İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

KOMSAMOLSKOE SAHASI VE YERİNDE PETROL MİKTARI TAHMİNİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Akram NURSHIMOV
(505081515)

Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği

5 Haziran 2012

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 505081515 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Akram NURSHIMOV**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı **"KOMSAMOLSKOE SAHASI VE YERİNDE PETROL MİKTARI TAHMİNİ"** başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı :	**Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
Jüri Üyeleri :	**Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN**	.....
	Prof. Dr. Erkin NASUF	.....
	Yard. Doç. Ö. İnanç TÜREYEN	.....

Teslim Tarihi : **3 Mayıs 2012**
Savunma Tarihi : **5 Haziran 2012**

ÖNSÖZ

İstanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü'nde yapmış olduğum Yüksek lisans programı sonuna gelmiş bulunuyorum.

Yüksek lisans eğitimi boyunca iliminden faydalandığım, insani ve ahlaki değerleri ile de örnek edindiğim ve ayrıca tecrübelerinden yararlanırken göstermiş olduğu hoşgörü, ilgi ve sabırdan dolayı değerli hocam bölümümüzün başkanı Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN'a teşekkürlerimi sunarım.

Hem tezim konusunda hem hayatımın her evresinde bu günlere gelmemde büyük pay sahibi olan babam Kaldar NURSHIMOV ve annem Dilbar ISMATULLAYEVA'ya bana yardımcı olan hocalarıma ve çalışmaktan zevk aldığım dostlarıma özellikle tez çalışmamda yardımcı olan Yaşar USTA, Abzal DOSBOLOV ve Jaxylyk BAYMAHANOV arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca tez çalışmalarımda KomMunay şirketinin göstermiş olduğu desteği için teşekkürlerimi iletiyorum.

Mayıs 2012 Akram Nurshimov

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ ..... **v**
İÇİNDEKİLER ..... **viix**
KISALTMALAR ..... **ixi**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xii**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xi**
ÖZET ..... **xi**
SUMMARY ..... **xvii**
1. GİRİŞ **1**
1.1 Kazakistan'da Petrol 1
1.2 Komsamolskoe Sahası ve Tezin Amzacı 3
2. KOMSAMOLSKOE SAHASI **7**
2.1 Jeolojik Yapısının Belirlenmesi 7
2.1.1 Tektonik Yapı 7
2.1.2 Petrol ve gaz içeriği 11
2.2 Üretim Formasyonlarının Özellikleri 13
2.3 Petrol, Gaz ve Suyun Özellikleri 17
2.4 Petrol ve Çözünmüş Gaz Rezervi 23
3. SAHANIN ÜRETİM VE REZERVUAR PERFORMANSI **31**
3.1 Kuyu Özellikleri 31
3.2 2008 Yılı Petrol, Gaz ve Su Üretim Tarihçesi 31
3.3 Kuyuların ve Petrolün Hidro Dinamik Analiz Sonuçları 32
3.4 2006-2010 Arasında Yıllık Üretim Miktarı, Basınç ve Sıcaklık Değişimi 32
3.5 Petrol ve Gaz Üretiminde Teknoloji Tasarım Projesinin Uygulaması 36
3.6 Gazların Kullanma Faaliyeti 36
3.7 Komsomolskoe Sahasının 2 Nolu Kuyudan Alınan Numune Özellikleri 36
4. KOMSAMOLSKOE SAHASININ YERİNDE PETROL MİKTARI TAHMİNİ **41**
4.1 Yerinde Petrol Miktarı Tahmini 41
4.1.1 Hacimsel yöntem (volumetric method) 41
4.1.2 Materyal denge denklemiyle yerinde petrol miktarı 43
4.2 Komsamolskoe Sahası İçin Yerinde Petrol Miktarı Tahmini 44
5. SONUÇ **49**
KAYNAKLAR **51**
ÖZGEÇMİŞ **53**

KISALTMALAR

B : Formasyon hacim faktörü
B_g : Gaz hacim faktörü
B_o : Petrol hacim faktörü
B_t : Toplam hacim faktörü
B_{ti} : Başlangıç basıncındaki toplam hacim faktörü
B_w : Su hacim faktörü
C_w : Su sıkıştırılabilirliği
C_g : Gaz sıkıştırılabilirliği
C_f : Formasyon sıkıştırılabilirliği
C_o : Petrol sıkıştırılabilirliği
G : Yerinde gaz miktarı
GOR : Gaz petrol oranı
HC : Hidrokarbon
N : Yerinde petrol miktarı
N_p : Üretilen toplam petrol miktarı
N_g : Üretilen toplam gaz miktarı
P : Basınç
R_p : Üretilen gaz petrol oranı
R_{soi} : Başlangıç rezervuar basıncındaki petrolde çözünmüş gaz miktarı
RF : Kurtarım oranı
S_g : Gaz doymuşluğu
S_w : Su doymuşluğu
S_{wi} : Başlangıçtaki su doymuşluğu
T : Sıcaklık
V_b : Kaba hacmi
W_e : Akiferden rezervuara giren toplam su miktarı
W_p : Üretilen toplam su mikterı
Δp : Rezervuar basıncında düşüm miktarı
μ : Petrol akmazlığı
Φ : Gözeneklilik

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Rezervuarın derinlik özellikleri, üst ve alt derinlikleri. 14
Çizelge 2.2 : Rezervuarın derinlik özellikleri (rezervuar, net, HC taşıyan ve su taşıyan zonlarının kalınlıkları)..... 16
Çizelge 2.3 : Karot analizlerinin sonuçları. 18
Çizelge 2.4 : Üretim zonlarının kalınlığı. 20
Çizelge 2.5 : Petrolün ortalama özellikleri. 21
Çizelge 2.6 : Petrolünün ayrıntılı özellikleri. 22
Çizelge 2.7 : Gazdan arındırılan ham petrolün fiziksel ve kimyasal özellikleri ve bileşimi. 23
Çizelge 2.8 : Komsomolskoe sahasının seperatör öncesi gaz bileşim değerleri. 26
Çizelge 2.9 : Seperasyon sonrasındaki gaz bileşimi. 27
Çizelge 2.10 : Rezervuar suyunun tuzluluğu. 29
Çizelge 3.1 : 2008 yılı üretim verileri. 32
Çizelge 3.2: 2006 - 2010 yılları arasında üretim verileri, rezervuar basınç ve sıcaklık değişimi..... 32
Çizelge 3.3 : 2 Nolu Kuyudan Alınan Petrolün özellikleri. 37
Çizelge 3.4 : 2 Nolu Kuyudan Alınan gaz bileşimi. 38
Çizelge 5.1 : Yerinde petrol miktarı tahmini. 49

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Kazakistan haritası. 2
Şekil 1.2 : Komsomolskoe sahasının Kazakistan'daki yeri 5
Şekil 2.1 : Saha kuyularının konumu ve kuyuların durumu. 8
Şekil 2.2 : Komsomolskoe sahasının yapısal haritası. 9
Şekil 2.3 : J1-A formasyonunun deniz seviyesine göre derinliğini gösteren harita. . 10
Şekil 2.4 : Derinliğe göre gaz petrol oranı (GOR) değerinin değişimi. 24
Şekil 2.5 : Derinliğe göre formasyon hacim faktörü değerinin değişimi. 25
Şekil 2.6 : Derinliğe göre petrolün yoğunluk değerinin değişimi. 25
Şekil 2.7 : Derinliğe göre petrolün akmazlık değerinin değişimi. 26
Şekil 3.1 : Rezervuardan üretilen yıllık petrol ve gaz miktarı. 33
Şekil 3.2 : 2006'dan itibaren rezervuardan üretilen aylık petrol ve gaz miktarının değişimi 34
Şekil 3.3 : 2006-2010 yılları arasında rezervuardan üretilen toplam petrol ve gaz miktarı. 34
Şekil 3.4 : Rezervuar basıncının ve sıcaklığının zamanla değişimi. 35
Şekil 3.5 : Yıla göre rezervuar basıncının ve toplam petrol üretim miktarının değişimi. toplam petrol üretim. 35
Şekil 3.6 : Petrol hacim faktörünün basınçla değişimi. 38
Şekil 3.7 : Çözünmüş gaz petrol oranının basınçla değişimi. 39
Şekil 3.8 : Petrol yoğunluğunun basınçla değişimi. 39
Şekil 3.9 : Petrol akmazlığının basınçla değişimi. 39

KOMSOMOLSKOE SAHASI VE YERİNDE PETROL MİKTARI TAHMİNİ

ÖZET

Kazakistan yüz ölçümü açısından dünyanın dokuzuncu, Türkiye'nin yaklaşık 3.5 katı büyüklüğünde bir ülkedir. 1991 yılında SSCB'den kendi bağımsızlığını aldı ve bağımsızlığı ilk kabul eden ülke Türkiye'dir. Kazakistan, petrol ve doğal gaz rezervleri yönünden zengindir. 2010 yılı sonu itibarı ile ülkenin toplam petrol rezervi 39.8 milyar varil civarındadır. Bu rakam, toplam dünya rezervinin %2.9'unu oluşturmaktadır. Kazakistan'nın doğal gaz rezervi ise 2010 yılı sonu itibarı ile dünya toplam rezervinin %1'ini oluşturmakta olup, toplam 1.8 trilyon metreküpe tekabül etmektedir. Kazakistan'da ilk petrol 1911 yılında Embı bölgesinde üretilmiştir. Şu anda Kazakistan'da yaklaşık 250 civarında üretim sahası bulunmaktadır. Bu sahaların coğu Kazakistan'ın batı ve güney batısında bulunmaktadır.

Komsomolskoe sahası 1984 yılında keşfedildi. Bu saha Mangıstau bölgesinin Mangıstau eyaletinde bulunmaktadır. Rezervuar yapısı 1977-1978 yıllarındaki sismik çalışmalarının sonucunda hazırlanmıştır. Petrol üst ve orta jura terrigenus çökeltisine bağlı kalmaktadır (sırasıyla J-I ve J-II). J-I 'de de dört üretim formasyon zonunun olduğu tespit edildi (A, B, C, D). 1987 yılında Komsomolskoe sahasının yerinde petrol ve doğal gaz miktarı hesabı yapıldı, rapor onaylandı ve 2005 yılına kadar saha koruma altında kaldı. 1986 yılındaki çalışmalara göre bu sahanın yerinde petrol miktarı 15.88 miyon ton olarak hesaplanmıştır.

2005 yılında KomMunay şirketi tarafından devletten kiraya alınarak işletim devam etti. Şu ana kadar Komsomolskoe sahasında araştırma çalışmaları devam etmektedir. Çalışmalar sonucunda yeni verilerle eski veriler karşılaştırarak sahayla ilgili analiz yapıldı ve sahanın jeolojik yapısıyla ilgili yeni bilgi edinildi. 1986 yılında karot incelemesi yapıldı. J-I üretim zonunun genel ortalama özelliğine bakacak olursak, laboratuvar analizlerine göre gözeneklilik %16.7, geçirgenlik 28.88md ve Hidrokarbon doymuşluğu %63.49 olarak bulundu. J- II üretim zonunu ancak 9 nolu kuyudan alınan karot analizi temsil etmektedir. Analiz sonuçlarına göre ortalama gözeneklilik değeri %15.5'e, geçirgenlik 3.67md'ye ve hidrokarbon doymuşluğu %60.4'e eşittir.

Sahadaki petrol ve gazın fiziksel ve kimyasal özelliğini araştırmak için IG-1 kuyusunun 3042 metre derinliğinden numune alınarak laboratuvarda analiz yapılmıştır. Analiz sonuçlarına göre rezervuardaki petrolün yoğunluğu 609.7-703.4 kg/m^3, ortalama yoğunluğu 653.2 kg/m^3'tür. Ortalama rezervuar sıcaklığı 107^oC olup, rezervuar basıncı 10.35 ile 14.39 MPa arasında değişmektedir. Ortalama rezervuar basınç değeri 12.33 MPa'dır. Petroldeki gaz miktarı (GOR) 112.5-183.2 m^3/t arasında olup ortalama değeri 153.5 m^3/t ve rezervuardaki petrol akmazlığının ortalama değeri 0.48 mPa•s'dır. Petrol hafif, az kükürtlü ve yüksek parafinlidir. Ham petrolde ortalama %0.05 kükürt, %9.17 parafin ve %5.87 reçine olduğu tespit edildi.

Gaz, düşük karbon asitli ve düşük azotludur. Suyun tuzluluğu 171.8 kg/m^3, pH değeri 6.15 ve özgül yoğunluğu 1.126 kg/m^3'tür.

2007 yılında Komsomolskoe sahasından alınan örneklerle yeni verileri kullanarak yerinde petrol miktarı hesaplandı. Komsomolskoe sahasının yerinde petrol miktarı yaklaşık 18.6 milyon ton olarak hesaplandı.

Bu çalışmada, 2010 yılı sonuna kadar olan toplam petrol ve gaz üretimleri ile rezervuar basınç değerleri verileri derlendi ve tez çalışmasında değerlendirildi.

Materyal denge denklemi doymuş veya doymamış rezervuar için yerinde petrol miktarı hesabını yapmada yardımcı olur. Komsomolskoe sahası bir doymamış petrol rezervuarına sahiptir. Bu yüzden çalışma tezimizde doymamış rezervuar için yerinde petrol miktarı tahmin yöntemi uygulanmıştır.

Sonuç olarak, bizim çalışma ve hesaplamalarımıza göre yerinde petrol miktarı 16.8 milyon ton ve kurtarım oranı %1.8 çıkmıştır.

Tezde kullanılan yönteme göre, basıncın kabarcık noktası basıncına düşmesi durumunda, toplam üretilebilir petrol miktarı 1.02 milyon ton ve kurtarım oranı %6.1 olarak tahmin edilmektedir.

KOMSOMOLSKOE OIL FIELD AND ESTIMATION OF ITS OIL IN PLACE SUMMARY

Kazakhstan is the ninth largest country in the world by land area, its territory of 2724900 square kilometres (1,053,000 sq mi) is larger than Western Europe. It is neighbored clockwise from the north by Russia, China, Kyrgyzstan, Uzbekistan, Turkmenistan, and also has borders on a significant part of the Caspian Sea. Kazakhstan declared itself an independent country on December 16, 1991, the last Soviet republic to do so. Kazakhstan is rich in oil and natural gas reserves. By the end of 2010, the country's total oil reserves is estimated to be 39.8 billion barrels. This figure is 2.9% of total world reserves. By the end of 2010, natural gas reserves of Kazakhstan corresponds to a total of 1.8 trillion cubic meters and also it is 1% of the world's total reserves. First oil production in Kazakhstan started in Embi in 1911. Kazakhstan currently has 250 production fields. Most of these fields are located on west and south-west of the Kazakhstan.

Komsomolskoe field was discovered in 1984, and is located in Mangistau region of Mangistau oblast. The structure was detected as a result of seismic surveys carried out in 1977 – 1978. The oil content is connected with terrigenous deposits of upper and middle Jura (J-I and J-II). Four productive formations (A, B, C and D) were distinguished in J-I. The report “Oil reserves of Komsomolskoe field” was approved in 1987, the field was in suspension until 2005. At 2005 Komsomolskoe field rented by KomMunay to produce HC (hydrocarbon) and for further development.

As per approved development scenario IV the re-entering of 8 old wells (2, 3, 4, 5, 11, 12, 14 and 18), drilling of 6 new horizontal producing wells (H1, H2, H3, H4, H5, H7), 4 new water injection wells (I1, I2, I3, I4) and one gas injection well (IG1) were completed. The drilled well stock has reached to 22 units, including 6 new wells. Six horizontal producing wells (H4, H1, H2, H3, H7) and 1 injection well (IG1) were drilled within the frame of “Development plan” approved in 2007. In 2005 the 3D (163.75 km^2) field seismic survey was carried out in the Komsomolskoe structure by Kazakhstancaspishelf. The pay thickness of Komsomolskoe field formed by interbedding of various types of terrigenous rocks is confined to Middle Jurassic deposits. The productive horizons on the field are characterized by cores, taken from 14 wells. The determinations of volume and mineralogical density, oil and water saturation, and permeability were conducted.

Horizon J-I is presented by about 800 conditioned core samples from 15 wells. The average core porosity is 16.7%, permeability is 28.88 md, hydrocarbon saturation is 63.49%. Horizon J-II is presented only by two conditioned core samples from well No 9. The average core porosity is 15.5%, permeability is 3.67 md. As per well survey data No 9 the porosity is 16.3%, oil and gas saturation is 60.4%.

According to preliminary estimation and its comparison with approved reserves of 1987 a reserve increase is observed in the field. Horizon J-I recoverable oil reserve has increased by 18 %, and dissolved gas by 16 %. Change of reserves is connected

with formations structure update, OWC update, and new wells. They resulted in increase of productivity area and volume of oil-saturated rocks.

For horizon J-II the oil productive area has increased that has resulted in increase recoverable oil reserve 48 %, and dissolved gas by 43 %.

Based on above-mentioned, it is recommended to update the field characteristics. For the purpose of study and updating of physical and chemical oil and gas properties two parallel bottomhole samples were taken from wells IG-1 from depth 3042 m and investigated. Results of the studied part of field showed that the reservoir oil density varies in the range 609.7-703.4 kg/m^3, averaging 653.2 kg/m^3 at average reservoir temperature 107^{o}C. The bubble point pressure varies in the interval 10.35-14.39 MPa, and averages 12.33 MPa. Single flash GOR of reservoir oil varies in the range 112.5-183.2 m^3/t, averaging 153.5 m^3/t. The average reservoir oil viscosity is 0.48 mPa•s. The oil formation volume factor at bubble point pressure (P_b) varies from 1.330 to 1.550, averaging 1.441. The oil is light, low sulfur, highly paraffinic and resinous. Oil kinematic viscosity value at 20^{o}C averages 3.95 mm^2/s. Average sulphur, paraffin and resins contents in oil are 0.05%, 9.17% and 5.87%, respectively.

Reservoir gas is low carbonate and low nitrogenous. The main component of gas composition is methane, the content of which varies from 44.68 to 58.81 mole %, averaging 51.05 mole %, ethane in gas – from 5.17 to 11.81 mole %, averaging 10.10 mole %, propane – from 10.36 to 16.63 mole %, at an average is 13.76 mole %. Contents of hydrogen sulphide, nitrogen and carbon dioxide are at an average 0.07, 3.04 and 1.24 mole %, respectively. Specific gravity of gas varies from 1.050 to 1.302, and averages 1.151.

