	477	187	538	4.062
1992	2.588	641	369	846	4.444
1993	2.551	783	540	994	4.869
1994	2.985	602	636	939	5.162
1995	3.792	719	99	1.170	6.678
1996	4.103	816	1.500	1.353	7.772
1997	4.934	748	2.007	1.867	9.556
1998	5.398	484	2.209	2.006	10.097
1999	7.816	142	2.388	1.827	12.172
2000	9.557	111	2.758	1.916	14.342
2001	10.786	119	2.800	2.028	15.733
2002	11.934	488	2.913	2.271	17.066
2003	13.274	461	3.877	2.691	20.574
2004	13.003	519	4.387	3.830	21.738

Table 7. Turkey's natural gas demand projections(*).

YEAR	INDIGENOUS NATURAL GAS DEMAND PROJECTION OF TURKEY (in 10 ⁶ m ³)					EXPORT GREECE	TOTAL
	Residential	Industry	Power Generation	Fertilizer	Total		
2005	5.268	5.398	14.285	514	25.465	0	25.465
2006	5.764	6.662	14.225	506	27.157	246	27.403
2007	6.388	15.192	15.192	543	30.914	492	31.406
2008	6.975	9.639	15.192	543	32.349	737	33.086
2009	7.683	10.527	15.192	543	33.945	737	34.682
2010	8.596	11.638	15.192	543	35.969	737	36.706
2011	9.750	12.870	15.192	543	38.355	737	39.092
2012	10.462	13.280	15.192	543	39.477	737	40.214
2013	10.747	13.613	15.192	543	40.095	737	40.832
2014	10.926	13.397	15.192	543	40.598	737	41.335
2015	11.115	14.266	15.192	543	41.116	737	41.853

Table 8. Natural gas pipeline network of Turkey.

NATURAL GAS TRANSMISSION LINES (NGTL)	LENGTH (km)	DIAMETER (inches)	DATE OF OPERATION
1. Existing National Pipelines			
Russian Federation-Turkey Main	842	36-24	June 1987-August 1988
Izmit (Pazarcık)-Karadeniz Eregli	209	24-16	January 1996
Bursa (Karacabey)-Can	208	24-8	July 1996
Can-Canakkale	107	12	July 2000
Eastern Anatolia Main (Dogubayazit-Ankara)	1491	48-40-16	December 2001
Karacabey-Izmir	241	36	April 2002
Samsun-Ankara	501	48	February 2003
Southern Turkey (Sivas-Malatya-Gaziantep-Mersin)	569	40	May 2005
Konya-Izmir (Konya-Isparta-Nazilli-Izmir)	427	40	July 2005
* The total length of Konya-Nazilli-Izmir NGTL is 625 km. Construction works of Konya-Nazilli have already been completed and this part is ready for operation. Tendering process of Nazilli-Izmir section is underway.			
2. Pipelines under Construction			
Georgia Border-Erzurum	225	42	n.a.
Inter-connector Turkey-Greece	210	36	n.a.
Eastern Black Sea Region	254	18-16-24	n.a.
Adiyaman-S. Urfa-Elazığ-Diyarbakir	272	40	n.a.
Ordu-Giresun	158	40	n.a.
3. Planned Pipelines			
Nazilli-Izmir	198	40	n.a.
KaradenizEregli-Bartin	141	16-12	n.a.

- Loops;
- Distribution Lines (diverse) and
- Marmara Ereglisi Liquefied Natural Gas (LNG) Import Terminal.

As per 2007 the length of the existing natural gas transmission lines only operational in Turkey amounts to 5,900 km, whereas the length of the operational natural gas distribu-

tion lines is 2,375 km. As per 2007 the length of the natural gas transmission and distribution lines being under construction in Turkey is 2,434 km, whereas 291 km thereof covers distribution lines and the rest (2,143 km) is consisting of the transmission lines. Figures 5.1 and 5.2 below describes the current and planned natural gas as well as crude oil



Figure 5.1. Crude oil pipelines of Turkey.



Figure 5.2. Natural gas pipelines of Turkey.

pipelines infrastructure of Turkey together with the current and planned natural gas supply sources' inlet points.

RUSSIAN FEDERATION TO TURKEY NATURAL GAS MAIN TRANSMISSION LINE

The Russian Federation to Turkey Natural Gas Main Transmission Line enters Turkey at Malkoclar at the Bulgarian border and then follows Hamitabat, Ambarli, Istanbul, Izmit, Bursa, Eskişehir route to reach Ankara. This pipeline has transported 12.6 BCM natural gas in 2005 from Russia to Turkey as being compared with 2004 of 10.9 BCM and 2006 of 12 BCM.

The pipeline designed for a maximum operating pressure of 75 bar has compressor stations at Kırklareli, Ambarli, Pendik, Bursa and Eskişehir as well as a fiscal metering station at Malkoclar. The main dispatching center is located in Yaprıcık (near Ankara). Mainline is formed of a main pipeline with 845 km length from Malkoclar to Yaprıcık and four (4) spurlines with 53.5 km length connected

to this pipeline. Its diameter varies between 24-inch and 36-inch. The section up to Hamitabat was put into operation in June 23, 1987 and the rest in August 1988. The construction of the pipeline started in 26 October 1986, and it reached Hamitabat in 23 June 1987.

Since then, imported natural gas has been used together with domestic gas for power generation at the Trakya Combined Cycle Power Plant in Hamitabat. The pipeline reached Ankara in August 1988. Natural gas started to be delivered to Istanbul Fertilizer Industry Co. (IGSAS) in July 1988, to the Ambarli Power Plant in August 1988 and to Ankara for residential and commercial usage in October 1988.

The use of natural gas by the industrial sector started in August 1989, and natural gas has been consumed by various industrial plants along the route for different sectors since then.

October 1996 and in Adapazari in December 2002. Table 9 above summarizes the technical specification of these pipelines.

IZMIT (PAZARCIK) TO KARADENİZ EREGLİ NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

In order to expand natural gas usage the Russian Federation to Turkey Natural Gas Main Transmission Line was extended to Western Black Sea Region through pipelines having 16-inch, 18-inch, 24-inch diameters and 210 km total length.

The Izmit to Karadeniz Ereğli Natural Gas Transmission Line through which natural gas has been supplied to the iron and steel work plants of Ereğli since January 1996 is formed of 195 km pipeline and four (4) pressure reducing and metering stations (RMS) as well as spurline (Table 10).

BURSA TO CAN NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

The a.m. main transmission line was also extended to Can through pipelines having diameters of 8-inch, 12-inch, 16inch, 24-inch and a total length of 213 km. The Bursa to Can Natural Gas Transmission Line has been commissioned in July 1996 for the purpose of supplying natural gas to the ceramic factory

Table 9. Russian Federation to Turkey natural gas main transmission line.

PIPELINES					
Section/ Spurline No.	Section Name	Diameter (inches)	W.T. (mm)	Length (km)	Steel Grade
1st	Malkoclar-Anbarli	36	11.1	220.2	API 5L-X65
2nd	Anbarli-Pendik (Marmara Sea Crossing)	2x30 parallel pipelines	17.5	53.6 km; 53.1 km is under-sea	API 5L-X65
3rd	Pendik-Demirciler	36	11.1	33.2	API 5L-X65
4th	Demirciler-Muallim	24	7.1	7.3	API 5L-X65
5th	Muallim-Hersek (Izmit Bay Crossing)	2x24 parallel pipelines	7.1	6.4 km; 6.2 km is undersea	API 5L-X65
6th	Hersek-Yumurtatepe	24	7.1	48.2	API 5L-X65
7th	Yumurtatepe-Yapracik Ankara Station	24-inch pipeline	7.1	356	API 5L-X65
SPURLINES					
1st	From Ambarli take off point to Ambarli Reducing and Metering Station for Power Plant	24	7.1	0.1	API 5L-X65
2nd	From Demirciler take off point to Pazarcik and IGSAS Fertilizer Plant	1st sec. fm. Demirciler to Pazarcik; 24-inch	7.1	18.1	API 5L-X65
		2nd sec. fm. Pazarcik to IGSAS. It is the continuation of 1st section and consists of 12-inch pipeline	5.2	6.3	API 5L-X52
3rd	From Yumurtatepe take-off point to Gemlik	16	7.1	9.5	API 5L-X52
4th	From Yapracik Ankara Reducing and Metering Station (take-off point) to Guvercinlik Ankara	30	7.9	18.8	API 5L-X52

of Canakkale together with other industrial plants along the route. It is formed of two (2) pressure reducing and metering stations (RMS). The size of the pipeline sections is as follows: 24-inch (73.6 km), 16-inch (30.1 km), and 12-inch (103.7 km). The capacities of both RMS stations are as follows:

- Bandirma RMS (25,000 m³/h; to be expanded to 50,000 m³/h) and
- Can RMS (25,000 m³/h).

CAN TO CANAKKALE NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

It is formed of 12-inch (116 km long) pipeline and commissioned in July 2000.

EASTERN ANATOLIA NATURAL GAS MAIN TRANSMISSION LINE

The Eastern Anatolia Natural Gas Main Transmission Line has been commissioned in December 2001 as being aimed at transporting natural gas produced mainly in Iran and other countries in the east of Turkey. The total length of the 48-inch, 40-inch and 16-inch pipeline sections is 1,490 km, whereas it runs from Dogubayazit to Ankara via Erzurum, Sivas, Kayseri, Konya and Seydisehir. It was constructed in 5 sections, whereas the lengths of these sections are as follows:

- Dogubayazit to Erzurum (291 km of 48-inch);
- Erzurum to Sivas / Imranli (307 km of 48-inch);
- Sivas / Imranli to Kayseri (256 km of 48-

inch);

- Kayseri to Ankara (320 km of 40-inch) and
- Kayseri to Konya to Seydisehir (317 km of 40-inch as well as 111 km of 16-inch).

The quantity of natural gas transported through this pipeline (imports from Iran) was 3.5 BCM in 2004, 4.2 BCM in 2005 and 5.6 BCM in 2006. In 2007 it is planned to transport additionally 3 BCM of natural gas from Azerbaijan via this pipeline as this pipeline is interconnected already with the Azerbaijan to Turkey natural gas transmission pipeline via Georgia.

Table 10. Russian Federation to Turkey natural gas main transmission line.

DESCRIPTION	DIAMETER (inches)	LENGTH (km)
Pazarcik-Adapazari	24	65.3
Adapazari-Duzce	18	63.5
Duzce-Kdz. Eregli	16	65.8
RMS (Reducing and Metering Station)	CAPACITIES (Nm ³ /hr)	
Kosekoy (Izmit)	135 000	
Adapazari	85 000	
Duzce	8 500	
Kdz. Eregli	234 000	
Karabuk	37 500	

KARACABEY TO IZMIR NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

For widespread gas usage throughout Turkey, the Russian Federation to Turkey Natural Gas Main Transmission Line has been extended from Bursa (Karacabey) to both Izmir and Aliaga so that natural gas can be supplied to the industrial and residential sectors within several cities along the route such as Balıkesir, Manisa and Turgutlu. It is put into operation in April 2002 as being formed of 36-inch and 241 km pipeline sections. In order to supply gas to the Aliaga Natural Gas Combined Cycle Power Plant, constructed within the region of Aliaga, a 36-

inch connection line (35 km) and 20-inch Aliaga branch line (7 km) have been added. In April 2002 both the construction works were completed and the pipeline was become operational.

SAMSUN TO ANKARA NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

Russian Federation to Black Sea Turkey Natural Gas Transmission Line (also called the "Blue Stream" pipeline) was commissioned in February 2003, whereas it is aimed at transporting natural gas produced within the Russian Federation to Turkey via Black Sea. Blue Stream pipeline consists of:

- Pipeline system of 370 km; of which 308 km is 56-inch and 62 km is 48-inch both located in the Russian territory between Izobilnoye and Dzhubga;
- Two parallel 24-inch lines; each of approximately 390 km between Dzhubga and Samsun crossing the Black Sea and
- 48-inch pipeline system of 501 km within the Turkish territory between Samsun and Ankara.

Turkish section of the pipeline system from Samsun to Ankara via Amasya, Corum and Kirikkale was connected with the Russian Federation to Turkey Natural Gas Main Transmission Line near Ahiözü (Ankara). This pipeline has transported 4.9 BCM natural gas in 2005 from Russia to Turkey (in 2006: 7.3 BCM).

SOUTHERN TURKEY (SIVAS-MALATYA-GAZİANTEP-MERSİN) NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

This pipeline is aimed at meeting natural gas demand in the southern and south eastern regions of Turkey by transmitting natural gas through a branch line to be extended from the Eastern Anatolia Natural Gas Main Transmission Line near Sivas.

The total length of this 40-inch pipeline from Sivas to Mersin via Malatya, Kahramanmaraş, Gaziantep, Osmaniye and Adana is 723 km and commissioned in May 2005. This pipeline is consisting of the following three (3) sections (40 inch respectively):

- Sivas to Malatya (168 km);
- Malatya to Gaziantep (182 km) and
- Gaziantep to Mersin (219 km).

KONYA TO IZMIR NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

By this project the Eastern Anatolia Natural Gas Main Transmission Line has been extended from Konya to Izmir via Isparta and Nazilli. It is 621 km long and has different diameters varying between 24-inch, 20-inch and 16-inch, whereas it has been commissioned in May-December period of 2005 comprising the following three (3) main sections (Tables 11 and 12):

- Konya to Isparta (227 km of 24-inch);
- Isparta to Nazilli (200 km of 20-inch) and
- Nazilli to Izmir (198 km of 16-inch).

The earlier construction of Konya to Isparta and Isparta to Nazilli pipeline sections of this transmission line has been completed ahead. The later construction works of Nazilli to Izmir pipeline section is completed in the meantime as well.

Table 11. Turkey's existing natural gas loops.

DESCRIPTION	LENGTH (km)	DIAMETER (inches)	YEAR OPTIONAL
Loop-1 Malkoclar-CS-1	36.1	36	1998
Loop-2 Onerler-Istanbul West	76.5	36	1998
Loop-3 Hersek-Yumurtatepe	48.3	24	1998
Loop-4 CS-1-Onerler	99	36	2000
Loop-5 Yaprak-Mihalliccik	61	40	2001
Eskisehir-Mihalliccik	76	40	2002
Bozuyuk-Eskisehir	74.6	40	2002
Bozuyuk-Adapazari (Phase I)	63	36	2002
Bozuyuk-Adapazari (Phase II)	63	36	2002
Seckoy-Karacabey	75	36	2003

Table 12. Turkey's existing natural gas distribution lines.

DESCRIPTION	LENGTH (km)	DIAMETER (inches)
Bilecik-Kutahya-Usak (Phase-1)	309	3-20
Turgutlu-Kemalpasa-Pinarbasi-Torbalı (Phase-2)	130.8	2-16
Izmir/Aliaga-Ataturk OIZ (Phase-3)	37.7	2-20
Kirikkale-Kirsehir-Yozgat-Polatli (Phase-4)	173.6	2-14
Konya/Eregli-Aksaray-Nigde (Phase-5)	198.6	3-16
Konya-Karaman (Phase-6)	186.7	2-20
Manisa OIZ-Akhisar-Balikesir-Susurluk (Phase-7)	30.3	3-10
Kayseri-Sivas (Phase-8)	85.3	2-14
Corum-Samsun (Phase-9)	31.5	2-12
Adapazari-Earthquake Residents (Phase-10)	1.5	16
Corlu-Dericiler (Phase-11)	6.1	10
Akyazi-Pamukova-Celvit NGDL	42	4-6-8-10
Emet-ETI Holding Boric Acid Facilities NGDL	38.7	8
Kirka-ETI Holding Bor Facilities NGDL	50	8
TPAO-Silivri-BOTAS NGTL Link	4.5	24
Istanbul Seramik Fabrik NGDL	50	6-12
PT-1 NGDL	217	8
PT-2, 3 NGDL	23	48
PT-4 NGDL	17	40

EASTERN BLACK SEA NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

This pipeline (16-inch and 24-inch) is still under construction, whereas 96 km thereof has been already constructed (stage 1) and put into operation in 2006.

AZERBAIJAN TO TURKEY NATURAL GAS TRANSMISSION LINE

This pipeline (42-inch and 226 km) has been already constructed and is going to be put into operation in 2007.

Table 11 and 12 are indicating Turkey's existing gas pipeline loops (610 km in total) and gas distribution pipelines as follows:

MARMARA EREGLISI LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) IMPORT TERMINAL

Considering the arising need for diversified natural gas supply sources, and in order to increase security of supply Turkey has decided to receive LNG imported both from Algeria (4 BCMA) and Nigeria (1.2 BCMA) using LNG tankers for transportation (Figure 6).



Figure 6. LNG tanker transportation.

Therefore, Turkey (BOTAS) instigated in September 1989 the construction of the Marmara Ereğlisi LNG Import Terminal, which is regarded both as a base load plant and a means of peak shaving, if required. The terminal was commissioned in August 3, 1994. The two main functions of Marmara Ereğlisi LNG Import Terminal are (Figures 7 and 8):

- Storage of the LNG imported;
- LNG regasification at required volumes to be delivered into the Russian Federation to Turkey Natural Gas Main Transmission Line and



Figure 7. LNG import terminal of Marmara Ereğlisi.



Figure 8. LNG terminal with tanker unloading.

- LNG reloading to trucks for further transportation and distribution.

The 300 m long LNG Terminal's jetty has 16 m water depth, 110 m long breasting line and 380 m long outer dolphin opening. There are three 16-inch unloading arms that unload LNG from the tanker and an 12-inch loading arm (with 16-inch end flange) that loads back the gasified LNG to the tanker, three (3) LNG storage tanks with capacity of 85,000 m³ (liquefied) each and three (3) open rack vaporizers (ORV) and four (4) submerged vaporizers. LNG unloaded from the tankers by the unloading arms is sent to the storage tanks via 30-inch unloading lines. The natural gas coming from the vaporizers is odorized at the outlet of the metering station and delivered into the Russian Federation to Turkey Natural Gas Main Transmission Line by a 23 km long 24-inch line.

In 1999 the maximum economic send-out capacity has been increased from 439,000 m³/h to 685,000 m³/h (5.2 BCMA). The system was taken over and has become opera-

tional in February 14, 2001.

In 2004 Turkey imported a total of 21.8 BCM of natural gas from different natural gas exporting countries, whereas this figure was 26.7 BCM in 2005 comprising 17.5 BCM from Russia, 4.3 BCM from Iran, 3.8 BCM from Algeria, 1 BCM from Nigeria (2006: 30.3 BCM including 19.3 BCM from Russia, 5.6 BCM from Iran, 4.1 BCM from Algeria, 1.1 BCM from Nigeria). In Table 13 the compressor stations (CS) as being already operational in Turkey are indicated as follows

EGEGAZ ALIAGA LNG IMPORT TERMINAL

Design capacity: 10 BCMA, storage capacity: 2 x 140,000 m³, year of operational start: 2001.

PRESSURE REDUCTION & METERING STATIONS

There are existing in Turkey three (3) fiscal metering stations (Table 14) and about 130 pressure reducing and metering (RMS) stations.

LINE VALVE AND PIGGING STATIONS

Line valve stations are installed approximately at every 20-30 km section of the

pipelines as being equipped with pneumo-hydraulic actuators. They are remote controlled from the dispatching centers using the telecommunication and SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) facilities. Furthermore, there are also existing approx. 32 pigging stations as being located on the natural gas transmission pipeline network for inspection and maintenance purposes.

DISPATCHING CENTERS

The main dispatching center of the Turkish Natural Gas Transmission Network is located near the Ankara to Eskisehir highway (Yapracik), which is 25 km far from the city of Ankara. The sub-dispatching center is located in Istanbul (Pendik).

FUTURE DEVELOPMENTS

Thanks to its advantageous geographical location, Turkey is determined to play an active role in bridging gas markets of Europe to Asia especially transporting the gas produced in the regions of Caspian Sea and Middle East to the European markets (Figure 9).

Therefore, Turkey is keen to develop new gas supply routes and to increase cooperation among the neighboring countries and to

Table 13. Compressor stations of Turkey.

DESCRIPTION	TOTAL POWER CAPACITY (MW)	FLOW CAPACITY (Sm ³ /hr)	INLET PRES-SURE (bar)	OUTLET PRESSURE (bar)
Kirkclareli Compressor Station (CS-1)	12x4 units=48	2 500 000	37	75
Ambarli Compressor Station (CS-2)	11.4x3 units=34.2	1 500 000	40	75
Gebze Compressor Station (CS-3)	24x2 units=48	1 400 000	40	75
Eskisehir Compressor Station (CS-5)	63x4 units=252	1 200 000	40	72
Dogubayazit Compressor Station (CS-11)	10x3 units=30	1 600 000	40	75

Table 14. Fickal metering stations of Turkey.

DESCRIPTION	NUMBER OF METER-ING SKIDS	CAPACITY OF EACH METERING SKIDS (Sm ³ /hr)	TOTAL CAPACITY (Sm ³ /hr)
Malkoclar Fiscal Metering Station	2	1 525 000	3 000 000
Durusu Fiscal Metering Station (Blue Stream)	1	400 000	2 000 000
Bazargan Fiscal Metering Station (Iran)	1	400 000	1 650 000

stimulate the integration of Turkish and European natural gas markets proving a role as a transporter and/or a supplier. The main target is to implement projects in compliance with the EU market development programs by taking into consideration the EU gas source diversification strategy and the new atmosphere constituted by gas liberalization. In this context, there are two main cross border pipeline projects under way. These are both Turkey to Greece Natural Gas Pipeline and Nabucco (Turkey-Bulgaria-Romania-Hungary-Austria) Natural Gas Pipeline projects (Figure 10).



Figure 9. Turkey's strategic role to diversify the existing European natural gas supply sources as being East-West energy corridor and energy terminal.



Figure 10. NABUCCO natural gas pipeline route map.

Turkey has been implementing "South European Gas Ring Project" in cooperation with Greece upon invitation of the European Commission. The first phase of the project aiming to transport natural gas produced in the Caspian Basin, Middle East and South Mediterranean countries to the European

markets with the Interconnection of Turkey to Greece, which will be interconnecting the natural gas pipeline grids of both Turkey and Greece. The Natural Gas Sales and Purchase Contract was signed in 23 December 2003 by Turkey and Greece. According to this contract, Turkey will sell 250 and 500 million m³ natural gas in the first and second years respectively, and 750 million m³ more for the rest of the period to Greece. Greece is planning to receive the first delivery in 2007.

The total length of the interconnection between Turkey and Greece will be about 300 km, of which 210 km will pass through Turkish territories and about 17 km crossing the sea of Marmara. An interconnection to further link with Italy is also being considered, whereas the pre-feasibility study of the Greece to Italy interconnection project has been already completed. It is envisaged that the transportation volume would reach up to 11 BCMA someday, of which 3 BCMA will go to Greece and the rest flowing to Italy.

European gas demand is expected to increase considerably in the current and the upcoming decades. NABUCCO Gas Pipeline project (Figure 10) is one of the important projects connecting Turkey with Austria via Bulgaria, Romania and Hungary. The Cooperation Agreement was signed among the associated companies of the respective countries in 11 October 2002 in Vienna. Thereafter, the "Nabucco Gas Pipeline International GmbH" company was established in order to proceed the works on finance and capacity marketing as well as other project development and tendering issues regarding this project.

