

**SUATU STUDI SIMULASI RESERVOIR
DALAM UPAYA MEMPERKIRAKAN KINERJA RESERVOIR
LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Oleh

YAYAN KUSYANTO

NIM : 12413039

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar
Sarjana Teknik Pada Program Studi Teknik Perminyakan
Institut Teknologi dan Sains Bandung**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESIGN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
AGUSTUS 2015**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tugas Akhir ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Yayan Kusyanto

NIM : 12413039

Tandatangan :

Tanggal : Agustus 2015

**SUATU STUDI SIMULASI RESERVOIR
DALAM UPAYA MEMPERKIRAKAN KINERJA RESERVOIR
LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Oleh

YAYAN KUSYANTO

NIM : 12413039

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar
Sarjana Teknik Pada Program Studi Teknik Perminyakan
Institut Teknologi dan Sains Bandung**

Menyetujui,

Kota Deltamas, Agustus 2015

Pembimbing

(Prof. Ir. Pudji Permadi, M.Sc., Ph.D)

Mengetahui,

Ketua Program Studi Teknik Perminyakan

(Prof. Ir. Pudji Permadi, M.Sc., Ph.D)

KATA PENGANTAR

Puji syukur alhamdulillah penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang atas rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.

Selama masa perkuliahan sampai melakukan penyusunan Tugas Akhir ini, penulis mendapat bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Untuk itu penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Istriku tercinta Diah Mardiah dan ketiga anakku (Agim, Abil, dan Nafis) tersayang, yang selalu memberikan semangat dan do'a terbaiknya agar dapat menyelesaikan studi dan tugas akhir ini ;
2. Bapak Prof. Ir. Pudji Permadi, M.Sc., Ph.D selaku pembimbing, serta para dosen yang telah memberikan bimbingan dalam menyelesaikan tugas akhir ini ;
3. Sahabat-sahabat TM 90 ITB (Sudono, Tompson, Sinta, Irwan, Emir, Eri, Zumja, Syahbayu, Wahju, Dooley, Supriatna, Sapta, dan lain-lain) yang selalu memberikan dukungan agar dapat menyelesaikan studi ;
4. Teman-teman kuliah (Akbar, Imam, Hari, Kiki, Falza, Oki, dan lain-lain) yang selalu memberi bantuan selama masa perkuliahan ;
5. Seluruh staf dan karyawan Teknik Perminyakan yang telah banyak memberikan bantuan.

Tugas akhir ini sekaligus merupakan persembahan penulis untuk kedua orangtua tercinta (Alm) H. M. Nakim dan (Alm) Hj. Iyoh Warliyah. Semoga persembahan kecil ini, akan membuat kebahagiaan besar bagi engkau berdua di alam sana.

Penulis menyadari bahwa tugas akhir ini memiliki kesalahan, untuk itu kritik dan saran sangat diharapkan. Akhir kata semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi para pembacanya.

Bandung, Agustus 2015

Penulis

LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH

Sebagai sivitas akademik Institut Teknologi dan Sains Bandung, saya yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Yayan Kusyanto
NIM : 12413039
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenis Karya Ilmiah : Tugas Akhir

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Institut Teknologi dan Sains Bandung **Hak Bebas Royalty Noneksklusif (Non-exclusive Royalty- Free Right)** atas karya ilmiah saya yang berjudul Studi Kinerja Reservoir Lapangan X Menggunakan Simulasi Reservoir bersama perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalty Noneksklusif ini Institut Teknologi dan Sains Bandung berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Kota Deltamas

Pada tanggal : Agustus 2015

Yang menyatakan

(Yayan Kusyanto)

ABSTRAK

Simulasi reservoir pada prinsipnya mempunyai tujuan melakukan prediksi kinerja suatu reservoir. Dengan menggunakan model reservoir yang dibuat mewakili karakteristik reservoir sebenarnya. Data karakteristik reservoir diperoleh dari Well Log, RCAL dan SCAL. Jumlah sample core yang dipakai adalah sebanyak 113 RCAL dan 13 diantaranya SCAL. Sedangkan simulator yang digunakan adalah PETREL RE 2011 dan Eclipse E-100.

Prediksi kinerja reservoir berdasarkan *history matching* terhadap data produksi dan tekanan pada model reservoir tersebut di atas. Data produksi yang dipakai adalah data produksi dari 22 sumur produksi yang berada di Lapangan X.

Untuk penentuan *rock type* batuan reservoir yang digunakan pada simulasi, digunakan metode PGS (*Pore Geometry and Structure*). Dimana akan diperoleh hubungan antara permeabilitas dengan porositas untuk setiap *rock type* .

KATA KUNCI: Simulasi reservoir, RCAL, SCAL, *history matching*, PGS, *rock type*.

ABSTRACT

The primary objective of reservoir simulation is to predict future performance of reservoir. It's require reservoir model which constructed from original reservoir characteristic. Data of reservoir characteristic obtained from Well Log, RCAL and SCAL. There was used 113 sample cores of RCAL and 13 of them as SCAL. Then using PETREL RE 2011 and Eclipse E-100 as a simulator.

Future prediction of reservoir performance base on the result of reservoir model's history matching process. The production and pressure data provided from history production of 22 production wells of X field.

To obtain the appropriate rock type was conduct on this simulation, we used PGS method (Pore Geometry and Structure). So we can construct correlation between permeability and porosity for each rock type.

KEYWORD : Reservoir simulation, RCAL, SCAL, history matching, PGS, rock type.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	v
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB 1. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Penelitian.....	1
1.2 Tujuan Penelitian	1
1.3 Batasan Masalah.....	1
1.4 Metodologi Penelitian	1
1.5 SistematikaPenulisan.....	2
BAB 2. LANDASAN TEORI.....	3
2.1 Karakteristik Fluida dan Batuan Reservoir	3
2.1.1 Karakteristik Fluida Reservoir.....	9
2.1.2 Karakteristik Batuan Reservoir	9
2.2 <i>Rock Type</i>	18
2.2.1 Metode <i>Pore-Geometry-Structure</i> (PGS)	19
2.3 Simulasi Reservoir.....	21
2.3.1 Pemilihan Model Reservoir dan <i>Grid</i>	21

2.3.2	Inisialisasi.....	22
2.3.3	<i>History Matching</i>	23
2.3.4	Prediksi Kinerja.....	24
BAB 3. PENGOLAHAN DATA INPUT SIMULASI.....		25
3.1	Persiapan Data	25
3.1.1	Data Batuan Reservoir	25
3.1.2	Data PVT	26
3.1.3	Data Produksi dan Tekanan	26
3.1.4	Data Sumur	26
3.2	Pengolahan Data untuk <i>Input</i> Simulasi Reservoir	26
3.2.1	Pengelompokan <i>Rock Type</i> pada kurva PGS	26
3.2.2	Penentuan Batas <i>Rock Type</i>	26
3.2.3	Penentuan Kurva J (Sw) dan Pc	28
3.2.4	Perkiraan Harga Permeabilitas	29
3.2.5	Permeabilitas Relatif	32
3.2.6	Data Produksi	37
3.2.7	Fluida Reservoir	37
BAB 4. PEMBAHASAN.....		39
4.1	Kestabilan Model	39
4.2	Inisialisasi.....	39
4.2	<i>History Matching</i>	40
4.3	Prediksi.....	41
BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN.....		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43
DAFTAR PUSTAKA		44

DAFTAR TABEL

Tabel	Hal
3.1 Konstanta Persamaan antara $J(S_w)$ dan S_w	28
3.2 Konstanta Persamaan untuk setiap <i>Rock Type</i>	30
3.3 Persamaan k Prediksi untuk setiap <i>Rock Type</i>	32
3.4 Sifat Fluida yang Menjadi <i>Input</i> Simulasi	38
4.1 Perbandingan Volume Awal hasil Simulasi dengan Volumetrik	39
4.2 Produksi Kumulatif Tambahan Sumur <i>Existing</i>	42

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Hal
2.1 Kelarutan Gas dalam Minyak sebagai Fungsi Tekanan	3
2.2 Faktor Volume Formasi Minyak sebagai Fungsi Tekanan	4
2.3 Faktor Volume Formasi Gas sebagai Fungsi Tekanan	4
2.4a Faktor Volume Formasi Gas sebagai Fungsi Tekanan	5
2.4b Faktor Volume Formasi Total sebagai Fungsi Tekanan	5
2.5 Kompresibilitas Minyak sebagai Fungsi Tekanan	6
2.6 Kompresibilitas Gas sebagai Fungsi Tekanan	6
2.7 Viskositas Minyak sebagai Fungsi Tekanan	7
2.8 Viskositas Gas sebagai Fungsi Tekanan	8
2.9 Faktor Deviasi Gas sebagai Fungsi Tekanan	9
2.10 Konsep Kebasahan (<i>Wettability</i>)	11
2.11 Proses <i>Drainage</i> dan <i>Imbibition</i>	12
2.12 Pengaruh Permeabilitas pada Hubungan antara Tekanan Kapiler dan Saturasi	13
2.13 Model Reservoir yang digunakan dalam Simulasi	22
3.1 Pengelompokan <i>Rock Type</i> pada Kurva PGS	27
3.2 Garis Batas untuk setiap <i>Rock Type</i>	27
3.3 Hubungan antara $J(S_w)$ dan S_w	29
3.4 Hubungan antara P_c dan S_w	29
3.5 Hubungan antara S_{wi} dan k	30
3.6 Plot semi log k dan $\frac{\phi^A}{S_w^B}$	31
3.7 Perbandingan antara k dan k Prediksi untuk setiap <i>Rock Type</i>	32

DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)

Gambar	Hal
3.8a Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 1	33
3.8b Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 2	33
3.8c Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 3	34
3.8d Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 4	34
3.8e Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 5	34
3.8f Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 6	35
3.8g Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 7	35
3.8h Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 8	35
3.8i Kurva Permeabilitas Relatif Minyak - Air <i>Rock Type</i> 9	36
3.9 Kurva Permeabilitas Relatif Minyak– Gas	36
3.10 Hubungan antara Kelarutan Gas dalam Minyak dan Tekanan	37
3.11 Hubungan antara Faktor Volume Formasi Minyak dan Tekanan	37
3.12 Hubungan antara Viskositas Minyak dan Tekanan	38
4.1 Harga <i>V- Shale</i> dan <i>Porosity Cutoff</i>	39
4.2 Posisi Sumur Sisipan (<i>Infill Wells</i>)	42

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Hal
Lampiran A Data RCAL dan SCAL	45
Lampiran B Data Fluida	57
Lampiran C Data Produksi dan Tekanan	67
Lampiran D Hasil <i>History Matching</i> dan Prediksi	94

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Simulasi reservoir secara umum bertujuan untuk meramalkan kinerja suatu reservoir minyak dan gas. Selanjutnya dari hasil peramalan tersebut akan dijadikan dasar bagi proses pengembangan lapangan agar factor perolehannya (*recovery factor*) meningkat.

Penelitian ini menggunakan suatu model reservoir (sudah tersedia), yang akan disimulasikan dengan simulator PETREL RE 20011 dan Eclipse E-100. Data yang digunakan adalah data PVT, produksi, dan sifat fisik batuan.

1.2 Tujuan

Tujuan penelitian adalah meramalkan kinerja reservoir melalui simulasi sesuai sejarah produksi dan tekanan.

1.3 Batasan Masalah

Penulis menggunakan model reservoir yang sudah tersedia, dengan asumsi fluida *black oil*. Kondisi reservoir sebagai berikut: tekanan inisial sebesar 2814 psi, *gas oil contact* pada kedalaman 4907 ft, *water oil contact* pada kedalaman 6560 ft, suhu sebesar 275°F, dan sebagai *datum depth* adalah kedalaman *gas oil contact*.

1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian dilakukan dalam beberapa tahap, yaitu sebagai berikut :

1. Pengumpulan data produksi, sumur, sifat fisik batuan (RCAL dan SCAL), dan PVT.
2. Pengolahan data RCAL, SCAL, PVT, dan produksi.
3. Simulasi terdiri dari proses pemilihan model dan grid, inisialisasi, *history matching*, dan prediksi.

1.5 Sistematika Penulisan

Tulisan ini dibagi menjadi beberapa bab, yaitu sebagai berikut :

1. Bab I : Pendahuluan
2. Bab II : Landasan Teori
3. Bab III : Pengolahan Data *Input* Simulasi
4. Bab IV : Pembahasan
5. Bab V : Kesimpulan dan Saran

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 Karakteristik Fluida dan Batuan Reservoir

2.1.1 Karakteristik Fluida Reservoir

Kelakuan sifat-sifat fisik fluida reservoir diperlukan untuk evaluasi kinerja reservoir. Sifat fisik fluida reservoir minyak dapat diperoleh dari pengolahan data hasil percobaan di laboratorium, atau apabila data tersebut tidak tersedia, dapat dilakukan penentuannya dengan metoda korelasi. Sifat-sifat fisik fluida reservoir minyak yang dimaksud adalah:

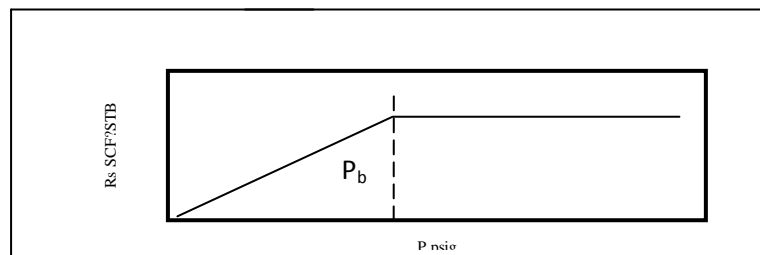
2.1.1.1 Tekanan Gelembung (P_b)

Tekanan gelembung didefinisikan sebagai tekanan dimana saat pertama kali gelembung gas ke luar dari fasa minyak.

2.1.1.2 Kelarutan Gas dalam Minyak (R_{so})

Kelarutan gas dalam minyak didefinisikan sebagai jumlah gas yang terlarut (SCF) di dalam minyak (STB) pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu. Gambar 2.1 menunjukkan kelakuan R_{so} terhadap tekanan pada saat tekanan gelembung, harga R_{so} mencapai maksimum karena jumlah gas yang terlarut pada saat tersebut belum ada gas yang ke luar dari minyak atau pada saat jumlah gas terbanyak berada di dalam minyak. Secara matematis R_{so} dapat dituliskan sebagai berikut :

$$R_{so} = \frac{\text{vol.gas yang diproduksi pada keadaan standar, SCF}}{\text{vol.minyak yang masuk tanki pada kondisi standar, STB}} \quad (2.1)$$

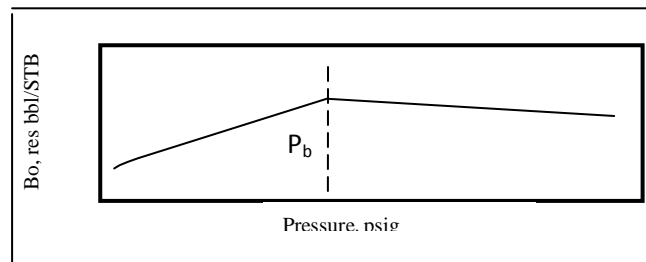


Gambar 2.1 Kelarutan Gas dalam Minyak sebagai Fungsi Tekanan

2.1.1.3 Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)

Faktor volume formasi minyak didefinisikan sebagai volume minyak pada kondisi reservoir (res. bbl) dibagi dengan volumenya pada kondisi standar (STB). Gambar 2.2 menunjukkan kelakuan B_o terhadap tekanan. Pada saat tekanan lebih besar dari P_b , Penurunan tekanan dari tekanan awal menyebabkan berkembangnya volume minyak di reservoir sehingga harga B_o membesar. Setelah melewati harga P_b , penurunan tekanan lebih lanjut menyebabkan gas ke luar dari minyak yang secara kuantitatif lebih besar dari pengembangan minyak akibat penurunan tekanan tersebut sehingga didapatkan volume minyak di reservoir mengecil dan harga B_o mengecil. Secara matematis, B_o dapat dituliskan sebagai berikut :

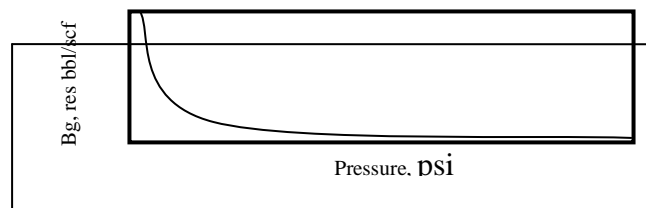
$$B_o = \frac{\text{vol.minyak+gas terlarut pada kondisi reservoir,bbl}}{\text{vol.minyak yang masuk tanki pada kondisi standar,STB}} \quad (2.2)$$



Gambar 2.2 Faktor Volume Formasi Minyak sebagai Fungsi Tekanan

2.1.1.4 Faktor Volume Formasi Gas (B_g)

Faktor volume formasi gas didefinisikan sebagai volume gas pada kondisi reservoir (res. bbl) dibagi dengan pada kondisi standar (SCF). Gambar 2.3 menunjukkan tipe kinerja B_g terhadap tekanan.



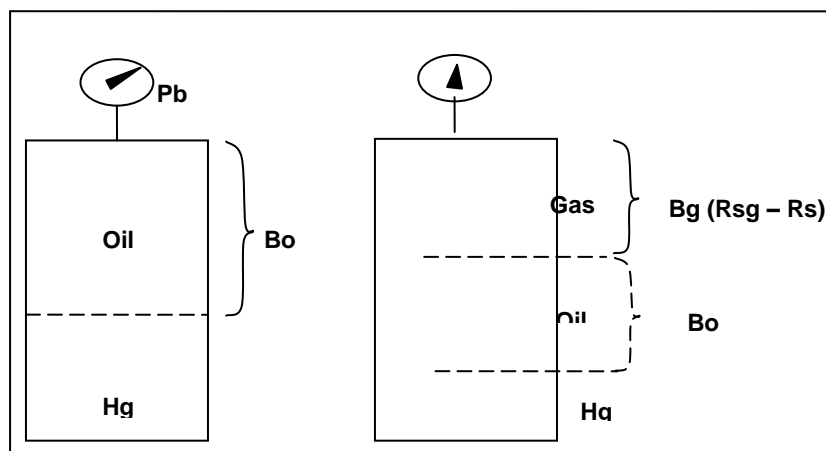
Gambar 2.3 Faktor Volume Formasi Gas sebagai Fungsi Tekanan

2.1.1.5 Faktor Volume Formasi Total (B_t)

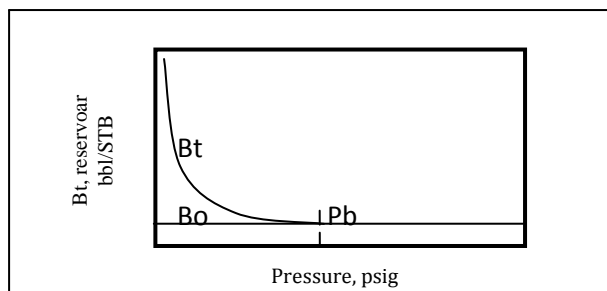
Faktor volume formasi total adalah sifat turunan dari sifat-sifat yang telah dibahas di depan. Gambar 2.4a menunjukkan konsep faktor volume formasi total yang didefinisikan sebagai :

$$B_t = B_o + B_g(R_{sob} - R_{so}) \quad (2.3)$$

Di mana R_{sob} adalah R_s pada P_b . Sedangkan Gambar 2.4b menunjukkan perbandingan antara B_o dan B_t .



Gambar 2.4a Faktor Volume Formasi Gas sebagai Fungsi Tekanan



Gambar 2.4b Faktor Volume Formasi Total sebagai Fungsi Tekanan

2.1.1.6 Kompresibilitas

Kompresibilitas dalam hubungannya dengan sifat fisik lain adalah sebagai berikut :

- Untuk minyak :

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dp}, \quad P > Pb \quad (2.4)$$

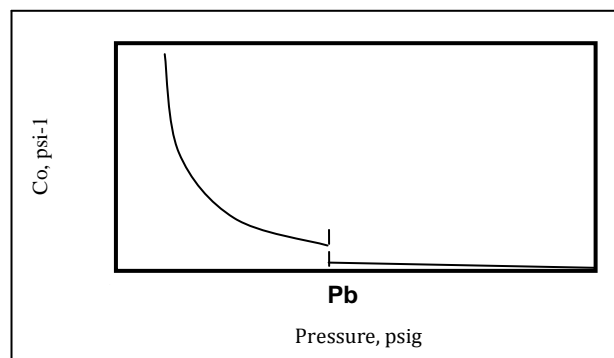
$$C_o = -\frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dp} + B_g \frac{dR_{so}}{dp}, \quad P < Pb \quad (2.5)$$

- Untuk gas :

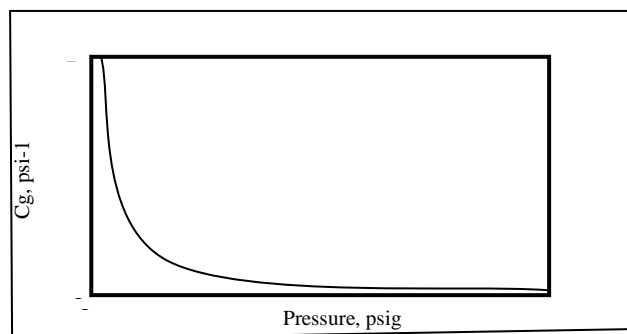
$$C_g = -\frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp}, \quad (2.6)$$

$$C_g = B_g \times \frac{dB_g}{dp} \quad (2.7)$$

Gambar 2.5 dan 2.6 masing-masing menunjukkan kelakuan kompresibilitas minyak dan gas terhadap tekanan.



Gambar 2.5 Kompresibilitas Minyak sebagai Fungsi Tekanan



Gambar 2.6 Kompresibilitas Gas sebagai Fungsi Tekanan

2.1.1.7 Densitas dan *Specific Gravity*

Densitas untuk minyak yang dapat diwakili oleh °API dirumuskan sebagai berikut :

$$\frac{\rho_o}{\rho_w} = SG_{oil} = \gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + {}^\circ API} \quad (2.8)$$

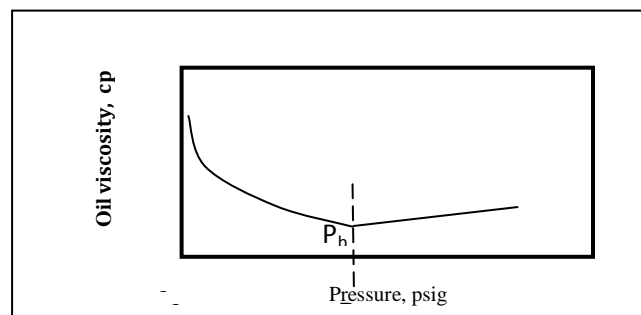
Terlihat jelas, makin tinggi °API akan makin rendah ρ_o .

Untuk gas *specific gravity* dirumuskan sebagai :

$$SG_{gas} = \gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{udara}} \quad (2.9)$$

2.1.1.8 Viskositas

Viskositas minyak mempunyai kelakuan seperti tampak pada Gambar 2.7. Di atas P_b , viskositas minyak menurun terhadap turunnya tekanan secara hampir linier dan tidak tajam. Sedangkan di bawah P_b , harga viskositas bertambah secara eksponensial. Fenomena ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

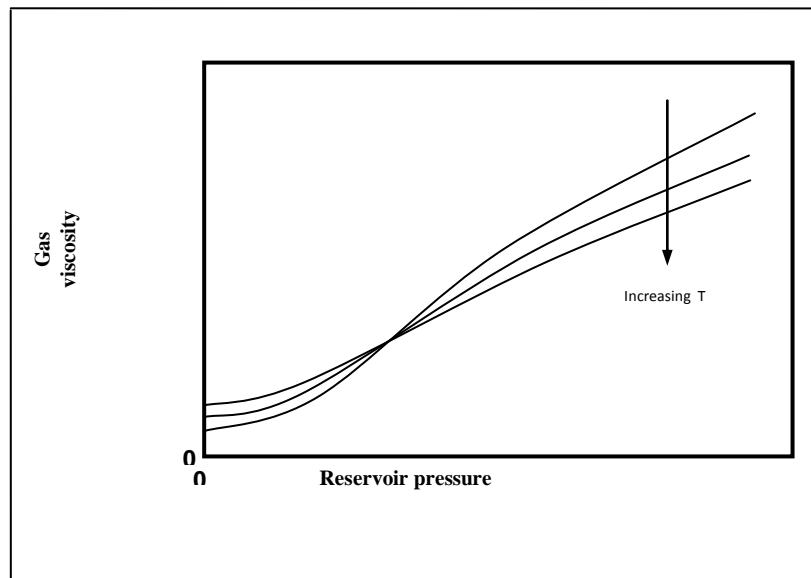


Gambar 2.7 Viskositas Minyak sebagai Fungsi Tekanan

Pada saat tekanan $>P_b$, penurunan tekanan menyebabkan pengembangan minyak lebih mudah sehingga viskositas turun. Sedangkan setelah melewati P_b , jumlah gas yang berada dalam

minyak berkurang terus dengan turunnya tekanan sehingga minyak makin mengental atau makin sulit mengalir.

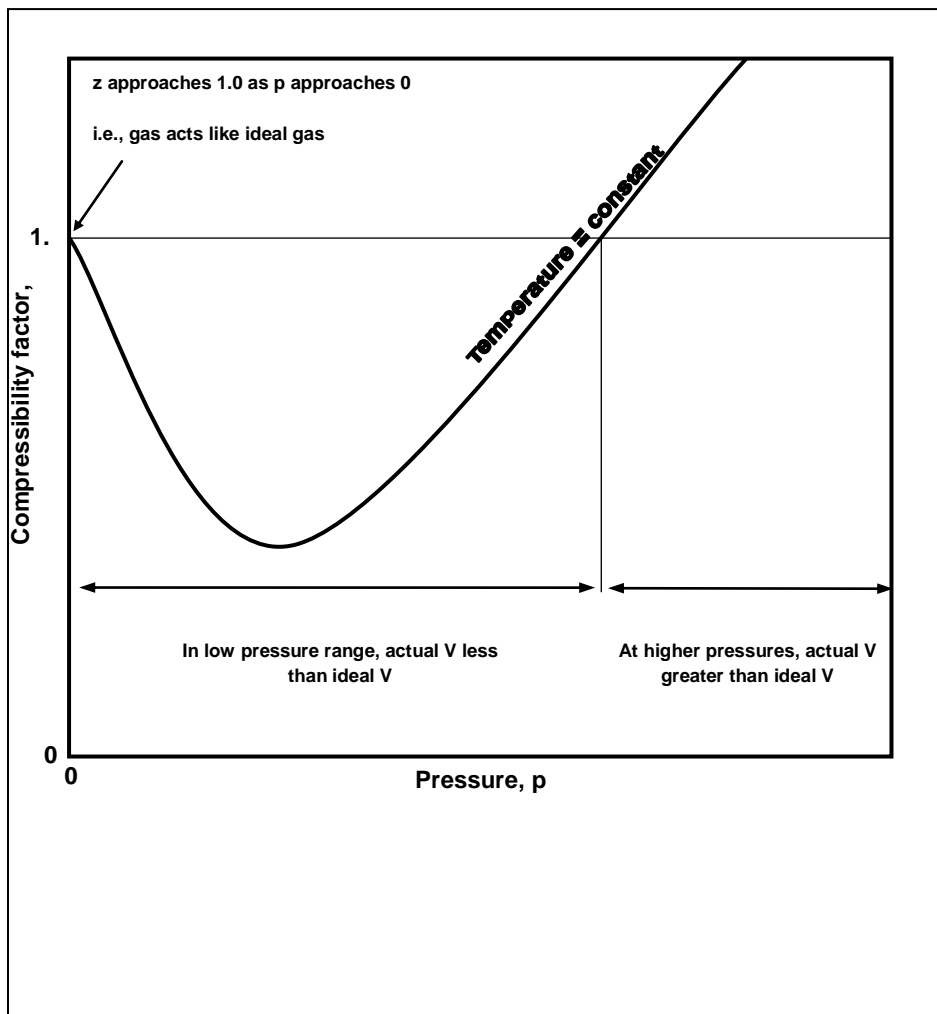
Viskositas gas berkurang dengan turunnya tekanan karena molekul-molekulnya makin berjauhan dan bergerak lebih bebas (Gambar 2.8). Gambar tersebut menunjukkan pengaruh temperatur yang berlawanan antara kondisi tekanan tinggi dan tekanan rendah. Pada tekanan tinggi, viskositas gas turun dengan naiknya temperatur.