Physical properties and chemical composition of reservoir water are also studied. The salinity of lower edge waters of J-I is 171.8 g/dm^3, pH is 6.15 and specific gravity is 1.126 g/cm^3.
The work «Report on Komsomolskoe field oil and gas reserves estimation of Mangyshlak region of Kazakh SSR as of 01.10.1986» was carried out in 1986 to estimate the original oil in place. The estimation of oil in place in Komsomolskoe field was 15.88 million ton. After 21 years in 2007, the oil in place in Komsomolskoe field by using new data of field was reestimated as 18.6 million ton.

The part of field associated gas after amine boilers, treatment is used for own needs (heating machines, gas turbine electric generators, glycol heaters, amine boilers, heaters in reinjection gas compressors, pneumatic pumps). The comprehensive associated gas utilization of field is provided by gas injection. To date the works on installation of gas compressor system and gas injection pipeline have been performed in the field. At present the gas utilization is made in the field due to above-listed reasons by means of flaring, based on protocol decision of RoK MEMR working group “On monitoring of associated gas utilization program execution by subsoil users” for associated gas flaring in volume 13.6 million m^3 to 1 April, 2010.

Oil reservoir fluid are mainly complex mixture of the hydrocarbon compounds which frequently contain impurities such as nitrogen, carbon dioxide, and hydrogen sulfide. The composition of the tank oils obtained from the reservoir fluids are quite different from the composition of the reservoir fluid, owing mainly to the release of most of the methane and ethane from solution and the vaporization of sizeable fractions of the propane, butanes, and pentanes as pressure is reduced in passing from the reservoir to the stock tank.

The reservoir of Komsomolskoe field is undersaturated reservoir. In this thesis we estimated the oil in place for this undersaturated reservoir. The general material balance equation was used to estimate the oil in place in Komsomolskoe field. The original oil in place was determined to be 16.8 million ton.

According to the method used in this thesis estimated total oil production is 1.02 million ton and recovery factor is %6.1 if the pressure decrease until the bubble point pressure.

1. GİRİŞ

Kazakistan coğrafi konumu açısından Asya ve Avrupa kıtalarında yerleşmiştir ve bir Avrasya ülkesi olarak tanımlanmaktadır (Şekil 1.1). 2724900 km^2 yüzölçümüne sahip olan Kazakistan, yüz ölçümü açısından dünyanın dokuzuncu, eski Sovyetler Birliği ülkelerinin Rusya Federasyonu'ndan sonra ikinci en büyük ülkesidir (Wikipedia, 2012). Türkiye'nin yaklaşık 3.5 katı büyüklüğündeki ülke, Orta Asya'da Çin'in kuzeybatısında, Ural Nehri'nin batısında yer almaktadır. Ülkenin sınır komşuları Çin (1533 km), Kırgızistan (1051 km), Rusya (6846 km), Türkmenistan (379 km) ve Özbekistan (2203 km)'dır. Kazakistan'ın Aral Gölü'ne 1070 km'lik ve Hazar Denizi'ne 1894 km'lik sınırı da bulunmaktadır. Ülkenin nüfusu 2009 yılı itibarı ile 15.8 milyondur. Nüfusun çoğunluğu, ülkenin kuzey ve güney doğusunda yaşamaktadır.

1.1 Kazakistan'da Petrol

Kazakistan, petrol ve doğal gaz rezervleri yönünden zengindir. Ülkenin petrol rezervleri doğal gaz rezervlerine göre daha fazladır. Kazakistan eski Sovyetler Cumhuriyetleri içinde Rusya'dan sonra ikinci büyük petrol üreticisidir. Ülke ekonomisi büyük ölçüde petrol ihracatı gelirlerine dayalıdır.

2010 yılı sonu itibarı ile ülkenin toplam petrol rezervi 39.8 milyar varildir. Bu rakam, toplam dünya rezervinin %2.9'unu oluşturmaktadır. Kazakistan'nın doğal gaz rezervi ise 2010 yılı sonu itibarı ile dünya toplam rezervinin %1'ini oluşturmakta olup, toplam 1.8 trilyon metreküpe tekabül etmektedir (BP, 2011).

Petrol üretimi bağımsızlık sonrasında hızla artarak 2010 yılı itibarı ile 81.6 milyon tona (günde 1.76 milyon varil'e) ulaşmıştır. Petrol üretimi %85'i yabancı yatırımcılar tarafından gerçekleştirilmektedir. Üretimin geri kalan %15'lik kısmı Şubat 2002'de kurulan devletin petrol şirketi Kazmunaygaz tarafından gerçekleştirilmektedir.



Şekil 1.1 Kazakistan haritası.

Doğal gaz üretiminde de son on yılda önemli artışlar gerçekleşmiştir. 2010 yılında üretilen doğal gaz miktarı 33.6 milyar metreküptür. Çıkarılan doğal gaz miktarı on yıl öncesinde ise yalnızca 8.1 milyar metreküptür.

Kazakistan'da ilk petrol 1911 yılında Embı bölgesinde üretilmiştir. İlk olarak Embı bölgesinde iki sahada petrol üretimi başlamıştır, bunlar: Dossor (1911) ve Makat (1915). Bu iki sahadan gelen petrol yüksek kalitelidir. Embi bölgesinde üretilen petrolün maksimum debisi 1914 yılında 272 bin ton'a ulaşmıştır. 60'lı yılların başında Mangıstau eyaletinde birkaç saha (Özen ve Jetibay) bulundu ve üretim yapılarak araştırmalar yapılmaya başladı. 70'li yılların başında ise Buzaçi bölgesinden üç saha (Karajanbas, Kalamkas, Kuzey Buzaçi) açıldı. Sahalardan üretilen petrollerin çoğu ağır petrollerdir. 1995 yılında Kazakistandaki petrol sahaları 160'a ulaşmıştır. Sahaların çoğu batı Kazakistan'da yerleşmiştir (SSSR, 1968).

İkinci Dünya Savaşından önce arama çalışmaları eski sahalarından gelen verilerle devam etmiştir. Arama sonucunda Bayçunas, Yujnoe İskine, Kasçagıl, Kulsarı, Vostoçnıy Sagız ve Makat gibi sahalar bulundu.

İkinci dünya savaşı sonrası SSCB petrol üretimine daha çok önem vermiştir. Bu yüzden Kazakistan'da petrol arama çalışmaları artmıştır. 1959-1960 yıllarında

Aktöbe eyaletinde (Batı Kazakistan) Kenkiyak , Hazar denizi kıyısındaki Guryev şehrinde Prorva ve Baranköl sahaları bulunmuştur. 1967 yılının sonunda Atırav eyaletinde Cetibay petrol sahası bulunmuştur. Aynı tarihte (1967) Güney Mangışlak'ta 10 büyük petrol sahası açılmıştır (Tarlı, Kukumbay, Kuandı, Yeraliyeva, Akbulak, Tan, Bukarbay, Orda, Madeniyet ve Kalinin) (SSSR, 1968).

1972 yılında SSCB'de toplam 400 milyon ton petrol üretilmiştir ve aynı tarihte sadece Kazakistan'da ise 23.78 milyon ton petrol üretilmiştir. Kazakistan'da 1971-1975 yılları arasında toplam 142 milyon ton petrol üretilmiştir (Neftyanoe Hozyaystvo, 1973). Değişik coğrafik konumuna göre 1971-1975 yıllarında Kazakistan'da toplam 20000 yeni kuyu açılmış ve üretim yapılmıştır. Kazakistan için 1980'li yılların başı Altın Dönem olarak ekonomi tarihinin edebiyatına geçmiştir. 1980-1986 yıllarında o güne kadar en çok petrol ve gaz üretilmiştir. O dönemde petrol ve doğal gaz sahasının sayısı 130'a ulaşmıştır. 1986 yılından sonra petrol ve doğal gaz üretimi azalmıştır. Bunun sebebi, Kazakistan'ın kendi bağımsızlığı için mücadele etmeye başlamasıdır. 1991 yılında zor dönem geçirmesine rağmen Kazakistan 3 milyon ton petrol üretmiştir.

1993 Nisan'da Kazakistan ABD'nin Chevron şirketiyle ortak Tengiz-Shevroil şirketini kurma anlaşması yaptılar. 1993 yılında Kazakistan'ın TengizNefteGaz şirketi ABD'nin Chevron şirketiyle birleşerek Tengiz-Shevroil şirketini kurdu. Bu şirketin toplam ürettiği petrolün %21.6'i TengizNefteGaz, %19.6'sı Chevron ve %58.8'i Kazakistan'a aittir (Nadirov, 1995).

Kazakistan 1991 yılında kendi bağımsızlığını aldıktan sonra yeraltı zenginliklerine daha çok önem vermeye başladı. Yeraltı kaynaklarında petrolün rolü daha üstündü ve devletin ekonomisine petrol daha çok destek verebiliyordu. Bu nedenle 1991 yılından sonra arama çalışmaları artmıştır. Şu anda Kazakistan'da yaklaşık 250 civarında üretim sahası bulunmaktadır. Bu sahaların çoğu Kazakistan'ın batı ve güney batısında bulunmaktadır (Neftyanaya otrasl Kazahstana, 2012).

1.2 Komsomoslkoe Sahası ve Tezin Amacı

Komsomolskoe sahası 1984 yılında bulundu. Bu saha Mangıstau bölgesinin Mangıstau eyaletinde bulunmaktadır. Şekil 1.2'de Komsomolskoe sahasının

Kazakistan'daki yerleşimini ve KomMunay şirketin üzerinde çalıştiği sahaları gösterilmektedir.

Rezervuar yapısı 1977-1978 yıllarındaki sismik çalışmalarının sonucunda hazırlanmıştır. Petrol üst ve orta jura terrigenus çökeltisine bağlı kalmaktadır (J-I ve J-II). J-I'de dört üretim formasyon zonunun olduğu tespit edildi (A, B, C, D).

1987 yılında Komsomolskoe sahasının yerinde petrol ve doğal gaz miktarı hesabı yapıldı, rapor onaylandı ve 2005 yılına kadar saha koruma altında kaldı. Kazakistan hükümeti 2003 yılında KomMunay şirketine sahayla ilgili çalışmasına ve HC üretmesi için özel talimat verdi ve bununla beraber Komsomolskoe sahasının teknolojik şema çalışması istenmiştir (Avtorskiy Nadzor, 2009).

2008 yılında devlet tarafından kontrol edildi, raporda sondaj kuyuları ve saha geliştirme planları sunuldu ve bununla beraber üretim tahmini yapıldı. Çalışmalar KomMunay şirketi tarafından gerçekleştirildi.

KomMunay şirketinin raporunda, sahanın eski sekiz kuyusu (2, 3, 4, 5, 11, 12, 14 ve 18) yanısıra, yeni altı adet üretim yapan yatay kuyunun (H1, H2, H3, H4, H5, H7), dört yeni su enjeksiyon kuyusunun (I1, I2, I3, I4) ve bir gaz enjeksiyon (IG1) kuyusunun delinmesi öngörüldü (Avtorskiy Nadzor, 2008).

Komsomolskoe sahasının verileri zamanla değişmiştir. Kazakistan kendi bağımsızlığını almadan önce 1984 yılında alınan veriler vardır ve bu veriler üzerinden yerinde petrol miktarı hesaplanmıştır. 1984 yılındaki çalışmalara göre bu sahanın yerinde petrol miktarı 15.88 milyon ton olarak hesaplanmıştır (Annotaciya, 2010). Bağımsız devlet olduktan sonra Kazakistan bu sahaya önem vermiştir. KomMunay şirketi tarafından saha yeniden incelendi ve yeni kuyular açılıp yeni veriler eldi edindi. Bu tezin amacı, Komsomolskoe sahasından alınan eski ve yeni verileri kullanarak yerinde petrol miktarının meteryal denge yöntemiyle hesaplamak, 1984 ve 2007 yıllarındaki hesaplananan yerinde petrol miktarı ile kendi hesabımızın sonucunu kıyaslamaktır.



Şekil 1.2 Komsomolskoe sahasının Kazakistan'daki yeri (Avtorskiy Nadzor. 2009).

2. KOMSOMOLSKOE SAHASI

1984 yılında keşfedilen Komsomolskoe petrol sahası ile ilgili bilgiler burada sunulmaktadır. Ayrıca sahanın jeolojik yapı özellikleri, sahadan üretilen petrol, gaz ve suyun özellikleri de sunulmaktadır.

2.1 Jeolojik Yapısının Belirlenmesi

Jeolojik yapının belirlenmesine yönelik ayrıntılı, çalışmaların yapıldığı 2007 yılında toplam 22 kuyu bulunmaktadır. Bunlardan 6 adeti yatay üretim kuyusu (H1, H2, H3, H4, H5, H7) ve 1'i enjeksiyon kuyusu (IG1)dur.

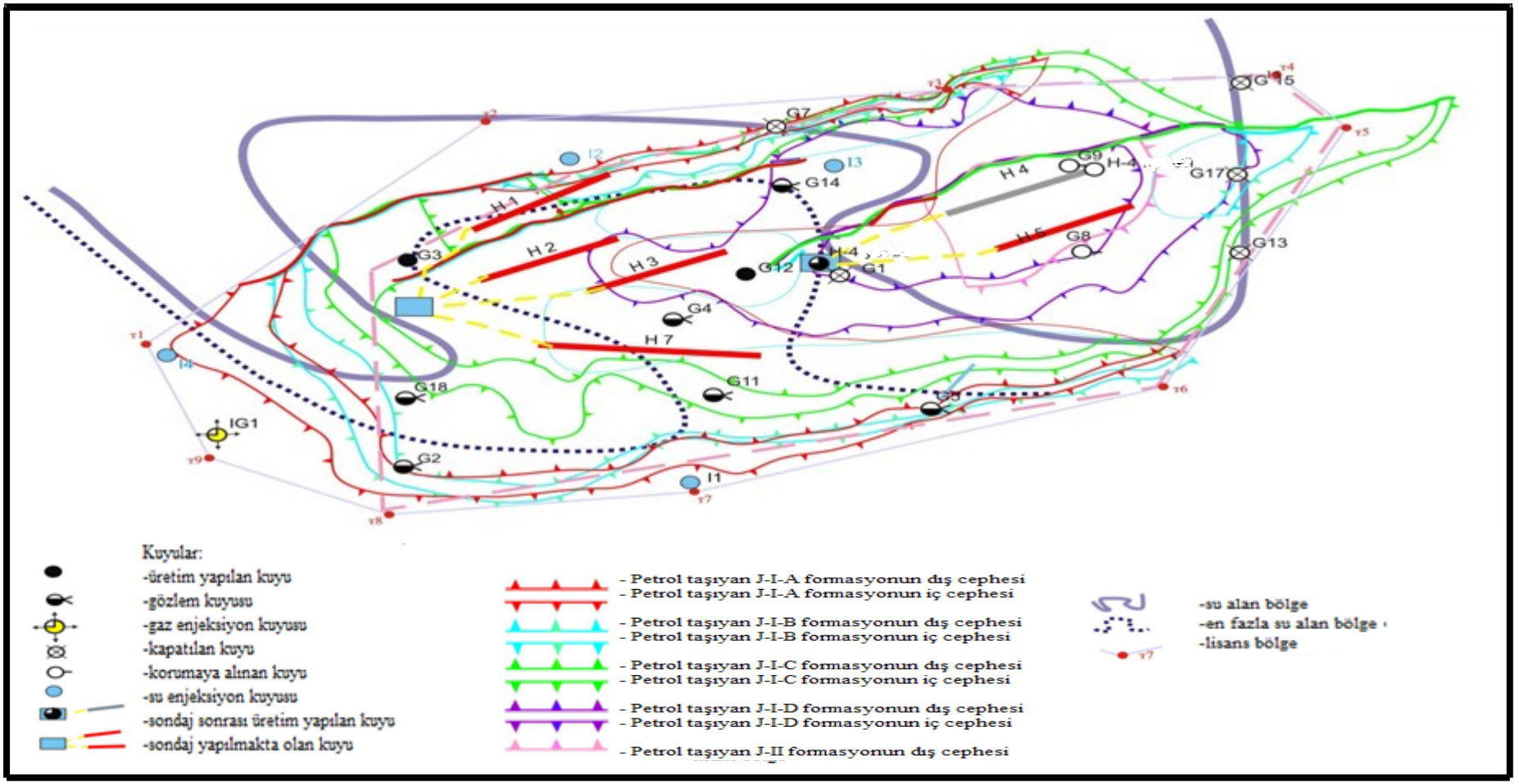
Yatay kuyularından bazılarında (H1, H2, H3, H7) yapılan karot incelemesi üretim zonlarının belirlenmesinde büyük katkı sağladı. Sonradan delinen I4 enjeksiyon kuyusunda da alınan karot incelemesi yapıldı (Avtorskiy Nadzor, 2008).

Çalışmalar sonucunda yeni verilerle eski veriler karşılaştırarak sahayla ilgili analizler yapıldı ve sahanın jeolojik yapısıyla ilgili yeni bilgi edinildi.

