

SEMINAR SEHARI IATMI KOMISARIAT JATENG & DIY

“Pemberdayaan Masyarakat dalam Pengelolaan Lapangan Migas Tua yang Sudah Ditinggalkan”

Yogyakarta
27 Agustus 2004




ConocoPhillips



DOH JABATI

PetroChina
中国石油

JOB PERTAMINA PETROCHINA SALAWATI



KONDUR PETROLEUM S.A.



ExxonMobil

Menghadapi Tantangan Energi Dunia

IMECO

Santos



PROSIDING

**SEMINAR SEHARI IATMI
KOMISARIAT JATENG & DIY 2004**

UPN "Veteran" Yogyakarta 27 Agustus 2004

**"Pemberdayaan Masyarakat dalam Pengelolaan Lapangan Migas Tua
yang Sudah Ditinggalkan"**

Editor :

**Aris Buntoro
Bambang Bintarto
IB. Jagranatha
Sayoga Heru
Bernadeta
Amara
R. Bagus Swasono
M. Lazuardi Fajar D.**

**IKATAN AHLI TEKNIK PERMINYAKAN INDONESIA
KOMISARIAT JATENG & DIY**

**Sekretariat : Jur. Tek. Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral,
UPN "Veteran" Yogyakarta,
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condong Catur, Yogyakarta**
Telepon/Faximile : (0274) 487815
e-mail : iatmi-yogya@ygy.centrin.net.id

| | | |
|---------------|---|-------|
| IATMI 2004-08 | Injeksi Mikroba Sebagai Usaha Peningkatan Perolehan Minyak (Suatu Percobaan Laboratorium) , Harry Budiharjo S. (Jur. Tek. Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta) / Septoratto Siregar (Dept. Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung) / Nurjati Juli (Dept. Biologi) Institut Teknologi Bandung) | 56 |
| IATMI 2004-09 | Studi Kasus Pemakaian <i>Sintetic Oil Base Mud</i> di Sumur-sumur Sangatta , Andry (PT PERTAMINA (PERSERO), DOH Kalimantan) | 63 |
| IATMI 2004-10 | Efek Penambahan Bentonit Sebagai <i>Extender Additive</i> pada Semen Kelas G terhadap <i>Setting Time</i> sebagai Alternatif dalam Mengatasi Problem Penyemenan Sumur Bertekanan Rendah pada Lapangan Tua , Aris Buntoro / P.Subiatmono (Jur. Tek Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta) / Sri Mulyantoni / Endra Suryantara (Alumni Jur. Tek Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta) | 67 |
| IATMI 2004-11 | Optimisasi Sistem Pemipaan Migas pada Lapangan Migas Tua (<i>Brown Field</i>) , Arsegianto / Septoratto Siregar (Dept. Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung) / Edy Soewono (Dept. Matematika, Institut Teknologi Bandung) / Ariyanti Pratiwi / David O. Sigian (Kelompok Penelitian dan Pengembangan Matematika Industri dan Terapan, Institut Teknologi Bandung) | 73 |
| IATMI 2004-12 | Reaktivasi dan Usaha Peningkatan Produksi Sumur-Sumur Tua di Daerah X - Suatu Studi Kasus , Doddy Abdassah (Departemen Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung) | 81 |
| IATMI 2004-13 | Upaya Peningkatan Produksi di Struktur Jatibarang Melalui Optimasi Jaringan Gas Lift Terintegrasi , Aminatul Iffah / Rachmat Hidajat / Kalwat Singh (PT. PERTAMINA (PERSERO), DOH JBB) | 96 |
| IATMI 2004-14 | :Seleksi Kandidat Sumur <i>Fracturing</i> Menggunakan <i>Artificial Neural Network</i> (ANN) , Martinus Barus / Rachmat Hidayat / Susanto, (PT PERTAMINA (PERSERO) DOH JBB) | 99 |
| IATMI 2004-15 | Hubungan antara Karakterisasi Minyak Mentah dengan Stabilitas Emulsi , Suranto, Jur. Teknik Perminyakan (UPN "Veteran" Yogyakarta) / Ariany Zulkania (Alumni Jur. T. Kimia, Universiti Teknologi Malaysia) | 105 |
| IATMI 2004-16 | Model Aliran Gas Pada Pipa Transmisi Dengan Kondisi Line Paking Untuk Berbagai Diameter , Harry Budiharjo S. (Jur. Tek. Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta) / Leksono Mucharam / Septoratto Siregar (Departemen Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung) / Edy Soewono (Departemen Matematika, Institut Teknologi) / Bandung Darmadi / Ivanky Saputra / Sinatra Canggih (KPP. Matematika Industri dan Terapan, Institut Teknologi Bandung) | 112 |
| IATMI 2004-17 | Plot Diagnostik Data Produksi Air untuk Interpretasi Mekanisme Suplai Air Ke Sumur-sumur Produksi Lapangan "X" , M. Th. Kristiati EA / Bambang Bintarto (Jur. Tek. Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta) | 122 ✓ |

RE-EVALUASI CADANGAN GAS PADA STRUKTUR GEBANG - AREA OPERASI PANGKALAN SUSU PT. PERTAMINA (PERSERO) DOH NAD-SUMBAGUT

oleh:

Joko Pamungkas¹, Budiyo² dan Rachmad Wijaya²

1. Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta

2. PT. PERTAMINA (PERSERO) DOH NAD-SUMBAGUT

ABSTRAK

Struktur Gebang diproduksi mulai bulan Desember 1978, terdiri dari 9 buah reservoir gas non asosiasi yang diproduksi dari 23 sumur produksi yang aktif (31 Desember 2003) dengan produksi gas rata-rata sebesar 20.78 MMscf/d.