Gambar 2.8 Viskositas Gas sebagai Fungsi Tekanan

2.1.1.9 Faktor Deviasi Gas (Z)

Faktor deviasi gas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume gas pada tekanan tertentu dengan volume gas tersebut apabila berperilaku seperti gas ideal pada kondisi yang sama. Gambar 2.9 adalah skema perilaku faktor deviasi sebagai fungsi tekanan.



Gambar 2.9 Faktor Deviasi Gas sebagai Fungsi Tekanan

2.1.2 Karakteristik Batuan Reservoir

Sifat batuan reservoir minyak bumi didapatkan dari hasil percobaan laboratorium dan evaluasi formasi seperti *well logging* dan uji tekanan (*Well Testing*). Sifat batuan yang dibahas disini adalah porositas, tekanan kapiler, dan permeabilitas

2.1.2.1 Porositas

Porositas adalah volume pori batuan dibagi oleh volume keseluruhan batuan, atau dapat dituliskan sebagai :

$$\phi = \frac{V_{\text{pori}}}{V_{\text{keseluruhan}}}, \text{ fraksi} \quad (2.10)$$

Harga porositas yang dipakai untuk perhitungan di teknik perminyakan adalah porositas yang dibangun oleh pori yang berhubungan satu dengan yang lain atau disebut porositas efektif. Faktor-faktor yang mempengaruhi porositas adalah :

1. Bentuk partikel,
2. Susunan pengepakan partikel,
3. Distribusi ukuran partikel,
4. Sementasi,
5. Rekahan dan gerowongan.

Porositas akan berkurang apabila pengepakan makin ketat, porositas akan berkurang dengan bertambahnya interval ukuran partikel, porositas akan berkurang dengan bertambahnya material semen. Porositas akan bertambah dengan bertambahnya angularitas, dan porositas akan bertambah dengan banyaknya rekahan atau gerowongan.

2.1.2.2 Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler didefinisikan sebagai perbedaan tekanan antara fasa tidak membasahi dan fasa membasahi (*non-wetting phase* dan *wetting phase*), atau

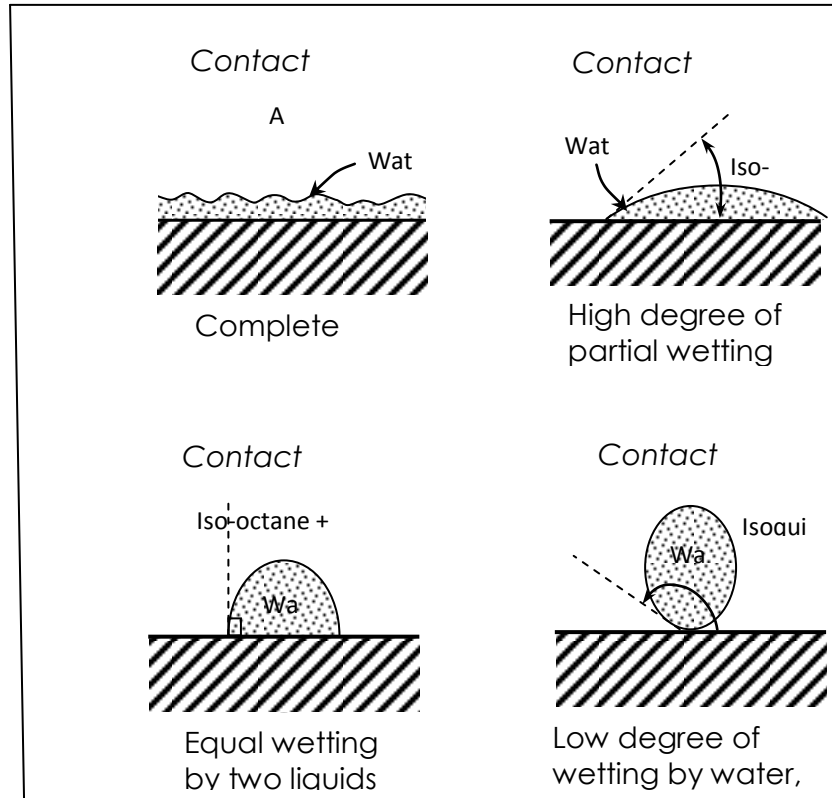
$$P_c = P_{nwp} - P_{wp} \quad (2.11)$$

dimana subskrip :

nwp = *non-wetting phase* (fasa tidak membasahi)

wp = *wetting phase* (fasa membasahi)

Konsep kebasahan ini secara jelas diilustrasikan oleh Gambar 2.10. yang menunjukkan bahwa apabila sudut yang dibentuk mendekati nol maka kebasahannya mendekati total dan sebaliknya.



Gambar 2.10 Konsep Kebasahan (*Wettability*)

Jadi, dapat dirumuskan :

- Untuk sistem minyak – gas diperoleh :

$$P_{cog} = P_{gas} - P_{minyak} \quad (2.12)$$

- Untuk sistem minyak – air diperoleh :

$$P_{cow} = P_{minyak} - P_{air} \quad (2.13)$$

Dalam hubungannya dengan tegangan permukaan, dapat diturunkan :

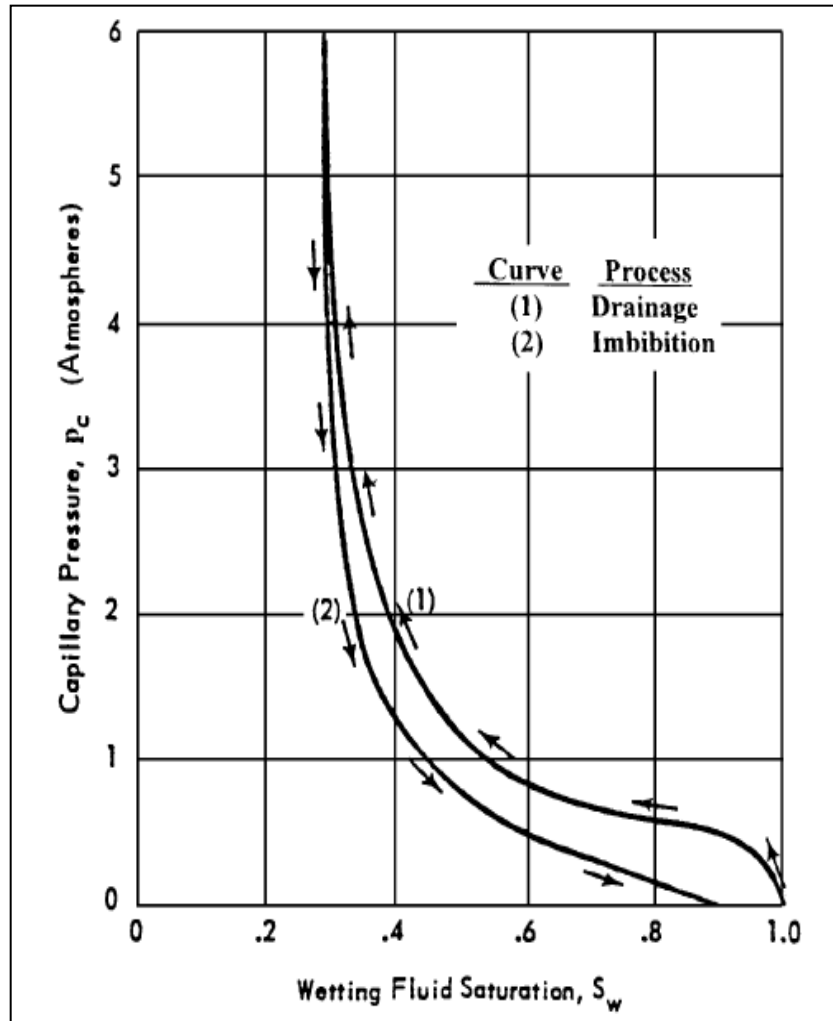
$$P_{\text{cog}} = \frac{2 \sigma_{\text{og}} \text{Cos } \theta}{r}, \text{ sistem minyak-gas} \quad (2.14)$$

$$P_{\text{cow}} = \frac{2 \sigma_{\text{ow}} \text{Cos } \theta}{r}, \text{ sistem minyak-air} \quad (2.15)$$

dimana σ_{og} dan σ_{ow} dapat diperoleh dari laboratorium atau korelasi, dan r adalah *pore radius*.

2.1.2.2.1 Hubungan Tekanan Kapiler dengan Saturasi

Terdapat dua proses yang secara skematis menggambarkan hubungan P_c dengan S_w , seperti yang terdapat pada Gambar.2.11¹⁾ yaitu :



Gambar 2.11 Proses *Drainage* dan *Imbibition*

- Proses I disebut sebagai *Drainage* yang artinya :

Penggantian fluida membasahi dengan fluida tidak membasahi.

Contoh: Injeksi gas ke dalam reservoir minyak, atau sistem tenaga dorong *depletion drive*

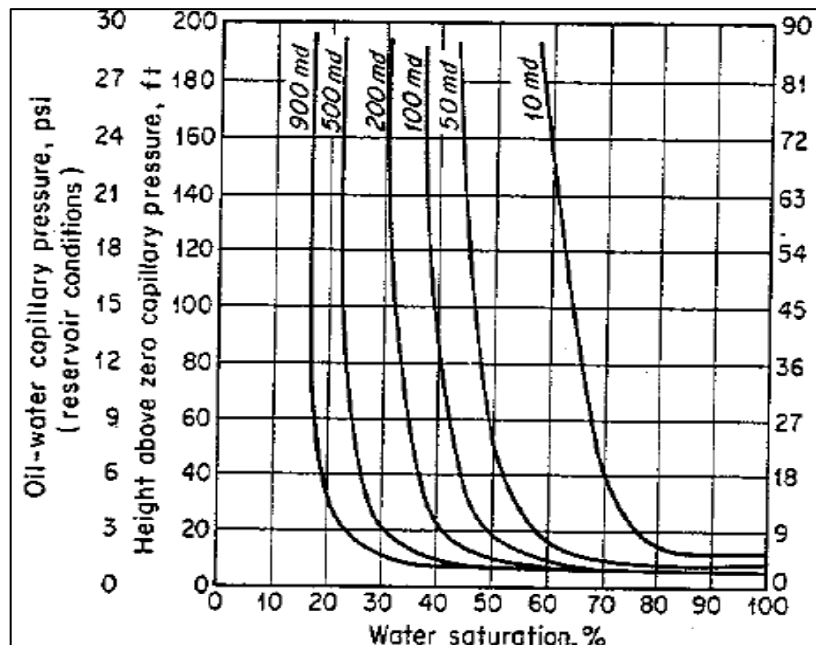
- Proses II disebut sebagai *Imbibition* yang artinya :

Penggantian fluida tidak membasahi dengan fluida membasahi.

Contoh: Injeksi air (*waterflooding*) ke dalam reservoir minyak.

Dengan kata lain, proses I diindikasikan dengan fluida membasahi bergerak meninggalkan dan proses II diindikasikan dengan fluida membasahi datang.

Gambar 2,12²⁾. memperlihatkan pengaruh permeabilitas, menunjukkan bahwa dengan makin besarnya harga permeabilitas maka kurva makin landai yang berarti juga harga tekanan kapiler makin kecil pada evaluasi harga saturasi yang sama.



Gambar 2.12 Pengaruh Permeabilitas pada Hubungan antara Tekanan Kapiler dan Saturasi

2.1.2.2.2 Hubungan Tekanan Kapiler dengan Ketinggian

Ketinggian dapat dihitung dari data tekanan kapiler :

$$P_{\text{cow}} = P_{\text{min yak}} - P_{\text{air}} = \frac{h}{144} (\rho_{\text{air}} - \rho_{\text{min yak}}) \quad (2.16)$$

Jadi, dari sini dapat diturunkan :

$$h = \frac{P_{\text{cow}} \times 144}{\rho_{\text{air}} - \rho_{\text{minyak}}} \quad (2.17)$$

2.1.2.2.3 Mengubah Data Laboratorium (P_{CL}) ke Kondisi Reservoir (P_{CR})

Dari definisi tekanan kapiler, persamaan (2.14), dapat dituliskan

$$P_{\text{CL}} = \frac{2 \sigma_{\text{L}} \text{Cos } \theta_{\text{L}}}{r}, \text{ atau } r = \frac{2 \sigma_{\text{L}} \text{Cos } \theta_{\text{L}}}{P_{\text{CL}}} \quad (2.18)$$

$$P_{\text{CR}} = \frac{2 \sigma_{\text{R}} \text{Cos } \theta_{\text{R}}}{r}, \text{ atau } r = \frac{2 \sigma_{\text{R}} \text{Cos } \theta_{\text{R}}}{P_{\text{CL}}} \quad (2.19)$$

sehingga diperoleh :

$$P_{\text{CR}} = \frac{2 \sigma_{\text{R}} \text{Cos } \theta_{\text{R}}}{2 \sigma_{\text{L}} \text{Cos } \theta_{\text{L}}} \times P_{\text{CL}} \quad (2.20)$$

2.1.2.2.4 Menentukan S_{w} pada Kondisi Reservoir dari Data Tekanan Kapiler

Prosedur dibawah ini dapat digunakan untuk memperkirakan harga S_{w} apabila diketahui data perbandingan $\frac{2 \sigma_{\text{R}} \text{Cos } \theta_{\text{R}}}{2 \sigma_{\text{L}} \text{Cos } \theta_{\text{L}}}$, densitas air dan minyak pada kondisi reservoir, ketebalan zona minyak serta data S_{w} terhadap P_{CL} .

1. Hitung $P_{CR} = \frac{\rho_w - \rho_o}{144} \times h$, dimana ρ dalam lbm/cu ft.
2. Hitung $P_{CL} = \frac{2 \sigma_L \cos \theta_L}{2 \sigma_R \cos \theta_R} \times P_{CR}$
3. Cari S_w dari grafik hubungan antara S_w dan P_{CL}

2.1.2.2.5 Mengkorelasikan Data Tekanan Kapiler Menggunakan Fungsi J(S_w)

Fungsi J didefinisikan sebagai berikut :

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{0.5} \quad (2.21)$$

dimana :

$$P_c = \text{dyne/cm}^2$$

$$k = \text{cm}^2$$

$$\sigma = \text{dyne/cm}$$

$J(S_w)$ adalah suatu parameter yang berguna untuk membuat seluruh data tekanan kapiler menjadi kurva universal. Konsep ini berlaku secara lokal, artinya untuk tipe batuan tertentu dari reservoir tertentu menghasilkan Fungsi J tertentu.

Hubungan Fungsi J vs S_w yang didapatkan dari data tekanan kapiler laboratorium seringkali diperlukan. Ide dasar dari pencarian hubungan Fungsi J vs S_w adalah untuk mendapatkan hubungan tunggal yang mana saturasi air didalam reservoir dapat diperkirakan pada setiap kedalaman untuk setiap pasang fluida dan untuk setiap kombinasi permeabilitas – porositas. Jadi pada dasarnya, hubungan dalam S_w dengan Fungsi J tersebut untuk memudahkan dalam perhitungan reservoir.

2.1.2.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah karakteristik intrinsik dari suatu material yang menunjukkan ukuran kemudahan fluida mengalir melaluinya. Properti intrinsik batuan ini dinamakan permeabilitas absolut ketika batuan 100% tersaturasi dengan fluida satu fasa (Ahmed, U, 1991).

Satuan dari permeabilitas adalah “darcy”. Satuan ini dapat didefinisikan sebagai berikut : medium berpori memiliki permeabilitas sebesar satu darcy apabila fluida satu fasa dengan viskositas satu centipoise yang memenuhi *void* pada medium akan mengalir melalui medium tersebut dalam keadaan aliran *viscous* dengan laju alir satu cm³ per detik per cm² luas penampang aliran pada tekanan atau *equivalent hydraulic gradient* satu atmosphere per centimeter (Amyx et al., 1960).

Ada 3 definisi tentang permeabilitas, yaitu :

1. Permeabilitas Absolut.
2. Permeabilitas Efektif.
3. Permeabilitas Relatif.

Berikut ini akan dibahas satu persatu dengan penekanan penyiapan data dengan perhitungan.

2.1.2.3.1 Permeabilitas Absolut (k_a)

Permeabilitas absolut adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida yang diukur pada keadaan tanpa adanya fluida apapun di batuan. Permeabilitas absolut secara kasar dapat dikorelasikan dengan porositas melalui persamaan umum seperti ditulis di bawah ini :

$$\theta = \log k_a + C \quad (2.22)$$

Korelasi sangat berguna untuk simulasi reservoir apabila data distribusi k_a di reservoir tidak ada.

2.1.2.3.2 Permeabilitas Efektif (k_e)

Permeabilitas efektif adalah permeabilitas yang diperoleh apabila satu jenis fluida reservoir (minyak, gas, dan air) yang mengalir di batuan. Permeabilitas efektif sangat erat hubungannya dengan solusi aliran satu fasa dalam media berpori. Analisa sumur (*Well Test*) baik itu *Pressure Buildup*, *Pressure Drawdown*, ataupun *Interference Test* yang menggunakan anggapan harga permeabilitas ini.

Harga $k_e = 0.1$ mD adalah digolongkan batuan ketat yang biasanya dijumpai di reservoir gas. Sedangkan harga $k_e = 1000$ mD adalah termasuk besar.

2.1.2.3.3 Permeabilitas Relatif (k_r)

Permeabilitas relatif sesuai dengan namanya adalah permeabilitas yang diperoleh apabila lebih dari satu jenis fluida mengalir bersamaan misalnya minyak dan gas, atau minyak dan air, atau minyak, air, dan gas. Sehingga ada permeabilitas relatif minyak terhadap gas (k_{rog}) dan permeabilitas relatif minyak terhadap air (k_{row}), juga permeabilitas tiga fasa minyak-air-gas. Permeabilitas relatif mempunyai hubungan dengan kuantitas fasa fluida yang bersangkutan di pori-pori batuan yang diwakili oleh saturasi. Saturasi tersebut mempunyai definisi sebagai berikut :

- Saturasi Minyak :

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}, \text{ fraksi} \quad (2.23)$$

- Saturasi Gas :

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}, \text{ fraksi} \quad (2.24)$$

- Saturasi Air :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}, \text{ fraksi} \quad (2.25)$$

Hubungan antara masing-masing saturasi tersebut adalah :

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.26)$$

Persamaan (2.26) sangat fundamental yang didalamnya tersirat asumsi bahwa ketiga fasa (minyak, gas, dan air) mengisi pori-pori batuan secara penuh. Apabila ada padatan yang ikut mengisi pori-pori batuan seperti halnya pasir maka persamaan diatas tidak berlaku.

2.2 Rock Type

Rock type adalah batuan yang diendapkan pada kondisi yang sama dan mengalami proses diagenesa yang sama yang menghasilkan hubungan porositas permeabilitas yang unik, profil tekanan kapiler, dan saturasi air pada ketinggian tertentu di atas *free water level* pada reservoir (Archie, 1950).

Pada dasarnya, *reservoir rock typing* adalah proses dimana *geological facies* atau *lithofacies* dikarakterisasi melalui *dynamic behavior*. *Dynamic behavior* dari suatu *facies* ditentukan dengan mempelajari *rock fabric*, proses diagenesis yang menunjukkan *initial fabric*, dan interaksi antara batuan itu sendiri dan fluida. Dengan kata lain, *Rock Typing* adalah proses sinergis antara geologi dan SCAL (Gomes et al., 2008). Apabila diterapkan dengan tepat, *rock typing* dapat memberikan perkiraan akurat dari permeabilitas formasi pada *uncored intervals* dan *uncored wells*; penentuan profil saturasi air inisial yang *reliable*; serta simulasi *reservoir dynamic behavior* dan performa produksi yang konsisten dan realistis. (Guo, G. et al, 2005).

2.2.1 Metode *Pore-Geometry-Structure* (PGS)

Salah satu pendekatan yang dapat diterima untuk mewakili media berpori dan hubungannya dengan permeabilitas adalah menggunakan model tabung kapiler. Media ini terdiri dari tabung kapiler silindris yang lurus dengan diameter dalam rata-rata, memiliki persamaan untuk permeabilitas sebagai berikut (Scheidegger, 1960):

$$k = \frac{\phi d^2}{32} \quad (2.27)$$

Ketika d^2 dalam mikron, porositas dalam fraksi, dan permeabilitas k dalam md, maka persamaan (2.27) menjadi:

$$k = 31,6875 \phi d^2 \quad (2.28)$$

Untuk tabung kapiler yang berlaku dengan *tortuosity* τ , persamaan 2.28 dapat dituliskan sebagai berikut (Scheidegger, 1960):

$$k = 31,6875 \frac{\phi d^2}{\tau} \quad (2.29)$$

Ketika $\tau = L_a/L$, L_a adalah jarak rata-rata untuk partikel fluida menempuh tabung dari inlet ke outlet, dan L adalah panjang lurus dari media. Untuk keadaan ideal, sistem kapiler silinder tabung d^2 dapat digantikan dengan area permukaan spesifik $S = 4\phi/d$, maka persamaan 2-29 berubah ke dalam bentuk sebagai berikut:

$$k = \frac{C\phi^3}{\tau S^2} \quad (2.30)$$

Dimana suku (τS^2) adalah karakteristik internal dari tabung, mewakili variasi dari ukuran tabung dan struktur dari tabung, menentukan kemudahan dari fluida dapat melewati tabung. Semakin kecil suku (τS^2) , semakin mudah fluida mengalir melalui tabung.

Untuk batuan berpori, parameter τ dan S sulit diukur namun persamaan 2.30 dapat diadopsi dan ditulis dalam bentuk sebagai berikut:

$$k = C\phi^3 \quad (2.31)$$

Dimana C adalah parameter pori struktural yang memperhitungkan *turtuosity* dan area permukaan spesifik, atau dapat disebut sebagai konduktivitas hidrolik dari pori, dan memiliki satuan yang sama dengan k. Konduktivitas pori ini meningkat dengan penurunan *turtuosity* dan/atau area permukaan spesifik. Dua sampel batuan dapat memiliki nilai C yang sama namun penyusunan butiran yang membentuk sampel, dan distribusi ukuran pori dapat berbeda secara signifikan, menghasilkan perbedaan yang cukup besar dalam permeabilitas keduanya (Permadi, P dan Susilo, A, 2009).

Dalam kasus pengelompokan tipe batuan, diperlukan identifikasi geometri pori dan kemiripan struktur untuk set sampel yang ada. Ini dapat didekati dengan mengaplikasikan model tabung kapiler untuk sistem pori natural dimana persamaan 2.31 dapat disusun ulang menjadi suku geometri pori yang terpisah dari suku struktural.

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \phi\sqrt{C} \quad (2.32)$$

Dan untuk plot PGS,

$$\log \sqrt{\frac{k}{\phi}} = \log \phi + 0,5 \log C \quad (2.33)$$

Persamaan tersebut menyatakan bahwa plot $\sqrt{k/\phi}$ versus C pada skala log-log akan menghasilkan garis lurus. Secara teoritis, untuk sistem tabung kapiler silindris yang sangat mulus, slope (m) dari garis lurus adalah 0.5. Posisi dari garis lurus pada grafik bergantung pada derajat *turtuosity* dari sistem kapiler dan area permukaan internal spesifik dari tabung kapiler yang mempengaruhi kualitas hidrolik efektif.

Walaupun sistem pori dari kebanyakan batuan berpori sangat kompleks, dapat dilihat bahwa persamaan (2.33) masih dapat dipakai sebagai pendekatan untuk mengidentifikasi arsitektur dari sampel batuan sebagai

geometri pori dan kemiripan struktur untuk tujuan pengelompokan batuan atau penentuan tipe batuan. (Permadi, P dan Susilo, A, 2009).

2.3 Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir merupakan sebuah proses pemanfaatan model buatan yang menggambarkan kelakuan reservoir yang sebenarnya, yang dapat digunakan untuk mempelajari dan memperkirakan kinerja aliran fluida pada sistem reservoir tersebut. Proses simulasi reservoir secara umum meliputi tahapan sebagai berikut :

- a. Pemilihan model reservoir dan grid
- b. Inisialisasi
- c. *History Matching*
- d. Prediksi kinerja

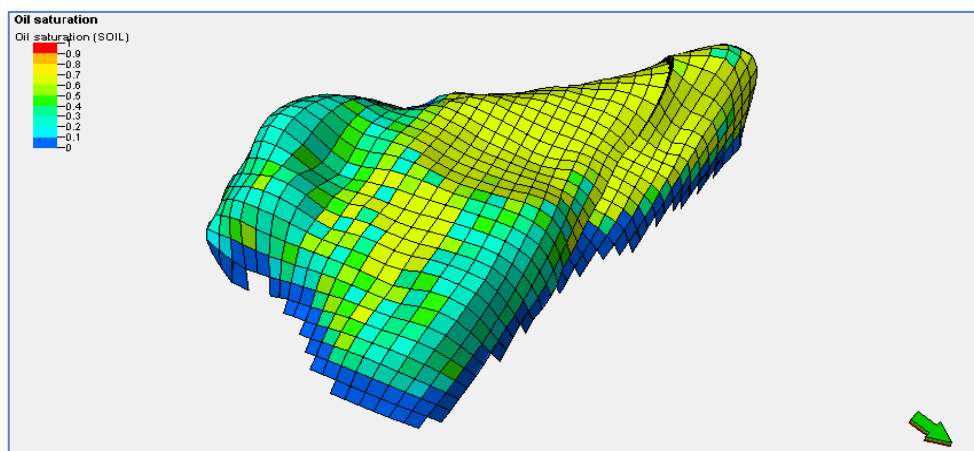
2.3.1 Pemilihan Model Reservoir dan Grid

Pemodelan reservoir merupakan langkah awal dalam studi simulasi dengan mengambil data model geologi. Tujuannya agar dapat memperoleh gambaran reservoir dibandingkan dengan keadaan sebenarnya. Dalam gambaran tersebut banyak terdapat ketidakpastian (*uncertainty*) tentang keadaan sebenarnya. Hal tersebut dapat diminimalisir dengan *input* data lapangan. Semakin banyak *input* data lapangan yang dipergunakan, maka ketidakpastiannya akan semakin berkurang. Langkah selanjutnya adalah membangun model statik, yang memiliki parameter-parameter statik seperti model geologi, sifat fisik batuan, saturasi fluida, dan parameter penunjang lainnya. Setelah model statik dibangun, maka langkah selanjutnya adalah membangun model dinamik yang berisi parameter-parameter dinamik. Dengan cara memasukkan parameter dinamik seperti sifat fisik fluida, tekanan dan produksi lapangan ke dalam model statik.

