

**PREDIKSI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN
PENERAPAN *WATERFLOODING* MENGGUNAKAN METODE
BUCKLEY-LEVERET-WELGE PADA SUMUR X
PT. PERTAMINA EP REGION SUMATERA
PRABUMULIH**



SKRIPSI UTAMA

**Dibuat Untuk Memenuhi Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Jurusan Teknik Pertambangan Fakultas Teknik
Universitas Sriwijaya**

Oleh

**EDWIN HARSIGA
03053120021**

UNIVERSITAS SRIWIJAYA

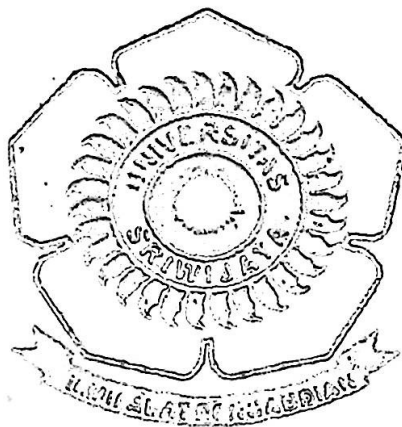
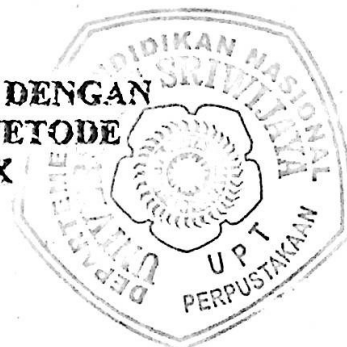
FAKULTAS TEKNIK

2011

S
665.707
Edw
P
2011

R. 24542 / 25103

**PREDIKSI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN
PENERAPAN WATERFLOODING MENGGUNAKAN METODE
BUCKLEY-LEVERET-WELGE PADA SUMUR X
PT. PERTAMINA EP REGION SUMATERA
PRABUMULIH**



SKRIPSI UTAMA

**Dibuat Untuk Memenuhi Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Jurusan Teknik Pertambangan Fakultas Teknik
Universitas Sriwijaya**

Oleh

**EDWIN HARSIGA
03053120021**

UNIVERSITAS SRIWIJAYA

FAKULTAS TEKNIK

2011

PREDIKSI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN
PENERAPAN WATERFLOODING MENGGUNAKAN METODE
BUCKLEY-LEVERET-WELGE PADA SUMUR X
PT. PERTAMINA EP REGION SUMATERA
PRABUMULIH

SKRIPSI UTAMA

Disetujui Untuk Jurusan Teknik
Pertambangan Oleh Pembimbing:
Pembimbing I



Ir. Muhammad Amin, MS
NIP. 195808181986031006

Motto :

“ Jangan pernah puas dengan nilai 99 jika bisa mendapatkan nilai 100 “

“ Mimpi merupakan salah satu kunci untuk menaklukkan dunia “

Kupersembahkan untuk :

- Allah SWT
- Bapak & Umak
- Saudara - saudariku
- Keponakan ku
- Almamater

**PREDIKSI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN
PENERAPAN *WATERFLOODING* MENGGUNAKAN METODE
BUCKLEY-LEVERET-WELGE PADA SUMUR X
PT. PERTAMINA EP REGION SUMATERA
PRABUMULIH**

(Edwin Harsiga, 03053120021, 2011, halaman)

ABSTRAK

Produksi minyak pada sumur X terus mengalami penurunan setelah melewati tahap *Primary Recovery*. Produksi minyak 1 tahun terakhir sebesar 1499,6115 bbl, sangat jauh turun di bawah rata – rata produksi sumur X sebesar 32225,0896 bbl per tahun. Penurunan produksi ini disebabkan karena terjadinya penurunan tekanan reservoir. Jumlah cadangan minyak terkandung (OOIP) sebesar 4.780,341 MSTB dengan kumulatif produksi sebesar 1.933,505 MSTB dan recovery factor awal 40,4 %. Karena masih kecilnya recovery factor awal sumur x, sebaliknya cadangan sisa sumur x masih sangat besar yaitu sebesar 59,6 %, maka diperkirakan masih ekonomis untuk diproduksi. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi minyak adalah dengan penginjeksian air (*waterflooding*).

Estimasi kinerja *waterflooding* dimulai dengan menentukan pola injeksi serta memilih sumur injeksinya. Kemudian menentukan besarnya laju injeksi (i_w) yang digunakan. Metode prediksi berdasarkan 2 tahap yaitu tahap dengan penerapan *waterflooding* menggunakan metode Buckley-Leveret-Welge dan tahap tanpa penerapan *waterflooding* menggunakan Metode Decline Curve.

Prediksi produksi minyak dengan penerapan *waterflooding* menggunakan metode Buckley-Leveret-Welge dihasilkan *recovery factor* sebesar 82,09 % dengan kumulatif produksi 3.924,454 MSTB. Sedangkan prediksi produksi minyak tanpa penerapan *waterflooding* menggunakan Metode Decline Curve analisis dihasilkan *recovery factor* sebesar 43,46 % dengan kumulatif produksi sebesar 2077,83 MSTB. Sehingga jika sumur x dilaksanakan penginjeksian air akan didapatkan peningkatan produksi minyak dengan peningkatan *recovery factor* sebesar 38,63 %.

KATA PENGANTAR

Puji syukur Penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT karena atas berkah dan anugerah-Nya Penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Penulisan Tugas Akhir ini disusun dengan tujuan untuk memenuhi syarat mendapatkan gelar Sarjana Teknik pada Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Pertambangan, Universitas Sriwijaya.

Skripsi ini mengambil judul “Prediksi Peningkatan Produksi Minyak Dengan Penerapan Waterflooding Menggunakan Metoda Buckley-Leveret-Welge Pada Sumur X PT. Pertamina EP Region Sumatera Prabumulih”, yang disusun berdasarkan pengamatan lapangan yang dilakukan mulai 18 April 2011 – 18 Mei 2011.

Pada Kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada Dr.Ir.H.Syamsul Komar dan Ir.Muhammad Amin,MS sebagai pembimbing 1 dan 2.Juga tak lupa penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. H. M. Taufik Toha, DEA, Dekan Fakultas Teknik Universitas Sriwijaya.
2. Prof.Dr. Ir. Eddy Ibrahim, MS, Ketua Jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.
3. Hj.Rr. Harminuke Eko, ST, MT, Sekretaris Jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.
4. Ir.Ubaidillah Anwar P, MS, Dosen pembimbing akademik.
5. Pimpinan dan staff dan karyawan PT. Pertamina EP - Region Sumatera.
6. Bapak Henry Irawan ST MT, pembimbing lapangan pada PT. Pertamina EP Region Sumatera Prabumulih.
7. Semua pihak yang ikut membantu Penulis dalam menyelesaikan laporan ini.

Penulis menyadari bahwa dalam tulisan ini masih banyak terdapat kekurangan, sehingga penulis mengharapkan kritikan dan saran yang bersifat membangun guna menyempurnakan Tugas Akhir ini.

Harapan besar penulis semoga tulisan ini dapat bermanfaat bagi banyak pihak yang akan menggunakannya nanti.

Indralaya, Oktober 2011.

Penulis.

Halaman Persembahan

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih teristimewa kepada :

- Allah SWT

Semua tak kan pernah ada tanpa kehendakNya. Tuhan dari segala yang ada di alam semesta ini. Yang Maha BESAR, Maha Pengasih, Maha Pemurah, Maha Adil, Maha dari segala maha. Yang membuat scenario hidupku begitu indah.

- Umak

Wanita terkuat sekaligus terlembut yang ku sayangi dengan seluruh hidupku. Wanita yang dengan darah dan tangisannya,aku di besarkan. Wanita yang selalu mengingatkan ada Allah yang selalu bersama kita. Wanita berhati lapang yang mengenalkan arti kata "cinta", "kesetiaan' dan "sabar" sebenarnya. Wanita yang selalu memberiku semangat pantang menyerah menanggapi impian. Wanita yang karenanyalah, aku punya alasan kuat agar tetap hidup, hanya untuk melihat senyumannya. Wanita yang ingin ku bahagiakan dunia dan akhiratnya.

- Bapak

Lelaki yang ku sayangi.Lelaki yang tak kenal kata menyerah. Lelaki yang mengajarkan bagaimana arti "hidup". Lelaki yang dengan bangga akan ku sebut, DUA BAPAKKU !!!

- Saudara – Saudariku (Apuk Siska,Kak Tegar,Cik dan Endri)

Yang selalu ku banggakan, yang selalu membuat ku tak berhenti bermimpi dan berjuang menggapainya.

- Keponakan – keponakanku (Iko & Rizqy)

Yang selalu mebuat dunia ini indah hanya dengan mendengar celotehan mereka. Semoga kelak kalian jadi anak yang sholeh dan membuat bangga keluarga dunia akhirat.

- **Om ari, Tante Rini, Adek Spahrul**

Kata "terima kasih" tak akan pernah cukup menebus semua kebaikan kalian. Allah yang akan membalas semuanya.

- **Nek ine**

Semua nasehatmu, selalu jadi peganganku.

- **Almarhum Nek anang dan Almarhum Isat**

Semoga kelulusan ini membuat kalian tersenyum di alam sana.

- **Sahabat – sahabat ku**

Arie Perdana Putra, Adi syahputra, untung abadi, Muhammad darajad, Rusli hamonangan, dll yang selalu memberikan dukungan dan semangat serta canda tawa yang telah di hadirkan sampai saat ini. Semoga hubungan persaudaraan kita tetap abadi. Trims bro.

- **Sahabat seperjuangan dan kosan**

Suhendra Wijaya, Poko Wardana Sadewa, Ade Hasta, Jefri ghazali trims buat supportnya semoga kita semua sukses dunia akhirat. Kan jadi kisah cerita indah kita di masa tua persahabatan ini.

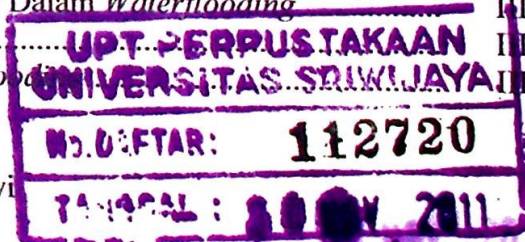
- **Dan terkhusus buat yang ku cintai & ku kasih dr. Intan Noor Indah. Kisah kami yang membuat badai yakin. badai cinta daun dulu, kini dan selamanya.**

- **Terima Kasih Banyak Semuanya.**



DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	xi
BAB	
I. PENDAHULUAN	
I.1. Latar Belakang.....	I-1
I.2. Perumusan Masalah	I-1
I.3. Pembatasan Masalah.....	I-2
I.4. Maksud dan Tujuan	I-2
I.5. Metodologi Penelitian.....	I-2
II. TINJAUAN LAPANGAN	
II.1. Lokasi dan Sejarah Lapangan X	II-1
II.2. Tinjauan Geologi Lapangan	II-3
II.3. Karakteristik Reservoir Lapangan	II-4
II.4. Stratigrafi Umum Lapangan X	II-4
II.5. Keselamatan Kerja dan Pelestarian Lingkungan	II-6
III. TINJAUAN PUSTAKA	
III.1. Metode-Metode Perolehan Minyak Tahap Lanjut	III-1
III.2. <i>Waterflooding</i>	III-5
III. 2. 1. Konsep Dasar Pendesakkan Minyak Oleh Air.....	III-9
III. 2. 2. Mekanisme Pendesakkan	III-10
III. 2. 3. Parameter-Parameter Dalam <i>Waterflooding</i>	III-12
III. 2. 4. Pola Injeksi.....	III-14
III.3. Perencanaan Operasi <i>Waterflooding</i>	III-16



III. 3. 1. Penentuan Pola Injeksi	III-17
III. 3. 2. Penentuan Jumlah Air Yang Diinjeksi.....	III-18
III. 3. 3. Penentuan Debit dan Tekanan Injeksi.....	III-19
III.4. Estimasi Kinerja <i>Waterflooding</i>	III-19
III. 4. 1. Perhitungan <i>Oil Recovery</i>	III-19
III. 4. 2. Metode Peramalan Kinerja <i>Waterflooding</i> Dengan Metode Buckley-Leveret-Welge	III-21
III.5. Perhitungan Decline Curve	III-26
III.6. Estimated Total Recover	III-28

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

IV.1. Data-Data Lapangan	IV-1
IV.2. Perhitungan Cadangan Minyak Dan <i>Recovery Factor</i> Awal	IV-3
IV.3. Perhitungan Estimasi Kinerja <i>Waterflooding</i> Dengan Metode Buckley-Leveret-Welge Pada Sumur X.....	IV-4
IV.3. 1. Tahapan <i>Fill Up</i>	IV-5
IV.3. 2. Tahapan <i>Fill Up – Breakthrough (Breakthrough)</i>	IV-7
IV.3. 3. Tahapan <i>After Breakthrough</i>	IV-8
IV.4. Perhitungan Total Recovery factor tanpa penerapan Water flooding	IV-13
IV.5. Hasil Prediksi Peningkatan Produksi Minyak.....	IV-14
IV.4. Pembahasan Kinerja Operasi <i>Waterflooding</i>	IV-14

V. KESIMPULAN DAN SARAN

V.1. Kesimpulan	V-1
V.2. Saran.....	V-2

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
1.1. Bagan Alir Metodologi Penelitian	I-5
2.1. Peta Lokasi Lapangan	II-2
2.2. Kolom Stratigrafi Regional Sumatera Selatan	II-6
3.1. Skema Metode-Metode Perolehan Minyak Tahap Lanjut	III-3
3.2. <i>Waterflooding</i> Layout	III-7
3.3. Proses Pendesakan Minyak	III-10
3.4. Tahapan Periode Injeksi	III-11
3.5. Kurva Exponential Decline untuk $k = 1,67 ; 2,5$ dan 5	III-27
4.1. Ilustrasi <i>Direct Line Drive</i>	IV-4
4.2. Grafik F_w vs S_{wn} <i>After Breakthrough</i>	IV-10
a.1. Pola-Pola Injeksi	A-1
a.2. Peta Struktur TTB.....	A-2
a.3. <i>Waterflooding</i>	A-3
a.4. Aliran Air Terproduksi Di SP 6.....	A-4
b.1. Grafik Sejarah Produksi Minyak Per Tahun.....	B-1
b.2. Grafik Sejarah Kumulatif Produksi Minyak	B-2
c.1. Grafik Sejarah Harga Minyak.....	C-4
c.2. Grafik Profit Sumur X Per Tahun.....	C-9
c.3. Grafik Produksi & BEP Sumur X	C-10
d.1. Grafik F_w vs S_w	D-1
d.2. Grafik S_w Vs K_{ro} & K_{rw}	D-2

d.3. Grafik Fw vs Swn	D-3
e.1 Grafik RF vs Time	E-2
e.2. Grafik Hubungan q_o vs Time	E-3
e.3. Grafik Hubungan q_w vs Time	E-4
e.4. Grafik Hubungan Np vs Time	E-5
f.1. Grafik Prediksi Produksi Minyak Akhir Tahun	F-3
f.2. Grafik Prediksi Kumulatif Produksi Minyak Akhir Tahun	F-4
g.1. Grafik Prediksi Produksi Minyak Akhir Tahun Decline curve	G-3
g.2. Grafik Prediksi Kumulatif Produksi Minyak Akhir Tahun DC	G-4
h.1. Overview Produksi Sebelum & Sesudah Waterflooding	H-1
h.2. Overview Kumulatif Produksi Sebelum & Sesudah Waterflooding	H-2
h.3. Overview Produksi Tanpa Waterflooding	H-3
j.1. Korelasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi	J-1

DAFTAR TABEL

	Halaman
II.1. Jumlah Sumur Pada Lapangan X.....	II-2
IV.1. Data Distribusi Saturasi Terhadap Permeabilitas Relatif	IV-2
IV.2. Hasil Perhitungan <i>Fractional Flow</i>	IV-6
IV.3. Hasil Perhitungan $Sw_n, f_{wn}, f'_{wn}, Q_{in}, \Delta Q_{in}, \Delta t_n$	IV-11
IV.4. Hasil Perhitungan $\hat{S}w_n, Np_n, RF, q_{on}, q_{wn}, t$	IV-13
B. 1. Sejarah Produksi Minyak Sebelum Waterflooding	B -1
B. 2. Sejarah Kumulatif Produksi Minyak Sebelum Waterflooding	B -3
C. 1. Sejarah Harga Minyak 10 Tahun Terakhir	C -1
C. 2. Perhitungan Keekonomisan Sumur X	C -5
E. 1. Hasil Perhitungan $Sw_n, Np_n, RF, Q_{on}, Q_{wn}$	E -1
F. 1. Prediksi Produksi Minyak Dengan Waterflooding	F -1
F. 2. Prediksi Kumulatif Produksi Minyak Dengan Waterflooding	F -2
G. 1. Prediksi Produksi Minyak Per Tahun Dengan Persamaan Decline curve	G -1
G. 2. Prediksi Kumulatif Produksi Minyak Per Tahun Dengan Persamaan Decline Curve	G- 2

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
A. Pola-Pola Injeksi	A-1
B. Sejarah Produksi Minyak	B-1
C. Tinjauan Keekonomisan Produksi Sumur Minyak Berdasar Profit dan BEP	C-1
D. Grafik Hasil Perhitungan Fractional Flow	D-1
E. Hasil Perhitungan After Breaktrough	E-1
F. Prediksi Produksi Minyak Dengan Waterflooding	F-1
G. Prediksi Produksi Minyak Tanpa Penerapan Waterflooding	G-1
H. Overview Produksi Sebelum & Sesudah Waterflooding	H-1
I. Perhitungan OOIP dan Recovery Factor Minyak	I-1
J. Korelasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi	J-1

BAB I

PENDAHULUAN

I. 1. Latar Belakang

Pada saat suatu reservoir minyak akan melewati fasa produksi primer, kemudian ditetapkan bahwa faktor perolehan produksi (*recovery factor*) minyak masih rendah, maka suatu perlakuan perencanaan pengembangan lapangan minyak perlu untuk diterapkan. Untuk itu, analisa terhadap perencanaan pengembangan lapangan minyak merupakan suatu kegiatan penting untuk dilaksanakan. Salah satu model pengembangan lapangan (*field development*) yang digunakan yakni melalui penerapan metode *waterflooding* (injeksi air), dimana diharapkan metode tersebut dapat meningkatkan perolehan minyak setelah melewati fasa produksi secara primer. Metode ini merupakan salah satu metode yang termurah dan umumnya digunakan untuk menjaga energi reservoir dan produksi minyak agar tetap tinggi.

Selain itu jika di tinjau dari aspek keekonomisan, baik perhitungan BEP maupun profit, suatu reservoir perlu dilakukan penerapan project *waterflooding* guna untuk meningkatkan nilai keekonomisannya sehingga target profit dapat di tingkatkan dari sebelumnya.

I. 2. Perumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengapa dipilih metode *waterflooding* dalam meningkatkan perolehan minyak.

2. Parameter-parameter yang perlu ditentukan dalam penggunaan metode *waterflooding*.
3. Seberapa besar peningkatan perolehan minyak dicapai, dengan menggunakan metode *waterflooding*.

I. 3. Pembatasan Masalah

Dalam melakukan penyusunan skripsi ini, ruang lingkup permasalahan Penulis batasi hanya pada permasalahan mengenai kinerja dari metode *waterflooding* dengan menggunakan metode Buckley-Leveret-Welge berdasarkan parameter *Recovery factornya*, dalam rangka peningkatan produktivitas perolehan minyak pada sumur.

I. 4. Maksud dan Tujuan

Adapun maksud dari penulisan skripsi ini, adalah sebagai berikut :

1. Untuk mengetahui parameter-parameter yang digunakan dalam melakukan suatu perencanaan *waterflooding*.
2. Untuk mengetahui bagaimana kinerja dari metode *waterflooding* ini, dalam usaha meningkatkan produktivitas suatu sumur produksi.

Tujuan dilakukannya penulisan skripsi ini adalah untuk mengetahui seberapa besar peningkatan produktivitas sumur dengan menggunakan *waterflooding*.

I. 5. Metodologi Penelitian

Adapun metode penelitian yang digunakan adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur.

Studi ini dilakukan dengan mencari bahan-bahan pustaka baik yang berasal dari buku, brosur, buletin, atau sumber informasi lain yang dapat menunjang kegiatan penelitian.

2. Pengamatan Lapangan.

a. Data Primer.