Perhitungan cadangan gas secara volumetrik telah dilakukan oleh LEMIGAS tahun 2000 sebesar 158.07 Bscf, sedangkan tahun 2000 oleh LEMIGAS dengan metode material balance sebesar 156.7 Bscf.

Kumulatif produksi gas sampai dengan 31 Desember 2003 sebesar 94.96 Bscf (47.71% dari OGIP), dengan cadangan gas mula-mula (OGIP) sebesar 233.99 Bscf, jika faktor perolehan sebesar 94.49%, sehingga jumlah cadangan sisa yang masih dapat diambil (RR) sebesar 125.81 Bscf.

Berdasarkan hasil perhitungan cadangan sisa (RR) maka potensi reservoir/lapisan yang masih memungkinkan untuk dikembangkan adalah: 860 A1 Timur (16.56 Bscf), 860 A1 Barat (13.76 Bscf), 1030 B Timur (55.23 Bscf), dan 1100 Timur (20.42 Bscf).

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Struktur Gebang diproduksi dari dua SK (Stasiun Kompresor), yaitu: SK III dan SK VIII. SK-III merupakan stasiun kompresor yang memproduksi terbesar di Area Operasi Pangkalan Susu.

Managemen PT. PERTAMINA (PERSERO) DOH NAD-SUMBAGUT berencana untuk mengembangkan Struktur Gebang untuk meningkatkan pasokan produksi gas ke konsumen. Atas dasar tersebut maka re-evaluasi cadangan reservoir gas terkini harus dilakukan.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud dari tulisan ini adalah melakukan re-evaluasi cadangan gas berdasarkan data produksi dan tekanan yang ada dengan menggunakan metode *material balance*.

Tujuan yang hendak dicapai adalah: menentukan prioritas reservoir yang masih dapat dikembangkan, berdasarkan jumlah cadangan sisa yang ada, sehingga mampu meningkatkan laju pasokan gas kepada konsumen.

1.3. Metodologi

Metodologi dalam penulisan ini meliputi:

- Menentukan perilaku produksi dan tekanan sumuran dan reservoir
- Perhitungan cadangan gas dengan metode *Material Balance (MB)*

- Rekomendasi terhadap prioritas reservoir gas yang perlu dikembangkan

2. TEORI DASAR

Perkiraan cadangan untuk 9 (sembilan) reservoir gas non asosiasi Struktur Gebang dihitung kembali dengan metode MB. Data yang diperlukan pada metode MB adalah data sejarah produksi gas, air dan tekanan reservoir serta data PVT. Akurasi data yang digunakan akan sangat mempengaruhi perhitungan dan analisa MB.

Untuk reservoir gas, analisa MB menggunakan hubungan linear antara P/Z dengan G_p (dari sumur-sumur pada SK III dan SK VIII) dan diasumsikan tidak ada *water influx*.

Asumsi yang digunakan untuk perkiraan cadangan gas Struktur Gebang adalah kesetimbangan massa gas, yaitu massa yang diproduksi = awal massa di tempat - massa yang tersisa atau dapat ditulis dengan persamaan: $n_i = n_p + n$.

Dengan mengaplikasikan hukum gas, $pV = ZnRT$, diperoleh:

$$\frac{p_{sc} G_p}{T_{sc} Z_{sc}} = \frac{p_i V_i}{T_f Z_i} - \frac{p V_i}{T_f Z}$$

dimana:

T_f = temperatur formasi, °F

V_i = volume reservoir gas, scf

p_i = tekanan awal reservoir, psi

p = tekanan reservoir setelah berproduksi, psi

Volume reservoir gas dalam unit scf diperoleh dengan menggunakan Faktor Volume Formasi Gas Awal (B_{g_i}).

$V_i = GB_{g_i}$

Dari kombinasi kedua persamaan diatas digunakan untuk penyelesaian p/Z , yaitu :

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{T_f P_{sc}}{T_{sc} B_{gt} G} G_p$$

Dari plot antara p/Z dengan G_p akan diperoleh kurva garis lurus, sehingga Cadangan Awal Reservoir di Tempat (OGIP) dapat ditentukan secara grafis. Dengan menentukan harga tekanan abandon (P_{ab}) pada grafik dapat diperoleh besarnya *Recovery Factor* (RF). Besarnya tekanan abandon (P_{ab}) diperkirakan dari hasil simulasi *PIPESIM* yaitu 75 psi, pada tekanan *manifold* pada sistim tekanan rendah (TR) sebesar 43 psi.

3. HASIL DAN DISKUSI

3.1. Perilaku Produksi Reservoir Gas Struktur Gebang

Berdasarkan data dari Bulan Januari 1978 sampai dengan Bulan Desember 2003, diketahui bahwa jumlah sumur produksi sebanyak 48 buah, sedangkan yang aktif masih sejumlah 23 buah. Ke 26 sumur tersebut dari 9 lapisan gas non asosiasi. Kumulatif produksi (G_p) gas sampai dengan 31 Desember 2003 sebesar 94.96 Bscf dengan perincian untuk masing-masing reservoir seperti terlihat pada Tabel 1.

Prediksi perilaku produksi untuk masing-masing sumur, reservoir pada Struktur Gebang dibuat berdasarkan analisa *trendline* dari data produksi yang ada, prediksi dilakukan dari 1 Januari 2004 sampai dengan 1 Januari 1013 (9 tahun).

Perilaku tekanan dibuat berdasarkan data hasil uji tekanan masing-masing sumur kemudian dikelompokkan berdasarkan lapisan/reservoirnya, data tekanan tersebut lalu dikonversikan ke datum (*sub sea level*) yang sama selanjutnya baru dibuat *trendline*-nya untuk tiap-tiap reservoir dan sumur.