Grid pada model simulasi digunakan untuk menerjemahkan bentuk *discrete* pada persamaan *finite difference*. Jenis grid yang akan

digunakan pada pemodelan ditentukan berdasarkan tujuan dari simulasi. Jenis yang umum digunakan adalah *cartesian grid* dan *locally-refined cartesian grid*. Sementara untuk ukuran grid dapat dibedakan menjadi 2 (dua) jenis yaitu *coarse grid* (*grid kasar*) dan *fine grid* (*grid halus*).

Dalam penelitian ini, model yang digunakan sudah tersedia. Yaitu *Model Gridding 3D*, dengan ukuran *grid cells* 53 x 46 x 204 atau sebanyak 497352 *grid cells*. Untuk lebih lengkapnya bisa dilihat pada Gambar 2.13.



Gambar 2.13. Model Reservoir yang digunakan dalam Simulasi

2.3.2 Inisialisasi

Inisialisasi bertujuan menyelaraskan volume minyak awal di tempat (*Original Oil In Place*) dari hasil perhitungan inisialisasi dengan hasil perhitungan volumetrik. Perbedaan mendasar antara perhitungan inisialisasi dengan volumetric adalah penyebaran saturasi air pada model reservoir. Pada perhitungan inisialisasi penyebaran saturasi berdasarkan hubungan tekanan kapiler (P_c) terhadap saturasi air (S_w), sedangkan perhitungan volumetric penyebaran saturasi berdasarkan analisa *Resistivity Log* dan geostatistik.

Perhitungan volumetrik minyak awal di tempat menggunakan persamaan :

$$N = 7758\phi(1 - S_w) hA, \text{ STB} \quad (2.34)$$

Sedangkan untuk gas adalah :

$$G = 43560\phi(1 - S_w) hA, \text{ SCF} \quad (2.35)$$

dimana :

S_w = Saturasi air, (fraksi)

ϕ = Porositas efektif, (fraksi)

H = ketebalan interval produktif, (ft)

A = Luas reservoir, (acre)

7758 = bilangan konversi dari acre-ft menjadi bbl

43560 = bilangan konversi dari acre-ft menjadi ft^3

2.3.3 History Matching

Merupakan proses validasi model simulasi melalui penyesuaian parameter yang disesuaikan agar parameter yang ditargetkan cocok (*match*) dengan data lapangan. Parameter yang disesuaikan antara lain adalah model struktur geologi, penyebaran saturasi, penyebaran porositas, penyebaran permeabilitas, tekanan kapiler, permeabilitas relative, serta karakter fluida reservoir. Parameter target dalam penelitian ini adalah profil tekanan reservoir terhadap waktu, produksi minyak terhadap waktu, perbandingan gas-minyak terhadap waktu, produksi *liquid* terhadap waktu, dan *water cut* terhadap waktu. Jika hasil simulasi belum menghasilkan kesesuaian dengan profil data lapangan maka property reservoir yang telah disebutkan di atas harus diubah-ubah. Sehingga hasilnya mendekati atau cocok dengan profil data lapangan.

Hasil penyesuaian tekanan digunakan sebagai indikator validasi harga faktor skin formasi sumur. Penyesuaian produksi *liquid* akan dipergunakan sebagai indikator validasi permeabilitas absolut reservoir. Jika profil tekanan dan profil produksi *liquid* telah cocok (*match*) dengan

data *history* lapangan, maka model aquifer dan penyebaran permeabilitas yang digunakan telah valid. Selanjutnya dilakukan penyesuaian untuk profil produksi minyak, profil perbandingan gas-minyak, dan profil *water cut*. Parameter yang mempengaruhi tahapan penyesuaian tersebut adalah permeabilitas relative dan tekanan kapiler.

Dalam penelitian ini *constrain* yang digunakan adalah *liquid rate* artinya laju produksi cairan (air dan minyak) sebagai masukan diketahui yaitu sama dengan laju produksi dari data lapangan dan minimum BHP 500 Psi. Jangka waktu pelaksanaan *running* model dari Juli 2004 sampai dengan Februari. Sementara *key wells* yang digunakan dalam *history matching* adalah sumur-sumur yang gabungan produksi kumulatifnya sebesar 50% dari produksi kumulatif lapangan. Sumur-sumur tersebut adalah sumur 3, sumur 2, sumur 1, sumur 7, dan sumur 5. Dalam dunia industri batasan untuk penentuan *key wells* berkisar antara 90%-95% dari produksi kumulatif lapangan.

2.3.4 Prediksi Kinerja

Setelah *history matching* dilakukan dan model dianggap menyerupai keadaan reservoir yang sesungguhnya, maka model tersebut telah valid dan dapat dipergunakan untuk melakukan prediksi kinerja reservoir untuk masa yang akan datang. Dalam kesempatan ini, penulis melakukan prediksi kinerja reservoir untuk 20 tahun ke depan (Februari 2013-September 2033) dengan menggunakan skenario meneruskan produksi sumur *existing* pada *history matching*. *Constrainnya* *Field minimum oil rate* 300 STB/D, *minimum well oil rate* 15 STB/D, dan *water cut* 0.95.

BAB III

PENGOLAHAN DATA *INPUT* SIMULASI

3.1 Persiapan Data

3.1.1 Data Batuan Reservoir

Coresamples yang digunakan pada studi ini berasal dari sumur S-02 yang merupakan formasi *limestone* pada selang kedalaman 6810,0 – 6929,0 ft. Banyaknya *core* yang dijadikan sample 113 buah untuk RCAL, termasuk 13 diantaranya untuk kebutuhan analisa SCAL. Untuk sample SCAL, *core* dibor dari kedalaman 6819,1; 6834,2; 6835,1; 6852,8; 6881,1; 6900,1; 6902,1; 6903,1; 6904,1; 6908,1; 6915,1; 6925,1; dan 6928,1.

Kondisi pada saat dilakukan pengukuran porositas dan permeabilitas baik untuk *horizontal plugs* maupun *vertical plugs* adalah kondisi *ambient* dan *net overburden*. Nilai porositas, permeabilitas, saturasi dan *grain density* yang digunakan adalah hasil analisa RCAL untuk *horizontal plugs* pada kondisi *net overburden*.

Rentang nilai permeabilitas pada kondisi NOB adalah dari 0,02 md sampai dengan 1875 md, dengan nilai rata-rata sebesar 117 md. Sedangkan untuk porositas pada kondisi NOB memiliki rentang nilai 0,019 – 0,322 dengan nilai rata-rata 0,159. Dan untuk saturasi air memiliki rentang nilai 0,248 – 0,941 pore volume, dengan nilai rata-rata sebesar 0,424 pore volume pada kondisi NOB.

Sedangkan hasil analisa SCAL yang digunakan adalah tekanan kapiler vs S_w dari 13 *core samples* yang digunakan. Dengan nilai tekanan kapiler sebesar 1; 2; 4; 8; 15; 35; 75; 150; dan 200 psig. Untuk

lebih jelasnya tabel data RCAL dan SCAL yang dipergunakan dapat dilihat pada Lampiran A.

3.1.2 Data PVT

Fluida yang dijadikan *sample* berasal dari fluida produksi sumur S-06. Selengkapnya terangkum dalam Lampiran B.

3.1.3 Data Produksi dan Tekanan

Lapangan X memiliki 22 sumur yang telah berproduksi dari Juli 2004 – Februari 2013. Selengkapnya terangkum dalam Lampiran C.

3.1.4 Data Sumur

Berisi data posisi koordinat sumur-sumur produksi dan sejarah kompleksi, *work over record*, dan stimulasi sumur.

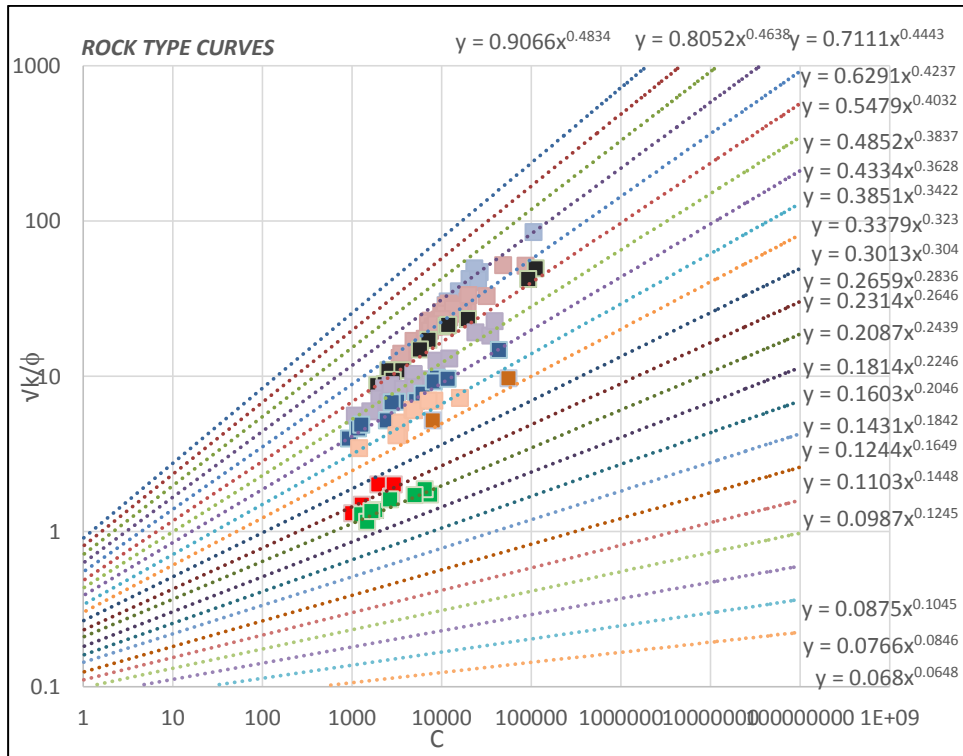
3.2 Pengolahan Data untuk *Input* Simulasi Reservoir

3.2.1 Pengelompokan *Rock Type* pada kurva PGS

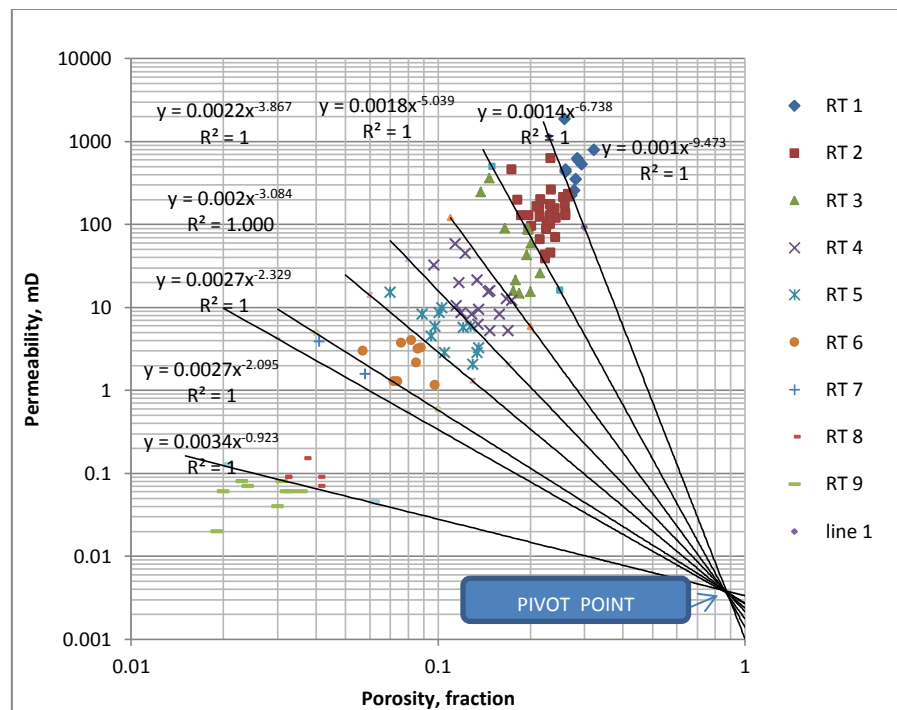
Dari data *core samples* cari harga $\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}$ dan k/ϕ^3 untuk setiap *core sample*. Kemudian plot hasilnya pada kurva PGS, maka akan diperoleh *rock type* sebanyak 9 buah seperti yang terlihat pada Gambar.3.1 di bawah.

3.2.2 Penentuan Batas *Rock Type*

Plot harga porositas dan permeabilitas setiap *rock type* pada kertas log- log, kemudian tarik garis yang memisahkan *rock type* sampai seluruh garis tersebut berpotongan pada satu titik yang disebut *pivot point* (perhatikan Gambar 3.2).



Gambar 3.1 Pengelompokan *Rock Type* pada Kurva PGS



Gambar 3.2 Garis Batas untuk setiap *Rock Type*

3.2.3 Penentuan Kurva J (Sw) dan Pc

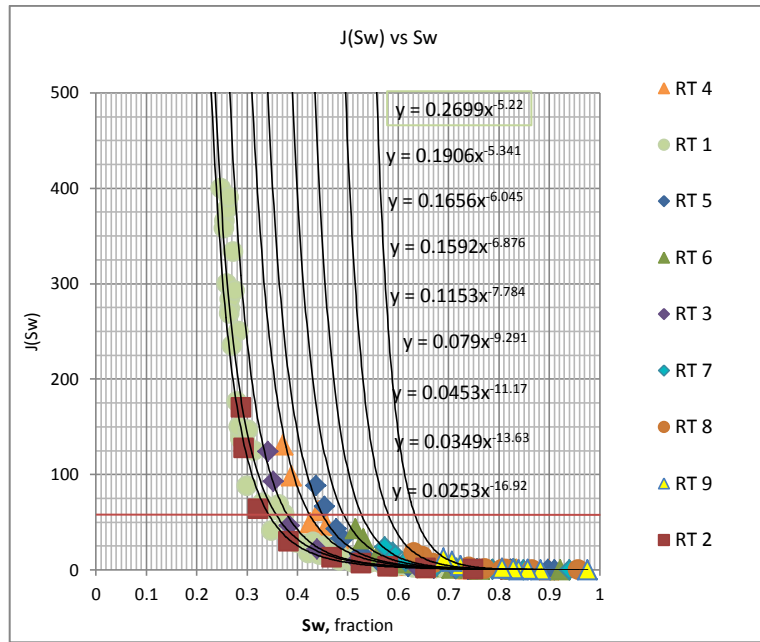
Dari data tekanan kapiler diperoleh harga J(Sw) dengan menggunakan rumus

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{0.5} \quad (3.1)$$

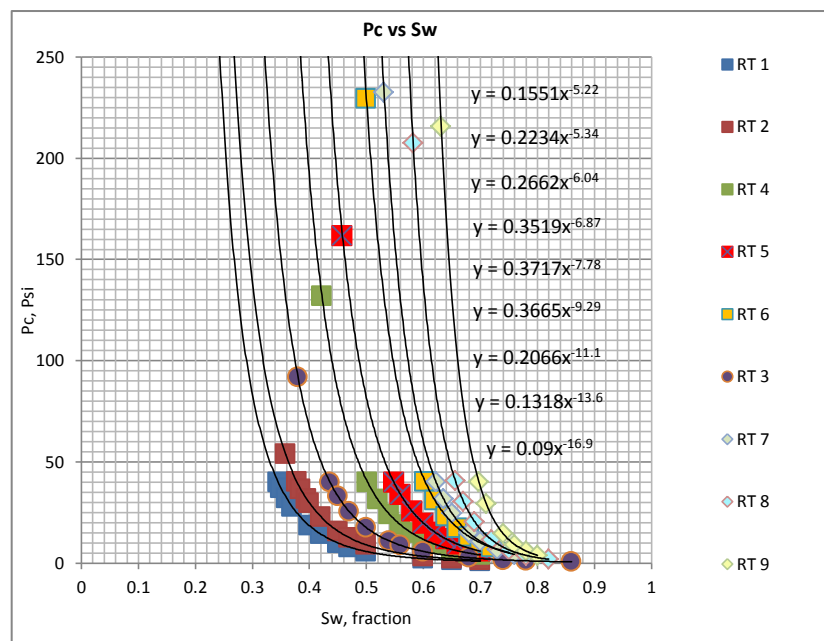
dimana harga $\sigma \cos \theta$ sesuai *rule of thumb* untuk sistem minyak-air adalah sebesar 26. Diperoleh hubungan antara J(Sw) dan Sw seperti yang terlihat pada Tabel 3.1. Dengan menggunakan persamaan di atas, dan menggunakan k dan ϕ rata-rata maka akan diperoleh harga Pc. Untuk selengkapnya, kurva J(Sw) vs Sw serta Pc vs Sw dapat dilihat pada Gambar 3.3 dan 3.4

Tabel 3.1 Konstanta Persamaan antara J (Sw) dan Sw

RT	Y=a(x)^b	
	a	B
1	0.269	-5.22
2	0.19	-5.34
3	0.165	-6.04
4	0.159	-6.87
5	0.115	-7.78
6	0.079	-9.29
7	0.045	-11.1
8	0.034	-13.6
9	0.025	-16.9



.Gambar 3.3 Hubungan antara J(Sw) dan Sw



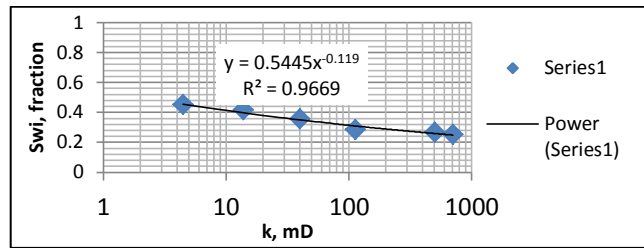
Gambar 3.4 Hubungan antara Pc dan Sw

3.2.4 Perkiraan Harga Permeabilitas

Berdasarkan plot semilog S_{wi} vs k data SCAL maka diperoleh persamaan

$$S_{wi} = M k^{-n} \quad (3.2)$$

dimana $M=0,544$ dan $n = 0,11$ (Gambar 3.5)



Gambar 3.5 Hubungan antara Swi dan k

dari persamaan *rock type* metode PGS (Gambar 3.1) diperoleh persamaan :

$$(k/\phi)^{0.5} = a(k/\phi^3)^b \quad (3.3)$$

dimana untuk harga a dan b untuk setiap *rock type* tercantum dalam Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Konstanta Persamaan untuk setiap *Rock Type*

RT	a	B
1	0.629	0.423
2	0.547	0.403
3	0.485	0.383
4	0.433	0.362
5	0.385	0.342
6	0.337	0.323
7	0.301	0.304
8	0.231	0.264
9	0.208	0.243

Dengan menggabungkan dua persamaan 3.2 dan 3.3 di atas dan melakukan substitusi akan diperoleh hubungan berikut :

$$k = \left(\frac{M^{0.5/n}}{a} \right)^{1/b} \frac{\phi^A}{Sw^B} = c \frac{\phi^A}{Sw^B} \quad (3.4)$$

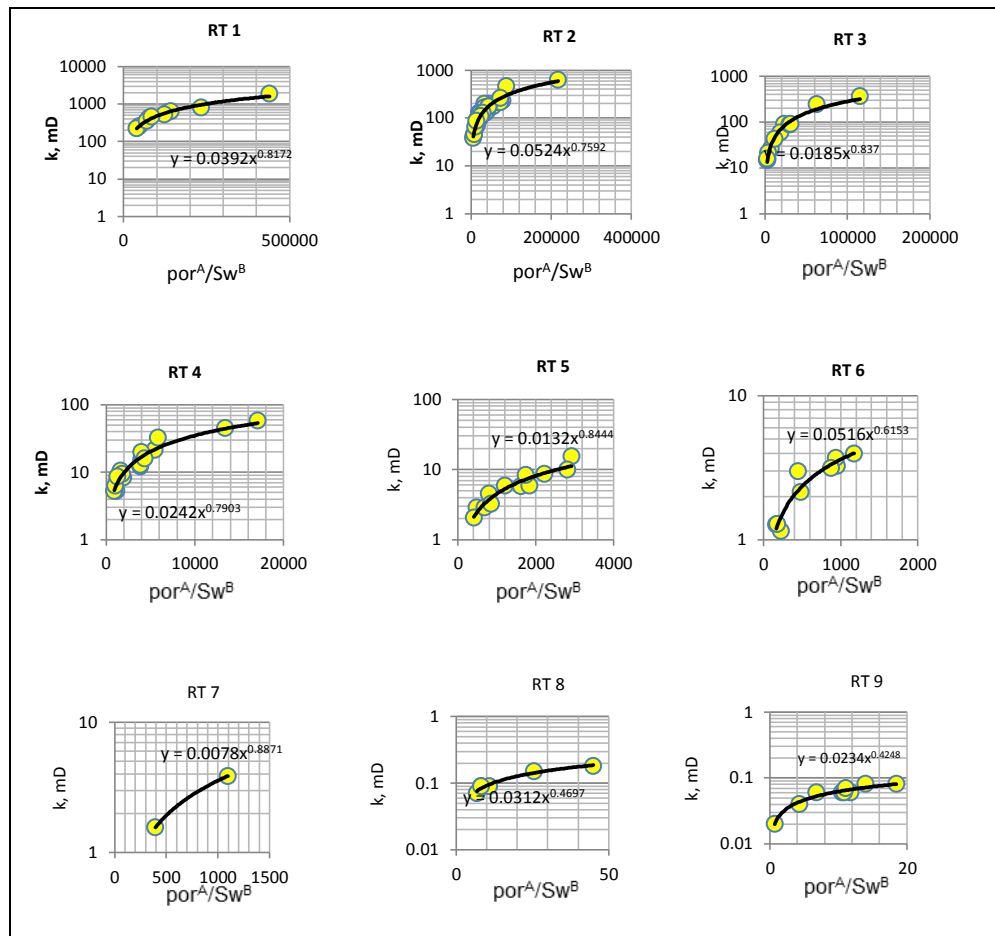
dimana $A = 3 - (0,5/b)$, $B = (0,5/nb)$. Selanjutnya plot hubungan k dengan por^A/Sw^B tersebut untuk setiap *rock type* pada kertas semi log seperti pada Gambar 3.6 maka akan diperoleh *trendline* untuk setiap *rock type*.

$$y=cx^d \quad (3.5)$$

dan untuk harga k prediksi diperoleh dari

$$k=c(\phi^{Ad})/(Sw^{Bd}) \quad (3.6)$$

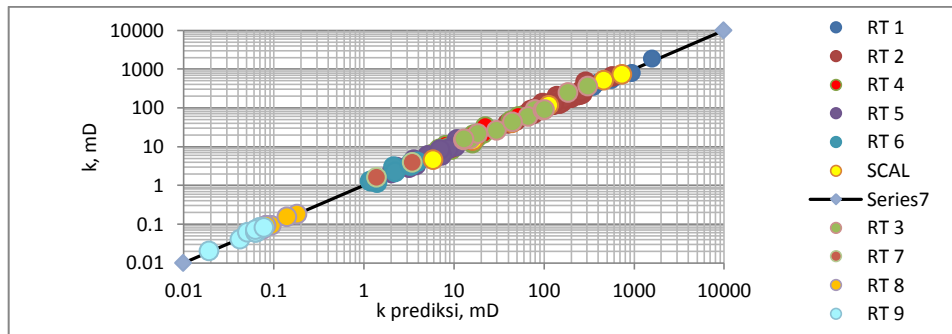
Persamaan k prediksi untuk setiap *rock type* terdapat pada Tabel 3.3 . Kemudian buat perbandingan antara k dan k prediksi pada kertas log-log untuk setiap *rock type* seperti terlihat pada Gambar 3.7.



Gambar 3.6 Plot semi log k dan por^A/Sw^B

Tabel 3.3 Persamaan k Prediksi untuk setiap *Rock Type*

RT	$K = c(\phi^{Ad})/Sw^{Bd}$		
	Ad	Bd	Konstanta
1	1.485279	8.779282	0.039
2	1.3353127	8.560794	0.052
3	1.4183107	9.933539	0.018
4	1.2788398	9.919638	0.024
5	1.2980819	11.21744	0.013
6	0.8929876	8.654658	0.051
7	1.2021184	13.26256	0.007
8	0.5187424	8.075069	0.031
9	0.399572	7.931163	0.023



Gambar 3.7 Perbandingan antara k dan k Prediksi untuk setiap *Rock Type*

3.2.5 Permeabilitas Relatif

Berdasarkan data SCAL hanya ada 6 (enam) *core samples* yang menghasilkan kurva permeabilitas relatif minyak – air untuk 4 (empat) *rock type* yaitu *rock type 1, 2, 4, dan 5*. Dari kurva PGS *rock type* seluruhnya berjumlah 9 (sembilan) sehingga diperlukan rekonstruksi

permeabilitas relatif berdasarkan kurva permeabilitas yang tersedia. Sedangkan untuk permeabilitas relatif gas – minyak menggunakan korelasi Wyllie and Gadrner sebagai berikut

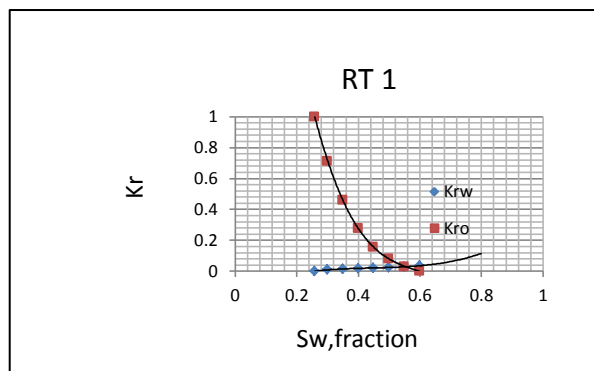
$$S_o = 1 - S_g - S_{wc} \quad (3.7)$$

$$S_o^* = S_o / (1 - S_{wc}) \quad (3.8)$$

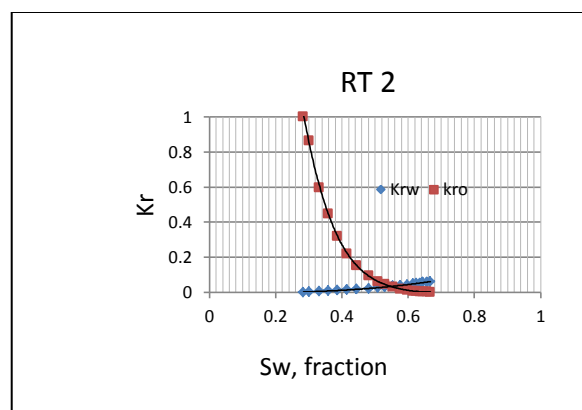
$$K_{ro} = S_o^{*4} \quad (3.9)$$

$$K_{rg} = (1 - S_o^*)^2 \times (1 - (S_o^*)^2) \quad (3.10)$$

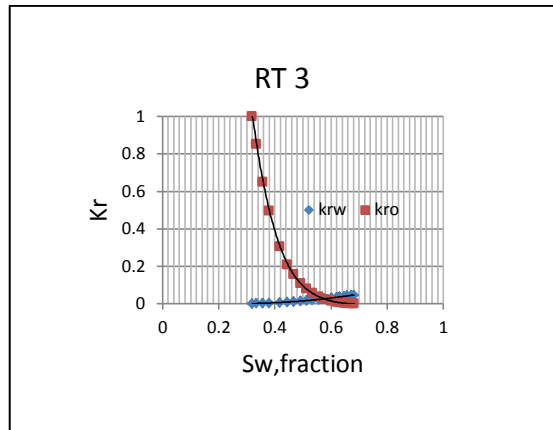
Untuk selengkapnya kurva permeabilitas relatif minyak – air terdapat pada Gambar 3.8a – Gambar 3.8i sedangkan untuk kurva permeabilitas minyak – gas terdapat pada Gambar 3.9.