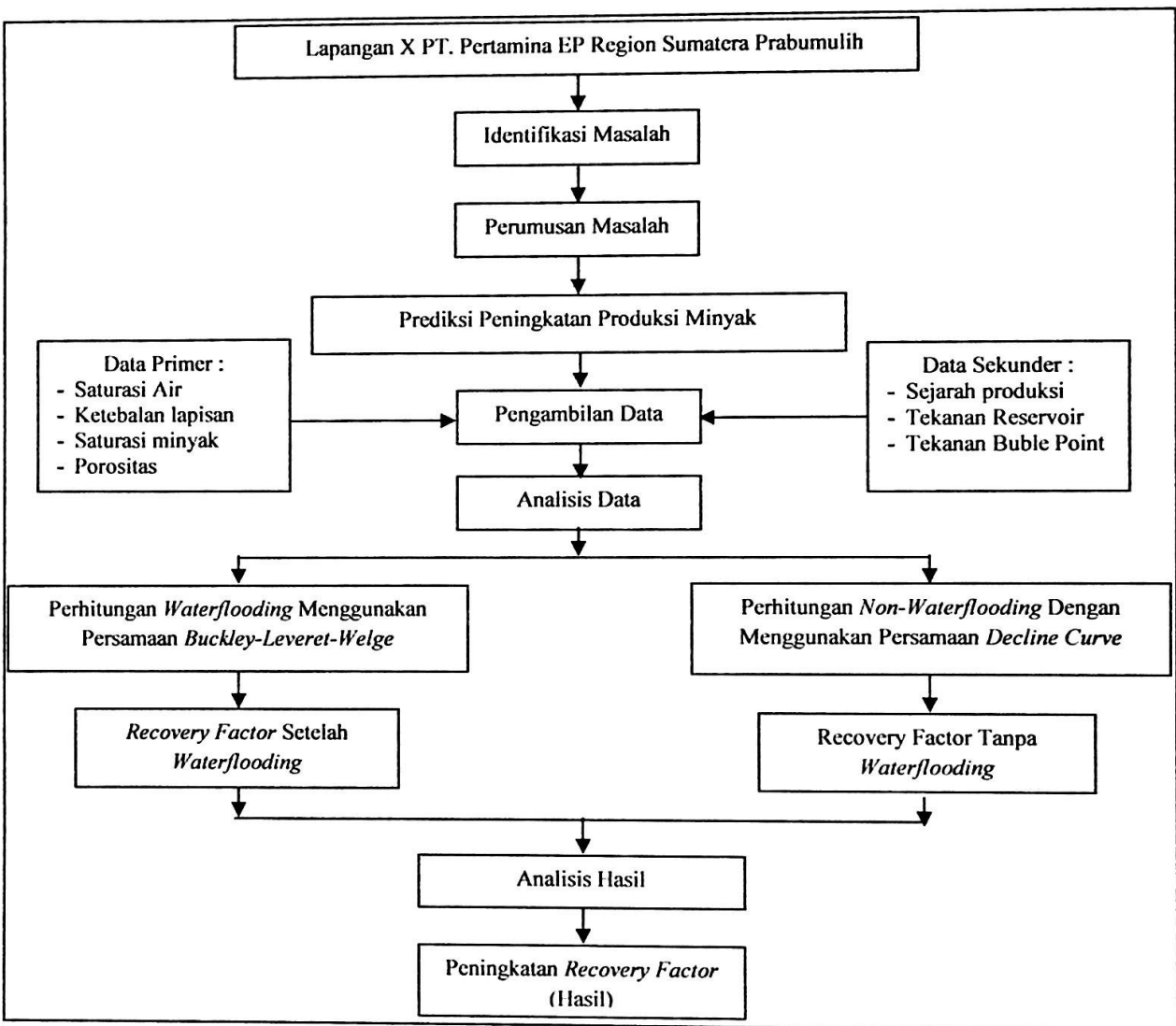
Merupakan data yang didapatkan langsung dari hasil perhitungan manual atau menggunakan software meliputi luas area, saturasi fluida minyak dan saturasi air, ketebalan lapisan reservoir.

b. Data Pendukung.

Merupakan data-data yang diperoleh dari arsip dan data – data yang sudah ada pada perusahaan (laporan) guna menambahkan data – data yang belum didapatkan, meliputi data sejarah produksi sumur, porositas dan permeabilitas reservoir.

3. Pengolahan Data.

Pengolahan data dilakukan dengan menghitung *recovery factor* apabila dilakukan *waterflooding* menggunakan persamaan Buckley-Leveret-Welge dan menghitung *recovery factor* apabila tidak dilakukan *waterflooding* menggunakan persamaan *decline curve*. Kemudian didapatkan jumlah peningkatan *recovery factor*.



GAMBAR I.1

BAGAN ALIR METODOLOGI PENELITIAN

BAB II

TINJAUAN UMUM

II. 1. Lokasi dan Sejarah Lapangan X

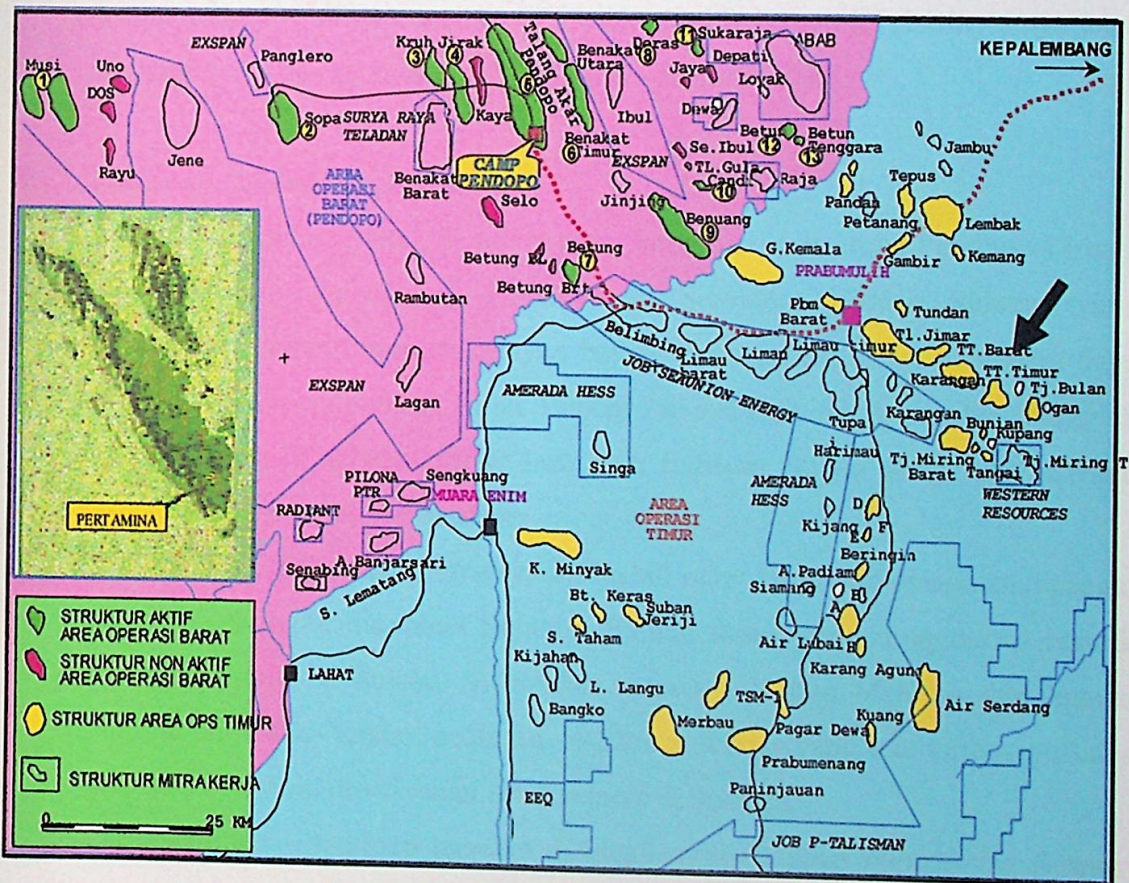
PT. PERTAMINA EP Region Sumatera merupakan daerah operasi tambang minyak dan gas yang tergolong tua di Indonesia. Kegiatan perusahaan minyak area Prabumulih di mulai sejak tahun 1916 oleh Standard Oil of New Jersey dengan di temukannya sumur minyak dari lapisan dangkal Palembang di Talang Akar.

Kantor pusat PT. Pertamina EP Region Sumatera terletak di Prabumulih. Secara geografis, PERTAMINA EP Region Sumatera terletak diantara koordinat $02^{\circ} 50' - 03^{\circ} 40'$ LS dan $103^{\circ} 00' - 104^{\circ} 30'$ BT. Lokasi ini terletak 106 km Barat Daya kota Palembang. Lokasi ini dapat dicapai dengan menggunakan jalan provinsi sejauh ± 95 km.

Lapangan yang dijadikan sebagai lokasi penelitian tugas akhir ini, yaitu lapangan X. Dimana, lapangan X ini terletak lebih kurang 15km arah tenggara dari kota Prabumulih, Sumatera Selatan. Pada lapangan X ini jumlah cadangan awal minyak ditempat (OOIP) , yaitu 158.197,2 MSTB. Pada lapangan ini terdapat 12 lapisan yaitu lapisan a0, a1, A, B, C, D, E, F, G, H, K1 dan L1. Sekitar 52,72 % dari OOIP tersebut terdapat dalam lapisan a0, A, B dan C. Jumlah total sumur yang terdapat pada lapangan X yaitu 107 sumur.

TABEL II.1
JUMLAH SUMUR PADA LAPANGAN X

Sumur Aktif	14 sumur
Sumur Suspended	84 sumur
Sumur Abandoned	3 sumur
Sumur Injeksi	6 sumur
	107 sumur



Sumber : PT. Pertamina EP

GAMBAR 2.1
PETA LOKASI LAPANGAN

Lapangan X ini dikelilingi oleh lapangan Talang Jimar di sebelah barat, lapangan Tanjung Miring Barat di sebelah selatan dan lapangan Ogan di sebelah timur, dimana target lapisan berada di formasi Talang Akar (TAF) pada kedalaman sekitar 1300an M dengan jenis batuan pasir yang memiliki jumlah potensial *hydrocarbon* untuk dikembangkan.

Lapangan ini ditemukan oleh BPM pada bulan Januari 1940 atas berhasilnya pemboran sumur T#01. Produksi komersil lapangan ini telah dimulai sejak Desember 1950 dan puncak produksi dicapai pada bulan Mei 1960 dengan produksi minyak sebesar 775 BOPD. Sejak itu produksi minyaknya telah menurun terus dan mencapai 5 BOPD pada Februari 1995.

II. 2. Tinjauan Geologi Lapangan

Lapangan X terletak di dalam jalur Anti Klinorium trend Pendopo-Limau, sub Cekungan Palembang – Cekungan Sumatera Bagian Selatan yang merupakan deretan lapangan minyak besar. Cekungan ini di sebelah barat daya di batasi oleh pegunungan Bukit Barisan, di sebelah tenggara oleh Tinggian Lampung dan di sebelah timur laut oleh Paparan Sunda yang juga sebagai batuan induk sedimen di cekungan ini.

Cekungan Sumatera Tengah di sebelah barat laut telah disepakati sebagai batasnya cekungan Sumatera Selatan. Batuan dasar yang mengontrol bentuk cekungan Sumatera Selatan ini adalah batuan – batuan Malihan dari batuan yang berumur Pra-Tersier, sedimen – sedimen tersier yang ada umumnya kaya akan *hydrocarbon*, diendapkan tidak selaras di atasnya.

Sedimen – sedimen tersebut diawali oleh endapan *non-marine* formasi Lahar yang kemudian diikuti oleh siklus transgresi dan regresi dari formasi Talang Akar sampai dengan formasi Muara Enim. Tektonik utama yang mempengaruhi pembentukan sedimen ini terjadi pada awal *tertier*, Oligosen tengah dan pada Plio Pleistosen. Tektonik yang terakhir ini yang mempengaruhi penjebaran minyak bumi dan membentuk bentang alam saat ini di Sumatera

Selatan. Hasil akhir dari tektonik ini adalah perlipatan dan patahan dari sedimen tersier yang membentuk beberapa Anti Klinorium yang paralel dengan arah umum Pulau Sumatera.

II.3 Karakteristik Reservoir Lapangan

Lapangan X merupakan lapangan dengan jenis lapisan *sandstone* yang terletak pada formasi Talang Akar pada kedalaman 1300an M. Pada struktur ini telah terbukti mengandung gas dan minyak. Lapangan X ini memiliki tekanan reservoir awal sebesar 1377 psi, tekanan reservoir baru 1300 psi dengan tekanan Bubble Point 1014 psi dan temperatur reservoir sebesar 217 °F (*Bottom Hole Temperaturei*, agustus 1996). Karakteristik reservoir pada lapisan TAF memiliki porositas 17,98%.

II.4 Stratigrafi Umum Lapangan X

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan berturut-turut dari tua ke muda (Gambar 2.3) sebagai berikut :

1. Batuan Dasar

Batuan dasar di Cekungan Sumatera Selatan disusun oleh berbagai jenis batuan malihan, batuan beku, dan batu gamping. Terbentuk pada lingkungan pengendapan benua pada Eosen, dengan komposisi batumannya granite, slate dan phylit dengan umur yang berbeda dan pada batuan ini biasanya disebut batuan pratersier.

2. Formasi Lahat

Secara umum Formasi Lahat diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar. Litologinya terdiri atas konglomerat di bagian bawah, batu pasir, batu lempung tufaan dan kadang-kadang disisipi oleh lapisan tipis batubara. Formasi ini ditafsirkan berumur Eosen sampai Oligosen Awal dan diendapkan di lingkungan kontinental terutama pada daerah-daerah lekukan dari Paleotopografi batuan dasar.

3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diendapkan tidak selaras di atas Formasi Lahat, di beberapa daerah pusat cekungan atau lekukan cekungan di temukan selaras atau ada indikasi erosi di puncak Formasi Lahat. Formasi ini berumur Oligosen Atas, lithologinya adalah selang seling batu pasir dan serpih dengan beberapa sisipan batu lanau dan batubara.

4. Formasi Baturaja

Setelah Formasi Talang Akar dan semakin berkurangnya sedimentasi material klastik, kondisi lingkungan menjadi stabil dan memungkinkan pengendapan batu gamping terumbu maupun batu gamping klastik dari Formasi Baturaja.

5. Formasi Gumai

Transgresi terus berlanjut dan mencapai puncaknya pada saat pengendapan Formasi Gumai yang berumur Meosen Bawah sampai Meosen Tengah. Lithologinya terdiri dari serpih laut dengan sisipan tipis batuan gamping napal.

6. Formasi Air Benakat

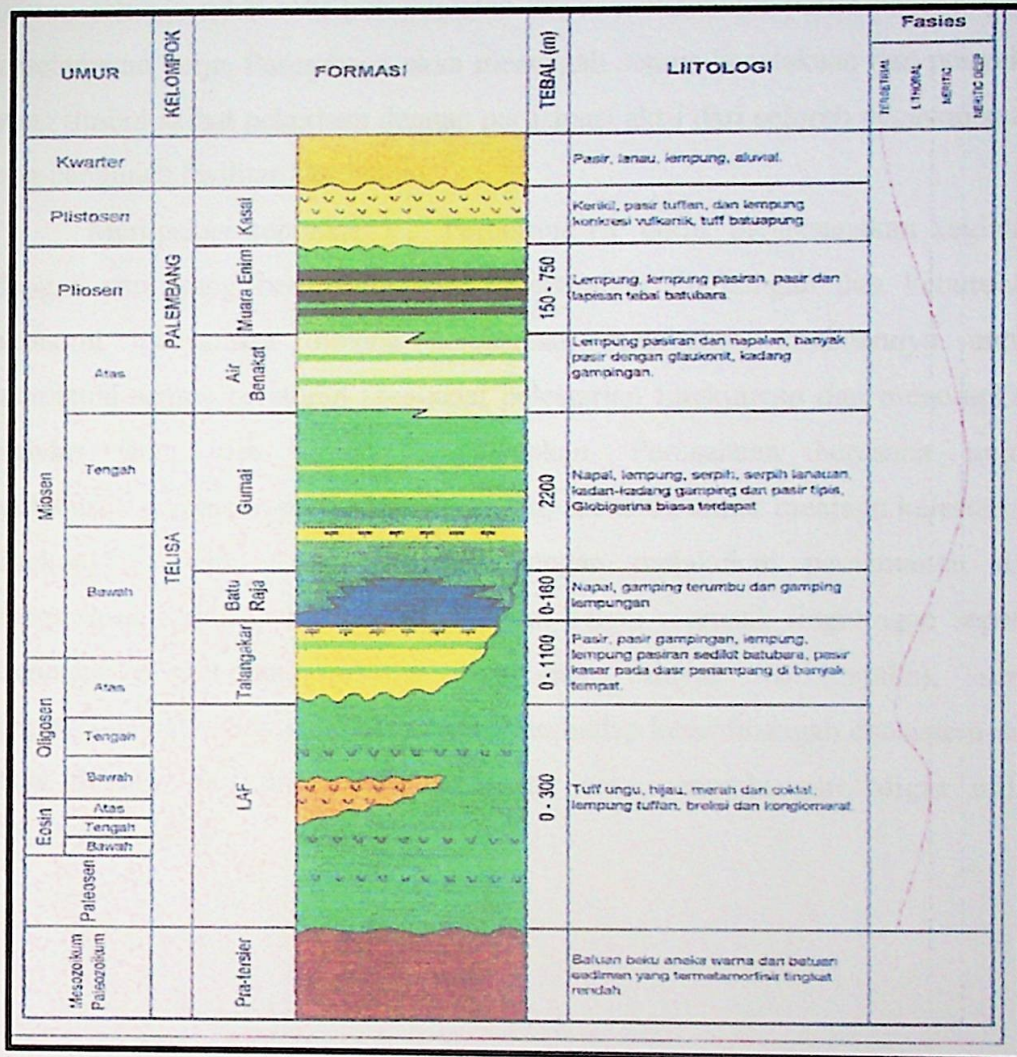
Terbentuk pada lingkungan pengendapan laut dangkal pada Miosen Atas, komposisi batumannya terdiri dari batu pasir dan *clay*.

7. Formasi Muara Enim

Fase terakhir dari regresi Tersier diawali oleh Formasi Muara Enim yang berumur Pliosen. Batuan penyusun utamanya adalah selang seling batu pasir, batu serpih dan semakin bersifat tufaan. Formasi ini ditafsirkan diendapkan di lingkungan transisi. Lithologinya terdiri dari batu pasir berselang seling dengan serpih dan batubara.

8. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas formasi Muara Enim setelah tektonik regional pada Plio-Pleistosen. Lithologinya adalah batu pasir, batu lempung dan kerikil.



(Sumber : PT.Pertamina EP)

GAMBAR 2.2

KOLOM STRATIGRAFI REGIONAL SUMATERA SELATAN

II. 5. Keselamatan Kerja dan Pelestarian Lingkungan

Kebijakan yang utama bagi PT. Pertamina EP bahwa dalam melakukan kegiatan usahanya, perusahaan akan selalu melindungi keselamatan pegawai, pihak lain yang terkait dalam kegiatan usahanya, rekanan serta masyarakat

umum sehingga tidak satu pun kegiatan usaha mendahului pertimbangan akan keselamatan kerja. Perusahaan akan mencegah semua kecelakaan dan penyakit yang timbul akibat pekerjaan dengan partisipasi aktif dari seluruh pegawai serta pembangunan fasilitas kesehatan.

Merupakan kebijakan PT. Pertamina EP untuk melaksanakan kegiatan dengan cara yang berimbang antara kebutuhan lingkungan dan kebutuhan ekonomi masyarakat dimana perusahaan melakukan kegiatannya untuk mematuhi semua peraturan mengenai pelestarian lingkungan dan menerapkan standar yang bisa dipertanggungjawabkan. Perusahaan berusaha untuk melakukan perbaikan-perbaikan yang terus menerus untuk menjaga kelestarian lingkungan dalam semua kegiatan dengan melakukan pemantauan dan pengawasan terhadap hal-hal yang rentan dalam merusak lingkungan seperti kegiatan pengeboran, adanya tumpahan minyak (oil spills), serta kegiatan-kegiatan lain yang berpengaruh terhadap keseimbangan ekosistem dan daya dukung dari lingkungan di sekitar area penambangan Migas milik PT. Pertamina EP.

BAB III

TINJAUAN PUSTAKA

III. 1. Metode-Metode Perolehan Minyak Tahap Lanjut

Perolehan Minyak Tahap Lanjut (EOR) merupakan perolehan minyak dengan cara menginjeksikan suatu zat yang berasal dari salah satu atau beberapa metode pengurusan yang menggunakan energi luar reservoir. Jenis energi yang digunakan adalah salah satu atau gabungan dari energi mekanik, energi kimia dan energi termik. Jadi perolehan minyak yang berasal dari injeksi gas, injeksi termik maupun injeksi kimia merupakan perolehan tahap lanjut. Secara garis besar, metoda-metoda *Enhanced Oil Recovery* (EOR), dibagi menjadi empat bagian, yaitu :

1. Pendesakan Tak Tercampur (*Immiscible* EOR).

Dalam metoda EOR ini, selama proses pendesakan, fluida pendesak tidak bercampur dengan fluida yang didesak. Metode EOR ini, terbagi menjadi dua jenis, yaitu :

1) Injeksi Air.

2. Pendesakan Tercampur (*Miscible* EOR).

Dalam proses ini fluida pendesak bercampur menjadi satu dengan minyak membentuk suatu fasa fluida baru. Pencampuran dapat terjadi segera pada pertemuan pertama (*first contact*), namun dapat pula melalui proses yang bertahap (*multiple contact*).