The total budget of the project is 6 Billion Euro, and the estimated investment costs including financial costs for a completely new pipeline system amount to approximately 5 to 6 Billion Euro. The total length of the pipeline is estimated to be approx. 3,300 km, starting at the Georgian/Turkish and Iranian/Turkish borders respectively, leading to Baumgarten and further on to exit Austria for entering in Germany and other European markets.

The Nabucco natural gas pipeline (56-inch) will have the following approx. sections in the partner countries: Turkey (2,000 km),

Economical Importance of Pipelines as Element.....

Bulgaria (400 km), Romania (460 km), Hungary (390 km) and Austria (45 km). It is envisaged that with this pipeline project around 25 to 31 BCMA gas will be carried. It starts from both a.m. borders traversing up to Horasan (located near Erzurum in eastern Turkey) and comprising two (2) feeder lines (223 km of 42-inch and 218 km of 56-inch respectively). From Horasan the pipeline runs via Ankara to the Turkish/Bulgarian border (1558 km long) as first part of main Nabucco pipeline system continuing from this border up to the main dispatching center of Baumgarten located in Austria.

Underground natural gas storage facilities are planned to regulate fluctuations in consumption and to meet the natural gas supply deficit. There are existing the following three underground gas storage (UGS) projects which have been developed already in this respect:

- Northern Marmara (Silivri) UGS Project (Figure 11) and
- Tuz Gölü (Salt Lake) UGS Project (Figure 12).



Figure 11. Facilities of UGS plant in Northern Marmara.

The first project is Northern Marmara and Degirmenköy Natural Gas Underground Storage Project. The project aims to utilize Northern Marmara (Silivri offshore) and Degirmenköy (onshore) natural gas fields for storage purposes. On the other hand, surface facilities (Figure 11) will also be constructed in the same area. It is envisaged that the working gas capacity will be 1.6 BCMA and the facilities will be operational in the first half of

2007.

The second project is Tuz Gölü Natural Gas Underground Storage (UGS) roject. The purpose of this project is the injection of natural gas into large volume caverns that will be produced by leaching of salt domes 700 m below ground surface (Figure 12) located 30 km south to Tuz Gölü. It is a suitable area to construct underground storage facilities. The feasibility or conceptual engineering studies, the EIA

(Environmental Impact Assessment) studies as well as other significant project engineering works have been already completed.



Figure 12. Salt caverns gas storage plant in Tuz Gölü.

Turkish Crude Oil Pipelines

Turkey's existing crude oil pipelines (3,374 km long) operated by BOTAS and having a transport capacity of 130.2 MTA (million tons per annum) in total are as follows:

IRAQ TO TURKEY CRUDE OIL PIPELINE (ITP)

The 986 km long, 40-inch ITP pipeline (Turkey's section: 641 km) was commissioned in 1976, and the first tanker was loaded on May 25, 1977. It has been constructed for the purpose of transporting the Iraqi crude oil produced mainly in the Kirkuk Region and other production fields in Iraq to Ceyhan/Yumurtalik Marine Terminal, whereas its initial annual transportation capacity of 35 MTA was increased to 70.9 MTA (553 million bbl/a) after twice expansions, whereas during the second expansion project a second pipeline of 890 km (Turkey's section: 656 km) with 46-inch diameter (parallel to the first one) was constructed and commissioned in 1987. Total length of ITP is 1,876 km, whereas its

Turkish section is 1,297 km long in total. The segment of the ITP system in Turkey contains 6 pump stations and a pig station. There are twelve (12) storage tanks with a capacity of 135,000 m³ each, one (1) relief tank with a capacity of 10,000 m³, a water tank with a capacity of 3,000 m³, one (1) slop tank with a capacity of 10 m³, three (3) ballast treatment tanks with a total capacity of 95,000 m³ and one (1) slop tank with a capacity of 3,000 m³. In Ceyhan Terminal, there is existing a 1,950 m long terminal jetty which can accommodate four (4) 150,000 to 300,000 dwt tankers simultaneously. 5,117,087 tons (37,684,908 barrels) of oil was transported in 2004 by the Iraq to Turkey Crude Oil Pipeline, whereas this figure was 13,167,000 bbl only in 2005. This figure for 2006 was 12,932,000 bbl.

CEYHAN TO KIRIKKALE CRUDE OIL PIPELINE

This pipeline stretching from Ceyhan to Kirikkale Refinery meets the requirements of this refinery. It was commissioned in September 1986. The 448 km long and 24-inch diameter pipeline has an annual transportation capacity of 5 MTA (36 million bbl/a). There are two (2) pump stations, a pig station and a delivery terminal in Kirikkale. There are three (3) storage tanks with a capacity of 50,000 m³ each in Ceyhan, five (5) slop tanks with a capacity of 10 m³ each in Ceyhan and on the line and one (1) relief tank with a capacity of 1,500 m³ in the delivery terminal. A total of 3,358,363 tons (24,563,471 barrels) of crude oil was transported through Ceyhan to Kirikkale Crude Oil Pipeline in 2004, whereas this figure was 25,986,000 bbl in 2005. This figure for 2006 was 27 million bbl.

BATMAN TO DORTYOL CRUDE OIL PIPELINE

This pipeline was commissioned in January 4, 1967 to transport the crude oil produced in Batman and the surrounding areas to the Dörtöl Terminal and therefrom to the domestic points of consumption (refineries). The pipeline starts from Batman and ends in Dörtöl on the Bay of Iskenderun. This 18-inch line has an annual capacity of 3.5 million tons (25 million bbl) and it is 511 km long. The crude oil produced in Batman, Diyarbakir and

Saril regions is also transported to Dörtöl through the same pipeline by connected branches. There are three pump stations. Both Batman and Dörtöl terminals have seven (7) crude oil storage tanks each with a capacity of 25,000 m³, and there are eight (8) storage tanks more; four (4) in Princlik and four (4) in Saril. Dörtöl tankfarm has also a ballast treatment tank with a capacity of 6,000 m³. The 1,320 m long jetty at the Dörtöl Terminal can receive tankers with a maximum capacity of 65,000 dwt. A total of 2,256,252 tons (15,695,222 barrels) of crude oil was transported through Batman to Dörtöl Crude Oil Pipeline in 2004, whereas this figure was 15,800,000 bbl in 2005. This figure for 2006 was 10,285,000 bbl.

SELMO TO BATMAN CRUDE OIL PIPELINE

This pipeline transports the crude oil produced in the area of Selmo to the terminal of Batman. It is 42 km long and has different diameters of 6-inch, 8-inch and 12-inch. It owns a capacity of 800,000 tons/year (6 million bbl/a). A total of 104,079 tons (767,431 barrels) of crude oil was transported through this pipeline in 2004, whereas this figure was 634,000 bbl in 2005 and 536,000 bbl in 2006.

BAKU -TBILISI -CEYHAN CRUDE OIL PIPELINE

Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) pipeline is aimed at transporting crude oil produced in Azerbaijan (offshore) via Georgia to marine terminal in Ceyhan (Turkey) with marine access to the international crude oil markets or refineries. Maximum transportation capacity of the BTC pipeline (34-inch, 42-inch and 46-inch), starting from the Sangachal Terminal near Baku, traversing across Georgia and reaching the marine terminal in Ceyhan on the Mediterranean shoreline of Turkey, amounts to 50 MTA. The total length of the pipeline is 1,776 km, while the Turkish section is approx. 1,076 km long (Figure 13). Terminal complex near Ceyhan, where the Azeri oil is to be stored and exported to the world markets has been already constructed.

The facilities, which have been established within the 70 hectare are comprising seven (7) tanks with 150,780 m³ storage

Economical Importance of Pipelines as Element....

capacity each, 2,612 meters long jetty with loading units, housing and recreational areas. BTC pipeline is taken over, and the first loading from Ceyhan Marine Terminal to tankers is realized by the middle of 2006 (Figures 14 and 15). BTC pipeline is taking oil from the Caspian Sea to the Mediterranean instead of using tanker transport along the Black Sea and the highly congested Bosphorus. It obviates 350 tanker cargos per year through this narrow waterway.



Figure 13. BTC pipeline.



Figure 14. BTC pipeline jetty.

BTC pipeline project costs were approximately \$ 4.0 billion. The pipeline was officially inaugurated at the Sangachal terminal, near Baku, on 25 May 2005. Filling the pipeline with crude oil between Azerbaijan and Turkey's Mediterranean coast began on this date following a series of tests and the gradual filling process. The first oil was delivered at the Ceyhan Import Terminal on May 28, 2006, whereas the official start of BTC pipeline operation was in June, 2006. Crude oil did take six months to traverse the full length of the pipeline, when it was fully operational. First tanker was loaded on June 4, 2006. BP holds a 30% stake in the consortium running the pipeline. Other consortium members include Azerbaijan's state oil com-

pany SOCAR (25%), Amerada Hess (2.36%), ConocoPhillips (2.5%), Eni (5%), Inpex (2.5%), Itochu (3.4%), Statoil (8.71%), Total-FINA-ELF (5.0%), TPAO (6.53%) and Unocal (8.9%). The pipeline was constructed and managed by the consortium of Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline Company (BTC Co).



Figure 15. BTC pipeline terminal in Ceyhan.

The pipeline has been designed to accommodate an oil throughput of one million barrels per day (50 MTA). It has also been designed with an initial working life of approximately 40 years. The pipeline is protected against corrosion for its entire length, and since security is such a big issue it will be subject to constant safety surveillance, patrols and closed circuit TV observation (in case of terrorist incursion). The construction project has employed over 10,000 personnel, and the long-term maintenance of the pipeline requires 1,000 personnel. The cost of transporting oil down the pipeline has been estimated at \$ 3.2 per barrel which, given the current market (2007) where the cost of a barrel of crude is hovering around \$ 60, is very reasonable. Once the pipeline becomes fully operational, Azerbaijan will be the main beneficiary of the sale of its oil in international markets, collecting (at current prices) about

\$ 35 billion per year in oil revenues, while Georgia and Turkey will collect transit fees of \$ 1 billion and \$ 2 billion respectively per year.

The pipeline route passes over 1,768 km (1,100 miles) through the countries of Azerbaijan (445 km), Georgia (245 km) and Turkey (1,070 km). In doing so it reaches an altitude of 2,800 m as it passes across the Caucasus Mountains and East Anatolia. The pipeline crosses the land of 20,000 individuals and companies who have been compensated with a share of over \$ 133 million for the acquisition of rights to the small portion of their land where the pipeline runs.

Although the pipeline is underground and the land reinstated on top, all that remains visible are eight pumping stations (two each in Azerbaijan and Georgia and four in Turkey). The pipeline consists of approx. 150,000 joints of line pipe, each measuring 12 m in length. This corresponds to a weight of approximately 655,000 tons.

The start of the pipeline is at the Sangachal terminal near Baku, which receives all the oil from the Azeri, Chirag and Gunashli (ACG) offshore oil fields in the Caspian (the control system of the pipeline is also situated here). The terminus of the pipeline is at a new marine terminal at Ceyhan in Turkey, where crude oil transportation tankers will be loaded. It has been estimated that the ACG oil fields have reserves in excess of 5.4 billion barrels. The ACG fields are being developed by the Azerbaijan International Operating Company (AIOC), a subsidiary of BP. The Sangachal Terminal in Baku has two (2) crude storage tanks, a central control station, metering facilities and a pumping station. The Ceyhan Marine terminal has seven (7) crude oil storage tanks, a metering station, wastewater treatment, a vapour incineration facility and a jetty capable of loading two 300,000 dwt tankers simultaneously.

The temperature at the receiving terminal will be 30 °C, allowing the oil to flow freely, although it will gradually lose heat. In the mountains, especially in the winter, ambient temperatures of -40 °C and ground temperatures of -5 °C are likely to result in an increase in viscosity. The oil has a high wax content of 8% to 14% by volume. To clear wax deposi-

tion, mechanical pigs will be sent along the line periodically. The speed of the oil through the pipeline is estimated at an average of 2 m/s. Because it traverses 176 widely varied and sensitive terrains while crossing the politically unstable Caucasus region, the BTC was bedevilled by worries about its security and environmental risks. Accordingly, the US military's Special Forces trained 1,500 to 2,000 Georgian soldiers in antiterrorism techniques under a \$ 64 million program aimed at protecting the pipeline against saboteurs. In addition, a BP-led consortium granted an additional \$ 25 million to local non-governmental organizations to manage environmental programs.

BOTAS was the turnkey contractor for the project. Contractor screening and pre-qualification was carried out with Kvaerner, an independent engineering company (now known as John Brown Hydrocarbons). Pipelay and facilities contracts in Azerbaijan and Georgia were awarded in August 2002. The Greek-based Consolidated Contractors International Company (CCIC) were awarded a contract for pipelay in Azerbaijan and the construction of the pumping stations (\$ 229 million), and the Franco-British Spie Capag / US Petrofac for pipelay in Georgia and also the construction of pumping stations (\$ 248 million). Additional contracts worth about \$ 1.25 billion were later awarded in Turkey by BOTAS. The detailed design and engineering works related to the Turkish section of the BTC pipeline was carried out by the German (Munich) and Austrian (Innsbruck) based company of ILF Consulting Engineers.

BOTAS subsidiary company, BIL (BOTAS International Limited) is operating the Turkish section of the BTC pipeline on behalf of the BTC Co.

At the first stage of the pipeline crossing Azerbaijan, the line has a diameter of 1,070 mm. As it rises from the plains up into the Caucasus mountains and into Georgia this increases to 1,170 mm, reverts back to 1,070 mm on the route across Turkish Anatolia and, as it nears Ceyhan, reduces to 865 mm. There are eight pumping stations along the route, which are used to boost the oil pressure. There are also 101 line block valve stations which will enable the pipeline to be iso-

lated into sections. The pump and line block valve stations will also provide power for the cathodic protection system which will be used to prevent corrosion along the line. The sections are also coated with a three-layer system of fusion bonded epoxy (FBE), adhesive and polythene. There are four (4) metering stations, one each in Azerbaijan and Georgia and two (2) in Turkey. The line is buried at least 1 m deep, although in some locations this is as much as 10 m. BTC pipeline has a 32 m-wide corridor while installing BTC pipeline - growing to 44 m where the South Caucasus Pipeline (SCP), which will carry gas from the Caspian Sea to the Turkish border, runs parallel to it. BTC pipeline crosses over 3,000 roads, railways and utility lines, both over ground and underground. It also traverses 1,500 watercourses. The widest river crossing is the Cayhan River in Turkey, which is 5.2 m deep and over 500 m wide.

Much of the area is seismically active; the route passes through three (3) active faults in Azerbaijan, four (4) in Georgia and seven (7) in Turkey. This potential problem required a number of technical solutions such as reducing the angle at which the line crosses the fault or building in flexibility -installing a line layout that reduces soil resistance along the pipeline, allowing the substrate to move more freely, independent of the pipe in the event of earth movement. The trenches can also be filled with rounded granular material which helps that movements can take place easily, relative to the pipe. There is a computerised leak detection system which works by analysing pressure drops and detecting the acoustic waves transmitted in the event of the leak.

In June 2006, Kazakhstan and Azerbaijan agreed to build the Aktau to Baku pipeline, connecting the Kashagan offshore oil fields near Aktau in Kazakhstan to the BTC in Baku via a sub-Caspian in 2008. The Kashagan field is expected to produce 1.2 million bbl/d by 2016, whereas 600,000 bbl/d of its production will be shipped across the Caspian Sea to be fed into the BTC line. In 2006 there have been transported 7.9 million tons (58,205,000 bbl) of crude oil through BTC pipeline from the Sangachal terminal near Baku (Azerbaijan) to the Ceyhan terminal

(Turkey).

The quantity of crude oil transported through all the above mentioned Turkish pipelines was 55,587,000 bbl in 2005, whereas this figure was 108,958,000 bbl in 2006.

Turkish Refineries

Total annual crude oil processing capacity in Turkey is currently 32 MTA. Capacity utilisation rates of refineries in Turkey have been relatively low in recent years compared with those of the Western European refineries due to the effects of the earthquake in August 1999 and the period of economic instability between 1999 and 2001. In 2003, 26.5 million tons of crude oil were processed and 26.7 million tons of oil products were produced in refineries. On the other hand, 8.1 million tons of oil products were imported, while 3.8 million tons of products were exported in the same year. There are existing five (5) refineries in Turkey (Figure 16). The formerly state-owned refinery company of TÜPRAS (currently privatised) comprises the İzmit, İzmir, Kırıkkale and Batman refineries and four (4) other refineries. Currently, the refining capacity of TÜPRAS is 28.6 million tons per year, which accounts for 89% of the total capacity of Turkey. The remaining capacity was belonging to private sector refinery named ATAS constructed as a joint venture of BP, Shell and Marmara Petrol. Refineries and



Figure 16. Crude oil refinery.

their related capacities in Turkey are as follows (Table 15).

Coast (approximately 60 km north of Izmir), whereas it is the only refinery of Turkey which has a lube oils complex.

Table 15. Capacity of the Turkish refineries (tons/year).

REFINERIES (Year of Operation Start)	BATMAN (1955)	IZMIT (1961)	ATAS (1962)	IZMIR (1972)	KIRIKKALE (1986)
Initial capacities	330 000	1 000 000	3 200 000	3 000 000	5 000 000
Debottleneck in 1960	580 000				
Debottleneck in 1967		2 000 000			
Debottleneck in 1969			4 400 000		
Expansion in 1972	1 100 000	5 500 000			
Debottleneck in 1977		7 000 000			
Expansion and Debottleneck in 1982		11 500 000		4 600 000	
Debottleneck in 1986				5 000 000	
Expansion 1987				10 000 000	
Capacities 1989	1 100 000	11 500 000	4 400 000	10 000 000	5 000 000

BATMAN REFINERY

Petroleum refining business has started in Turkey in 1955 with formerly state-owned Batman Refinery which is processing mainly domestic crude oil. This inland refinery is located at southeastern part of Turkey and has an annual crude processing capacity of 1.1 million tons.

IZMIT REFINERY

It has been significantly expanded and upgraded so that it became the largest refinery in Turkey with a current crude processing capacity of 11.5 million tons/year.

ATAS: Formerly, there was also a privately owned refinery in Turkey launched in 1962 and called ATAS. It was located in Mersin in the southern part of Turkey on the Mediterranean coast and did have a crude processing capacity of 4.4 million tons/year. It was a hydro-skimming type, simple refinery and expanded to 4.4 million tons per year in 1969. But, ATAS refinery has been closed and decommissioned recently. Thus, it is not operational any more.

IZMIR REFINERY

It is the second largest refinery of Turkey with an annual crude capacity of 10 million tons. This third formerly state-owned and now privatized refinery has been constructed in Izmir in 1972. It is located on the Aegean

KIRIKKALE REFINERY

It was initiated in Kirikkale by TPAO and completed by TUPRAS in 1986. The refinery was upgraded with the construction of an isomerization in 1998, which has an annual crude processing capacity of 5 million tons.

REFERENCES

- BOTAS (Petroleum Pipeline Corporation), 2007, Crude Oil and Natural Gas Pipelines of Turkey.
- BOTAS (Petroleum Pipeline Corporation), 2005, Annual Report.
- BP, 2005, Statistical Review of World Energy.
- BP, Internet: Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline spanning three countries from the Caspian Sea to the Mediterranean coast, <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9006669&contentId=7015093>
- Krass, W., Kittel, A. and Uhde A., 1979, Pipeline Technology-Petroleum Pipelines: Publisher TÜV Rheinland Cologne, Germany.
- National Action Plan on Natural Gas Sector of Turkey, 2005, Republic of Turkey, Ministry of Energy and Natural Resources, Ankara.
- TACIS Inogate (Interstate Oil and Gas Transport to Europe) Programme of the European Union (EU).

ISPARTA AÇISININ TEKTONOSTRATİGRAFİK ÖZELLİKLERİ VE PETROL JEOLJİSİ AÇISINDAN İRDELENMESİ

TECTONO-STRATIGRAPHIC CHARACTERISTICS AND INTERPRETATION OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE ISPARTA ANGLE, SW TURKEY

Fuzuli YAĞMURLU¹, Andre POISSON², Ayşe BOZCU³ ve Murat ŞENTÜRK¹

¹ Süleyman Demirel Üniversitesi, Müh. Mim. Fakültesi, Isparta

² Laboratoire de Géologie Historique, Université Paris XI, 91405, Orsaycedex, France

³ Onsekizmart Üniversitesi, Müh. Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Çanakkale

ABSTRACT

The Isparta Angle is located within the northern part of Gulf of Antalya and was formed by bending of the Taurus carbonate axis. The NNE- trending Eğirdir-Kovada graben divides the Isparta Angle into two side. Beydagları and Akseki-Anamas autochthonous platforms occurred on the western and eastern side of Isparta Angle. The Antalya, Lycian and Beyşehir-Hoyran ophiolitic nappes overthrust on the autochthonous platforms in ascending order from southern, western and eastern direction.

Beydagları autochthonous sequence formed by mainly carbonate rock units reach up to 6500m and occurred between Ordovician and Late Cretaceous. Thin grained potential source rock units of the Beydagları region occurred within Permo-Carboniferous and Triassic parts of the sequence. The best source rock units in the Beydagları region appears to be the Kesmeköprü and Kasımlar formations occurred within the lower and middle part of the Triassic sequence. In addition to, the Dipoyraz and Kuyubaşı dolomites is the best reservoir rock units in this region.

Sedimentary sequence of the Akseki-Anamas platform range between Early Triassic and Late Cretaceous and consists dominantly of carbonate and detritic sedimentary constituents. The Kasımlar and Akkuyu Formations are locally rich in organic matter and are the best source rock units in the Akseki-Anamas region which occurred in the lower and middle part of the sedimentary sequence. On the other hand, the important reservoir rock units

of the Akseki-Anamas sequence appears to be Mentеше and Hendos Dolomites to range in age from Late Triassic to Early Cretaceous.

The structural lineaments in the both of sides of the Isparta Angle are generally parallel and semi-parallel to the trending of Beydagları and Akseki-Anamas platform. In the eastern region of Aksu thrust the fold axes are mostly NW- trending whereas the NE-trending folds are developed in the western part of Isparta Angle. But, the fold axes in the northern part (apex region) of Isparta Angle are dominantly developed NNW, NNE and locally E-W-trending.

The eastern side of Isparta Angle overthrust along the Aksu and related imbricate thrust systems on the western side by the Early Pliocene. The imbricated overthrusts on the eastern side resulted the outcropping of the reservoir rock units throughout most portions of the Akseki -Anamas region. For this reason, the anticlines in the western side and apex region of the Isparta angle need reinterpretation for the petroleum potential.

ÖZ

Isparta açısı, ana çizgilerde Mesozoyik yaşlı karbonat ekseninin Antalya Körfezi'nin kuzeyinde bükülmesi ile oluşmuş bir yapıdır. Bölgede doğal bir yapısal simetri eksenini oluşturan Eğirdir-Kovada grabeni, Isparta açısını doğu ve batı kanat olmak üzere, iki farklı bölüme ayırır. Isparta açısının batı bölümünde yeralan otokton kayalar Beydağları platformu, doğu kanadını oluşturan otokton istif ise Akseki-Anamas platformu olarak tanımlanmıştır. Antalya, Likya ve Beyşehir-Hoyran naplarından oluşan allokton kaya toplulukları, bölgedeki otokton platformları sırası ile, güneyden, batıdan ve doğudan kuşatır.