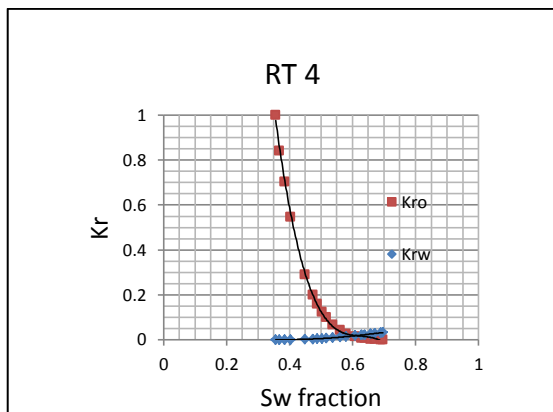
Gambar3.8a Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 1*



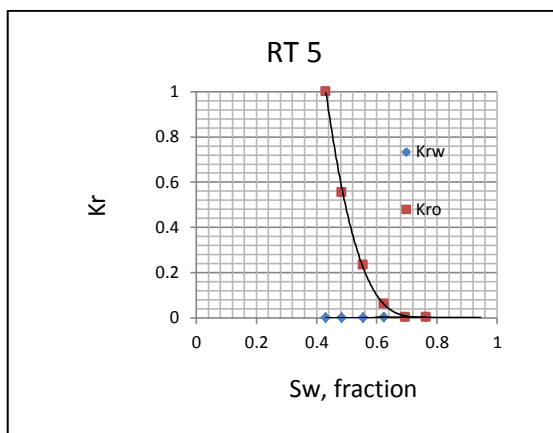
Gambar3.8b Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 2*



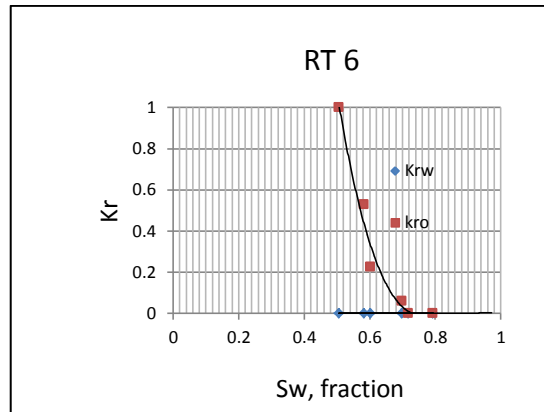
Gambar3.8c Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 3*



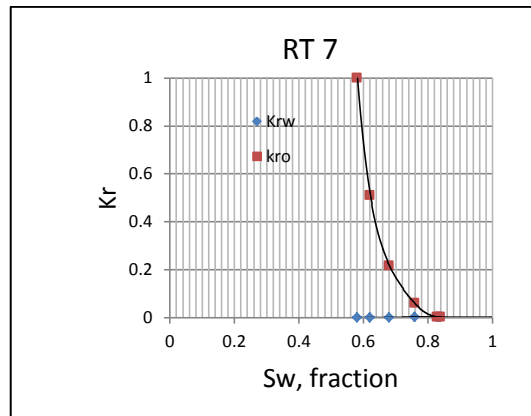
Gambar3.8d Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 4*



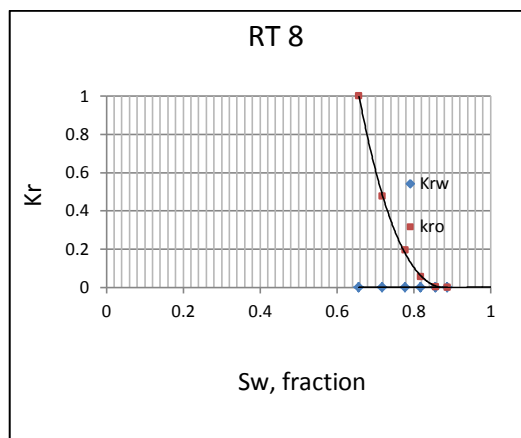
Gambar3.8e Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 5*



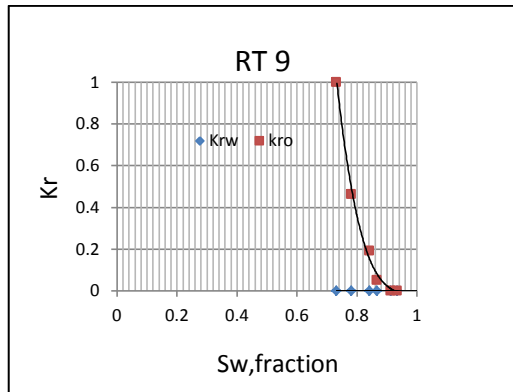
Gambar3.8f Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 6*



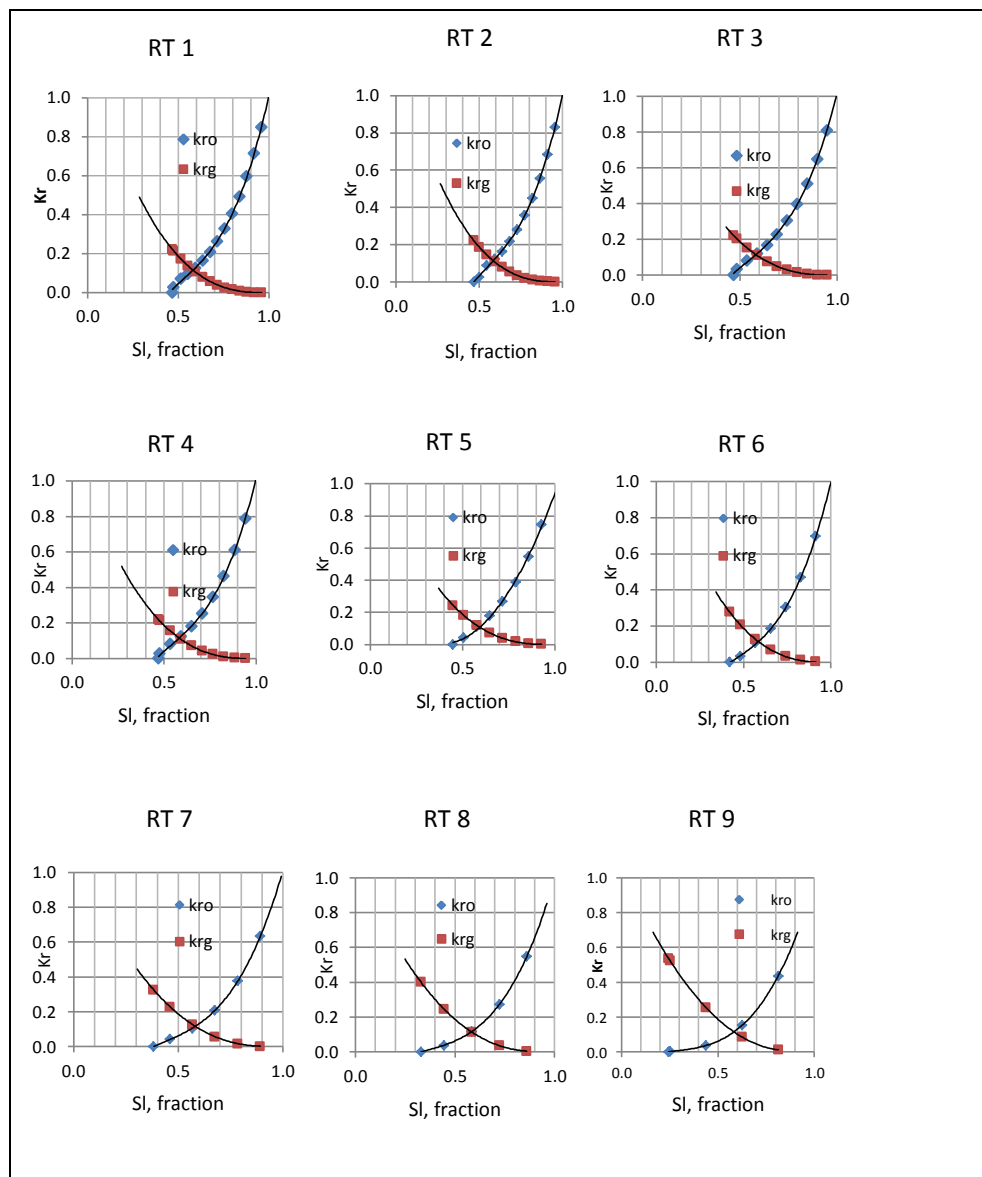
Gambar3.8g Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 7*



Gambar3.8h Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 8*



Gambar3.8i Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air *Rock Type 9*



Gambar 3.9 Kurva Permeabilitas Relatif Minyak – Gas

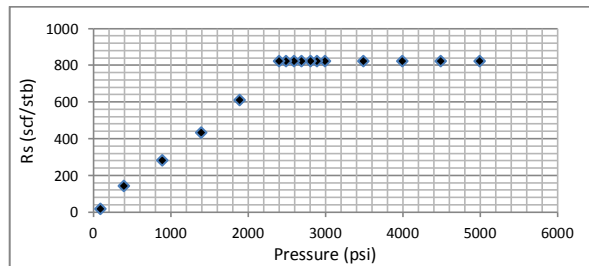
3.2.6 Data Produksi

Data produksi yang tersedia adalah data harian, yang dirubah ke dalam data bulanan dalam bentuk format *file.vol* agar dapat diinput ke program simulasi reservoir.

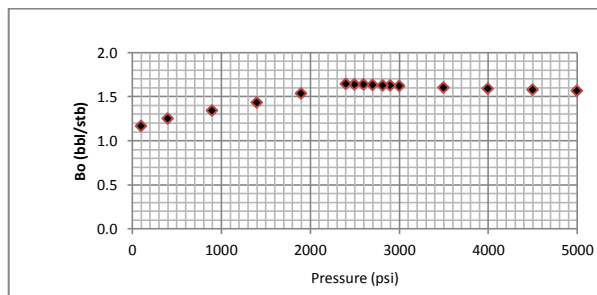
3.2.7 Fluida Reservoir

Langkah awal adalah memilih *separator test* yang menghasilkan GOR terkecil. Kemudian dari *separator test* yang terpilih, pilih harga faktor volume formasi pada titik saturasi (B_oS_b) dan jumlah GOR (R_sS_b). Dari proses *differential vaporization* pilih harga *relative oil volume* pada titik saturasi (B_oD_b), dan gas terlarut (R_sD_b) pada titik saturasi (dan di atasnya). Sementara dari proses *flash vaporization* pilih harga *relative total volume* dari minyak dan gas (V_t/V_b)_F.

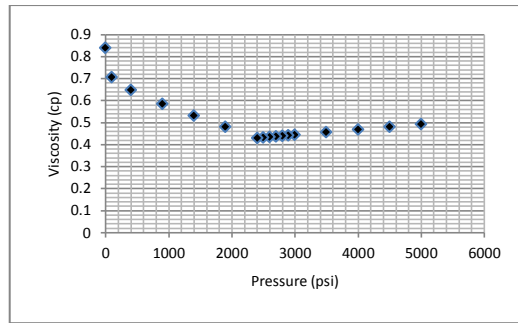
Kondisi reservoir adalah tekanan 2814 psi, temperatur 275° F, tekanan saturasi 2405 psi, dengan demikian termasuk *under saturated* reservoir. Pada tekanan saturasi tersebut, viskositas minyak terukur 0,429 cp, perbandingan gas terlarut dalam minyak (R_s) 0,81 mscf/stb, dan faktor volume formasi minyak (B_o) 1,631 bbl/stb (Gambar 3.10 – Gambar 3.12).



Gambar 3.10 Hubungan antara Kelarutan Gas dalam Minyak dan Tekanan



Gambar 3.11 Hubungan antara Faktor Volume Formasi Minyak dan Tekanan



Gambar 3.12 Hubungan antara Viskositas Minyak dan Tekanan

Untuk sifat fisik fluida yang *diinputke* dalam simulasi tercantum pada Tabel 3.4 dibawah.

Tabel 3.4 Sifat Fluida yang Menjadi *Input* Simulasi

Sifat Fisik	Fluida		
	Air	Minyak	Gas
Density, lbm/ft ³	62.80819	48.67880000	0.05853746
Specific Gravity	-	49.787265	0.76657962
Viscositas, cp	0.2286	-	-
Kompresibilitas, 1/psi	0.00000355	-	-
FVF, vol/vol	1.04570551	-	-
Rs, scf/bbl	-	0.81	-

BAB IV

PEMBAHASAN

4.1 Kestabilan Model

Dari hasil *running* simulator selama 10 tahun menunjukkan bahwa kurva tekanan relatif tetap. Berarti model dan penyebaran permeabilitas telah valid dan dapat digunakan untuk kegiatan selanjutnya yaitu studi melanjutkan produksi sumur *existing*

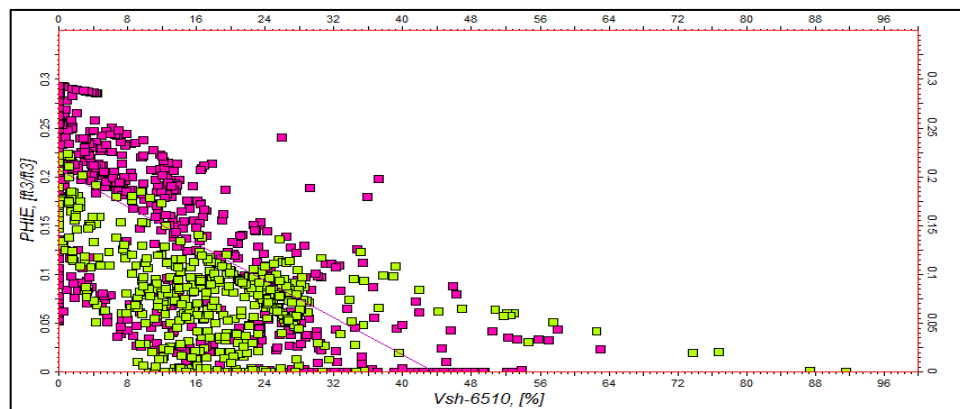
4.2 Inisialisasi

Proses inisialisasi menghasilkan perbandingan volume awal hasil simulasi dengan volumetrik sebagai berikut :

Tabel 4.1 Perbandingan Volume Awal hasil Simulasi dengan Volumetrik

Fluida	Volumetrik	Simulasi
Gas (MMSCF)	290.66	288.23
Minyak (MMSTB)	294.79	287.51

Perbedaan disebabkan kurang sempurnanya analisa penentuan nilai *cutoff* porositas dan V- Shale yang dipergunakan dalam perhitungan volumetrik. Penyebab lainnya adalah pada proses volumetric menggunakan parameter statik, sementara proses inisialisasi menggunakan parameter dinamik.



Gambar 4.1. Harga V- Shale dan Porosity Cutoff

4.2 History Matching

Untuk memperoleh hasil yang memuaskan telah dilakukan upaya penyesuaian sebagai berikut :

- a. Ukuran dan *properties aquifer*, diubah agar volume *aquifer* memberi respon tekanan yang mendekati tekanan lapangan. Model *aquifer* yang digunakan adalah *aquifer* jenis *constant pressure/head water*.
- b. Permeabilitas absolut, dilakukan untuk menyelaraskan laju alir minyak dan air dengan laju alir minyak dan air data produksi.
- c. Permeabilitas relatif, yaitu menambah banyaknya kurva permeabilitas relatif menjadi 9 (sembilan) buah sesuai dengan banyaknya *rock type* di reservoir. Tetapi yang dipergunakan dalam simulasi ini hanya 5 (lima) *rock type*. Yaitu *rock type* 1, 2, 3, 4, dan 5 untuk mempercepat running time simulasi.

Hasil uji *core* di laboratorium hanya menghasilkan 4 (empat) kurva permeabilitas relative yaitu untuk *rock type* 1, 2, 4, dan 5. Sedangkan hasil analisa *rock typing* dengan metode kurva PGS menghasilkan 9 (sembilan) *rock type*. Maka perlu adanya penambahan kurva permeabilitas relatif sesuai dengan banyaknya jumlah *rock type*. Agar merepresentasikan keadaan reservoir yang lebih tepat dan lengkap. Dikarenakan permeabilitas relatif adalah fungsi dari saturasi, maka dapat diketahui kapan saat fluida mulai mengalir dan berhenti mengalir. Yaitu mulai mengalir pada *critical saturation*, dan berhenti mengalir pada *residual saturation*. Dimana saturasi tersebut dikontrol oleh tekanan kapiler.

- d. Tekanan kapiler, yaitu menambah banyaknya kurva hubungan tekanan kapiler dengan saturasi air menjadi 9 (sembilan) buah sesuai dengan banyaknya *rock type* di reservoir.

Hasil uji *core* hanya menghasilkan 5 (lima) kurva hubungan tekanan kapiler dengan saturasi yaitu untuk *rock type* 1, 2, 4, 5, dan 6. Padahal ada 9 (sembilan) *rock type* sehingga untuk memberikan gambaran kondisi reservoir yang sesungguhnya, diperlukan penambahan jumlah

kurva hubungan tekanan kapiler dengan saturasi. Agar distribusi fluida yang terdapat di reservoir dapat dengan tepat digambarkan. Berapa kedalaman *fluids contact*, ketebalan zona transisi, ketinggian *free water level*, akan diperoleh dengan lebih akurat.

Selain itu, tekanan kapiler mampu mengestimasi ukuran dan distribusi *pore throat*. Pada zona transisi yang tipis, reservoir memiliki radius pori yang besar.

$$P_c = gh\Delta\rho \quad (4.1)$$

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (4.2)$$

Dari penggabungan persamaan di atas akan menghasilkan

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{rg\Delta\rho} \quad (4.3)$$

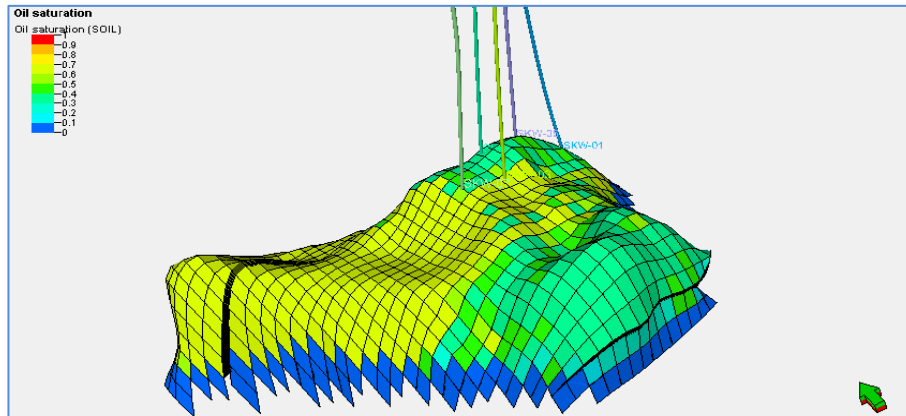
dimana; P_c adalah tekanan kapiler, h adalah ketinggian di atas *free water level* dan r merupakan radius pori. Oleh karena radius pori yang besar memiliki permeabilitas yang besar, maka bisa dikatakan pada harga saturasi yang konstan permeabilitas semakin kecil dan P_c akan semakin besar.

- e. *Fluid contact* baik *gas oil contact* maupun *water oil contact* agar diperoleh profil GOR dan *water cut* yang cocok dengan data lapangan.

Hasil *matching* memperlihatkan bahwa pada produksi kumulatif minyak dan laju alir minyak diperoleh hasil yang cukup baik. Sedangkan untuk *matching Gas Oil Ratio* dan *water cut* tidak diperoleh hasil yang cukup baik. Ini disebabkan oleh besarnya produksi air yang dihasilkan oleh reservoir.. Hasil *matching* selengkapnya terangkum dalam Lampiran D.

4.3 Prediksi

Cadangan minyak dan gas pada Juli 2004 berdasarkan hasil inialisasi sebesar 287.51 MMSTB minyak; dan 288.23 MMSCF gas. Untuk memperkirakan kinerja reservoir di masa yang akan datang dilakukan proses prediksi dengan menggunakan skenario meneruskan produksi sumur *existing* pada *history matching* dimana posisi sumur *key wells* dapat dilihat pada Gambar 4.2 di bawah.



Gambar 4.2. Posisi Sumur *Existing*

Lama waktu yang digunakan pada *development strategy* 20 tahun (Februari 2013 – September 2033). Untuk hasil produksi kumulatif tambahan dari masing-masing sumur *existing* dapat dilihat pada tabel berikut ini :

Tabel 4.2 Produksi Kumulatif Tambahan Sumur *Key Wells*

Nomor	Nama Sumur	Produksi Kumulatif (MMSTB)
1	Sumur 3	0.174
2	Sumur 2	1.260
3	Sumur 1	0.000
4	Sumur 7	8.239
5	Sumur 5	0.814

Recovery factor pada studi ini sebesar 40.86 % dan berdasarkan profil grafik tekanan terhadap waktu, GOR terhadap waktu, *Oil Rate* terhadap waktu, dan *Water Cut* terhadap waktu reservoir adalah bertenaga pendorong *water drive*. Dengan produksi kumulatif tambahan yang dihasilkan sebesar 35.570 MMSTB dan total kumulatif sebesar 117.473 MMSTB.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Telah berhasil dilakukan proses history matching yang membuktikan validitas model yang digunakan dengan dimensi 53 x 46 x 204 dan memiliki *Original Oil in Place* sebesar 287.51 MMSTB dan *Gas Initial In Place* sebesar 288.23 MMSCF.
2. Penyesuaian yang dominan pada *histori matching* studi ini adalah penyesuaian permeabilitas relative, tekanan kapiler dan *fluid contact*.
3. Studi simulasi pada proses prediksi yang dilakukan pada model ini menggunakan sumur *existing natural flow* selama 20 tahun waktu prediksi menghasilkan produksi kumulatif sebesar 117.473 MMSTB.
4. *Recovery factor* sebesar 40.86 % dan jenis tenaga pendorongnya adalah *water drive*.
5. Produksi kumulatif tambahan yang terbesar dihasilkan oleh sumur *existing* dengan produksi 8.239 MMSTB.

5.2 Saran

1. Perlu dilakukan perbaikan terhadap model yang dipergunakan dengan cara perbaikan data masukan agar evaluasi yang dihasilkan lebih representatif.
2. Dibutuhkan adanya studi lanjutan dalam bentuk proses prediksi berupa pemasangan sumur sisipan, pemakaian injeksi air atau *artificial lift* lainnya agar faktor perolehan tambahan bisa semakin besar dan pengurasan lebih efisien dan efektif

DAFTAR PUSTAKA

- Amyx, J. W., Bass, Jr, D. M., and Whiting, R. L. 1960. Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties. New York:McGraw-Hill Book Company.
- Dake, L.P.1978. Fundamental of Reservoir Engineering. New York: Elsevier.
- Aziz, K., and Settari, A. 1979. Petroleum Reservoir Simulation. London: Applied Science Publishers Ltd.
- Honarpour, M., Koederitz, L.,and Harvey, A. Hebert. 1986. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton, Florida: CRC Press,Inc.
- Mattax, Calvin C., and Dalton, Robert L. 1990. Reservoir Simulation. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME SPE.
- McCain, William D., Jr. 1990. The Properties of Petroleum Fluids (2nd ed.). Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Satter, A., and Thakur, G. 1994. Integrated Petroleum Reservoir Management-A Team Approach. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Ahmed, T. 2000. Reservoir Engineering-Handbook. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Tiab, D., and Donaldson, Erle C. 2004. Petrophysics (2nd ed.)-Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Gulf Professional Publishing
- Permadi, P., and Susilo, A. 2009. Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred from Core Data. Abu Dhabi: SPE 125350-PP.
- Permadi, et.al. 2011. Rock Typing and Permeability Prediction for Water-Wet and Oil-Wet Rocks. Texas: Proceedings of Society of Core Analyst, SCA2011-53.
- Yogi A. 2012. Studi Perbandingan Beberapa Metoda Karakterisasi Reservoir Untuk Keperluan Simulasi Reservoir Formasi Talang Akar *Non-Marine* Lapangan X. [Thesis]. Bandung : Program Studi Teknik Perminyakan, Pascasarjana, Institut Teknologi Bandung..