Metode EOR tercampur ini, terbagi menjadi empat metode sebagai

berikut :

1. Injeksi gas terdiri dari :

- Injeksi Gas Karbondioksida (CO₂).
- Injeksi Gas Diperkaya (Enriched Gas).
- Injeksi Gas Kering.
- Injeksi Propana.
- Injeksi Alkohol.

2. Pendesakan Kimiawi (Chemical EOR).

Pada metode EOR ini, peningkatan perolehan minyak dilakukan dengan cara perubahan kebasahan batuan dan penurunan TAM minyak-air, yang dapat mencapai 0.01 dn/cm (0.01mN/m), di mana proses yang efektif ialah emulsifikasi. Perubahan kebasahan menyebabkan berubahnya hubungan permeabilitas relatif dengan saturasi.

Secara umum, larutan kimia yang biasanya digunakan dalam proses pendesakan adalah :

- Polimer (Injeksi Polimer).
- Surfaktan (Injeksi Surfaktan).
- Alkalin (Injeksi Alkalin).

3. Pendesakan Termik (*Thermal* EOR).

Cara ini biasanya dipakai untuk minyak yang kental. Energi termik yang diinjeksikan ke dalam reservoir diharapkan akan memanaskan minyak, lalu menurunkan viskositasnya atau mengubah fasanya ke fasa uap, lalu mendorong minyak ke sumur-sumur produksi. Minyak akan mengalir lebih mudah dan perbandingan mobilitas menjadi lebih baik (turun). Efisiensi perolehan minyak diharapkan meningkat akibat peningkatan efisiensi pendesakan dan penyapuan.

Metode EOR ini, terbagi menjadi tiga cara, yaitu :

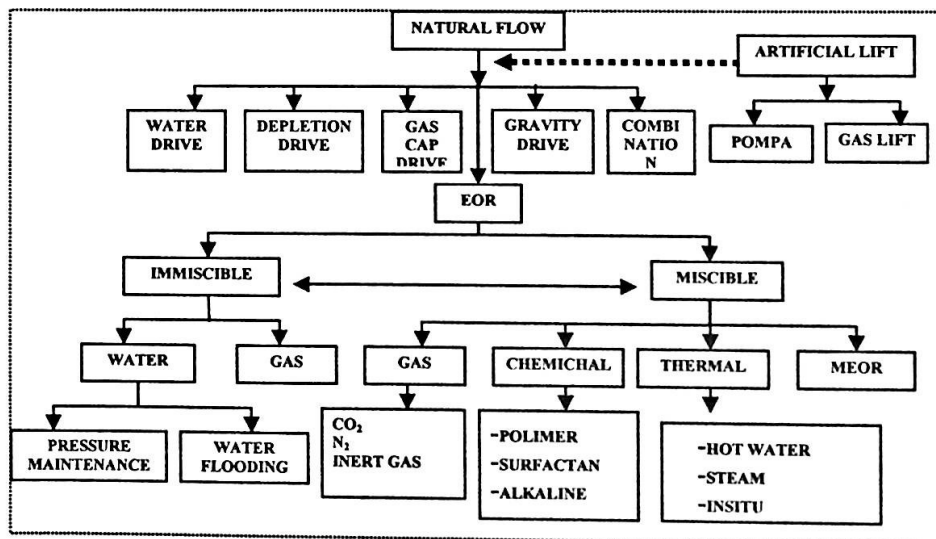
- Injeksi Air Panas.
- Injeksi Uap Panas.
- In-situ Combustion.

4. Pendesakan Mikrobial (*Microbial* EOR).

Injeksi mikroba adalah suatu metode pengurasan minyak tahap lanjut dengan cara menginjeksikan mikroba ke dalam reservoir untuk meningkatkan perolehan minyak.

Dalam melakukan pemilihan metode EOR yang digunakan, ada beberapa faktor yang perlu diperhatikan, yaitu :

1. Tingkat kebasahan batuan (wettability).
2. Sifat batuan reservoir dan jenis batuan.
3. Jenis minyak.
4. Jumlah cadangan.
5. Ekonomi.
6. Derajat homogenitas dari batuan reservoir.



GAMBAR 3.1
SKEMA METODE-METODE EOR

Berhasilnya kegiatan EOR yang dilakukan, akan berpengaruh pada besarnya perolehan minyak yang akan diperoleh. Apabila EOR yang dilakukan baik, maka perolehan minyak dari suatu sumur akan meningkat. Ada beberapa faktor yang berpengaruh dalam efektivitas dari keberhasilan dari suatu kegiatan EOR, yaitu :

a. Kondisi Reservoir.

Pada reservoir, faktor-faktor yang mempengaruhi dalam keberhasilan kegiatan EOR, yaitu :

a) Kedalaman.

Kedalaman dari suatu reservoir akan berpengaruh pada tekanan yang akan digunakan dalam proses penginjeksian. Dimana tekanan yang digunakan dalam proses penginjeksian harus lebih kecil dibandingkan dengan tekanan rekah reservoir. Dari segi ekonomi, apabila suatu reservoir berada pada kedalaman yang besar, maka biaya yang diperlukan untuk melakukan pemboran ataupun untuk peralatan akan semakin besar.

b) Kemiringan (*Dip*).

Kemiringan dari suatu reservoir akan berpengaruh pada kecepatan dari fluida pendesak. Apabila fluida pendesak yang digunakan adalah air maka kecenderungan untuk bergerak ke bawah menjadi lebih besar. Jika fluida pendesak yang digunakan berupa gas, maka kecenderungan untuk bergerak ke atas.

c) Tingkat Homogenitas.

Tingkat keseragaman dari reservoir akan berpengaruh pada efisiensi penyapuan dalam proses penginjeksian. Apabila pada daerah tersebut terdapat lipatan atau patahan, maka hal ini dapat menyebabkan terjadinya perubahan permeabilitas maupun porositas dari batuan. Adanya perubahan permeabilitas dan porositas ini, akan

menyebabkan berkurangnya efisiensi penyapuan.

d) Sifat petrofisik dari batuan.

Dalam melakukan studi pendahuluan, ada beberapa sifat petrofisik yang perlu diketahui yaitu wettability, porositas, permeabilitas, saturasi, dan tekanan kapilernya.

Apabila nilai porositas dari reservoir besar, maka perolehan minyak yang diperoleh dari metode EOR ini akan menjadi lebih besar. Besarnya tekanan kapiler dari suatu reservoir akan berpengaruh pada laju produksi minyak.

Apabila suatu reservoir memiliki nilai permeabilitas yang besar, maka kegiatan EOR ini akan menjadi tidak ekonomis.

b. Kondisi Fluida.

Faktor yang paling berpengaruh dalam efektivitas keberhasilan dari EOR yaitu nilai viskositas dari minyak. Apabila minyak memiliki viskositas yang tinggi, maka kecepatan pendesakan dari fluida pendesak akan menjadi lebih kecil. Sehingga produksi minyak yang diperoleh akan menurun.

III. 2. *Waterflooding*

Metode *waterflooding* merupakan metode perolehan minyak yang dilakukan dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir sebagai fluida pendorong. Dalam metode *waterflooding* ini, diharapkan air akan mendorong minyak dari reservoir menuju sumur-sumur produksi. Sehingga diharapkan produktivitas dari sumur akan meningkat.

Selain digunakan untuk meningkatkan produktivitas suatu sumur, *waterflooding* ini juga dapat digunakan untuk :

1. Pemeliharaan tekanan reservoir (*pressure maintenance*).

Berkurangnya produktivitas dari suatu sumur, dapat disebabkan karena berkurangnya tekanan reservoir akibat adanya pengosongan

reservoir. Untuk mengatasi permasalahan ini, maka reservoir tersebut perlu dilakukan *pressure maintenance* agar produktivitas dari sumur meningkat kembali.

Pada *pressure maintenance*, fluida diinjeksikan ke dalam reservoir pada saat tenaga pendorong masih mampu untuk memproduksi minyak ke permukaan. Penginjeksian fluida ini dilakukan agar tidak terjadi penurunan tekanan reservoir secara tajam selama masa produksi minyak. Fluida yang biasanya digunakan dalam melakukan *pressure maintenance* adalah air atau gas, tergantung pada kondisi reservoirnya.

2. Membuang air asin (*brine*) yang terikut dalam minyak yang terproduksi.

Apabila pembuangan *brine* dipermukaan tidak memungkinkan untuk dilakukan, maka untuk mengatasi permasalahan ini dapat dilakukan dengan *waterflooding*. Dimana *brine* yang terikut dalam minyak, akan dialirkan ke dalam danau atau sumber air lainnya.

Digunakannya *waterflooding* sebagai metode EOR, karena air relatif lebih mudah diinjeksikan dan mampu menyebar melalui formasi minyak, selain itu, air juga lebih efisien dalam mendesak minyak.

Sebelum dilakukan injeksi, terlebih dahulu air injeksi dilakukan perawatan (*water treatment*) agar tidak menyebabkan terjadinya *plugging*. Setelah itu, air diinjeksikan ke dalam reservoir melalui sumur injeksi dengan menggunakan pompa injeksi. Tekanan injeksi yang digunakan lebih kecil dibandingkan tekanan rekah reservoirnya. Oleh karena adanya perbedaan tekanan dimana tekanan pada sumur injeksi lebih besar dibandingkan tekanan reservoirnya, air akan mengisi pori-pori batuan dan mendesak minyak agar bergerak menuju sumur produksi. Adanya perbedaan berat jenis, dimana berat jenis air lebih berat dibandingkan minyak, menyebabkan minyak akan terdesak oleh air dan air akan mengisi pori-pori batuan.

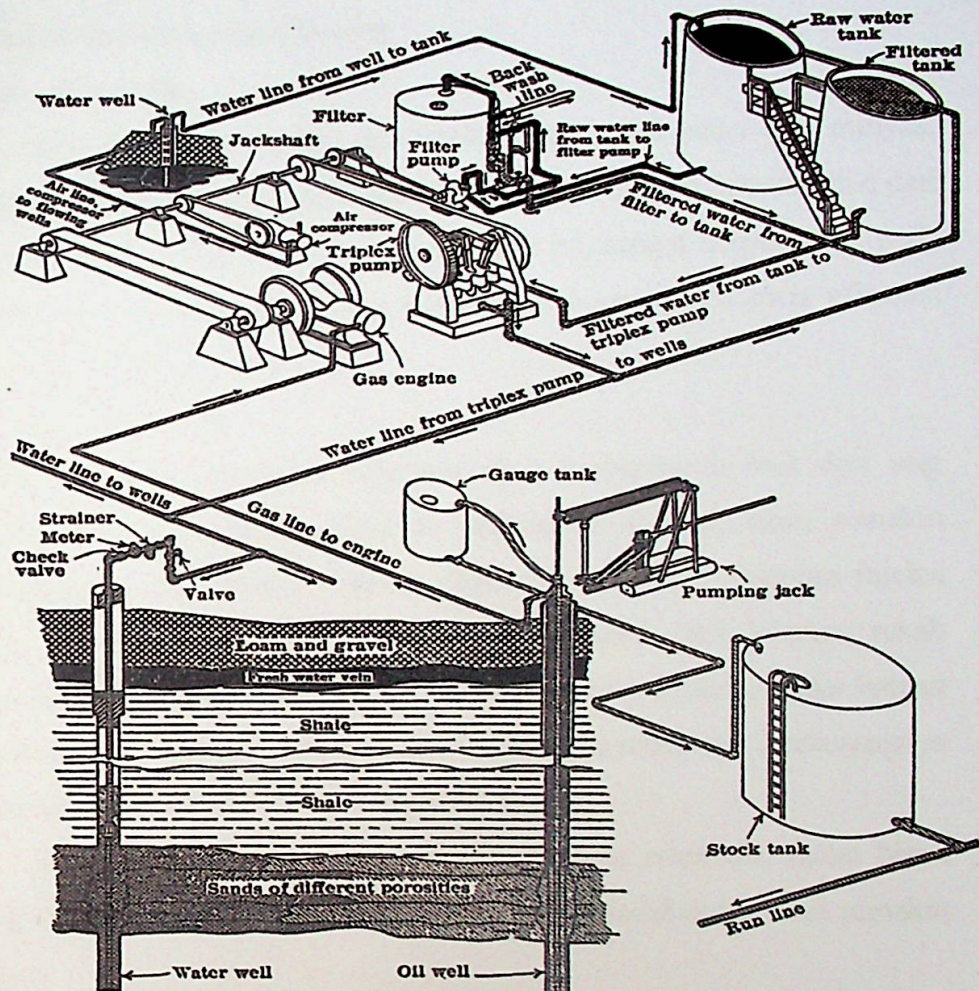


Fig 11. Water-flood Layout in Pennsylvania (Permission of *The Oil Weekly*)

GAMBAR 3.2

WATERFLOODING LAYOUT¹²⁾

Didalam metode *waterflooding* ini, ada beberapa faktor yang perlu dipertimbangkan, yaitu :

a. Geometri reservoir.

Luas area geometri reservoir perlu diketahui, karena hal ini berpengaruh pada pemilihan lokasi dari sumur. Selain itu, melalui geometri reservoir ini, kita dapat menentukan reservoir mana yang dapat

dilakukakan proses *waterflooding*.

b. Sifat – sifat fluida.

Sifat fluida yang perlu diperhatikan yaitu viskositas dari minyak. Viskositas dari minyak, sangat berpengaruh pada tingkat keberhasilan dari proses *waterflooding* ini. Viskositas minyak ini, sangat berpengaruh pada penentuan mobilitas ratio, yang mana akan berpengaruh pada efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*).

c. Kedalaman reservoir.

Kedalaman dari suatu reservoir akan berpengaruh baik dari segi teknis maupun ekonomi. Tekanan maksimum injeksi, akan semakin meningkat seiring dengan makin dalamnya reservoir. Tekanan injeksi yang diberikan pada reservoir, harus lebih kecil dari tekanan rekah reservoir. Apabila tekanan injeksi melebihi tekanan rekah, maka batuan reservoir akan meretakan. Hal ini dapat menyebabkan berkurangnya efisiensi dari pelaksanaan *waterflooding*.

Dari segi ekonomi, makin dalamnya suatu reservoir, maka biaya yang diperlukan dalam melakukan proses *waterflooding* ini akan semakin besar.

d. Litologi dan sifat batuan.

Karakteristik dan litologi batuan reservoir akan berpengaruh pada kemampuan pengairan dan keberhasilan dari proses EOR. Karakteristik yang berpengaruh pada proses EOR ini, adalah :

- a) Porositas.
- b) Permeabilitas.
- c) Ketebalan lapisan.

e. Saturasi fluida.

Salah satu kriteria keberhasilan dari operasi *waterflooding*, dapat dilihat dari nilai saturasi minyaknya. Apabila pada awal operasi

waterflooding, nilai saturasi minyak tinggi, hal ini berarti mobilitas dari minyak meningkat. Meningkatnya mobilitas dari minyak, memberikan efisiensi perolehan yang lebih tinggi.

f. Keseragaman reservoir (*Reservoir Uniformity*).

Keseragaman reservoir, merupakan kriteria utama dalam keberhasilan operasi *waterflooding*. Sebagai contoh, apabila terdapat lapisan dengan ketebalan tertentu mempunyai nilai permeabilitas yang tinggi (misalnya *thief zone*), maka akan terbentuk suatu *channeling*.

g. Mekanisme pendorong utama dari reservoir.

Jenis tenaga pendorong dari reservoir, juga berpengaruh dalam keberhasilan operasi *waterflooding*. Jenis pendorong yang paling baik untuk diterapkan *waterflooding* adalah *solution-gas cap drive*, karena biasanya *primary recovery*-nya kecil. Sehingga berpotensi untuk adanya peningkatan perolehannya dengan *waterflooding*. Diharapkan dengan dilakukannya *waterflooding* ini, maka *recovery* minyak yang didapatkan menjadi lebih besar.

III. 2. 1. Konsep Dasar Pendesakannya Minyak oleh Air

Konsep pendesakannya fluida reservoir berhubungan dengan karakteristik batuan reservoir. Secara garis besar karakteristik batuan reservoir dapat dikelompokkan menjadi dua macam, yaitu sifat dasar batuan itu sendiri, seperti porositas, permeabilitas dan distribusi ukuran pori, serta sifat yang terbentuk dengan adanya interaksi antara batuan dengan fluida, seperti wettabilitas, tekanan kapiler, dan distribusi saturasi fluida.



GAMBAR 3.3
PROSES PENDESAKAN MINYAK ¹⁾

Pada proses pendesakan minyak oleh air akan terdapat suatu zona transisi diantara keduanya. Zona tersebut mempunyai perubahan saturasi dari minyak dan air dengan jarak yang dipengaruhi oleh sifat fisik fluida dan batuan, tingkat misibilitas antara fluida injeksi dan fluida yang diinjeksi. Zona transisi mempunyai perubahan saturasi fluida dengan variasi 100% minyak sampai 100% air.

III. 2. 2. Mekanisme Pendesakan

Dalam proses pendesakan pada operasi *waterflooding* ini, ada dua mekanisme pendesakan :

a. Homogenous Reservoir.

Disini, reservoir dianggap hanya terdiri dari satu lapisan dimana fluida bergerak secara horizontal. Selain itu, nilai saturasi fluida juga dianggap konstan.

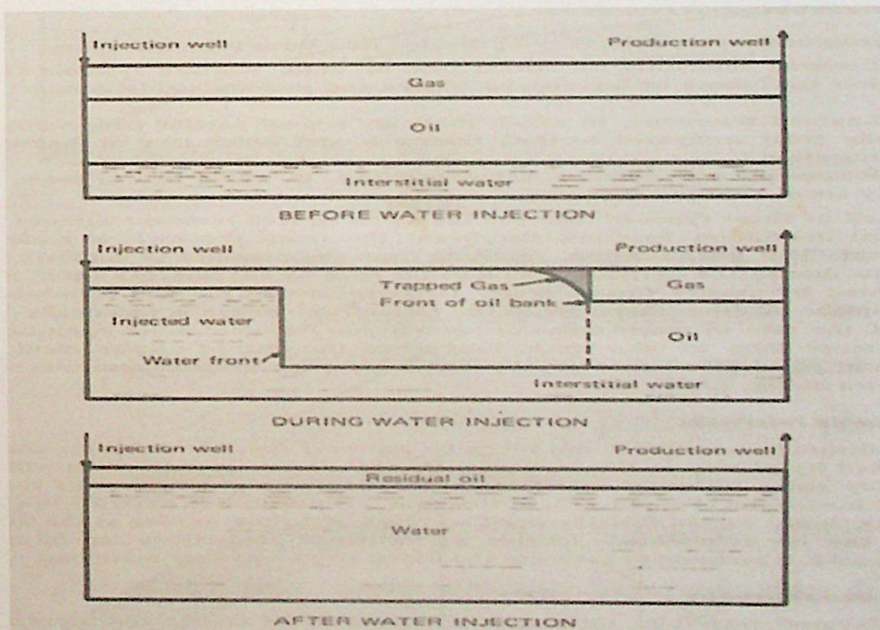
Produktivitas sumur tidak segera mengalami peningkatan pada saat *waterflooding* dimulai. Ada periode "*fill-up*" terlebih dahulu, dimana volume air hampir sama dengan volume gas

bebas (*free gas*) awal pada reservoir yang akan diinjeksi. Selama periode '*fill-up*', sejumlah massa gas akan diuraikan kembali, dan sisanya akan terproduksi pada sumur produksi.

Periode *fill-up* ini, dapat direpresentasikan *oil front* yang bergerak ke depan dan mengalir lebih cepat dibandingkan dengan *water front*. Di belakang *oil front*, terdapat sisa-sisa gas sebagai residu. Saat *oil front* telah berada di sumur produksi, ini menandakan bahwa periode *fill-up* telah berakhir.

Pada awal injeksi dimulai, akan terbentuk silindris air di setiap sumur injeksi, yang mana area pengairannya akan semakin meluas selama penginjeksian.

Di belakang *water front*, saturasi minyak akan terus menurun, dan partikel-partikel minyak akan ditangkap dalam aliran air, sampai saturasi minyak residu tercapai.



GAMBAR 3.4
TAHAPAN PERIODE INJEKSI ¹¹⁾

b. Heterogenous Reservoir.

Reservoir heterogen, terbagi menjadi tiga tipe, yaitu :

1. *Fissured* Reservoir.

Pada reservoir jenis ini, seringkali diasumsikan bahwa fluida disegregasikan oleh gravitasi ke dalam rekahan. Selama periode penginjeksian, akan terdapat peningkatan hubungan minyak/air di dalam rekahan.

2. *Layered* Reservoir.

Apabila tidak terdapat hubungan antar lapisan (*Interlayer communication*), maka kecepatan alir dari *water front* tergantung pada laju injeksi dan karakteristik lapisan.

Jika terdapat *interlayer communication*, akan terdapat zona transisi. Dimana pada zona transisi ini, fluida akan mengalir lebih cepat pada lapisan yang lebih permeabel.