Beydağları otoktonu alttan üste doğru, Ordovisiyen ile Geç Kretase arasında değişen, ve toplam kalınlığı 6500 metreye ulaşan ve büyük bölümü karbonat kayalardan oluşan tortul istifinden oluşmaktadır. Potansiyel ana kaya özelliği taşıyabilecek nitelikteki organik maddece zengin ince kırıntılı tortul birimler, Beydağ istifinin Triyas ve Permo-Karbonifer bölümü içinde yer alır. Özellikle Triyas istifinin alt ve orta bölümünde yer alan Kesmeköprü ve Kasımlar formasyonları, Beydağ otokton istifi içinde en önemli anakaya özelliği taşıyabilecek birimleri oluşturmaktadır. Bunun yanı sıra başlıca dolomit ve dolomitik kireçtaşlarından oluşan Triyas ve Erken Jura yaşlı Dipoyraz ve Kuyubaşı dolomitleri Beydağ istifi içinde yer alan en önemli potansiyel hazne kaya birimlerini meydana getirmektedir.

Akseki-Anamas platformunu oluşturan tortul istif, Erken Triyas ile Geç Kretase arasında değişen başlıca karbonatlı ve kırıntılı tortullardan yapıldır. Bu istifin alt ve orta bölümlerinde yer alan Kasımlar ve Akkuyu formasyonları, zengin sayılabilecek organik madde içeriği nedeniyle, Akseki-Anamas istifi içinde en önemli potansiyel ana kaya özelliği taşıyabilecek birimleri oluşturmaktadır. Diğer taraftan egemen olarak dolomit ve dolomitik kireçtaşlarından oluşan, Geç Triyas yaşlı Menteşe dolomitleri ile Geç Jura-Erken Kretase yaşlı Hendos dolomitleri, Akseki Anamas istifi içinde yeralan en önemli hazne kaya birimlerini oluşturmaktadır.

Isparta açısı içinde yer alan yapısal unsurlar, ana çizgilerde doğu ve batı kanatların uzanımına koşut veya yarı koşut gidişler gösterir. Aksu bindirmesinin doğu bölümünde yer

alan kıvrımlar büyük bölümü ile KB uzanımlı olmalarına karşın, batı bölümdeki kıvrım eksenleri daha çok KD gidişlidir. Ancak, Isparta açısının kuzey bölümünde (apeks bölgesi) yer alan kıvrım eksenleri egemen olarak KKB, KKD ve yer yer D-B uzanımlı gidişler gösterir.

Isparta açısının doğu kanadının Erken Pli-yosen'den bu yana, Aksu bindirmesi boyunca, batı kanadı üzerine itilmesi sonucu, özellikle doğu kanadı üzerinde, Aksu bindirmesine koşut olarak çok katlı bindirmeler gelişmiştir. Doğru kanat üzerinde gelişen çok katlı bindirmeler, hazne kaya olabilecek birimlerin yüzeye ulaşmasına neden olmuştur. Bu nedenle, Isparta açısının batı kanadı üzerinde yer alan antiklinallerin yanı sıra, apeks bölgesindeki kıvrımlı yapıların petrol potansiyeli açısından yeniden değerlendirilmesi yararlı olacaktır.

GİRİŞ

GB Anadolu'da Antalya Körfezi'nin kuzeyinde yer alan ve Isparta açısı olarak bilinen coğrafik yapı, tektonik ve stratigrafik özellikler yönünden, Batı Toroslar bölgesinin en önemli yörelerinden biridir. Isparta açısının bu ilginç konumu, uzun yıllardan bu yana çok sayıda araştırmacının ilgisini çekmiştir. Önceki yıllarda bölgede ayrıntılı çalışmalar yürüten Poisson (1977), Gutnic (1977), Dumont (1976), Monod (1977), Özgül (1976), Marcoux (1970), Şenel (1984), Demirtaşlı (1979), Koçyiğit (1983), Yağmurlu ve diğ. (1995) ile Bozcu ve Yağmurlu (2001) daha çok Isparta açısını oluşturan otokton ve allokton kaya birimlerinin bağlı stratigrafi ve tektonik ilişkilerini inceleyerek, bunların tarihsel evrimine ilişkin yaklaşımlarda bulunmuşlardır.

Isparta Açısının doğu ve batı kanatları üzerinde yer alan , otokton ve para-otokton konumlu Mesozoyik istifleri içinde ana ve hazne kaya olabilecek nitelikte birden çok birimin bulunması, bu bölgeyi petrol açısından araştırılması gereken öncelikli alanlardan biri haline getirmiştir. Diğer taraftan yörede değişik lokasyonlarda allokton ve otokton birimler içinde yer alan sıvı ve katı petrol emareleri, bölgenin petrol potansiyelinin varlığını olumlu yönde etkileyen veriler olarak değerlendirilmiştir. Bu verileri ve değerlendirmeleri dikkate alan yerli ve yabancı petrol şirketleri, son yıllarda bu bölgede petrol aramaları konusunda ayrıntılı araştırmalar yapmışlardır.

Bu çalışmada, Isparta açısının temel jeolojik özellikleri yanı sıra, bu bölgede yer alan otokton ve para-otokton kaya istiflerinin bağlı stratigrafi özellikleri tanıtarak, bu istiflerin petrol jeolojisi açısından değerlendirmeleri yapılacaktır. Diğer taraftan, Isparta açısının yapısal özellikleri ve tarihsel evrimi gözönüne alınarak, bölgenin petrol potansiyeli konusunda bazı yaklaşımlar ve irdelemeler yapılacaktır.

BÖLGESEL JEOLJİ

GB Anadolu'da Isparta açısı olarak bilinen coğrafik bölge, ana çizgilerde batıdan Burdur-Fethiye fay zone, doğudan ise Akşehir-Sultandağ fayı tarafından sınırlanır. Simetrik bir çöküntü alanı özelliği gösteren K-G uzanımlı Eğirdir-Kovada grabeni, Isparta açısını iki farklı bölgeye ayırır. Eğirdir-Kovada grabeninin batısında yer alan ve büyük bölümü ile karbonat kayalardan oluşan Mesozoyik istifi, önceki araştırmacılar tarafından (Poisson ve diğ., 1984; Şenel 1984; Poisson ve diğ., 2003) Beydağları otoktonu; doğu bölümünde yayılım gösteren otokton karbonatlar ise, Akseki-Anamas istifi olarak adlandırılmıştır (Şekil 1).

Isparta açısı ve yakın çevresinde yer alan allokton kaya toplulukları, bileşimi, konumu, yerleşim yaşları ve kökenleri gözetilerek, başlıca üç grup içinde toplanmıştır (Poisson, 1984; Şenel, 1984; Robertson ve Woodcock, 1984). Bunlar batıdan doğuya doğru Likya, Antalya ve Beyşehir-Hoyran naplarıdır. Isparta açısının batı kanadı üzerine gelen Likya napları ile, doğu kanadını üzerleyen Beyşehir-Hoyran napları için Orta-Geç Eosen ile Geç Miyosen yerleşim yaşı öngörülmesine karşın, Antalya naplarının yerleşimi için Geç Kretase-Erken Paleosen yaşı uygun görülmüştür (Şenel, 1984; Dilek ve Rowland, 1993; Glover ve Robertson, 1998).

Diğer taraftan, bölgede çalışan araştırmacıların büyük bölümü, Isparta açısının şimdiki konumunu neotektonik dönemde kazanmış olduğu konusunda görüşbirliği içinde bulunmaktadır. Bunlardan Kissel ve Poisson (1986) ile Piper ve diğ. (2002) paleomanyetik verilere dayanarak, Isparta açısını batı kanadını oluşturan Beydağları karbonat masifinin Miyosen dönemi boyunca saat dönüşünün tersi yönde yaklaşık 35-40 derecelik bir rotasyona uğramış olabileceğini belirtirler. Aynı

araştırmacılar göre, Isparta açısının doğu kanadı ise, Eosen döneminden bu yana saatin dönüş yönünde olmak üzere 45 derecelik bir rotasyona uğramıştır.

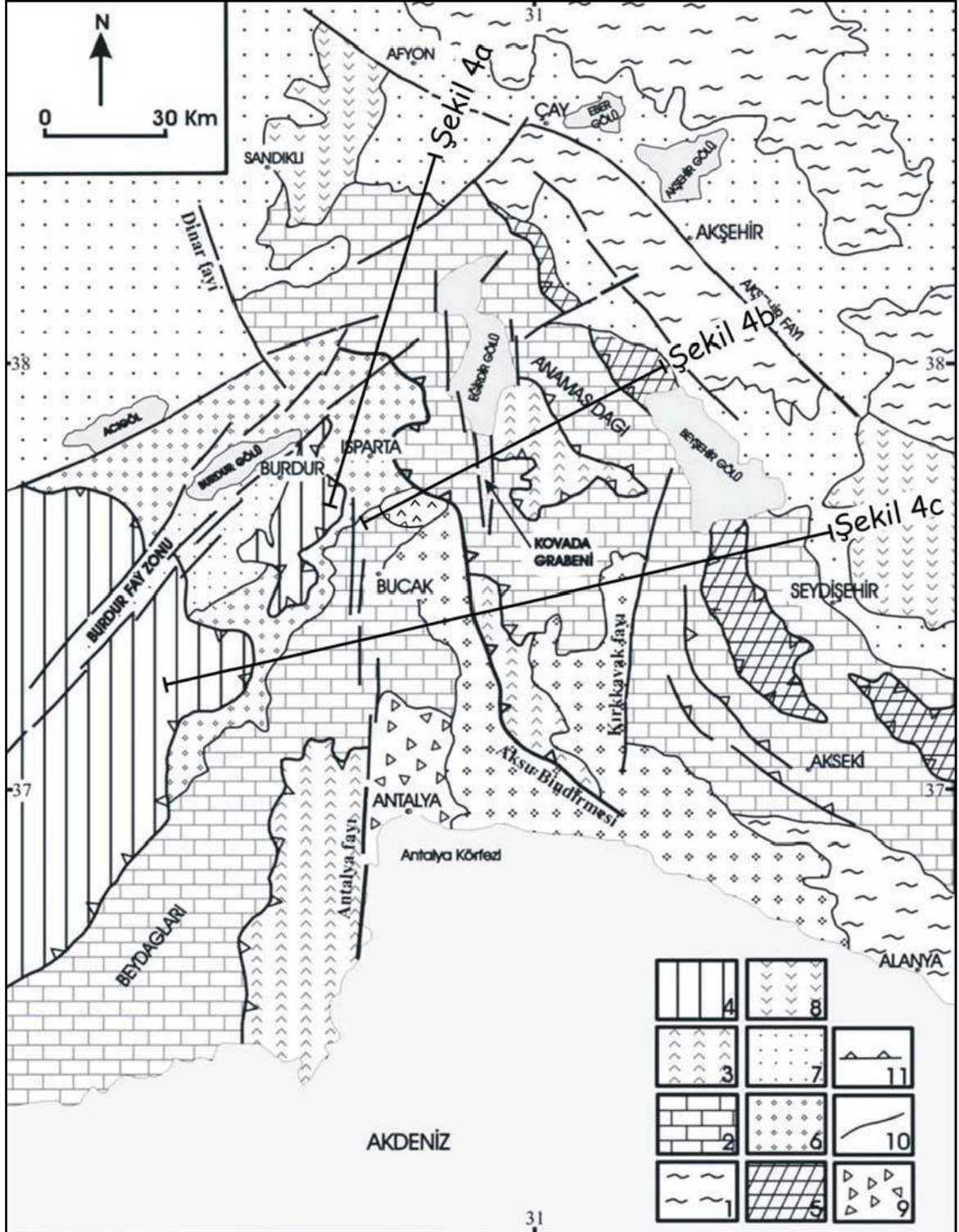
Isparta açısını oluşturan doğu ve batı kanatların birbirlerinin tersi yöndeki rotasyonları, Isparta açısının apeks bölgesinde D-B yönlü tansiyon kuvvetlerinin ortaya çıkmasına ve bu nedenle K-G uzanımlı Eğirdir-Kovada grabeninin oluşmasına neden olmuştur (Yağmurlu ve Şentürk, 2005). Diğer taraftan doğu kanat üzerindeki rotasyonun Geç Pliyosen'den sonra da devam etmesi, günümüzde halen aktifliğini koruyan Aksu bindirmesinin yanısıra, doğu kanat üzerinde gelişmiş çok katlı bindirme sistemlerinin meydana gelmesine neden olmuştur.

STRATİGRAFI

Beydağları Bölgesi (Isparta açısının batı kanadı)

Isparta açısının batı bölümünü oluşturan Beydağları bölgesinde, yaşları Triyas ile Geç Kretase arasında değişen ve başlıca neritik ve pelajik karbonatlardan oluşan kalın bir otokton karbonat serisi yer alır. Bu bölgede yer alan Mesozoyik karbonat istifinin alt bölümünde Paleozoyik yaşlı kırıntılı ve karbonatlı kayalardan oluşan bir tortul istif yer almaktadır. Beydağları bölgesine ait bileşik otokton istif (Demirtaşlı, 1977; Poisson, 1977; Monod, 1977; Gutnic, 1977 ve Şenel, 1984) Şekil 2'de verilmiştir. Buna göre, istifin en alt bölümünde yer alan Silüriyen ve Ordovisiyen yaşlı meta-sedimenter kayalar, yörenin en eski kaya birimlerini oluşturur. Bunların üzerine gelen Geç Paleozoyik yaşlı tortullar egemen olarak kaba ve ince taneli kırıntılı tortullardan ve bunlara eşlik eden siyah şeyl, bitümlü şeyl ve kömür düzeylerinden oluşur.

Beydağları Mesozoyik istifinin en alt bölümünde Erken Triyas yaşlı Kesmeköprü Formasyonu'na ait killi kireçtaşı, marn ve yersel jipsli olabilen çamurtaşları yer alır. Bu birimin üzerine gelen Erken Triyas yaşlı Dipoyraz dolomitleri, egemen olarak beyazımsı, orta ile kalın katmanlı şekerimsi dokulu petrollü dolomitlerden yapıldır. Bölgede Dipoyraz dolomitlerini uyumlu olarak üstleyen Orta Triyas yaşlı Kasımlar Formasyonu, egemen olarak koyu grimsi ile siyahımsı arasında değişen organik maddece zengin şeyl, kumtaşı ve yersel resi-



Şekil 1. Isparta Bölümü ile Burdur ve çevresinin basitleştirilmiş jeoloji haritası: (1) Paleozoyik yaşlı metamorfik kayalar, (2) Mesozoyik yaşlı karbonat kayalar, (3) Antalya napları, (4) Likya napları, (5) Beyşehir-Hoyran napları, (6) Denizel Tersiyer tortulları, (7) Karasal Neojen tortulları, (8) Neojen volkanitleri, (9) Antalya travertenleri, (10) Normal faylar, (11) Bindirme fayları (Şenel, 1984; Poisson ve diğ., 1984'den değiştirilerek alınmıştır).

YAŞ	KAYA BİRİMLERİ	KALINLIK (m.)	LİTOLOJİ ÖZELLİKLERİ	PETROL AÇISINDAN DEĞERLENDİRME		
				ORTU KAYA	REZERVUAR KAYA	ANA KAYA
KRETASE GEÇ ERK.	BEYDAĞLARI FORMASYONU	1000	İnce katmanlı Globotruncana'lı pelajik kireçtaşları, kalın katmanlı Rudists'li kireçtaşları ile dolomitli kireçtaşlarından oluşur.			
JURA GEÇ ERK.	DAVRAS FORMASYONU	1250	Alttan üste doğru kalın katmanlı pelletli kireçtaşı, dolomit, dolomitli kireçtaşı ile en üst bölümde yer alan bitümlü killi kireçtaşlarından oluşur.			
GEÇ TRIYAS ERKEN JURA/ERK.	KUYUBAŞI DOLOMITİ	800	Orta ile kalın katmanlı ve yaygın çatlak ve kristal arası gözeneklidir.			
ORTA TRİYAS	KASIMLAR FORMASYONU	600	Koyu grimsi ile siyahımsı arasında değişen ve yer yer organik maddece zengin olabilen şeyl, kumtaşı ve killi kireçtaşı bileşenlerinin yanısıra, resifal kireçtaşı arakatlarından oluşur.			
ERKEN TRİYAS	DİPOYRAZ DOLOMITLERİ	550	Beyazımsı, orta ile kalın katmanlı, sucrozic poroziteli, petrolü dolomit.			
ERKEN TRİYAS	KESMEKÖPRÜ FORMASYONU	500	Killi kireçtaşı, marn ve yersel jipsli çamurtaşlarından oluşur.			
ERKEN-ORTA-GEÇ PERMYEN	DİNEK FORMASYONU	600	Alttan üste başlıca siyahımsı şeyl ve mikritik kireçtaşı ardalanması, çörtlü kireçtaşı ve bitümlü şeyl ardalanması ile en üstte dolomit ve dolomitli kireçtaşlarından oluşur.			
KARBONİFER ERKEN PERMYEN	PAMUCAKYAYLA FORMASYONU	400	Orta ile kalın çapraz katmanlı, kaba taneli kumtaşları ile üst bölümünde şeyl, çamurtaşı ve kömür düzeylerinden oluşur.			
DEVONİYEN	HOCANINSUYU FORMASYONU	275	Kırmızımsı kumtaşı ve silttaşı ardalanması ile, buna eşlik eden jipsli çamurtaşlarından oluşur.			
SİLÜRYEN	SAPANDERE FORMASYONU	125	Siyahımsı şeyl ve bitümlü şeyl ardalanmasından yapılı olup, en alt bölümde Graptolit'li şeyller yer alır.			
PERİYEN	SARIYERDERE FORMASYONU	400	İnce katmanlı, lamine, şeyl ve serizitli şeyllerden oluşur.			

Şekil 2. Beydağları istifini oluşturan kaya birimlerinin stratigrafi konumları ve petrol jeolojisi açısından değerlendirilmesi (Demirtaşlı, 1979; Şenel, 1984; Poisson ve diğ., 1984; Bozcu ve Yağmurlu, 2001).

fal kireçtaşı bileşenlerinden oluşur. Beydağları bölgesinde 600 m kalınlık sunan Kasımlar Formasyonu'na ait tortul istif, doğuya doğru giderek kalınlaşarak, Eğirdir'in güneyinde 1000 metreye dek ulaşır.

Kasımlar Formasyonu'nun üzerine gelen Geç Triyas-Erken Jura yaşlı Kuyubaşı dolomitleri, büyük bölümüyle orta ile kalın katmanlı dolomit ve yersel dolomitli kireçtaşlarından

oluşur. Birim, Erken-Geç Jura yaşlı Davras Formasyonu'na ait bitümlü killi kireçtaşları ile pelletli ve dolomitli kireçtaşlarından oluşan oldukça kalın bir karbonat istifi tarafından uyumlu olarak üstlenir. Beydağları bölgesinde geniş yayılım gösteren Beydağları Formasyonu, Erken-Geç Kretase arasında değişen ve kalınlığı 1000 metreyi geçen pelajik ve neritik kireçtaşlarından oluşur. Beydağları Formas-

yonu'nu meydana getiren karbonat istif, alttan üste doğru, egemen olarak kalın katmanlı Rudist'li kireçtaşları ile bunlar üzerine gelen Globotruncana'lı pelajik kireçtaşları ve bunlara eşlik eden şeyl ara katmanlarından yapılıdır.

Akseki-Anamas Bölgesi (Isparta açısının doğu kanadı)

Isparta açısının doğu bölümünü oluşturan Akseki Anamas istifi, Beydağları istifi ile bazı benzerlikler taşımasına karşın, yanal yöndeki fasiyes değişimlerine bağlı olarak, önemli sayılabilecek farklılıklar gösterir (Şekil 3). Akseki-Anamas bölgesinde Ordovisiyen yaşlı meta sedimenter kayalar (Kocaosman metamorfikleri) üzerine uyumsuz olarak gelen ve Erken Triyas'tan Geç Kretase'ye dek tüm birimleri eksiksiz içeren Mesozoyik istifi, egemen olarak neritik ve pelajik karbonatlar ile denizel ve karasal ortamda gelişmiş kırıntılı tortullardan oluşur.

Akseki-Anamas Mesozoyik istifinin alt bölümünde yer alan Orta Triyas yaşlı Kasımlar Formasyonu, Erken Triyas yaşlı Hacıılyas Formasyonu ile Orta Triyas yaşlı Köseköy Formasyonu'nu uyumlu olarak üstler. Yöredeki kalınlığı 1000 metreye ulaşan Kasımlar Formasyonu egemen bileşeni olan organik maddece zengin karbonlu şeyl ve bitümlü kireçtaşları nedeniyle, bölgenin en önemli ana kaya birimini oluşturur.

Kasımlar Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelen Geç Akseki-Anamas bölgesinde Menteşe dolomitleri üzerine Triyas yaşlı Menteşe dolomitleri, büyük bölümüyle kesif gelen Geç Triyas yaşlı Leylek kireçtaşları, çoğunlukla açık bitümlü ve kırılğan yapıli dolomitik kireçtaşları ile grimsi, kalın katmanlı yaygın olarak Megalodont, mercan ve dolomitlerden yapılıdır. Menteşe dolomitlerine ait ince algal bileşenler içeren neritik kireçtaşlarından yapılıdır. Kesitlerde kristal-arası gözeneklilik yanı sıra, kovuk ve çatlak gözenekliliğinin egemen olarak geliştiğı ve tipik kesitleri Anamas Dağı bölgesinin Köklü ve Çayır gözeneklerin bölümsel olarak hidrokarbon ile doldurulmuş Yaylası Mevkii'lerinde yer alan Erken Jura yaşlı Üzümdere olduğu gözlenir. Formasyon egemen olarak karasal ve sığ denizel kökenli olabilen kırıntılı ve karbonatlı tortul bileşenlerinden yapılıdır. Yersel gözlenen kömür oluşukları ile Megalodon'lu neritik kireçtaşı kireç-

taşı ara düzeyleri Üzümlü Formasyonu'nun karasal tortul istifi içinde olağan olarak gözlenir.

Üzümlü Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelen Orta Jura yaşlı Pisarçukuru kireçtaşları, egemen olarak orta ile kalın katmanlı ve yersel dolomitleşmiş kireçtaşlarından yapılıdır. Pisarçukuru kireçtaşı üzerine gelen Orta Jura yaşlı Hendos dolomitleri, çoğunlukla koyu kahverengi ve siyahımsı renkli, orta-kalın katmanlı ve yoğun bitümlü ve yersel olarak canlı petrol içerikli dolomitlerden oluşur. Hendos dolomitlerine ait ince kesitlerde, tüm kristal arası gözeneklerinin yanı sıra, kovuk ve çatlak gözeneklerinin tümüyle bitüm ile doldurulmuş olduğu gözlenir.

Hendos dolomitleri üzerine uyumlu olarak gelen Geç Jura yaşlı Akkuyu Formasyonu, egemen olarak orta ile koyu grimsi mikritik kireçtaşları ile yersel dolomit ve bitümlü şeyl ara katkılarından oluşur.

Anamas-Akseki bölgesinde Akkuyu Formasyonu üzerine gelen ve toplam kalınlığı 2000 metreye ulaşan Kretase yaşlı sürekli karbonat istifi, alttan üste doğru Akseki ve Seyrandağı kireçtaşı birimleri şeklinde iki farklı birime ayrılmıştır. Bu kireçtaşı birimleri, yersel olarak Orta Eosen yaşlı türbiditik tortullar içeren Gümüşdamla Formasyonu tarafından uyumsuz olarak üstlenir.