Lampiran A Data RCAL dan SCAL

RCAL

PERMEABILITY, POROSITY AT NOB CONDITIONS WITH SATURATION& GRAIN DENSITY FOR HORIZONTAL PLUGS

No ID	Depth [feet]	Permeability to air at NOB md	Porosity at NOB %	Wate Saturation %	Grain Density gr/cc	Description
CORE - 1						
101	6810.1	625	23.3	33.9	2.70	Ls whyl f-m xln mod hd abd biomold chky
102	6811.1	198	21.6	27.0	2.70	Ls whyl f-m xln mod hd foss bio vug chky
103	6812.1	15.4	20.0	31.4	2.70	Ls whyl f-m xln mod hd foss biomold sli chky
104	6813.1	12.1	17.4	29.2	2.70	Ls whyl vf-f xln hd foss biomold
105	6814.4	10.5	11.5	34.6	2.70	Ls whyl mic-vf xln hd foss rexln frac
106	6815.1	89.8	16.5	30.7	2.70	Ls whyl vf-f xln hd foss biomold
107	6816.1	5.70	12.1	31.5	2.70	Ls whyl mic-vf xln hd foss rexln frac
108	6817.1	5.24	16.9	46.7	2.70	Ls whyl vf-f xln hd foss styl frac clay
109	6818.1	58.9	20.1	36.5	2.71	Ls whyl vf-f xln hd foss biomold frag vug
110	6819.1	21.2	13.4	30.2	2.70	Ls ylgv mic-vf xln hd foss styl frag rexln
111	6820.1	2.85	10.5	38.0	2.70	Ls ylgv mic-vf xln vhd foss biomold rexln frag
112	6821.1	1.56	5.8	47.2	2.70	Ls ylgv mic-vf xln vhd foss styl rexln frag frac
113	6822.1	359	14.7	35.5	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd foss abd vug biomold
114	6823.1	44.8	12.3	36.5	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd foss styl abd biomold frac
115	6824.1	32.4	9.7	45.7	2.70	Ls ylgv mic-vf xln vhd foss abd vug
116	6825.1	58.4	11.4	49.5	2.70	Ls ylgv mic-vf xln hd foss styl frac clay
117	6826.1	1.27	7.2	47.5	2.70	Ls ylgv mic-vf xln hd foss styl frac sdy
118	6827.1	15.2	7.0	45.3	2.69	Ls ylgv mic-vf xln hd foss styl frac sdy
119	6828.2	-	-	-	-	No analysis rubble
120	6829.1	0.06	3.2	67.8	2.70	Ls ylgv mic-vf xln vhd styl pyr rexln frag

No ID	Depth [feet]	Permeability to air at NOB md	Porosity at NOB %	Water Saturation %	Grain Density gr/cc	DESCRIPTION
121	6830.1	3.87	4.1	61.2	2.70	Ls ylgv mic-vf xln vhd styl sli pyr frac rexln frag frac
122	6831.3	2.98	5.7	59.4	2.69	Ls ylgv mic-vf xln vhd abd styl rexln
123	6832.1	8.24	12.9	30.5	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd styl sli sdy
124	6833.1	119	23.3	29.0	2.69	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold chky
125	6834.2	427	26.1	33.9	2.69	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold chky
126	6835.1	584	28.7	32.1	2.69	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold chky
127	6836.1	122	21.5	25.9	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold chky
128	6837.5	175	26.0	27.9	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold chky
129	6838.0	-	-	-	-	No analysis rubble
130	6839.4	86.9	19.6	29.8	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd abd foss frac
131	6840.7	128	18.7	28.4	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd abd styl abd foss frac
132	6841.1	158	21.4	38.9	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd abd styl abd foss
133	6842.4	245	13.8	40.5	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd styl abd foss biomold frac
134	6843.1	459	17.4	31.3	2.70	Ls ylgv vf-f xln hd abd foss styl abd biomold
135	6844.1	1875	25.9	29.1	2.71	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss abd biomold styl
136	6845.1	138	23.5	28.6	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss styl carb
137	6846.6	254	27.8	31.0	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss abd biomold chky
138	6747.1	229	26.6	31.8	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold styl chky
139	6848.2	127	23.6	29.7	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold styl chky
140	6849.1	136	26.1	29.3	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold styl chky
141	6850.6	119	24.3	24.8	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss biomold styl chky
142	6851.1	102	23.2	25.9	2.71	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss chky
143	6852.8	224	27.2	28.0	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss chky
144	6853.6	211	25.7	32.0	2.71	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss chky
145	6854.1	215	26.7	28.6	2.70	Ls ylgv f-m xln mod hd abd foss chky

No ID	Depth [feet]	Permeability to air at NOB md	Porosity at NOB %	Water Saturation %	Grain Density gr/cc	Description
146	6855.8	154	24.1	29.8	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
147	6856.1	15.3	14.6	47.7	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd abd foss styl
148	6857.1	127	26.1	30.3	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
149	6858.1	42.7	22.4	26.9	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
150	6859.1	38.4	22.4	34.7	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
151	6860.1	25.8	21.5	36.0	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
152	6861.1	69.4	24.2	31.9	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
153	6862.1	45.2	23.3	29.2	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss chky
154	6863.1	14.6	18.4	32.8	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd abd foss styl
155	6864.1	8.24	15.9	36.9	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd abd foss styl
156	6865.1	-	15.8	37.5	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd abd foss styl
157	6866.0	-	-	-	-	No analysis rubble
158	6867.0	-	-	-	-	No analysis rubble
159	6868.1	0.06	3.6	91.0	2.70	Ls gy crs xln vhd rexln frag styl
160	6869.1	0.04	3.0	94.1	2.71	Ls gy crs xln vhd rexln frag styl
CORE - 2						
201	6870.2	0.06	2.0	86.1	2.70	Ls gy crs xln vhd rexln frag styl pyr
202	6871.1	0.08	2.3	82.8	2.70	Ls gy crs xln vhd rexln frag styl pyr
203	6872.2	0.09	3.2	83.6	2.70	Ls gy crs xln vhd rexln frag styl pyr
204	6873.1	0.02	1.9	85.5	2.70	Ls gy crs xln vhd rexln frag styl pyr
205	6874.1	21.2	17.9	42.2	2.71	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl biomold sdy sli chky
206	6875.1	89.7	19.6	37.7	2.71	Ls ylgly f-m xln hd foss chky sli styl
207	6876.1	195	18.2	40.9	2.71	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl sli biomold
208	6877.1	163	21.0	37.2	2.71	Ls ylgly f-m xln hd styl sli biomold foss sli chky
209	6878.1	127	19.8	37.6	2.71	Ls ylgly vf-f xln hd styl sli biomold
210	6879.1	95.2	20.2	36.9	2.71	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl biomold

No ID	Depth [feet]	Permeability to air at NOB md	Porosity at NOB %	Water Saturation %	Grain Density gr/cc	Description
211	6880.0	101	23.2	37.2	2.71	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss biomold
212	6881.1	97.2	22.7	32.9	2.71	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss biomold
213	6882.1	86.7	22.6	32.9	2.71	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss biomold
214	6883.1	65.2	21.5	34.7	2.71	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss biomold
215	6884.1	15.7	17.6	35.7	2.71	Ls ylgly vf-f xln hd abd foss styl
216	6885.1	5.24	14.8	34.1	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd abd foss styl
217	6886.1	2.15	8.5	47.5	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
218	6887.1	0.09	4.1	74.1	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
219	6888.6	0.07	4.1	80.9	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
220	6889.1	0.06	3.3	86.3	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
221	6890.1	0.07	2.4	85.7	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
222	6891.6	0.09	3.2	79.3	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
223	6892.2	2.05	13.0	41.3	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl
224	6893.1	2.84	13.4	44.0	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl
225	6894.1	1.15	9.8	49.8	2.71	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl
226	6895.2	0.08	3.1	70.0	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
227	6896.2	3.24	8.8	65.3	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss styl rexln
228	6897.1	0.15	3.7	55.8	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
229	6898.1	0.18	4.5	60.7	2.70	Ls ylgly mic-vf xln vhd foss abd styl rexln
230	6899.1	9.85	10.3	41.1	2.70	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl sli biomold
231	6900.1	6.24	13.5	32.0	2.69	Ls ylgly vf-f xln hd foss styl sli biomold
232	6901.1	175	23.2	38.7	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss styl biomold
233	6902.1	625	28.5	39.0	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss abd biomold vug chky
234	6903.1	785	32.2	39.4	2.71	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss abd biomold vug abd chky
235	6904.1	527	29.4	38.8	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss abd biomold vug abd chky
236	6905.1	351	28.1	38.2	2.70	Ls ylgly f-m xln mod hd abd foss abd biomold vug chky

No ID	Depth [feet]	Permeability to air at NOB md	Porosity at NOB %	Water Saturation %	Grain Density gr/cc	Description
237	6906.1	172	23.3	39.6	2.70	Ls ylg y f-m xln mod hd abd foss styl biomold
238	6907.1	258	23.4	36.9	2.70	Ls ylg y f-m xln mod hd abd foss styl biomold
239	6908.1	457	26.1	29.6	2.70	Ls ylg y f-m xln mod hd abd foss abd biomold vug chky
240	6909.1	3.68	7.6	39.2	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl rexln frag frac
241	6910.1	4.52	9.5	38.2	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl rexln frag frac
242	6911.1	3.15	8.6	34.7	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl rexln frag frac
243	6912.1	5.84	9.8	33.9	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl rexln frag frac
244	6913.1	-	2.4	70.4	2.70	Ls gy mic-vf xln vhd foss rexln frag
245	6914.1	19.8	11.7	31.1	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl
246	6915.1	8.57	10.1	29.9	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl
247	6916.1	3.97	8.2	42.0	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl
248	6917.1	12.7	16.7	40.0	2.70	Ls ylg y vf-f xln mod hd foss styl frag
249	6918.1	9.38	13.6	29.8	2.71	Ls ylg y vf-f xln mod hd foss styl frag
250	6919.1	127	23.2	32.6	2.70	Ls ylg y f-m xln mod hd abd foss styl carb frag chky
251	6920.1	108	23.1	39.6	2.70	Ls ylg y f-m xln mod hd abd foss chky frag
252	6921.1	85.9	19.8	34.3	2.70	Ls ylg y vf-f xln hd abd foss frag vug
253	6922.1	42.8	19.5	35.8	2.71	Ls ylg y vf-f xln hd abd foss frag styl vug
254	6923.1	15.9	14.8	34.0	2.71	Ls ylg y vf-f xln hd abd foss styl
255	6924.1	5.87	12.8	39.1	2.70	Ls ylg y vf-f xln hd abd foss styl
256	6925.1	3.24	13.6	36.5	2.70	Ls ylg y vf-f xln hd abd foss styl
257	6926.1	8.57	11.9	33.8	2.70	Ls ylg y vf-f xln hd abd foss styl
258	6927.1	8.29	8.9	56.0	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl
259	6928.1	1.28	7.4	56.8	2.70	Ls gy vf-f xln hd foss styl

SCAL

OIL-BRINE CAPILLARY PRESSURE TABLE

Pressure, psi 1 2 4 8 15 35 75 150 200

Sample ID	Depth [feet]	Horizontal		Brine Saturation Percent Pore Space									
		Permeability to Air at ambient md	Helium Porosity at ambient %	1	2	4	8	15	35	75	150	200	
110	6819.1	40.0	13.8	83.5	73.6	66.7	60.0	54.6	48.0	42.5	38.8	37.1	
125	6834.2	501	26.7	72.6	63.4	56.7	51.5	45.6	37.5	31.4	28.4	27.3	
126	6835.1	662	29.3	68.0	59.6	54.0	46.9	40.7	34.1	28.8	26.7	25.6	
143	6852.8	257	27.6	71.6	63.1	57.6	48.5	42.2	34.9	30.0	28.0	27.1	
212	6881.1	113	23.1	74.9	65.5	58.0	52.7	46.9	38.3	32.3	29.4	28.9	
231	6900.1	9.26	14.1	90.0	82.4	74.0	65.7	59.7	53.0	49.1	45.8	44.2	
233	6902.1	708	29.3	71.9	62.8	54.4	47.8	39.8	32.9	28.8	26.7	26.1	
234	6903.1	894	33.1	64.3	57.4	50.9	44.5	39.2	33.1	28.5	26.0	24.9	
235	6904.1	652	30.1	66.6	58.8	52.2	46.0	42.2	35.5	29.7	26.6	25.5	
239	6908.1	672	26.1	69.8	61.7	54.3	48.3	43.2	36.4	30.3	27.6	26.4	
246	6915.1	13.9	10.5	89.8	82.4	73.3	64.3	58.5	53.1	48.7	45.4	43.7	
256	6925.1	4.46	14.1	91	80.6	73.9	67.1	62.0	56.4	52.4	49.1	47.7	
259	6928.1	2.45	7.8	92.2	83.2	76.2	70.7	65.9	61.2	56.0	53.1	51.5	

Permeabilitas Relatif Sample ID 110

Water Saturation percent pore space	Water-Oil Relative Permeability Ratio	Relative Permeability to Water Fraction	Relative Permeability to Oil Fraction
35.63	0	0	1
36.88	0.0007	0.0006	0.8417
38.42	0.0012	0.0009	0.7041
40.35	0.0024	0.0013	0.5471
44.98	0.0102	0.0029	0.2893
47.42	0.0207	0.0041	0.1994
48.91	0.0316	0.005	0.1597
50.33	0.0486	0.0061	0.125
51.66	0.0724	0.0072	0.0997
53.78	0.1419	0.0095	0.0667
56.04	0.2881	0.0124	0.043
58.04	0.5322	0.0149	0.0279
60.78	1.217	0.0185	0.0152
62.82	2.3982	0.0214	0.0089
63.86	3.465	0.0229	0.0066
65.83	6.9965	0.0262	0.0037
67.18	11.9231	0.0282	0.0024
69.01	39.9227	0.0315	0.0008
69.74	-	0.0328	-

Permeabilitas Relatif Sample ID 125

Water Saturation percent pore space	Water-Oil Relative Permeability Ratio	Relative Permeability to Water Fraction	Relative Permeability to Oil Fraction
26.55	0	0	1
28.67	0.0038	0.0031	0.8317
31.67	0.0106	0.0069	0.6513
34.36	0.0212	0.011	0.5193
36.91	0.0396	0.0163	0.4127
40.34	0.08	0.0237	0.2959
42.76	0.1258	0.0288	0.229
44.48	0.1762	0.0335	0.1902
47.07	0.2926	0.0411	0.1404
50.09	0.527	0.0508	0.0963
52.72	0.9123	0.0612	0.067
55.22	1.6124	0.0728	0.0451
57.91	3.0565	0.0861	0.0282
60.23	5.7199	0.0978	0.0171
62.21	11.8148	0.109	0.0092
63.13	18.6731	0.1144	0.0061
64.07	41.0972	0.1189	0.0029
65.37	161.4635	0.1261	0.0008

Permeabilitas Relatif Sample ID 212

Water Saturation percent pore space	Water-Oil Relative Permeability Ratio	Relative Permeability to Water Fraction	Relative Permeability to Oil Fraction
28.45	0.0001	0.0001	1
30.17	0.0025	0.0022	0.8653
33.21	0.0077	0.0046	0.5961
35.89	0.0151	0.0068	0.4472
38.73	0.0296	0.0094	0.3179
41.67	0.0568	0.0124	0.2186
44.54	0.1027	0.0156	0.1522
48.22	0.2287	0.021	0.0919
50.91	0.431	0.0261	0.0606
52.96	0.6598	0.0294	0.0446
55.45	1.2039	0.0343	0.0285
57.65	2.1344	0.0389	0.0182
59.72	3.977	0.0428	0.0108
61.49	7.3844	0.0461	0.0062
62.57	11.3646	0.0495	0.0044
63.67	20.5208	0.0514	0.0025
64.54	31.9816	0.0555	0.0017
65.71	79.3844	0.058	0.0007
66.65	-	0.0607	-

Permeabilitas Relatif Sample ID 233

Water Saturation percent pore space	Water-Oil Relative Permeability Ratio	Relative Permeability to Water Fraction	Relative Permeability to Oil Fraction
25.23	0	0	1
27.26	0.0041	0.0035	0.8358
30.55	0.0107	0.0068	0.6358
33.66	0.0222	0.0108	0.4845
36.34	0.0412	0.0154	0.3733
40.16	0.0887	0.0225	0.2543
43.43	0.1669	0.0296	0.1776
45.26	0.2406	0.0347	0.1443
48.3	0.4428	0.0438	0.099
51.26	0.8095	0.0542	0.067
53.93	1.4687	0.0663	0.0451
56.49	2.7381	0.0804	0.0294
59.04	5.3074	0.0956	0.018
60.93	9.2236	0.1074	0.0116
62.67	19.4982	0.1203	0.0062
63.37	31.4975	0.1266	0.004
64.2	83.0739	0.1315	0.0016
65.03	257.9719	0.1375	0.0005
65.44	-	0.143	-

Permeabilitas Relatif Sample ID 246

Water Saturation percent pore space	Water-Oil Relative Permeability Ratio	Relative Permeability to Water Fraction	Relative Permeability to Oil Fraction
41.41	0	0	1
43.4	0.0004	0.0004	0.8072
46.34	0.0014	0.0008	0.5698
49.07	0.0031	0.0013	0.4089
52.26	0.008	0.0021	0.2587
55.67	0.0213	0.0033	0.153
58.31	0.0458	0.0046	0.0995
61.3	0.1169	0.0067	0.0574
63.04	0.2061	0.0083	0.0403
64.67	0.3646	0.0101	0.0277
65.96	0.5921	0.0118	0.0199
67.74	1.2318	0.0146	0.0118
68.59	1.8434	0.016	0.0087
69.72	3.3427	0.0182	0.0054
70.7	6.0672	0.0203	0.0033
71.4	10.9343	0.022	0.002
72.3	23.0838	0.0242	0.0011
73.11	47.9381	0.0263	0.0005
73.9	-	0.0287	-

Permeabilitas Relatif Sample ID 256

Water Saturation percent pore space	Water-Oil Relative Permeability Ratio	Relative Permeability to Water Fraction	Relative Permeability to Oil Fraction
44.95	0	0	1
47.09	0.0004	0.0003	0.7772
48.86	0.001	0.0006	0.6261
51.43	0.0024	0.0011	0.4531
54.78	0.0072	0.002	0.2742
57.79	0.0188	0.0032	0.1686
60.14	0.0388	0.0044	0.114
63.13	0.1057	0.0067	0.0633
64.22	0.1493	0.0076	0.0509
66.12	0.3033	0.0097	0.032
67.07	0.4301	0.0108	0.0251
69.01	1.0182	0.0138	0.0135
69.55	1.3353	0.0147	0.011
70.8	2.6579	0.017	0.0064
71.82	5.1174	0.0192	0.0037
72.57	9.346	0.0209	0.0022
73.6	25.9403	0.0235	0.0009
74.36	68.4906	0.0254	0.0004
75.08	-	0.0278	-

LAMPIRAN B DATA FLUIDA

Reservoir Condition

Average Reservoir Pressure	2814	psig
Average Reservoir Temperature	275	°F

Pressure-Volume Relations

Saturation Pressure	2405	psig
Avg Single-Phase Compressibility	2405	E-6 v/v/psi (5000 to 2405 psig)

Differential Vaporization Data (at 2405 psig and 275 °F)

Solution Gas/Oil Ratio	1,112	scf / bbl of residual oil at 60 °F
Relative Oil Volume	1.885	bbl / bbl of residual oil at 60 °F
Density of Reservoir Fluid	0.6324	gm/cc

Reservoir Fluid Viscosity

0.429 cp at 2405 psig and 275 °F

Separator Test Results

Separator Conditions		Bosb Formation Volume Factor (A)	Rssb Total Solution Gas/Oil Ratio (B)	Tank Oil Gavity (°API at 60 °F)
psig	°F			
500	145	1.663	849	39.2
300	145	1.643	824	40.3
100	145	1.631	810	40.5
50	145	1.641	821	40.3

(A) Barrels of saturated oil per barrel of stock tank oil at 60 °F.

(B) Total standard cubic feet of gas per barrel of stock tank oil at 60 °F.

QUALITY CHECKS PERFORMED ON SAMPLES

SEPARATOR GAS							
Cylinder No.	Sampling Conditions				Laboratory Opening Conditions		
	psig	°F	Date	Time	psig	°F	Liquid Recovered (cc)
S3-53133	525	150	28-Jul-07	17.50	490	75	0
S3-50087	525	149	28-Jul-07	18.15	500	75	0
S3-57036	525	147	28-Jul-07	18.30	475	75	0

SEPARATOR LIQUID							
Cylinder No.	Sampling Conditions				Laboratory Bubble Point		Water Recovered (cc)
	psig	°F	Date	Time	psig	°F	
BD-4097	500	145	28-Jul-07	16.45	355	120	0
BH-3148	500	150	28-Jul-07	18.00	350	120	0

**VOLUMETRIC DATA
@ 275°F**

Saturation Pressure (Psat) 2405 psig
 Density at Psat 0.6324 gm/cc

AVERAGE SINGLE-PHASE COMPRESSIBILITY

Pressure Range psig	Single-Phase Compressibility v/v/psi
5000 to 4500	14.09 E -6
4500 to 4000	15.78 E -6
4000 to 3500	17.84 E -6
3500 to 2700	21.49 E -6
2700 to 2405	25.47 E -6

**HYDROCARBON ANALYSIS OF SEPARATOR PRODUCTS
AND CALCULATED WELL STREAM**

Component	Separator Liquid Mol %	Separator Gas		Well Stream	
		Mol %	GPM	Mol %	Weight %
Hydrogen Sulfide	0.56	1.00		0.74	0.25
Carbon Dioxide	8.28	39.90		20.99	9.36
Nitrogen	0.24	2.61		1.19	0.34
Methane	5.04	45.65		21.36	3.47
Ethane	1.64	4.27	1.141	2.69	0.82
Propane	2.77	3.04	0.838	2.88	1.29
Iso-Butane	1.40	0.92	0.302	1.21	0.71
N-Butane	3.20	1.31	0.413	2.44	1.44
Iso-Pentane	2.22	0.49	0.180	1.52	1.11
N-Pentane	2.88	0.40	0.144	1.88	1.37
Hexanes	4.81	0.23	0.094	2.97	2.53
Heptanes	9.91	0.14	0.052	5.98	5.82
Octanes	9.12	0.03	0.013	5.47	5.92
Nonanes	5.32	0.00	0.001	3.18	3.90
Decanes	4.60	0.00	0.000	2.75	3.74
Undecanes	3.59	0.00	0.000	2.15	3.20
Dodecanes plus	34.44	0.00	0.000	20.60	54.73
Total	100.00	100.00	3.178	100.00	100.00

Properties of Heptanes Plus

°API Gravity at 60 °F	39.4		
Density, gm/cc at 60 °F	0.8274	0.737 *	0.8271
Molecular Weight	189.4	103 *	189.2

Properties of Heptanes Plus

°API Gravity at 60 °F	33.0		
Density, gm/cc at 60 °F	0.8596	0.800 *	0.8596
Molecular Weight	262.2	161 *	262.2

Properties of Total Sample at Sampling Conditions

Density, gm/cc	0.7583	
Molecular Weight	203.6	
Calculated separator gas gravity (air=1.000)		1.066
Calculated gross heating value for wellhead gas		749.3
BTU per cubic foot of dry gas at 14.73 psia and 60 °F.		

Primary separator gas collected at 500 psig and 104 °F.
Primary separator liquid collected at 500 psig and 145 °F.

This wellstream (recombined reservoir fluid) composition was calculated
Using separator gas/separator liquid ratio of 408.3 scf/bbl at 87 °F.

* The Density and Molecular Weight of the separator gas are assumed values.

PRESSURE VOLUME RELATIONS
@ 275°F

Pressure psig	Relative Volume (A)	Y-Function (B)	Density gm/cc
5000	0.9529		0.6637
4500	0.9596		0.6591
4000	0.9671		0.6539
3500	0.9758		0.6481
3000	0.9857		0.6416
2900	0.9879		0.6402
Pr»2814	0.9899		0.6389
2700	0.9925		0.6372
2600	0.9950		0.6356
2500	0.9975		0.6340
Pb»2405	1.0000		0.6324
2350	1.0110		
2300	1.0215		
2250	1.0327		
2200	1.0444		
2150	1.0569	2.071	
2000	1.0988	2.035	
1800	1.1680	1.985	
1600	1.2580	1.932	
1400	1.3786	1.876	
1200	1.5462	1.816	
1000	1.7906	1.751	
800	2.1725	1.680	
600	2.8354	1.600	

(A) Relative Volume: V/V_{sat} or volume at indicated pressure per volume at saturation pressure.

(B) Where: Y-Function =
$$\frac{(P_{sat} - P)}{(P_{abs}) * (V/V_{sat} - 1)}$$

DIFFERENTIAL VAPORIZATION
@ 275°F

Titik yg diharapkan Pressure psig	Rsd Solution Gas/Oil Ratio Rsd (A)	Bodb Relative Oil Volume Bod (B)	Btdb Relative Total Volume Btd (C)	Oil Density gm/cc	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor (D)	Incremental Gas Gravity (Air=1.000)
2405	1,112	1.885	1.885	0.6324			
1900	869	1.757	2.173	0.6473	0.884	0.00962	1.042
1400	664	1.642	2.695	0.6628	0.897	0.01320	1.081
900	491	1.537	3.839	0.6793	0.914	0.02081	1.150
400	332	1.433	7.988	0.6979	0.939	0.04716	1.300
100	188	1.333	30.231	0.7121	0.967	0.17558	1.581
0	0	1.122		0.7397			2.910
	@ 60 °F	= 1.000					

Gravity of Residual Oil = 38.8 °API at 60 °F
Density of Residual Oil = 0.8303 gm/cc at 60 °F

- (A) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of residual oil at 60 °F.
 (B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of residual oil at 60 °F.
 (C) Barrels of oil plus liberated gas at indicated pressure and temperature per Barrel of residual oil at 60 °F.
 (D) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.73 psia and 60 °F.

RESERVOIR FLUID VISCOSITY
@ 275°F

Pressure psig	Oil Viscosity cp	Gas Viscosity cp	Oil/Gas Viscosity ratio
5000	0.492		
4500	0.480		
4000	0.468		
3500	0.456		
3000	0.444		
2900	0.441		
2800	0.439		
2700	0.437		
2600	0.434		
2500	0.432		
Pb>2405	0.429		
1900	0.479	0.0184	26.0
1400	0.531	0.0163	32.5
900	0.585	0.0145	40.3
400	0.648	0.0127	51.0
100	0.706	0.0112	63.0
0	0.838		

Gas Viscosity data calculated from correlation of Lee A.L., Gonzalez M.H., and Eakin B.E., "The Viscosity of Natural Gases", Journal of Petroleum Technology, August, 1966, pp. 997-1000.

SEPARATOR FLASH ANALYSIS

Flash Conditions		Gas/Oil Ratio (scf/bbl)	Gas/Oil Ratio (scf/STbbl)	Stock Tank Oil Gravity at 60 °F (°API)	Formation Volume Factor Bofb (C)	Separator Volume Factor Factor (D)	Specific Gravity of Flashed Gas (Air=1.000)	Oil Phase Density (gm/cc)
psig	°F	(A)	(B)					
2405	275							0.6324
500	145	469	565			1.205	1.040 *	0.7666
0	145	272	284	39.9	1.663	1.045	1.597 *	0.7892
			Rsfb = 849					
2405	275							0.6324
300	145	559	644			1.153	1.073 *	0.7703
0	145	172	180	40.3	1.643	1.045	1.659	0.7872
			Rsfb = 824					
2405	275							0.6324
100	145	615	688			1.118	1.097 *	0.7755
0	145	117	122	40.5	1.631	1.045	1.691	0.7862
			Rsfb = 810					
2405	275							0.6324
50	145	750	795			1.060	1.184 *	0.7854
0	145	25	26	40.3	1.641	1.045	1.690	0.7872
			Rsfb = 821					

* Collected and analyzed in the laboratory by gas chromatography.

(A) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of oil at indicated pressure and temperature.

(B) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

(C) Barrels of saturated oil at 2405 psig and 275 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

(D) Barrels of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.