3. Reservoir dengan Heterogenitas yang Berbeda.

III. 2. 3. Parameter-Parameter Dalam *Waterflooding*

III. 2. 3. 1. Perbandingan Mobilitas

Efisiensi perpindahan pada suatu proses pendesakan bervariasi terhadap jenis fluida dan sifat-sifat batuan. Oleh sebab itu, sulit untuk membandingkan kelakuan pendesakan jika parameter-parameter ini berubah.

Perbandingan mobilitas dinyatakan sebagai perbandingan antara mobilitas fasa pendesakan di belakang front terhadap mobilitas fasa yang terdesak di depan front, yang dinyatakan dengan :

$$M = \frac{\gamma_{pendesak}}{\gamma_{didesak}} \quad 1) \dots\dots\dots (1)$$

Untuk fluida pendesak air, maka persamaan menjadi :

$$M = \frac{\gamma_w}{\gamma_o} = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o} \quad 1) \dots\dots\dots (2)$$

III. 2. 3. 2. Efisiensi Perolehan

Daya efisiensi keseluruhan pendesakan injeksi dinyatakan dengan hubungan :

$$E_T = E_A \times E_V \times E_D \quad 2) \dots\dots\dots (3)$$

E_T merupakan efisiensi total yang menunjukkan banyaknya variasi teknik *waterflood* yang dapat dilakukan untuk meningkatkan perolehan minyak dengan modifikasi satu atau lebih dari tiap-tiap efisiensi.

Efisiensi penyapuan (E_A) merupakan efisiensi penyapuan yang dinyatakan sebagai perbandingan antara luas daerah yang tersapu di belakang front terhadap luas total unit pola injeksi.

Vertical sweep efficiency (E_V) menunjukkan daerah vertical yang kontak dengan injeksi. E_V merupakan fungsi keteherogenan vertical dan tingkat *gravity segregation* yang tergantung pada kemiringan dan permeabilitas vertical dan horizontal reservoir.

Displacement efficiency (E_D) menunjukkan bagian dari minyak yang bergerak di zona penyapuan

yang telah terdesak. E_D merupakan fungsi dari volume yang diinjeksi, viskositas fluida, dan kurva relatif batuan.

III. 2. 3. 3. Waktu Tembus Fluida

Waktu tembus fluida pendesak (*breakthrough time*) adalah waktu yang diperlukan oleh fluida pendesak pertama kali memasuki sumur produksi. Dalam hubungannya dengan perbandingan mobilitas, jika M lebih besar dari satu berarti fluida pendesak mendahului fluida yang didesak, maka waktu tembus fluida pendesak akan lebih cepat terjadi dan menyebabkan menurunnya jumlah minyak yang terproduksi.

III. 2. 4. Pola Injeksi

Menurut prinsipnya, pola penginjeksian diterapkan pada reservoir yang kemiringannya (*dip*) kecil dan area permukaannya yang luas. Dalam halnya untuk memastikan penyapuan dari sumur injeksi, terdistribusi antar sumur-sumur produksi. Ini dilakukan dengan mengubah sumur-sumur produksi menjadi sumur penginjeksi atau dengan membuat sumur-sumur injeksi baru.

Dalam melakukan pemilihan pola injeksi, ada beberapa faktor yang perlu dipertimbangkan. Faktor-faktor tersebut yaitu :

- a. Heterogenitas reservoir dan arah permeabilitasnya.
- b. Arah dari rekahan.
- c. Ketersediaan fluida injeksi.
- d. Lamanya masa injeksi yang diinginkan.

- e. Perolehan minyak maksimumnya.
- f. Jarak sumur, produktivitas, dan injektivitasnya.

Pada umumnya, didalam pemilihan pola injeksi yang sesuai dengan reservoir tergantung pada jumlah dan lokasi sumur-sumur yang telah ada. Pada beberapa kasus, sumur-sumur produksi dapat diubah menjadi sumur injeksi.

Secara umum, pola injeksi terbagi menjadi dua, yaitu :

- a. Pola normal.

Pada pola ini, sumur-sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi.

- b. Pola *Inverted*.

Pola ini merupakan kebalikan dari pola normal, dimana sumur injeksi dikelilingi oleh sumur-sumur produksi.

Pola injeksi yang biasanya digunakan, yaitu :

1. *Direct Line Drive*.

Arah dari sumur injeksi dan sumur produksi saling berlawanan, sistemnya dikarakteristikan oleh dua parameter berikut :

- 1) a = jarak antar sumur-sumur yang sejenis.
- 2) d = jarak antara sumur produksi dengan sumur injeksi.

2. *Staggered Line Drive*.

Pada pola ini, sumur-sumur yang sejenis berada dalam baris yang sama, akan tetapi antara sumur injeksi dan sumur produksinya berada pada arah yang saling berlawanan dengan posisi diagonal.

3. *Five-spot*.

Pola ini merupakan pola khusus dari pola *staggered line drive*, dimana $d/a = \frac{1}{2}$. Pada pola ini, sumur injeksi dikelilingi

oleh sumur-sumur produksi. Dimana posisi sumur-sumur produksi berada pada sudut-sudut sumur injeksi ($I/P = 1$).

4. *Seven-spot*.

Pada pola ini, sumur-sumur injeksi berada pada sudut-sudut hexagon dengan sumur produksi berada pada pusat hexagon. Pada pola ini, jumlah sumur injeksi lebih banyak dibandingkan dengan sumur produksinya ($I/P = 2$).

5. *Nine-spot*.

Pola ini hampir sama dengan pola *five-spot*, akan tetapi ada beberapa sumur tambahan yang berada diantara sumur-sumur injeksi yang berada pada sudut-sudut sumur produksi. Pada pola ini, jumlah sumur injeksi tiga kali lebih banyak dibandingkan sumur produksinya ($I/P = 3$).

Perubahan fungsi sumur produksi menjadi sumur injeksi, akan berpengaruh pada jumlah produksi minyak yang dihasilkan. Dimana kapasitas produksi dari lapangan akan berkurang. Keputusan untuk membuat sumur injeksi baru atau menggunakan sumur yang lama dilakukan dengan berdasarkan analisa ekonomi dengan ketentuan tidak dibatasi secara teknis.

III. 3. Perencanaan Operasi *Waterflooding*

Dalam membuat suatu perencanaan *waterflooding*, terlebih dahulu dilakukan studi pendahuluan. Pada studi pendahuluan, diperlukan data-data sebagai berikut :

- a. Sifat fisik batuan reservoir.
- b. Permeabilitas rata-rata dalam berbagai luasan reservoir.
- c. Data porositas dalam berbagai luasan reservoir.

- d. Heterogenitas reservoir.
- e. Sifat fluida reservoir. Distribusi saturasi air, baik sebelum injeksi maupun sesudah injeksi.
- f. Model geologi, yang meliputi stratigrafi dan struktur.
- g. Sejarah produksi dan tekanan.

Data tersebut diatas, digunakan dalam studi pendahuluan mengenai pelaksanaan *waterflood*, yang meliputi :

1. Perencanaan Air Injeksi
2. Simulasi reservoir.
3. Studi Laboratorium.
4. Pelaksanaan *Pilot Project*.
5. Monitoring pelaksanaan *Pilot Project*.
6. Resimulasi.
7. Evaluasi ekonomi.

Hasil dari studi pendahuluan untuk selanjutnya digunakan dan dijadikan acuan dalam perencanaan operasi *waterflood*. Perencanaan tersebut meliputi penentuan lokasi sumur injeksi dan sumur produksi, penentuan pola sumur (*pattern*) serta penentuan debit dan tekanan injeksi.

III. 3. 1. Penentuan Pola Injeksi.

Salah satu cara untuk meningkatkan faktor perolehan minyak adalah dengan membuat pola sumur injeksi-produksi, yang bertujuan untuk mendapatkan pola penyapuan yang seefisien mungkin. Tetapi kita harus tetap memegang prinsip bahwa sumur yang sudah ada sebelum injeksi harus dapat digunakan semaksimal mungkin pada waktu berlangsungnya injeksi nanti.

Pertimbangan-pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi tergantung pada:

- a. Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas ke arah lateral maupun ke arah vertikal.
- b. Struktur batuan reservoir meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran.
- c. Sumur-sumur yang sudah ada (lokasi dan penyebaran).
- d. Topografi.
- e. Ekonomi.

III. 3. 2. Penentuan Jumlah Air Yang Diinjeksi (*Water Injected*)

Banyaknya jumlah air yang diperlukan agar periode *fill up* tercapai, dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

Jika minyak telah berproduksi selama periode *fill up* :

$$W_{if} = \left(\frac{V_p \cdot S_{gi}}{B_w} \right) + \left(\frac{N_{pf} \cdot B_o}{B_w} \right) + W_{pf} \quad 11) \dots\dots\dots (4)$$

Jika minyak belum berproduksi selama periode *fill up* :

$$W_{if} = \frac{V_p \cdot S_{gi}}{B_w} \quad 11) \dots\dots\dots (5)$$

Dimana :

V_p = volume pori batuan, MBbl.

S_{gi} = saturasi gas awal, fraksi

B_w = faktor volume formasi air formasi, bbl/bbl.

B_o = faktor volume formasi minyak, bbl/stb.

N_{pf} = jumlah minyak yang terproduksi selama *fill up*, bpd.

W_{pf} = jumlah air yang terproduksi selama *fill up*, MBbl.

III. 3. 3. Penentuan Debit dan Tekanan Injeksi

Debit injeksi yang akan ditentukan di sini adalah untuk sumur-sumur dengan pola tertutup dengan anggapan bahwa *mobility ratio* (M) sama dengan satu. Besarnya debit injeksi tergantung pada perbedaan tekanan injeksi di dasar sumur dan tekanan reservoirnya. Bentuk persamaan dikembangkan dari persamaan Darcy sesuai dengan pola sumur injeksi-produksi, sebagai berikut :

1. Pola *direct line drive* ($d/a \geq 1$),

$$i = \frac{3,541 k_w (\Delta P \times 10^{-3})}{\mu_w \left[\ln \left(\frac{a}{r_w} \right) + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right]} \quad 4) \dots\dots\dots (6)$$

2. Pola *staggered line drive* ($d/a \geq 1$),

$$i = \frac{3,541 k_w h (\Delta P \times 10^{-3})}{\mu_w \left[\ln \left(\frac{a}{r_w} \right) + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right]} \quad 4) \dots\dots\dots (7)$$

3. Pola *five spot* ($d/a = 0,5$),

$$i = \frac{3,541 k_w h (\Delta P \times 10^{-3})}{\mu_w \left[\ln \left(\frac{d}{r_w} \right) - 0,619 \right]} \quad 4) \dots\dots\dots (8)$$

4. Pola *seven spot*,

$$i = \frac{4,72 k_w h (\Delta P \times 10^{-3})}{\mu_w \left[\ln \left(\frac{d}{r_w} \right) - 0,619 \right]} \quad 4) \dots\dots\dots (9)$$

III. 4. Estimasi Kinerja *Waterflooding*

III. 4. 1. Perhitungan *Oil recovery*

Tujuan utama dari melakukan perhitungan *oil recovery* adalah untuk menghasilkan kurva kemampuan di bawah kondisi



water-injector. Kurva kemampuan ini didefinisikan sebagai hubungan perhitungan *oil recovery* dengan waktu. Perhitungan *Oil recovery* dibagi menjadi 2, Sebelum Penerobosan Air dan Sesudah Penerobosan Air. Persamaan umum untuk menghitung produksi minyak kumulatif adalah

$$N_p = N_s E_D E_A E_V \quad 2) \dots\dots\dots (10)$$

Dimana

N_p = Produksi Kumulatif Minyak, STB

N_s = Banyaknya Minyak di Tempat ketika Flood, STB

E_D = *displacement efficiency*

E_A = *areal sweep efficiency*

E_V = *vertical sweep efficiency*

Dengan

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad 2) \dots\dots\dots (11)$$

Karena perhitungan *oil recovery* ini dalam hal penerobosan maka persamaan (8) menjadi

$$E_{DBT} = \frac{\bar{S}_{wBT} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad 2) \dots\dots\dots (12)$$

Dimana

E_{DBT} = *Displacement Efficiency* pada Penerobosan

S_{wBT} = Saturasi Air Rata-rata pada Penerobosan

S_{wi} = Saturasi Air Awal saat dimulainya Flood

Sehingga

$$(N_p)_{BT} = N_s E_{DBT} E_{ABT} E_{VBT} \quad 2) \dots\dots\dots (13)$$

Dengan asumsi $E_{\Delta BT}$ dan E_{VBT} 100 %

Maka menjadi

$$(N_p)_{BT} = N_S E_{DBT} \quad 2) \dots\dots\dots (14)$$

III. 4. 2. Metode Peramalan Kinerja *Waterflooding* Dengan Metode Buckley-Leveret-Welge

Dalam melakukan estimasi kinerja dari *waterflooding*, digunakan metode Buckley-Leveret-Welge.

Metode yang dibicarakan disini hanya berlaku untuk pola pendesakan linier, sehingga pola injeksi-produksi di reservoir harus dibagi atas beberapa sistem linier. Batasan metode ini adalah :

- a. Terjadi *front* pendesak, di mana minyak mengalir di depan *front*. Air dan minyak mengalir di belakang *front*.
- b. Reservoir merupakan lapisan tunggal yang homogen dan luas bidang aliran (*cross-sectional area*) tetap.
- c. Terjadi aliran linier yang mantap (*steady state*). Hukum Darcy berlaku dimana laju injeksi = laju produksi.
- d. Tidak ada saturasi gas di belakang *front* pendesak.
- e. *Fractional flow* fluida pendesak dan yang didesak setelah *breakthrough* (air injeksi mulai terproduksi, tercermin dari lompatan harga *WOR*) merupakan fungsi *M* (*mobility ratio*).

Dengan anggapan bahwa tekanan kapiler diabaikan dan tidak ada efek gravitasi serta lapisan horizontal, maka persamaan *fractional flow* dapat dituliskan sebagai berikut :

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_{ro} \cdot \mu_w}{k_{rw} \cdot \mu_o} \right)} \quad 1) \dots\dots\dots (15)$$

Dalam mengestimasi klerja dari operasi *waterflooding* ini, metode Buckley-Leveret membagi tahapan *waterflooding* ini menjadi tiga tahapan. Tahapan-tahapan *waterflooding* tersebut adalah sebagai berikut :

1. Tahapan *Fill Up*.
2. Tahapan *Fill Up – Breakthrough (Breakthrough)*.
3. Tahapan *Breakthrough – Flood Out (After Breakthrough)*.

III. 4. 2. 1. Tahapan *Fill Up*

Pada tahapan ini, air yang diinjeksikan mulai mengisi pori-pori batuan yang telah ditinggalkan oleh gas (*free gas*). Pada tahapan *fill up* ini, banyaknya jumlah air yang perlu diinjeksikan (W_{if}) untuk mengisi saturasi gas pada *swept* dan *unswept region* dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$W_{if} = V_p [E_{Abt}(S_{gi} - S_{grs}) + (1 - E_{Abt})(S_{gi} - S_{gru})] \quad \text{)....(16)}$$

Dimana :

E_{Abt} = areal sweep efficiency saat *breakthrough*.

V_p = Volume pori (RB)

S_{grs} = saturasi gas residual pada daerah yang tersapu (*swept region*)

S_{gru} = saturasi gas residual pada daerah yang tidak tersapu (*unswept region*)

Untuk menentukan banyaknya volume air yang dibutuhkan pada periode *fill up* pada *unswept region*

dapat menggunakan persamaan berikut :

$$V_{fu} = V_p (1 - E_{Abt}) (S_{gi} - S_{gru}) \quad \text{)} \dots (17)$$

Waktu yang diperlukan untuk mencapai *fill up* ini, dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$\Delta t_f = \frac{W_{gf}}{i_w} \quad \text{)} \dots (18)$$

III. 4. 2. 2. Tahapan Fill Up – Breakthrough

Pada tahapan ini, fluida pendesak (air) mulai menembus pori-pori batuan. Pada tahap *Breakthrough* ini, minyak didesak oleh air yang menembus melalui pori-pori batuan. Jumlah minyak yang diperoleh pada tahapan ini, dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

- a) Jika minyak yang didesak mengisi volume gas pada *unswept region*.

$$Np_{bt} = \frac{\Delta W_{ibt}}{B_o} \quad \text{)} \dots (19)$$

- b) Jika air injeksi yang mengisi volume gas pada *unswept region*.

$$Np_{bt} = \frac{\Delta W_{ibt} + V_{fu}}{B_o} \quad \text{)} \dots (20)$$

Besarnya *recovery factor* (RF) pada saat *Breakthrough* ini adalah :

$$RF_{bt} = \frac{Np_{bt}}{OIP} \quad \text{)} \dots (21)$$

Banyaknya jumlah air yang diinjeksikan sampai mencapai tahap *Breakthrough* ini, dapat dihitung

dengan persamaan berikut :

- a) Jika minyak yang didesak mengisi volume gas pada *unswept region*.

$$W_{i_{bt}} = Vp [E_{Abt} (\bar{S}_{w_{bt}} - S_{wi})] \quad \text{)} \dots\dots (22)$$

- b) Jika air injeksi yang mengisi volume gas pada *unswept region*.

$$W_{i_{bt}} = Vp [E_{Abt} (\bar{S}_{w_{bt}} - S_{wi})] + V_{fu} \quad \text{)} \dots\dots (23)$$

Sedangkan jumlah air yang diinjeksikan dari tahap *fill up* sampai dengan *breakthrough* adalah :

$$\Delta W_{i_{bt}} = W_{i_{bt}} - W_{i_f} \quad \text{)} \dots\dots (24)$$

Dan waktu yang diperlukan agar mencapai *breakthrough* ini adalah :

$$\Delta t_{bt} = \frac{\Delta W_{i_{bt}}}{i_w} \quad \text{)} \dots\dots (25)$$

Besarnya laju alir minyaknya (*oil flow rate*) adalah :

$$q_o = \frac{i_w}{B_o} \quad \text{)} \dots\dots (26)$$

III. 4. 2. 3. Tahapan *After Breakthrough*

Tahapan ini, merupakan tahapan dimana minyak mengalami pendesakan oleh air. Adanya pendesakan minyak oleh air ini secara berkelanjutan (*continue*), akan menyebabkan produksi minyak akan meningkat.

Besarnya volume air yang diinjeksi (Q_{in}), dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut

$$Q_{in} = \left(\frac{1}{f'_{wn}} \right) E_{Abt} \quad \text{)} \dots\dots (27)$$

Untuk menghitung jumlah kenaikan air yang diinjeksi (ΔQ_{in}) dan waktu yang dibutuhkan (Δt_n), dapat digunakan persamaan berikut :

$$\Delta Q_{in} = Q_{in} - Q_{in-1} \quad \text{)} \dots (28)$$

$$\Delta t_n = \frac{Vp \cdot \Delta Q_{in}}{i_w} \quad \text{)} \dots (29)$$

Nilai saturasi air rata-rata setelah *breakthrough* (\bar{S}_{w_n}), dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\bar{S}_{w_n} = S_{w_n} + \frac{Q_{in}}{E_{Abt}} (1 - f_{wn}) \quad \text{)} \dots (30)$$

Dimana nilai S_{w_n} , dihitung dengan persamaan berikut :

$$\Delta S_w = \frac{S_{w_{max}} - S_{w_f}}{N} \quad \text{)} \dots (31)$$

$$S_{w_n} = S_{w_{n-1}} + \Delta S_w \quad \text{)} \dots (32)$$

Besarnya jumlah minyak yang terproduksi pada tahapan ini dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

a) Jika minyak yang didesak mengisi volume gas pada *unswept region*.

$$Np_n = \frac{\{Vp \cdot E_{Abt} [Soi - (1 - \bar{S}_{w_n} - S_{grs})] - V_{fu}\}}{Bo} \quad \text{)} \dots (33)$$

b) Jika air injeksi yang mengisi volume gas pada *unswept region*.

$$Np_n = \frac{\{Vp \cdot E_{Abt} [Soi - (1 - \bar{S}_{w_n} - S_{grs})]\}}{Bo} \quad \text{)} \dots (34)$$

Nilai RF pada tahapan ini dapat dihitung dengan persamaan :

$$RF_n = \frac{Np_n}{OIP} \quad \eta \dots (35)$$

Besarnya nilai laju alir produksi minyak (q_o) dan air (q_w) serta *Water Oil Ratio* (WOR) dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$q_{on} = \frac{Np_n - Np_{n-1}}{\Delta t_n} \quad \eta \dots (36)$$

$$q_{wn} = \frac{i_w \cdot B_w - q_{on} \cdot B_o}{B_w} \quad \eta \dots (37)$$

$$WOR_{sn} = \frac{q_{wn}}{q_{on}} \quad \eta \dots (38)$$

III.5 Perhitungan Decline Curve

Metode *Decline Curve* adalah salah satu metode yang dapat digunakan untuk menghitung sisa cadangan minyak atau gas dari suatu reservoir yang telah mengalami penurunan produksi dan tidak mengalami perubahan pada metode produksinya, juga dapat dipakai untuk memperkirakan besarnya produksi pada waktu tertentu, serta sebagai bahan analisa untuk pengembangan lapangan.