YAPISAL JEOLJİ

Yağmurlu ve Şentürk (2005)'e göre, Güneybatı Anadolu'nun ve Isparta açısının tektonik yapısını biçimlendiren jeodinamik etkenleri başlıca dört grup içinde toplamak mümkündür. Bunlar; (1) Fethiye-Burdur fay zonunun kuzey bölümünde Ege-Peloponnisos levhasının GB'ya doğru hareketi, (2) Isparta açısının doğu kanadının saat yönünde, batı kanadının ise saatin tersi yönde rotasyonu, (3) Afrika levhasının Kıbrıs ve Helenik yaylar boyunca Ege-Peloponnisos ve Anadolu levhalarının altına dalması ve (4) Anadolu levhasının Kuzey Anadolu ve Doğu Anadolu faylarının (KAF ve DAF) kontrolünde güneybatıya doğru hareketi.

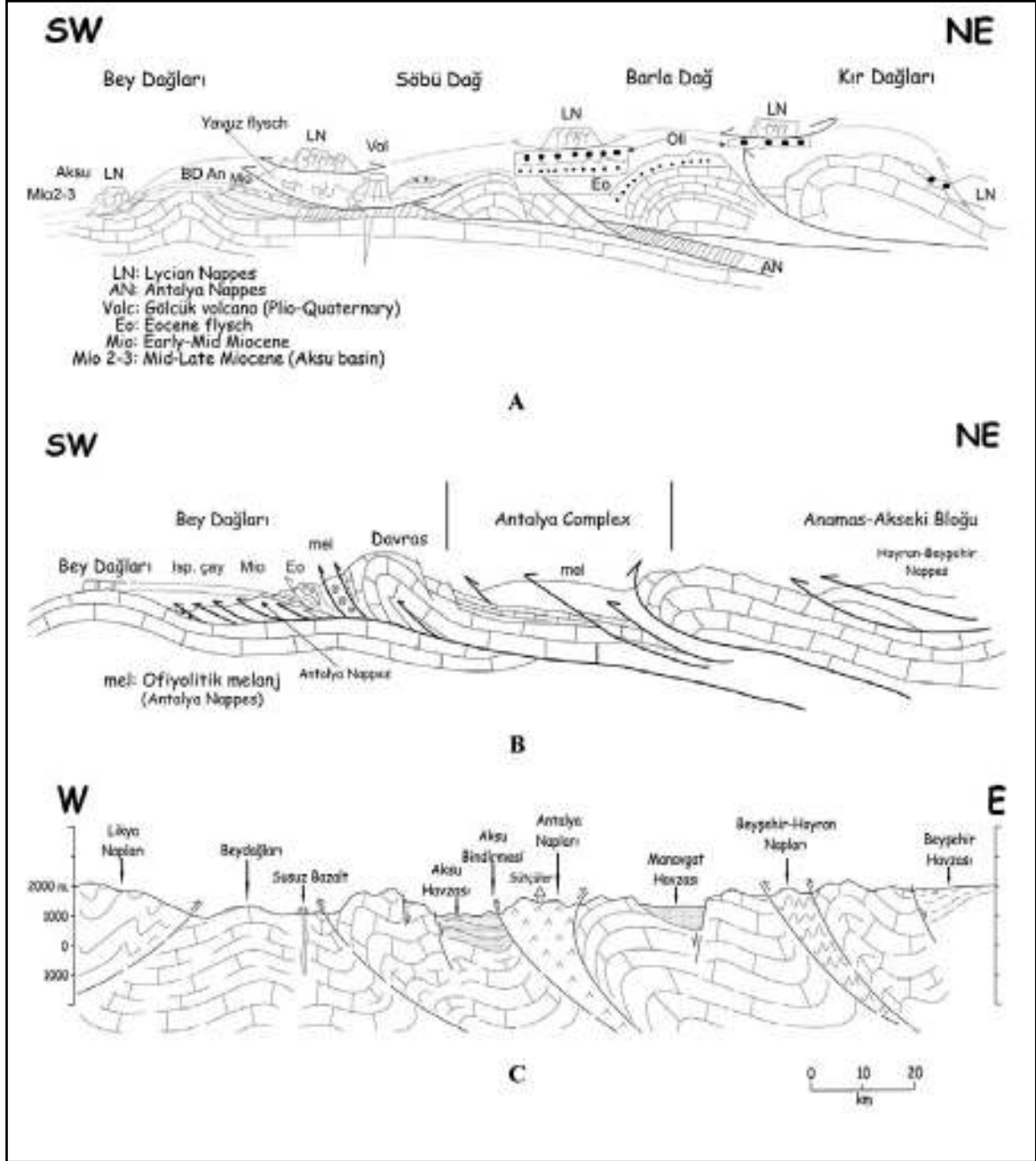
Buna göre Isparta açısının oluşumunu kontrol eden yapıların büyük bölümü neotektonik dönemden kalıtsal yapılardır. Bu yapıların çoğunluğu, aynı zamanda Isparta açısının oluşumuna neden olan kanatların rotasyonu

YAŞ	KAYA BİRİMLERİ	KALINLIK (m.)	LİTOLOJİ ÖZELLİKLERİ	PETROL AÇISINDAN DEĞERLENDİRME		
				ORTU KAYA	REZERVUAR KAYA	ANA KAYA
ORTA EOSEN	GÜMÜSDAMLA FORMASYONU	300	Türbiditik kökenli kumtaşı, çamurtaşı ardalanması ile bunlara eşlik eden kireçtaşı arakatlıklarından oluşur.			
GEÇ KRETASE ORTA EOSEN	SEYRANDAĞI KİREÇTAŞI	1000	Orta ile koyu grimsi, orta ile kalın düzenli katmanlı, yersel resifal özellikli, yaygın Rudist'li kireçtaşlarından oluşur.			
ERKEN KRETASE	AKSEKİ KİREÇTAŞI	1000	Orta ile açık grimsi, düzenli katmanlı, yersel çört arakatlı, algal bileşenlerce zengin kireçtaşlarından oluşur.			
GEÇ JURA	AKKUYU FORMASYONU	250	Orta ile koyu grimsi mikritik kireçtaşları ile yersel dolomit ve bitümlü şeyli arakatlıklarından oluşur.			
ORTA JURA	HENDOS DOLOMITLERİ	500	Açık-koyu kahve, yersel siyahımsı, orta ile kalın katmanlı ve yoğun bitümlü dolomitlerden oluşur.			
ORTA JURA	PİSARÇUKURU KİREÇTAŞI	500	Açık grimsi, orta ile kalın katmanlı ve yersel dolomitleşmiş kireçtaşlarından oluşur.			
ERKEN JURA (Liyas)	ÜZÜMDERE FORMASYONU	600	Kırmızımsı kumtaşı, çakıtaşı ve yersel kireçtaşları ile linyit arakatlıklarından oluşur.			
GEÇ TRİYAS	LEYLEK KİREÇTAŞI	400	Açık-orta grimsi, orta ile kalın katmanlı, yersel masif görümlü ve çört arakatlı, alt ve orta bölümlerinde megalodon, mercan ve alg içeren kireçtaşlarından oluşur.			
GEÇ TRİYAS	MENTEŞE DOLOMITLERİ	150	Orta ile açık grimsi, belirsiz katmanlı, bitümlü ve kırılmalı dolomitik kireçtaşları ve dolomitlerden oluşur.			
TRİYAS ORTA GEÇ	KASIMLAR FORMASYONU	1000	Karbonlu şeyli, ince taneli kumtaşı ve bitümlü kireçtaşlarından oluşur.			
ORTA TRİYAS	KÖSEKÖY FORMASYONU	200	Kötü boylanmış çakıtaşı ile eşlik eden kumtaşı ve çamurtaşı ara düzeylerinden oluşur.			
ERKEN TRİYAS	HACILYAS FORMASYONU	300	Dolomitik kireçtaşı ile kilitaşı ara düzeylerinden oluşur.			
ERKEN TRİYAS	KOCAOSMAN METAMORFİKLERİ	—	Sleyt, filit, kuvarsit ve yersel metakonglomera bileşenlerinden oluşur.			

Şekil 3. Anamas-Akseki istifini oluşturan kaya birimlerinin stratigrafi konumları ve petrol jeolojisi açısından değerlendirilmesi (Demirtaşlı, 1979; Şenel, 1984; Poisson ve diğ., 1984; Bozcu ve Yağmurlu, 2001).

ile yaşıt gelişmiş olmalıdır. Diğer taraftan, Isparta açısı doğu kanadının batı kanadı üzerine Geç Pliyosen'den bu yana Aksu bindirme zonu boyunca üzerlemesi, Isparta açısı içindeki yapıların gelişimini kontrol eden en önemli tektonik olaylardan biridir.

Şekil 4'de verilen ve Isparta açısını değişik profiller boyunca kesen jeolojik enine kesitlerde, Isparta açısının doğu ve batı kanadını oluşturan birimlerin birbirleriyle olan yapısal ilişkileri, açık olarak gözlenmektedir. Bu kesitlerde, Isparta açısının doğu kanadını oluşturan Anamas-Akseki platformuna ait birimlerin,

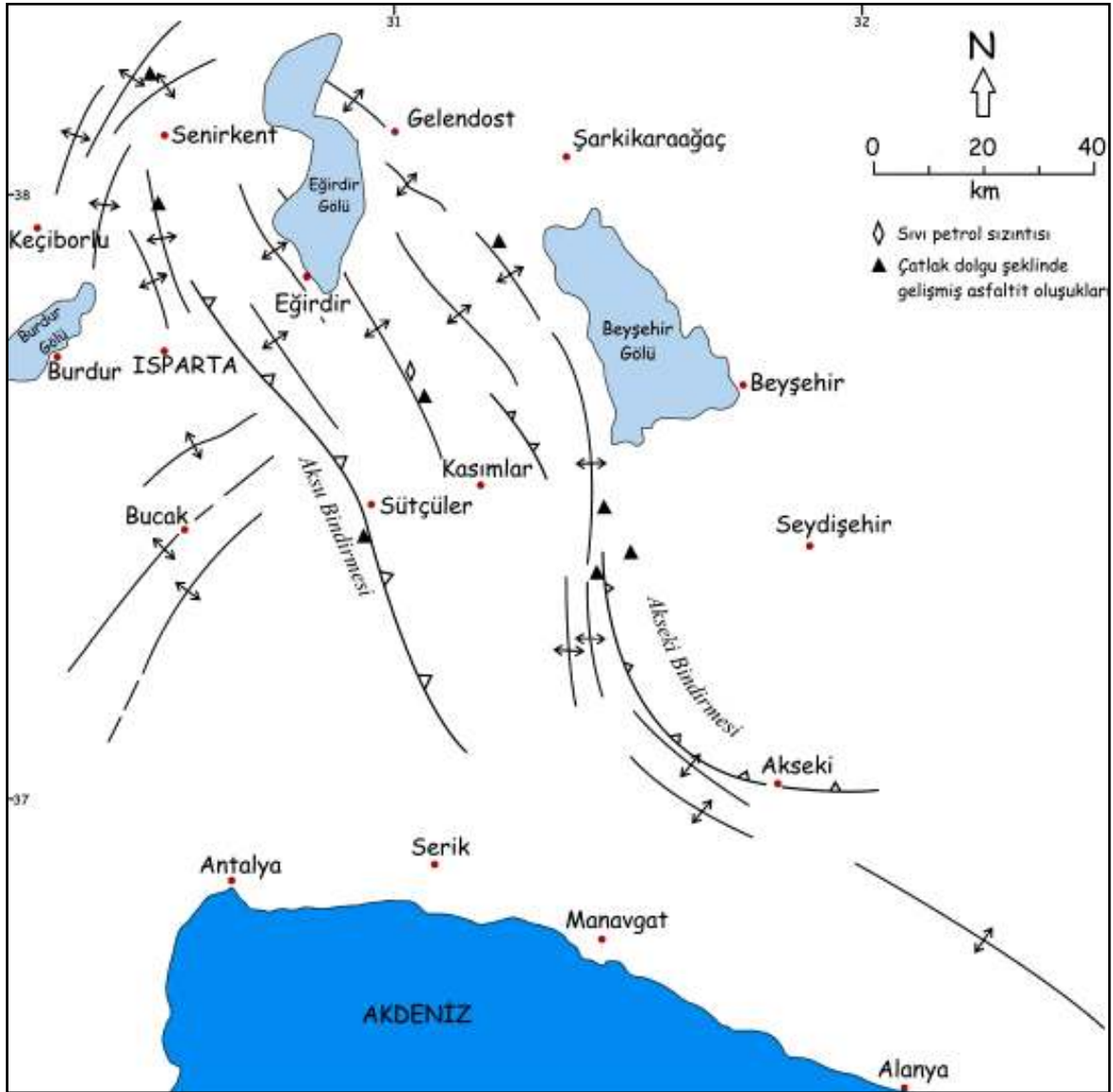


Şekil 4. Isparta açısını değişik profiller boyunca kesen jeolojik enine kesitler (Poisson ve diğ., 2003'ten değiştirilerek alınmıştır).

Aksu bindirmesi ve buna eşlik eden çok katlı bindirme fayları boyunca, batı kanadı oluşturan Beydağlarına ait birimler üzerine itildiği vurgulanmaktadır. Verilen enine kesitlerde yer alan bindirmelerin ve asimetrik özellikteki kıvrım sistemlerinin tümü, bölgede doğudan batıya doğru gelişen tek yönlü bir daralmanın

meydana gelmesini göstermesi bakımından önemlidir.

Isparta açısı içinde yeralan kıvrım sistemlerinin eksen uzanımları ile kanatların konumları arasında çok yakın uyumlu bir ilişki vardır (Şekil 5). Isparta açısının doğu kanadını oluşturan Akseki-Anamas bölgesindeki antiklinal-



Şekil 5. Isparta açısı içinde yer alan kıvrım sistemlerinin eksen uzanımları ile kanatların konumları arasındaki ilişkileri yansıtan yapı haritası (Badgley, 1993'den değiştirilerek alınmıştır).

lerin eksenleri, egemen olarak KKB ve KB gidişli olmalarına karşın, Aksu bindirme zonunun batısında yer alan Beydağları ve Bucak bölgesindeki antiklinaller büyük bölümüyle KD uzanımlıdır. Ancak, Isparta açısının kuzey bölümünde (apeks bölgesi) yer alan kıvrım eksenleri egemen olarak KKB, KKD ve yer yer D-B uzanımlı gidişler gösterir.

Diğer taraftan Isparta açısının doğu ve batı kanatları üzerinde yer alan antiklinallerin uzanımları ile çok katlı gelişmiş bindirme faylarının uzanımları arasında belirgin bir koşutluk vardır. Bu durum, bölgedeki kıvrım sis-

temleri ile bindirmelerin eş zamanlı olarak geliştiğini göstermesi bakımından önemlidir. Bunların yanısıra, Aksu bindirmesi ile buna eşlik eden yapıları vererek kesen KB ve KKD gidişli doğrultu atımlı faylar, bölgedeki diğer önemli genç fay sistemlerini oluşturur. Bu fay sistemleri üzerinde yer alan lamproit ve lamprofir bileşimli volkanitler, bu fayların derin kökenli olduğunu gösterir.

PETROL JEOLJİSİ

Hazne ve ana kaya birimlerinin konumu Isparta açısının doğu ve batı kanadı üzerinde

bulunan Mesozoyik istifleri içinde birden çok ana ve hazne kaya olabilecek kaya birimleri yer alır. Bunun yanı sıra Şekil 5'te görüldüğü gibi daha çok Isparta açısının doğu bölümünde olmak üzere, bölgenin değişik kesimlerinde sıvı ve katı petrol emareleri bulunmaktadır. Bu emareler yörenin petrol açısından incelenmesini gerektiren veriler olarak değerlendirilmiştir.

Akseki-Anamas yöresinde Mesozoyik istifinin alt bölümünde yer alan Kasımlar Formasyonu ile istifin üst bölümlerinde bulunan Akkuyu Formasyonu bu bölgenin en önemli ana kaya birimlerini oluşturur (Şekil 2). Kasımlar Formasyonu karbonlu şeyl ve çamurtaşı bileşimi yanı sıra, 1000 metreye ulaşan kalınlığı ve %1.78-0.15 arasında değişen TOC (Total Organic Carbon) içeriği ile orta derecede kalite özelliğine sahip bir ana kaya niteliği taşımaktadır (Bozcu, 1996). Kasımlar Formasyonu'nun karbonlu şeyl örnekleri üzerinde yapılan vitrinit ölçümleri, bunların çok olgun diyajenetik safhada bulunduklarını yansıtır (Bozcu, 1996). Badgley (1993) Kasımlar şeyllerinin egemen olarak tip III türü kerojen içermeleri nedeniyle bunların daha çok sınırlı gaz üretim potansiyeline sahip olabileceğini vurgular.

Akseki-Anamas istifinin üst bölümünde yer alan Akkuyu Formasyonu egemen olarak karbonlu şeyl ve eşlik eden resifal kireçtaşı ara katkılarından oluşur. Akkuyu Formasyonu'na ait karbonlu şeyller, %12'ye ulaşan TOC değeri yanı sıra, Tip I ve II kerojen içeriği ile petrol oluşumu için son derece uygun ana kaya özellikleri taşımaktadır (Badgley, 1993).

Akseki-Anamas Mesozoyik istifi içinde yer alan Menteşe ve Hendos dolomitleri yansıttıkları dokusal özellikleri yanı sıra yersel iyi gelişmiş (%6-12) gözenekli yapıları nedeniyle bölgede en elverişli petrol hazne kaya birimlerini oluşturmaktadır. Özellikle Hendos dolomitlerinde kristaller arası, kovuk (vuggy) ve çatlak gözeneklerinin tümüyle hidrokarbon kalıntıları ile doldurulmuş olması, bu birimin yörede petrol açısından en uygun hazne kayası olabileceğini göstermesi bakımından önemlidir.

Isparta açısının batı bölümünde Beydağları bölgesinde yer alan Paleozoyik ve Mesozoyik istifi içinde ana ve hazne kaya olabilecek birden çok birim bulunmaktadır (Şekil 2). Pa-

leozoyik istifinin üst bölümünde yer alan Dinek Formasyonu ile Orta Triyas yaşlı Kasımlar Formasyonu bileşimsel özellikleri yönünden bu bölge için en önemli ana kaya birimleridir. Diğer taraftan, Beydağları istifi içinde yer alan Karbonifer-Erken Permiyen yaşlı Pamucak-ayla Formasyonu ile Dipoyraz ve Kuyubaşı dolomitleri bölgede en önemli hazne kaya birimleridir.

Beydağları istifi içinde yer alan Kuyubaşı dolomitleri bileşimsel özellikleri ve stratigrafik konumu açısından Akseki-Anamas bölgesindeki Menteşe dolomitlerine karşılık gelir. Bunlardan Dipoyraz dolomitleri yansıttıkları dokusal özellikleri yanı sıra yersel olarak %20'ye ulaşan gözenekli yapıları nedeniyle (Badgley, 1993) çok iyi sayılabilecek hazne kaya özelliklerine sahiptir.

Kapan oluşturacak antiklinal yapıların dağılımı

Yukarıda yapısal jeoloji bölümünde belirtilen gibi Isparta açısının doğu kanadı Aksu bindirmesi ile buna eşlik eden çok katlı bindirme faylarının denetiminde batı kanadı üzerine itilmiştir. Bu nedenle Akseki-Anamas bölgesinde yer alan hazne kaya olabilecek birimlerin büyük bölümü yüzeylenmiştir. Ancak, Eğirdir'in güney bölgelerinde Antalya naplarının altında yer alan antiklinal yapılara bağlı kapanlar petrol açısından yeniden değerlendirilebilir.

Isparta açısının batı kanadı, tektonik açıdan, bağıl olarak daha stabil bir bölge özelliği göstermektedir. Bu bölgede özellikle Bucak yöresinde yer alan ve büyük bölümü ile karbonat kayalar içinde gelişmiş olan KD gidişli Bucak ve Kuyubaşı antiklinalleri üzerinde durulması gereken yapıların başında gelmektedir. Bu yörede Mesozoyik istifinin alt bölümünde yer alan Dipoyraz dolomitleri petrol açısından önemli bir potansiyel rezervuar özelliği taşımaktadır.

Diğer taraftan Isparta açısının kuzey bölgesinde bulunan antiklinaller, çoğunlukla KKB, KKD ve KD gidişli uzanımlar gösterir. Bunlardan Söbütepe, Uluborlu, Özbahçe, Dereköy ve İnhisar antiklinalleri yöredeki en önemli kıvrımları oluşturur. Bunlardan Uluborlu antiklinali KKD gidişli olup, tümüyle Eosen yaşlı türbiditik tortullar içinde gelişmiş kapalı bir antiklinaldir. KKB gidişli Söbütepe antikli-

nali tümüyle Beydağları Formasyonu'na ait Geç Kretase yaşlı kireçtaşları içinde gelişmiş bir kıvrımdır. Önceki yıllarda özel bir şirket tarafından Söbütepe antiklinali üzerinde yapılan araştırma sondajında 2850 metreye dek inilerek henüz Davras Formasyonu içinde iken sondaj teknik nedenlerle terkedilmiştir (Tolgay, 1995).

SONUÇLAR

Isparta açısı tektonik ve stratigrafik özellikler bakımından başlıca iki ayrı bölgeye ayrılabilir. Bunlardan Akseki-Anamas platformu Isparta açısının doğu kanadını oluşturmaya karşın Beydağları platformuna ait Mesozoyik karbonat istifi batı kanadı üzerinde yer alır. Isparta açısının doğu ve batı kanatlar üzerinde yer alan Mesozoyik istifler arasında büyük ölçüde benzerlikler olmasına karşın yanal yöndeki fasiyes ve kalınlık değişimlerinden kaynaklanan bazı farklılıklar gözlenmektedir.

Isparta açısının doğu ve batı kanadı üzerinde bulunan Mesozoyik istifleri içinde birden çok hazne ve ana kaya olabilecek birimler bulunmaktadır. Batı kanadı oluşturan Akseki-Anamas istifi içinde yer alan Kasımlar ve Akkuyu formasyonları organik maddece zengin şeyl ve resifal kireçtaşı içeriği nedeniyle yörede en önemli ana kaya birimlerini oluşturur. Buna karşın Akseki-Anamas istifinin orta ve üst bölümünde bulunan Menteşe ve Hendos dolomitleri yansıttıkları gözenekli doku ve gözenekleri dolduran hidrokarbon içerikleri nedeniyle çok iyi derecede hazne kaya özellikleri taşımaktadır.

Beydağları istifi içinde yeralan Permian yaşlı Dinek formasyonu ile Orta Triyas yaşlı Kasımlar formasyonu bu bölge için en elverişli ana kaya birimlerini oluşturmaktadır. Diğer taraftan Beydağları istifinin alt bölümünde yeralan Pamucakyayla Formasyonu ile istifin üst bölümlerinde bulunan Dipoyraz ve Kuyubaşı dolomitleri gözenekli yapıları nedeniyle daha çok hazne kaya birimi özellikleri taşımaktadır.

Isparta açısının doğu kanadı üzerinde gelişen çok katlı bindirmeler bu bölgede bulunan hazne kayaların yüzeylemesine neden olmuştur. Bu nedenle Isparta açısının batı kanadı üzerinde Bucak yöresinde yer alan antiklinallerin yanısıra kuzey bölgesindeki bulunan kıvrımlı yapıların petrol potansiyeli açısından

yeniden değerlendirilmesi yararlı olacaktır.