Sebagian hasil analisa Perilaku produksi dan tekanan untuk reservoir 860 A-1 Barat pada Struktur Gebang selengkapnya dapat dilihat pada Gambar 1 s.d Gambar 2.

3.2. Re-evaluasi Cadangan Reservoir Gas Struktur Gebang

Hasil perhitungan OGIP (*Original Gas In Place*), UR (*Ultimate Recovery*), RF (*Recovery Factor*) dan RR (*Remaining Reserve*) yang dapat diambil selengkapnya

dapat di lihat pada Tabel 1 dan Gambar 3 s.d Gambar 11.

Berdasarkan hasil perhitungan pada tabel tersebut terlihat bahwa jumlah OGIP untuk non asosiasi sebesar 233.99 Bscf. Rata-rata RF untuk reservoir gas non asosiasi sebesar 94.49%, dengan RF rata-rata saat ini (31 Desember 2003) telah mencapai 47.71%. Jumlah cadangan sisa yang masih dapat diambil sebesar (untuk SK III dan SK VIII) 125.81 Bscf. Perbedaan hasil perhitungan OGIP (Tabel 2) antara UPN dengan LEMIGAS dan PERTAMINA yang cukup mencolok terletak pada lapisan 1030 B Timur (tambahan sumur GB-53, dan GB-55) dan 1100 Timur (tambahan sumur GB-54).

4. KESIMPULAN

Kumulatif produksi gas sampai dengan 31 Desember 2003 sebesar 94.96 Bscf (47.71% dari OGIP), dengan cadangan gas mula-mula (OGIP) sebesar 233.99 Bscf, jika faktor perolehan sebesar 94.49%, sehingga jumlah cadangan sisa yang masih dapat diambil (RR) sebesar 125.81 Bscf.

Berdasarkan hasil perhitungan cadangan sisa (RR) maka potensi reservoir/lapisan yang masih memungkinkan untuk dikembangkan adalah: 860 A1 Timur (16.56 Bscf), 860 A1 Barat (13.76 Bscf), 1030 B Timur (55.23 Bscf), dan 1100 Timur (20.42 Bscf).

DAFTAR PUSTAKA

1. Ikoku, Chi U., "Natural Gas Engineering, A Systems Approach", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
2. LEMIGAS, "Studi Evaluasi Cadangan dan Kemampuan Pasok Gas Struktur Gebang Aset II Pangkalan Susu Pertamina DO Hulu Rantau", Lemigas, Jakarta Mei 2001
3. FTM-UPNVY, "Studi Terpadu Gathering System Transmisi Gas SK III di Area Operasi Pangkalan Pangkalan Susu PT. Pertamina (Persero) DOH-Sumbagut, FTM-UPN, 2004

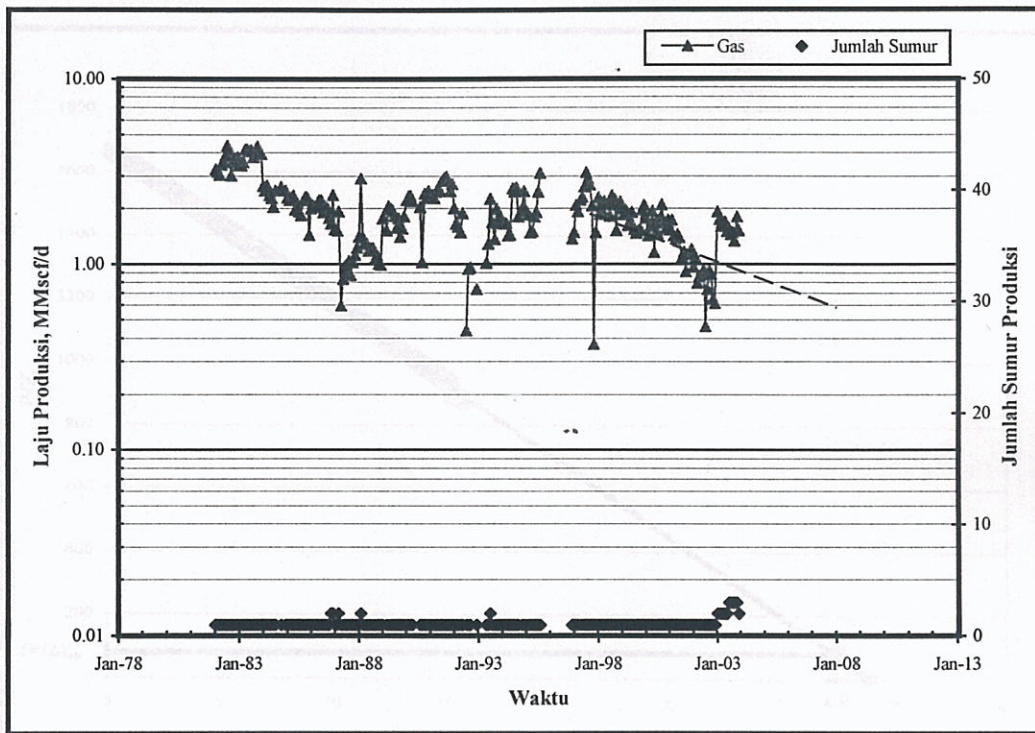
Tabel 1.
Hasil Perhitungan OGIP, UR, RF dan RR
(31 Desember 2003)