Penggunaan metode *Decline Curve* akan memerlukan data-data produksi, baik data produksi per sumur ataupun produksi kumulatif per reservoir, sepanjang masa produksi reservoir tersebut. Analisa *decline curve* hanya dapat digunakan sepanjang kondisi mekanisme dan drainage reservoirnya tetap konstan dalam sumur dan diproduksi pada kapasitasnya (Gambar 3.5)

Atau tidak terpengaruh oleh faktor-faktor :

- Perubahan kondisi operasi produksi
- Kerusakan sumur (damage)
- Kegagalan atau kerusakan peralatan

Pada umumnya dua jenis kurva penurunan produksi yang dikenal : *Exponential Decline Curve* dan *Hyperbolic Decline Curve*. Pada perhitungan digunakan *Exponential Decline Curve*.

8)

$$q = q_0 e^{-\frac{(t-t_0)}{k}} \quad \dots\dots (39)$$

Dimana q adalah laju aliran saat t, q₀ adalah laju aliran konstan sebelum terjadi penurunan dan k adalah parameter yang menggambarkan laju penurunan. (Makin rendah nilai k, maka makin tajam kurva penurunannya).

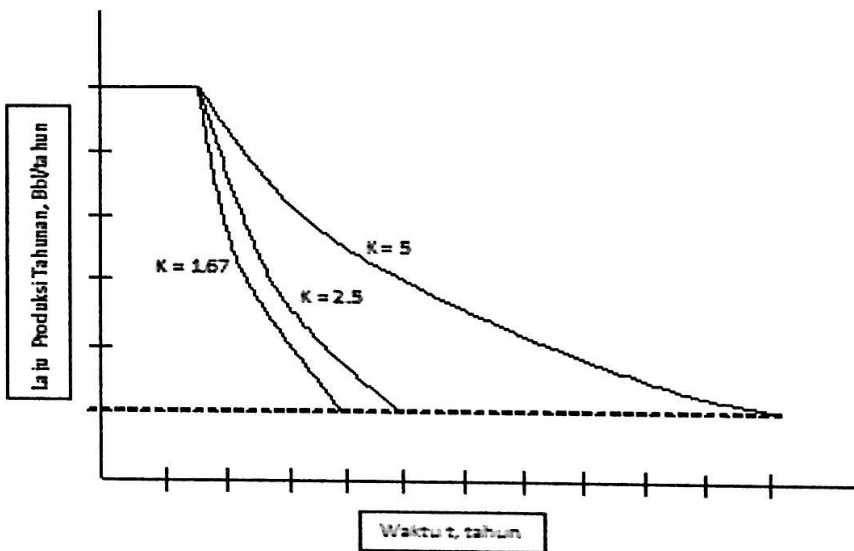
Kita juga dapat menentukan kumulatif aliran dari t₀ dengan persamaan :

8)

$$Q(t) = Q(t_0) + \int_{t_0}^t q_0 e^{-\frac{t-t_0}{k}} dt \quad \dots\dots (40)$$

$$= Q(t_0) + q_0 k [1 - e^{-\frac{(t-t_0)}{k}}]$$

Dimana Q(t) adalah kumulatif aliran air saat t.



GAMBAR 3.5

KURVA EXPONENTIAL DECLINE UNTUK k = 1,67 ; 2,5 DAN 5 ⁸⁾

III.6 *Estimated Total Recovery*

Estimated Total Recovery atau biasa juga disebut *Estimated Ultimate Recovery* merupakan total kumulatif minyak yang sudah terproduksi ditambah dengan kumulatif minyak perkiraan. *Total recovery* dihitung untuk menentukan *recovery factor* total sampai produksi tertentu.

8)

$$\boxed{\text{Total Recovery} = N_p + N_{p1}} \quad \dots\dots (41)$$

N_p = Kumulatif total minyak aktual

N_{p1} = Kumulatif perkiraan produksi

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

IV. 1. Data-Data Lapangan

Dalam melakukan penelitian Tugas Akhir ini, lapangan yang dijadikan lokasi penelitian yaitu lapangan X. Sumur yang digunakan yaitu sumur injeksi X-2 dan sumur produksi X-1. Dimana pada sumur produksi X-1, lapisan yang berproduksi yaitu lapisan AB. Dalam melakukan penelitian Tugas Akhir ini, data-data lapangan yang digunakan berupa data-data reservoir, data-data sifat fisik fluida, dan data-data operasional.

Data-data reservoir yang digunakan, merupakan data yang didapatkan dari hasil analisa core. Data-data reservoir yang digunakan adalah sebagai berikut :

- a. Luas Area Pola Injeksi (A) = 205,68 Acre
- b. Porositas (Φ) = 17,98 %
- c. Tekanan Reservoir awal = 1377 psi
- d. Tekanan Reservoir (P_{res}) = 1300 psi
- e. Volume Bulk (Vb) = 6748.36 Acre Feet
- f. Tekanan Bubble Point (P_B) = 1014 psi
- g. Temperatur Reservoir (T_{res}) = 217,4°F

Data-data sifat fisik fluida yang digunakan, merupakan data-data yang didapatkan dari hasil analisa PVT. Data-data yang digunakan adalah sebagai berikut :

- a. Viskositas Minyak (μ_o) = 1,016 cp
- b. Viskositas Air (μ_w) = 0,59 cp
- c. Faktor Volume Formasi Minyak Awal (B_{oi}) = 1,2 bbl/STB
- d. Faktor Volume Formasi Minyak (B_o) = 1,126 bbl/STB
- e. Faktor Volume Formasi Air Formasi (B_w) = 1,0379 Bbl/STB
- f. Specific Gravity Minyak (SG_{oil}) = 0,8568
- g. Saturasi Air Awal (S_{wi}) = 39,06 %
- h. Saturasi Minyak Residu (S_{or}) = 21.8%
- i. Saturasi Minyak Awal (S_{oi}) = 39,12 %
- j. $K_{ro}@S_{wc}$ = 0.9726 mD
- k. $K_{rw}@S_{or}$ = 0,177 mD
- l. Tebal Reservoir (h) = 32.81 feet

Sedangkan data-data operasional yang digunakan, adalah sebagai berikut :

- a. Laju Injeksi (i_w) = 3254 bwpd
- b. Jarak Sumur Injeksi – Produksi (d) = 1321,127 ft
- c. *Areal Swept Efficiency* (E_{Abt}) = 0,866

Adapun data distribusi saturasi terhadap permeabilitas relatifnya adalah :

TABEL IV.1

DATA DISTRIBUSI SATURASI TERHADAP PERMEABILITAS RELATIF

Sw^*	krw^*	kro^*
0.39	0.009873	0.9726
0.43	0.067743	0.644988
0.47	0.103293	0.410734
0.51	0.122936	0.250839
0.55	0.131587	0.148034
0.59	0.133338	0.086788
0.63	0.132202	0.053304
0.66	0.132946	0.035522
0.70	0.141989	0.023115
0.74	0.168382	0.007493

IV. 2. Perhitungan Cadangan Minyak Dan Recovery Factor awal

Pada lapangan X ini, terdapat dua belas lapisan yang diproduksi minyaknya yaitu lapisan a0,a1, A, B, C, D, E, F, G,H, K1 dan L1. Salah satu lapisan yang diproduksi yaitu lapisan A&B , dimana lapisan A&B ini mempunyai ketebalan 32,81 ft. Lapisan ini mempunyai nilai porositas sebesar 17,98% .

Berdasarkan dari hasil analisa core, diketahui bahwa lapisan ini mempunyai volume bulk (V_b) yang cukup besar. Dan dari hasil analisa PVT, lapisan ini mempunyai nilai faktor volume formasi minyak awal (B_{oi}) yang cukup besar.

Dalam menentukan besarnya jumlah cadangan minyak yang ada, digunakan metode volumetrik. Metode volumetris digunakan untuk memperkirakan besarnya cadangan reservoir pada suatu lapangan minyak atau gas baru, dimana data-data yang tersedia belum lengkap.

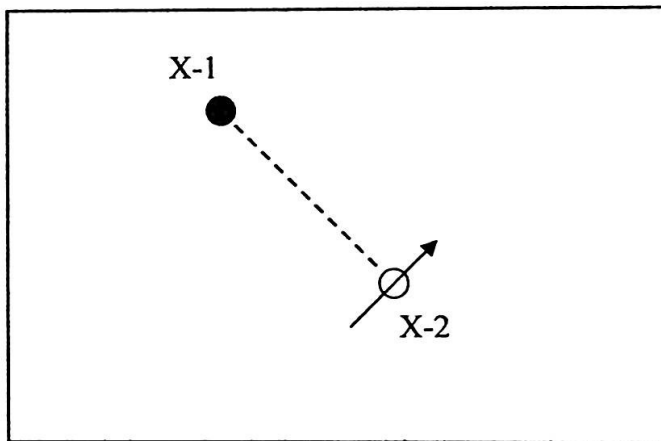
Dari hasil perhitungan cadangan dengan metode volumetric secara teoritis (Lampiran I), didapatkan besarnya cadangan awal minyak di tempat (*Original Oil In Place*) yang terdapat pada sumur X lapisan AB yaitu sebesar 4780,341 MSTB.

Berdasarkan data kumulatif produksi (N_p) untuk sumur X, besarnya nilai kumulatif produksi minyak sampai dengan 1 Juni 2011, sebesar 1933,505 MSTB (Lampiran B).

Berdasarkan besarnya nilai cadangan awal minyak di tempat (OOIP) dan kumulatif produksinya, maka besarnya nilai *recovery factor* (RF) yang didapatkan yaitu sebesar 40,4 % (Lampiran I).Jumlah cadangan sisa pada sumur ini masih cukup besar.Sumur X masih ekonomis untuk di produksi.

IV.3. Perhitungan Estimasi Kinerja *Waterflooding* Dengan Metode Buckley-Leveret Pada Sumur X

Dalam pelaksanaan *waterflooding* ini, digunakan pola injeksi *direct line drive pattern*. Dimana, pada pola ini terdapat 1 sumur injeksi dan 1 sumur produksi. Sumur injeksi yang dipilih pada Tugas Akhir ini yaitu sumur injeksi X-2 (TTB #62), dan sumur produksi yang dipilih yaitu sumur produksi X-1 (TTB#34).



GAMBAR 4.1

ILUSTRASI *DIRECT LINE DRIVE PATTERN*

Dalam melakukan estimasi kinerja dari operasi *waterflooding* dengan pola *direct line drive*, pada metode Buckley-Leveret ini dibagi menjadi 3 tahapan. Tahapan pertama adalah tahap *fill up*, tahapan kedua adalah *fill up – breakthrough*, dan tahapan terakhir adalah setelah *breakthrough* (*after breakthrough*).

Sebelumnya melakukan estimasi kinerja operasi *waterflooding* ini, terlebih dahulu kita menentukan rasio mobilitas (M) dari fluida. Hal ini diperlukan untuk mengetahui apakah air akan mendahului minyak atau tidak.

$$M = \frac{\gamma_w}{\gamma_o} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}$$

$$M = \frac{0,177/0,59}{0,9726/1,016}$$

$$M = \frac{0,3}{0,957}$$

$$M = 0,313$$

IV. 3. 1. Tahapan *Fill up*

Pada tahapan ini, besarnya nilai rate injeksi (i_w) pada sumur injeksi X-2 ini sebesar 3254 bbl/day. Besarnya nilai volume pori (V_p) dan cadangan minyak ditempat (*Oil In Place*) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} V_p &= 7758 \cdot A \cdot h \cdot \Phi \\ &= 7758 \times 205,68 \times 32,81 \times 0,1798 \\ &= 9.413.210,199 \text{ STB} \end{aligned}$$

$$OIP = \frac{V_p \cdot S_{oi}}{B_o}$$

$$OIP = \frac{9.413.210,199 \times 0,3912}{1,126}$$

$$OIP = 3.270.379,955 \text{ STB}$$

Hasil perhitungan *fractional flow* pada berbagai harga S_w adalah sebagai berikut :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{k_{ro}}{k_{rw}}}$$

TABEL IV.2
HASIL PERHITUNGAN FRACTIONAL FLOW

Sw	krw	kro	Fw
0.39	0.009873	0.9726	0.017
0.43	0.067743	0.644988	0.153
0.47	0.103293	0.410734	0.302
0.51	0.122936	0.250839	0.458
0.55	0.131587	0.148034	0.605
0.59	0.133338	0.086788	0.726
0.63	0.132202	0.053304	0.810
0.66	0.132946	0.035522	0.866
0.70	0.141989	0.023115	0.914
0.74	0.168382	0.007493	0.975

Dari grafik Sw vs f_w (Lampiran D), didapatkan nilai fractional flow pada front (f_{wf}) adalah 0,59. Sehingga nilai saturasi air awal (S_{wi}) adalah 0,3906 dan Saturasi air pada front (S_{wf}) adalah 0,54.

Jumlah air yang diperlukan dalam proses penginjeksian selama tahapan *fill up* (W_{if}) ini dengan mengasumsikan nilai S_{gru} = 0 dan S_{grs} = 0,03, adalah :

$$W_{if} = Vp [E_{Abt} (S_{gi} - S_{grs}) + (1 - E_{Abt}) (S_{gi} - S_{gru})]$$

$$W_{if} = 9.413.210,199 [0,866(0,22 - 0,03) + (1 - 0,866)(0,22 - 0)]$$

$$W_{if} = 1.826.189,169 \text{ STB}$$

Sedangkan besarnya volume *fill up* adalah :

$$V_{fu} = Vp (1 - E_{Abt}) \times (S_{gi} - S_{gru})$$

$$= 9.413.210,199 \times (1 - 0,866) \times (0,22 - 0)$$

$$= 276.314,365 \text{ STB}$$

Lamanya waktu penginjeksian pada tahapan ini adalah :

$$t_f = \frac{W_{if}}{i_w}$$

$$t_f = \frac{1.826.189,169}{3254}$$

$$= 561 \text{ hari}$$

IV. 3. 2. Tahapan *Fill up – Breakthrough (Breakthrough)*

Pada tahapan *breakthrough* ini, dengan mengasumsikan bahwa minyak yang didesak mengisi pori-pori gas pada *unswept region*, maka banyaknya jumlah air diinjeksi sampai tahap *breakthrough* (W_{ibt}) ini yakni :

$$W_{ibt} = V_p \times (E_{Abt} (S_{wbt} - S_{wi}))$$

$$= 9.413.210,199 \times (0,866 (0,66 - 0,3906))$$

$$= 2.197.559,328 \text{ STB}$$

Sehingga jumlah air yang diinjeksikan dari tahap *fill up* sampai dengan *breakthrough* adalah

$$\Delta W_{ibt} = W_{ibt} - W_{if}$$

$$= 2.197.559,328 \text{ STB} - 1.826.189,169 \text{ STB}$$

$$= 371.370,1585 \text{ STB}$$

Lamanya waktu penginjeksian dari tahap *fill up* sampai dengan *breakthrough* :

$$\Delta t_{bt} = \frac{\Delta W_{ibt}}{i_w}$$

$$\Delta t_{bt} = \frac{371.370,1585}{3254} = 114 \text{ hari}$$

Besarnya perolehan minyak kumulatif pada saat *breakthrough* ini adalah :

$$Np_{bt} = \frac{\Delta W i_{bt}}{Bo}$$

$$Np_{bt} = \frac{371.370,1585}{1,126} = 329.813,6399 \text{ STB}$$

Sehingga besarnya RF pada saat *breakthrough* adalah :

$$RF_{bt} = \frac{Np_{bt}}{OIP}$$

$$RF_{bt} = \frac{329.813,6399}{3.270.379,955} = 0,1008$$

Besarnya laju alir minyak (q_o) pada saat *breakthrough* ini sebesar

$$q_o = \frac{i_w}{Bo}$$

$$q_o = \frac{3254}{1,126} = 2889,8756 \text{ STB/day}$$

IV. 3. 3. Tahapan After *Breakthrough*

Tahapan perhitungan estimasi kinerja *after breakthrough* ini adalah sebagai berikut :

1. Perhitungan nilai distribusi saturasi airnya (ΔSw), yaitu :

Panjang range (N) yang diambil adalah 10.

$$\Delta Sw = \frac{Sw_{\max} - Sw_f}{N}$$

$$\Delta Sw = \frac{0,74 - 0,54}{10} = 0,02$$

Sehingga untuk nilai saturasi air (Sw_n) lainnya adalah :

$$Sw_n = Sw_{n-1} + \Delta Sw$$

$$Sw_1 = Sw_f + 0,02$$

$$= 0,54 + 0,02$$

$$= 0,56$$

$$Sw_2 = Sw_1 + 0,02$$

$$= 0,56 + 0,02$$

$$= 0,58$$

Hasil perhitungan Sw_n dapat dilihat pada (Tabel IV.3).

2. Membuat grafik f_w vs Sw_n , dengan berdasarkan nilai f_w dan $Sw_f - Sw_{max}$. Berikut grafik f_w vs Sw (*after breakthrough*).

Berdasarkan grafik f_w vs Sw *after breakthrough* dibawah, didapatkan persamaan linier adalah :

$$f_{wn} = -61,23x^3 + 94,81x^2 - 40,74x + 4,005$$

$$f'_{wn} = \left(\frac{df_w}{dSw} \right) = -183,69x^2 + 189,62x - 40,74$$

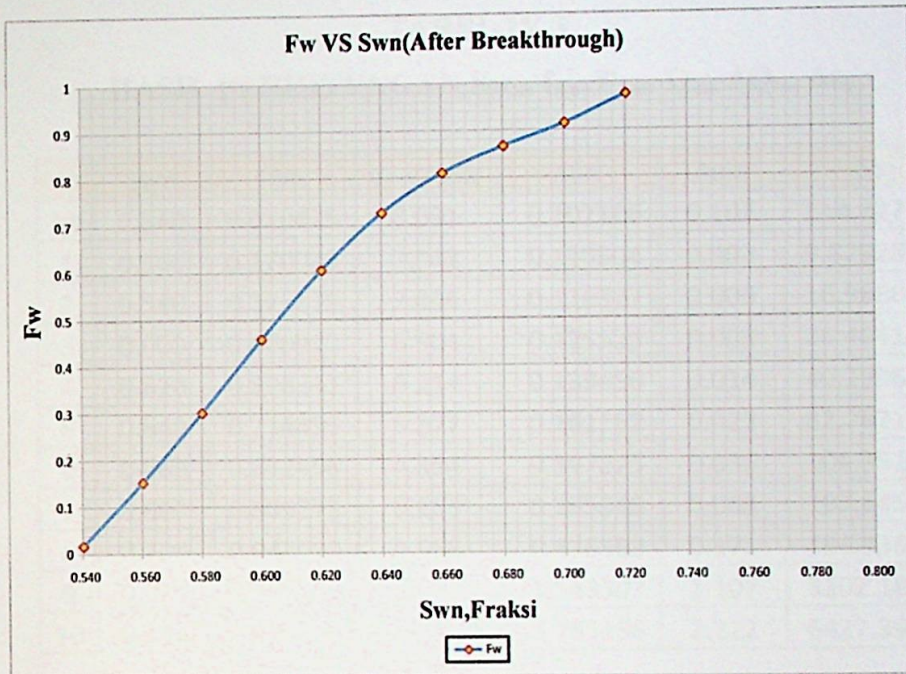
Hasil perhitungan f_{wn} dan f'_{wn} dapat dilihat pada (Tabel IV.3).

3. Perhitungan Q_{in} untuk setiap nilai f'_{wn} adalah :

$$Q_{in} = \left(\frac{1}{f'_{wn}} \right) E_{Abt}$$

$$Q_{in} = \frac{0,866}{8,091} = 0,1071$$

Hasil perhitungan Q_{in} untuk setiap nilai f'_{wn} , dapat dilihat pada (Tabel IV.3).



GAMBAR 4.2

GRAFIK Fw vs Swn AFTER BREAKTHROUGH

4. Menghitung jumlah kenaikan volume air yang diinjeksi (ΔQ_{in}) dan waktu (Δt_n).

$$\begin{aligned}\Delta Q_{in} &= Q_{in} - Q_{in-1} \\ &= 0,1071 - 0 \\ &= 0,1071\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta Q_{in-1} &= Q_{in-1} - Q_{in} \\ &= 0,1105 - 0,1071 \\ &= 0,003\end{aligned}$$

$$\Delta t_n = \frac{Vp \cdot \Delta Q_m}{i_w}$$

$$\Delta t_{n1} = \frac{9.413.210 \times 0,003398}{3254} = 9,829 \text{ hari}$$

Hasil perhitungan ΔQ_{in} dan Δt_n dapat dilihat pada (Tabel IV.3).