2.1.1 Tektonik yapı

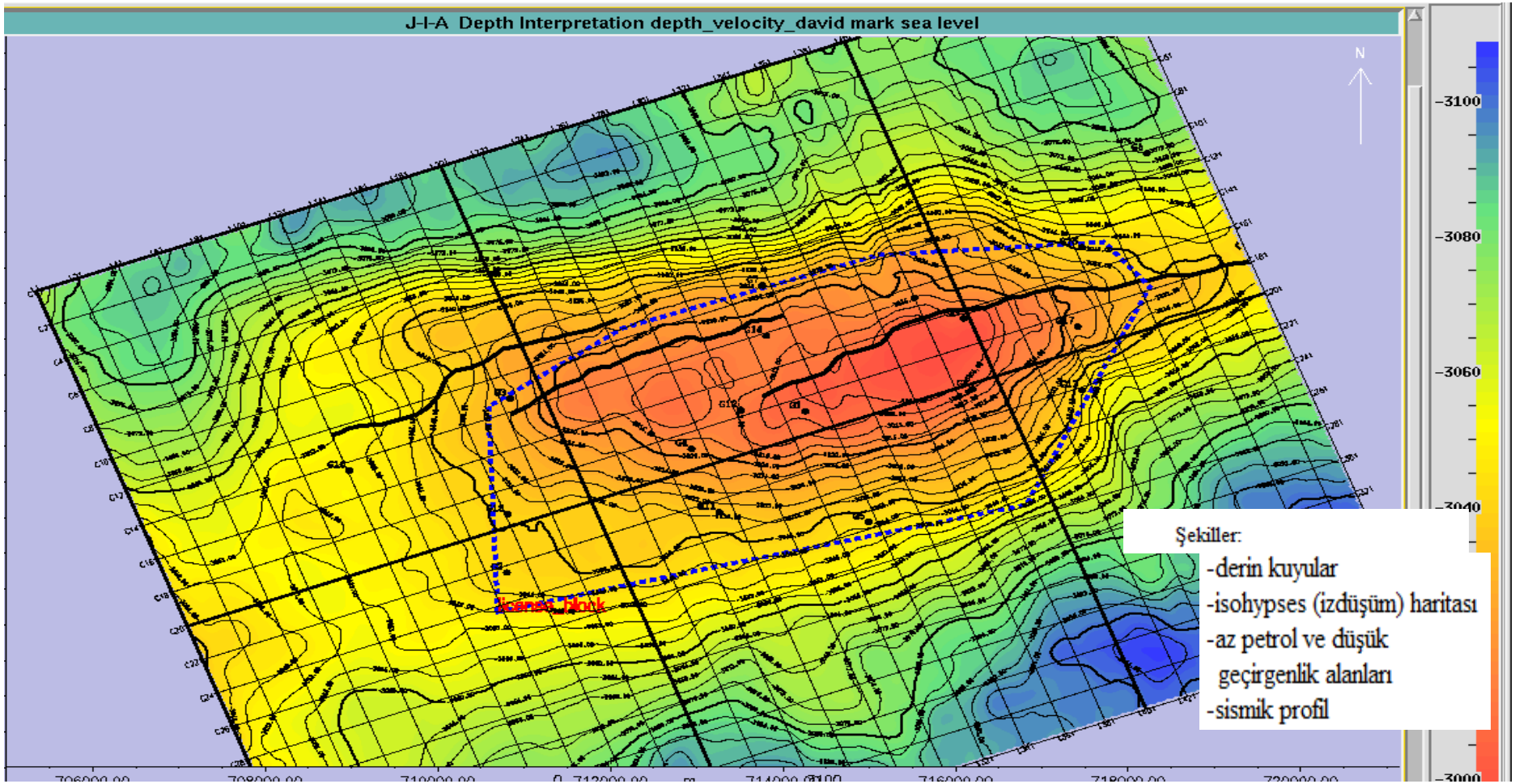
Komsomolsko sahasının yapısı 1977-1978 yıllarında sismik çalışmaları sonucunda TURLANSKOY jeofizik araştırma şirketi tarafından tespit edildi. 1984 yılında Turlanskoy jeofizik araştırma merkezi sahanın yatay yapısal haritasını ve saha kuyularının konumu ile kuyuların durumunu sundu (Şekil 2.1). Yapı modeline göre yerinde petrol miktarı hesaplandı ve hesaba göre yerinde petrol miktarı 15.88 milyon ton'dur (Annotaciya, 2010).

2005 yılında KazahstanKaspiy Şelf şirketi tarafından Komsomolskoe sahasının beş üretim formasyonuna (J-I-A, J-I-B, J-I-C, J-I-D ve J-II) ayrı ayrı 3D (163.75 km^2) sismik araştırma yapıldı. Şekil 2.2'de sahanın yapısal haritaları ve sismik profillerini gösterilmektedir ayrıca sahanın derin kuyuları, rezervuar izdüşüm yapısı, geçirgenlik bölgesi ve sismik profili gösterilmektedir. Şekil 2.3'te J1-A formasyonunun deniz seviyesine göre derinliği verilmektedir ve sahanın beş üretim zonlarının yapısını



Şekil 2. 1 : Saha kuyularının konumu ve kuyuların durumu (KazMunay Şelf, 1989).

Çizelge 2.1 :Şekil 2.2 : Komsomolskoe sahasının yapısal haritası (KazMunay Şelf, 1989).



Şekil 2. 3 : J-I-A formasyonunun deniz seviyesine göre derinliğini gösteren harita (KazMunay Şelf, 1989).

belirlemek için oluşturulmuştur (J-I-A, J-I-B, J-I-C, J-I-D ve J-II). Şekillerdeki veriler, sahanın derinliğine göre sismik dalga özelliğini temsil etmektedir (All Union Scientific-Research Institute, 1986).

2.1.2 Petrol ve gaz içeriği

Komsomolskoe sahasının verimliliği 1984 yılında 2 nolu kuyudan üretilen petrol ve gazla göze çarptı. Petrol ve gazın günlük üretim debisi 136.8 m^3/gün ve 12400 m^3/gün idi. Rezervuar iki ayrı üretim zon kesitine sahiptir bunlar yukarıda da belirttiğimiz gibi J-I ve J-II. J-I üretim zonu kendi içinde 4 üretim formasyonuna (A, B, C ve D) ayrılmaktadır ve formasyonların kendi içinde fiziksel özellikleri farklıdır. Sonuç olarak yeni açılan kuyular ve 3D sismik araştırmaları sahanın jeolojik yapısıyla ilgili ayrıntılı bilgi vermektedir, ayrıca sondaj sırasında formasyon türleri de belirlenmiştir (All Union Scientific-Research Institute, 1986).

J-I üretim zonu

Formasyon A. Tüm kuyularda görülmüştür. Formasyonun toplam kalınlığı 2.4 m'den başlayıp 11.6 m aralığında değişmektedir, genel etkili kalınlık 1.2-9 m, net petrol taşıyan kalınlık ise 1.2 - 4.6 m ve sıvı kalınlığı ise 7.2 m'dir, bu veriler Çizelge 2.1-2.2'de de verilmektedir. Formasyon türü kumtaşı, argillites (argillites) ve kireçtaşından oluşmaktadır.

Petrol su dokunağı 3058.5-3059.3 m arasında değişmektedir. Bu formasyonda 12 kuyuya test yapıldı ve 8 tane kuyudan üretim yapılabileceği tespit edildi. Bunlar: 2, 3, 4, 5, 11, 14, 15 ve 18 kuyularıdır. Maksimum üretim debisi 5 nolu kuyunun 3026-3030 m derinliğinden geldi. Petrolün günlük üretim hacmi 98.6 m^3 ve gazın günlük üretim hacmi ise 10000 m^3'e eşittir. Bununla beraber IG-1 kuyusundan sondaj sırasında test yapıldı ve Schlumberger şirketinin PVT ve diğer analizler sonucu petrol üretilebileceğini ispatladı.

Formasyon B. Tüm kuyularda görülmüştür ama 10, IG-1 ve I4 kuyuları su taşıyıcı çıktı. Petrol su dokunağı 2 nolu kuyuda 3058.3 m derinliğinde yer almaktadır. Formasyonun toplam kalınlığı 1.5-2.5 m aralığında, etkili kalınlık 0.8-2.5 m aralığında, hidrokarbon taşıyan zon 0.9-2.5 m aralığında değişmektedir. Bu

formasyon hidrokarbonun çoğunu içermektedir ve formasyon türü kumtaşı ve kireçtaşıdır (Çizelge 2.1-2.2).

B formasyonundaki 4 tane kuyudan (2, 3, 11, 12) üretim yapılabileceği ispatlandı. Bunlardan 2 ve 3 nolu kuyuda su ağırlıklı üretilirken diğer 11 ve 12 kuyularında petrol ve gaz gelmektedir. Tekrar açılan 3, 4, 11, 12, 14 nolu kuyularının kendi arasında B formasyonuna göre üretimliliğiyle ilgili test yapıldı. 4 ve 14 nolu kuyularının üretim formasyonuna ait olmadığı için üretim olmamakta, 12 nolu kuyu 3003-3006m derinliğinden üretim yapabilmektedir. Petrol ve gazın günlük debisi sırasıyla 333 m^3/gün ve 2400 m^3/gün'dür. 11 nolu kuyudan üretilen petrol ve gaz miktarı tüm B formasyonundan üretilen petrol ve gazın %47.5'ini üretmektedir ve petrol günde 188 m^3 üretilirken gaz 18761 m^3 üretilmektedir. 3 nolu kuyu 3021.5-3024m derinliğinden üretim yapabilmektedir ve B formasyonunun toplam üretiminin %5'i 3 nolu kuyuya aittir.

Formasyon C. Bu formasyon diğer formasyonlar gibi bütün kuyularda görülmüştür ve 2, 5, 6, 7, 10, 13, 15, 18, IG-I ve I4 kuyularından su gelmektedir. Rezervuardaki petrolün çoğu C formasyonundadır. Petrol su dokunağı formasyon yapısına göre değişmektedir. Formasyonun toplam kalınlığı 4-19 m, genel etkili kalınlık 2.7-10.6 m, hidrokarbon bölgesi de 1.1-10.6 m arasında değişmektedir. Formasyon türü kalker ve kumtaşıdan oluşmaktadır, ancak formasyon serttir (Çizelge 2.1-2.2).

Bu formasyonda 6 kuyuya (4, 8, 9, 11, 12 ve 14) test yapılmıştır. En yüksek debi değeri B ve C formasyonlarının birleşmesiyle belirlenmiştir; 150.2 m^3/gün petrol ve 16000 m^3/gün gaz üretilebilmektedir.

Formasyon D. Diğer 3 formasyon gibi tüm kuyularda görülmüştür, ancak 7 kuyudan (1, 8, 9, 12, 14, H4, H3) üretim yapılabilmekte, diğerleri ise formasyonun su zonuna denk gelmektedir. Petrol su dokunağı 14 nolu kuyunun 3050.7 m derinliğinde görülmüştür. Genel kalınlık 8.5-19.3 m aralığında, genel etkili kalınlık 3.4-11.2 m aralığında ve hidrokarbon taşıyan aralık ise 2-5.5 m aralığındadır.

Formasyon türü silttaşı (siltstone), kumlu silt kayalar, kumtaşı ve bentonik foraminiferlidir (Çizelge 2.1-2.2). D formasyonuyla ilgili veri sonuçları 4 tane (8, 9, 12, ve 14) kuyudan alınan örneklerin analizleriyle ispatlandı. Sonuçlara göre 14 nolu kuyudan sadece petrol gelmektedir, diğer kuyulardan petrol ve gaz gelmektedir.

Petrol günde 42.6 m^3 üretilirken gaz günde 71.2 m^3 üretilmektedir. Bununla beraber D formasyonuna 3024-3028 m derinliği için ayrı test yapıldı ve bu derinliğinin verimliliği %62.2 artış gösterdi.

J-II üretim zonu

3047-3052m derinliğine yapılan araştırmaya göre günde 300 m^3 petrol üretimi yapılabilmektedir. Petrol su dokunağının 9 nolu kuyuda 3071.9 m derinliğinde olduğu belirlenmiştir. Formasyon türü kalkerli kumtaşından ve kumlu silt kayalarla beraber kireçtaşından oluşmaktadır (Kairbekov vd., 1986).

Ancak on numaralı kuyudan numune alınmadığı için Çizelge 2.1 ve Çizelge 2.2'de görülmemektedir ve Çizelge 2.2'de rezervuar ve toplam net kalınlığından hariç hidrokarbon ve su taşıyan bölgelerin kalınlığı gösterilmektedir.

2.2 Üretim Formasyonlarının Özellikleri

Komsomolskoe sahasının üretim zonlarının özellikleri birbirinden çok farklıdır. Üretim zonlarının 1986 yılındaki yerinde petrol ve gaz miktarının hesaplanması 14 tane kuyudan alınan karot sonuçlarına dayanmaktadır. Ayrıca 2 Eylül 2009 tarihinde I4 kuyusunun 3037-3097 m derinliğinden karot alındı ve analiz yapıldı (Avtorskiy Nadzor, 2009). Analiz için toplam 15 kuyudan 816 adet karot alınıp analiz yapılmıştır. Alınmış olan karotlardan yoğunluk, gözeneklilik, petrol ve su doymuşluğu, yatay ve düşey geçirgenliği ve hidrokarbonun bileşimi hesabı yapıldı. Çizelge 2.3'de karot analizlerinin sonuçları farklı yöntemlerle ölçüm sonuçları gösterilmiştir. Çizelge 2.4'te üretim zonlarının kalınlıkları verilmektedir.

A formasyonu. Gözenekliliği 2, 3, 4, 5 ve 10 kuyuları için laboratuvar sonuçlarına göre %13.3-21.1 arasında değişmektedir. Ortalama değeri %16.6 dır. Bu bölgenin geçirgenliği ise 1.23-191.14 md arasında değişirken ortalama değeri 26.02 md'dır. Gözeneklilik ve petrol ve gaz doymuşluğu (hidrokarbon doymuşluğu) ise 19 numune sonucuna göre %16.4 ve %60.97 bulundu (TOO KomMunay, 1986).

B formasyonu. Bu formasyonun geçirgenliği düşüktür. Gözeneklilik değeri 18 karot numunesinin analiz sonuçlarına göre %13.8-21.2 arasındadır. 3, 7 ve 14 nolu kuyularından alınan 16 numuneye analiz yapıldı ve geçirgenliği 1.1-54.42 md ve

Çizelge 2.1 : Rezervuarın derinlik özellikleri, üst ve alt derinlikleri (All Union Scientific-Research Institute, 1986).

Tabaka	Formasyon	**Kuyu numarası**		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**11**	**12**	**13**
		Deniz seviyesinden yükseklik, m		-22.3	-21.2	-20.3	-20	-21.1	-21.6	-20.6	-19.2	-20.8	-20.6	-20.1	-20
		Derinlik, m		4458	4281	3100	3171	3105	3124	3085	3110	3100	3130	3100	3100
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**
J-I	A	Mutlak derinlik	üst, m	-3008.7	-3041.2	-3028.3	-3020	-3043.1	-3077.3	-3030.1	-3006.7	-3001.8	-3035.6	-3013.1	-3044
			alt, m	-3011.1	-3050.4	-3037.7	-3027.8	-3050.5	-3080.6	-3037.4	-3013.4	-3008	-3044.4	-3019.3	-3051.4
		Kalınlık, m			9.2	9.4	7.8	7.4	3.3	7.3	6.7	6.2	8.8	6.2	7.4
		Petrol su dokunağı, m													
		Formasyon türü		kumtaşı, argillites (argillites) ve kireçtaşı											
	B	Mutlak derinlik	üst, m	-3016.3	-3056.5	-3042.3	-3031.8	-3056.4	-3085.2	-3043	-3016.6	-3010.8	-3050.3	-3025.1	-3053.6
			alt, m	-3018.3	-3059.6	-3045.1	-3034.8	-3058.9	-3087.4	-3045.4	-3018.8	-3012.8	-3051.8	-3028.3	-3055.6
		Kalınlık, m			3.1	2.8	3	2.5	2.2	2.4	2.2	2	1.5	3.2	2
		Petrol su dokunağı, m			-3058.3										
		Formasyon türü		kumtaşı ve kireçtaşı											
	C	Mutlak derinlik	üst, m	-3021.3	-3062.2	-3047.9	-3038.6	-3061.3	-3089.6	-3048.9	-3022	-3015.8	-3054.6	-3030.3	-3060
			alt, m	-3025.3	-3076.9	-3066.5	-3056	-3071.1	-3099.7	-3058.4	-3030.3	-3023.8	-3071.6	-3041.1	-3066.8
		Kalınlık, m		14.7	18.6	17.4	9.8	10.1	9.5	8.3	8	17	10.8	6,8	
		Petrol su dokunağı, m				-3052.8				-3049.1					
		Formasyon türü		kalker ve kumtaşı											
	D	Mutlak derinlik	üst, m	-3036.3	-3080	-3068.3	-3056.7	-3073.5	-3101.3	-3062	-3033.2	-3026.8	-3074.6	-3045.7	-3072
			alt, m	-3048.7	-3090.2	-3078.7	-3067.2	-3088.5	-3120.6	-3077.8	-3047	-3041.2	-3083.6	-3058.3	-3080.5
		Kalınlık, m		10.2	10.4	10.5	15	19.3	15.8	13.8	14.4	9	12.6	8.5	
		Petrol su dokunağı, m													
		Formasyon türü		silttaşı (siltstone), kumlu silt kayalar, kumtaşı ve bentonik foraminifer											
J-II		Mutlak derinlik	üst, m	-3066.3	-3121	-3117	-3093.5	-3120			-3063.2	-3053		-3079.1	-3101
			alt, m								-3081.2	-3076		-3095.1	
		Kalınlık, m								18	23		16		
		Petrol su dokunağı, m										-3071.9			

Çizelge 2.1 : Rezervuarın derinlik özellikleri, üst ve alt derinlikleri (devam) (All Union Scientific-Research Institute, 1986).

Tabaka	Formasyon	**Kuyu numarası**		**14**	**15**	**17**	**18**	**IG1**	**H4**	**H1**	**H2**	**H3**	**H7**	**I4**
		Deniz seviyesinden yükseklik, m		-20.4	-21.6	-21	-20.5	-15,5	-17.26	-16.2	-16.2	-16.2	-16.2	-16.14
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
J-I	A	Mutlak derinlik	üst, m	-3013.9	-3049.1	-3027.5	-3039	-3056.3	-3001.15	-3026.1	-3012.85	-3011.45	-3022.52	-3054.44
			alt, m	-3020.9	-3054.2	-3031.6	-3048	-3067.5	-3006.29	-3033.47	-3016.49	-3017.7	-3033.02	-3066.04
		Kalınlık, m			5.1	4.1	9	11.2	5.14	7.37	3.64	6.25	10.5	11.6
		Petrol su dokunağı, m						-3059.3						-3058.5
	B	Mutlak derinlik	üst, m	-3027	-3058.6	-3035.6	-3053.8	-3073.5	-3008.76	-3037.35	-3019.32	-3022.7	-3037.48	-3071.84
			alt, m	-3030	-3060.2	-3038	-3056	-3076.5	-3011.04	-3039.47	-3020.83	-3025.8	-3039.15	-3074.44
		Kalınlık, m			1.6	2.4	2.2	3	2.28	2.12	1.51	3.1	1.67	2.6
		Petrol su dokunağı, m												
	C	Mutlak derinlik	üst, m	-3032.9	-3062.7	-3041.6	-3059	-3079.5	-3013.34	-3042.32	-3023.19	-3029.4	-3043.49	-3077.44
			alt, m	-3044.7	-3072.9	-3050	-3071.9	-3097.5	-3021.32		-3042.23	-3041.9		-3092.24
		Kalınlık, m		10.2	8.4	12.9	18.1	7.98		19.04	12.5		14.8	
		Petrol su dokunağı, m												
	D	Mutlak derinlik	üst, m	-3048.6	-3075.6	-3051.8	-3077	-3100	-3021.71		-3043.35	-3044.2		-3095.04
			alt, m	-3061.3	-3093	-3063.1	-3086.7	-3114.5						-3109.04
		Kalınlık, m		17,4	11.3	9.7	14.5						14	
		Petrol su dokunağı, m		-3050.7										
J-II		Mutlak derinlik	üst, m	-3077.4	-3110.6									
			alt, m	-3096.4	-3126.6									
		Kalınlık, m		16										
		Petrol su dokunağı, m												

Çizelge 2.2 : Rezervuarın derinlik özellikleri (rezervuar, net, HC taşıyan ve su taşıyan zonlarının kalınlıkları) (All Union Scientific-Research Institute, 1986).