KAYNAKLAR

- Badgley, P. C., 1993, Final report on the geology and petroleum potential of Akseki, Isparta and Eğirdir licences (Turkey) of Garnet Resources Corporation (unpublished report).
- Bozcu, A., 1996, Kasımlar (Sütçüler-Isparta) yöresinde yer alan Mesozoyik yaşlı denizel tortulların jeolojisi, petrografisi ve organik jeokimyasal yöntemlerle incelenmesi: Doktora Tezi, S. Demirel Üniv. Fen Bil. Enst., 135 s.
- Bozcu, A. ve Yağmurlu, F., 2001, Correlation of sedimentary units in the Western Taurides from the point of petroleum geology: 4 th International Symposium on Eastern Mediterranean Geology, Isparta, Turkey, Proceedings, pp. 139-148.
- Demirtaşlı, E., 1977, Petroleum potential of the Taurus Belt: Turkish Petroleum Congress, pp.55-61.
- Demirtaşlı, E., 1979, Batı Toroslarda Akseki bölgesinin petrol potansiyeli: Jeoloji Müh. Odası, 1. Bilimsel ve Teknik Kongresi, Bildiriler, Ankara.
- Dilek, Y., and Rowland, J., 1993, Evolution of conjugate passive magrin pairs in Mesozoic southern Turkey: Tectonics, v. 12, pp. 954-970.
- Dumont, J. F., 1976, Etudes géologiques dans les Taurides occidentales: Les formations Paléozoïques et Mésozoïques de la coupole de Karacahisar (province d'Isparta, Turquie): Thèse de 3^e Cycle, Univ. Paris-Sud, Orsay, 213p (unpubl.).
- Glover, C. and Robertson, A. H. F. 1998, Neogene intersection of the Aegean and Cyprus arcs: Extensional and strike-slip faulting in the Isparta Angle, SW Turkey. Tectonophysics, 298, pp. 103-132.
- Gutnic, M., 1977, (works from 1964 up to 1971 presented by O. Monod) Géologie du Taurus Pisidien au nord d'Isparta (Turquie): Travaux du Laboratoire de Géologie Historique, Univ. Paris-Sud, Orsay, 130 p.
- Kissel, C. and Poisson, A., 1986, Etude paléomagnétique préliminaire des formations néogènes du bassin d'Antalya (Taurides occidentales, Turquie): Comp-

- tes Rendus de l'Académie des Sciences Paris, 302, 10, pp. 711-716.
- Koçyiğit, A., 1983, Hoyran gölü (Isparta bükümü) dolayının tektoniği: TJK Bült., 26/1, pp. 1-10.
- Marcoux, J., 1970, Age carnien des termes effusifs du cortège ophiolitique des nappes d'Antalya (Taurus lycien oriental, Turquie): Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Paris, 271, pp. 285-287.
- Monod, O., 1977, Recherches géologiques dans le Taurus occidental au sud de Beyşehir (Turquie): Thèse de Doctorat d'Etat, Univ. Paris-Sud Orsay (unpubl.)
- Özgül, N., 1976, Torosların bazı temel jeoloji özellikleri: Bull. Geol. Soc. Turkey, 19, pp. 65-78.
- Piper, J. D. A., Gürsoy, H. and Tatar, O., 2002, Palaeomagnetic evidence for the Gondwanian origin of the Taurides and rotation of the Isparta Angle, southern Turkey: Geol. J., 37 (4), pp. 317-336.
- Poisson, A., 1977, Recherches géologiques dans les Taurides Occidentales (Turquie): These Doctorat d'Etat. Univ. Paris-Sud Orsay, 795 p.
- Poisson, A. 1984, The extension of the Ionian trough into southwestern Turkey (In: Dixon, J.E. and Robertson, A.H.F. (eds)): The geological evolution of the Eastern Mediterranean. Geol. Soc. London Spec. Publ. 17, pp. 241-250.
- Poisson, A., Akay, E., Dumont, J. F. and Uysal, S., 1984, The Isparta Angle: a Mesozoic paleorift in the Western Taurides (In: Tekeli, O. and Göncüoğlu, C. (eds)). Proceed. Symp. on the Geology of the Taurus Belt. Spec. Publ. MTA, Ankara, pp. 11-26.
- Poisson, A., Yağmurlu, F., Bozcu, M. and Şentürk, M., 2003, New insights on the tectonic setting and evolution around the apex of the Isparta Angle (SW Turkey): Geol. J., 38, pp. 257-282.
- Robertson, A. H. F. and Woodcock, N. H., 1984, The SW segment of the Antalya complex, Turkey, as a Tethyan Mesozoic-Tertiary continental margin (In: Dixon, J. E. and Robertson, A. H. F. (eds)): The geological evolution of the Eastern Mediterranean, Geological Society, London, Spec. Publ., 17, pp. 251-271.
- Şenel, M., 1984, Discussion of the Antalya nappes (In Geology of Taurus belt (edited by O. Tekeli, M. C. Göncüoğlu)): Proceedings, pp. 41-51
- Tolgay, M., 1995, Söbütepe-1 kuyu tamamlama raporu: P.O. Tatneft Garnet Turkey Corporation GNR International (Turkey), INC.
- Yağmurlu, F., Savaşçın, Y. and Ergun, M., 1995, Relation of alkaline volcanism and active tectonism within the evolution of Isparta Bend, SW-Turkey: International Earth Sciences Colloquium on Aegean Regions, 9-14 October 1995, Güllük, İzmir-Turkey, Abstracts, p. 58.
- Yağmurlu, F. ve Şentürk, M., 2005, Güneybatı Anadolu'nun Güncel Tektonik Yapısı: Türkiye Kuvaterner Sempozyumu V, İTÜ Avrasya Yer Bilimleri Enstitüsü, 02-03 Haziran 2005, s. 55-61, İstanbul.

BATI RAMAN SAHASI ÜRETİM PERFORMANSININ İYİLEŞTİRİLMESİ VE TEKNOEKONOMİK REZERVUAR YÖNETİM YAKLAŞIMLARININ ROLÜ

ROLE OF TECHNO-ECONOMIC RESERVOIR MANAGEMENT STRATEGIES IN THE REJUVENATION OF BATI RAMAN FIELD

Secaeddin ŞAHİN*, Ülker KALFA*, Demet ÇELEBİOĞLU*, Yıldız KARAKEÇE*,
Nazan N.TOPGÜDER**, Savaş BÜTÜN***, Bülent TEMEL***

* TPAO, Üretim Daire Başkanlığı, M. Kemal Mah., 2. Cad., No: 86, Ankara

** TPAO, Araştırma Merkezi Daire Başkanlığı, M. Kemal Mah., 2. Cad., No: 86, Ankara

*** TPAO, Batman Bölge Müdürlüğü, Batman

ABSTRACT

With initial oil in place of 1.85 billion barrels, Turkey's largest oil field Batı Raman was discovered and put on stream in 1961. The field initially attained a primary recovery of lower than 2% due to the poor quality of the rock and fluid properties of the reservoir and a low energy drive mechanism. A widely known carbon dioxide (CO₂) flooding project of Batı Raman commenced in 1986, and it has been successfully implemented for 20 years to drive up oil rate of the field. As of the end of 2006, the field has reached a total production of 93,8 million bbls, and 57,8 million bbls of this has been swept by the CO₂ injection. While previously the daily oil production was about 1500 bbls/day, it then turned out to 13000 bbls/day, with an increment of up to 7-8 times. The daily oil production lately began to decline in a steady way again. Despite of a decline rate of 6-7%, CO₂ injection rate continuously increased to leak out much more incremental oil.

The injected and withdrawal CO₂ per a barrel of crude oil is needed to decrease. A complementary work for this has been still ongoing since 2002. Last but not the least, a Reservoir Management Model (RMM) was initiated thereafter, and a multi-disciplinary asset team for Batı Raman was set to achieve the success for the remedy of heavy oil production performance in a cooperative way, and to take control of gas/oil ratio. The asset team was guided by a road map for short, mid, and long term studies; the team already accomplished the short term targets,

and presently started to buckle down into mid-term issues.

This paper discusses the current execution of Batı Raman Field Rejuvenation Project, fast track solutions to technical and operational drawbacks, future's work strategies, and applied techno-economic merits through integrated reservoir management.

Key words: CO₂, Reservoir Management.

ÖZ

1.85 milyar varil yerinde petrol rezervi ile Türkiye'nin en büyük petrol sahası olan Batı Raman sahası 1961 yılında keşfedilmiş ve aynı tarihte üretime alınmıştır. Rezervuar kayaç ve akışkan özelliklerinin yeterince iyi olmaması ve rezervuarda etkin olan üretim mekanizmalarına özgü nedenlerle birincil yöntemlerle rezervuardan alınabilecek üretimin yerinde petrolün %2'sinden daha az olacağı hesaplanmıştır. Sahada 1986 yılından bu yana karışamaz tipte karbondioksit (CO₂) enjeksiyonu uygulaması yapılmaktadır. 2006 yılı sonu itibari ile üretilmiş olan 93.8 milyon varil petrolün 57.8 milyon varili CO₂ enjeksiyonu projesi sayesinde üretilmiştir.

CO₂ enjeksiyonu yoluyla petrol üretiminin artırılması projesi sahada 20 yıldan bu yana başarı ile uygulanmaktadır. Proje öncesi 1.500 varil/gün düzeyinde olan saha üretimi 1992-1994 döneminde 7-8 kat artarak 13.000 varil/gün düzeyine ulaşmış, izleyen dönemde ise proje performansında sürekli bir düşüş eğilimine girilmiştir. Yıllık ortalama %6-7 düzeyinde bir üretim düşümüne karşın bir

varıl artı petrol üretimi için rezervuara basılması gereken CO₂ miktarı sürekli artış eğilimine girmiştir.

Sahadaki üretim düşüş hızının yavaşlatılması, durdurulması ve mümkünse eğilimin tersine çevrilmesi, aynı zamanda da birim petrol üretimi başına basılan ve geri üretilen gaz miktarının azaltılmasına şiddetle ihtiyaç duyulmaktadır. Bu amaçla, ilki 2002 yılında olmak üzere bazı denemeler yapılmış, 2004 yılı ortasından itibaren de bu çalışmalara ivme kazandırılmıştır. Bunlarla sınırlı olmakla birlikte temel hedefleri petrol üretim düşüşünü yavaşlatmak ve gaz/petrol oranlarını kontrol altına alarak proje başarım düzeyini artırmak olan bir Proje Yönetim Modeli ortaya konularak değişik alanlarda deneyim sahibi ve farklı mesleki disiplinlerden üyelerin katılımı ile bir Proje Ekibi oluşturulmuştur.

Proje Ekibi, kısa, orta ve uzun dönemleri kapsayan bir yol haritası oluşturarak çalışmalarına başlamıştır.

Kısa vade için öngörülen çalışmalar sırası ile uygulamaya konulurken orta vade için planlanan çalışmalar da yavaş yavaş şekillenmeye başlamıştır.

2006 yılı sonu itibarıyla Batı Raman sahası Petrol Üretimi Artırma Projesi uygulamalarının irdelenmesi, karşılaşılan sorunların çözümüne ilişkin değerlendirmeler, gelecek döneme ilişkin yol haritasının tanıtılması; entegre (bütüncül) rezervuar yönetim modeli ve sergilenen teknoekonomik yaklaşımlar bu bildirinin konusunu oluşturmaktadır.

Anahtar Kelimeler: CO₂, Rezervuar Yönetimi.

GİRİŞ

Türkiye'nin güneydoğusunda Batman İli sınırları içerisinde yer alan Batı Raman sahasında 1300 m derinlikte ağır petrol içeren Garzan kireçtaşından üretim yapılmaktadır. B. Raman yerinde petrol miktarı yönüyle Türkiye'nin en büyük sahası ünvanını taşımakta, diğer yandan da elverişsiz rezervuar, kayaç ve akışkan özellikleri nedeniyle düşük üretilebilme oranına sahip sahalar listesinin başlarında yer almaktadır.

Sahanın üretiminin zorluk derecesi çok yüksektir. Üretim zorluk düzeyi bu denli yüksek olmasına karşın saha Karakuş sahalarının keşfi ve keşfi izleyen ilk 5 yıllık dönem hariç olmak üzere tarihi boyunca TPAO sahaları içerisinde ilgiyi en fazla hak eden saha olarak değerlendirilmiş, üretim süreci boyunca yüzlerce metre karot alınmış, bir takım testler yapılmış; ilk buhar enjeksiyonu, hava enjeksiyonu ile yerinde yakma, CO₂ enjeksiyonu ve su enjeksiyonu için detaylı laboratuvar çalışmaları ve karşılaştırmalı mühendislik analizleri bu saha için yapılmış, pilot saha uygulamaları B. Raman'da hayata geçirilmiştir.

Ülkedeki döviz kıtlığı ve konjonktürel sıkıntılara rağmen 1973 petrol krizi ve 1974 Kıbrıs barış hareketini izleyen dönemdeki psikolojik ortamında katkısıyla 1980 öncesinde Dodan sahasında bulunan CO₂ gazının B. Raman sahasında petrol üretimini artırma amacıyla kullanımı konulu "Batı Raman Sahası Petrol Üretimini Yükseltme Projesi"nin başlatılması kararı alınarak B. Raman'a olan ilgi taşındırılmış, bu proje nedeniyle ikincil/üçüncül üretim, tesis tasarım ve işletmeciliği ve rezervuar yönetimi alanlarında TPAO'da yeni bir dönem başlamıştır.

Karışamaz (immiscible) tipte CO₂ enjeksiyonu sınıfında dünyadaki en büyük uygulamalardan birisi olarak değerlendirilen B. Raman Sahası Üretimini Yükseltme Projesi 1986 yılından bu yana sürdürülmektedir. Uygulanabilirlik sınırları zorlanarak projede oldukça başarılı sonuçlar elde edilmiş, "Also, we have lowered the oil gravity requirement to >12 °API for immiscible floods to include the successful 13 °API project in Turkey" ifadesiyle B. Raman sahası petrolü °API değeri karışamaz tipte CO₂ uygulamaları için

uygulanabilirlik alt sınırı olarak literatürde yerini almıştır.

Petrol satış fiyatlarındaki hareketlenmelerin de tetikleyiciliği ile son dönemlerde B. Raman sahasında bütüncül bir rezervuar yönetim modeli anlayışı öne çıkarılmış ve bu anlayışa işlerlik kazandırılmıştır. Bu çalışmalarla sahadaki uygulamaların optimizasyonu, CO₂ ile birlikte ya da CO₂ sonrası yapılabilecek uygulamalar, ek veri toplama, rezervuar karakterizasyonu, sondaj, kuyu tamamlama ve üretim operasyonlarının irdelemesi, su ve CO₂ enjeksiyonu, potansiyel üretim artırma yöntemlerine yönelik değerlendirmeler, çevresel ve ekonomik analizler ile ulaşılan rezervuar yönetim modelinin formülasyonu, proje metodolojileri ve sonuçların diğer sahalarla aktarılması hedeflenmektedir.

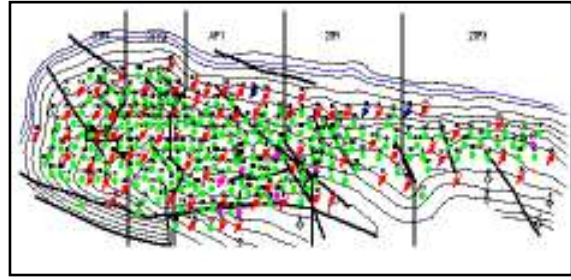
Uygulanan rezervuar yönetim modeli eksik, zayıf ya da yetersiz olabilir. Ancak, her rezervuar şöyle ya da böyle yönetilmekte, her sahada, her rezervuarda bir rezervuar yönetim modeli uygulanmaktadır. Bu bildiride özetlenen B. Raman Sahası Rezervuar Yönetim Modeli de yeryüzünü sarsacak nitelikte fikirler, uygulamalar ya da sonuçlar içermemektedir. Bu uygulamanın bir ilk olduğu da iddia edilmemektedir. "B. Raman sahası bütüncül rezervuar yönetim modeli" adlandırması ve adlandırmayla örtüşen uygulamalar aslında B. Raman'da 1980'den bu yana etkin bir şekilde işleyen ancak adı konulmayan rezervuar yönetim modeline güncel kavramlar temelinde biçimsellik kazandırılması; süregelen uygulamaların gelişen teknikler, teknolojiler ve ekonomik çevre koşulları ile etkileşim halinde ancak biçimsel yapıya uygun olarak güncellenmesidir.

REZERVUAR ÖZELLİKLER VE KISA TARİHÇE

Batı Raman sahasında birincil yöntemlerle yerinde petrolün %1.5'nin üretilebileceği hesaplanmış, hedeflenen üretim CO₂ enjeksiyonu projesi öncesinde gerçekleştirilmiştir. Rezervuarda su itişiminin etkin olmadığı, birincil üretimin tamamına yakınının kayaç ve akışkan genleşmesi etkisiyle yapıldığı değerlendirilmiştir. Bu nedenle de saha üretilmeye başlandıktan kısa bir süre sonra üretimde süreklilik için ek mekanizmaların devreye sokulmasına ihtiyaç duyulacağı anlaşılmıştır.

Batı Raman'da üretim formasyonu yaklaşık 17 kmX4 km boyutlarında doğu-batı uzanımlı antiklinal yapıda Garzan kireçtaşıdır.

Rezervuar 13-19 mD matriks geçirgenlik, %14-24 gözeneklilik ve 60-70 m kalınlığa sahip olup, kuzey ve batı yönünde deniz yüzeyinden 600 m aşağıda su-petrol dokanağı, güney ve güneybatı yönünde fay sistemi, güney ve güneydoğu yönünde de geçirgenlik azalımı ile sınırlanmıştır (Şekil 1). Rezervuarda, yapının üst noktasında deniz yüzeyinin 418 m altında başlayan ve su petrol dokanağına kadar uzanan petrol kolonunun yüksekliği yaklaşık 210 metredir.



Şekil 1. B. Raman Sahası Garzan üstü yapı kontur haritası.

Garzan kireçtaşı yatay ve düşey yönde oldukça fazla değişkenlik göstermektedir. Rezervuar kayacı sahanın batı ve orta bölgelerinde erime boşluklu kireçtaşı (vuggy limestone) özelliği gösterirken doğuya doğru gittikçe daha kesif ve tebeşirimsi bir yapıya dönüşmektedir. Karot analizleri sonucu gözenekliliğin genellikle %14 ile 20 arasında, matriks geçirgenliğinin 10 ile 100 md arasında değiştiği anlaşılmıştır. Ancak, yapılan kuyu testleri çatlaklar, erime boşlukları ve birbiriyle bağlantılı kılcal çatlaklardan (fissure) kaynaklı ikincil gözenekliliğin varlığını ve etkin geçirgenliğin 200 ile 2000 md düzeyinde olduğunu ortaya koymuştur.

Petrol, ağır (batıda 15 °API, doğuda ise 9 °API düzeyinde) ve akmazlığı yüksektir (rezervuar şartlarında 450 ile 1000 cp arasında). Çözünmüş gaz/petrol oranı son derece düşük olup 18 SCF/STB'dir ve bu değer 160 psi kabarcık basıncına karşılık gelmektedir. Orijinal rezervuar basıncı 1800 psi, rezervuar sıcaklığı 500 m baz seviyesinde 65.5 °C (150 °F)'dir. Rezervuar ortalama basıncı 27 milyon STB üretim sonrası ve CO₂ enjeksiyonu pro-

jesi öncesinde batıda 400 psi düzeyine düşmüştür.

Saha, başlangıçta 500 m "spacing" (kuyu başına 25 hektar ya da 62 acre) ile geliştirilmiş, 9000 BOPD ile 1969 yılında zirve üretim seviyesine ulaşılmış, 1974 yılından itibaren de sahanın batı bölümünde ara (infill) kuyular açılmaya başlanmıştır. Belirtilen dönem itibarıyla aktif üretim kuyusu sayısı 120'ye çıkmış ancak artan kuyu sayısına rağmen üretim 3300 BOPD düzeyine, başlangıçta 400 BOPD'e kadar çıkan kuyu başına üretimler de ortalama 30 BOPD düzeyine düşmüştür.

Kazılan 180 kuyunun 50 tanesi karotlu olarak bitirilmiş ancak karot verimleri %10 ile 20 arasında değişen değerlerde ve düşük olarak gerçekleşmiştir. Yarısı "full suite" olmak üzere kuyuların % 75'inde elektrik logları alınmıştır.

Sahada, üretim artırma yöntemlerine ilişkin bir çok denemeler yapılmış; su enjeksiyonu, çevrimsel buhar enjeksiyonu, buhar itimi, yerinde yakma amaçlı olarak hava enjeksiyonu pilot uygulamaları gerçekleştirilmiştir. 1972-1981 yılları arasında değişik "pattern" lerde yapılan su enjeksiyonu uygulamaları ile sahanın üretim azalım eğiliminde (decline) belirgin bir yavaşlama sağlanmış; ancak 1982 yılından sonra saha üretimindeki azalım tekrar normal eğilimine dönmüştür (Şekil 2).



Şekil 2. B. Raman Sahası üretim tarihçesi.

Denemelerin erken evrelerinde teknik nedenlerle durdurulmuş olmakla birlikte buhar basma uygulamaları ile cesaret verici

sonuçlara ulaşılmıştır. Hava enjeksiyonu ile rezervuarda yanma başlatılamamıştır. B. Raman'a 80 km uzaklıkta Dodan sahasında oldukça fazla miktarda CO₂ rezervi bulunmasına karşın boru hattı ve kompresör maliyetlerinin yüksekliği nedeniyle CO₂ enjeksiyon denemesi yapılamamıştır. Ancak, CO₂ enjeksiyonuna ilişkin bir dizi kuramsal çalışma ve laboratuvar araştırmaları yapılmış; yapılmıştır. Muhtemel bir CO₂ enjeksiyon projesi için ön fizibiliteler (yapılabilirlik analizleri) yapılmıştır.

CO₂ ENJEKSİYONU İLE PETROL ÜRETİMİNİ YÜKSELTME PROJESİ

Dodan Sahası

Dodan sahası Siirt il sınırları içerisinde, Batman ilinin yaklaşık 100 km kuzey doğusunda yer almaktadır.

Antiklinal bir yapıya sahip olan Dodan rezervuarı; kuzeybatı-güneydoğu doğrultulu ters bir fayla güneyden sınırlanırken, kuzey-güney doğrultulu ters bir fayla da yapı doğu ve batı olmak üzere iki parçaya bölünmektedir. Sahada Garzan Formasyonu ve Mardin Grubu formasyonlarında CO₂ gazı rezervuarı mevcuttur. Garzan Formasyonu kriptokristal-en kireçtaşıdır. Mardin Grubu formasyonları ise kireçtaşı ve dolomitlerden oluşmuştur (Çobanoğlu ve diğ., 2002). Rezervuardaki gazın %91'i CO₂'den oluşmaktadır. Gaz içerisinde 3500 ppm düzeyinde Hidrojen Sülfür (H₂S) bulunmaktadır.

Sahada ilk kuyu 1969 yılında açılmış, üretime 1986 yılında başlanılmıştır. Mardin Grubu formasyonları ve Garzan Formasyonu'ndan toplam 14 kuyu ile üretim yapılmıştır. Halen 6 kuyu Mardin Grubu formasyonlarından, 2 kuyu ise Garzan Formasyonu'ndan olmak üzere 8 kuyu ile üretim yapılmaktadır.