TABEL IV.3
HASIL PERHITUNGAN S_{wn} , f_{wn} , F_{wn} , Q_{in} , ΔQ_{in} , Δt_n

N	S_{wn}	F_{wn}	dF_w/dS_w	Q_{in}	Δq_{in}	Δt_n
bt	0.540	0.010475	8.091	0.107106	0.107	114.127276
1	0.560	0.170048	7.842	0.110504	0.003	9.82928566
2	0.580	0.323176	7.446	0.116377	0.006	16.9886676
3	0.600	0.466920	6.904	0.125525	0.009	26.4641086
4	0.620	0.598341	6.214	0.139456	0.014	40.2996282
5	0.640	0.714499	5.377	0.161152	0.022	62.7621716
6	0.660	0.812456	4.394	0.197225	0.036	104.352594
7	0.680	0.889273	3.263	0.265548	0.068	197.645196
8	0.700	0.942010	1.986	0.436363	0.171	494.136696
9	0.720	0.967729	0.562	1.543307	1.107	3202.18179
10	0.740	0.970000	0.230	3.765156	2.222	6427.39021

5. Perhitungan nilai saturasi air rata-rata (\hat{S}_{wn}) :

$$\bar{S}_{w_1} = S_{w_1} + Q_{in}(1 - f_{wn})$$

$$\bar{S}_{w_1} = 0,56 + 0,110504(1 - (0,170048)) = 0,653$$

Hasil perhitungan \hat{S}_{wn} dapat dilihat pada (Tabel IV.4).

6. Perhitungan kumulatif produksi minyak dengan mengasumsikan bahwa pori-pori batuan pada *unswept region* diisi oleh minyak.

$$Np_1 = \frac{\{V_p \cdot E_{Abt} [S_{oi} - (1 - \bar{S}_{wn} - S_{grs})] - V_{fu}\}}{Bo}$$

$$Np_1 = \frac{9.413.210,199 \times 0,866 [0,3912 - (1 - 0,653 - 0,03)] - 276.314,365}{1,126}$$

$$= 356.143,847 \text{ STB}$$

Besar Recovery Factor (RF) adalah :

$$RF = \frac{Np_1}{OIP}$$

$$RF = \frac{356.143,847}{3.270.379,955} = 0,109$$

Hasil perhitungan Np_n dan RF dapat dilihat pada (Tabel IV.4).

7. Perhitungan laju alir produksi minyak (q_{on}) dan air (q_{wn}), serta WOR nya adalah :

$$q_{oi} = \frac{Np_1 - Np_{hi}}{\Delta t_n}$$

$$q_{oi} = \frac{356.143,847 - 329.813,64}{9,829} = 2678,751 \text{ Bbl/day}$$

$$q_{wi} = \frac{i_w \cdot Bw - q_{oi} \cdot Bo}{Bw}$$

$$q_{wi} = \frac{3254 \times 1,0379 - 2678,751 \times 1,126}{1,0379} = 347,869 \text{ Bbl / day}$$

Hasil perhitungan q_{on} dan q_{wn} dapat dilihat pada (Tabel IV.4).

TABEL IV.4
HASIL PERHITUNGAN \hat{S}_{w_n} , N_{p_n} , RF, q_{on} , q_{wn}

N	S_{w_n}	N_{p_n} (STB)	RF (%OIP)	q_{on} (STB/day)	q_{wn} (STB/day)	t(day)
bt	0.646	329813.640	0.101	-	-	675.000
1	0.653	356143.847	0.109	2678.751	347.869	684.829
2	0.659	406910.532	0.124	2988.268	12.079	701.818
3	0.667	473378.367	0.145	2511.622	529.184	728.282
4	0.676	547600.693	0.167	1841.762	1255.904	768.582
5	0.686	629134.349	0.192	1299.089	1844.640	831.344
6	0.697	718695.475	0.220	858.255	2322.894	935.696
7	0.709	819967.979	0.251	512.395	2698.111	1133.342
8	0.725	949678.650	0.290	262.500	2969.219	1627.478
9	0.770	1312671.098	0.401	113.358	3131.020	4829.660
10	0.853	1990949.701	0.609	105.529	3139.513	11257.050

IV.4. Perhitungan *Total Recovery Factor* tanpa *Waterflooding*

Berbeda halnya dengan perhitungan total recovery dengan menggunakan waterflood, perhitungan total recovery factor tanpa waterflood cukup hanya dengan mengetahui jumlah *remaining reserve*-nya saja. Perhitungan cadangan minyak sisa (*remaining reserve*) sumur X tanpa waterflood menggunakan metode *Decline Curve Analysis* ($q = q_0 e^{-(t-t_0)^k}$) sehingga didapatkan sisa cadangan (*remaining reserve*) yang dapat diambil.

$$q = q_0 e^{-(t-t_0)^k}$$

dimana :

q = produksi saat waktu t

q_0 = produksi 1 tahun sebelumnya

k = parameter laju penurunan (*decline*)

Hasil perhitungan selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran G.

Berdasarkan perhitungan peramalan produksi tanpa waterflooding dengan menggunakan *Decline Curve Analysis* dihasilkan *remaining reserve*

yang dapat diambil sebesar 144.325,102 BBL. Setelah didapatkan remaining reserve hasil dari perhitungan *decline curve*, kemudian dapat dihitung total recovery factor (*non-waterflooding*) dengan persamaan :

Total *recovery factor* : kumulatif produksi aktual + *remaining reserve* yang dapat diambil (Lampiran I).

IV.5. Hasil Prediksi Peningkatan Produksi Minyak

Setelah dilakukan perhitungan prediksi kumulatif minyak baik perhitungan dengan *waterflood* (Lampiran F) dan *non-waterflood* (Lampiran G). Didapatkan total *Recovery Factor*-nya (Lampiran I):

Total RF = kumulatif minyak aktual + kumulatif minyak (forecast) / OOIP

Total RF *Waterflooding* = (1.933,505 MSTB + 1.990,949 MSTB) / 4.780,341 MSTB = 82,09 %

Total RF *non-Waterflooding* = (1.933,505 MSTB + 144,325 MSTB) / 4.780,341 = 43,46%

Total Peningkatan RF jika dilaksanakan penerapan *waterflooding* sebesar = 82,09 % - 43,46 % = 38,63 %

Sehingga berdasarkan perhitungan tersebut maka sumur X lapangan X akan mengalami peningkatan *recovery factor* sebesar 38,63 % jika dilakukan *waterflooding* (Lampiran I).

IV. 6. Pembahasan Kinerja Operasi *Waterflooding*

Produksi minyak secara terus menerus pada tahap *primary recovery* (secara *natural flow* ataupun *artificial lift*), dapat menyebabkan penurunan tekanan reservoir yang berakibat menurunnya jumlah produksi harian minyak. Produksi minyak 1 tahun terakhir sumur X sebesar 1499,6115 bbl sangat jauh di bawah rata – rata produksi minyak sumur X sebesar 32225,0896 bbl per tahun. Kemudian di tinjau dari analisis aspek keekonomisan, profit sumur X

beberapa tahun terakhir sudah jauh di bawah rata-rata profit sumur X (Lampiran C). Jumlah cadangan minyak terkandung (OOIP) sebesar 4.780,341 MSTB dengan kumulatif produksi sebesar 1.933,505 MSTB dan *recovery factor* awal 40,4 % (Lampiran I). Karena masih besarnya cadangan sisa minyak, maka sumur X ini masih ekonomis untuk diproduksi. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi minyak adalah dengan penginjeksian air (*waterflooding*)

Metode prediksi peningkatan produksi minyak yang digunakan pada tugas akhir ini terdiri atas 2 tahap yaitu : tahap dengan penerapan *waterflooding* menggunakan metode Buckley-Leveret-Welge dan tahap tanpa penerapan *waterflooding* menggunakan metode Decline Curve.

Injeksi air, merupakan salah satu metode perolehan minyak tahap lanjut dimana dalam usaha meningkatkan produksi minyak digunakan air untuk mendorong minyak. Keuntungan dari penggunaan metode injeksi air yaitu :

1. Air mudah terdistribusi dan relatif mudah untuk di injeksikan.
2. Tersedia dalam jumlah yang besar.
3. Lebih efisien dalam mendesak minyak.
4. Relatif lebih murah dibandingkan dengan metode-metode lain.

Dalam penelitian Tugas Akhir ini, pola injeksi yang dipilih yaitu pola injeksi *direct line drive*. Dimana, pada pola ini, terdapat satu sumur produksi X-1 (TTB#34) dan satu sumur injeksi X-2 (TTB#62). Pemilihan sumur X-1 sebagai sumur produksi, dikarenakan adanya persamaan lapisan yang diperforasi antara sumur X-1 dan sumur X-2. Kemudian berdasarkan kedalaman sumur injektor X-2 (1349,5m) lebih dalam dari pada sumur produksi X-1 (1335 m). Hal ini akan sangat efektif karena air injeksi dari sumur injeksi X-2 akan berada di bawah minyak pada sumur produksi X-1 sehingga minyak akan mengapung di atas air dan karena di tambah tekanan

injeksi di dasar kolom menyebabkan minyak akan terangkat ke permukaan sumur produksi X-1.

Pola injeksi *direct line drive* X-1 – X-2 mempunyai luas area sebesar 205,68 Acre. Jarak antara sumur X-1 dengan sumur X-2 adalah 1321,127 feet. Laju penginjeksian yang digunakan konstan, yaitu sebesar 3254 BWPD.

Pada metode Buckley-Leveret-Welge ini, tahap peramalan kinerja dari *waterflood* dibagi menjadi 3 tahapan, yaitu :

1. Tahapan *Fill Up*.
2. Tahapan *Fill Up – Breakthrough (Breakthrough)*.
3. Tahapan *After Breakthrough*.

Pada periode *fill up*, dimana air akan mengisi pori-pori batuan pada *unswept* maupun *swept region* didapatkan jumlah air yang diperlukan untuk mencapai periode sebesar 1.826,189 MSTB pada lapisan ini dengan waktu penginjeksian 561 hari untuk mencapai periode *fill up*. Dari tahapan *fill up* sampai tahapan *breakthrough (breakthrough)*, pada Lapisan ini jumlah air yang diperlukan untuk mencapai periode *breakthrough* ini yaitu 371,370 MSTB dengan lamanya waktu penginjeksian yang diperlukan untuk mencapai periode *breakthrough* ini yaitu 114 hari.

Pada tahapan *breakthrough* ini, jumlah minyak yang terproduksi yaitu 289,7774 MSTB, dengan nilai *recovery factor* (RF) 10,08%. Dalam melakukan perhitungan ini, diasumsikan pada *unswept region* volume gas diisi oleh minyak. Pada tahapan *after breakthrough*, dari hasil perhitungan pada tabel IV.4, dapat diketahui jumlah peningkatan produksi minyak berlangsung secara bertahap.

Peningkatan produktivitas sumur ini, dapat dilihat dari peningkatan laju produksi minyak tahunannya (q_0). Sebelumnya laju produksi minyak tahunan sumur X-1 berkisar antara 1000-7000 BOPY. Peningkatan produksi ini, terjadi karena adanya minyak yang terdesak oleh air melalui pori-pori

batuan. Tidak adanya struktur patahan dalam area pola injeksi, menyebabkan proses penginjeksian menjadi lebih efisien. Peningkatan laju produksi minyak ini, dapat dilihat dari hasil perhitungan pada tabel IV.4.

Seiring dengan peningkatan produksi minyak (N_p), terjadi juga peningkatan air yang ikut terproduksi bersamaan dengan minyak.

Peningkatan laju alir produksi minyak (q_o) mempunyai nilai berbanding terbalik dengan laju alir produksi air. Sehingga semakin lama berlangsungnya operasi *waterflooding* ini, maka jumlah produksi minyak akan semakin mengalami penurunan. Hal ini dapat dilihat dari grafik laju alir produksi minyak terhadap waktu. Dimana seiring dengan bertambahnya waktu, maka laju alir produksi minyak akan mengalami penurunan. Sedangkan laju alir produksi air, semakin meningkat seiring dengan berlangsungnya operasi *waterflooding*.

Dari grafik RF terhadap waktu (Lampiran E), dapat dilihat bahwa seiring dengan pertambahan waktu, maka besar RF juga mengalami peningkatan.

Dengan nilai *Mobility Ratio* (M) sebesar 0,313, maka dalam proses pendesakan minyak, air tidak mendahului minyak. Sehingga pada tahap awal penginjeksian, jumlah air yang terproduksi tidak terlalu tinggi.

Kumulatif produksi yang dihasilkan jika diterapkan *waterflooding* menggunakan persamaan Buckley-Leveret-Welge sebesar 1990,949 MSTB. Jadi total kumulatif produksinya sebelum dan sesudah penerapan *waterflooding* sebesar 3924,454 MSTB dan *recovery factor* sebesar 82,09 % (Lampiran I).

Kumulatif produksi yang dihasilkan tanpa penerapan *waterflooding* pada sumur X menggunakan persamaan Decline Curve sebesar 144,325 MSTB. Sehingga total kumulatif produksi tanpa penerapan *waterflooding* sebesar 2077,830 MSTB dan *recovery factor* sebesar 43,46 %.

Dari Selisih *Recovery factor* dengan penerapan *waterflooding* 82,09 % dan *recovery factor* tanpa penerapan *wateflooding* 43,46% dihasilkan peningkatan *recovery factor* sebesar 38,63 % (Lampiran I).

Jadi Sumur X ini akan menghasilkan peningkatan *recovery factor* sebesar 38,63 % jika dilaksanakan *waterflooding*. Masih besarnya *recovery factor* yg masih bisa didapatkan sehingga Sumur X ini masih sangat ekonomis untuk diproduksi dengan penerapan *waterflooding*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

V. 1. Kesimpulan

Berdasarkan pada hasil perhitungan dan pembahasan pada bab-bab sebelumnya, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan hasil perhitungan cadangan secara volumetric, didapatkan cadangan awal minyak ditempat (OOIP) pada lapisan ini sebesar 4.780,341 MSTB. Berdasarkan pada data produksi minyak 1 Juni 2011, besarnya jumlah kumulatif produksi minyak untuk lapisan ini adalah 1.933,505 MSTB. Sehingga besarnya *recovery factor* untuk lapisan ini sebelum *waterflooding* adalah 40,4 %.
2. Pada tahapan *fill up*, dengan laju penginjeksian yang konstan yaitu 3254 BWPD, jumlah air yang dibutuhkan untuk mencapai periode *fill up* ini yaitu 1.826,189 MSTB dengan lamanya waktu penginjeksian selama 561 hari. Pada tahapan *breakthrough*, jumlah air yang dibutuhkan sampai terjadinya *breakthrough (fill up – breakthrough)* yaitu sebesar 371,370 MSTB. Lamanya waktu yang diperlukan untuk mencapai *breakthrough* adalah 114 hari. Jumlah minyak yang terproduksi yaitu 329,813 MSTB, dengan nilai *recovery factor* (RF) 10,08% dengan laju produksi minyak sebesar 2889,8756 bbl/day.
3. Perkiraan Kumulatif perolehan produksi minyak pada sumur X pada kurun waktu 2011 – 2042 apabila dilakukan *waterflooding* adalah 1.990,949 MSTB. Total kumulatif produksi apabila dilaksanakan *waterflooding* sebesar 3.924,454 MSTB. Perkiraan Total *recovery factor*

apabila diterapkan *waterflooding* sebesar 82,09 %.

4. Perkiraan Kumulatif produksi minyak pada sumur X pada kurun waktu 2011 – 2042 apabila tidak dilakukan *waterflooding* sebesar 144,325 MSTB. Total kumulatif produksi sumur X tanpa penerapan *waterflooding* sebesar 2077,830 MSTB. Perkiraan Total *recovery factor* tanpa *waterflooding* sebesar 43,46 %
5. Prediksi pertambahan *recovery factor* yang dihasilkan setelah diterapkan *waterflooding* adalah sebesar 38,63 %, sehingga sumur X sangat ekonomis untuk dilaksanakan project *waterflooding* dengan besarnya peningkatan *recovery factor* yang masih dapat dihasilkan yaitu sebesar 38,63 %.

VI. 2. Saran

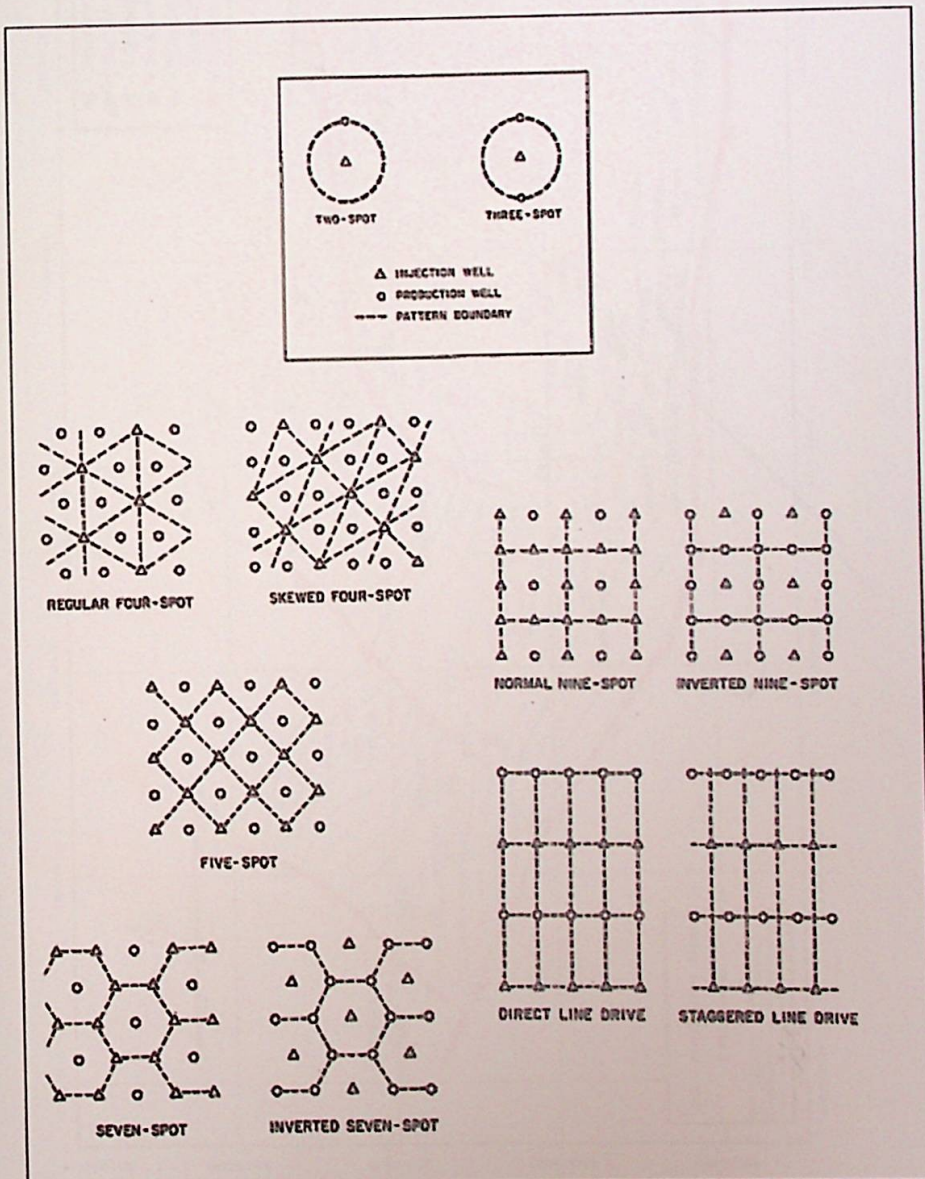
1. Perlu dilakukan perbaruan data seperti dengan melakukan analisa PVT maupun analisa core. Sehingga hasil yang didapatkan dapat lebih akurat. Serta perlu dilakukan penambahan fasilitas untuk pengendalian produksi air yang berlebih akibat penerapan *waterflooding*.
2. Mempertimbangkan besarnya peningkatan *recovery factor* yang dihasilkan dari perhitungan sebesar 38,63 %, maka sumur X sangat dianjurkan untuk dilaksanakan project *waterflooding*.