Tabaka	Formasyon	Kuyu numarası	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15	17	18	IG1	I4
	A	**Rezervuar kalınlığı, m**	4.6	4.4	2.6	3.2					7.2			1.5			4.6	10.6	10.0
		Toplam net kalınlık, m	3.0	3.4	2.6	3.2					4.6			1.2			4.6	9.0	8.6
		HC taşıyan bölge kalınlığı, m	3.0	3.4	2.6	3.2					4.6			1.2			4.6	1.8	1.4
		Su taşıyan bölge, m																7.2	7.2
	B	**Rezervuar kalınlığı, m**	1.8	2.6		0.9					1.5	3.2				1.0	2.2	0.8	2.6
		Toplam net kalınlık, m	1.8	1.0		0.9					1.5	2.5				1.0	2.2	0.8	2.2
		HC taşıyan bölge kalınlığı, m	1.8	1.0		0.9					1.5	2.5				1.0	2.2		
		Su taşıyan bölge, m																0.8	2.2
	C	**Rezervuar kalınlığı, m**	14.7	18.6	16.7	9.8	10.1	9.0	8.2	3.2	5.9	10.7	5.8	11.7	10.0	8.4	12.9	17.4	14.6
		Toplam net kalınlık, m	7.3	9.0	10.6	6.4	5.6	6.7	6.2	2.7	4.1	6.9	4.5	8.3	7.2	6.8	9.7	9.6	7.6
		HC taşıyan bölge kalınlığı, m		1.1	10.6				6.2	2.7	2.1	6.9		8.3		6.8			
		Su taşıyan bölge, m	7.3	7.9		6.4	5.6	6.7			2.0		4.5		7.2		9.7	9.6	7.6
	D	**Rezervuar kalınlığı, m**	9.9	10.4	10.5	14.7	12.4	15.5	13.8	6.2	6.6	12.5	8.3	12.2	9.1	10.6	9.7	11.6	10.0
		Toplam net kalınlık, m	6.8	7.2	8.7	11.2	8.8	9.6	5.5	3.8	6.6	8.4	4.2	9.2	7.1	8.6	3.4	4.8	5.2
		HC taşıyan bölge kalınlığı, m							5.5	3.8		3.5		2.0					
		Su taşıyan bölge, m	6.8	7.2	8.7	11.2	8.8	9.6			6.6	4.9	4.2	7.2	7.1	8.6	3.4	4.8	5.2

ortalama değeri 8.05 md, ortalama gözeneklilik değeri %15.68, petrol ve gaz doymuşluğu %58.18 olarak ölçüldü (TOO KomMunay, 1986).

C formasyonu. Özelliğini 3, 4, 5, 6, 7, 12 ve 14 nolu kuyulardan alınan 172 karot analizi göstermektedir. Gözenekliliği %13.5-22.8 arasında değişmektedir ve ortalama değeri %16.7'dir. Geçirgenliği ise 1.05-198.21 md arasında değişmekte, ortalama değeri 64.78 md, petrol ve gaz doymuşluğu %64.78'dir (TOO KomMunay, 1986).

D formasyonu. 61 numune analiz sonuçlarına göre formasyonun gözenekliliği %13.5-19.6 arasında değişip ortalama değeri %16.6'ya eşittir. Geçirgenliği 1.23-191.4 md arasında değişirken, ortalama değeri ise 26.02 md'dir. Araştırma sonuçlarına göre petrol ve gaz doymuşluğu yüksek olarak belirlendi (%68.02) (TOO KomMunay, 1986).

J-I üretim zonu. Genel ortalama özelliğine bakılırsa, laboratuvar analizlerine göre gözeneklilik %16.7, geçirgenlik 28.88 md ve petrol ve gaz doymuşluğu %63.49'dur.

J- II üretim zonu. Ancak 9 nolu kuyudan alınan karot analizi J-II üretim zonunu temsil etmektedir. Analiz sonuçlarına göre ortalama gözeneklilik değeri %15.5'e, geçirgenlik 3.67 md ve petrol ve gaz doymuşluğu %60.4'tür (TOO KomMunay, 1986).

2.3 Petrol, Gaz ve Suyun Özellikleri

Sahadaki petrol ve gazın fiziksel ve kimyasal özelliğini araştırmak için IG-1 kuyusunun 3042 metre derinliğinden karot kesiti alınarak laboratuvarda analiz yapılmıştır ve sonuçları Çizelge 2.3'de verilmiştir ve bununla beraber gazdan ayrılan petrolün özelliği de belirlenmiştir. Çizelge 2.5'te ham petrolün özelliği, Çizelge 2.6'da ilk parlama anındaki petrol özellikleri ve Çizelge 2.7'de gazdan arındırılan ham petrolün fiziksel ve kimyasal özellikleri ve bileşimi verilmektedir.

Genel olarak sahanın J-I kesitinden geçen derin kuyudan 14 numune ve yukarı kesitten de 3 numune alındı. Alınmış olan numunelere analiz yapılmıştır.

Analiz sonuçlarına göre rezervuardaki petrolün yoğunluğu 609.7-703.4 kg/m^3 arasında değişmekte olup, ortalama yoğunluğu 653.2 kg/m^3'dir. Ortalama rezervuar sıcaklığı 107^oC, ortalama kabarcık noktası basıncı 10.35 ile 14.39 MPa arasında

Çizelge 2.3: Karot analizlerinin sonuçları.

Analiz Yöntemi	İsim	Geçirgenlik[1], 10^{-3} µm^2	Gözeneklilik	Hidrokarbon doymuşluğu
1	2	3	4	5
Formasyon A				
Karotun laboratuvar analizi	Kuyu sayısı	5	5	-
	Numune sayısı	88	88	-
	Ortalama değer	43.92	0.166	-
	Değişim aralığı	1.44-208.95	0.133-0.211	-
Jeofizik analiz	Kuyu sayısı	-	12	-
	Numune sayısı	-	19	-
	Ortalama değer	-	0.164	0.6097
	Değişim aralığı	-	0.143-0.189	0.521-0.69
Hidrodinamik analiz	Kuyu sayısı	6	-	-
	Numune sayısı	11	-	-
	Ortalama değer	27.0	-	-
	Değişim aralığı	2.0-50.0	-	-
Formasyon B				
Karotun labaratuvar analizi	Kuyu sayısı	3	4	-
	Numune sayısı	16	18	-
	Ortalama değer	8.05	0.166	-
	Değişim aralığı	1.1-54.42	0.138-0.212	-
Jeofizik analiz	Kuyu sayısı	-	10	-
	Numune sayısı	-	12	-
	Ortalama değer	-	0.1568	0.5818
	Değişim aralığı	-	0.14-0.177	0.52-0.66
Hidrodinamik analiz	Kuyu sayısı	2	-	-
	Numune sayısı	3	-	-
	Ortalama değer	42.0	-	-
	Değişim aralığı	15.0-76.0	-	-
Formasyon C				
Karotun labaratuvar analizi	Kuyu sayısı	6	7	-
	Numune sayısı	169	172	-
	Ortalama değer	24.02	0.167	-
	Değişim aralığı	1.05-198.21	0.135-0.228	-
Jeofizik analiz	Kuyu sayısı	-	12	-
	Numune sayısı	-	25	-
	Ortalama değer	-	0.15914	0.6478
	Değişim aralığı	-	0.14-0.19	0.573-0.73
Hidrodinamik analiz	Kuyu sayısı	6	-	-
	Numune sayısı	6	-	-
	Ortalama değer	17	-	-
	Değişim aralığı	4.0-76.0	-	-

[1] $1\mu m^2 = 1013$ md
$10^{-3} = 1.013$ md

Çizelge 2.3: Karot analizlerinin sonuçları (devam).

1	2	3	4	5
Formasyon D				
Karotun labaratuvar analizi	Kuyu sayısı	5	6	-
	Numune sayısı	59	61	-
	Ortalama değer	26.02	0.166	-
	Değişim aralığı	1.23-191.14	0.135-0.196	-
Jeofizik analiz	Kuyu sayısı	-	8	-
	Numune sayısı	-	13	-
	Ortalama değer	-	0.1707	0.6802
	Değişim aralığı	-	0.1532-0.19	0.616-0.73
Hidrodinamik analiz	Kuyu sayısı	3	-	-
	Numune sayısı	3	-	-
	Ortalama değer	11.0	-	-
	Değişim aralığı	10.0-12.0	-	-
Toplam J-I formasyonu				
Karotun labaratuvar analizi	Kuyu sayısı	10	11	-
	Numune sayısı	332	339	-
	Ortalama değer	28.88	0,167	-
	Değişim aralığı	1.05-208.95	0.133-0.228	-
Jeofizik analiz	Kuyu sayısı	-	15	-
	Numune sayısı	-	52	-
	Ortalama değer	-	0.167	0.6349
	Değişim aralığı	-	0.14-0.19	0.52-0.73
Hidrodinamik analiz	Kuyu sayısı	10	-	-
	Numune sayısı	23	-	-
	Ortalama değer	26.0	-	-
	Değişim aralığı	2.0- 76.0	-	-
J-II				
Karotun labaratuar analizi	Kuyu sayısı	1	1	-
	Numune sayısı	2	2	-
	Ortalama değer	3,67	0.155	-
	Değişim aralığı	3.47-3.86	0.149-0.162	-
Jeofizik analiz	Kuyu sayısı	-	1	-
	Numune sayısı	-	3	-
	Ortalama değer	-	0.163	0.604
	Değişim aralığı	-	0.161-0.165	0.58-0.622
Hidrodinamik analiz	Kuyu sayısı	1	-	-
	Numune sayısı	1	-	-
	Ortalama değer	1	-	-
	Değişim aralığı	-	-	-

değişmektedir. Ortalama kabarcık noktası basınç değeri 12.33 MPa'dır. Petrol gaz miktarı (GOR) 112.5-183.2 m^3/t arasında değişmekte, ortalama değeri 153.5 m^3/t ve rezervuardaki petrol akmazlığının ortalama değeri 0.48 MPa•s'dir (Çizelge 2.5) (NIPIneftgaz, 2009-a).

Çizelge 2.4: Üretim zonlarının kalınlığı.

Kalınlık	Name	J-I				J-I	J-II
		A	B	C	D		
Toplam	Ortalama, m	6.36	1.71	11.3	10.97	30.34	18.4
	Değişim aralığı, m	2.4-12	0.8-3.2	3.2-18.6	6.2-15.5	12.6-49.3	16.0-23.0
HC taşıyan bölge kalınlığı, m	Ortalama, m	2.87	1.56	5.59	3.7	13.72	7.5
	Değişim aralığı, m	1.2-4.6	0.9-2.5	1.1-10.6	2.0-5.5	5.2-23.2	-
Su doymuşluğu	Ortalama, m	7.2	1.18	7.02	7.1	15.48	2.73
	Değişim aralığı, m	-	0.7-2.2	2.0-9.7	3.4-11.2	6.1-23.1	1.0-4.9
Net kalınlık	Ortalama, m	4.69	1.53	7.16	7.14	20.52	5.23
	Değişim aralığı, m	1.2-9	0.8-2.5	2.7-10.6	3.4-11.2	8.1-33.3	1.0-9.8

Rezervuarın 2, 3 ve H4 nolu kuyularının üst kısmından alınan üç numunenin fiziksel ve kimyasal özelliği belirlendi. Hafif, az kükürtlü, yüksek parafinli petrolün yoğunluğu 770 ile 786.4 kg/m^3 arasında değişmekte ve ortalama değeri 775.5 kg/m^3'tür. Ham petrolde ortalama %0.05 kükürt, %9.17 parafin ve %5.87 reçine olduğu tespit edildi (NIPIneftgaz ve Kaspiymunaygaz, 2008). Şekil 2.6'da rezervuar derinliğine göre gaz petrol oranı değerinin değişimi verilmektedir. KaspiyMG, OMV ve Schlumberger şirketleri tarafından 14 numune alındı ve gaz petrol oranı analizi yapıldı. Sonuçlara göre gaz petrol oranı ortalama değeri yukarıda da belirttiğimiz gibi 153.5 m^3/t'dur. Aynı numuneleri kullanarak Şekil 2.7'de derinliğe göre petrol formasyon hacim faktörü değerinin değişimi, Şekil 2.6'de ise derinliğe göre petrolün yoğunluk değerinin değişimi ve Şekil 2.7'da derinliğe göre petrolün

akmazlık değerinin değişim grafikleri sunulmaktadır. Ayrıca bu özelliklerin değişim aralığı ve ortalama değeri Çizelge 2.6'da da verilmiştir.

Çizelge 2.5: Petrolün ortalama özellikleri.

İsim	J-I			
	Numune sayıları		Değişim aralığı	Ortalama değer
	Kuyu	Numune		
1	2	3	4	5
Kabarcık noktası basıncı[2], MPa	5	14	10.35-14.39	12.33
Gaz petrol oranı, m^3/t	5	14	112.5-183.2	153.5
Separatör gaz petrol oranı, m^3/t				
Seperatör I (P=3.45-0.69 MPa, T=20-40°C)	2	5	53.61-82.46	65.15
Seperatör II (P=0.10 MPa, T=15.6°C)	2	5	7.66-66.43	42.3
Toplam gaz petrol oranı, m^3/t	2	5	88.52-120.38	107.46
Rezervuar petrolünün yoğunluğu, kg/m^3	5	14	609.7-703.4	653.2
Akmazlık[3], mPa*s	5	14	0.25-0.78	0.48
Kabarcık noktadaki formasyon hacim faktörü	5	14	1.384-1.606	1.498
Orijinal basınçtaki formasyon hacim faktörü	5	14	1.331-1.550	1.441
Rezervuar sıcaklığı, ^oC	5	14	106-108	107

Gaz özelliği. Alınmış olan 24 tane örnek analizi sonucunda belirlendi. Gaz düşük karbon asitli ve düşük azotludur. Gazın ağırlıklı bileşeni metandır (%44.68-%58.81) ve ortalama değeri %51.05'dir. Ayrıca %10.10 etan, %3.76 propan içermektedir. Hidrojen sülfid, azot ve karbondioksit mol içeriği sırasıyla %0.07, 3.04 ve 1.24'tür.

[1] 1 MPa = 10^6 Pa = 145 psi = 10 bar
12,33 MPa = 123.3 bar
[2] 1 Pa•s = 10^3 cp, 1 mPa•s = 1 cp
0.48 mPa•s = 0.48 cp

Çizelge 2.6 : Petrolünün ayrıntılı özellikleri.

Kuyu No	Formasyon	Alınan tarih	Perforasyon aralığı	Mutlak derinlik	Numune basıncı	Numune sıcaklığı	Kabarcık basıncı	Rezervuar petrol yoğunluğu	Formasyon hacim faktörü		Gaz petrol oranı		Separatördeki petrol yoğunluğu		Separatördeki gaz yoğunluğu	Petrol akmazlığı	Sıkıştırılabilirlik
									@ P_b	@ P_i			15.6°C	20°C			
			m	m	MPa	°C	MPa	kg/m^3			m^3/m^3	m^3/t	kg/m$_3$	kg/m^3	kg/m^3	mPa•s	1/MPa
2	J-I, A	26.02.06	3023-3028	-3046.7	32.06	107	11.28	609.7	1.516	1.449	124.1	157.18		789.4	1.385	0.442	$20.83 \cdot 10^{-4}$
2	J-I, A	26.02.06	3023-3028	-3046.7	32.06	107	10.35	626.0	1.410	1.338	88.2	112.55		783.4	1.364	0.439	$21.93 \cdot 10^{-4}$
2	J-I, A	23.02.06	3023-3028	-3046.7	32.68	107	12.30		1.549	1.482	116.2	148.4		782.7	1.569	0.361	$20.97 \cdot 10^{-4}$
2	J-I, A	23.02.06	3023-3028	-3046.7	32.68	107	14.39	676.0	1.484	1.439	127.0	161.0	792.2	788.6	1.381	0.250	$16.40 \cdot 10^{-4}$
2	J-I, A	23.02.06	3023-3028	-3046.7	32.68	107	12.71	681.1	1.443	1.395	126.0	159.35	794.2	790.7	1.321	0.310	$16.23 \cdot 10^{-4}$
3	J-I, A,	03.11.06	3011-3024	-3037.8	32.44	106	12.46	646.0	1.503	1.455	115.3	147.18	787.0	783.4	1.300	0.403	$15.88 \cdot 10^{-4}$
3	J-I, A,B	03.11.06	3011-3024	-3037.8	32.44	106	12.47	650.0	1.493	1.450	116.4	148.58	787.0	783.4	1.348	0.383	$14.71 \cdot 10^{-4}$
12	J-I, D	21.08.06	3024-3028	-3046.1	33.09	108	13.27	645.0	1.569	1.511	144.0	183.21	789.6	786.0	1.310	0.591	$18.39 \cdot 10^{-4}$
12	J-I, D	21.08.06	3024-3028	-3046.1	33.09	108	13.25	636.0	1.606	1.550	143.3	181.95	791.2	787.6	1.388	0.493	$17.18 \cdot 10^{-4}$
12	J-I, D	22.08.06	3024-3028	-3046.1	33.09	108	13.21	639.0	1.579	1.536	141.9	180.70	788.9	785.3	1.397	0.440	$13.56 \cdot 10^{-4}$
18	J-I, A	16.12.06	3024-3030	-3047.5	32.51	108	12.66	642.0	1.528	1.459	119.2	152.00	787.8	784.2	1.287	0.557	$17.42 \cdot 10^{-4}$
18	J-I, A	16.12.06	3024-3030	-3047.5	32.64	108	12.64	636.0	1.518	1.453	114.6	145.9	789.0	785.4	1.264	0.503	$16.18 \cdot 10^{-4}$
IG-1	J-I	2009	3042	-3067	33.41	106	10.81	701.0	1.384	1.330	105.4	134.6	787.0	782.7	1.404	0.776	$21.65 \cdot 10^{-4}$
IG-1	J-I	2009	3042	-3067	33.41	106	10.87	703.4	1.384	1.331	106.8	136.54	786.5	782.2	1.434	0.724	$21.29 \cdot 10^{-4}$

Çizelge 2.7 : Gazdan arındırılan ham petrolün fiziksel ve kimyasal özellikleri ve bileşimi.