Rezervuardaki üretim mekanizması çatlak-matriks etkileşimi ile kayaç-mayi genleşmesi ve su itimidir. Operasyon kısıtlarına bağlı olarak değişmekle birlikte sahadan 370 milyar SCF düzeyinde gaz üretilebileceği hesaplanmıştır (Çobanoğlu ve diğ., 2002).

CO₂ Uygulaması ve Petrol Üretim Mekanizmaları

B. Raman petrolünün moleküler ağırlığının yüksek olması nedeniyle gazın petrolle karışabilmesi için gerekli basınç orijinal rezervuar basıncının çok üzerindedir. Karışabilirlik söz konusu olmadığından karışamaz tipte CO₂ uygulamalarında öncelikle etkin mekanizma gazın petrol içerisinde çözünmesi, petrolü genleştirmesi ve akma-zlığını düşürmesidir. Bu tür sistemlerde, öncelikle gazın çatlaklar içerisinde ilerlemesi, daha sonra da matriks içine doğru ilerlemeye çalışması beklenir. Bu nedenle, çatlaklı bir yapıda karışamaz tip uygulamada üretim artırıcı mekanizma çatlak matriks arası difüzyon ilişkisine bağlı olarak gelişecektir.

B. Raman sahası uygulamasının sonuçları rezervuarda petrolün matriks içerisinde, akışın ise birbiri ile bağlantılı erime boşlukları ve kılcal çatlaklarda (vugs and fissures) olduğunu göstermektedir.

Formasyon suyu içerisinde CO₂ miktarının artmasıyla karbonat/bikarbonat dengesinde değişim, gözenek hacmi ve geçirgenlikte artış, su ve petrol arasındaki yüzey gerili-minde azalma ve gravite drenaj etkisi matriks/çatlak difüzyonuna ek mekanizmalar olarak devreye girer.

Proje Uygulamaları

CO₂ enjeksiyonu projesi kararı alınmasıyla birlikte 1980 yılında B. Raman ve Dodan'da yeraltı ve yerüstü tesislerinin hazırlanmasına başlanılmıştır. 1986 Mart ayında ilk enjeksiyon gerçekleşmiş, ancak, "start-up" problemleri nedeniyle sürekli enjeksiyona Kasım ayında başlanılmıştır.

Başlangıç olarak, 33 kuyuluk bir bölgede 1200 acre (5 km²) alanda "huff-and-puff" türü uygulama yapılması planlanmıştır. Hedef, her kuyuda yeterince enjeksiyon yapılarak kuyuya yakın bölgelerde basıncı 2000 psi'a, orijinal rezervuar basıncının %20 üzerine çıkarmaktır.

Petrol bu basınçta gaz ile doyurulduktan sonra ve kısa bir dengelenme dönemini takiben enjeksiyondaki kuyular üretime alınacaktır. Pilot bölge kuyularının bir yarısı enjeksiyonda iken diğer yarısı üretimde tutularak üretimin sürekliliği sağlanacak, uygulama

ekonomik olduğu sürece bu döngü sürdürülecekti.

Kuyuların enjektivitelerinin artırılması için proje kapsamında bazı kuyularda asitleme yapılmış, pilot bölge kuyuları elden geçirilmiştir. Ancak, 17 kuyuda enjeksiyonun başlamasıyla birlikte her kuyu farklı bir performans sergilemeye başlamış, bazı kuyuların kuyu başı enjeksiyon basınçları 700-800 psi'de dengelenirken bazı kuyuların kuyu başı basınçları hızla yükselmiştir. Uygulamada, enjeksiyon kuyularının büyük bir bölümünde basılan gazın kuyu civarında kalmadığı, sahanın başka bölgelerine doğru ilerlediği ve pilot bölgede istenilen basınç düzeyine ulaşılamadığı görülmüştür. Diğer grup enjeksiyon kuyularında ise gaz rezervuar özelliklerinin uygunsuzluğu nedeniyle kuyu bölgesi dışına doğru hareket edememiş ve kuyuya yakın bölgede serbest gaz olarak sıkışmıştır. Bu durum, kuyu yakın bölgesinde basıncın hızla yükselmesine neden olurken, diğer yandan da kuyu üretime alındığında basıncın hızla düşmesine neden olmuştur. Yakın civarındaki yüksek gaz doymuşluğundan dolayı kuyularda bir tür gaz blokajı oluşmuş, yüksek oranlı gaz üretimine karşın bu kuyularda yeterince petrol üretimi yapılamamıştır. Bu deneyimlerin yaşanması üzerine gaz öteleme uygulamasının daha iyi sonuç verebileceği değerlendirilmiş ve uygulama öteleme (CO₂ flooding) prosesine dönüştürülmüştür.

Öteleme uygulamasının başlamasından iki, üç hafta sonra uygulama bölgesindeki üretim kuyuları enjeksiyondan etkilenmeye başlamışlar, basınç desteğine bağlı olarak çevre kuyuların üretimlerinde artış, üretilen petrolün özelliklerinde iyileşmeler gözlenmiştir. Daha önce devre dışı olan kuyuların seviyelerinde kayda değer artışlar görülmüş, bu kuyular devreye alınmışlardır. Enjeksiyonun başlamasını takiben 3 ila 6 ay arasında çevre kuyularda gaz geliş başlanmıştır. Artan gaz etkisiyle bazı kuyular artezyen üretime geçmişlerdir. Artezyen olarak üretim yapan kuyular pompa ile üretim yapılan kuyulardan 2 ile 6 kat arasında daha fazla üretim yapmaya başlamışlardır. Uygulama öncesi 300 STB/D olan pilot bölge üretimi 1988 yılı sonlarında 4200 STB/D düzeyine çıkmıştır.

Sağlanmış olan rezervuarı basınçlandırmak için belirli bir "fill up" zamanı gerektiğinden, 1 STB petrol üretimi için gerekli olan gaz miktarı başlangıçta çok yüksek olmuştur. Daha sonraki dönemlerde bu oran, 3000-5000 SCF/STB düzeylerinde dengelenmiştir. Bu aralık, uygulamanın verimliliğinin en yüksek olduğu aralıktır.

İki yıl süren pilot bölge uygulaması sonrasında TPAO, uygulamayı tüm sahaya yaymaya karar vermiş; üretim tarihçesi, iki yıllık enjeksiyon tecrübesi ve formasyon yapı kontur haritası ile enjeksiyon kuyuları belirlenmiştir. 62 acre olan "spacing"i 31 acre'a düşürmek üzere ara kuyuların açılmasına başlanılmıştır. Ara kuyulardan elde edilen üretim toplam üretime önemli oranda katkı sağlamıştır.

Üretim kuyularının performansını artırma ve bu yolla da sahanın üretilebilirlik oranını artırma amacıyla kuyularda da bir takım operasyonlar yapılmıştır. Pilot bölge kuyuları başlangıçta "packer"lı tamamlanmışlar, uygulamalar sonucunda gazın kuyu içine girerek pompaları kilitlediği görülmüş, bunun üzerine "packer"lar kuyulardan çekilmiş ve pompa emiş noktaları perforelerin altına gelecek şekilde üretim dizilerinde ayarlamalar yapılmıştır.

Pompa emişlerinin perforelerin altına alınabilmesi için kuyu derinliğinin yeterli olmadığı durumlarda ek sondajlarla kuyular derinleştirilmiştir.

1990'lı yılların başlarında proje öncesi 1600 STB olan saha günlük üretimi 13000 STB düzeyine çıkmıştır. Günlük gaz enjeksiyon debisi 35-40 milyon SCF düzeyinde seyretmiş, 1992-94 döneminde günlük enjeksiyon miktarı 50 milyon SCF düzeyine çıkarılmış ancak petrol üretiminin benzer bir ilişki ile artmadığı görülmüştür. Bunun üzerine gaz/petrol oranının optimize edilmesi kararlaştırılmıştır. Periyodik kontroller sonrasında Dodan tesislerinde gözlenen bazı teknik problemler nedeniyle 1993 yılı içerisinde uzun süreli bir duruş yaşanmıştır. Öngörülen bakım-onarım işlemleri sonrasında gaz enjeksiyonuna yeniden başlanılmış, bu dönem sonrasında basılan ve üretilen gaz miktarının kontrolü öncelikler listesinde ilk sıralara tırmanmıştır.

1994 yılı itibarıyla gaz enjeksiyonu sahanın tamamına yaygınlaştırılmış, ancak

yüzey tesisleri gazlı üretime hazır olmadığından, sahanın doğu bölgesinde enjeksiyon kontrollü olarak sürdürülmüş, gaz geri üretiminde belirli bir değeri aşan kuyu ya üretime geçici olarak kapatılmış ya da etkilendiği düşünülen enjeksiyon kuyusunda gerekli debi düşürme ayarlamaları yapılmıştır.

Enjeksiyonun başladığı dönemde pilot bölge rezervuar basıncı 400 psi düzeyinde idi ve zayıf da olsa sahanın bazı bölgelerinde bir akifer etkisi gözleniyordu. Enjeksiyon sonrasında rezervuarda basıncın artmasıyla birlikte kuyuların, özellikle de sahanın batı bölgesindeki kuyuların su yüzdelğinde bir azalma gözlenmiştir. Ancak, üretimde artan GOR değerine ve azalan rezervuar basıncına koşut olarak 1992 yılından itibaren kuyuların su yüzdelğinde yeniden artış görülmeye başlanmıştır.

Ek yatırımlar yapılarak enjeksiyon ağı önce sahanın orta bölgesine daha sonra tamamında yaygınlaştırılmış, 1989 yılında AP1 istasyonu gaz ayırma üniteleri devreye alınmış, 1992 yılında 2TP1 ve 2000 yılı başında da 2TP3 istasyonu gazlı üretim yapmak üzere hazırlanarak genel hatları ile enjeksiyon-üretim altyapısı tamamlanmıştır. Gaz geri üretimindeki artışın devam etmesi üzerine, daha önceden planlandığı şekilde 3TP1, 3TP2 ve AP1 bölgesi gaz toplama hatları çekilerek 1990 yılında 3TP2 istasyonunda iki kompresör, dehidrasyon ünitesi ve yardımcı sistemlerden oluşan bir "recycle" sistemi kurulmuştur (Şahin ve diğ., 2005). 1993 yılında bu sisteme üçüncü bir kompresör ilave edilmiştir. Kuyulardan petrole birlikte geri gelen gazın önemli bir bölümü petrolden ayrıştırıldıktan ve nemden arındırıldıktan sonra bu sistemle rezervuara yeniden basılmaktadır.

Yirmi yılı aşan bir uygulama dönemi sonunda basılan gazın etkinliğinde dikkate değer bir azalma olmuştur; sahanın petrol üretimindeki azalma ve gaz petrol oranındaki artış projenin çözülmesi gereken en önemli ve zor sorunları olarak tespit edilmiştir. Gazın etkinliği rezervuardaki basınç düzeyi ile doğrudan ilişkilidir. Rezervuardaki basıncın artırılması salt CO₂ enjeksiyonu ile sağlanamaz hale gelmiştir. CO₂ ile birlikte ya da ardışık olarak rezervuara su basılması uygulaması sınırlı da olsa sahada yapılmak-

ta, ancak mobilite farkı ve emülsiyon problemleri nedeniyle yaygınlaştırılamamaktadır.

Kaynağın tükenmesi ya da etkinliğinin ekonomik sınırları zorlaması sonucu bir gün CO₂ uygulaması sonlandırılacaktır. B. Raman rezervuar yönetiminin bugünden, o gün için hazır bir planının olması gerektiği, kanımızca tartışma götürmeyen bir gerçekliktir.

ARTAN PETROL FİYATLARI VE DEĞİŞEN PROJE YÖNETİM YAKLAŞIMLARI

Değişen Petrol Fiyatları ve Değişen Kavramlar

2.5-3 \$/varil düzeyinde seyreden petrol fiyatları, Mısır ve Suriye'nin 1972 yılında İsrail'e karşı başlattıkları Yom Kippur savaşı ile 11-12 \$ düzeyine çıkmış ve ilk petrol krizi yaşanmıştır. İkinci petrol krizi ise 1979 yılında İran'da yaşanan gelişmeler üzerine çıkmış ve petrol fiyatları 30-35 \$/varil seviyesine ulaşmıştır. 1986 yılında, fiyatların 10 \$ seviyesine inmesiyle daha öncekilerin tersine başka bir petrol krizi yaşanmıştır.

Daha sonraki dönemlerde Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği'nde yaşanan gelişmeler ve 1990 Körfez kriziyle birlikte fiyatlarda önemli dalgalanmalar yaşanmıştır. 1998 yılında OPEC dışı ülkelerin önemli miktarlarda rezervler ortaya koyması ve OPEC ülkeleri ile olan rekabet sonucu 1986 yılından sonra yüzyılın başından bu yana petrol fiyatlarındaki en hızlı yıllık düşüş 1998 yılında yaşanmış, OPEC sepet fiyatı 9.69 \$/varil'e kadar gerilemiştir.

Siyasi ve ekonomik gelişmelere karşı son derece duyarlı olan petrol fiyatları zaman içerisinde sürekli dalgalanmış, 11 Eylül 2001 olayları ve Irak savaşı sonrasında sürekli tırmanarak 70 \$/varil düzeyini zorlayarak uzun bir süredir 30 \$'ın üzerinde tutunmayı başarmıştır.

Petrol fiyatlarındaki hızlı yükseliş ve fiyatların uzun bir süre 30 \$'ın üzerinde tutunmayı başarmış olması bütün dünyada olduğu gibi ülkemizde de ilgiyi bir kez daha Üretim Artırma (EOR-Enhanced Oil Recovery; IOR-Improved Oil Recovery) uygulamaları üzerine yoğunlaştırmış, bu alandaki arayışları kamçulamıştır.

Petrol fiyatlarının düşük seyrettiği dönemde EOR teknik ve teknolojilerinde çok önemli bir gelişme kaydedilememiş, bazı

petrolcü "bilge"ler EOR'ı "End of the Road-Yolun Sonu" şeklinde telafuz eder olmuşlardır. Ancak, son yıllardaki petrol talebindeki beklenmedik artış ve petrol fiyatlarındaki şaşırtıcı tırmanış "Yolun Sonu" benzetmesini yapanları tekzip edercesine EOR kavramlarını yeniden gündemin tepesine oturtmuş, yatay, "multi-lateral", "radial" sondaj, "reservoir conformance", v.b. türü eklenmelerle üretim artırma yaklaşımları EOR/IOR adı altında yeniden gündeme taşınmıştır.

Rezervuar Yönetim Kavramları

Rezervuar Yönetim kavramları üretim uygulamalarında son yıllarda yeniden ön plana çıkmış, bu kavramlardan hareketle geliştirilen ekonomik rezervuar yönetim modellerinin yararları daha da iyi kavranılmaya başlanmıştır. Rezervuar Yönetim işi rezervuarın karlılığını maksimize etmek üzere bir plan tasarlanması, bu planın formülize edilmesi, uygulanması ve izlenmesi işlevlerinden oluşur ve sürekli bir prosestir. Rezervuar kayacı ve içerdiği akışkanların özellikleri ile kuyu civarı ve kuyu içi koşulların bilinmesi, saha yüzey tesislerinin kapasiteleri ve proses özelliklerinin test edilmiş olması, rezervuarı tanımlamaya, çözümlemeye ve üretmeye dönük teknolojilere hakiyet ve rezervuar yönetim işlevini etkileyen koşulların doğru algılanılması başarılı bir rezervuar yönetim modeli oluşturabilmenin temel unsurlarıdır. Rezervuar davranışları, teknoloji, ekonomi ve işi etkileyen diğer alanlardaki değişimlerin izlenmesi, değişimlere uygun pozisyon alınması da rezervuar yönetiminin bir parçasıdır (Fowler ve diğ., 1996).

Rezervuar yönetimi konusunda sayısız makale, hatta kitaplar yayınlanmıştır. Literatürde, rezervuar yönetimi kavramları çok büyük rezervuarlardan üretim yapan/yapmakta olan ve olabildiğince yüksek teknoloji kullanan büyük petrol üreticilerinin bakış açılarını esas alan idealize bakış açıları ile anlatılmaktadır. Bu yaklaşımın da etkisiyle küçük çaplı üretim yapan yada küçük sahalardan üretim yapanlar rezervuar yönetimi konusunu kendileri için biraz uzak, hatta birazda riskli bir kavram olarak değerlendirmektedirler.

Ancak en genel hatları ile iyi bir rezervuar yönetim modeli, iyi bir planlama ile ilk yatırım ve işletme giderlerinin en alt seviyede, rezervuardan yapılacak üretimin maksimize edil-

mesi yoluyla da karlılığın en üst seviyede gerçekleşmesi için insan, teknoloji ve finansal kaynakların en uygun bileşimde kullanılması ilkesine dayanır. Rezervuar yönetimi bir takım seçimlerin yapılmasını gerektirir. Bir şeyin olması beklenir ya da hedeflenen şey "oldurulur". Belirli bir plan yapmaksızın üretime yönelik operasyonları gerçekleştirerek sahanın bir artı değer üretmesi beklenilebilir; bu işi bir anlamda şansa bırakmaktır. Alternatif yaklaşım ise iyi bir rezervuar yönetimi sergilenerek sahanın karının maksimize edilmeye çalışılmasıdır (Taber ve diğ.).

Rezervuar yönetiminde temel amaç rezervuarın iyi tanımlanması, fiziksel özelliklerinin belirlenmesi, geçmiş dönemdeki rezervuar davranışının doğru bir şekilde analiz edilmesi, bu noktadan hareketle gelecek döneme ilişkin performansın kestirilmesi, minimum sayıda marjinal kuyu kazılması, kuyu içi ve yüzey tesislerine ilişkin tasarımların en iyi şekilde geliştirilmesi, operasyonlarda uygun zamanlama yapılması, ilgili tüm yasal ve ekonomik etkenlerin dikkate alınması yoluyla sahada yapılacak aktiviteler için en uygun seçimlerin yapılması ve uygulanması ile petrol ve/veya gaz üretiminin optimizasyonudur.

Petrol üretimini etkileyen bütün faktörler etkileşim halinde olduğundan bazı uygulamalar tekniğine uygun ve gerektiği gibi yapılırken diğer alanlarda aynı özenin gösterilmemesi halinde hedeflenen sonuçlara ulaşılması mümkün olamayacaktır. İlgili tüm proje paydaşlarının benzer özeni gösterdiği ve bu paydaşların faaliyetlerinin eşgüdümünün iyi sağlandığı projeler başarıya ulaşmakta, sinerjik bir etki yaratılmaktadır.

Rezervuar yönetimi için en ideal başlangıç zamanı rezervuarın keşfedildiği zamandır. Ancak, bu zamanın herhangi bir nedenle kaçırılmış olması yada geçmiş süreçlerin olması gerektiği gibi değerlendirilememiş olması daha sonraki dönemlerde rezervuar yönetimi kavramının gerektirdiği yaklaşımların gözardı edilmesi yada basite alınması için haklı bir neden değildir.

B. Raman sahasında olduğu gibi, ikincil yada üçüncül üretim yapılması olasılığı yüksek olan sahalarda iyi bir rezervuar yönetim modelinin daha erken dönemlerde etkin kılınmış olmasının önemi yadsınamaz. B. Raman'da CO₂ enjeksiyonu uygulaması yapıl-

maktadır. Bir varil petrol üretimi için enjekte edilmesi gereken akışkan maliyetinin 1-2 \$ düzeyine çıkabildiği CO₂ enjeksiyonu uygulamalarında etkin bir rezervuar yönetim programının işletilmesi, bir varil üretim başına enjekte edilecek akışkan maliyeti 10-15 ¢ düzeyinde olan su enjeksiyonu projelerine göre çok daha kritiktir. Bu maliyetlerle rezervuara enjekte edilen CO₂'in tamamına yakınının petrolün kuyuya doğru ötelenmesine katkıda bulunması arzu edilir ve bütün bu etkenler nedeniyle de B.Raman Sahası Rezervuar Yönetim Modeline haklı olarak ayrı bir önem atfedilmektedir.

Değer Yönetimi (Yaratma ve Sonuca Dönüştürme)

Bir örgütün artı bir değer yaratabilmesi için işleri yaparken yeni yöntemler, yeni teknolojiler uygulaması, ham madde ya da malzemelerin yeni formlarını türetmesi ve/veya kullanması gerekir. Gelişmeye açık örgütler işleri ile ilgili alanlarda yeni ürünler ya da servisler kullanır, yeni yönetim tarzlarını hayata geçirirler. Örgütlerde, değer yaratmak kadar, bu değerlerin sonuca yöneltmesi ve kalıcılığının sağlanması da o denli önemlidir. İkisi arasındaki denge önemli olmakla birlikte endüstride çoğu zaman fikirleri eyleme, dolayısıyla da sonuca dönüştürenler fikir üreticilerinden daha yararlı olmuşlardır. Bilgiye dayalı günümüz ekonomik ilişkilerinde, dinamik iş koşulları altında artı değer yaratabilmek için işletmelerin kendi sahip oldukları bilgi ile birlikte dış çevrede üretilen bilgileri alma, ve örgütsel (organizasyonel) bazda öğrenmeye ihtiyaçları vardır. Bir örgütün değer yaratabilmesi için hızlı ve yüksek kalitede kararlar verebilmesi, kaynaklarını iyi yönetmesi gerekir. Değer yaratmada kaynak yönetiminin her bileşeni ayrı bir öneme sahiptir, ancak daha da önemlisi bütün bileşenlerin senkronizasyonunun sağlanmasıdır.

Ekip (Görev Grubu) Yönetimi

Görev Grupları (task group) geçerli olan bir işi yapmak, belirli bir sonucu sağlamak için bir araya gelen kişilerin oluşturduğu gruplardır. Eğer bir birey grup içerisinde bir işi başarmak, ortak bir sonucu sağlamak için bulunuyorsa bu grup, görev grubudur (Erdoğan, 1991). Grubun temel işlevi oluşumunda esas

olan amaçları gerçekleştirmektir ve ilgili faaliyetler koordinasyon özellikli faaliyetlerdir.

Başarılı iş organizasyonları ekip çalışması, ekip yönetimi konusunda gelişmiş, yüksek performanslı ekiplerin oluşturulmasında yetkin organizasyonlardır. Başarılı ekipler ise fikir üretmek kadar uygulamacılığı da olan, başarımlar konusunda kendilerine güven duyulan, kontrollü, ancak değişime açık, birbirini iyi anlayan, uygulamacıların desteğini almış, tüm proje paydaşlarının ilgili karar süreçlerinde etkin olduğu ekiplerdir.

Etkin bir ekip çalışmasında, liderlik, işbölümü, eşgüdüm ve özellikle iletişim çok önemlidir. "Kara kutu" lar incelendiğinde uçak kazalarının %70'inin teknik faktörlerden değil de iletişim işlevlerinin sektöre uğramasından kaynaklandığı görülür (Margerison ve Cann, 2005).

BATI RAMAN SAHASI REZERVUAR YÖNETİM MODELİ

Yeni keşifler yoluyla mevcut rezervlere yeni rezervlerin eklenilmesi oranı son yıllarda giderek düşmektedir. Bu noktadan hareketle TPAO'da da "daha çok rezerv için bakılacak en iyi yer halihazırda üretim yapılan sahalar ya da sahaların yakınlarıdır" anlayışı öne çıkmaya başlamış, gözler özellikle B. Raman ve Raman sahalarına çevrilmiştir.