DAFTAR PUSTAKA

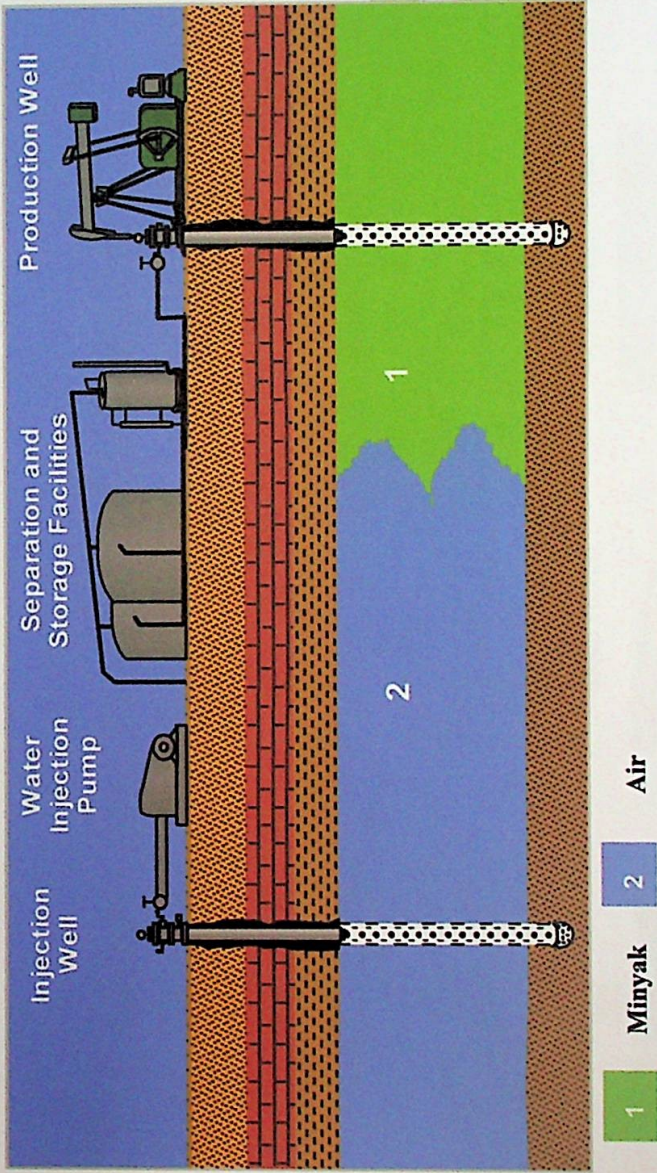
1. _____, 2003, "Metode EOR", PT. Pertamina.
2. Ahmed, Tarek, 1989, " *Reservoir Engineering Handbook 3rd edition* ", Gulf publishing company, Houston.
3. Craig F.F, Jr., 1971, " *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding* ", Ameco Production Company SPE of AIME, New York.
4. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F., 1985, " *Enhanced Oil Recovery I* ", Elsevier Science Publishing Company Inc, New York.
5. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F., 1986, " *Enhanced Oil Recovery II, Processes And Operations* ", Elsevier Science Publishing Company Inc, New York.
6. Janis M Watson, 2001, " *Enhanced Oil Recovery* ", Waterflood Management School.
7. Jhon Lee W. ,1995, " *Waterflooding Industry School* ", Class Note.
8. Kaplan, Seymour (1983), " *Energy Economics* ", McGraw Hill Book Company New York
9. Kurniadi, Asep, 2004, " *Diktat Teknik Reservoir I* ", Institut Teknologi Bandung, Bandung.
10. Kurniadi, Asep, 2004, " *Diktat Teknik Reservoir II* ", Institut Teknologi Bandung, Bandung.
11. Latil, Marcel, 1980, " *Enhanced Oil Recovery* ", Institut Francais Du Petrole, Paris.
12. Peele, Robert, 1941. " *Mining Engineering Handbook Volume II* ". Jhon Wiley & sons Inc. New York

LAMPIRAN A

POLA-POLA INJEKSI

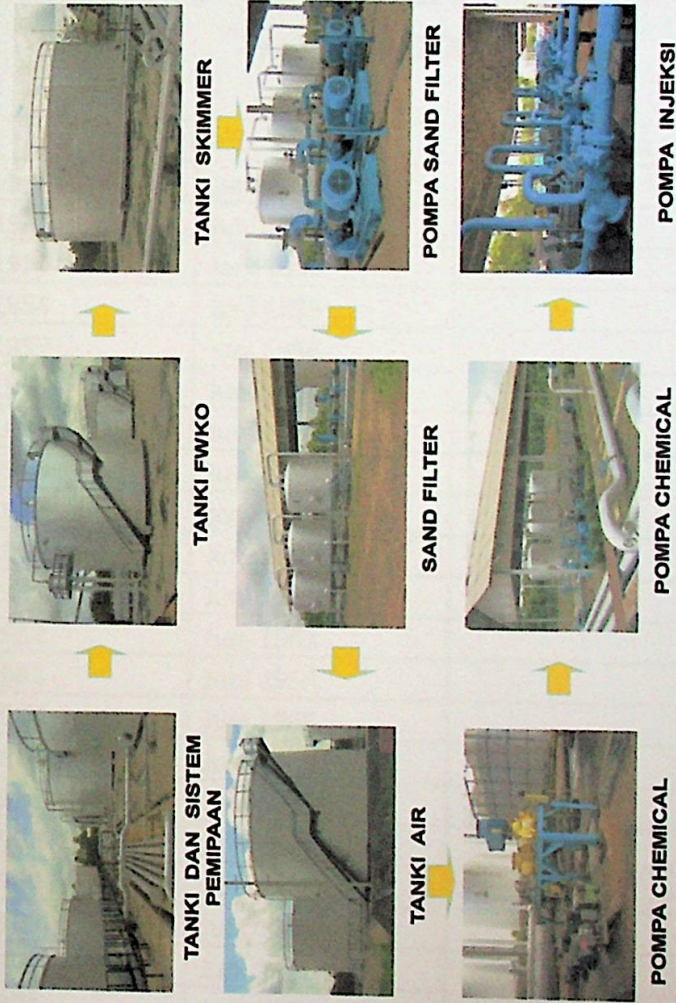


GAMBAR a.1
POLA-POLA INJEKSI



GAMBAR a.3
WATERFLOODING

ALIRAN AIR TERPRODUKSI DI SP – 6



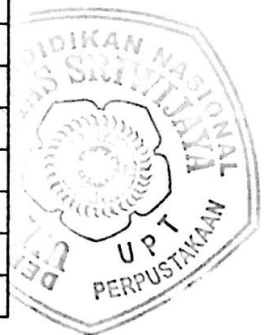
GAMBAR a.4

ALIRAN AIR TERPRODUKSI DI SP 6

LAMPIRAN B
SEJARAH PRODUKSI MINYAK

TABEL B.1
SEJARAH PRODUKSI MINYAK SEBELUM PENERAPAN
WATERFLOODING

PERIODE		PRODUKSI PER TAHUN (BBL)
Oktober 1951	Juni 1952	75476.4
Juli 1952	Juni 1953	140093
Juli 1953	Juni 1954	28287.7
Juli 1954	Juni 1955	12827.6
Juli 1955	Juni 1956	83309.2
Juli 1956	Juni 1957	34570.2
Juli 1957	Juni 1958	33831
Juli 1958	Juni 1959	51363.6
Juli 1959	Juni 1960	205949.8
Juli 1960	Juni 1961	215364.1
Juli 1961	Juni 1962	101395.7
Juli 1962	Juni 1963	76349.7
Juli 1963	Juni 1964	52897.2
Juli 1964	Juni 1965	21778.5
Juli 1965	Juni 1966	27478.1
Juli 1966	Juni 1967	21354.5
Juli 1967	Juni 1968	18800.1
Juli 1968	Juni 1969	29663
Juli 1969	Juni 1970	7677.7
Juli 1970	Juni 1971	25213.3
Juli 1971	Juni 1972	30146.1
Juli 1972	Juni 1973	43018.6
Juli 1973	Juni 1974	45427.7
Juli 1974	Juni 1975	41944.9
Juli 1975	Juni 1976	33441.9
Juli 1976	Juni 1977	14751
Juli 1977	Juni 1978	13283.7
Juli 1978	Juni 1979	9262.6



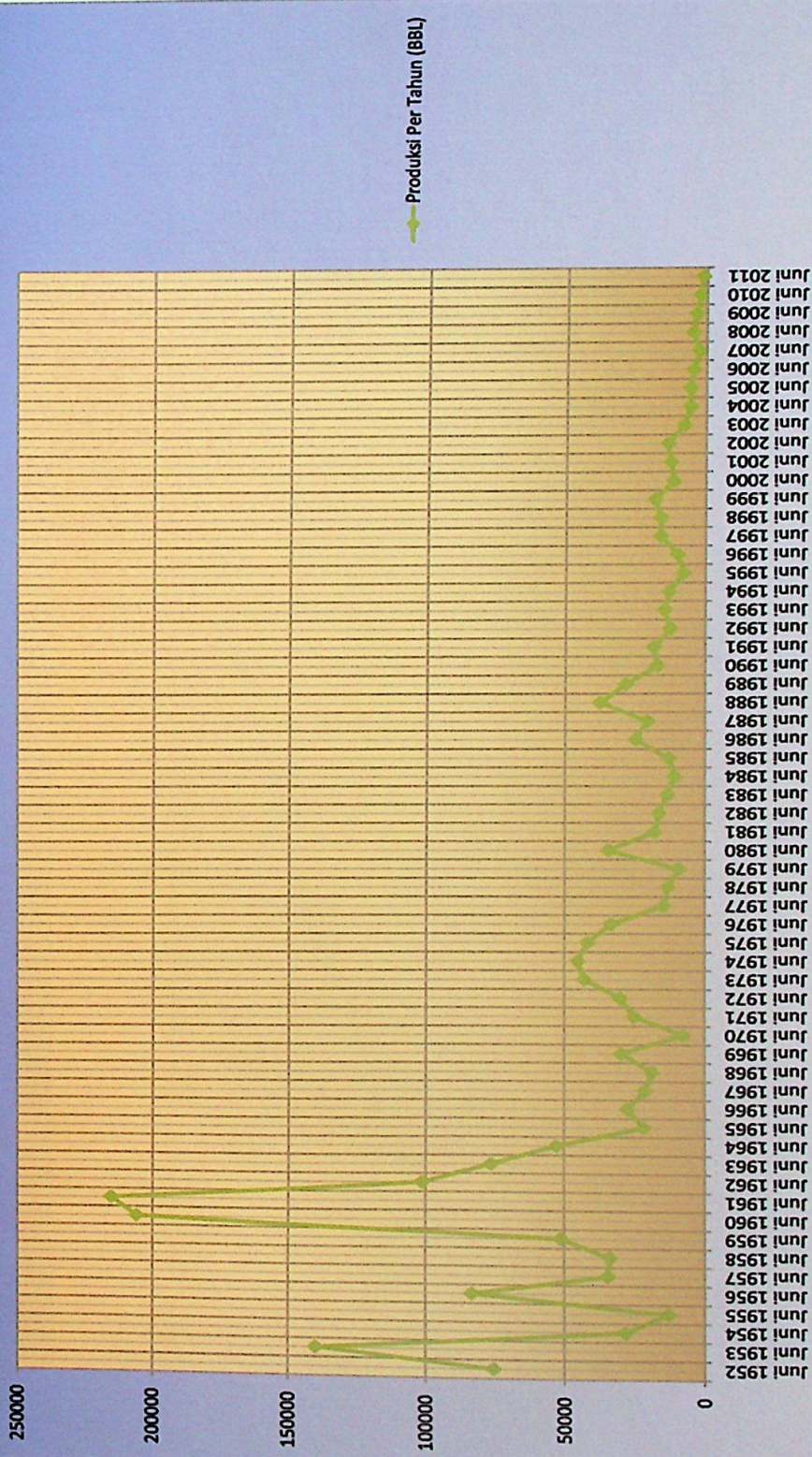
Juli 1979	Juni 1980	34436.4
Juli 1980	Juni 1981	17884.4
Juli 1981	Juni 1982	16431
Juli 1982	Juni 1983	13504.9
Juli 1983	Juni 1984	10805.1
Juli 1984	Juni 1985	13045.7
Juli 1985	Juni 1986	24876.3
Juli 1986	Juni 1987	20628.4
Juli 1987	Juni 1988	37550.4
Juli 1988	Juni 1989	28349.7
Juli 1989	Juni 1990	17072.9
Juli 1990	Juni 1991	18482.5
Juli 1991	Juni 1992	12441.4
Juli 1992	Juni 1993	14700.4
Juli 1993	Juni 1994	13051.8
Juli 1994	Juni 1995	7986
Juli 1995	Juni 1996	9987.4
Juli 1996	Juni 1997	16078.6
Juli 1997	Juni 1998	16110
Juli 1998	Juni 1999	18212
Juli 1999	Juni 2000	11522.7
Juli 2000	Juni 2001	12656.9
Juli 2001	Juni 2002	13657.1
Juli 2002	Juni 2003	7909
Juli 2003	Juni 2004	5712.8
Juli 2004	Juni 2005	5731.3
Juli 2005	Juni 2006	4612.4
Juli 2006	Juni 2007	2715.5
Juli 2007	Juni 2008	4913.2
Juli 2008	Juni 2009	3703.050813
Juli 2009	Juni 2010	2279.61397
Juli 2010	Juni 2011	1499.611564
	Σ	1933505.376
	AVG	32225,0896

TABEL B.2**SEJARAH KUMULATIF PRODUKSI MINYAK SEBELUM PENERAPAN
WATERFLOODING**

PERIODE		KOMULATIF PRODUKSI PER TAHUN (BBL)
Oktober 1951	Juni 1952	75476.4
Juli 1952	Juni 1953	215569.4
Juli 1953	Juni 1954	243857.1
Juli 1954	Juni 1955	256684.7
Juli 1955	Juni 1956	339993.9
Juli 1956	Juni 1957	374564.1
Juli 1957	Juni 1958	408395.1
Juli 1958	Juni 1959	459758.7
Juli 1959	Juni 1960	665708.5
Juli 1960	Juni 1961	881072.6
Juli 1961	Juni 1962	982468.3
Juli 1962	Juni 1963	1058818
Juli 1963	Juni 1964	1111715.2
Juli 1964	Juni 1965	1133493.7
Juli 1965	Juni 1966	1160971.8
Juli 1966	Juni 1967	1182326.3
Juli 1967	Juni 1968	1201126.4
Juli 1968	Juni 1969	1230789.4
Juli 1969	Juni 1970	1238467.1
Juli 1970	Juni 1971	1263680.4
Juli 1971	Juni 1972	1293826.5
Juli 1972	Juni 1973	1336845.1
Juli 1973	Juni 1974	1382272.8
Juli 1974	Juni 1975	1424217.7
Juli 1975	Juni 1976	1457659.6
Juli 1976	Juni 1977	1472410.6
Juli 1977	Juni 1978	1485694.3
Juli 1978	Juni 1979	1494956.9
Juli 1979	Juni 1980	1529393.3
Juli 1980	Juni 1981	1547277.7
Juli 1981	Juni 1982	1563708.7

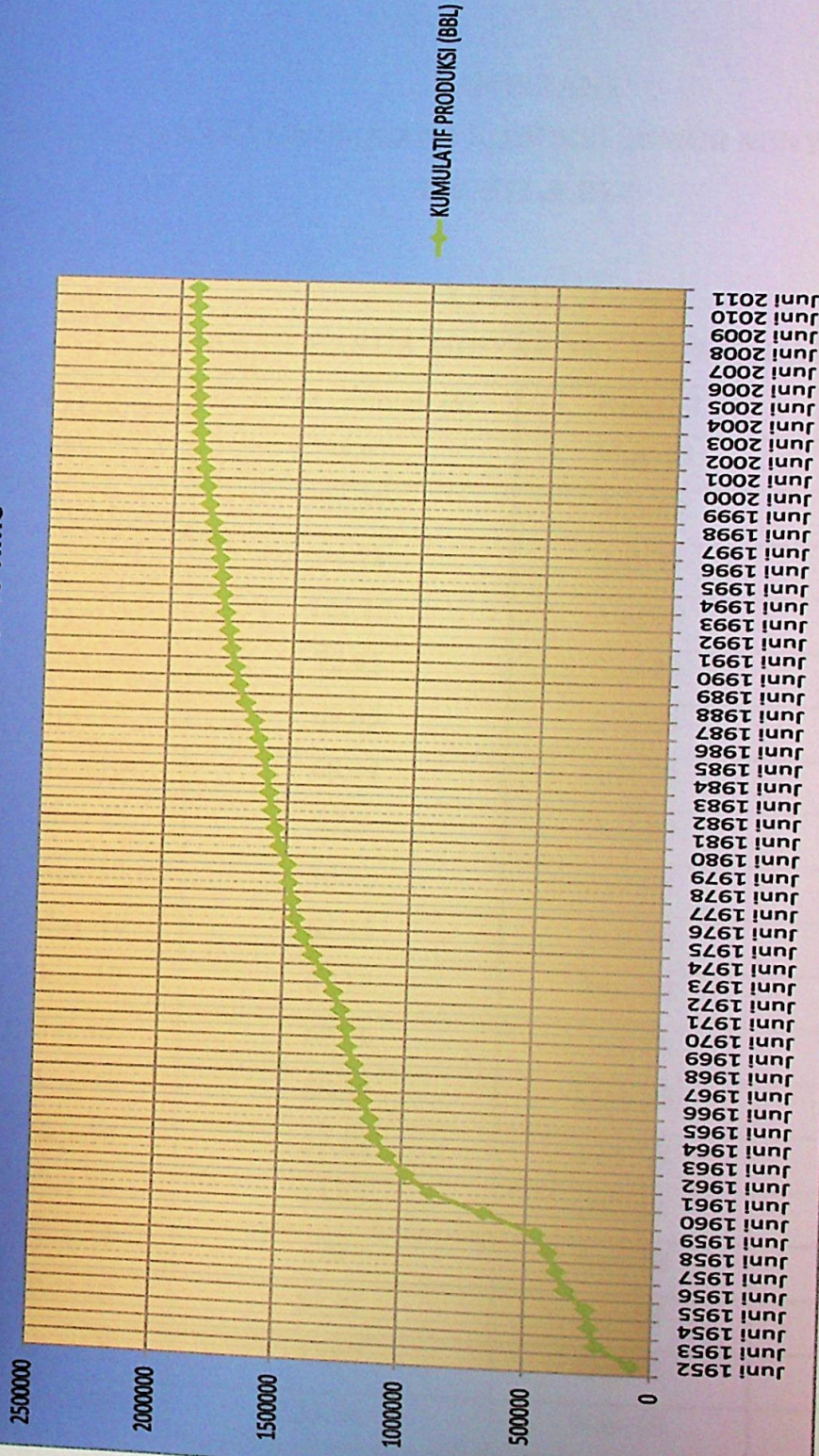
Juli 1982	Juni 1983	1577213.6
Juli 1983	Juni 1984	1588018.7
Juli 1984	Juni 1985	1601064.4
Juli 1985	Juni 1986	1625940.7
Juli 1986	Juni 1987	1646569.1
Juli 1987	Juni 1988	1684119.5
Juli 1988	Juni 1989	1712469.2
Juli 1989	Juni 1990	1729542.1
Juli 1990	Juni 1991	1748024.6
Juli 1991	Juni 1992	1760466
Juli 1992	Juni 1993	1775166.4
Juli 1993	Juni 1994	1788218.2
Juli 1994	Juni 1995	1796204.2
Juli 1995	Juni 1996	1806191.6
Juli 1996	Juni 1997	1822270.2
Juli 1997	Juni 1998	1838380.2
Juli 1998	Juni 1999	1856592.2
Juli 1999	Juni 2000	1868114.9
Juli 2000	Juni 2001	1880771.8
Juli 2001	Juni 2002	1894428.9
Juli 2002	Juni 2003	1902337.9
Juli 2003	Juni 2004	1908050.7
Juli 2004	Juni 2005	1913782
Juli 2005	Juni 2006	1918394.4
Juli 2006	Juni 2007	1921109.9
Juli 2007	Juni 2008	1926023.1
Juli 2008	Juni 2009	1929726.151
Juli 2009	Juni 2010	1932005.765
Juli 2010	Juni 2011	1933505.376

Qo Vs Time



GAMBAR b.1
GRAFIK SEJARAH PRODUKSI MINYAK PER TAHUN

KUMULATIF PRODUKSI Vs Time



GAMBAR b.2
GRAFIK SEJARAH KUMULATIF PRODUKSI MINYAK

LAMPIRAN C
TINJAUAN KEEKONOMISAN PRODUKSI SUMUR MINYAK BERDASAR
PROFIT & BEP

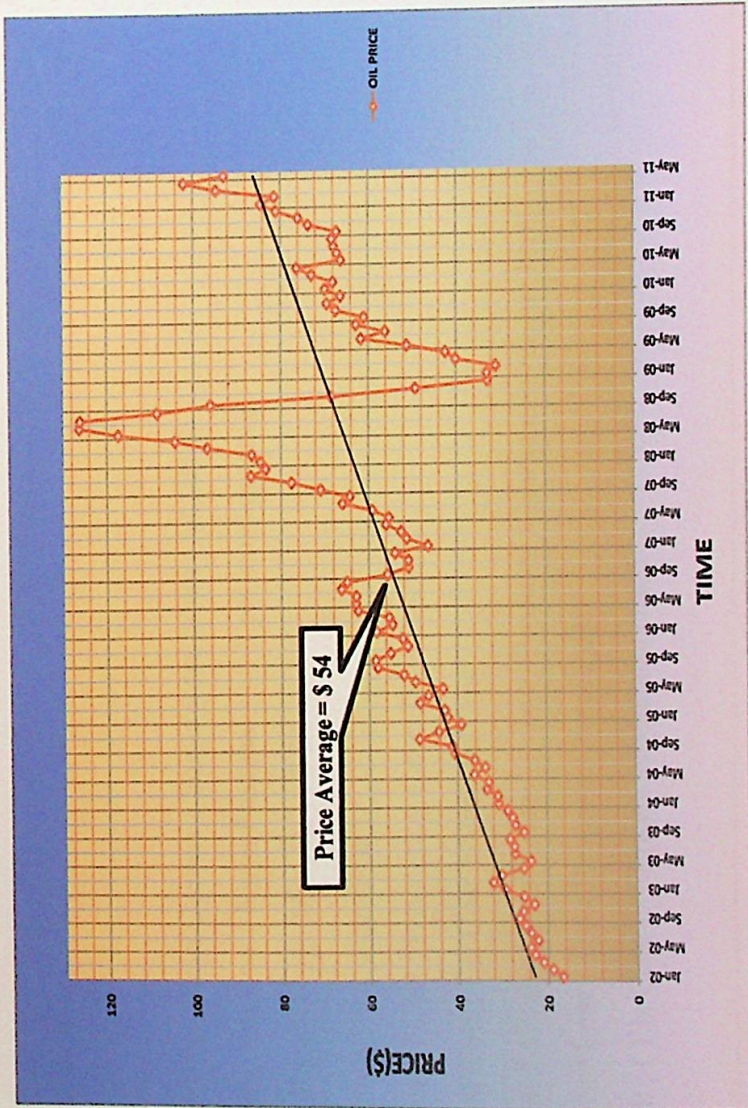
TABEL C.1
SEJARAH HARGA MINYAK 10 TAHUN TERAKHIR