İsim	J-I			
	Numune sayıları		Değişim aralığı	Ortalama değer
	Kuyular	Kuyular		
1	2	3	4	5
[4]Kinematik akmazlık, mm^2/s				
@ 20°C	3	3	2.59-3.95	3.95
50°C	3	3	1.60-2.11	1.77
Akma noktası sıcaklığı, °C	2	2	6-9	7.5
İçeriği, ağırlık % :				
Sülfür	3	3	0.018-0.12	0.05
Parafin	3	3	8.10-11.22	9.17
Silika jel reçinesi	3	3	4.52-7.1	5.87
Kısmı bileşimi, hacim %:				
Görünür kaynama noktası	3	3	36.5-70	47.8
200 °C altında	3	3	33-39	36.5
260 °C altında	3	3	44-53	49.3
300 °C altında	3	3	61.5-62.5	62
Petrol yoğunluğu @ 20^0C, kg/m^3	3	3	770.0-786.4	775.5

Komsomolskoe sahasının seperatör öncesi gaz bileşimlerinin mol yüzdesi Çizelge 2.8'de verilmiştir. Ayrıca gazın seperasyon sonrasındaki bileşimi belirlendi (Çizelge 2.9) (NIPIneftgaz, 2008).

Suyun fiziksel özelliği ve kimyasal içeriği. Analiz sırasında 3 nolu kuyudan su örneği alındı ve incelendi. J-I zonunun alt kısmındaki suyun tuzluluğu 171.8 g/dm^3, pH değeri 6.15 ve özgül yoğunluğu 1.126 g/cm^3'tür. Çizelge 2.10'da suyun özellikleri verilmektedir (NIPIneftgaz, 2008).

2.4 Petrol ve Çözünmüş Gaz Rezervi

Komsomolskoe saha rezervuarının üretim bölgesi iki jura kesimi olarak bilinmektedir (J-I ve J-II).

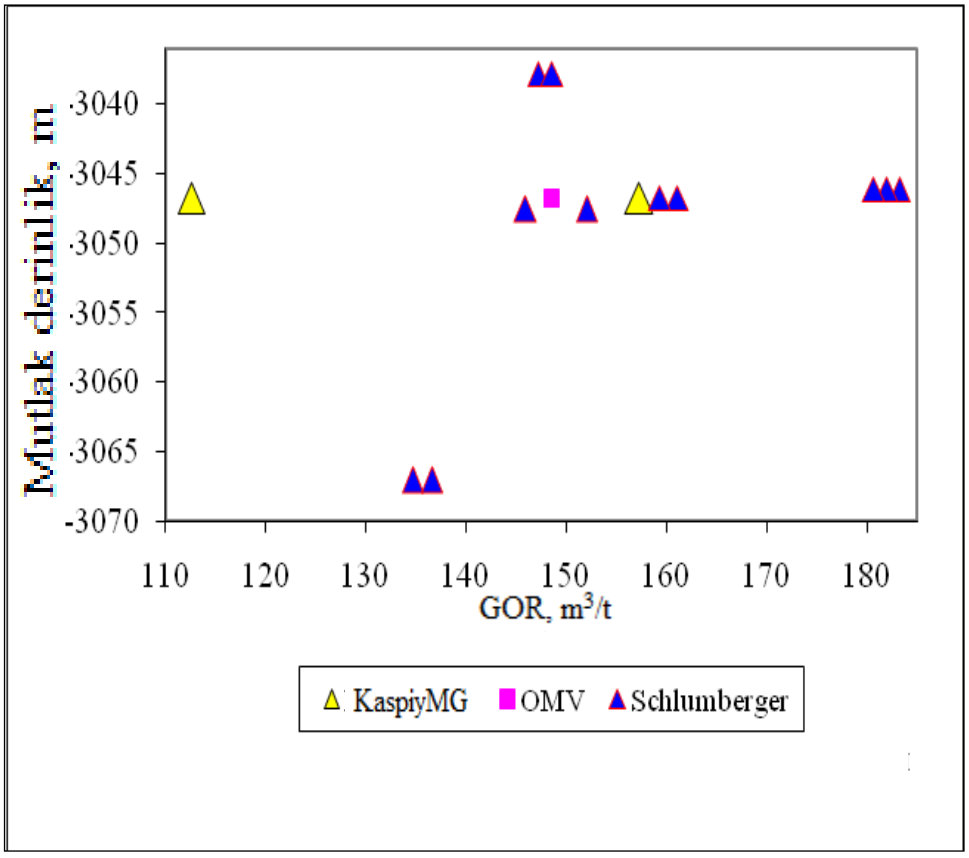
1986 yılında Komsomolskoe sahasının 01.10.1986 tarihine ait rezervuardaki petrol ve gaz miktarı hesabı yapıldı (Annotaciya, 2010).

---

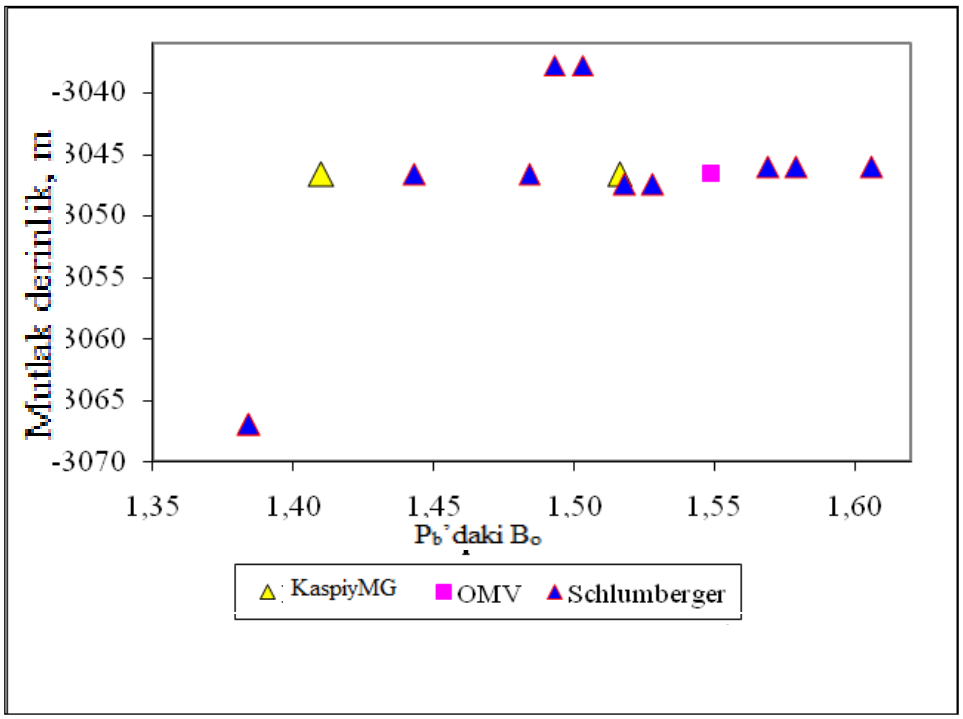
[4] 1 centistoke = 10^{-6} m^2/s = 1 $\frac{cp}{g/cm^3}$ = 1 $\frac{mm^2}{s}$

Tam 21 yıl sonra, 2007 yılında Komsomolskoe sahasından alınan örneklerle yeni verileri kullanarak yerinde petrol ve çözünmüş gaz miktarı hesaplandı ve artış olduğu belirlendi.

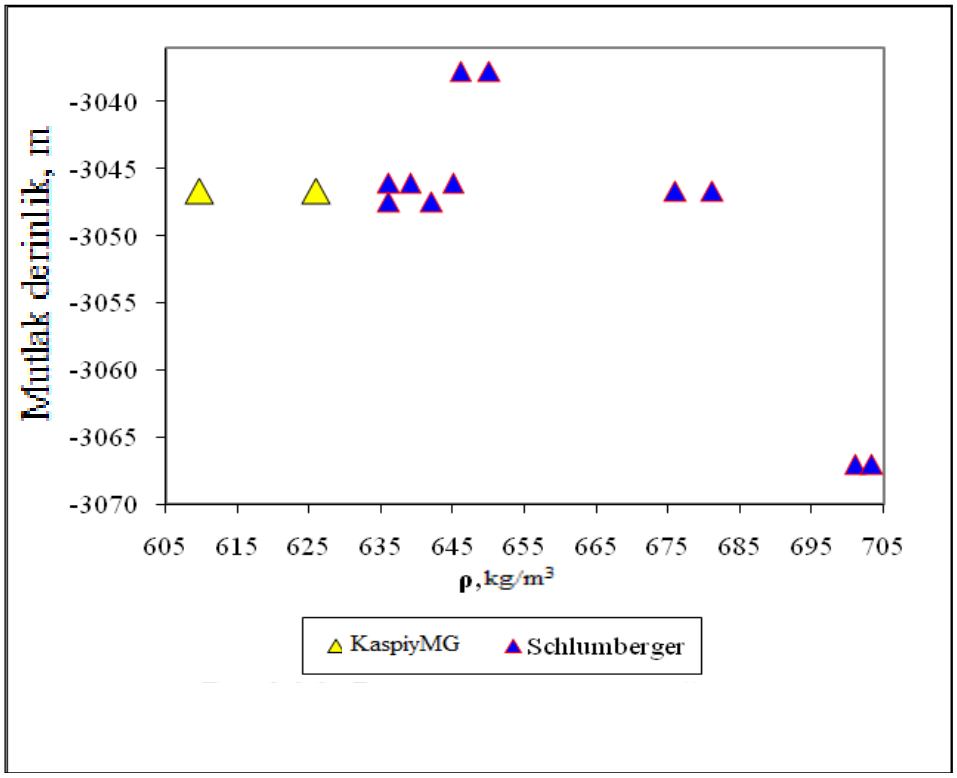
J-I zonunda yerinde petrol miktarı %18 artarken gaz miktarı %16 artmaktadır. Bu değişim rezervuar yapısının değişimiyle orantılıdır. Yeni kuyuların açılmasıyla petrol su dokunak noktaları tam olarak gösterildi ve yerinde petrol ve gaz miktarı hesabı da tam olarak belirlendi. J-II zonunda da artış olduğu göründü. J-II zonunda yerinde petrol miktarı %47 ve gaz miktarı %46 artış göstermektedir. Genel olarak rezervuarda C_1 miktarı %6 ve çözünmüş gaz %5 arttı, C_2 %78 ve çözünmüş gaz %77 artmıştır. Sonuç olarak; yeni veriler değerlendirilerek, Komsomolskoe sahasının yerinde petrol miktarı yaklaşık 18.6 milyon ton olarak hesaplandı (Baker Petrolite Upstream ve KomMunay, 2009).



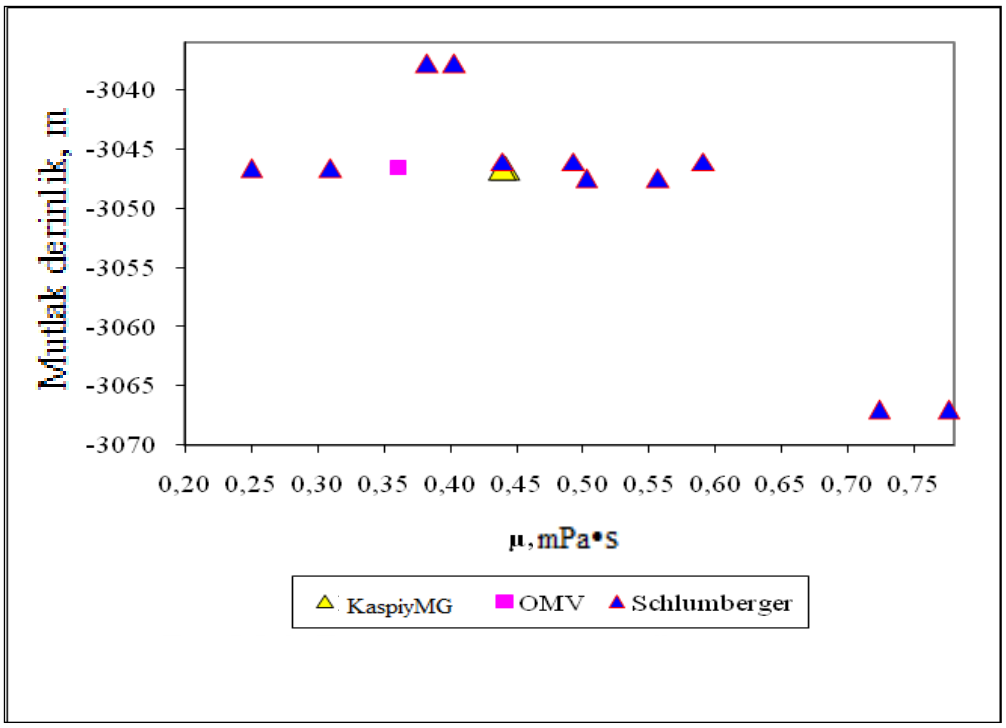
Şekil 2.4 : Derinliğe göre gaz petrol oranı (GOR) değerinin değişimi.



Şekil 2.5 : Derinliğe göre formasyon hacim faktör değerinin değişimi.



Şekil 2.6 : Derinliğe göre petrolün yoğunluk değerinin değişimi.



Şekil 2.7 : Derinliğe göre petrolün akmazlık değerinin değişimi.

Çizelge 2.8 : Komsomolskoe sahasının seperatör öncesi gaz bileşim değerleri, %.

İsim	Değişim aralığı, %	Ortalama değer, %
Hidrojen sülfit	0.01-0.13	0.07
Karbon dioksit	0.04-1.97	1.24
Nitrojen	1.60-7.47	3.04
Metan	44.68-58.81	51.05
Etan	5.17-11.81	10.1
Propan	10.36-16.63	13.76
i-Butan	4.26-7.08	5.9
n-Butan	4.54-8.01	6.42
i-Pentan	2.19-4.04	3.08
n-Pentan	1.43-2.90	2.15
Hekzane	1.19-3.50	2.06
Heptan	0.30-1.70	0.77
Oktan	0.11-1.34	0.35
Gaz yoğunluğu, kg/m^3	1.264-1.569	1.386
Gaz gravitesi	1.050-1.302	1.151

Çizelge 2.9 : Seperasyon sonrasındaki gaz bileşimi.

No	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Kuyu No	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**3**	**3**	**3**	**3**	**5**
Formasyon	J-I, A	J-I, A	J-I, A	J-I, A	J-I, A	J-I, A	J-I, A	J-I, A,B	J-I, A,B	J-I, A,B	J-I, A,B	J-I, A
Perforasyon mutlak derinliği	-3046.7	-3046.7	-3046.7	-3046.7	-3046.7	-3046.7	-3046.7	-3037.8	-3037.8	-3037.8	-3037.8	-3048.6
Bileşim	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %
H_2S								0.12	0.11	0.10	0.13	0.02
CO_2	0.93	0.94	1.07	1.24	1.40	1.39	1.39	0.04	0.04	1.42	1.30	1.55
N_2	1.76	1.92	3.37	7.47	2.87	3.64	3.53	3.19	3.32	2.63	2.50	3.31
C_1	57.61	58.81	46.23	48.95	54.64	54.00	53.35	54.47	52.03	53.54	53.05	47.74
C_2	5.47	5.17	8.51	9.35	9.72	10.00	9.83	10.83	11.08	10.83	10.78	11.34
C_3	10.68	10.36	13.37	12.36	12.37	12.85	12.79	12.84	13.30	15.40	15.38	15.18
i-C_4	5.86	5.68	7.08	5.98	5.83	5.84	5.96	5.89	6.25	5.19	5.22	6.13
n-C_4	6.57	6.29	7.06	6.46	6.06	5.84	6.04	6.08	6.49	5.22	5.29	7.06
i-C_5	3.59	3.41	3.79	3.,14	2.78	2.48	2.66	2.87	3.06	2.27	2.39	2.97
n-C_5	2.90	2.88	2.86	2.15	1.91	1.68	1.83	1.82	1.92	1.54	1.68	1.95
Görünür C_6	3.50	3.49	3.01	1.88	1.59	1.48	1.76	1.44	1.66	1.21	1.45	1.78
Görünür C_7	0.95	0.86	1.70	0.65	0.53	0.55	0.61	0.30	0.56	0.48	0.63	0.65
Görünür C_8	0.18	0.19	1.34	0.29	0.24	0.24	0.25	0.11	0.18	0.17	0.21	0.32
Görünür C_9			0.34	0.06	0.05							
Görünür C_{10}			0.28	0.03	0.02							
Toplam	100.0	100.0	100.0	100.01	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Çizelge 2.9 : Seperasyon sonrasındaki gaz bileşimi (devam).