**DIFFERENTIAL VAPORIZATION
ADJUSTED TO SEPARATOR CONDITIONS***

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio Rs (A)	Formation Volume Factor Bo (B)	Gas Formation Volume Factor (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
5000	849	1.585		0.6637	
4500	849	1.596		0.6591	
4000	849	1.609		0.6539	
3500	849	1.623		0.6481	
3000	849	1.640		0.6416	
2900	849	1.643		0.6402	
2814	849	1.647		0.6389	
2700	849	1.651		0.6372	
2600	849	1.655		0.6356	
Pb» 2500	849	1.659		0.6340	
2405	849	1.663		0.6324	
1900	634	1.550	0.00962	0.6473	26.0
1400	454	1.449	0.01320	0.6628	32.5
900	301	1.357	0.02081	0.6793	40.3
400	160	1.265	0.04716	0.6979	51.0
100	33	1.176	0.17558	0.7121	63.0
0				0.7397	

*Separator Conditions	
First Stage Stock Tank	500 psig at 145 °F 0 psig at 145 °F

- (A) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (C) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.73 psia and 60 °F.

ADJUSTED TO SEPARATOR CONDITIONS*

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio Rs (A)	Formation Volume Factor Bo (B)	Gas Formation Volume Factor (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
5000	824	1.565		0.6637	
4500	824	1.576		0.6591	
4000	824	1.589		0.6539	
3500	824	1.603		0.6481	
3000	824	1.619		0.6416	
2900	824	1.623		0.6402	
2814	824	1.626		0.6389	
2700	824	1.630		0.6372	
2600	824	1.634		0.6356	
2500	824	1.639		0.6340	
Pb» 2405	824	1.643		0.6324	
1900	613	1.531	0.00962	0.6473	26.0
1400	434	1.431	0.01320	0.6628	32.5
900	283	1.340	0.02081	0.6793	40.3
400	144	1.249	0.04716	0.6979	51.0
100	19	1.162	0.17558	0.7121	63.0
0				0.7397	

*Separator Conditions	
First Stage Stock Tank	300 psig at 145 °F 0 psig at 145 °F

- (A) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (C) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.73 psia and 60 °F.

**DIFFERENTIAL VAPORIZATION
ADJUSTED TO SEPARATOR CONDITIONS***

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio Rs (A)	Formation Volume Factor Bo (B)	Gas Formation Volume Factor (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
5000	810	1.555		0.6637	
4500	810	1.566		0.6591	
4000	810	1.578		0.6539	
3500	810	1.592		0.6481	
3000	810	1.608		0.6416	
2900	810	1.612		0.6402	
2814	810	1.615		0.6389	
2700	810	1.619		0.6372	
2600	810	1.623		0.6356	
2500	810	1.627		0.6340	
Pb» 2405	810	1.631		0.6324	
1900	600	1.520	0.00962	0.6473	26.0
1400	423	1.421	0.01320	0.6628	32.5
900	273	1.331	0.02081	0.6793	40.3
400	135	1.240	0.04716	0.6979	51.0
100	11	1.154	0.17558	0.7121	63.0
0				0.7397	

*Separator Conditions	
First Stage Stock Tank	100 psig at 145 °F 0 psig at 145 °F

- (A) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (C) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.73 psia and 60 °F.

**DIFFERENTIAL VAPORIZATION
ADJUSTED TO SEPARATOR CONDITIONS***

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio Rs (A)	Formation Volume Factor Bo (B)	Gas Formation Volume Factor (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
5000	821	1.564		0.6637	
4500	821	1.575		0.6591	
4000	821	1.587		0.6539	
3500	821	1.601		0.6481	
3000	821	1.618		0.6416	
2900	821	1.621		0.6402	
2814	821	1.625		0.6389	
2700	821	1.629		0.6372	
2600	821	1.633		0.6356	
2500	821	1.637		0.6340	
Pb» 2405	821	1.641		0.6324	
1900	610	1.530	0.00962	0.6473	26.0
1400	431	1.430	0.01320	0.6628	32.5
900	281	1.339	0.02081	0.6793	40.3
400	142	1.248	0.04716	0.6979	51.0
100	17	1.161	0.17558	0.7121	63.0
0				0.7397	

*Separator Conditions	
Stock Tank Stock Tank	50 psig at 145 °F 0 psig at 145 °F

- (A) Cubic Feet of gas at 14.73 psia and 60 °F per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per Barrel of Stock Tank Oil at 60 °F.
 (C) Cubic Feet of gas at indicated pressure and temperature per Cubic Feet at 14.73 psia and 60 °F.

LAMPIRAN C DATA PRODUKSI DAN TEKANAN

Sumur 1

Tanggal	Oil	Gas	water
01.7.2004	1337.146	907.292	19.072
01.8.2004	4080.699	3198.488	0.000
01.9.2004	4181.422	3186.953	0.000
01.10.2004	4069.186	3067.742	0.000
01.11.2004	4080.234	3067.967	0.000
01.12.2004	4085.625	3066.419	0.000
01.1.2005	4078.935	3065.806	0.000
01.2.2005	4083.041	3063.643	0.000
01.3.2005	4073.787	3060.774	0.000
01.4.2005	4231.180	3104.500	0.000
01.5.2005	4943.096	3591.000	0.000
01.6.2005	5033.798	3644.267	0.000
01.7.2005	4693.792	3435.656	0.000
01.8.2005	4654.567	3605.000	0.000
01.9.2005	4918.735	3809.367	0.000
01.10.2005	4947.274	3813.613	0.000
01.11.2005	4914.928	3821.333	0.000
01.12.2005	4867.188	3816.319	0.000
01.1.2006	4871.672	3866.742	0.000
01.2.2006	4876.415	3855.071	0.000
01.3.2006	4843.721	3846.452	0.000
01.4.2006	4818.953	3847.567	0.000
01.5.2006	4827.910	3855.839	0.000
01.6.2006	4833.078	3855.300	0.000
01.7.2006	4970.067	3983.367	0.000
01.8.2006	4958.167	3986.300	0.000
01.9.2006	4803.187	3857.733	0.000
01.10.2006	4950.458	3990.733	0.000
01.11.2006	4797.048	3862.000	0.000
01.12.2006	4960.250	3990.733	0.000
01.1.2007	4927.604	4016.467	0.000
01.2.2007	4640.202	3960.571	0.000
01.3.2007	4789.758	4087.633	0.000
01.4.2007	4629.817	4003.800	0.000
01.5.2007	4774.254	4114.700	0.000
01.6.2007	4642.445	3997.283	0.000
01.7.2007	4777.177	4208.900	0.000
01.8.2007	4493.218	4371.028	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.9.2007	4382.051	4262.767	0.000
01.10.2007	4618.643	4304.100	0.000
01.11.2007	4408.627	4222.367	0.000
01.12.2007	5197.613	3466.033	0.000
01.1.2008	5270.942	3383.100	0.000
01.2.2008	5063.278	3274.000	0.000
01.3.2008	5193.047	3383.133	0.000
01.4.2008	5196.464	3283.567	0.000
01.5.2008	5514.325	3606.900	0.000
01.6.2008	5350.588	3531.600	0.000
01.7.2008	5566.505	3690.100	0.000
01.8.2008	5608.501	3671.567	2.300
01.9.2008	4396.468	2829.073	57.800
01.10.2008	4114.736	2583.633	47.767
01.11.2008	2531.145	1597.100	48.700
01.12.2008	1927.719	1206.500	49.633
01.1.2009	1913.222	1209.900	50.500
01.2.2009	1628.980	1010.679	33.500
01.3.2009	1100.049	640.833	0.000
01.4.2009	783.198	423.073	2.632
01.5.2009	887.396	487.767	33.733
01.6.2009	1407.635	896.833	216.800
01.7.2009	1007.570	557.067	154.567
01.8.2009	547.488	324.729	55.100
01.9.2009	256.052	179.000	26.000
01.10.2009	263.636	182.294	26.478
01.11.2009	412.061	201.453	0.300
01.12.2009	1118.000	577.833	0.267
01.1.2010	1043.989	534.100	0.000
01.2.2010	1046.850	531.393	0.000
01.3.2010	984.141	541.100	0.000
01.4.2010	879.668	425.633	0.000
01.5.2010	973.863	537.533	0.000
01.6.2010	912.777	445.100	0.000
01.7.2010	994.568	489.633	0.000
01.8.2010	959.844	433.533	0.000
01.9.2010	845.190	374.833	0.000
01.10.2010	850.320	368.267	3.200
01.11.2010	123.077	61.000	8.800
01.12.2010	0.000	0.000	0.000
01.1.2011	0.000	0.000	0.000
01.2.2011	0.000	0.000	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.3.2011	0.000	0.000	0.000
01.4.2011	0.000	0.000	0.000
01.5.2011	204.725	99.290	18.645
01.6.2011	17.282	30.733	0.200
01.7.2011	180.554	204.548	694.742
01.8.2011	25.695	52.097	563.152
01.9.2011	23.012	12.767	70.400
01.10.2011	8.230	78.291	77.656
01.11.2011	11.469	67.329	56.004
01.12.2011	6.642	33.065	17.519
01.1.2012	75.741	88.225	194.434
01.2.2012	73.860	79.617	194.827
01.3.2012	2.407	20.668	48.609
01.4.2012	26.949	46.587	92.091
01.5.2012	23.143	146.981	169.012
01.6.2012	22.123	96.832	23.080
01.7.2012	17.156	77.580	4.620
01.8.2012	31.556	152.944	8.675
01.9.2012	19.030	89.328	5.055
01.10.2012	6.348	33.249	1.700
01.11.2012	0.000	0.000	0.000
01.12.2012	0.579	16.608	9.628
01.1.2013	2.608	77.506	44.929

Sumur 2

Tanggal	oil	gas	water
01.7.2004	2566.487	2020.427	3.694
01.8.2004	2881.225	2151.938	0.000
01.9.2004	2931.758	2147.600	0.000
01.10.2004	2959.770	2140.967	0.000
01.11.2004	2962.832	2136.133	0.000
01.12.2004	2963.180	2134.200	0.000
01.1.2005	2962.228	2134.033	0.000
01.2.2005	2963.006	2132.201	0.000
01.3.2005	2960.782	2131.000	0.000
01.4.2005	2948.153	2124.467	0.000
01.5.2005	2948.596	2120.600	0.000
01.6.2005	2941.635	2122.200	0.000
01.7.2005	2962.358	2128.467	0.000
01.8.2005	2969.139	2265.333	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.9.2005	2967.732	2265.100	0.000
01.10.2005	2983.504	2260.333	0.000
01.11.2005	2963.334	2257.200	0.000
01.12.2005	2941.570	2240.453	0.000
01.1.2006	2963.791	2254.933	0.000
01.2.2006	2983.321	2271.798	0.000
01.3.2006	2960.938	2267.200	0.000
01.4.2006	2940.704	2260.267	0.000
01.5.2006	2958.136	2266.133	0.000
01.6.2006	2943.843	2252.033	0.000
01.7.2006	2935.982	2251.067	0.000
01.8.2006	2950.680	2268.100	0.000
01.9.2006	2940.004	2243.967	0.000
01.10.2006	2919.150	2239.000	0.000
01.11.2006	2922.593	2239.000	0.000
01.12.2006	2924.234	2239.000	0.000
01.1.2007	2941.766	2232.733	0.000
01.2.2007	2965.294	2223.958	0.000
01.3.2007	2975.748	2218.867	0.000
01.4.2007	2988.933	2217.000	0.000
01.5.2007	2982.723	2226.267	0.000
01.6.2007	2985.429	2234.833	0.000
01.7.2007	2948.629	2237.800	0.000
01.8.2007	2815.114	2312.100	0.000
01.9.2007	2792.228	2312.633	0.000
01.10.2007	2811.109	2209.200	0.000
01.11.2007	2711.370	2310.933	0.000
01.12.2007	3013.207	1877.633	0.000
01.1.2008	3034.850	1965.800	0.000
01.2.2008	3018.200	2137.093	0.000
01.3.2008	2994.274	2143.000	0.000
01.4.2008	3075.656	1851.800	0.000
01.5.2008	3145.457	2078.533	0.000
01.6.2008	3153.951	2081.467	0.000
01.7.2008	3152.602	2083.467	0.000
01.8.2008	3171.892	2134.600	0.000
01.9.2008	3166.962	2043.000	0.000
01.10.2008	3184.462	2079.733	0.000
01.11.2008	3147.156	2008.967	0.000
01.12.2008	3225.949	2077.767	0.000
01.1.2009	3187.576	2095.500	0.000
01.2.2009	3158.242	2076.917	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.3.2009	3156.107	2036.100	0.000
01.4.2009	3156.428	1983.333	0.000
01.5.2009	3119.456	1959.867	0.000
01.6.2009	3050.133	1936.000	0.000
01.7.2009	3056.986	1886.500	0.000
01.8.2009	3379.487	2035.407	0.000
01.9.2009	3775.294	2207.000	0.000
01.10.2009	3618.494	2115.133	0.000
01.11.2009	3842.648	2197.067	0.000
01.12.2009	3753.589	2134.067	0.000
01.1.2010	3565.622	2154.767	0.000
01.2.2010	3711.714	2106.692	0.000
01.3.2010	3719.492	2274.467	0.000
01.4.2010	3643.148	2038.200	0.000
01.5.2010	3636.113	2120.667	0.000
01.6.2010	3603.001	2026.867	0.000
01.7.2010	3696.416	2148.710	0.000
01.8.2010	3662.254	2054.968	0.000
01.9.2010	3652.527	1949.600	0.000
01.10.2010	3664.622	2065.871	0.000
01.11.2010	3691.022	2126.667	0.000
01.12.2010	3681.823	2071.129	0.000
01.1.2011	3595.618	2028.677	57.871
01.2.2011	3531.476	2005.286	86.536
01.3.2011	3451.517	1895.032	63.710
01.4.2011	3433.703	1907.426	65.600
01.5.2011	3388.569	1928.827	66.000
01.6.2011	3379.948	1826.912	117.333
01.7.2011	3157.106	1795.000	153.097
01.8.2011	2825.379	1735.479	348.129
01.9.2011	2527.174	1648.131	599.233
01.10.2011	2281.660	1549.013	670.162
01.11.2011	2110.487	1625.554	791.285
01.12.2011	1994.744	1519.362	930.090
01.1.2012	2055.504	1413.191	1201.135
01.2.2012	1889.685	1568.620	1173.321
01.3.2012	1636.221	1280.277	1258.220
01.4.2012	1549.428	1100.139	1361.300
01.5.2012	1466.722	1360.734	1390.797
01.6.2012	1385.742	1351.806	1397.479
01.7.2012	602.515	1303.131	1350.056
01.8.2012	1492.031	1203.268	1685.697

Tanggal	Oil	Gas	water
01.9.2012	1630.927	1212.093	1797.454
01.10.2012	1508.047	1115.838	1803.806
01.11.2012	2925.237	1001.999	1810.420
01.12.2012	1391.627	666.722	1489.387
01.1.2013	0.000	354.225	456.123

Sumur 3

Tanggal	oil	gas	water
01.7.2005	1102.090	834.213	35.528
01.8.2005	2686.991	2006.839	8.548
01.9.2005	3243.193	2453.433	0.633
01.10.2005	3555.983	2692.645	0.000
01.11.2005	3748.347	2744.033	0.000
01.12.2005	3848.208	2746.203	0.000
01.1.2006	3773.275	2807.710	0.000
01.2.2006	3766.230	2771.321	0.000
01.3.2006	3772.249	2780.000	0.000
01.4.2006	3771.275	2763.667	0.000
01.5.2006	3759.525	2789.903	0.000
01.6.2006	3757.546	2806.067	0.000
01.7.2006	3759.656	2846.613	0.000
01.8.2006	3760.817	2800.355	0.000
01.9.2006	3761.884	2800.567	0.000
01.10.2006	3792.932	2780.613	0.000
01.11.2006	4029.133	2823.516	0.000
01.12.2006	4037.157	2927.258	0.000
01.1.2007	4042.236	2905.774	0.000
01.2.2007	4040.538	2897.214	0.000
01.3.2007	3985.752	2896.871	0.000
01.4.2007	3947.940	2949.533	0.000
01.5.2007	3961.821	2934.226	0.000
01.6.2007	3960.042	2928.533	0.000
01.7.2007	3952.742	2826.194	0.000
01.8.2007	3996.415	2716.452	0.000
01.9.2007	4024.054	2668.500	0.000
01.10.2007	4021.246	2611.161	0.000
01.11.2007	4037.930	2586.667	0.000
01.12.2007	4039.959	2610.871	0.000
01.1.2008	4062.251	2532.419	0.000
01.2.2008	4118.471	2559.862	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.3.2008	4126.682	2589.742	0.000
01.4.2008	3908.044	2775.733	0.000
01.5.2008	3858.758	2860.548	0.000
01.6.2008	3844.414	2873.200	0.000
01.7.2008	3795.520	2852.032	0.000
01.8.2008	3801.663	2859.419	0.000
01.9.2008	3864.446	2886.000	0.000
01.10.2008	3914.536	2873.548	0.000
01.11.2008	3917.728	2863.767	0.000
01.12.2008	3677.363	2887.677	0.000
01.1.2009	3674.722	2879.613	0.000
01.2.2009	3647.253	2918.429	0.000
01.3.2009	3594.939	2865.742	0.000
01.4.2009	3717.395	2752.833	0.000
01.5.2009	3753.528	2752.806	0.000
01.6.2009	3754.112	2743.400	0.000
01.7.2009	3756.882	2622.226	0.000
01.8.2009	3835.599	2645.677	0.000
01.9.2009	4676.488	3032.000	0.000
01.10.2009	4702.794	3024.806	0.000
01.11.2009	4614.888	2998.033	0.000
01.12.2009	4619.560	2902.161	0.000
01.1.2010	4487.593	2870.613	0.000
01.2.2010	4209.046	2668.186	0.000
01.3.2010	4693.501	3076.065	0.000
01.4.2010	4604.019	2949.300	0.000
01.5.2010	4562.149	2886.032	0.000
01.6.2010	4380.708	2775.733	0.000
01.7.2010	4451.106	2877.903	0.000
01.8.2010	4349.476	2820.903	0.000
01.9.2010	4309.733	2797.533	0.000
01.10.2010	4311.371	2715.548	0.000
01.11.2010	4639.471	3005.333	0.000
01.12.2010	4786.400	3010.839	0.000
01.1.2011	4689.136	3019.645	0.000
01.2.2011	4822.266	2734.571	0.000
01.3.2011	4635.066	2885.000	0.000
01.4.2011	4705.042	3174.962	6.333
01.5.2011	4107.212	2724.672	87.645
01.6.2011	3915.928	2440.500	167.500
01.7.2011	3518.564	2239.323	397.516
01.8.2011	2548.057	1655.260	580.741

Tanggal	Oil	Gas	water
01.9.2011	791.161	590.624	591.067
01.10.2011	734.318	1157.295	606.173
01.11.2011	474.392	498.142	565.256
01.12.2011	417.228	467.778	622.941
01.1.2012	440.460	489.546	717.673
01.2.2012	401.601	491.429	669.204
01.3.2012	347.627	364.837	704.612
01.4.2012	332.303	257.474	727.528
01.5.2012	310.843	314.247	765.140
01.6.2012	271.666	299.217	720.836
01.7.2012	199.388	188.241	523.413
01.8.2012	98.314	110.460	240.969
01.9.2012	13.326	24.055	93.066
01.10.2012	117.086	174.043	889.541
01.11.2012	125.109	154.276	706.479
01.12.2012	0.000	0.000	0.000
01.1.2013	0.000	0.000	0.000

Sumur 4

Tanggal	oil	gas	water
01.10.2007	466.677	226.032	15.236
01.11.2007	2297.506	1203.233	17.100
01.12.2007	2409.782	1329.129	0.000
01.1.2008	2649.893	1492.387	0.000
01.2.2008	2540.460	1462.483	0.000
01.3.2008	2505.837	1471.548	0.000
01.4.2008	2436.692	1697.800	0.000
01.5.2008	2419.772	1804.903	0.000
01.6.2008	2405.130	1794.033	0.000
01.7.2008	2385.630	1804.903	0.000
01.8.2008	2411.459	1828.645	0.226
01.9.2008	2467.804	1870.433	1.267
01.10.2008	2187.811	1716.000	0.000
01.11.2008	2197.573	1790.900	0.000
01.12.2008	2204.971	1788.710	0.000
01.1.2009	2330.194	1862.613	0.000
01.2.2009	2341.101	1844.179	0.000
01.3.2009	2472.669	1963.129	0.000
01.4.2009	2430.886	1871.800	0.000
01.5.2009	2410.685	1861.774	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.6.2009	2394.372	1790.467	0.000
01.7.2009	2561.840	1867.226	0.000
01.8.2009	2985.352	2128.839	0.000
01.9.2009	3440.918	2358.000	0.000
01.10.2009	3143.665	2197.710	0.000
01.11.2009	3031.242	2057.667	0.000
01.12.2009	2918.468	1980.161	0.000
01.1.2010	2872.469	1983.903	0.000
01.2.2010	2911.764	1972.964	0.000
01.3.2010	2044.842	1362.194	1.806
01.4.2010	790.835	543.467	1.233
01.5.2010	249.571	220.839	0.710
01.6.2010	307.595	254.100	0.000
01.7.2010	316.626	291.452	0.000
01.8.2010	321.965	241.968	0.000
01.9.2010	336.671	285.933	0.000
01.10.2010	415.424	243.516	2.323
01.11.2010	406.396	225.833	15.333
01.12.2010	328.907	218.935	30.258
01.1.2011	256.693	166.677	15.516
01.2.2011	302.483	72.214	29.071
01.3.2011	195.336	66.581	39.194
01.4.2011	100.118	49.567	33.967
01.5.2011	139.206	35.323	79.839
01.6.2011	54.668	35.600	56.100
01.7.2011	59.683	151.258	147.806
01.8.2011	35.739	169.839	105.387
01.9.2011	47.966	170.633	259.700
01.10.2011	15.489	125.355	132.078
01.11.2011	10.741	210.093	117.882
01.12.2011	9.767	37.372	83.819
01.1.2012	6.305	61.419	105.068
01.2.2012	36.780	59.437	453.836
01.3.2012	90.498	185.789	1339.255
01.4.2012	22.770	90.367	509.939
01.5.2012	17.989	65.613	369.097
01.6.2012	0.000	0.000	0.000
01.7.2012	0.000	0.000	0.000
01.8.2012	0.000	0.000	0.000
01.9.2012	0.000	0.000	0.000
01.10.2012	0.000	0.000	0.000
01.11.2012	0.000	0.000	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.12.2012	0.000	0.000	0.000
01.1.2013	0.000	0.000	0.000

Sumur 5

Tanggal	oil	gas	water
01.9.2006	484.537	338.467	0.867
01.10.2006	2276.482	1732.484	1.097
01.11.2006	2276.219	2206.167	0.690
01.12.2006	2711.687	2600.226	0.000
01.1.2007	2956.948	2632.613	0.000
01.2.2007	3156.671	2649.357	0.000
01.3.2007	3237.151	2628.645	0.000
01.4.2007	3240.290	2675.633	0.000
01.5.2007	3248.018	2685.645	0.000
01.6.2007	3240.458	2601.533	0.000
01.7.2007	3231.875	2571.677	0.000
01.8.2007	3115.215	2447.710	0.000
01.9.2007	2746.781	2470.100	0.000
01.10.2007	2922.353	2362.935	0.000
01.11.2007	3086.344	2340.567	0.000
01.12.2007	2994.411	2359.710	0.000
01.1.2008	2967.732	2302.613	0.000
01.2.2008	3124.332	2378.655	0.000
01.3.2008	3154.467	2401.000	0.000
01.4.2008	3013.786	2603.467	0.000
01.5.2008	2689.865	2598.581	0.000
01.6.2008	2809.864	2652.733	0.000
01.7.2008	3158.480	2660.000	0.000
01.8.2008	3192.812	2590.548	0.000
01.9.2008	3201.371	2585.967	0.000
01.10.2008	2983.421	2508.516	0.000
01.11.2008	3049.446	2541.667	0.000
01.12.2008	3361.012	2572.903	0.000
01.1.2009	3384.927	2601.677	0.000
01.2.2009	3212.310	2618.929	0.000
01.3.2009	3292.951	2659.048	0.000
01.4.2009	3122.284	2605.600	0.000
01.5.2009	2846.985	2598.387	0.000
01.6.2009	3225.821	2521.067	0.000
01.7.2009	3028.724	2443.903	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.8.2009	3072.922	2442.871	0.000
01.9.2009	2945.915	2279.000	0.000
01.10.2009	2649.228	2226.162	0.000
01.11.2009	2907.730	2144.700	0.000
01.12.2009	2870.795	2113.903	0.000
01.1.2010	2932.852	2080.903	0.000
01.2.2010	2906.754	2039.536	0.000
01.3.2010	3142.623	2238.032	0.000
01.4.2010	3436.250	2015.900	0.000
01.5.2010	3154.053	2019.581	0.000
01.6.2010	2696.022	1937.933	0.000
01.7.2010	2791.540	2070.484	0.000
01.8.2010	2800.960	2009.032	0.000
01.9.2010	2941.002	2200.433	0.000
01.10.2010	3053.950	2087.484	0.000
01.11.2010	3375.707	2295.867	0.000
01.12.2010	3453.149	2226.581	0.065
01.1.2011	3270.633	2239.774	0.000
01.2.2011	3298.073	2290.429	0.000
01.3.2011	3327.722	2237.581	0.000
01.4.2011	3423.356	2411.067	0.133
01.5.2011	3481.643	2480.927	0.290
01.6.2011	3454.354	2588.100	1.300
01.7.2011	3568.680	2633.516	0.000
01.8.2011	3647.194	2704.463	0.258
01.9.2011	3754.800	2888.120	15.433
01.10.2011	3595.841	2904.245	70.483
01.11.2011	3513.676	2983.638	142.174
01.12.2011	3875.844	2933.444	197.657
01.1.2012	3799.011	2717.682	153.633
01.2.2012	3567.387	2614.145	160.282
01.3.2012	3408.972	2301.016	272.465
01.4.2012	3247.852	2313.610	312.707
01.5.2012	3196.390	2784.165	390.374
01.6.2012	3127.248	2696.844	479.985
01.7.2012	1231.573	2014.417	419.739
01.8.2012	2689.379	2194.339	532.001
01.9.2012	2448.965	1954.269	651.510
01.10.2012	1976.045	1726.289	784.294
01.11.2012	3681.347	1314.840	892.133
01.12.2012	1897.865	1091.212	992.173
01.1.2013	982.163	1027.839	739.765