| No | Lapisan | OGIP Bscf | UR Bscf | Gp @ 31/12/03 Bscf | Recovery Factor, % | | RR Bscf |
|------------------|------------|---------------|---------------|--------------------------|--------------------|--------------|---------------|
| | | | | | 31/12/03 | Abandon | |
| 1 | 860 A1 TMR | 33.93 | 32.33 | 15.77 | 46.48 | 95.29 | 16.56 |
| 2 | 860 A1 BRT | 28.53 | 27.06 | 13.30 | 46.62 | 94.86 | 13.76 |
| 3 | 860 A2 TMR | 15.69 | 14.47 | 5.24 | 33.41 | 92.21 | 9.23 |
| 4 | 860 B1 BRT | 22.25 | 20.91 | 18.92 | 85.03 | 93.98 | 1.99 |
| 5 | 860 B2 BRT | 26.29 | 24.91 | 19.88 | 75.61 | 94.77 | 5.04 |
| 6 | 900 BRT | 18.74 | 17.51 | 15.12 | 80.68 | 93.47 | 2.40 |
| 7 | 1000 B TMR | 2.50 | 2.41 | 1.21 | 48.43 | 96.43 | 1.20 |
| 8 | 1030 B TMR | 63.02 | 59.16 | 3.93 | 6.23 | 93.87 | 55.23 |
| 9 | 1100 TMR | 23.04 | 22.00 | 1.59 | 6.89 | 95.49 | 20.42 |
| Rata-rata | | | | | 47.71 | 94.49 | |
| Total | | 233.99 | 220.77 | 94.96 | | | 125.81 |

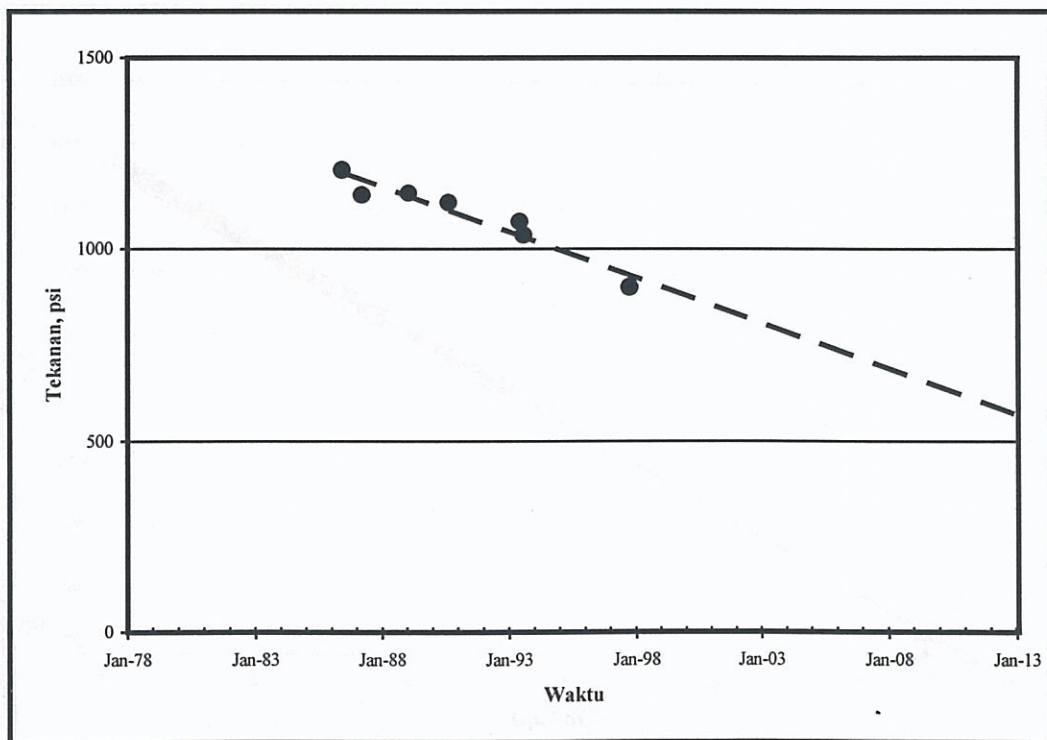
Tabel 2.
Perbandingan hasil Perhitungan OGIP
(UPN, LEMIGAS, PERTAMINA)

| LAPISAN | BLOK | PERKIRAAN ISI AWAL GAS (Bscf) | | | |
|--------------|------|-------------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| | | Material Balance | | Volumetrik | |
| | | UPN 2004 | LEMIGAS 2000 | PERTAMINA 1988 | LEMIGAS 2000 |
| 860 A1 | TMR | 33.93 | 65.00 | 65.00 | 55.80 |
| 860 A1 | BRT | 28.53 | | | |
| 860 A2 | TMR | 15.69 | 6.30)* | 8.96 | 8.96)* |
| 860 B1 | BRT | 22.25 | 40.00)* | 51.00)* | 37.46)* |
| 860 B2 | BRT | 26.29 | 23.50)* | 23.50)* | 18.25)* |
| 900 | BRT | 18.74 | 16.50 | 19.00 | 17.91 |
| 1000 B | TMR | 2.50 | 5.40 | 5.40 | 7.83 |
| 1030 B | TMR | 63.02 | - | 11.86 | 11.86 |
| 1100 | TMR | 23.04 | - | 7.54 | - |
| Total | | 233.99 | 156.7 | 192.26 | 158.07 |