No	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Kuyu No	**5**	**11**	**11**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**18**	**18**	**IG-1**	**IG-1**
Formasyon	J-I, A	J-I, B, C, D	J-I, B, C, D	J-I, D	J-I, D	J-I, D	J-I, C,D	J-I, C, D	J-I, A	J-I, A	J-I	J-I
Perforasyon mutlak derinliği	-3048.6	-3054.6	-3054.6	-3046.1	-3046.1	-3046.1	-3038.6	-3038.6	-3047.5	-3047.5	-3067.0	-3067.0
Bileşim	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %	mole %
H_2S	0.01	0.02	0.04						0.07	0.07		
CO_2	1.51	1.14	1.47	1.14	1.02	1.69	1.53	1.55	1.74	1.97	1.23	1.15
N_2	2.90	2.84	2.78	3.08	2.66	3.09	2.69	2.71	1.61	1.60	3.78	3.77
C_1	45.25	45.20	45.67	54.58	50.80	51.64	44.68	45.13	53.82	55.58	50.11	48.26
C_2	10.37	11.22	10.39	10.58	11.41	10.32	11.71	11.81	11.13	10.86	9.69	10.11
C_3	14.43	15.22	14.35	12.11	13.31	12.12	15.53	15.66	16.63	15.66	13.83	14.46
i-C_4	6.69	6.77	6.61	5.67	6.01	5.76	5.91	5.82	4.62	4.26	6.20	6.46
n-C_4	8.01	7.96	7.90	5.74	6.17	6.02	7.73	7.60	4.90	4.54	6.33	6.61
i-C_5	4.04	3.70	3.95	2.78	3.08	3.07	3.59	3.42	2.33	2.19	3.11	3.25
n-C_5	2.72	2.46	2.71	1.93	2.21	2.27	2.49	2.38	1.49	1.43	2.16	2.24
Görünür C_6	2.67	2.28	2.75	1.63	2.04	2.27	2.40	2.28	1.19	1.30	2.13	2.21
Görünür C_7	1.01	0.88	1.06	0.50	0.79	1.01	1.14	1.09	0.34	0.38	0.93	0.91
Görünür C_8	0.37	0.30	0.30	0.20	0.37	0.54	0.60	0.54	0.12	0.16	0.50	0.57
Görünür C_9				0.04	0.09	0.14					0.00	0.00
Görünür C_{10}				0.01	0.04	0.08					0.00	0.00
Toplam	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Çizelge 2.10 : Rezervuar suyunun tuzluluğu.

J-I formasyonu	
Cl^-, mg/dm^3	106063
SO_4^{2-}, mg/dm^3	210.7
HCO_3^-, mg/dm^3	293.8
Ca^{2+}, mg/dm^3	14704.4
Mg^{2+}, mg/dm^3	1778.4
Na^++K^+, mg/dm^3	48785.2
Toplam tuzluluk, mg/dm^3	171835.5
pH	6.15
yoğunluk @ 20^{o}C, g/cm^3	1.126

3. SAHANIN ÜRETİM VE REZERVUAR PERFORMANSI

Komsomolskoe sahasında kuyuların ve sahaların mevcut durumu burada sunulmaktadır. Ayrıca rezervuar basıncının, sıcaklığın ve üretim verilerinin yıla göre verileri de sunulmaktadır.

3.1 Kuyu Özellikleri

Sahada 26 kuyu delinmiştir. Bunların 6 adeti yatay üretim (H1, H2, H3, H4, H5 ve H7) kuyusu, 1'i gaz (IG1) enjeksiyon kuyusu ve 1'i su enjeksiyon kuyusudur (I4).5 kuyu tamamen terk edilmiştir (KomMunay, 2009).

Komsomolskoe sahasının 1, 7, 8, 9, 13, 15 ve 17 kuyularının bulunduğu bölge Hazar denizinden gelen suyla dolmuştur.

2009 yılında sahada tek bir kuyudan (H4) 142.1 ton/gün debi ile üretim yapılmıştır (Schlumberger ve PETROM, 2008).

3.2 Kuyuların ve Petrolün Hidrodinamik Analiz Sonuçları

Komsomolskoe sahasından üretilen petrolün özellikleri ilk olarak 1985-1987 yıllarında kuyu testi esnasında analiz edilmiştir. Kuyu akışı J-I ve J-II zonlarından geçen 10 tane kuyunun 45 perforasyonundan gelen akış üzerinde yapıldı. Rezervuar basıncı ve sıcaklığı ölçümünden sonra verimlilik, geçirgenlik ölçümü yapıldı.

2006 yılının Şubat ayında Komsomolskoe sahasında koruma altına alınan kuyuları araştırma maksadıyla (üretim zonlarının özelliklerini öğrenmek için) hidrodinamik araştırma yapılmaya başladı. 2, 3, 4, 5, 11, 12, 14 ve 18 nolu kuyularda analiz yapıldı. Analiz sırasında her kuyunun perfore noktasının ayrı ayrı basınç değişimine göre üretim debileri belirlendi, bazı kuyularla değişik yükseklik aralıklarında eş zamanda üretim analizi yapıldı (KomMunay, 2009).

3.3 2008 Yılı Petrol, Gaz ve Su Üretim Verileri

Çizelge : 3.1'de 2008 yılı için üretim verileri sunulmaktadır (KomMunay, 2010).

Çizelge 3.1 : 2008 yılı üretim verileri.

Petrol üretimi, bin ton	11.33
Toplam petrol üretimi, bin ton	15.16
Gaz üretimi, milyon m^3	1.727
Petrolü kurtarım oranı, %	0.117
Gaz petrol oranı, m^3/t	152.4
Sıvı üretimi, bin ton	11.46
Toplam sıvı üretimi, bin ton	21.34
Kuyu kullanım oranı	0.59
Üretim kuyusu, bin m	12.13
Yıl sonu üretim kuyularının sayısı	9
Üretim yapan kuyu sayısı	3
Ortalama kuyunun günlük üretim debisi, t/gün	
Petrol	104.9
Sıvı	106.1
Yeni kuyulardan ortalama günlük üretim debisi, t/gün	
Petrol	121
Sıvı	121

3.4 2006-2010 Arasında Yıllık Üretim Miktarı, Basınç ve Sıcaklık Değişimi

Komsomolskoe sahasında 2006 yılına kadar petrol üretilmemiştir. Üretilen petrol sadece test amaçlı üretildi. Asıl petrol üretimi 2010 yılında başlamıştır. Çizelge 3.2'de 2006-2010 yılları arasında yıllık petrol ve gaz üretimi, toplam petrol ve gaz üretimi, basınç ve sıcaklık değişimi sunulmaktadır. Bu veriler Avtorskiy Nadzor (2008), Annotaciya (2010), DPR (2009) ve DOR (2010) kaynaklardan derlenmiştir.

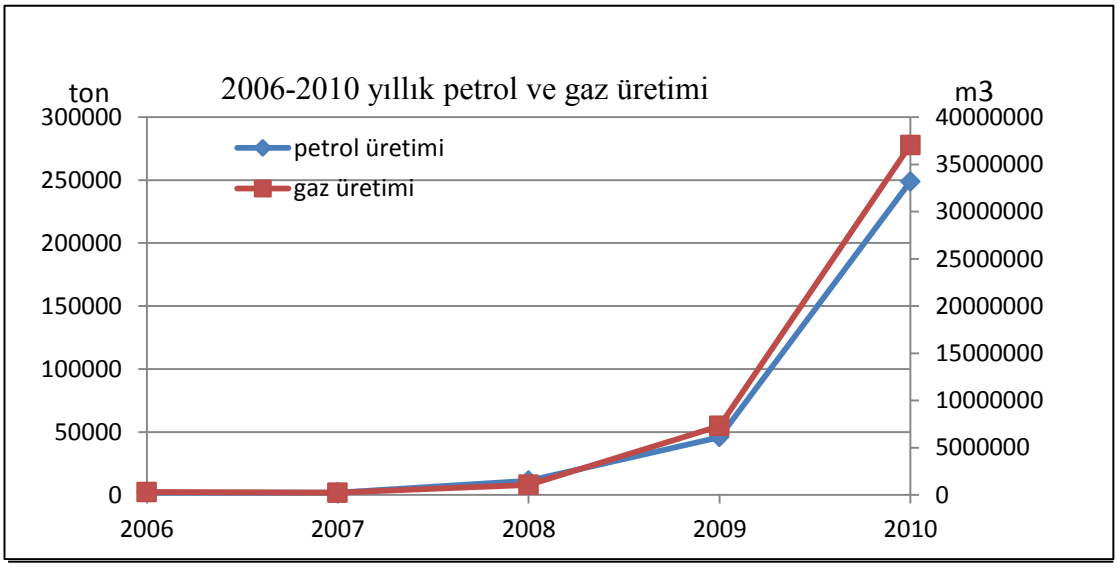
Çizelge 3.2 : 2006 - 2010 yılları arasında üretim verileri, rezervuar basınç ve sıcaklık değişimi.

Yıl	Yıllık petrol üretim	Yıllık gaz üretim	toplam petrol üretim	toplam gaz üretim	P		T	
	ton	m^3	ton	m^3	MPa	psia	°C	°F
2006	1889	300000	1889	300000	32.45	4706.5	107	224.6
2007	1932	233613	3821	533613	33.15	4808	107	224.6
2008	11332	1060054	15153	1593667	32.55	4721	106	222.8
2009	45828	7306385	60981	8900102	32.85	4794.9	106	222.8
2010	248841	37038989	309822	83851693	26.5	3843.5	106	222.8

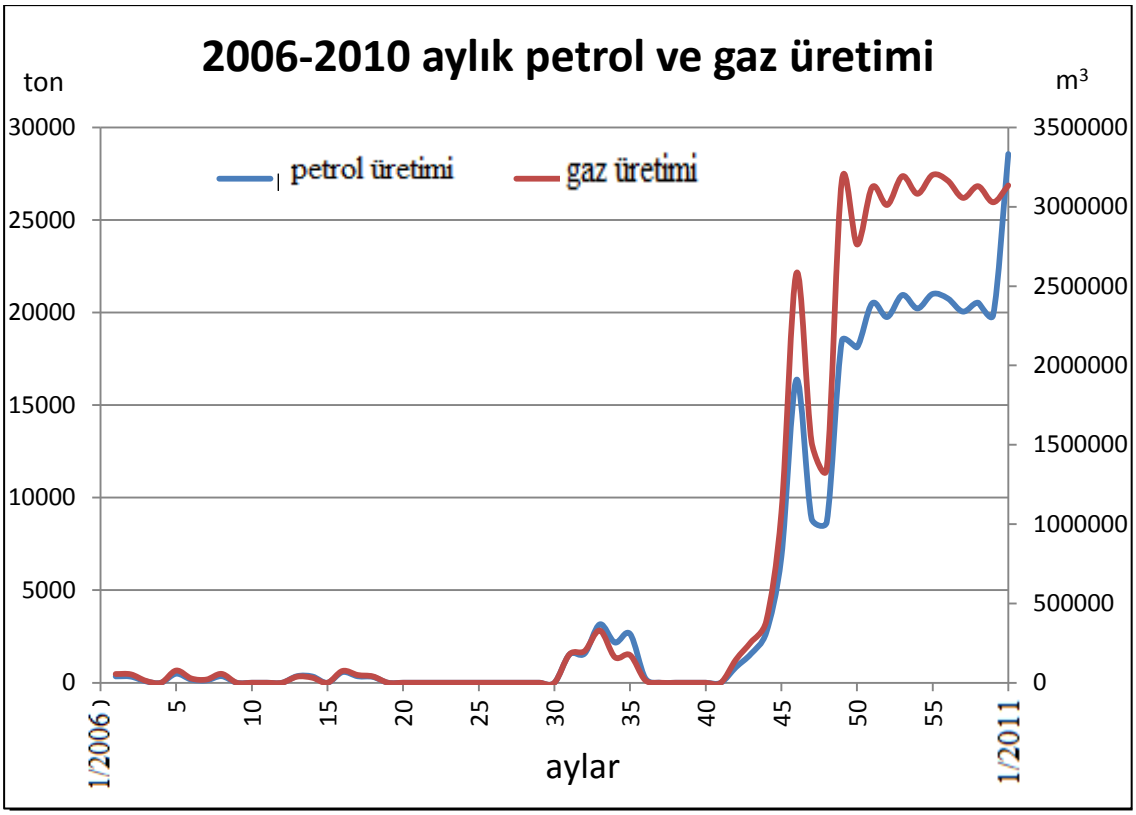
2006 ve 2007 yıllarında yıllık petrol üretimi birbirine yakındır. Asıl artış 2008 yılında başlamıştır. 2008 yılında 11332 ton petrol üretilmiştir ve 2009 yılında ise 2008 yılındaki üretilen petrolün dört katından fazlası üretilmiştir. 2010 yılında ise üretim artmıştır ve yıllık üretim 248841 ton olmuştur. 2010 yılına kadar toplam petrol üretimi 309822 ton'dur. Gaz 2006 ve 2007 yılında yaklaşık aynı miktarda üretilmiştir ve 2008 yılında 1060054 m^3 gaz üretilmiştir. 2009 yılında ise 2008 yılında üretilen gazın yaklaşık yedi katı üretilmiştir. 2010 yılının yıllık gaz üretim miktarı 37038989 m3'e artmıştır. 2010 yılına kadar toplam 83851693 m^3 gaz üretilmiştir.

Şekil 3.1'de rezervuardan üretilen yıllık petrol ve gaz miktarı, Şekil 3.2'de 2006-2010 yılları arasındaki aylık petrol ve gaz üretimi ve Şekil 3.3'te ise 2006-2010 yılları arasında rezervuardan üretilen toplam petrol ve gaz miktarı grafiği sunulmaktadır. Şekillerde görüldüğü gibi rezervuardan üretilen hidrokarbon 2008 yılına kadar yaklaşık sabit kalmakta ve 2008 yılından sonra artmaktadır. 2010 yılında ise hızlı üretim artışı görülmektedir.

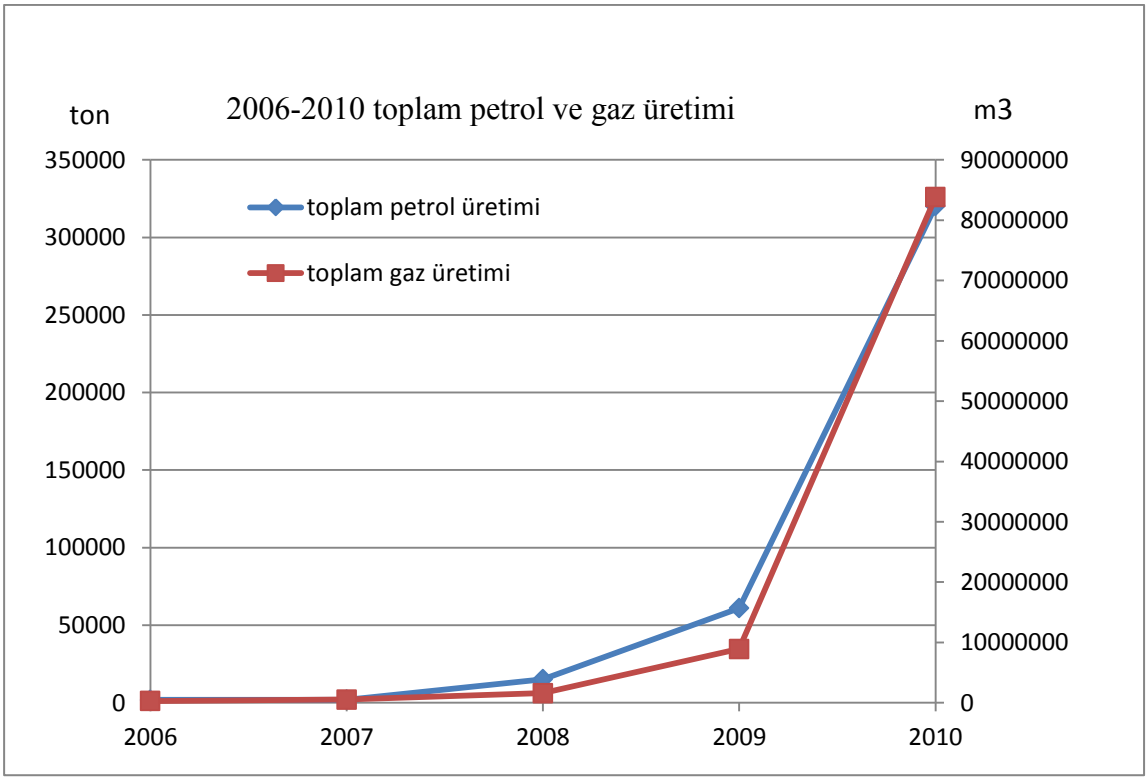
Şekil 3.4'te rezervuar basıncının ve sıcaklığın 2006-2010 yılları arasında değişimi ve Şekil 3.5'te ise yıla göre rezervuar basıncının ve toplam petrol üretim miktarının değişimi verilmektedir. Şekil 3.4'te görüldüğü gibi 2010 yılına kadar rezervuar sıcaklığı sabit kalmıştır ama basınç değerinde 2010 yılına doğru düşüş vardır, bunun nedeni 2010 senesinde petrol üretiminin hızla artmasından dolayıdır. Net olarak Şekil 3.5'te görülmmektedir.



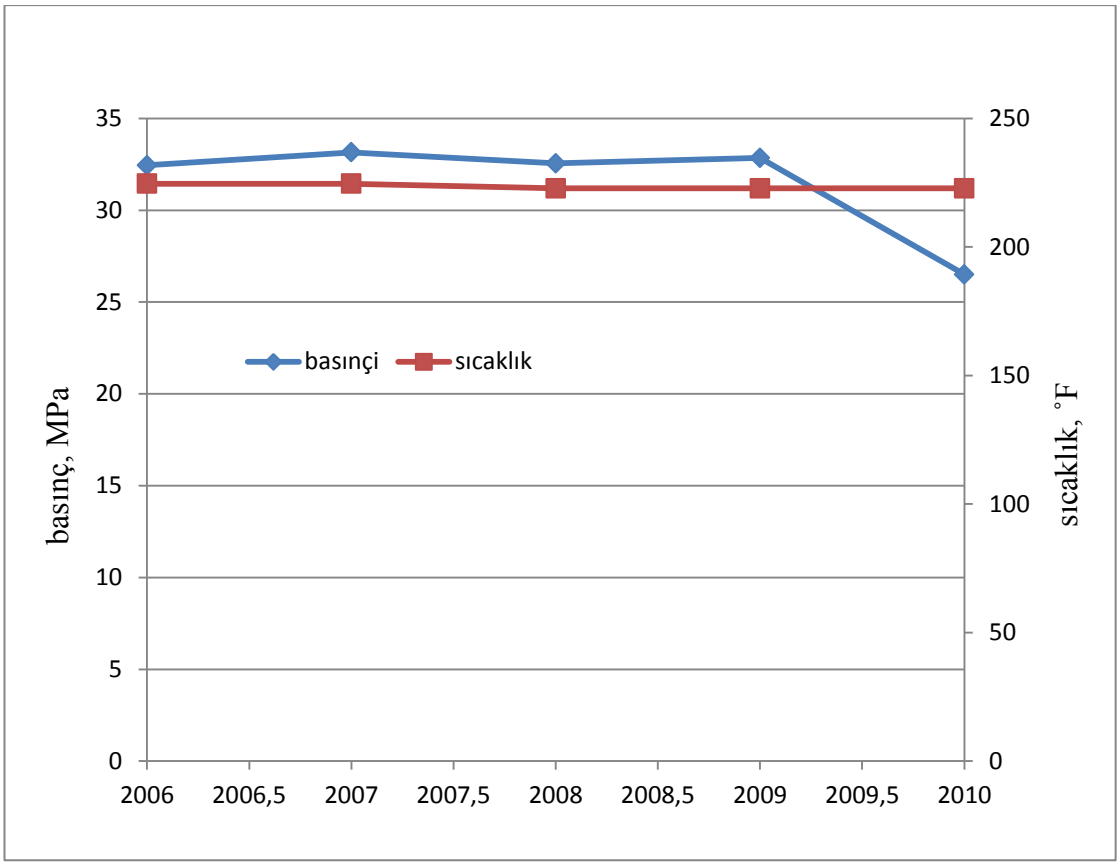
Şekil 3.1: Rezervuardan üretilen yıllık petrol ve gaz miktarı.