Her sahanın rehabilitasyon projesi kendine özgüdür; proje hedeflerine ulaşmak üzere her proje için özgün bir tasarım gerekir.

Batı Raman sahası için yeni bir Rezervuar Yönetim Modeli ortaya konulmuş; jeoloji, jeofizik, sedimantoloji, rezervuar mühendisliği, EOR ve Üretim Operasyonları ile Yüzey Tesisleri alanlarından yetkin elemanların katılımı ile bir ekip oluşturulmuş, B. Raman için yürütülen tüm aktiviteler bütüncül bir anlayışla irdelenmek üzere farklı bir organizasyon geliştirilmiştir.

Belirtilen model ve yönetim yaklaşımının bir parçası olarak kurumsal amaç ve hedefler belirlenmiş; proje amaç ve hedefleri de aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır:

1. Türkiye'nin en büyük petrol rezervine sahip Batı Raman Sahası'nın düşük petrol gravitesi, yüksek akmaçlık özelliği ve düşük rezervuar enerjisinden dolayı düşük olan petrol kurtarım oranını artırmaya yönelik çalışmalar yapmak, süre gelen uygulamaların et-

kinliğini artırmak.

2. B. Raman sahası için üretim stratejileri geliştirmek, stratejik üretim planlaması yapmak, üretim maksimizasyonu için bu plan çerçevesinde kuyu performanslarını değerlendirmek, "work over" faaliyetlerini yönlendirmek, üretim, enjeksiyon tesisleri işletme performansları da dahil olmak üzere günlük operasyonları izlemek, planlamak, üretim ve üretim artırma teknolojilerindeki gelişmeleri izleyerek gelişmeleri B. Raman sahasına uyarlamak/ uygulamak; sahadaki günlük üretim ve nihai anlamda üretilebilme yüzdesini artırmak, uygulamalardaki kalite ve çevre standartlarını geliştirmek.

Ayrıca, proje paydaşları ve beklentiler belirlenmiş, GZFT-Güçlü Yanlar, Zayıf Yanlar, Fırsatlar ve Tehditler (SWOT) analizi yapılmış, Proje Çıktıları/Teslimat Kalemleri Listesi hazırlanmış, önemli çeki taşları, varsayımlar, sınırlamalar, görev ve sorumluluklar listesi, sorumluluk matrisi, raporlama ve iletişim planı, detaylı iş planları, v.b., saptanarak proje anlayışının gerektirdiği ön hazırlıklar tamamlanmış; proje organizasyon şeması, bir yol haritası ve bu yol haritasının gerektirdiği bir iş programı ve zaman çizelgesi ile bütçe temelleri hazırlanarak fiilen yürütülmekte olan uygulamalara biçimsellik kazandırılmıştır.

Bu modelde temel yaklaşım saha, rezervuar ve kuyular ölçeğinde uygulamaların optimizasyonu yoluyla yaşanan üretim düşüşünü yavaşlatmak, belirli bir değere yükseltmek, orta vadede CO₂'in etkinliğini artırıcı yöntemlerle bu artışı sürdürmek ve uzun vadede de CO₂ sonrası uygulanabilecek teknikler için ön hazırlıkları yapmaktır. Bu amaçla, farklı disiplinlerden üyelerin katıldığı ancak ortak hedefleri olan Proje Ekibi çalışmalarını hızlandırmış ve ilk olumlu sonuçlar da alınmaya başlanılmıştır.

Amaç sahanın üretilmesinde en uygun (optimal) stratejinin tespit edilmesi, tespit edilen stratejileri formüle ederek dinamik bir yapının oluşturulması, planların uygulanması ve rezervuar en ekonomik yoldan sağılarak yararın maksimize edilmesidir. Bir başka deyişle, gelişen teknikler ve uzmanlıklarla yoğunlaşmış sistematik bir yaklaşım içerisinde ekonomik geri dönüşlerin, dolayısıyla karlılığın en üst seviyeye çıkarılmasının sağlanmasıdır. Rezervuar yönetim yaklaşımının projenin tüm

süreçlerinde ekonomik ve teknolojik gelişmelere duyarlı, süregelen ve dinamik bir tarzda uygulanması hedeflenmiştir.

Bu çalışmanın önemli çıktılarından birisi sahanın nümerik bir modelinin oluşturulması olacak, yapılan çalışmalar bu modele girdi sağlayacaktır. Sahada alınan bütün kuyu logları sayısallaştırılarak log analizlerine başlanılmış, sedimantolojik çalışma gözden geçirilmiş, destekleyici bilgi için yeni açılan kuyularda yeni karotlar alınmış, kuyu bilgileri veri tabanına aktarılmıştır. Yapılmış özel karot analizleri tekrar gözden geçirilmektedir. Eksik analizler belirlenerek bu eksik analizlerin tamamlanılması planlanmaktadır. Nümerik modelin önemli bir aşaması olan Jeolojik Model oluşturulmuştur. Jeolojik model, kazılmakta olan yeni kuyulardan gelen bilgilerle güncellenmektedir.

Nümerik model çalışmasının değişik süreçleri kapsamı öngörülmüştür. Önce, eldeki bilgiler PETREL'e aktarılıp "fast-track" model oluşturulmuş, paralel olarak yeni modelin oluşturulması için çalışmalara da başlanılmıştır. Modelin tarihçe karşılaştırması yapıldıktan sonra saha için düşünülen teknikler, patern değiştirme, yeni kuyu yeri belirleme, WAG (Water alternating Gas) gibi uygulamalar model üzerinde denenebilecek ve sonuçları analiz edilebilecektir. Bu model daha sonra ısı uygulamaları yapılması durumunda ihtiyaç duyulacak bir "compositional model" için de bazı model niteliğinde olacaktır.

Proje Fazları

Kısa Vade: Mevcut durumda yapılan uygulamaların yaygınlaştırılması ve sistematik hale getirilmesi;

- Su enjeksiyonu, WAG uygulaması,
- Su ile birlikte alkali/surfaktant enjeksiyonu için kimyasal seçimi ve laboratuvar testleri,
- Patern Değiştirme,
- Drenaj Alanı Optimizasyonu,
- "In-fill" kuyular açılması,
- Enjeksiyon ve üretim kuyularının bütün zonları ile akışa açılmış olup olmadığının gözden geçirilmesi,
- Seviye problemi olan kuyularda asit programı uygulama,
- Simülasyon modeli için veri toplama, güncelleme, arşivleme,
- Eldeki kuyu loglarının tamamının sayısallaştırılması,

laştırılması,

- Karot analizlerinin derlenmesi, elektronik ortama aktarılması,
- B. Raman PVT analizlerinin derlenmesi, tüm raporların B.Raman veri tabanına aktarılması,
- Yeni açılan kuyulardan azami bilgi toplanması ve bu bilgilerin ayrıntılı olarak değerlendirilmesi (DST/İmaj logları/Karot),
- Buhar uygulamaları konusunda güncel gelişmelerle ilgili literatür bilgilerinin derlenmesi, B. Raman sahası koşulları için "Screening" yapılması, enjeksiyon/üretim kuyu içi tasarımlarının geliştirilmesi.

Orta Vade:

- Yatay/Çoklu Yatay kuyuların performansının izlenmesi, gelişmelere paralel olarak bu modelin yeniden değerlendirilmesi,
- Rezervuar Karakterizasyonu; heterojenliklerin belirlenmesi, fasiyes çalışmaları ve log korelasyonları,
- 2B sismik verilerin yeniden yorumlanması, ek sismik çalışmalar yapılması,
- Rezervuar Simülasyon Modeli hazırlanması,
- Birlikte ya da ardışık CO₂-buhar enjeksiyonu için lab. deneyleri yapılması,
- Güney Batı uzanımının belirlenmesi için sismik ve jeolojik çalışma yapılması,
- İkinci bir gaz "recycle" sistemi kurulması.

Uzun Vade:

- Ön çalışması yapılarak "feasible" bulunan teknikler için pilot ve tam saha düzeyinde uygulama yapılması.

Proje Kapsamında Yürütülen Faaliyetler **Sismik**

Proje kapsamında sahanın batı kısmında gerçekleştirilen üç boyutlu (3B) sismik programının prosesi bitmiş olup, Garzan Formasyonu zaman ve derinlik haritaları çıkarılmıştır.

Elde edilen ilk sonuçlarla, sahanın bazı kısımlarında; en dış hatta enjeksiyon kuyularının açılabilmesi küçük alanların mevcut olduğu değerlendirilmiştir.

3B verisinin yapısal olarak jeofizik yoruma imkan verdiği ancak, hat atılma amaçlarından biri olan rezervuar karakterizasyonu için yeterli sismik kalitede veri içermediği görülmüştür.

tür. Sahadaki sismik kaliteyi iyileştirmek amacıyla ile her biri 15 km. uzunluğunda 3 adet test hattı planlanmış ve atılmıştır. Hatların planlanması sırasında yüksek çözünürlükte veri toplamak amacı ile değişik saha parametreleri kullanılmıştır. Bu sismik hatlardan çıkacak sonuçlara göre tekrar 3B ve 2B sismik planlamaları yapılacaktır. B. Raman sahasının yüzeyinde yüksek sismik hızlara sahip Hoya kireçtaşları mevcut olup, enerjinin saçılması nedeniyle rezervuar seviyelerin karakterizasyonu için gerekli sismik kalitede veri elde edilememektedir. Bu nedenle de sismik proses sonucu rezervuar karakterizasyonuna yönelik veri elde edilmesi yönündeki beklenti düzeyi aşağıya çekilmiştir.

Sedimentoloji

Batı Raman'ı temsil etmek üzere sahanın belirli bölgelerinde çatlak yoğunluğu ve açıklığı oranlarının tesbiti amacıyla inceleme alanları belirlenmiştir. Bu kapsamda, daha önce "core scanner" ile taranmış kuyuların karotlarında ölçümler yapılmış, daha önce çalışılmamış kuyulardan bir bölümünde karotlar incelemeye alınmıştır.

Yeni açılan 9 adet kuyudan alınan karotlar üzerinde toplam 278 metre analiz yapılmış, rezervuar fasiyesleri ayırtlanmış, tüm bu karotlar 'Core Scanner' ile "slab mode"da çatlak analizi ve arşiv yapmak amaçlı taranmıştır. Formasyon giriş ve çıkışları ile rezervuar ve jeolojik fasiyeslerin belirlenmesine yardımcı olmak amacıyla 3 kuyuda toplam 152 adet litolojik analiz ile 9 adet kuyuda toplam 179 adet petrografik analiz yapılmıştır. Tüm bu veriler de kullanılarak toplam 13 adet kuyuda 'Cyclolog' programı ile "cluster" analizleri yapılmış ve rezervuar fasiyesleri belirlenmiştir. Ayrıca tapa sonuçları rezervuar fasiyeslere göre derlenmiştir.

Sahada, bölgesini temsil edebilecek ve karot sayısı fazla olan kuyular tesbit edilmiş, bu kuyuların bir kısmında çatlak analizleri yapılmıştır.

Sonuç olarak tüm sahada toplam 48 adet kuyu çalışılmış, 759 metre karot incelenmiş ve rezervuar fasiyesleri belirlenmiştir. Çatlak analizi için belirlenen kuyulardan bir bölümü çalışılmış, diğerlerinde de çalışmalar devam etmektedir.

Karot Analizleri ve Öteleme Deneyleri

B. Raman sahası Garzan Formasyonu karotlarına ait örneklerde bugüne kadar yapılmış olan toplam 1061 adet gözeneklilik, geçirgenlik ve tane yoğunluğu ölçümüne ait veri bir araya getirilmiş ve bu örneklerin 852 adedinin hangi fasiyese ait olduğu belirlenmiştir. Geriye kalan 209 adet örneğin ait olduğu fasiyeslerin belirlenmesine yönelik çalışmalara devam edilmektedir.

Fasiyes ayrımı yapılan örneklerde ait veriler kullanılarak, her fasiyese ait gözeneklilik-geçirgenlik ilişkisini belirlemeye yönelik ilk çalışmalar tamamlanmış, gözeneklilik ve geçirgenlik verileri arasında istatistiksel açıdan anlamlı ilişkiler olup olmadığı incelenmektedir. Formasyona ait gözeneklilik-geçirgenlik modellerinin rezervuar şartlarına taşınması amacıyla "Overburden" basıncı altında gözeneklilik ve geçirgenlik ölçümleri yapılmaktadır.

B. Raman sahası Garzan Formasyonu'na ait örneklerde bugüne kadar yapılmış kılcal basınç testlerine ait veriler bir araya getirilmiş ve kılcal basınç verileriyle bu örneklerin hangi fasiyese ait olduğu belirlenmiştir.

Kılcal basınç verileri incelenerek fasiyesler arasında belirgin farklılıklar olup olmadığı, farklılıkların çatlak ve vug'ların gelişimi ile ilişkisi, log verilerinden elde edilen su doymuşluğu ve gözeneklilik verileri ile yapılan yorumların desteklenebilirliği konuları irdelenmekte; bütün bu bulguların ışığında, simülasyon çalışmasında kullanılacak olan gözenekliliğe bağlı kılcal basınç modellerinin oluşturulması çalışmalarına devam edilmektedir.

Kimyasal madde destekli su enjeksiyonu ya da çözücü (solvent) katkılı buhar enjeksiyonu uygulamaları performans tahminlerine yönelik olmak üzere çalışmalar yapılmaktadır. İnce petrolle karıştırılarak oda koşullarındaki akma zılgı 200 cp'a indirilmiş B. Raman rezervuar petrolü ve Gülbaraj suyu ile farklı "surfactant" ların karıştırılması yoluyla oluşturulmuş çözeltilerle Garzan Formasyonu'na ait tapalar (yaklaşık 20 adet) doyurularak "imbibition" deneyleri yapılması planlanmış, çok uzun zaman alacağı değerlendirilen deneylere başlanılmıştır. B. Raman petrolünü inceltmek amacıyla Hazro ve Çelikli sahalarından alınan petrol örnekleri kullanılmaktadır.

Rezervuar Modelleme ve Simülasyon

Bilindiği gibi modern rezervuar yönetim anlayışında rezervuar karakterizasyonu çok kritik bir role sahiptir. Rezervuar karakterizasyonu ve modellemeye yönelik çalışmalar sahaya uygulamaları için kararların geliştirilmesinde sağladığı faydalar yanında farklı amaçlara yönelik veriler ve bilgilerin belirli bir potada yorumlanması yoluyla ileriki dönemlere ilişkin rezervuar davranışlarının gerçekçi bir şekilde kestirilmesine de yardımcı olur. Batı Raman için yürütülmekte olan çalışma kapsamında geçmiş yıllarda yapılan çalışma ve analizler kontrol edilerek veri tabanına aktarılmış, güncel çalışmalarla desteklenerek rezervuar fasiyes dağılımları elde edilmiş ve 3 boyutlu bir jeolojik model hazırlanmıştır. Bu kapsamda, kuyuların stratigrafik giriş değerleri güncellenmiş, log veritabanı oluşturulmuş, porozite, net/toplam kalınlık, su doymuşluğu, yatay ve dikey geçirgenlikler deterministik ve jeostatistiksel yöntemlerle güncellenmeye başlanmıştır. Kuyu tamamlama bilgileri, kuyu üretim ve enjeksiyon tarihçeleri, kılcal basınçlar v.b., gözden geçirilmektedir.

FMI (Formation MicroImager) loglarından ve karotlardan gelen çatlak yoğunluğu ve açıklığı ölçümleri ile kuyu testlerinden gelen bilgiler gibi statik ve dinamik verilerin entegrasyonu ile bir Batı Raman Entegre NFR (Naturally Fractured Reservoir Modeling-Doğal Çatlaklı Rezervuar Modelleme) Modeli oluşturmak üzere ön hazırlıklar sürdürülmektedir.

Jeolojik Model ve hazırlanan grid sistemi baz alınarak ve 1994 yılına kadar olan kuyu bilgileri kullanılarak bir "Fast Track Model" oluşturulmuş, daha sonraki döneme ait operasyonlar ve ilgili bilgileri de kapsayan esas model hazırlığına girilmiştir.

Bu çalışmalar sonucunda, rezervuarı temsil edecek, üretim ve enjeksiyon uygulamasının optimizasyonuna katkı sağlayacak, rezervuar davranışlarına dönük gerçekçi yaklaşımlar yapmaya yarayacak bir araç niteliğinde, yaşayan bir rezervuar modelinin nihai ürün olarak elde edilmesi hedeflenmektedir.

Ancak, sahanın 52 km²'lik bir alanda yayılmış olması, çatlak, "vug" ve "fissure" lardan kaynaklı heterojen özelliği, fasiyeslerin rezervuar boyunca yatay ve düşey yöndeki dağılımı ve süreksizlikler, petrolün akamazlığının yüksekliğine bağlı sorunlar, bölgesel su giriş-

leri, ikincil hatta üçüncül üretim uygulamaları v.b. etkenler işi zorlaştıran temel etkenlerdir. Sahada, ortalama 65 kuyudan CO₂, 5 kuyudan su enjeksiyonu, 170 kuyudan üretim yapılmakta, her kuyu yılda ortalama sadece 6 kez test edilebilmektedir. Ağır petrol ve suyun emülsiyon yapma özellikleri nedeniyle üretilen gaz-petrol-su miktarındaki ölçüm hataları, enjekte edilen gazın kuyu bazında (sahadaki toplam enjeksiyon miktarı doğru bilinmekle birlikte) tam olarak ölçülememesi, v.b. nedenlerden kaynaklı veri güvenilirliğindeki yetersizlikler dikkate alındığında gerçekçi bir model yaratmanın zorluğu daha iyi anlaşılmaktadır. Modelin tamamlanmasının alacağı zamanın iki yıl düzeyinde olacağı değerlendirilmektedir. Rezervuardaki koşulların dinamik özelliği ve etkenlerin çokluğu nedenleri ile ortaya çıkacak modelin rezervuarı temsil yeteneğinin sınırlı olacağı, buna bağlı olarak modelden beklentilerimizde abartılmaması gerektiği bir not olarak ifade edilmelidir.

AP2 Gaz "Recycle" Sistemi

CO₂ enjeksiyonunun durdurulması halinde bilinen tekniklerle sahanın ekonomik anlamda üretilibilme olasılığı azalacağından gaz enjeksiyonu sürecinin olabildiğince uzatılması gerekmektedir. Ancak, gazdan daha uzun süreli yararlanma isteğine ek olarak benzer nitelikli başka projelerin geliştirilebilme potansiyelinin elde tutulması ve çevresel kaygılar nedeniyle petrol ile birlikte geri üretilen gazın miktarının azaltılması, üretilen gazın petrolden ayrıştırılması, arıtılması ve sıkıştırılarak çevrime yeniden sokulması konusu TPAO yönetiminde öncelikli bir tercih olarak benimsenmiştir.

Yaygın şekilde kabul gören çevresel kaygılar, üretimi artırma uygulamaları sırasında petrole birlikte geri gelen gazın atmosfere atılmak yerine rezervuara tekrar enjekte edilmesi, bu şekilde bir çevrim yaratılması ve bu döngüdeki kayıpların en alt seviyeye çekilmesi yönündeki yaklaşımımızı destekler niteliktedir.

Petrol ile birlikte geri üretimi yapılan gazın rezervuara yeniden enjeksiyonu amacıyla 1991-93 yılları arasında sahanın batı bölgesinde 20 MMSCFD kapasiteli bir gaz "recycle" istasyonu kurulmuştur. Sahanın batı ve orta bölgelerinde üretilen gazın bir bölümü bu

sistemle rezervuara basılmaktadır.

Sahanın geriye kalan bölümlerinde üretilerek atmosfere atılmakta olan gazları toplayıp, çevrime yeniden döndürecek ikinci bir tesis (AP2 Gaz Kompresör İstasyonu) kurulum aşamasındadır. Sistemle ilgili spesifikasyonlar hazırlanarak temin süresi uzun olan ekipman ve malzeme siparişleri yapılmıştır. Gaz toplama hattı "Fiberglass" boruları, giriş gaz "scrubber" ve "gas dehydration" sistemi ile bir adet kompresör sistemi imalatı tamamlanarak sahaya sevk edilmiştir. İkinci kompresör sisteminin imalatı devam etmektedir.

İstasyonun yapım ihalesi için gerekli projeler ve ihale dokümanları hazırlanmıştır. Kurulacak Gaz Kompresör Sisteminin Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) raporu gerektirmeyeceği yönünde Çevre ve Orman Bakanlığı görüşü alınarak Kompresör İstasyonu yapım işi ihale edilmiştir. AP2 gaz kompresör istasyonunun 2008 yılı içerisinde devreye girmesi ve bu sistemle günde 20 MMSCF gazın "recycle" edilmesi planlanmaktadır.

Saha Uygulamaları

Üretimi artırmak ve "spacing"i 31 "acre" a düşürmek üzere sahada proje başlangıcından bu güne kadar toplam 106 adet yeni kuyu kazılmıştır. Yakın dönemde ise "in-fill" amaçlı 15 yeni kuyunun sondajı yapılmış ve bunlardan 1 tanesi enjeksiyon, diğerleri üretim amaçlı tamamlanarak devreye alınmışlardır.

Daha önce alınmış ve proses edilmiş 5 adet FMI loguna ek olarak yeni kazılan 3 kuyuda daha FMI logu alınmış ve rezervuar karakterizasyonu çalışmalarında kullanılmak üzere prosesine başlanılmıştır.

Koruma borusu ile tamamlanmış kuyularda da sonuç veren ve kuyu civarındaki akışkan doymuşluk dağılımını ölçen PNN (Pulse Neutron Neutron) logu BR-169 numaralı kuyuda alınmıştır. CO₂, su ve petrol doymuşluk dağılımı tespitine yönelik olmak üzere 10 kuyuda daha PNN logu alınması kararlaştırılmıştır.

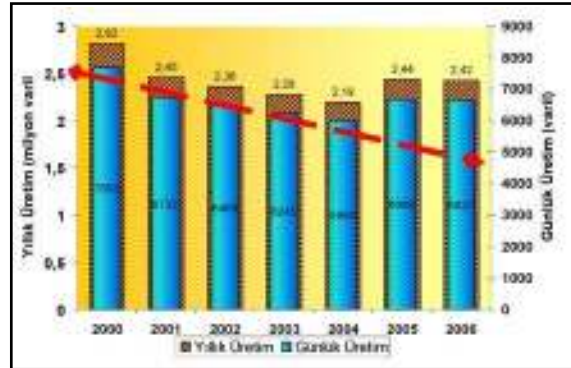
Güncel Durum

Bilindiği gibi B. Raman yapısı çatlaklı karbonat bir yapıdır ve rezervuarın heterojen özellikleri ve basılan akışkan ile rezervuar akışkanı arasındaki mobilite farkının çok faz-

la olması gazın süpürme veriminin düşük olması sonucunu doğurmaktadır. Birincil üretim döneminde sahanın özellikle batı bölümünde rezervuar basıncı çok düşmüştür. CO₂ enjeksiyonu ile birlikte ortalama rezervuar basıncı artmaya başlamıştır. Rezervuar basıncının belirli bir değerin üzerine çıkması ile birlikte petrol içerisinde daha çok gaz çözündüğünden ve petrolün hacminde artışa, akma hızının düşüşüne neden olduğundan uygulamanın etkinliği artmış ancak izleyen dönemde basınç yeniden düşmeye başlamıştır.