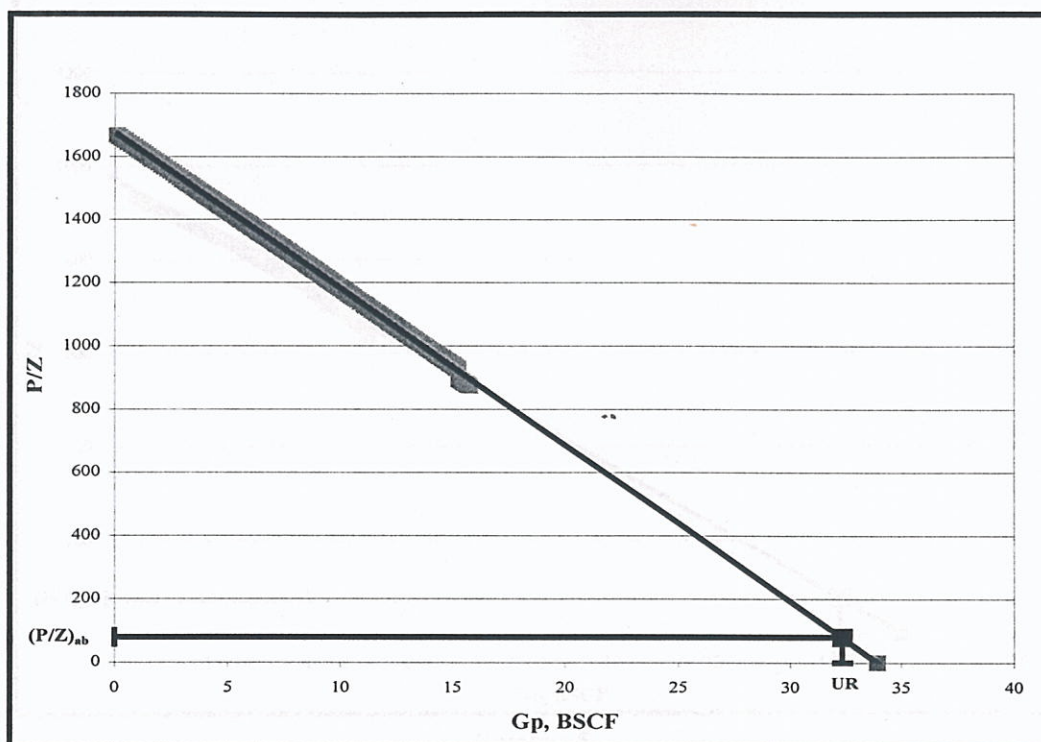
* BRT/TGH/TMR



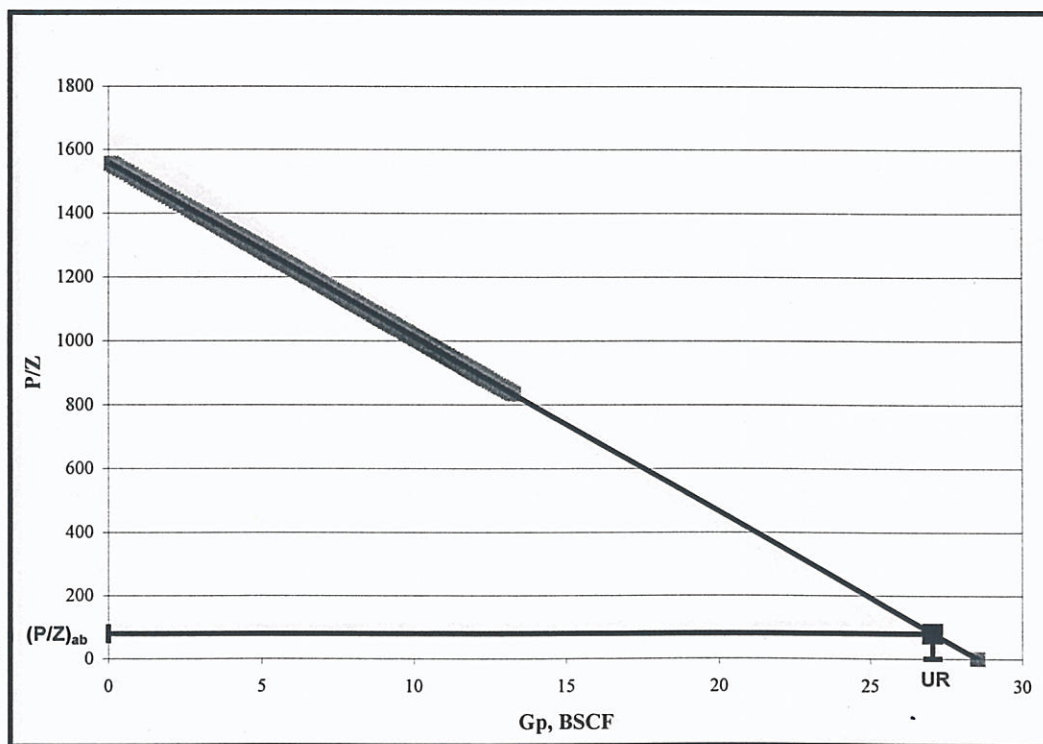
Gambar 1.
Kurva Penurunan Produksi Gas Lapisan 860 A1 BRT