Sumur 6

Tanggal	oil	gas	water
01.7.2007	337.038	227.767	0.000
01.8.2007	3035.662	2129.304	0.000
01.9.2007	3716.033	2722.533	0.000
01.10.2007	3768.592	2654.323	0.000
01.11.2007	3814.933	2570.700	0.000
01.12.2007	3572.062	2599.710	0.000
01.1.2008	3563.747	2598.968	0.000
01.2.2008	3538.131	2632.621	0.000
01.3.2008	3506.860	2657.419	0.000
01.4.2008	3561.330	2830.233	0.000
01.5.2008	3610.886	2892.323	0.000
01.6.2008	3554.122	2887.600	0.000
01.7.2008	3481.593	2845.161	0.000
01.8.2008	3410.028	2762.581	0.000
01.9.2008	3680.211	2941.250	0.000
01.10.2008	3988.370	3019.194	0.000
01.11.2008	3935.986	2990.800	0.000
01.12.2008	4070.421	3186.774	0.000
01.1.2009	4100.511	3296.387	0.000
01.2.2009	4105.617	3259.357	0.000
01.3.2009	4081.100	3331.419	0.000
01.4.2009	4121.261	3148.167	0.000
01.5.2009	4095.273	3111.161	0.000
01.6.2009	4021.287	3148.400	0.000
01.7.2009	4035.458	2976.032	0.000
01.8.2009	4219.308	3259.935	0.000
01.9.2009	4317.586	3204.081	0.000
01.10.2009	3017.669	2284.171	0.000
01.11.2009	2209.116	1420.533	0.000
01.12.2009	2169.859	1399.806	0.000
01.1.2010	2332.658	1592.321	0.000
01.2.2010	2164.494	1377.357	0.000
01.3.2010	2148.672	1405.613	0.000
01.4.2010	2110.197	1337.733	0.000
01.5.2010	2114.809	1414.935	0.000
01.6.2010	2066.010	1307.161	0.000
01.7.2010	2133.484	1409.258	0.000
01.8.2010	2115.906	1384.806	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.9.2010	2122.283	1432.433	0.000
01.10.2010	2100.290	1358.226	0.000
01.11.2010	2565.450	1634.633	0.000
01.12.2010	2622.397	1701.677	22.323
01.1.2011	2615.329	1605.000	76.871
01.2.2011	2537.253	1551.393	98.786
01.3.2011	2471.185	1491.806	79.194
01.4.2011	2471.046	1487.563	71.300
01.5.2011	2309.263	1508.097	141.226
01.6.2011	2369.437	1519.827	98.567
01.7.2011	2304.470	1556.658	160.516
01.8.2011	2185.687	1557.091	246.226
01.9.2011	2021.389	1475.186	552.200
01.10.2011	1927.333	1401.800	611.599
01.11.2011	1800.133	1381.994	682.868
01.12.2011	1686.341	1296.570	800.478
01.1.2012	1512.056	1150.483	852.828
01.2.2012	1519.150	1248.285	872.037
01.3.2012	1300.510	978.600	1009.112
01.4.2012	1285.072	749.932	895.300
01.5.2012	1283.345	1113.015	1098.905
01.6.2012	1120.476	1157.530	1338.704
01.7.2012	551.045	1073.979	1170.997
01.8.2012	1447.114	1192.125	1364.191
01.9.2012	1457.440	1081.803	1358.214
01.10.2012	1283.783	980.260	1317.018
01.11.2012	3156.322	917.316	1297.764
01.12.2012	1770.729	801.877	1376.929
01.1.2013	840.727	999.396	1229.841

Sumur 7

Tanggal	oil	gas	water
01.3.2008	301.376	290.258	16.581
01.4.2008	3054.179	2261.433	44.700
01.5.2008	3365.411	2647.774	15.710
01.6.2008	3379.694	2716.400	7.800
01.7.2008	3369.723	2768.581	7.839
01.8.2008	3357.656	2795.290	8.419
01.9.2008	3334.365	2784.600	8.667
01.10.2008	3111.944	2578.871	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.11.2008	3380.839	2808.600	0.300
01.12.2008	3524.438	2991.871	0.000
01.1.2009	3504.257	3026.226	0.000
01.2.2009	3481.468	2967.679	0.000
01.3.2009	3506.353	3041.452	0.000
01.4.2009	3525.983	2988.767	0.000
01.5.2009	3502.490	2823.581	0.000
01.6.2009	3486.564	2844.467	0.000
01.7.2009	3517.701	2785.968	0.000
01.8.2009	3873.364	2821.516	0.000
01.9.2009	4292.146	3117.000	0.000
01.10.2009	3946.994	2832.194	0.000
01.11.2009	3987.686	2762.933	0.000
01.12.2009	3916.781	2635.161	0.000
01.1.2010	3828.240	2679.548	0.000
01.2.2010	3817.223	2471.143	0.000
01.3.2010	2780.333	1740.788	0.000
01.4.2010	3307.972	2137.300	0.000
01.5.2010	3286.032	2212.290	0.000
01.6.2010	3765.034	2428.367	0.000
01.7.2010	3956.036	2205.581	0.000
01.8.2010	4059.879	2764.710	0.000
01.9.2010	4151.241	2905.067	0.000
01.10.2010	4343.109	3054.032	0.000
01.11.2010	4536.952	3249.733	0.000
01.12.2010	4591.217	3288.194	0.000
01.1.2011	4636.341	3251.968	0.000
01.2.2011	4646.433	3351.750	0.000
01.3.2011	4663.769	3255.290	0.000
01.4.2011	4691.068	3489.705	0.000
01.5.2011	5083.489	3845.080	0.000
01.6.2011	5295.751	4048.033	0.000
01.7.2011	5327.515	4189.258	0.000
01.8.2011	5341.910	4175.008	0.000
01.9.2011	5465.167	4275.611	0.000
01.10.2011	5509.887	4144.279	0.000
01.11.2011	5596.216	4351.784	0.000
01.12.2011	5585.776	4293.985	0.000
01.1.2012	5525.947	4249.137	66.726
01.2.2012	5601.165	4642.936	0.000
01.3.2012	5547.764	4215.180	0.000
01.4.2012	5695.682	4080.593	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.5.2012	5667.384	4391.592	0.000
01.6.2012	5721.522	5227.013	0.000
01.7.2012	5058.234	3888.457	0.000
01.8.2012	5898.137	4661.228	0.000
01.9.2012	5909.783	4470.613	0.000
01.10.2012	5846.310	4891.735	0.000
01.11.2012	5896.475	4983.937	0.000
01.12.2012	5884.065	4871.082	0.000
01.1.2013	5326.679	4616.277	0.000

Sumur 8

Tanggal	oil	gas	water
01.9.2008	2164.114	1482.067	7.867
01.10.2008	2813.709	1971.355	5.452
01.11.2008	2954.129	2103.267	3.567
01.12.2008	3011.604	2127.484	0.000
01.1.2009	3011.208	2171.032	0.194
01.2.2009	2979.092	2132.571	0.000
01.3.2009	2944.898	2151.548	0.000
01.4.2009	2949.309	2037.100	0.500
01.5.2009	2954.336	2059.000	0.000
01.6.2009	2883.495	2053.267	0.000
01.7.2009	2935.107	2065.484	0.000
01.8.2009	3021.780	2059.742	0.000
01.9.2009	2838.067	1888.000	0.000
01.10.2009	2769.258	1850.548	0.000
01.11.2009	2667.465	1894.233	0.000
01.12.2009	2653.878	1790.613	0.000
01.1.2010	2574.097	1759.516	0.000
01.2.2010	2675.191	1637.179	0.000
01.3.2010	2111.330	1386.194	0.000
01.4.2010	2193.366	1366.400	0.000
01.5.2010	2136.797	1334.516	0.000
01.6.2010	2133.845	1299.200	0.000
01.7.2010	1962.710	1237.677	0.000
01.8.2010	1904.669	1144.968	0.000
01.9.2010	1567.988	936.967	0.000
01.10.2010	1631.544	986.097	0.129
01.11.2010	1688.898	1012.800	10.000
01.12.2010	1649.182	1004.355	44.871

Tanggal	Oil	Gas	water
01.1.2011	1650.786	971.387	64.161
01.2.2011	1627.842	952.000	83.679
01.3.2011	1573.680	903.677	116.226
01.4.2011	1521.072	950.000	152.900
01.5.2011	1522.101	962.723	150.710
01.6.2011	1508.523	928.947	159.300
01.7.2011	1486.921	867.516	151.613
01.8.2011	1436.003	815.355	224.774
01.9.2011	1454.403	787.067	260.033
01.10.2011	1402.121	796.149	373.268
01.11.2011	1221.338	656.487	464.261
01.12.2011	1093.832	634.955	550.765
01.1.2012	916.030	663.136	537.727
01.2.2012	830.400	553.791	617.492
01.3.2012	474.754	273.955	328.306
01.4.2012	894.350	512.011	55.318
01.5.2012	1083.766	884.924	120.467
01.6.2012	1035.719	930.473	187.324
01.7.2012	798.536	729.905	165.770
01.8.2012	798.386	701.146	106.938
01.9.2012	760.770	647.169	141.664
01.10.2012	698.736	722.245	137.014
01.11.2012	717.722	699.028	153.343
01.12.2012	605.359	694.432	179.499
01.1.2013	488.657	544.706	187.220

Sumur 9

Tanggal	oil	gas	water
01.1.2009	50.879	127.047	60.011
01.2.2009	11.335	115.268	10.958
01.3.2009	1.620	16.355	2.419
01.4.2009	1.058	17.419	339.129
01.5.2009	0.000	9.648	197.253
01.6.2009	0.000	0.000	0.000
01.7.2009	0.000	0.000	0.000
01.8.2009	0.000	0.000	0.000
01.9.2009	0.000	0.000	0.000
01.10.2009	0.000	0.000	0.000
01.11.2009	0.000	0.000	0.000
01.12.2009	0.000	0.000	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water	Tanggal
01.1.2010	0.000		0.000	0.000
01.2.2010	2029.267		1056.411	0.191
01.3.2010	2537.373		1468.710	0.000
01.4.2010	2536.757		1358.167	0.300
01.5.2010	2375.255		1345.710	0.194
01.6.2010	2462.209		1327.700	0.000
01.7.2010	2530.348		1394.645	0.000
01.8.2010	2320.541		1247.065	0.000
01.9.2010	2336.386		1265.133	0.000
01.10.2010	2417.112		1493.677	0.000
01.11.2010	2592.200		1434.167	0.000
01.12.2010	2896.347		1702.290	0.000
01.1.2011	2977.870		1653.226	0.000
01.2.2011	2969.168		1671.286	0.000
01.3.2011	2895.213		1678.516	0.000
01.4.2011	2934.707		1732.500	0.000
01.5.2011	3037.856		1780.536	0.258
01.6.2011	3083.271		1862.572	5.767
01.7.2011	2970.600		1900.968	6.742
01.8.2011	3006.817		1830.229	15.258
01.9.2011	3011.843		1885.449	19.667
01.10.2011	2917.546		1817.898	103.223
01.11.2011	2499.480		1679.233	480.213
01.12.2011	2144.543		1465.240	825.480
01.1.2012	1728.030		1351.524	1169.120
01.2.2012	1426.911		1077.425	1375.681
01.3.2012	811.334		505.499	1058.248
01.4.2012	555.491		492.614	1196.727
01.5.2012	196.059		330.336	679.155
01.6.2012	0.000		0.000	0.000
01.7.2012	0.000		0.000	0.000
01.8.2012	0.000		0.000	0.000
01.9.2012	0.000		0.000	0.000
01.10.2012	0.000		0.000	0.000
01.11.2012	0.000		0.000	0.000
01.12.2012	0.000		0.000	0.000
01.1.2013	0.000		0.000	0.000

Sumur 10

Tanggal	oil	gas	water
01.3.2009	1872.578	1151.677	8.917
01.4.2009	4343.701	2867.633	0.000
01.5.2009	4303.011	2854.000	0.000
01.6.2009	4031.350	2784.167	0.000
01.7.2009	3994.551	2775.000	0.000
01.8.2009	3766.671	2409.323	0.000
01.9.2009	3251.430	1972.767	0.000
01.10.2009	3270.222	1968.355	0.000
01.11.2009	3264.683	1927.400	0.000
01.12.2009	3159.268	1882.323	0.000
01.1.2010	3101.515	1854.161	0.000
01.2.2010	2987.806	1766.536	0.000
01.3.2010	2399.535	1531.757	0.000
01.4.2010	3078.113	1817.567	0.000
01.5.2010	3101.604	1752.129	0.000
01.6.2010	3058.885	1753.833	0.000
01.7.2010	3081.133	1813.387	0.000
01.8.2010	3067.728	1783.645	0.000
01.9.2010	3092.204	1755.633	0.000
01.10.2010	3089.704	1735.839	0.000
01.11.2010	3121.707	1808.567	0.000
01.12.2010	3164.980	1899.839	0.000
01.1.2011	3199.455	1755.516	0.000
01.2.2011	3175.697	1843.036	6.536
01.3.2011	3131.485	1778.935	7.387
01.4.2011	3140.148	1759.823	7.400
01.5.2011	3122.249	1913.267	10.548
01.6.2011	3186.567	1973.033	11.100
01.7.2011	3185.707	2035.839	24.484
01.8.2011	3239.993	2168.742	49.742
01.9.2011	3182.464	2324.387	99.433
01.10.2011	3178.897	1909.760	114.967
01.11.2011	3083.597	2013.297	126.752
01.12.2011	3132.387	2027.075	166.421
01.1.2012	3081.683	1997.170	193.511
01.2.2012	3194.629	2076.332	158.942
01.3.2012	2961.230	1856.237	184.431
01.4.2012	2934.537	1523.293	204.358
01.5.2012	2897.367	2126.529	225.922
01.6.2012	2962.942	2147.583	255.137

Tanggal	Oil	Gas	water
01.7.2012	1324.568	1771.339	205.562
01.8.2012	2838.195	2097.960	299.181
01.9.2012	2841.723	1953.037	378.569
01.10.2012	2819.416	1945.541	366.748
01.11.2012	2803.853	1863.129	354.946
01.12.2012	2753.233	1863.233	359.341
01.1.2013	2463.162	1682.920	324.566

Sumur 11

Tanggal	oil	gas	water
01.6.2009	1564.297	884.433	13.600
01.7.2009	3133.665	1604.931	15.275
01.8.2009	2795.702	1605.871	6.065
01.9.2009	2335.539	1284.133	0.000
01.10.2009	2361.459	1304.097	0.000
01.11.2009	2653.909	1528.333	0.000
01.12.2009	2704.327	1543.613	0.000
01.1.2010	2634.385	1524.000	0.000
01.2.2010	2726.321	1552.643	0.000
01.3.2010	2624.252	1605.904	0.000
01.4.2010	2618.961	1405.800	0.000
01.5.2010	2685.101	1489.419	0.000
01.6.2010	3060.742	1700.633	0.000
01.7.2010	3054.860	1721.032	0.000
01.8.2010	3033.802	1664.935	0.000
01.9.2010	3052.389	1648.633	0.000
01.10.2010	3078.197	1654.742	0.000
01.11.2010	3193.887	1766.833	0.000
01.12.2010	3327.094	1805.161	1.710
01.1.2011	3327.005	1778.903	15.806
01.2.2011	3261.204	1812.750	53.286
01.3.2011	3177.319	1775.903	96.290
01.4.2011	3169.883	1824.962	108.200
01.5.2011	3071.481	1847.268	104.968
01.6.2011	3093.284	1840.033	139.200
01.7.2011	3016.123	1774.032	81.742
01.8.2011	2894.567	1797.086	193.452
01.9.2011	2914.002	1768.875	210.067
01.10.2011	2881.513	1823.882	172.844
01.11.2011	2772.979	1732.545	224.326

Tanggal	Oil	Gas	water
01.12.2011	2776.618	1778.433	272.391
01.1.2012	2731.082	1819.667	304.258
01.2.2012	2767.652	1753.596	337.408
01.3.2012	2588.358	1636.637	398.843
01.4.2012	2433.350	1496.093	580.257
01.5.2012	2351.089	1769.379	652.616
01.6.2012	2369.227	1797.726	711.491
01.7.2012	2026.422	1404.699	720.220
01.8.2012	2339.590	1650.303	1090.952
01.9.2012	2309.139	1602.552	1117.479
01.10.2012	2136.778	1577.957	1247.444
01.11.2012	2219.540	1511.850	1148.835
01.12.2012	2156.462	1539.340	1210.934
01.1.2013	1929.127	1390.497	1093.723

Sumur 12

Tanggal	oil	gas	water
01.8.2009	1756.705	954.215	0.419
01.9.2009	5001.800	2864.000	0.000
01.10.2009	5064.259	2913.065	0.000
01.11.2009	5485.150	3099.000	0.000
01.12.2009	5357.359	3004.419	0.000
01.1.2010	5123.288	3089.000	0.000
01.2.2010	4566.070	2689.500	0.000
01.3.2010	2594.930	1478.074	0.000
01.4.2010	3393.012	1775.967	0.000
01.5.2010	3980.905	2227.742	0.000
01.6.2010	5037.339	2761.733	0.000
01.7.2010	5174.800	2911.452	0.000
01.8.2010	5108.371	2836.742	0.000
01.9.2010	5070.776	2726.200	0.000
01.10.2010	5216.342	2788.129	0.000
01.11.2010	5239.345	2902.267	0.000
01.12.2010	5223.721	2915.710	0.000
01.1.2011	5239.744	2893.226	0.000
01.2.2011	5322.120	2937.893	0.000
01.3.2011	5243.173	2925.032	0.000
01.4.2011	5325.679	3021.000	0.000
01.5.2011	5349.306	3266.211	0.000
01.6.2011	5493.634	3263.600	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.7.2011	5262.289	3255.710	0.000
01.8.2011	5423.982	3285.323	0.484
01.9.2011	5395.508	3378.917	0.100
01.10.2011	5425.661	3308.166	22.150
01.11.2011	2448.691	1735.089	561.699
01.12.2011	838.072	924.313	1174.094
01.1.2012	738.981	699.561	1160.430
01.2.2012	755.521	709.823	1232.955
01.3.2012	65.036	716.921	1239.286
01.4.2012	448.901	653.488	921.885
01.5.2012	613.513	964.585	1625.636
01.6.2012	585.672	838.884	1661.473
01.7.2012	452.153	617.489	1356.428
01.8.2012	489.834	619.075	1498.040
01.9.2012	463.827	624.473	1493.069
01.10.2012	443.517	565.859	1508.344
01.11.2012	443.332	508.617	1475.292
01.12.2012	434.245	509.207	1533.102
01.1.2013	388.487	460.005	1384.775

Sumur 12A

Tanggal	oil	gas	water
01.10.2009	2183.575	1112.668	7.753
01.11.2009	4273.592	2374.267	0.000
01.12.2009	4356.555	2405.871	0.000
01.1.2010	4285.790	2522.000	0.000
01.2.2010	3855.027	2167.714	0.000
01.3.2010	2329.202	1326.677	0.000
01.4.2010	3388.131	1846.467	0.000
01.5.2010	3666.432	2115.387	0.000
01.6.2010	3924.771	2154.667	0.000
01.7.2010	4072.251	2323.258	0.000
01.8.2010	4247.961	2396.871	0.000
01.9.2010	4542.089	2393.133	0.000
01.10.2010	4588.836	2504.645	0.000
01.11.2010	4693.774	2602.667	0.000
01.12.2010	4734.423	2529.452	0.000
01.1.2011	4752.974	2618.129	0.000
01.2.2011	4664.205	2550.679	43.714
01.3.2011	4412.444	2360.226	173.613

Tanggal	Oil	Gas	water
01.4.2011	4346.332	2342.000	245.000
01.5.2011	4127.109	2261.000	374.129
01.6.2011	4139.817	2258.059	363.767
01.7.2011	4060.487	2427.316	380.133
01.8.2011	3801.082	2159.068	467.806
01.9.2011	3712.974	2434.637	535.300
01.10.2011	3654.134	1926.394	521.917
01.11.2011	3033.261	1797.817	930.759
01.12.2011	2388.339	1586.569	1309.745
01.1.2012	1961.354	1138.890	1495.904
01.2.2012	1863.128	1222.577	1554.022
01.3.2012	1678.016	1001.118	1537.622
01.4.2012	1656.219	809.204	1776.091
01.5.2012	1388.186	940.354	1742.526
01.6.2012	1325.930	902.918	1636.372
01.7.2012	970.813	627.544	1360.712
01.8.2012	1033.459	649.018	1607.092
01.9.2012	906.123	460.083	1520.859
01.10.2012	722.956	329.832	1423.373
01.11.2012	680.285	355.901	1426.698
01.12.2012	788.499	398.889	2023.654
01.1.2013	280.139	198.350	928.756

Sumur 14

Tanggal	oil	gas	water
01.1.2010	2489.983	1334.355	0.161
01.2.2010	2697.469	1461.929	0.000
01.3.2010	2652.017	1839.211	0.000
01.4.2010	3179.001	1938.467	0.000
01.5.2010	3478.055	2228.000	0.000
01.6.2010	3660.863	2250.400	0.000
01.7.2010	3841.524	2425.452	0.000
01.8.2010	3939.189	2481.000	0.000
01.9.2010	4014.542	2384.633	0.000
01.10.2010	2720.081	1639.710	2.839
01.11.2010	1074.978	735.567	10.100
01.12.2010	1022.008	799.000	9.000
01.1.2011	981.984	736.000	25.645
01.2.2011	848.446	529.536	55.321
01.3.2011	748.405	353.871	61.419

Tanggal	Oil	Gas	water
01.4.2011	696.868	407.367	84.633
01.5.2011	603.058	350.387	99.129
01.6.2011	583.353	428.033	87.033
01.7.2011	549.719	341.516	94.613
01.8.2011	404.818	249.484	78.742
01.9.2011	254.065	164.300	52.600
01.10.2011	119.163	88.677	58.005
01.11.2011	27.162	166.536	25.598
01.12.2011	4.774	37.074	0.000
01.1.2012	408.933	331.230	0.055
01.2.2012	468.764	316.244	0.622
01.3.2012	498.366	347.385	2.769
01.4.2012	518.733	304.658	1.762
01.5.2012	493.747	414.243	1.696
01.6.2012	554.614	396.749	0.926
01.7.2012	525.732	347.169	0.925
01.8.2012	477.820	233.349	2.351
01.9.2012	505.921	209.935	1.694
01.10.2012	473.265	230.833	0.954
01.11.2012	459.791	315.982	1.091
01.12.2012	339.625	357.897	0.657
01.1.2013	303.844	323.223	0.593

Sumur 15

Tanggal	oil	gas	water
01.8.2011	1792.225	1501.992	0.000
01.9.2011	4808.749	4020.137	0.000
01.10.2011	5080.629	4429.415	1.613
01.11.2011	4970.521	4282.986	0.000
01.12.2011	5578.227	4726.022	0.000
01.1.2012	5316.974	4682.817	0.000
01.2.2012	5555.068	4689.711	0.000
01.3.2012	5394.918	4426.062	0.000
01.4.2012	5416.622	4145.133	0.000
01.5.2012	5443.730	3423.205	0.000
01.6.2012	5597.865	4600.495	0.000
01.7.2012	4999.834	3807.699	0.108
01.8.2012	5545.870	4290.203	0.000
01.9.2012	3868.501	2622.060	50.308
01.10.2012	3294.157	2313.057	6.086

Tanggal	Oil	Gas	water	Tanggal
01.11.2012	2441.215		1611.932	17.568
01.12.2012	1997.009		1326.193	22.100
01.1.2013	1347.064		895.832	22.721

Sumur 16

Tanggal	Oil	gas	water
01.7.2011	1337.964	1124.399	0.484
01.8.2011	2134.749	1883.987	6.226
01.9.2011	2073.295	1876.672	37.567
01.10.2011	1829.355	1655.225	27.344
01.11.2011	1774.744	1541.946	53.414
01.12.2011	1774.173	1392.237	67.171
01.1.2012	1702.702	1374.355	56.910
01.2.2012	1411.097	1149.632	21.688
01.3.2012	1258.024	974.914	0.000
01.4.2012	1246.346	863.248	6.227
01.5.2012	1234.987	947.187	35.012
01.6.2012	1019.571	854.764	32.613
01.7.2012	877.182	607.453	0.000
01.8.2012	913.808	683.654	0.000
01.9.2012	991.584	672.598	0.000
01.10.2012	870.125	679.421	4.186
01.11.2012	798.975	596.986	0.525
01.12.2012	765.728	518.194	29.890
01.1.2013	676.939	472.606	24.903

Sumur 17

Tanggal	Oil	gas	water
01.11.2012	420.440	205.836	18.707
01.12.2012	1792.566	929.951	253.763
01.1.2013	1919.459	903.707	10.870
01.2.2013	1256.549	616.651	22.402

Sumur 18

Tanggal	Oil	gas	water
01.2.2012	1893.723	1375.836	0.000

Tanggal	Oil	Gas	water
01.3.2012	2564.793	1927.817	0.000
01.4.2012	2501.244	1614.016	3.789
01.5.2012	2372.994	1786.251	30.308
01.6.2012	2178.847	1898.031	64.324
01.7.2012	1897.955	1422.934	76.245
01.8.2012	2135.876	1639.235	80.720
01.9.2012	1625.592	1091.904	177.974
01.10.2012	993.984	762.329	179.879
01.11.2012	895.522	599.294	202.548
01.12.2012	864.495	621.821	259.592
01.1.2013	686.637	525.075	306.991

Sumur 19

Tanggal	Oil	gas	water
01.10.2011	877.068	684.338	0.000
01.11.2011	2974.701	2126.582	0.000
01.12.2011	4029.708	3266.093	0.000
01.1.2012	4366.010	3567.275	0.387
01.2.2012	4460.093	3665.296	0.000
01.3.2012	4310.378	3406.011	0.000
01.4.2012	4244.583	3117.566	0.000
01.5.2012	4279.847	3596.130	0.000
01.6.2012	4448.103	3546.803	0.000
01.7.2012	4090.343	2993.737	0.156
01.8.2012	4501.870	3504.524	0.000
01.9.2012	4510.710	3332.874	0.000
01.10.2012	4459.620	3470.904	0.000
01.11.2012	3950.069	3078.408	54.817
01.12.2012	3004.166	2428.908	110.558
01.1.2013	2503.755	1956.625	2.842

Sumur 20

Tanggal	Oil	gas	water
01.9.2011	832.267	687.614	0.000
01.10.2011	2855.259	2966.973	0.000
01.11.2011	3133.434	2650.311	0.000
01.12.2011	3967.816	5064.609	0.000
01.1.2012	3987.341	2380.098	0.194

Tanggal	Oil	Gas	water
01.2.2012	4092.532	2546.342	0.000
01.3.2012	3925.168	2351.498	0.000
01.4.2012	3611.719	2115.097	0.000
01.5.2012	3501.557	2694.283	0.000
01.6.2012	3586.857	2944.404	0.000
01.7.2012	3274.078	2510.251	0.123
01.8.2012	3597.188	2811.034	0.000
01.9.2012	3542.676	2579.661	0.000
01.10.2012	3719.786	2782.361	0.000
01.11.2012	3776.560	2764.821	3.645
01.12.2012	3765.360	2638.060	0.000
01.1.2013	3378.458	2317.534	0.000

Sumur 21

Tanggal	Oil	gas	water
01.6.2012	2097.908	1993.842	0.000
01.7.2012	2471.787	2051.533	0.000
01.8.2012	3248.664	2997.003	0.173
01.9.2012	3267.350	2980.788	0.214
01.10.2012	3239.776	13334.164	0.097
01.11.2012	3186.018	3074.998	0.000
01.12.2012	3277.916	2953.394	0.000
01.1.2013	3218.561	2915.068	0.000
01.2.2013	2289.290	2095.835	0.000