Rezervuar basıncının ve gazın etkinliğinin artırılması ile gaz kullanım ihtiyacının düşürülmesine yönelik olarak su enjeksiyonu yapılmakta, daha fazla su basılması için de su temin üniteleri gözden geçirilmektedir. Suyun petrolle emülsiyon oluşturarak mekanik arızalara neden olmasını önlemek için su ile gazın dönüşümlü basılması gerekmektedir.

2004 yılı ortalarından itibaren daha aktif bir şekilde uygulanan rezervuar yönetim yaklaşımının bir sonucu olarak üretim düşüş eğilimi yavaşlatılmış, düşüş eğilimi artış eğilimine dönmüş, 2005 ve 2006 yıllarında 2001 yılı üretim düzeyi yakalanmıştır (Şekil 2 ve 3).

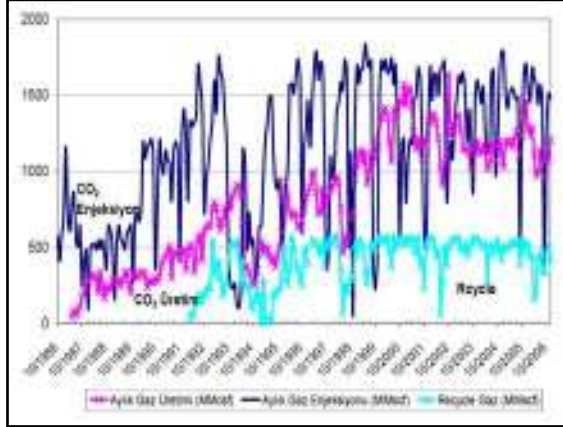


Şekil 3. Yakın dönem proje performansı.

Su enjeksiyonu, jel uygulaması, enjeksiyon-üretim patern değişimi, yakın izleme ve erken müdahaleler yoluyla üretilen gaz petrol oranı da bir ölçüde kontrol altına alınmış, petrol üretiminde artış sağlanırken petrol üretim artışını sürdürebilmek için basılması gereken gaz miktarında da bir düşüş sağlanmıştır (Şekil 4).

Aralık 2006 itibarıyla rezervuara toplam olarak 274.4 milyar SCF gaz basılmış ve 195 milyar SCF gaz petrolle birlikte geri üretilmiş-

tir. 20 milyon SCFD kapasiteli "Recycle" sistemi ile bu güne kadar toplam 75.7 milyar SCF gaz rezervuara geri basılmış, 57.9 milyon varil ek üretim olmak üzere toplam 94 milyon varil üretim yapılmıştır. Bugün itibariyle günlük olarak 70 kuyudan toplam 40-45 milyon SCF gaz basılmakta, 195 kuyudan 7000 varil üretim yapılmakta, 35-40 milyon SCF gaz petrolle birlikte geri üretilmektedir.



Şekil 4. Basılan, üretilen ve "recycle" edilen gaz tarihçesi.

Yerinde petrolün %5.1'i alınmıştır. Sektör bazında bakıldığında projenin başlangıcından bu yana gaz basılmakta olan ve rezervuar özellikleri görece daha iyi olan 3TP2 bölgesinde yerinde petrolün yaklaşık %8'i alınmıştır. Bu yöntemle yerinde petrolün %10'unun alınabileceği değerlendirilmektedir.

BEKLENTİLER VE BAŞARI ÖLÇÜTLERİ

Bu makalenin hazırlandığı günlerde petrol fiyatlarının 50-60 \$ düzeyinde olduğunu belirtmekte yarar görüyoruz.

Batı Raman petrolü satış fiyatı uzun yıllar 11-15 \$ düzeyinde kalmıştır. Düşük petrol satış fiyatının hüküm sürdüğü dönemlerde rezervuar simülasyonu ve modelleme amacıyla uzun erimli bir program yürütmek, bu amaçla rezervuar testleri yapmak, loglar almak, bir kaç milyon dolar düzeyinde maliyetlerle sismik çalışmalar yapmak v.b. türü veri toplama amaçlı çalışmalardan söz etmek fazlaca anlam taşımıyor; gaz enjeksiyonunun yaygınlaşmasına koşut olarak sahadaki gelişmeler izleniyor, ancak "in-fill" kuyu kazılması, v.b. maliyet artırıcı öneriler üretmekte haklı olarak

çekingen davranılıyordu.

Malzeme ve servis fiyatlarındaki ciddi artışlara karşın güncel petrol fiyatları dikkate alındığında üretilebilecek her varil petrol bugün daha bir anlamlıdır. Kazılacak ek kuyuların amortismanı çok kısa sürede karşılanmaktadır. B. Raman sahasının üretilebilir oranında sağlanabilecek %1 düzeyindeki bir artış bugün yarım milyar dolar düzeyinde ek bir gelir ile eş anlamlı hale gelmiştir.

Petrol fiyatlarındaki yükselişe bağlı olarak satış gelirleri artmaktadır ancak, rezervuar mühendisliği temel kavramları değişmemiştir. Yeraltı ve yerüstünde aynı doğa yasaları hüküm sürmektedir. Değişen şey, mühendislik kavramlarının ve teknolojinin faaliyetlere yansıtılmasında sınırlayıcı nitelikteki finansal ve yönetsel kısıtlarda bir rahatlamanın ortaya çıkmasıdır.

B. Raman sahası petrol üretimini artırma projesi faaliyetleri sırasında etkinlik ve verimlilik kavramlarından uzaklaşmadan rezervuarın en iyi şekilde tanınması, üretim mekanizmalarının daha iyi tanımlanması ve ek üretim sağlayabilecek etkenlerin devreye sokulması anlamında çalışmalar daha da yoğunlaştırılacaktır.

Birim petrol üretimi için basılması gereken ve bir varil petrol başına rezervuardan geri üretilen gaz miktarı artırılmaksızın petrol üretiminde sağlanacak artış temel başarı göstergesidir.

Rezervuardan petrolle birlikte geri gelen gazın petrolden ayrıştırıldıktan sonra atmosfere atılmak yerine "recycle" edilerek enjeksiyon-üretim döngüsüne kazandırılması oranındaki artış, dolayısıyla proje ömrünün uzatılması ikinci önemli kriterdir.

Su enjeksiyonu uygulaması ayrı bir kapsamda değerlendirilmek kaydıyla sahaların petrol üretimini artırma amacıyla uygulanan projelerin tamamına yakını buhar enjeksiyonu ve CO₂ enjeksiyonu projelerinden oluşmaktadır. Diğer uygulamaların bir çoğu küçük ölçekli projelerdir. CO₂ uygulamasının etkinliğinin düşmesi ve/veya uygulamanın sürdürülebilmesi için gerekli gazın temin edilememesi halinde B. Raman sahasının üretiminin devam ettirilebilmesi için en güçlü çözüm alternatifi buhar enjeksiyonu uygulamasıdır. Teknolojideki gelişmelere koşut olarak B. Raman derinlikleri için ulaşılabilecek buhar kalitesi dü-

zeyi zamanla iyileşecektir ya da yeraltı koşullarında buhar üretimi teknolojilerinde gelişmeler yaşanılacaktır. Bu proje kapsamında, sıcak su dahil olmak üzere buhar enjeksiyonu için ön değerlendirmelerin yapılması ve bir pilot uygulama planlanması üçüncü bir hedef niteliğindedir.

Günümüzde iki eğilim dikkate değer düzeyde yükselmektedir. Birinci eğilim, petrole olan ihtiyaç ve fiyatının artış eğilimidir. İkincisi ise küresel ısınma ve atmosferdeki sera gazlarının miktarındaki artışın yaşamı tehdit eder boyutlara ulaşması ve bu gelişmeyi durdurmak için bir takım yaptırımlara başvurulmasına olan ihtiyaçtır. Kuzey ülkelerinde atmosfere atılan CO₂ için ton başına bir vergi uygulanması tartışılmaktadır. Bu iki eğilimin, hidrokarbonlara olan ihtiyaç ile sera gazlarının miktarının azaltılmasına olan ihtiyacın, bir noktada uzlaştırılması gerekmektedir. Bu iki eğilimin çarpışması ya da uzlaştırılması ile endüstriyel tesislerden çıkan atık gazların üretim artırma amacıyla petrol ve gaz sahalarına enjeksiyonu projeleri doğmaktadır. Bu gelişmeler zaman içerisinde ülkemiz koşullarında da anlamlı hale gelecektir. Benzer projelerin ülkemiz sahalarındaki olası uygulanabilirlikleri için modeller geliştirilmelidir.

Ağır petrol sahalarında, karışamaz tip uygulama için B. Raman projesi dünya ölçeğinde ve çok önemli bir örnek niteliğindedir. Dodan sahası rezervi tükenmeden önce, B. Raman sahası uygulamalarında daha verimli gaz kullanımı ve "recycle" imkanları ile sağlanacak artı değer (ihtiyaç fazlası gaz), oldukça ince petrol içeren ve karışabilirlik basıncı için yeteri derinliğe sahip Çelikli ve Oyuktaş gibi sahalarda karışabilir tip CO₂ uygulaması projesine fırsat yaratabilecektir. Rezervuar heterojenlikleri, düşük geçirgenlik ve aktif su itimi gibi nedenlerle sahalarımızın büyük bir bölümünde CO₂ uygulaması çok öncelikli bir yöntem olarak değerlendirilmemektedir. Ancak, kısa vadede farklı, alternatif bir öneri de üretilememektedir.

Çelikli ve Oyuktaş'ta yapılabilecek uygulamalar uzun vadede bölge yakınındaki endüstriyel tesislerin bacalarından yakalanarak şartlandırılacak baca gazlarının Güneydoğu Anadolu'daki sahalarımızda kullanılması olasılıklarının tespiti yönünden çok ilgi çekici sonuçlar doğurabilir. Özetle, karışabilir tip bir uy-

gulama amacına hizmet edecek yaklaşımlara kaynak oluşturacak ek gaz imkanının yaratılması da bu projenin hedefleri arasında sayılabilir.

SONUÇLAR

Bütüncül Rezervuar Yönetim yaklaşımı şirketlerin mevcut kaynaklarına artı değer katılabilmelerine olanak sağlayan ilginç bir yaklaşımdır. Bilinen rezervuarların rezerv değerlerini artırmak için harcanacak kaynak miktarı karmaşık ve riskli arama yatırımları yanında daha azdır ve bu yolla artı değer yaratma olanağı şirketler için gerçek bir şans olarak değerlendirilmelidir. Bütüncül Rezervuar Yönetim yaklaşımı esas itibarıyla rezervuar karakterizasyonu, kuyu konfigürasyonlarının irdelemesi ve iyileştirilmesi, özel karot analizleri ile üretim mekanizmalarının tanımlanması, izleme, rezervuar modelleme ve bu çalışmalarını destekleyici, bütüncüleyici diğer yaklaşımlar ile bütün bu etkenler arasında pozitif bir sinerji yaratılması olayıdır.

Yirmi yıl önce üretim artırma yöntemlerinden söz edildiğinde öncelikle ve sadece polimer enjeksiyonu ya da karışabilir tür öteleme gibi uygulamalar akla gelir ve rezervuar yapısına ilişkin sınırlı bilgilerle basılan akışkanın rezervuardaki mobilite ve ara yüzey gerilim ilişkilerini düzenleyerek petrol üretimini artırması hedeflenirdi. Ancak, rezervuar yönetim anlayışı sürekli değişmekte; bu faktörler yanında rezervuar karakterizasyonu, üretim optimizasyonu, modelleme v.b. kavramlarda devreye girmekte, daha etkin üretim artırma uygulamaları için gelişmiş yazılımların kullanılması, ekip çalışması ve bütüncül rezervuar yönetim anlayışı giderek önem kazanmaktadır.

Rezervuar yönetimi gerçek bir zaman yönetimi problemidir. Bilgisayar teknolojisindeki gelişmeler bu tür çalışmaların önünü açmakta, çalışanlara rezervuar yönetimi konusunda uygun tasarımlar geliştirme, en uygun üretim mekanizmasının belirlenmesi, "by pass" petrol bölgelerinin saptanması ve dolayısıyla sahanın üretilebilme oranının artırılması gibi rezervuara yönelik bilgi düzeyini artırma ve bilinmeyen düzeyini azaltma konularında engin ufuklar açmaktadır.

Yirmi yıldan bu yana uygulanmakta olan CO₂ enjeksiyon projesi ile kazanılan bilgi ve

deneyimler üzerine bina edilmek kaydı ile bütüncül rezervuar yönetim yaklaşımlarına dönük güncel anlayış B. Raman sahasında öne çıkarılmış, uygulamaya konulmuş, ilk meyveleri alınmaya başlanılmıştır.

B. Raman sahasında uygulanacak teknik ve teknolojiler ne kadar etkili olursa olsun; rezervuar yönetiminde, üretim artışında ve gaz petrol oranının düşürülmesinde temel belirleyici unsur rezervuardaki ve sahadaki değişimleri izleyen, rezervuardan gelen uyarımları doğru şekilde algılayan, irdeleyen, gerekli tepkileri zamanında geliştiren ve proje ile bütünlülebilen insan unsuru olacaktır. Görece hiçbir şey yok iken bakmayı, her taraf sessiz iken dinlemeyi bilen, rakamları ruhu ile birlikte kavrayabilen, duyuları güçlü mühendislerin bu tür projelerdeki katkıları geçmişte olduğu gibi gelecekte de uygulanan teknik ve teknolojiler kadar önemli olacaktır.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın yayınlanmasına izin veren TPAO Genel Müdürlüğü ve ilgili ünitelerine teşekkür ederiz.

KAYNAKÇA

- Babadağlı, T., 2005, Mature Field Development: A Review, SPE 93884, SPE EUROPEC / EAGE Annual Conf., 13-16 Jun 2005, Madrid, Spain.
- Batı Raman Sahası Proje Ekibi, 2005, Batı Raman Sahası Üretim Artırma Projesi Proje Yönetim Planı: Sürüm1, 21.11.2005.
- Çobanoğlu, M., Ulupınar, Ş. F. ve Soyhan, N., 2002, Dodan Sahası Simülasyon Çalışması: TPAO Üretim Grubu arşivi, Ankara.
- Erdoğan, İ., 1991, İşletmelerde Davranış: İstanbul Üniversitesi İşletme Fakültesi, İstanbul-1991.
- Fowler, M. L., Young, M. A., Cole, E. L. and Madden, M. P., 1996, Some Practical Aspects of Reservoir Management SPE 37333, SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio 23-25 October 1996.
- Kalaydjian, F. and Bourbiaux, B., Integrated Reservoir Management: A Powerful Method to Add Value to Companies' Assets. A Modern View of the EOR Techniques Oil & Gas Science and Techno-

- logy-Rev, IFP, Vol.57, No.3, pp 251-258.
- Karaoğuz, O. K., Topgüder, N. N., Lane, R.H., Kalfa, Ü. and Çelebioğlu, D., 2004, Improved Sweep in Batı Raman Heavy-Oil CO₂ Flood: Bullhead Flowing Gel Treatments Plug natural Fractures: paper SPE 89400, presented at the SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, U.S.A, 17-21 April 2004.
- Köse A., 1994, Immiscible CO₂ Flooding Performance of Batı Raman Heavy Oil Field, Turkey: The First Azerbaijan International Caspian Oil and Gas Conference, Sept-19-22, 1994.
- Lepak, D. P., Smith, K. G., and Taylor, M. S., 2007, Value Creation and Value Capture: A Multilevel Perspective Academy of Management Review 2007, Vol 32, No.1, 180,194.
- Margerison, C., and Mc. Cann, D., 2005, Team Management, Practical New Approaches: Jaico Publishing House, 2005.
- Satter, A. and Thakur, G. C., Integrated Petroleum Management: A Team Approach PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
- Smalley, C., 2000, Heavy Oil and Viscous Oil. In Modern Petroleum Technology (R.A. Dawe, ed.): John Wiley & Sons.
- Şahin, S., Kalfa, Ü. and Çelebioğlu, D., 2007, Batı Raman Field Immiscible CO₂ Application, Status Quo and Future Plans: SPE-106575-PP, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 15-18 April 2007.
- Şahin, S., Karaoğuz, O., Kalfa, Ü. and Çelebioğlu, D., 2005, Batı Raman Sahası CO₂ Uygulaması ve Güncel Durum: 15. İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Semineri ve Sergisi Bildiriler Kitapçığı, 29 Haziran-01 Temmuz 2005, İTÜ, İstanbul.
- Taber, J. J., Martin, F. D. and Seright, R. S., EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, New Mexico Petroleum Recovery Research Center.
- Tirek, A., Köse, A. and Şahin, S., 1994, Heavy Oil Production By Immiscible CO₂ Flooding from Garzan Limestone, Batı Ra-

man Field, Turkey: Reprinted from "Special Publication of the Technology Research Center, JNOC., No.3".

TÜRKİYE PETROL JEOLGLARI DERNEĞİ BÜLTENİ YAZIM KURALLARI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Yayınlanacak makalelerin tüm hakları TPJD'ye ait olup, makaleler geri gönderilmez.

Yayına kabul edilmeyen makaleler yazar(lar)a geri gönderilir.

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

8. Türkçe gönderilecek makalelerin Başlık ve Öz bölümlerinin İngilizceleri mutlaka verilmelidir. Yazar(lar)'ın adresleri -ünvanları belirtilmeden- kuruluş adlarında kısaltma olmaksızın ve başka dile çevrilmeden yazılmalıdır. Adresler makalenin başlık ve yazar(lar)'ın isimlerinden hemen sonraki satırda

verilmelidir.

9. TPJD Bulletin'ne gönderilecek makaleler aşağıdaki başlık sırasını izlemelidir.

TÜRKÇE BAŞLIK İNGİLİZCE BAŞLIK

Yazar(lar)

ÖZ

ABSTRACT

300 sözcüğü geçmemelidir.

Anahtar sözcükler verilmelidir.

GİRİŞ

ANA METİN

Bu başlık kullanılmaksızın ana metne geçilmelidir.

TARTIŞMA

Gerekli olduğu hallerde, yapılmalıdır.

SONUÇLARI

KATKI BELİRTME

DEĞİNİLEN BELGELER

Değinen belgeler aşağıdaki gibi olmalıdır.

a) Periyodiklerdeki makaleler:

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

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

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

Yılmaz, E. ve Duran, O., 1997, Güneydoğu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allohton Birimler Stratigrafi Adlana Sözlüğü (Leksikonu):

TPAO Araştırma Merkezi Grubu Başkanlığı, Eğitim Yayınları No. 31,460 s.

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

Kozlu H., 1987, Misis-Andırın dolaylarının stratigrafisi ve yapısal evrimi:

Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni The Bulletin of Turkish Association of Petro/eum Geologists Türkiye 7. Petrol Kongresi, Jeoloji Bildirileri, Ankara, s.104-116

EKLER

TÜRKİYE PETROL JEOLGLARI DERNEĞİ BÜLTENİ YAZIM KURALLARI

10. “Şekil” ve “Tablo” lar metin içine konulabilir. Ancak, “Levha” lar mutlaka metnin sonundaki Ekler bölümüne konulmalıdır. Her türlü çizimin aili gönderilmelidir. Aksi durumlarda yayın kabul edilmez.

“ŞEKİLLER”

Her türlü harita

Her türlü kesit

Korelasyon çizimleri

Arazi fotoğrafları

“LEVHALAR”

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

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

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

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

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

15. TPJD Bülteni’nde yayınlanmak üzere gönderilecek makaleler, biçim yönüyle Yayın Sorumlusu ve Yayın Kurulu tarafından, bilimse içerik ve jeolojik

uygulamalardaki sonuçları yönüyle de en az iki Makale inceleme Kurulu Üyesi tarafından incelenir. Makalenin hangi Makale inceleme Kurulu Üyeleri tarafından değerlendirileceği Yayın Sorumlusu ve Yayın Kurulu Karar ile olur. Makaleler Yayın Kurulu, Yayın Sorumlusu, Makale inceleme Kurulu Üyesi ve TPJD Yönetim Kurulu Onayı ile yayınlanır.

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

17. Makalelerin yayınlanmasına karar verildikten ve yazar(lar) tarafından son düzeltmeleri yapıldıktan sonra makaleler bilgisayar ortamında yazılmış olmalı ve word dosyası (*.doc) olarak düzenlenip e-mail, disket veya CD de gönderilmelidir. Bütün çizimler (şekil, tablo ve levhalar) siyah-beyaz ve şekil ve tablo alt velveya üst yazıları ile birlikte 155x215 mm’yi geçmeyecek şekilde bilgisayar ortamında *.doc, *.xls, *.ppt, *.cdr, *.psd, *.jpg, *.bmp, *.tif, *.fh9 gibi dosya türlerinden birinde hazırlanarak e-mail, disket veya CD de gönderilmelidir. Bunun için word, excel, power point, adobe photoshop, core i draw, corel photo-paint, freehand gibi programlar kullanılarak şekiller hazırlanmalıdır.

Tüm çizimlerde çizgisel ölçek kullanılmalıdır. Çizimlerde yazı karakterinde standartlara dikkat edilmeli, arial 10 punto olarak yazılmalıdır.

18. Makale göndermek için TPJD üyesi olma zorunluluğu yoktur.

INSTRUCTIONS TO TAPG BULLETIN AUTHORS

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

a) Original study in one of 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 abstracts 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)

ACKNOWLEDGEMENTS

APPENDICES

REFERENCES CITED

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;

Yalçın, N. and 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, N., 1988, Possibility theory: New York, Plenum Press, 263 p.

Yılmaz, E. ve Duran, O., 1997, Güneydoğu Anadolu Bölgesi Otokton ve Al/aktan Birimler Stratigrafi Adlı Sözlüğü (Leksikonu): TPAO Araştırma Merkezi Grubu Başkanlığı, Eğitim Yayınları No. 31,460 s.

Kuru, F., 1987, Mardin-Derik yöresi Üst Kretase yaşlı birimlerinin planktonik foraminiferalarla biyostratigrali incelemesi: M. S. Thesis in Ankara Üniversitesi, Fen Fakültesi, Ankara, 107p.

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

Same authors 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.

9. "Figures" and "Tables" may be placed in the text but "Plates" must be placed in the Appendices.

INSTRUCTIONS TO TAPG BULLETIN AUTHORS

Correlations Mathematical equations Field Photos

“FIGURES”

All maps
All sections
Correlations
Fields Photos

“TABLES”

Graphics
Equations
Mathematical equations

“PLATES” All photomicrographs. Photomicrographs must be mentioned as **“Figures”**, instead of **“Photos”**, **“Figure”** and **“Şekil”** words should not be abbreviated, and should begin with a capital letter. “F” and “Ş” letters in words of “Figure” and “Şekil” must be lined up. After the figure number the colon “:” 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 (M), 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 (no larger than 155x215 mm) in CD, discette or by email in one of the following formats: doc, xls, ppt, cdr, psd, jpg, bmp, tif, fh9. We prefer to receive word, excel, power point, adobe photoshop, corel draw, corel photo paint and freehand programs.

All illustrations should have scale bar.

Photographs should be in good quality printed on glossy paper. Colored figures can not normally be accepted unless the reproduction cost is met by author(s). Figures should be submitted in final size to fit one or two columns “TAPG Bulletin” width, or broadside.

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

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