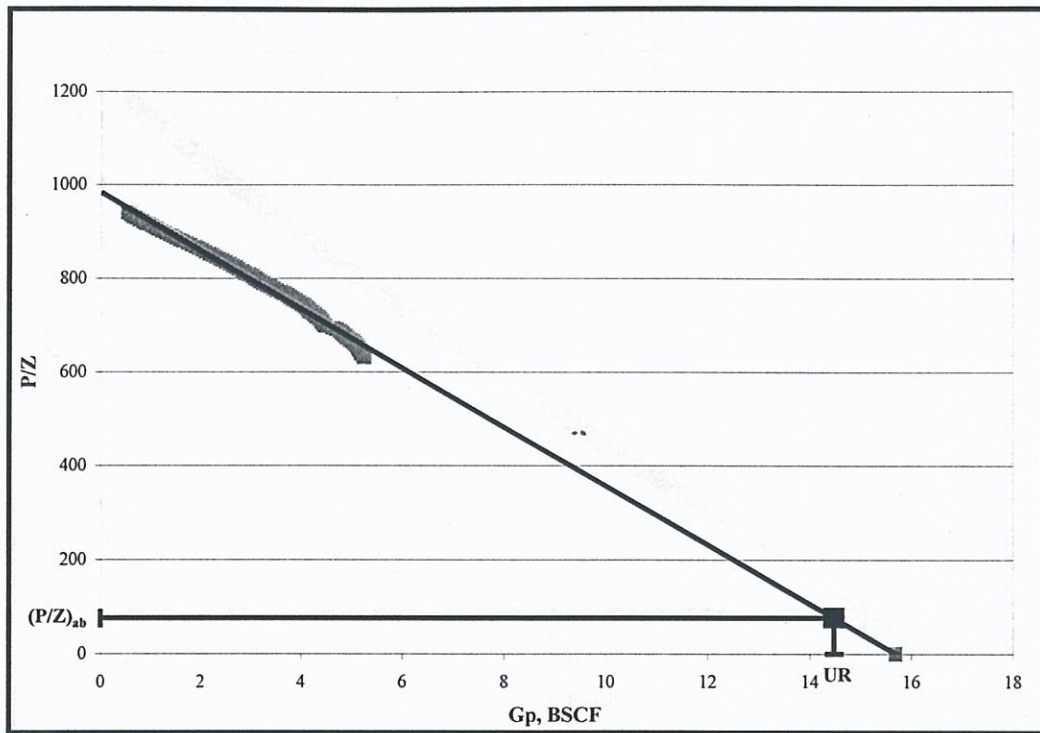
Gambar 2.
Kurva Penurunan Tekanan Lapisan 860 A1 BRT



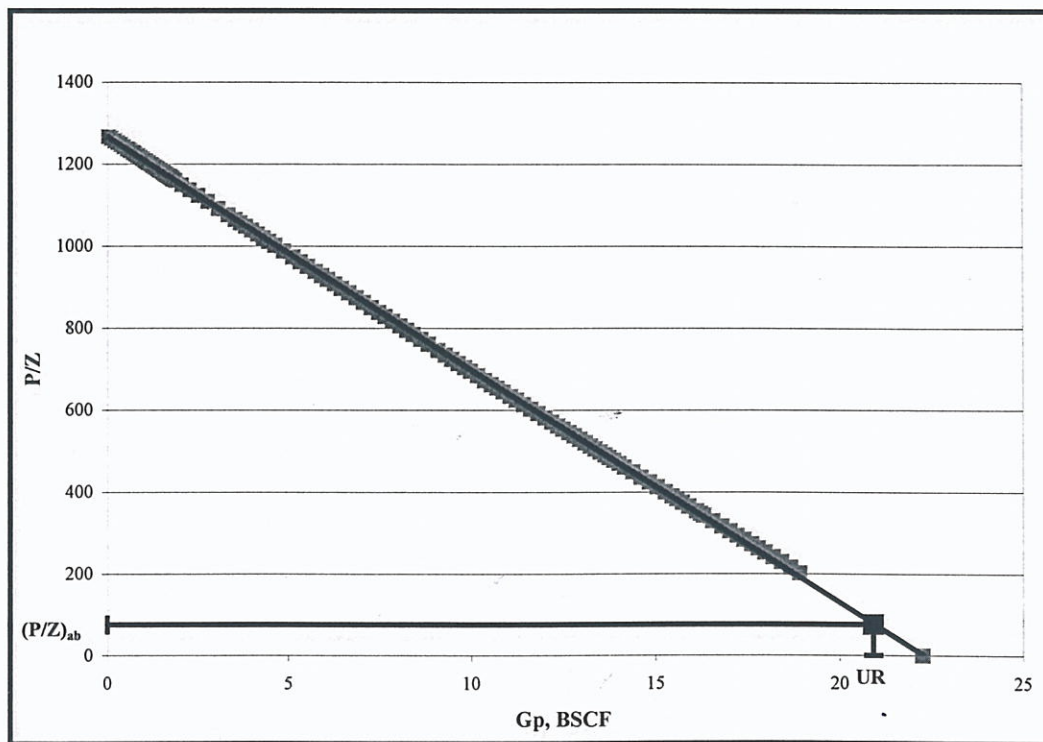
Gambar 3.
 Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 860 A1 TMR



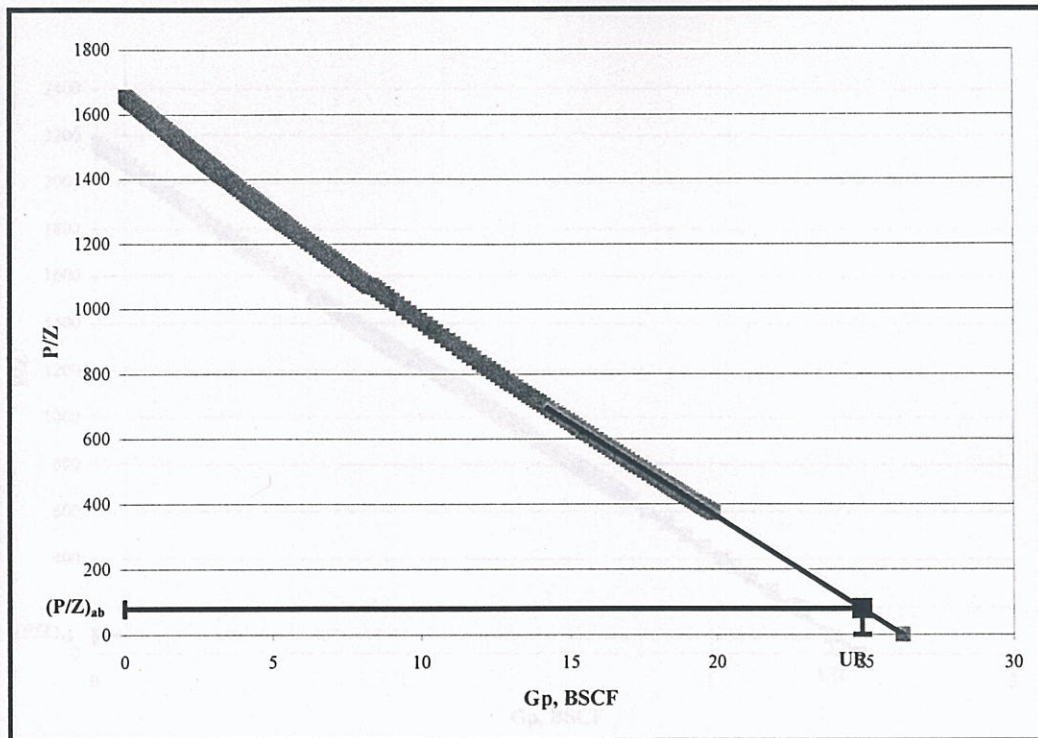
Gambar 4.
 Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 860 A1 BRT