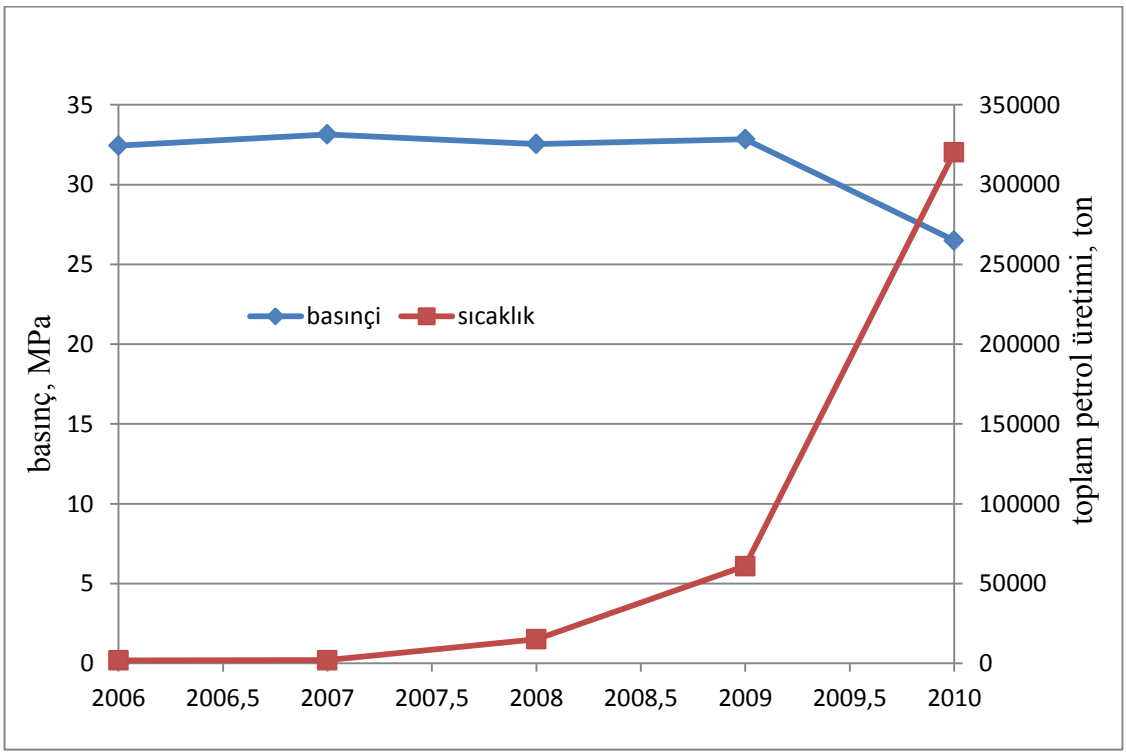
Şekil 3. 2: 2006'dan itibaren rezervuardan üretilen aylık petrol ve gaz miktarının değişimi.



Şekil 3.3 : 2006-2010 yılları arasında rezervuardan üretilen toplam petrol ve gaz miktarı.



Şekil 3. 4 : Rezervuar basıncının ve sıcaklığının zamanla değişimi.



Şekil 3. 5 : Yıla göre rezervuar basıncının ve toplam petrol üretim miktarının değişimi.

3.5 Petrol ve Gaz Üretiminde Teknoloji Tasarım Projesinin Uygulaması

Sahada petrol üretimini arttırabilmek için kuyulara teknik ve teknolojik analiz uygulandı. Komsomolskoe sahasında üretim kuyuları analiz sırasında, o kuyulardan alınan veriler kullanıldı (Schlumberger ve PETROM, 2008). Bununla beraber kuyu tasarımında yeni teknolojik çalışmalar yapıldı ve yeni ekipmanlar yerleştirildi. Petrol ve gaz üretimi için yeni delinen kuyulara yeni aletler kullanıldı. Ayrıca gelecekte açılacak olan kuyulara yeni aletler kullanılmasıyla ilgili projeler hazırlandı. Projeye göre aletler Almanya'dan üretilip getirilecektir. Bununla beraber her altı ayda saha kontrolü ve her yıl ekipman bakımı olacaktır, gerekirse yeni ekipmanlar yerleştirilecektir.

Komsomolskoe sahasının petrolü hafif, az kükürtlü, yüksek parafinli ve reçinelidir. Gaz petrol oranı ise 152.42 m^3/ton olarak bilinmektedir (NIPIneftgaz, 2009-b).

3.6 Gazları Kullanma Faaliyeti

Komsomolskoe sahasında 2010 yılının sonuna kadar toplam 83.85 milyon m^3 gaz üretilmiştir.

Üretilen gazın bir kısmı sahanın kendi ihtiyaçları için özellikle kazan ısıtıcıları, gaz türbinleri, glikol ısıtıcıları, amin kazanı, kompresörler ve pompalar için kullanılmaktadır. Hidrokarbon gazıyla beraber üretilen gazın bir kısmı rezervuara tekrar basılmaktadır ve tekrar basma kuyu hizmetini IG1 görmektedir. Bununla beraber bazı gazlar tesisteki kulede yakılarak yok edilmektedir. 01.2010 tarihine kadar toplam yakılan gazın miktarı 13.6 milyon m^3 hacmine sahiptir ve gazların çevre kirliliğine karşı tedbirli olarak KomMunay ve devlet tarafından kontrol edilmektedir (SHvP1.02.01-85, 2010).

3.7 Komsomolskoe Sahasının 2 Nolu Kuyusundan Alınan Numune Özellikleri

2006 yılında Komsomolskoe sahasının 2 nolu kuyusundan 3024 m derinliğinden numune alınarak analiz yapılmıştır. Analiz sırasında petrol ve gazın aşağıdaki özellikleri belirlendi:

- Petrolün basınç değerleri;
- Sıkıştırılabilirlik değeri;
- Gaz petrol oranı;

- Petrolün yoğunluğu;
- Petrolün akmazlığı;
- Gaz bileşimi.

Çizelge 3.3'de petrolünün özellikleri sunulmaktadır. Rezervuar basıncı 33.09 MPa ve sıcaklığı ise 108˚C'tır. Kabarcık noktası basıncı (P_b) 13.25 MPa'dır. Ortalama sıkıştırılabilirliği 2.146E-03 MPa^{-1}, rezervuar petrol yoğunluğu 636 kg/m^3 ve rezervuar koşulunda formasyon hacim faktörü 1.549 ve kabarcık noktası basıncındaki formasyon hacim faktörü 1.605'tir. Rezervuar koşullarındaki akmazlık değeri 0.493 cp olurken, kabarcık noktası basıncında akmazlık değeri 0.42 cp'tur ve kabarcık noktası basıncındaki gaz petrol oranı ise 143.4 m^3/m^3'tür.
Çizelge 3.4'te alınan numunenin gaz bileşimi verilmektedir.

Çizelge 3.3 : 2 Nolu Kuyudan Alınan Petrolün özellikleri (KomMunay, 2006).

Rezervuar koşulları	
Basınç (P_i), MPa	33.09
Sıcaklık (T_i), ˚C	108
Rezervuar sıcaklığındaki numune özellikleri	
Kabarcık noktası basıncı (P_b), MPa	13.25
Ortalama sıkıştırılabilirlik (C_o), MPa^{-1}	2.146E-03
Petrol yoğunluğu @ P_i, kg/m^3	636
Petrol yoğunluğu @ P_b, kg/m^3	614
Rezervuar sıcaklığındaki tahmini veriler	
Formasyon hacim faktörü @ P_i	1.549
Formasyon hacim faktörü @ P_b	1.605
Gaz petrol oranı @ P_b, m^3/m^3	143.4
Rezervuar petrol akmazlığı @ P_i, cp	0.493
Formasyon petrol akmazlığı @ P_b, cp	0.420

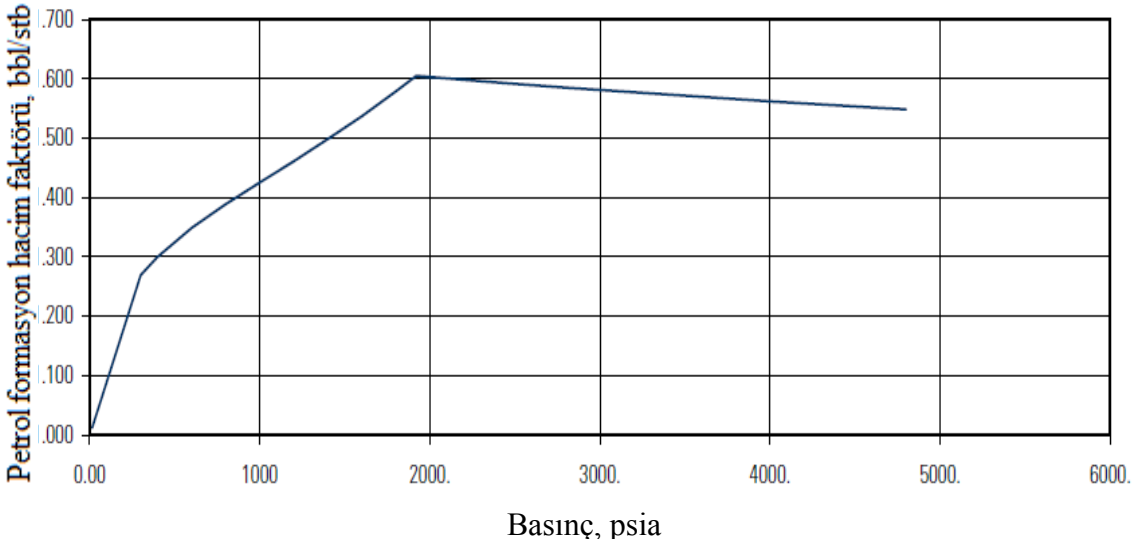
Şekil 3.6'da petrol formasyon hacim faktörünün (B_o) basınçla değişimi, Şekil 3.7'de gaz petrol oranın basınçla değişimi ve Şekil 3.8'de yoğunluğun basınçla değişim grafiği verilmektedir. Petrolün hacim faktörü 1900 psia basınç değerine kadar artış 1900 psia'dan itibaren düşüş göstermektedir. Çözünmüş gaz petrol oranı ise aynı

basınçtan (1900 psia) sonra sabit kalmaktadır ve petrolün yoğunluğu ise az artış göstermektedir.

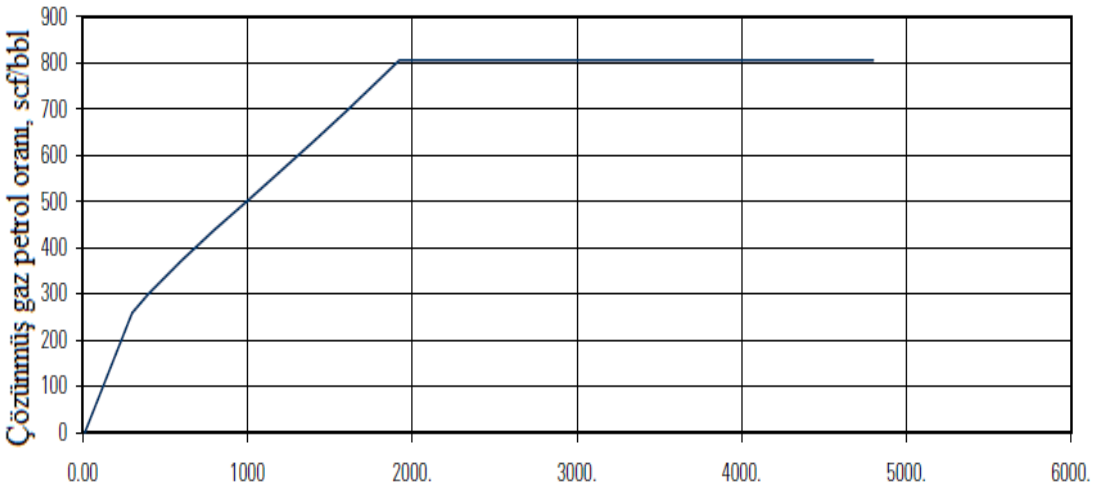
Şekil 3.9'da ise petrol akmazlığının basınçla değişimi gösterilmektedir.

Çizelge 3.4 : 2 Nolu Kuyudan Alınan gaz bileşimi (KomMunay, 2006).

Bileşim	Mol, %
Azot	2.66
Karbon dioksit	1.02
Hidrojen sülfür	0.00
Metan	50.80
Etan	11.41
Propan	13.31
i-Butan	6.01
n-Butan	6.17
i-Pentan	3.08
n-Pentan	2.21
Hekzane	2.04
Heptan	0.79
Oktan	0.37
Nonan	0.09
Dekan	0.03
C_{11+}	0.01
Toplam	100.0

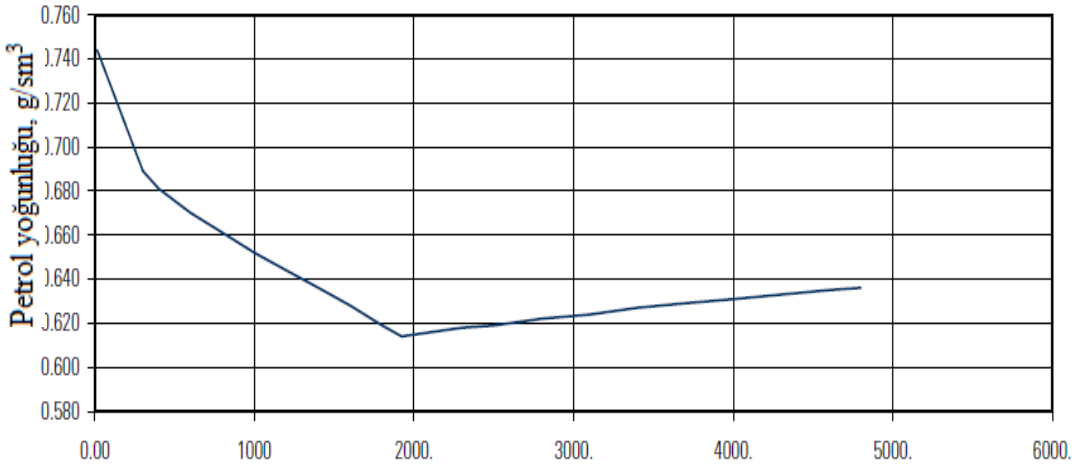


Şekil 3.6 : Petrol hacim faktörünün basınçla değişimi.



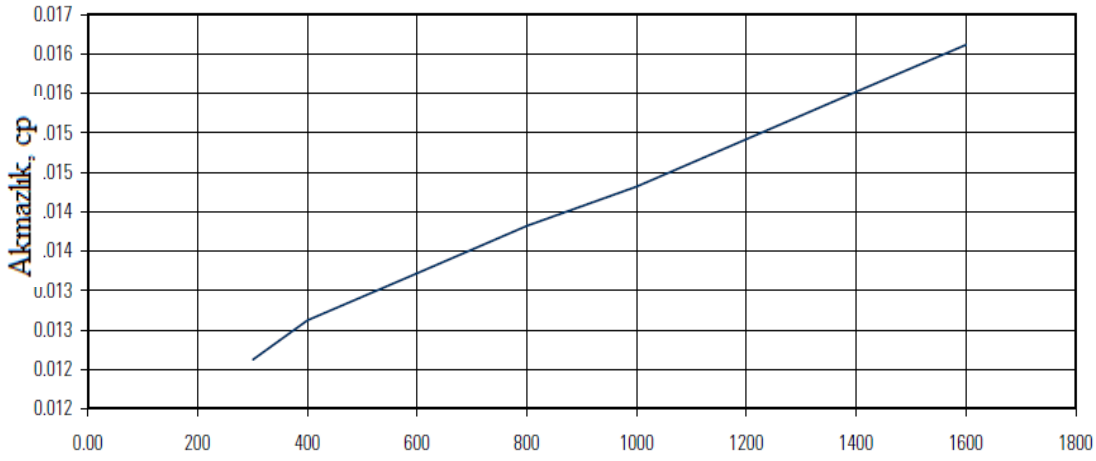
Basınç, psia

Şekil 3.7 : Çözünmüş gaz petrol oranının basınçla değişimi.



Basınç, psia

Şekil 3.8 : Petrol yoğunluğunun basınçla değişimi.



Basınç, psia

Şekil 3.9 : Petrol akmazlığının basınçla değişimi.

4. KOMSOMOLSKOE SAHASININ YERİNDE PETROL MİKTARI TAHMİNİ

Petrol rezervuarındaki akışkan, esas olarak hidrokarbon bileşiminden oluşmaktadır. Bu bileşimler yanısıra azot, karbondioksit ve hidrojen sülfit gibi hidrokarbon olmayanlar da vardır.

4.1 Yerinde Petrol Miktarı Tahmini

Yerinde petrol miktarı iki hesaplama yöntemiyle belirlenebilir. Hacimsel yöntem ve materyal denge yöntemiyle hesaplanabilir. Rezervuar mühendisliğinde en önemli işlemlerden biri yerinde petrol miktarının hesaplanmasıdır.