Sumur 22

Tanggal	Oil	gas	water
01.9.2012	278.088	258.373	0.000
01.10.2012	1692.717	1402.847	0.000
01.11.2012	2056.071	1833.827	0.000
01.12.2012	2295.604	2030.761	0.000
01.1.2013	2131.626	1713.995	0.000
01.2.2013	1540.877	1253.028	0.000

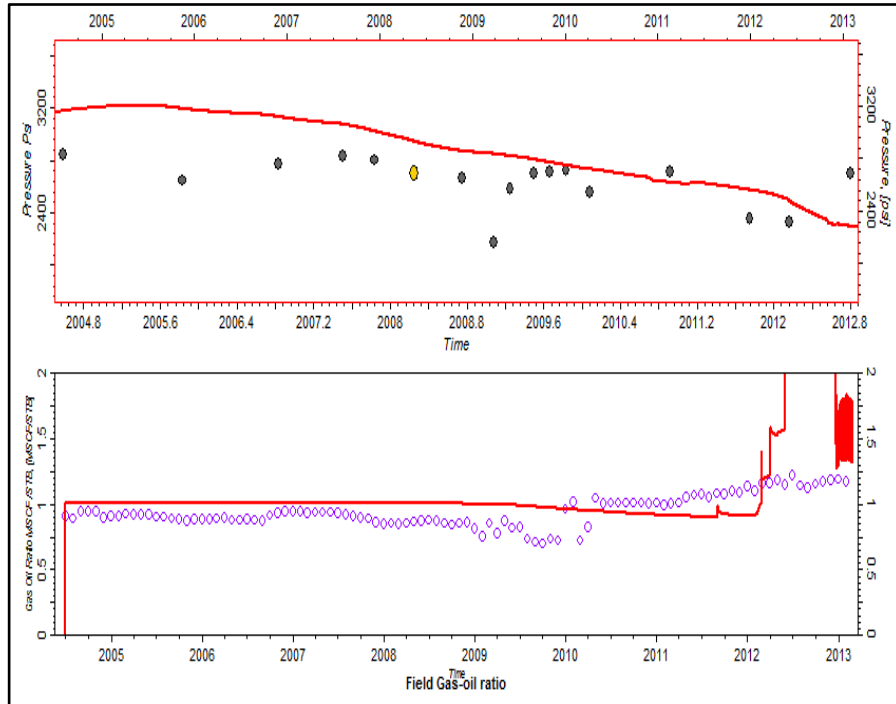
Data Tekanan

No	Tahun	Tekanan (Psi)
1	2004.58	2846
2	2005.83	2645
3	2006.83	2770
4	2007.5	2836
5	2007.83	2801
6	2008.25	2701
7	2008.75	2664
8	2009.08	2168
9	2009.25	2580
10	2009.5	2704
11	2009.67	2716
12	2009.83	2723
13	2010.08	2555
14	2010.92	2710
15	2011.75	2348
16	2012.17	2332
17	2012.8	2700

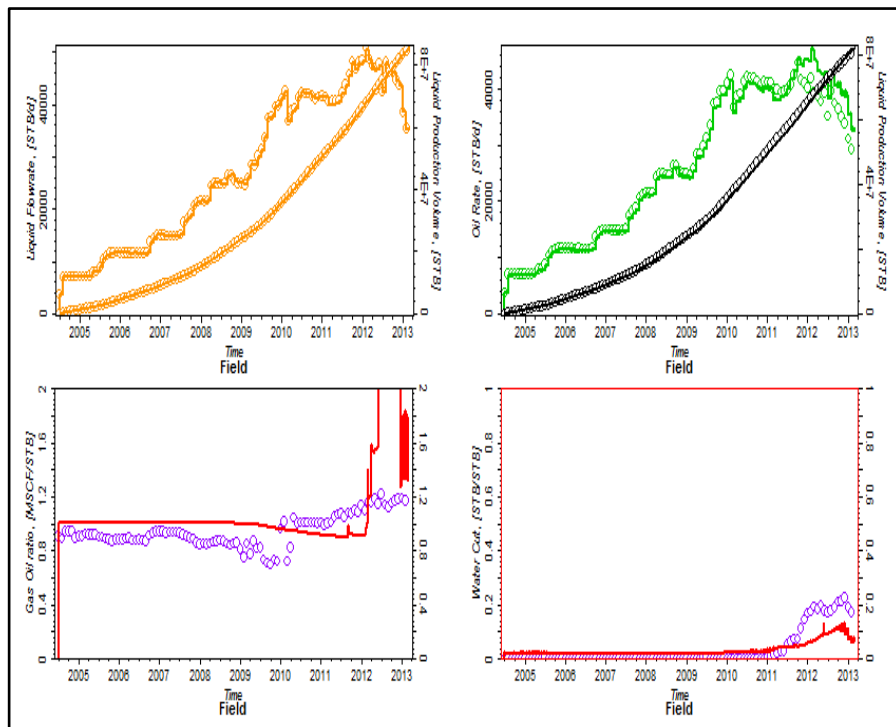
LAMPIRAN D HASIL *HISTORY MATCHING* DAN PREDIKSI

History Matching

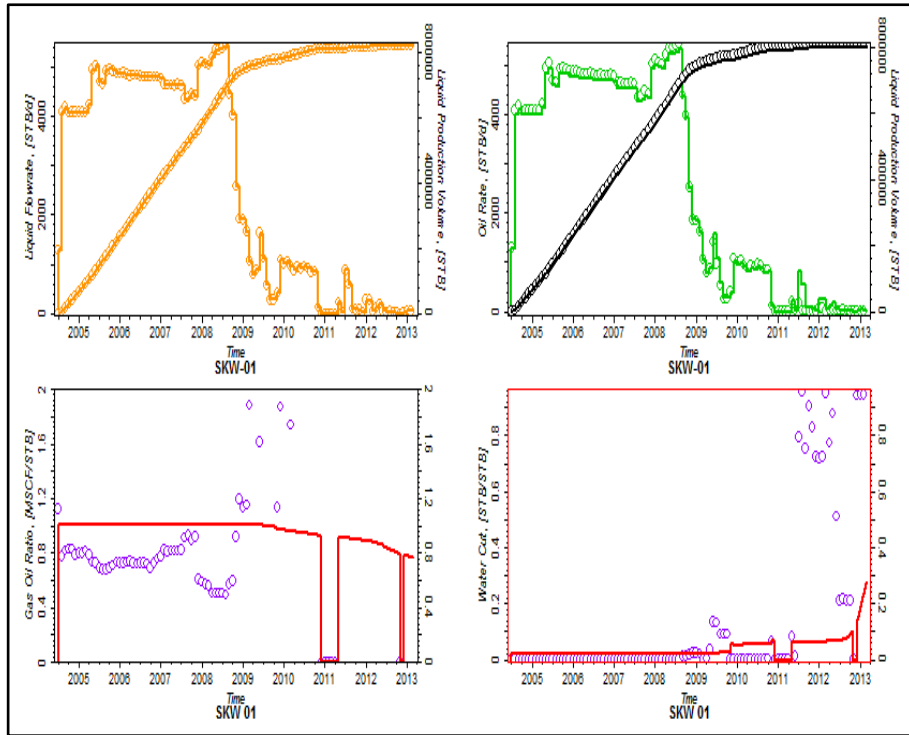
1. Profil tekanan



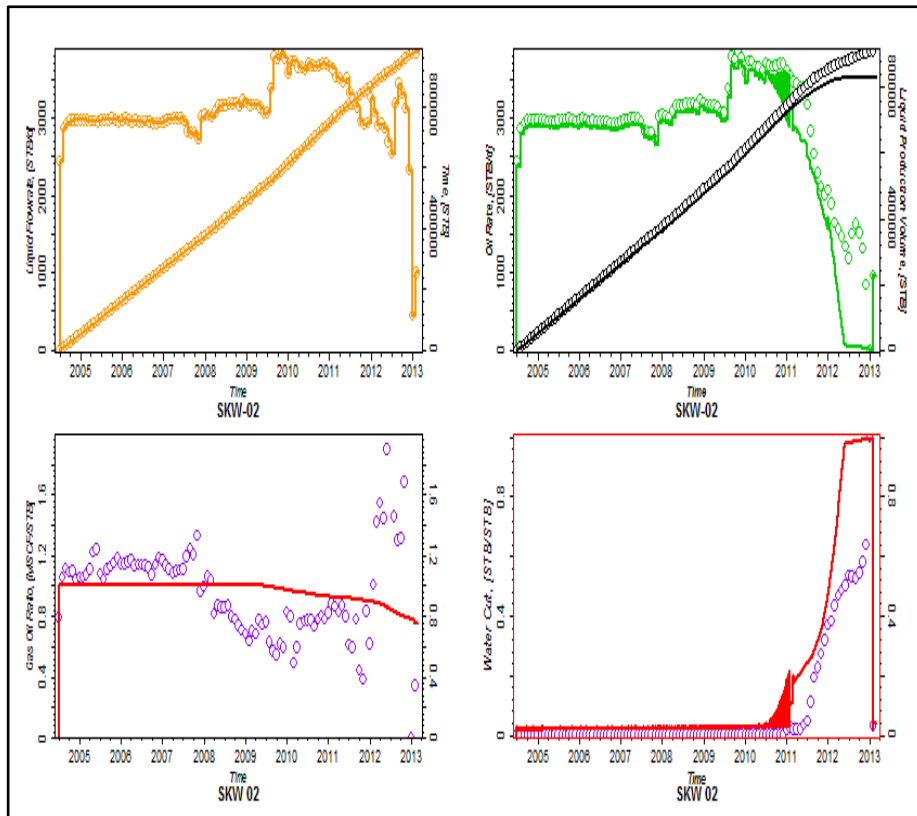
2. Field



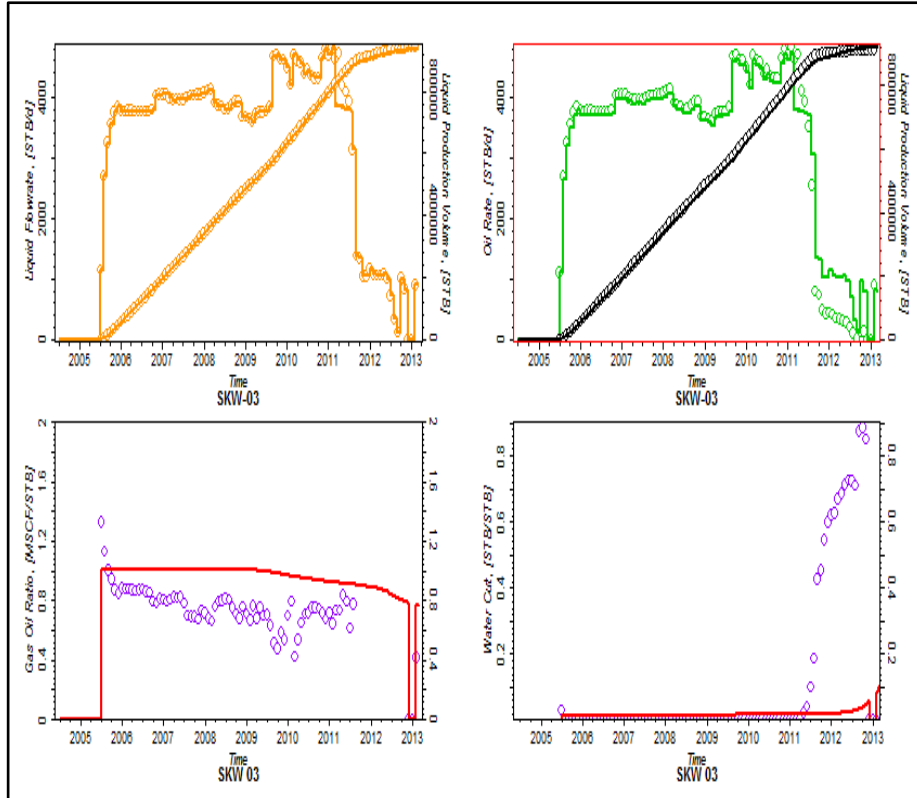
3. Sumur 1



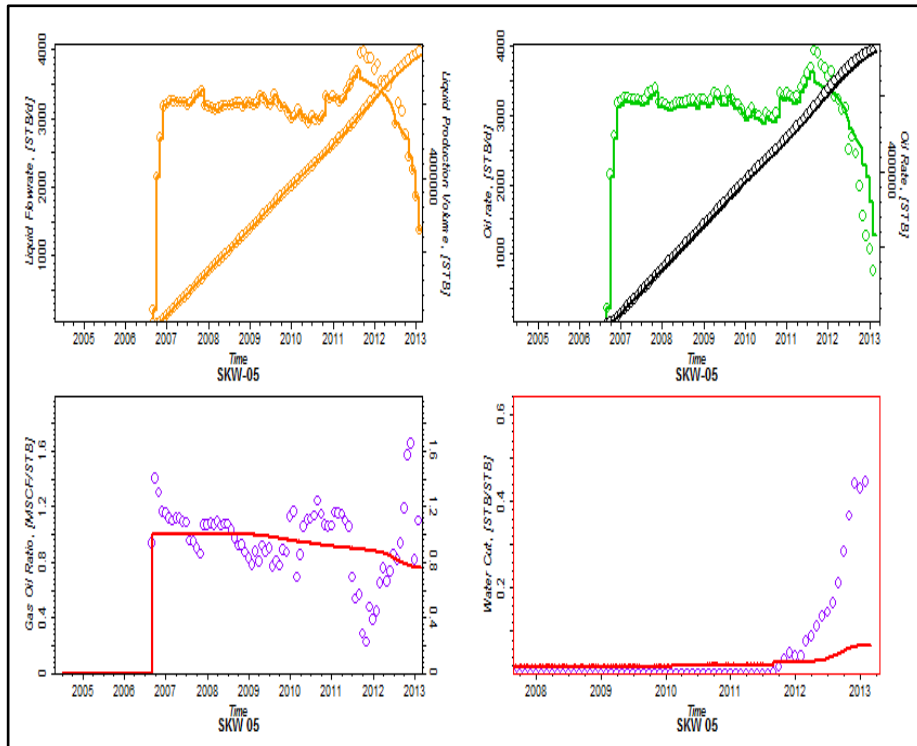
4. Sumur 2



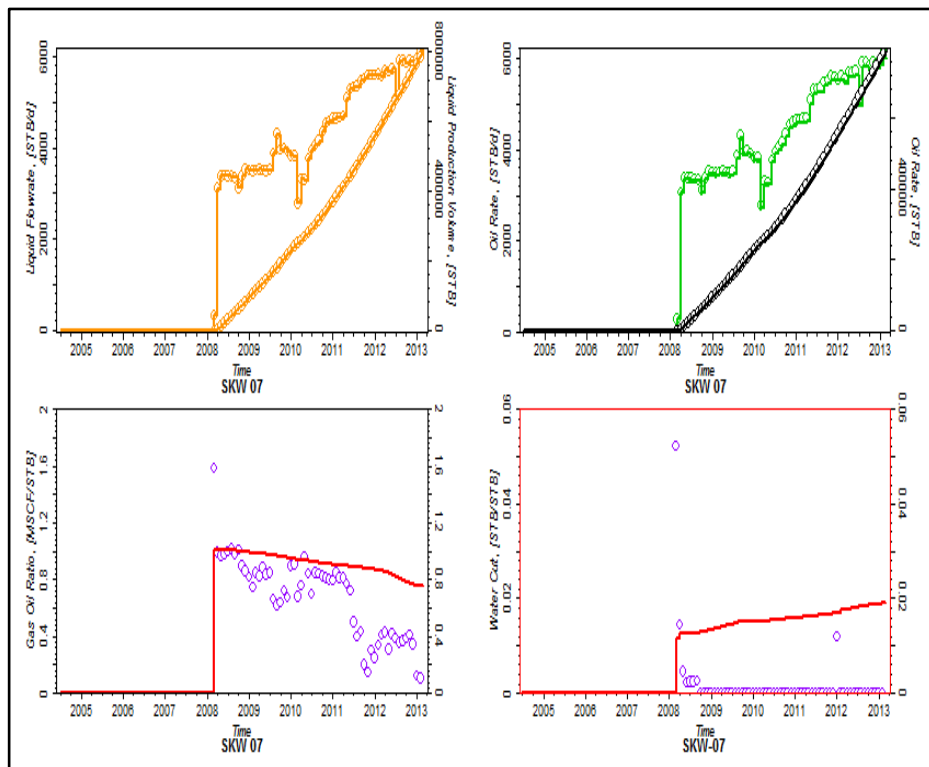
5. Sumur 3



6. Sumur 5

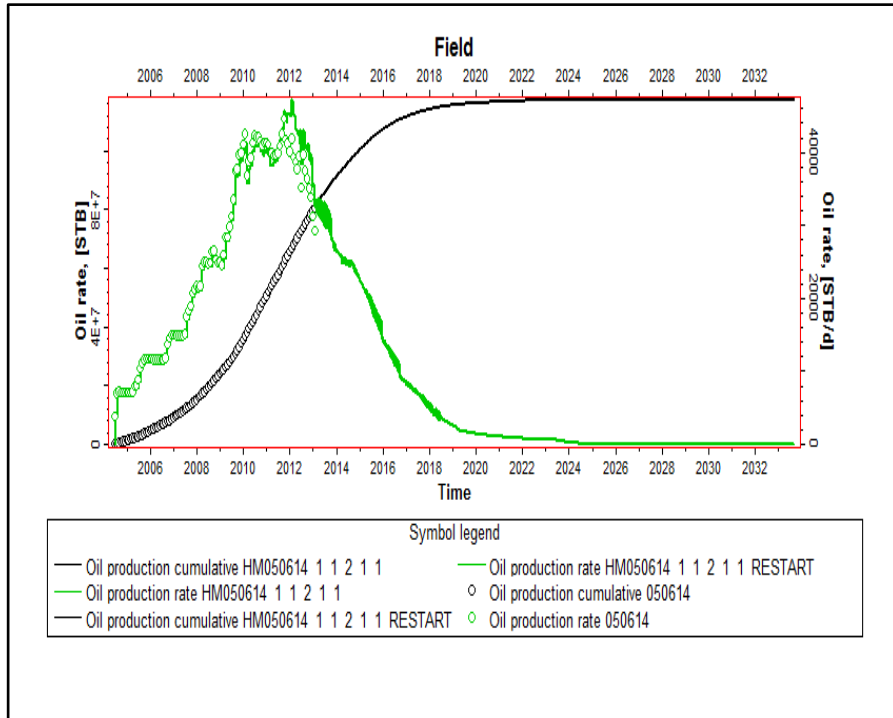


7. Sumur 7

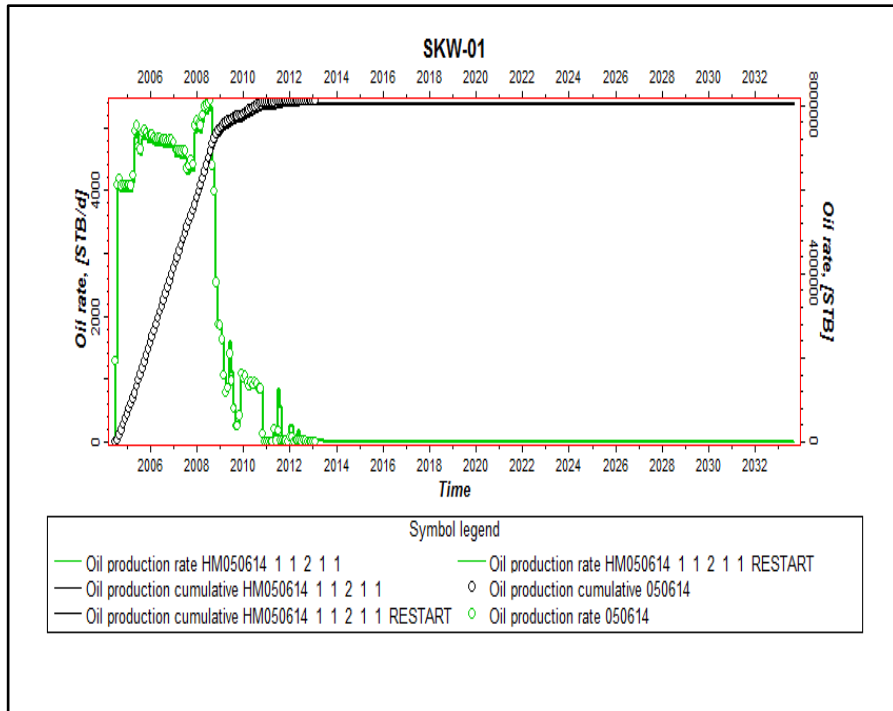


Prediksi

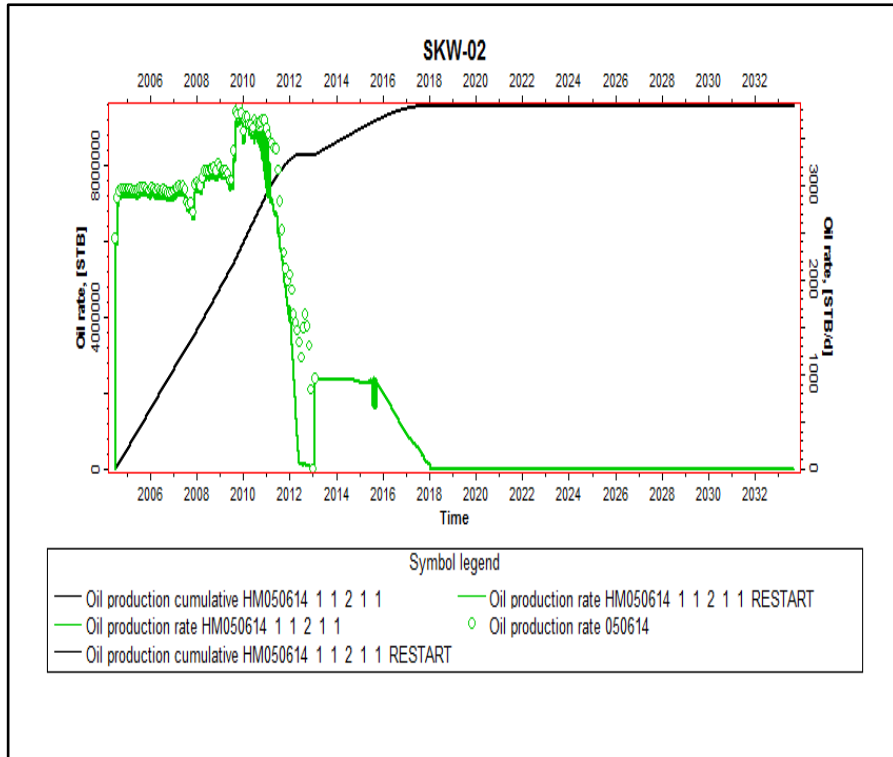
1. Field Oil Rate Production dan Oil Cumulative



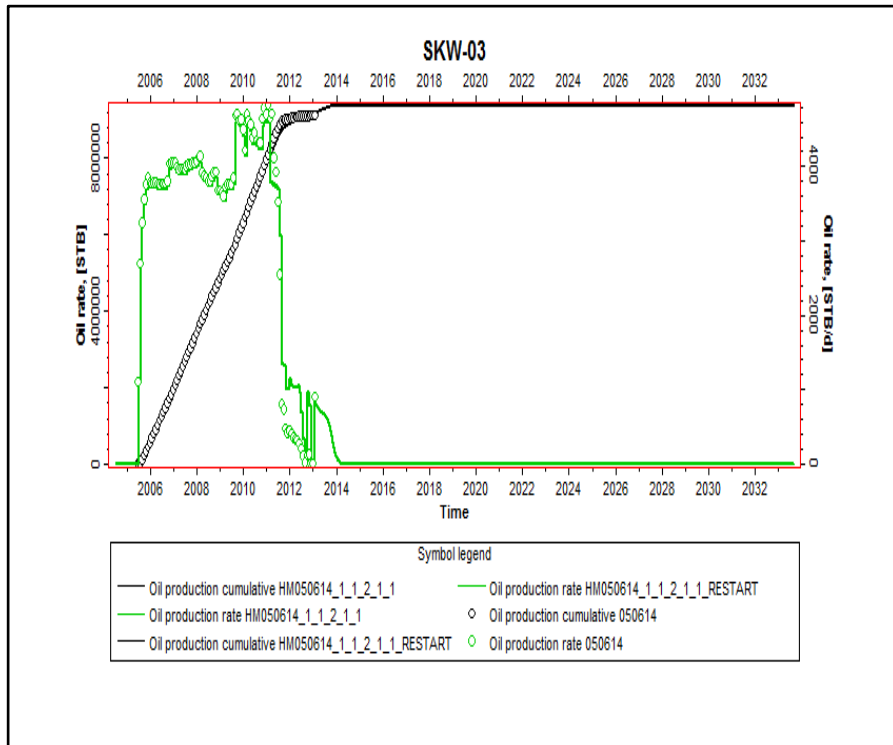
2. Sumur 1



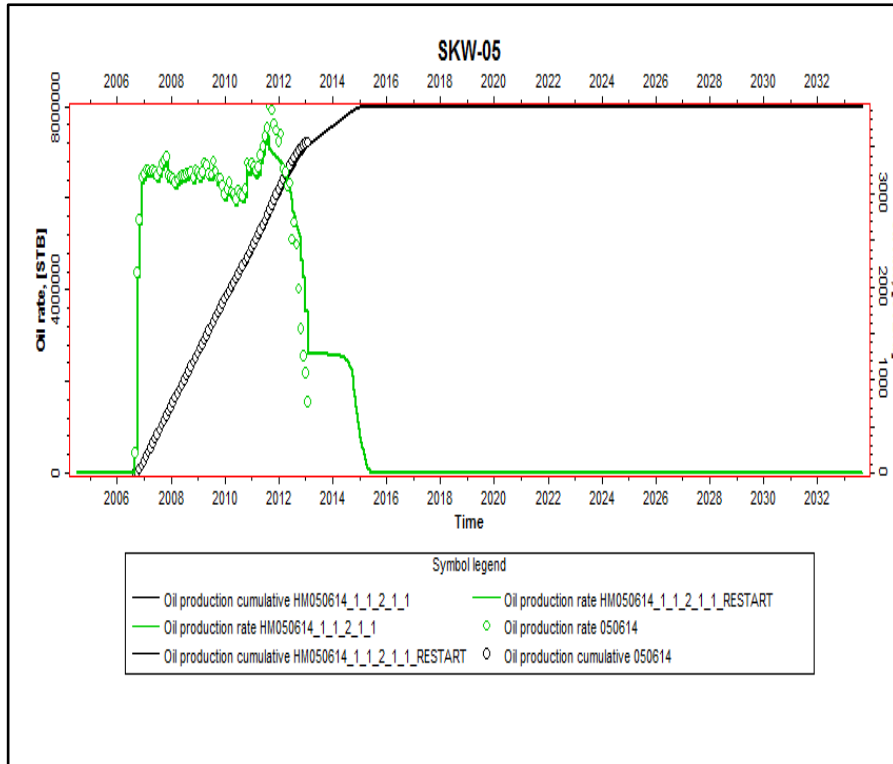
3. Sumur 2



4. Sumur 3



5. Sumur 5



6. Sumur 7