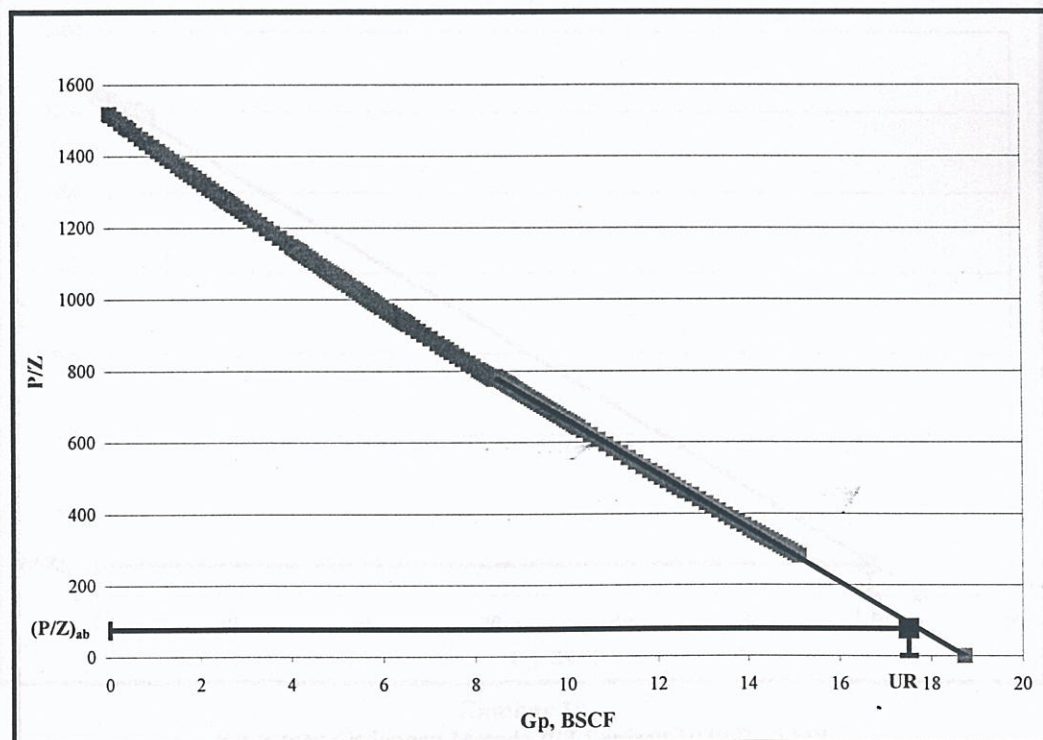
Gambar 5.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 860 A2 TMR



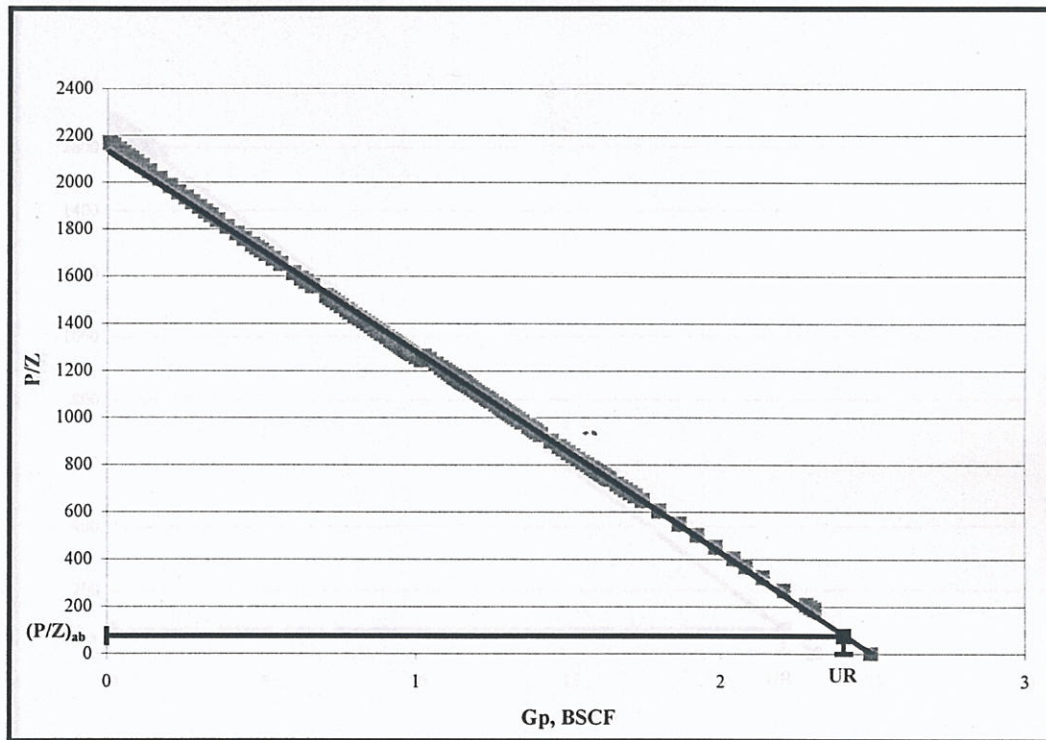
Gambar 6.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 860 B1 BRT