4.1.1 Hacimsel yöntem

Hacimsel yöntem ile yerinde petrol miktarının hesaplamada log ve karot analiz verileri kullanılmaktadır. Bu verilerle rezervuar hacmi, gözeneklilik, sıvı doymuşluğu ve sıvı analizinden petrol hacim faktörü hesaplanır. Rezervuarın başlangıç koşulları altında 1 ac-ft kaba rezervuar hacmi için:

yerinde su hacmi $7758 \cdot \phi \; S_w$ **4.1**

yerinde petrol hacmi $7758 \cdot \phi \; (1 - S_w)$ **4.2**

üretilebilir petrol hacmi $\dfrac{7758 \cdot \phi \; (1 - S_w)}{B_{oi}}$ **4.3**

denklemlerinden bulunabilir.

Hacimsel kontrol altındaki petrol rezervuarlarında su girişi söz konusu değildir, ancak çözünmüş gaz vardır. Eğer S_g gaz doymuşluğu ve B_o petrol hacim faktörünü varsayarsak, 1 ac-ft için:

yerinde su hacmi $7758 \cdot \phi \; S_w$ **4.4**

yerinde gaz hacmi $7758 \cdot \phi \; S_g$ **4.5**

yerinde petrol hacmi (bbl/ac-ft) $7758 \cdot \phi \; (1 - S_w - S_g)$ **4.6**

yerinde petrol hacmi (STB/ac-ft) $\dfrac{7758 \cdot \phi \; (1 - S_w - S_g)}{B_{oi}}$ **4.7**

denklemlerinden bulunabilir.

STB/ac-ft kurtarım için:

$$kurtarım = 7758 \cdot \phi \left[\frac{(1 - S_w)}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right] \quad \textbf{4.8}$$

ve aynı koşul için (STB/ac-ft) kurtarım oranı:

$$kurtarım\ oranı = 1 - \frac{(1 - S_w - S_g)}{(1 - S_w)} \cdot \frac{B_{oi}}{B_o} \quad \textbf{4.9}$$

olarak hesaplanabilir.

Genellikle hacimsel yöntem ile yerinde petrol miktarının hesabı ise aşağıdaki denklem kullanarak yapılabilir:

$$N = \frac{7758 \cdot V_b \cdot \phi \; (1 - S_w)}{B_o} \; [STB] \quad \textbf{4.10}$$

Denklem 4.10'da V_b'nin birimi ac-ft cinsindendir. Aynı formülü kullanarak V_b'yi m^3 cinsinden şu şekilde yazabiliriz:

$$N = \frac{V_b \cdot \phi \; (1 - S_w)}{B_o} \; [m^3] \quad \textbf{4.11}$$

Yerinde gaz miktarı hesabında da aynı denklem kullanılır, sadece B_o yerini B_g alır, sabit sayı değişir ve denklem şu şekilde olur (Craft ve Hawkins, 1991):

$$G = \frac{43560 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot E_{CF}}{B_g} \qquad \textbf{4.12}$$

4.1.2 Materyal denge denklemiyle yerinde petrol mikarı

Materyal denge denklemi doymuş veya doymamış rezervuar için yerinde petrol miktarı hesabını yapmada yardımcı olur. Komsomolskoe sahası bir doymamış petrol rezervuarına sahiptir. Bu yüzden doymamış rezervuar için hesap uygulanacaktır.

Doymamış rezervuar için materyal denge denklemi şöyledir:

$$N(B_t - B_{ti}) + N \cdot B_{ti}\left[\frac{C_w \cdot S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right]\Delta p + W_e = N_p[B_t + (R_{so} - R_{soi})B_g] + W_p \cdot W_p \qquad \textbf{4.13}$$

Eğer rezervuar petrolü baştan doymamış ise çözünmüş gazla beraber sadece petrol ve gaz içermektedir. Eğer formasyon sıkıştırılabilirliği ihmal edilirse rezervuar basıncından kabarcık noktası basıncına kadar petrol genleşerek üretilecektir. Rezervuarda su girişimi ve su üretimi yoksa materyal denge denkleminin sadeleştirilmiş formülü aşağıdaki şekildedir:

$$N(B_t - B_{ti}) = V_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] \qquad \textbf{4.14}$$

Rezervuar basıncı kabarcık nokta basıncına kadar her zaman doymamış bir sıvı rezervuar olarak kalacaktır. Üretim sırasında gelen herhangi gaz, petrol içinden ayrılarak yüzeye gelecektir. Tüm bu gazlar rezervuar koşullarında çözünmüş gazlardır. Basınç kabarcık noktası basıncına düşene kadar R_p ile R_{so} ve aynı R_{so} ile R_{soi}'da eşit kalacaktır. Bu özelliklerden yola çıkarak denklem elde edilir (Craft ve Hawkins, 1991):

$$N(B_t - B_{ti}) = V_p \cdot B_t \qquad \textbf{4.15}$$

Kurtarım Oranı (RF) ise:

$$RF = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t} \quad \textbf{4.16}$$

$$B_t = B_o + B_g (R_{soi} - R_{so}) \quad \textbf{4.17}$$

Eğer rezervuar basıncı kabarcık noktası basıncından yüksek ise $R_{soi} = R_{so}$ olduğundan $B_t = B_o$ olur (Satman, 2011).

4.2 Komsomolskoe Sahası İçin Yerinde Petrol Miktarı Tahmini

Komsomolskoe sahası doymamış bir petrol rezervuarına sahiptir. Bu tezde Komsomolskoe sahası için materyal denge yöntemiyle yerinde petrol miktarı hesaplanılacaktır. Bu hesabı yapabilmek için sahadan alınan veriler kullanılacaktır (toplam petrol üretimi, başlangıçtaki formasyon hacim faktörü ve kabarcık noktası formasyon hacim faktörü). Çizelge 3.2'de sahadan yıllık ve toplam üretim verileri sunulmaktadır ayrıca basınç değişimi de verilmektedir.

Çizelge 2.5'te ve Çizelge 2.6'da gösterdiği gibi sahanın kabarcık noktası hacim faktörü 1.384-1.606 arasında değişmekte ve ortalama değeri 1.498 olup, başlangıçtaki formasyon hacim faktörü ise (Çizelge 2.6'dan) 1.441'dir. 2010 yılı sonundaki 26.5 MPa rezervuar basıncında petrol formasyon hacim faktörü ise 1.4579 olarak hesaplanmıştır. Eğer formasyon sıkıştırılabilirliği ihmal edilirse bu verileri Denklem 4.16'da kullanarak yerinde petrol miktarı hesaplanır.

$$RF = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t} = \frac{309822}{N} = \frac{1.4579 - .441}{1.4579} \quad \textbf{4.18}$$

$$RF = \frac{309822}{N} = \frac{0.0169}{1.4579} = 0.012 \quad \textbf{4.19}$$

$$N = \frac{309822}{0.012} = 26.7 \ milyon \ ton \quad \textbf{4.20}$$

Sonuç olarak, formasyon sıkıştırılabilirliği ihmal edilmesi durumunda yerinde petrol miktarı 26.7 milyon ton çıkmıştır. Şirketin yapmış olduğu hesaba göre yerinde petrol miktarı yaklaşık 18.6 milyon ton'dur.

Ancak Denklem 4.15 ve 4.16 ile yapılan hesaplamalarda su ve formasyon sıkıştırılabilirliği ihmal edilmişti ($C_w = C_f = 0$). Doğru yaklaşım olarak, su ve formasyon sıkıştırılabilirliği gözönüne alınırsa yerinde petrol miktarı hesaplamak için

$$N = \frac{N_p}{C_e \Delta} \frac{B_t}{B_{ti}} \qquad \textbf{4.21}$$

denklemini kullanmak gerekir. Bu denklemde

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \qquad \textbf{4.22}$$

olarak etken akışkan sıkıştırılabilirliği tanımlanmaktadır.

Petrol sıkıştırılabilirliği,

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = 1 + m_o \Delta \qquad \textbf{4.23}$$

denkleminden hesaplanabilir (Earlaugher, 1977). Komsomolskoe petrolü için sıkıştırılabilirlik değeri olarak Çizelge 2.6'da verilen petrol sıkıştırılabilirliği ölçümleri olan $13.56 \cdot 10^{-4}$–$21.93 \cdot 10^{-4}$ MPa^{-1} aralığının ortalaması olan $17.75 \cdot 10^{-4}$ $MPa^{-1} = 1.23 \cdot 10^{-5}$ psi^{-1} değeri alınabilir.

Petrol doymuşluğu değeri olarak Çizelge 2.3'te verilen değerlerin ortalaması olan $S_o = 0.65$ ve su doymuşluğu için $S_w = 0.35$ varsayılmıştır. Rezervuarın içerdiği ve toplam tuzluluğu 171836 ppm olan formasyon suyunun 107˚C = 225˚F sıcaklıktaki suyun sıkıştırılabilirliği olarak $C_w = 3 \cdot 10^{-6}$ psi^{-1} alınmıştır.

Gözenekliliği ortalama $\Phi = 0.17$ olan rezervuar için formasyon sıkıştırılabilirliği $C_f = 5 \cdot 10^{-6}$ psi^{-1} varsayılmıştır.

Bu durumda C_e değeri olarak,

$$C_e = \frac{1.23 \cdot 10^{-} \cdot 0.65 + 1.35 \cdot 3 \cdot 10^{-} + \cdot 10^{-}}{1 - 1.35} \quad \textbf{4.24}$$
$$= 2.16 \cdot 10^{-} \; psi^{-}$$

hesaplanmıştır.

Denklem 4.21 kullanılarak, yerinde petrol miktarı hesaplanabilir:

$$N = \frac{309822}{2.16 \cdot 10^{-} \cdot 863} \frac{1.4579}{1.441} = 6.8 \; milyon \; ton \quad \textbf{4.25}$$

Kurtarım oranı ise

$$\frac{N_p}{N} = \frac{309822}{16.8 \cdot 10^{6}} = 1.018 = .8\% \quad \textbf{4.26}$$

olarak bulunur.

Yerinde petrol miktarı bilindiği için, rezervuarın basıncının kabarcık noktası basıncı olan 12.33 MPa = 1788.3 psia değerine düşmesi durumunda olası petrol üretimi

$$\Delta = 4706.5 - 788.3 = 2918.2 \; psi \quad \textbf{4.27}$$

basınç düşümü için

$$16.8 \cdot 10^{6} = \frac{N_p}{2.16 \cdot 10^{-} \cdot 2918.2} \frac{1.498}{1.441} \quad \textbf{4.28}$$

denkleminden $N_p = 1.02 \bullet 10^{6}$ ton olarak hesaplanır. Son olarak kurtarım oranı olarak

$$Kurtarım \; Oranı = \frac{1.02 \cdot 10^{6}}{16.8 \cdot 10^{6}} = 1.061 \; veya \; 6.1\% \quad \textbf{4.29}$$

bulunur.

Komsomolskoe sahasında yerinde petrol miktarı hesaplamalarına bakılarak, rezervuarın ömrünün uzun olduğu ve ilerideki dönemlerde çok miktarda hidrokarbon üretilebileceği söylenebilir.

5. SONUÇLAR

İlk defa 1986 yılında Komsomolskoe sahasının yerinde petrol miktarı hesabı yapıldı, 15.88 milyon ton olarak belirlendi.

Kazakistan 1991 yılında bağımsızlığını aldıktan sonra, 2005 yılına kadar koruma altında olan Komsomolskoe sahasını KomMunay şirketine kiraya verdi.

2007 yılında KaspiyMunayGaz şirketi tarafından Komsomolskoe sahasından alınan örneklerle yeni verileri kullanarak yerinde petrol miktarı hesaplandı ve 18.6 milyon ton olarak belirlendi (Baker Petrolite Upstream ve KomMunay, 2009).

Bu tezde Komsomolskoe sahası için materyal denge yöntemiyle yerinde petrol miktarı hesaplanmıştır. Sahanın kabarcık noktası petrol formasyonu hacim faktörü 1.498 ve başlangıçtaki formasyon hacim faktörü ise 1.441 olarak alındı. Bu verileri kullanarak yerinde petrol miktarı hesaplandı ve sonuç itibarıyla 16.8 milyon ton çıktı. Komsomolskoe sahasının yerinde petrol miktarı tahmini, şirketin yapmış olduğu tahminlerle uyumludur. Şirketin 1986 ve 2007 yıllarındaki tahminleri ve tez çalışmasındaki tahmin **Çizelge 5.1'**de verilmiştir.

Çizelge 5.1: Yerinde petrol miktarı tahmini.

Yıl	1986	2007	2012 (Bu çalışma)
yerinde petrol miktarı, milyon ton	15.88	18.6	16.8

Basıncın kabarcık noktası basıncına düşmesi durumu için toplam petrol üretim tahmini ve kurtarım oranı tahmini yapıldı. Bu tahminler sırasıyla $1.02 \bullet 10^6$ ton ve %6.1 olarak bulundu.

KAYNAKLAR

All Union Scientific - Research Institute. (1986). «Instructional guidelines on monitoring study for realization of projects and oil and oil and gas fields' development plan", RD 39-0147035-203-87, Moskova.

Annotaciya, (2010). Korrektirovka programmı utilizacii poputnogo gaza mestorojdeniya Komsomolskoe, Dogovor № KOM/SA/ALM09/085/02-106/DGR, Aktau.

Avtorskiy Nadzor, (2008). Za realizaciey tehnologiçeskoy shemi razrabotki neftyanogo mestorojdeniya Komsomolskoe, *Dogovor №KOM/SA/ALM08/071-179/DGR, Aktau.*

Avtorskiy Nadzor, (2009). Za realizaciey tehnologiçeskoy shemi razrabotki neftyanogo mestorojdeniya Komsomolskoe, *Dogovor №KOM/SA/ALM09/085-111/DGR, Aktau.*

Baker Petrolite Upstream, KomMunay, (2009). Opredeleniya zapasi nefti na 2009 goda i srovneniya s proshlim rezultatom, *Aktau.*

BP, (2011). Statistical Review of World Energy 2011.

Craft, B. C., Hawkins, M. Revised by Ronald E. Terry. (1991). Applied Petroleum Engineering., *second edition, Englewood Cliffs, NJ.*

DPR, (2009). Daily production report Komsomolskoe, Aktau.

DPR, (2010). Daily production report Komsomolskoe, Aktau.

DOR, (2009). Daily operation report Komsomolskoe, Aktau.

DOR, (2010). Daily operation report Komsomolskoe, Aktau.

Earlaugher, R.C., Jr., (1977). Advances in Well Test Analysis, Monograph Vol. 5, SPE, Dallas.

Kairbekov, S.B., Yusupoy, M.S., Shalagulova, Sh. A., (1986). Tehnologiçeskaya shema razrabotki neftyanogo mestorojdeniya Komsomolskoe., dogovor KOM-SA-ALM-06-002-55/DGR/DE, *Almatı.*

Kuprin, P. N., (1965). Tektonika prikarabogazskiy depressii, Tektonika I perspektivi neftegazonosnost, *Moskova.*

KomMunay, (2006). PVT express fluid properties report Komsomolskoe 12-I, *Aktau.*

KomMunay, (2009). Komsomolskoe field development project, final report, *Aktau.*

KomMunay, (2010). Raport ob summarnoy dobıçı nefti na mestorojdeniya Komsomolskoe do 2010 goda, *Aktau.*

KomMunay, (2010). Raport ob dobıçı nefti na mestorojdeniya Komsomolskoe na 2009g, *Aktau.*

Nadirov, N.K., (1995). Neft i gaz Kazahstana, *Almatı.*

Neftyanoe Hozyaystvo, (1973). Ekonomika neftyanoy promışlennosti SSSR na sovremennom etape.

NIPIneftgaz, (2006). Fiziko himiçeskih issledovaniya vod s mestorojdeniya Komsomolskoe, dogovor № KOM/SA/ALM06/030, *Almatı.*

NIPIneftgaz., Kaspiymunaygaz, (2008). Fiziko himiçeskih issledovaniya nefti s mestorojdeniya Komsomolskoe, dogovor № KOM/SA/ALM08/026 ve issledovaniy plastoviy i razgazirovannoy probi nefti skvajina №2 na datu 2006, *Almatı.*

NIPIneftgaz, (2009-a). Otçet ob ispıtanii №44, issledovaniya kompanentnogo sostava i svoystvo gaza, otobrannogo s ustanovki, *Almatı.*

NIPIneftgaz, (2009-b). Opredelenie fiziko himiçeskih svoystv i sostav gaza, nefti i vodi otobrannıh s ustanovok na sppn i skvajin mestorojdeniya Komsomolskoe, dogovor № KOM/SA/ALM08/026, *Almatı.*

Satman, A., (2011). Advanced Reservoir Engineering, Ders Notları, İTÜ, İstanbul.

Schlumberger, PETROM, (2008). Well testing services report, *Aktau.*

KazMunay Şelf, (1989). Shema po Komsomolskoe, *Aktau.*

SSSR, (1968). Neftedobıvayuşaya promışlennost**.** (Mangıstauskaya oblast Kazahstana), Moskova.

SHvP1.02.01–85, (2010). Po sostavleniyu razdela proekta Ohrana Okrujayuwey Sredi, *Kazakistan.*

TOO KomMunay, (1986). Zapasi nefti na mestorojdeniya Komsomolskoe, No: L-409, *Aktau.*

Neftyanaya otrasl Kazahstana, (2012). Alındığı tarih: 21.03.2012, adres: http://ru.wikipedia.org/wiki/Нефтяная_отрасль_Казахстана#.D0.94.D0.BE.D0.B1.D1.8B.D1.87.D0.B0_.D0.BD.D0.B5.D1.84.D1.82.D0.B8

Wikipedia, (2012). Kazakistan, Alındığı tarih: 21.03.2012, adres: http://ru.wikipedia.org/wiki/Казахстан

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad:	**Akram NURSHIMOV**
Doğum Yeri ve Tarihi:	**Kazakistan, 12 Kasım 1986**
Adres:	**Rozıbakiyeva caddesi, No:138, Türkistan şehri, Kazakistan**
E-Posta:	**nurshimov_akram@mail.ru**
Lise:	**Türkistan Yer Balalar Liceyi, Kentav (2004)**
Lisans:	**Kazak Milli Üniversitesi, Kimya (2008)**
Dil Kursu:	**TÖMER, Ankara (2009)**

Yayın ve Patent Listesi:

Nurshimov A., Bayeshov A., Bayeshova A. (2006). Svoystva Dvuhvalentnogo Telyura pri kislotnoy srede., Universitet Lomonosova, Moskva.

Nurshimov A., Bayeshov A., (2006). Svoystva Dvuhvalentnogo Telyura pri şeloçnoy srede., Kazak Ulttık Universiteti, Almatı.