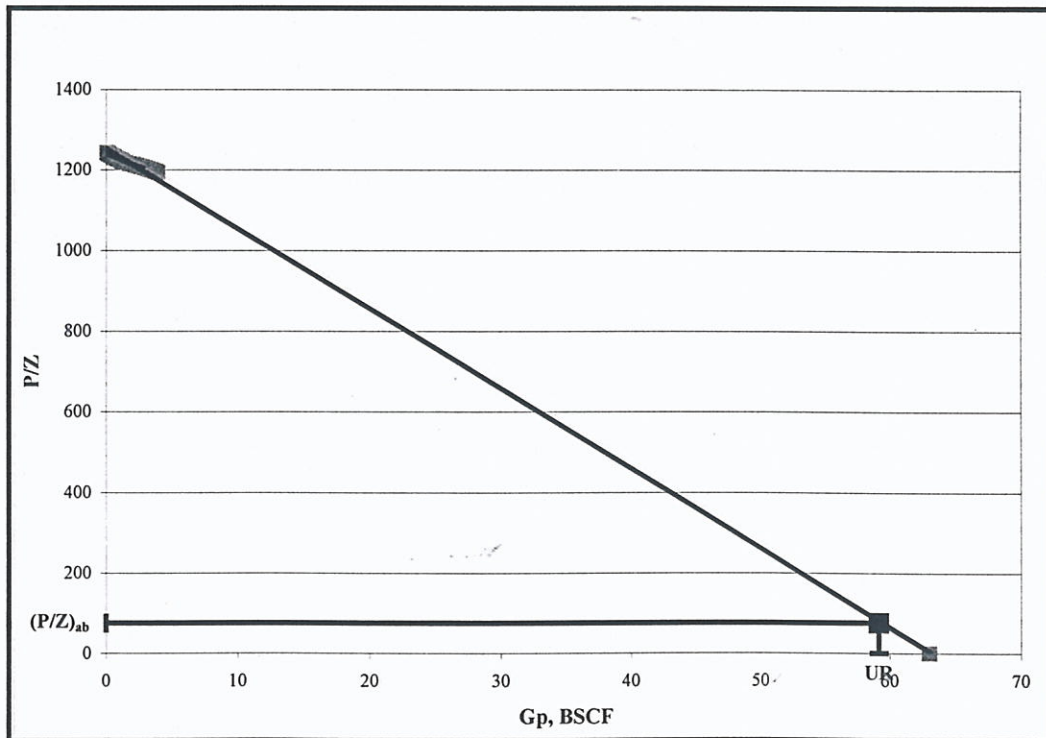
Gambar 7.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 860 B2 BRT



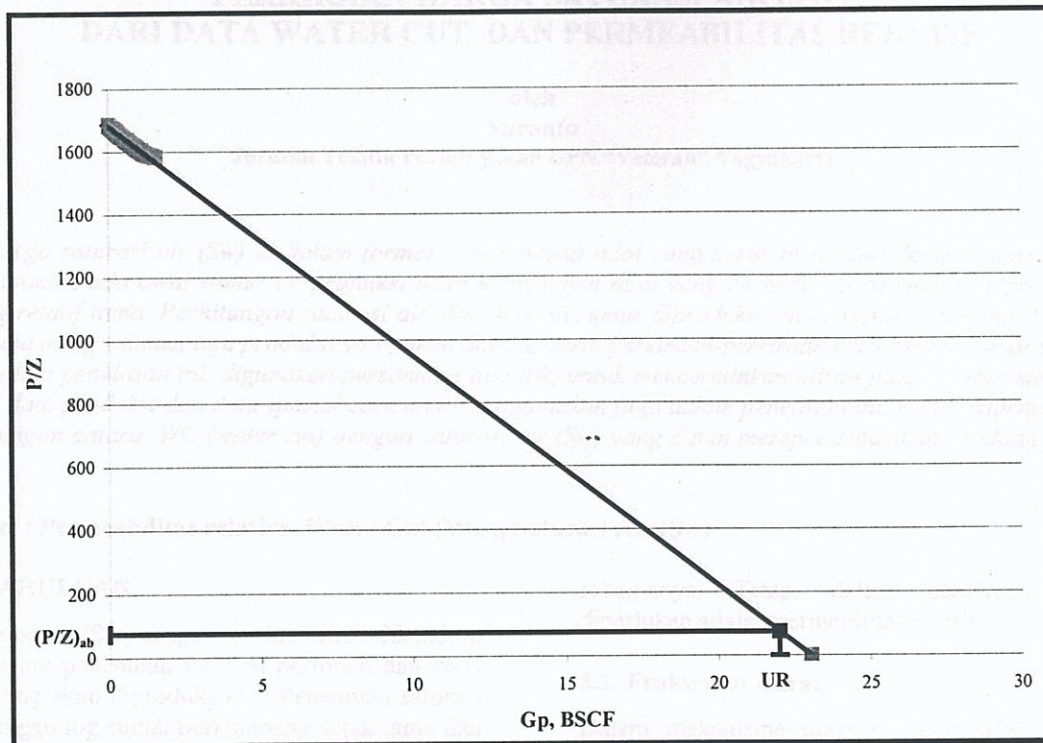
Gambar 8.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 900 BRT



Gambar 9.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 1000 B TMR



Gambar 10.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 1030 B1 TMR



Gambar 11.
Penentuan Cadangan Metode P/Z Lapisan 1100 TMR