Tanggal	Harga Minyak (\$)	Tanggal	Harga Minyak (\$)
Jan-11	84.47	May-09	51.27
Feb-11	81.32	Jun-09	61.71
Mar-11	94.72	Jul-09	56.16
Apr-11	102.15	Aug-09	62.8
May-11	92.92	Sep-09	60.98
Jan-10	69.85	Oct-09	67.43
Feb-10	68.04	Nov-09	69.43
Mar-10	72.9	Dec-09	66.33
Apr-10	76.31	Jan-08	84.7
May-10	66.25	Feb-08	86.64
Jun-10	67.12	Mar-08	96.87
Jul-10	67.91	Apr-08	104.31
Aug-10	68.34	May-08	117.4
Sep-10	67.18	Jun-08	126.33
Oct-10	73.63	Jul-08	126.16
Nov-10	76	Aug-08	108.46
Dec-10	81.01	Sep-08	96.13
Jan-09	33.07	Oct-08	68.5
Feb-09	31.04	Nov-08	49.29
Mar-09	40.13	Dec-08	32.94
Apr-09	42.45	Jan-07	46.53

Feb-07	51.36	May-05	43.27
Mar-07	52.64	Jun-05	49.56
Apr-07	56.08	Jul-05	52.13
May-07	55.43	Aug-05	58.07
Jun-07	59.25	Sep-05	58.56
Jul-07	65.96	Oct-05	55.12
Aug-07	64.23	Nov-05	51.18
Sep-07	70.94	Dec-05	52.31
Oct-07	77.56	Jan-04	30.87
Nov-07	86.92	Feb-04	31.03
Dec-07	83.46	Mar-04	33.48
Jan-06	58.3	Apr-04	33.08
Feb-06	54.65	May-04	36.31
Mar-06	55.42	Jun-04	33.8
Apr-06	62.5	Jul-04	36.25
May-06	62.94	Aug-04	40.67
Jun-06	62.85	Sep-04	41.25
Jul-06	66.28	Oct-04	48.71
Aug-06	64.93	Nov-04	44.3
Sep-06	55.73	Dec-04	39.2
Oct-06	50.98	Jan-03	29.44
Nov-06	50.98	Feb-03	32.13
Dec-06	54.06	Mar-03	30.26
Jan-05	42.21	Apr-03	25.22
Feb-05	42.91	May-03	23.61
Mar-05	48.55	Jun-03	27.23
Apr-05	46.63	Jul-03	27.39

Aug-03	28.33
Sep-03	25.14
Oct-03	27.07
Nov-03	27.66
Dec-03	28.83
Jan-02	16.65
Feb-02	18.88
Mar-02	20.97
Apr-02	22.83
May-02	23.79
Jun-02	22.16
Jul-02	23.69
Aug-02	24.9
Sep-02	26.28
Oct-02	25.38
Nov-02	22.92
Dec-02	25.25
Σ	6176.09
AVG	54.65566372
	54 \$

DI dapat Rata rata harga minyak dalam 10 tahun terakhir sebesar 54 \$



GAMBAR c.1
GRAFIK SEJARAH HARGA MINYAK

TABEL C.2

PERHITUNGAN KEEKONOMISAN SUMUR X BERDASAR PROFIT & BEP SEBELUM PENERAPAN WATER FLOODING

Dengan Data :

Fix Cost (Biaya Operasi 1 Sumur) per tahun : 38.203 \$

Production Cost (Biaya Produksi) : \$ 5 per barel produksi

Oil Price (Harga Minyak) : \$ 54

Dengan Rumus yang digunakan ;

Variabel Cost : Production cost x Total Produksi

Total Cost : Fix Cost + Variabel Cost

Total Revenue (pendapatan) = Total Produksi x Harga minyak per barel

Profit / Loss : Total Revenue - Total Cost

BEP ; (Fix Cost) / (Price - Production cost)

PERIODE	PRODUKSI PER TAHUN (BBL)	TOTAL COST	TOTAL REVENUE	PROFIT / LOSS
	0	0	0	0
Oktober 1951	75476.4	377420.203	4075725.6	3698305.397
Juli 1952	140093	700503.203	7565022	6864518.797
Juli 1953	28287.7	141476.703	1527535.8	1386059.097

Juli 1954	Juni 1955	12827.6	64176.203	692690.4	628514.197
Juli 1955	Juni 1956	83309.2	416584.203	4498696.8	4082112.597
Juli 1956	Juni 1957	34570.2	172889.203	1866790.8	1693901.597
Juli 1957	Juni 1958	33831	169193.203	1826874	1657680.797
Juli 1958	Juni 1959	51363.6	256856.203	2773634.4	2516778.197
Juli 1959	Juni 1960	205949.8	1029787.203	11121289.2	10091502
Juli 1960	Juni 1961	215364.1	1076858.703	11629661.4	10552802.7
Juli 1961	Juni 1962	101395.7	507016.703	5475367.8	4968351.097
Juli 1962	Juni 1963	76349.7	381786.703	4122883.8	3741097.097
Juli 1963	Juni 1964	52897.2	264524.203	2856448.8	2591924.597
Juli 1964	Juni 1965	21778.5	108930.703	1176039	1067108.297
Juli 1965	Juni 1966	27478.1	137428.703	1483817.4	1346388.697
Juli 1966	Juni 1967	21354.5	106810.703	1153143	1046332.297
Juli 1967	Juni 1968	18800.1	94038.703	1015205.4	921166.697
Juli 1968	Juni 1969	29663	148353.203	1601802	1453448.797
Juli 1969	Juni 1970	7677.7	38426.703	414595.8	376169.097
Juli 1970	Juni 1971	25213.3	126104.703	1361518.2	1235413.497
Juli 1971	Juni 1972	30146.1	150768.703	1627889.4	1477120.697
Juli 1972	Juni 1973	43018.6	215131.203	2323004.4	2107873.197
Juli 1973	Juni 1974	45427.7	227176.703	2453095.8	2225919.097
Juli 1974	Juni 1975	41944.9	209762.703	2265024.6	2055261.897
Juli 1975	Juni 1976	33441.9	167247.703	1805862.6	1638614.897
Juli 1976	Juni 1977	14751	73793.203	796554	722760.797
Juli 1977	Juni 1978	13283.7	66456.703	717319.8	650863.097
Juli 1978	Juni 1979	9262.6	46351.203	500180.4	453829.197

Juli 1979			34436.4	172220.203	1859565.6	1687345.397
Juli 1980	Juni 1980		17884.4	89460.203	965757.6	876297.397
Juli 1981	Juni 1981		16431	82193.203	887274	805080.797
Juli 1982	Juni 1982		13504.9	67562.703	729264.6	661701.897
Juli 1983	Juni 1983		10805.1	54063.703	583475.4	529411.697
Juli 1984	Juni 1984		13045.7	65266.703	704467.8	639201.097
Juli 1985	Juni 1985		24876.3	124419.703	1343320.2	1218900.497
Juli 1986	Juni 1986		20628.4	103180.203	1113933.6	1010753.397
Juli 1987	Juni 1987		37550.4	187790.203	2027721.6	1839931.397
Juli 1988	Juni 1988		28349.7	141786.703	1530883.8	1389097.097
Juli 1989	Juni 1989		17072.9	85402.703	921936.6	836533.897
Juli 1990	Juni 1990		18482.5	92450.703	998055	905604.297
Juli 1991	Juni 1991		12441.4	62245.203	671835.6	609590.397
Juli 1992	Juni 1992		14700.4	73540.203	793821.6	720281.397
Juli 1993	Juni 1993		13051.8	65297.203	704797.2	639499.997
Juli 1994	Juni 1994		7986	39968.203	431244	391275.797
Juli 1995	Juni 1995		9987.4	49975.203	539319.6	489344.397
Juli 1996	Juni 1996		16078.6	80431.203	868244.4	787813.197
Juli 1997	Juni 1997		16110	80588.203	869940	789351.797
Juli 1998	Juni 1998		18212	91098.203	983448	892349.797
Juli 1999	Juni 1999		11522.7	57651.703	622225.8	564574.097
Juli 2000	Juni 2000		12656.9	63322.703	683472.6	620149.897
Juli 2001	Juni 2001		13657.1	68323.703	737483.4	669159.697
Juli 2002	Juni 2002		7909	39583.203	427086	387502.797
Juli 2003	Juni 2003		5712.8	28602.203	308491.2	279888.997

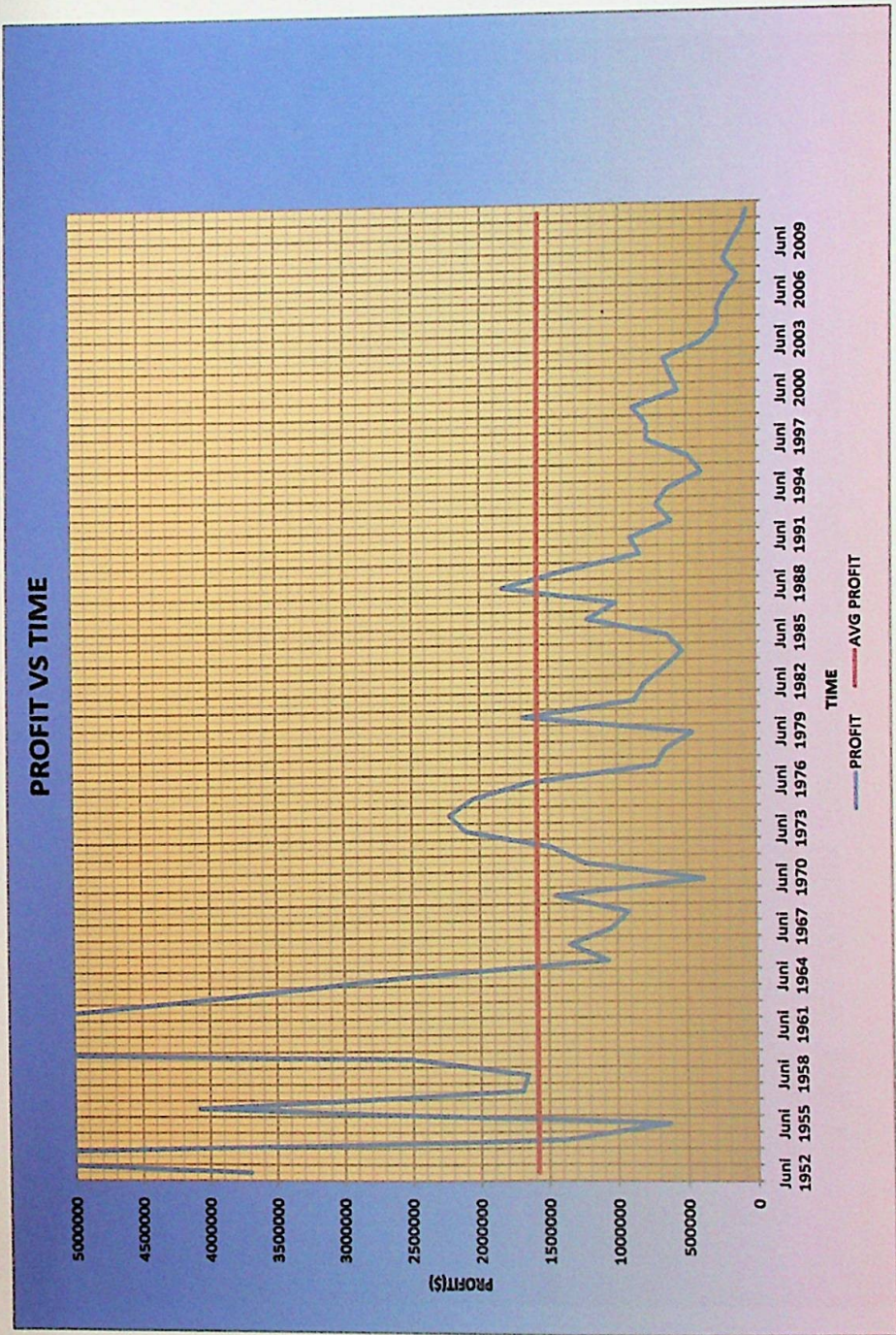
Juli 2004	Juni 2005	5731.3	28694.703	309490.2	280795.497
Juli 2005	Juni 2006	4612.4	23100.203	249069.6	225969.397
Juli 2006	Juni 2007	2715.5	13615.703	146637	133021.297
Juli 2007	Juni 2008	4913.2	24604.203	265312.8	240708.597
Juli 2008	Juni 2009	3703.050813	18553.45707	199964.7439	181411.2868
Juli 2009	Juni 2010	2279.61397	11436.27285	123099.1544	111662.8815
Juli 2010	Juni 2011	1499.611564	7536.26082	80979.02446	73442.76364
				Σ	94739471.26
				AVG	1578991.188

Didapat Rata – rata Profit Sumur X selama 60 tahun sebesar : \$ 1.578.991,188

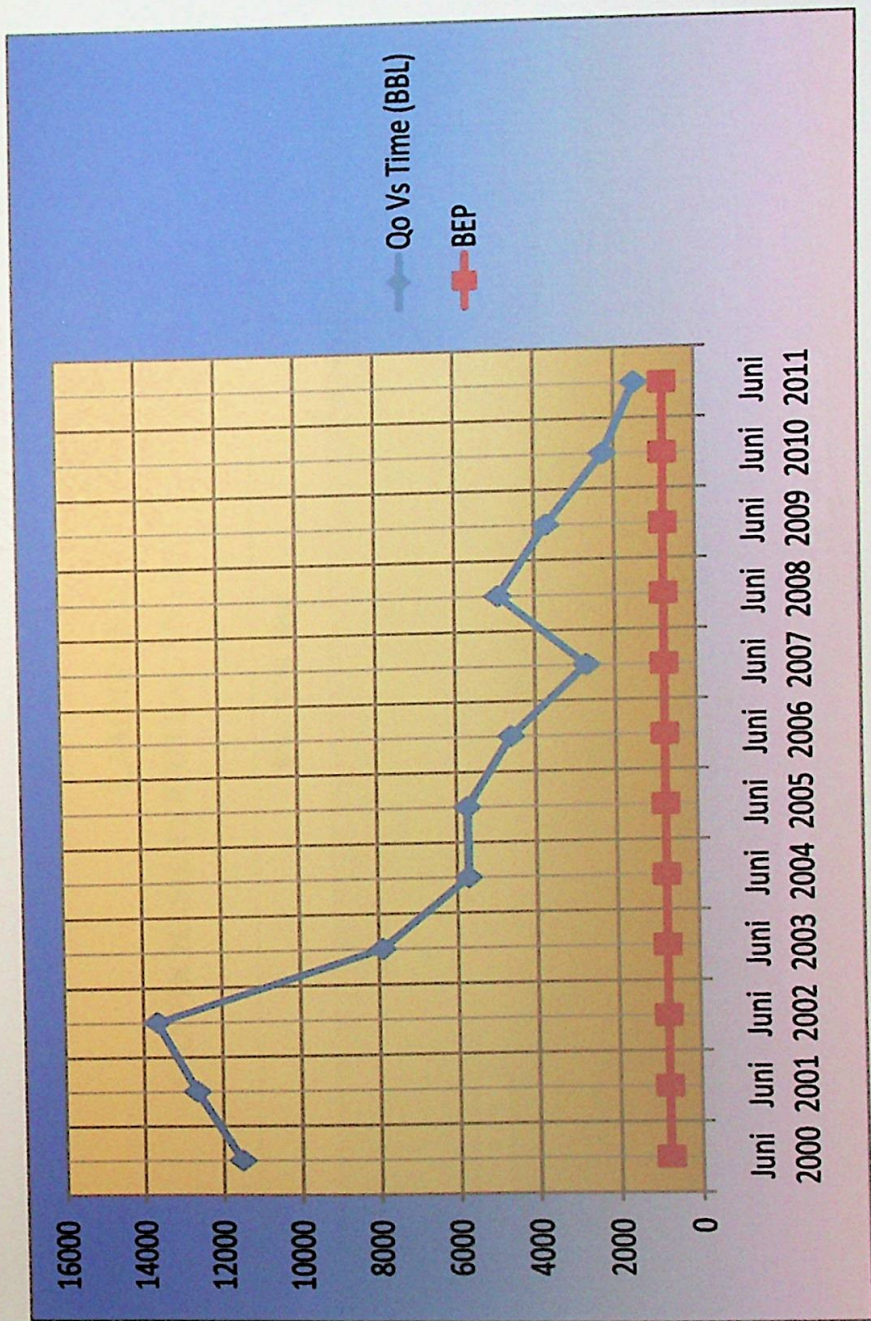
Besaran BEP : (Fix Cost Per Tahun) / (Price – Production cost)

: (\$ 38.203) / (\$ 54 - \$ 5)

: 780 per tahun



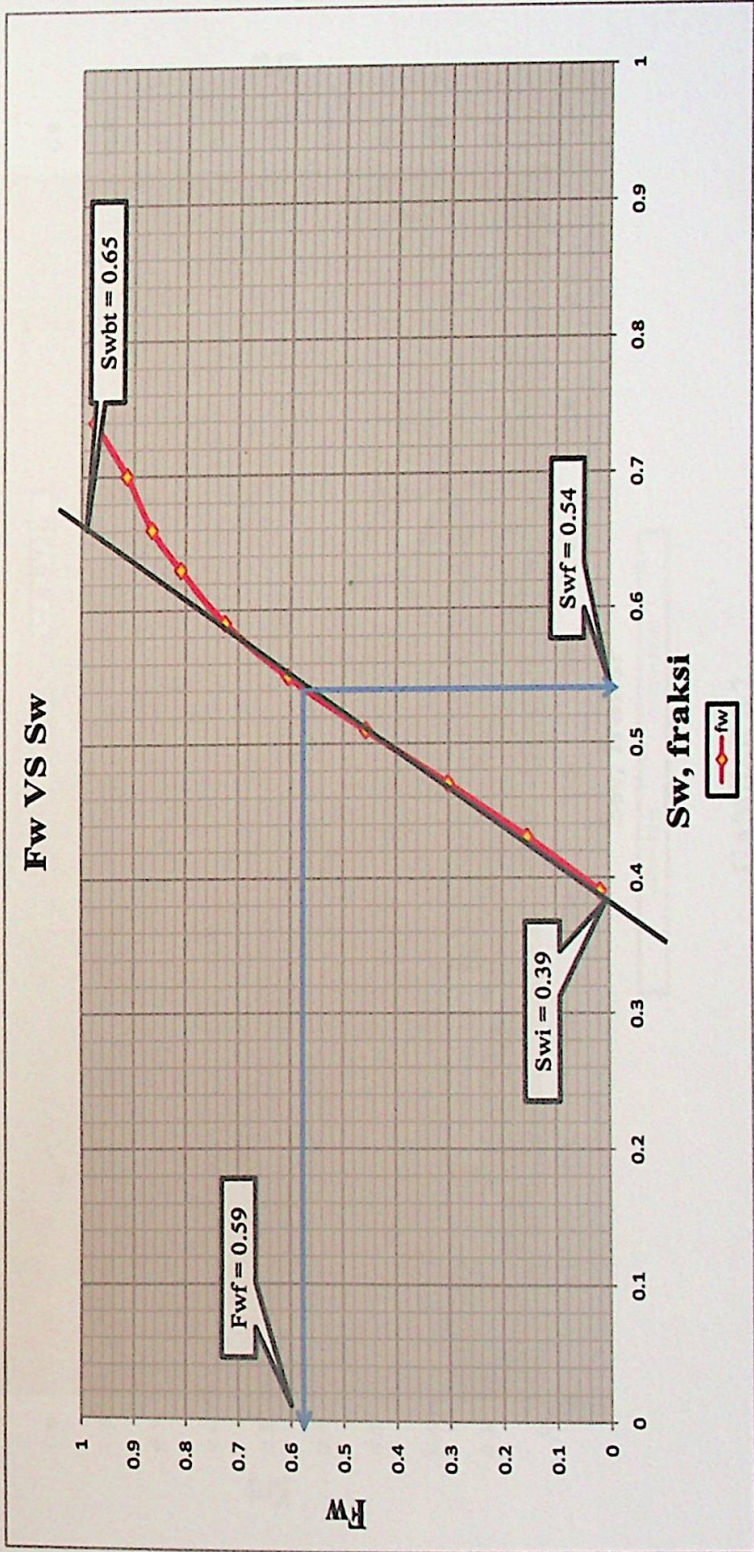
GAMBAR c.2
GRAFIK PROFIT SUMUR X PER TAHUN



GAMBAR c.3

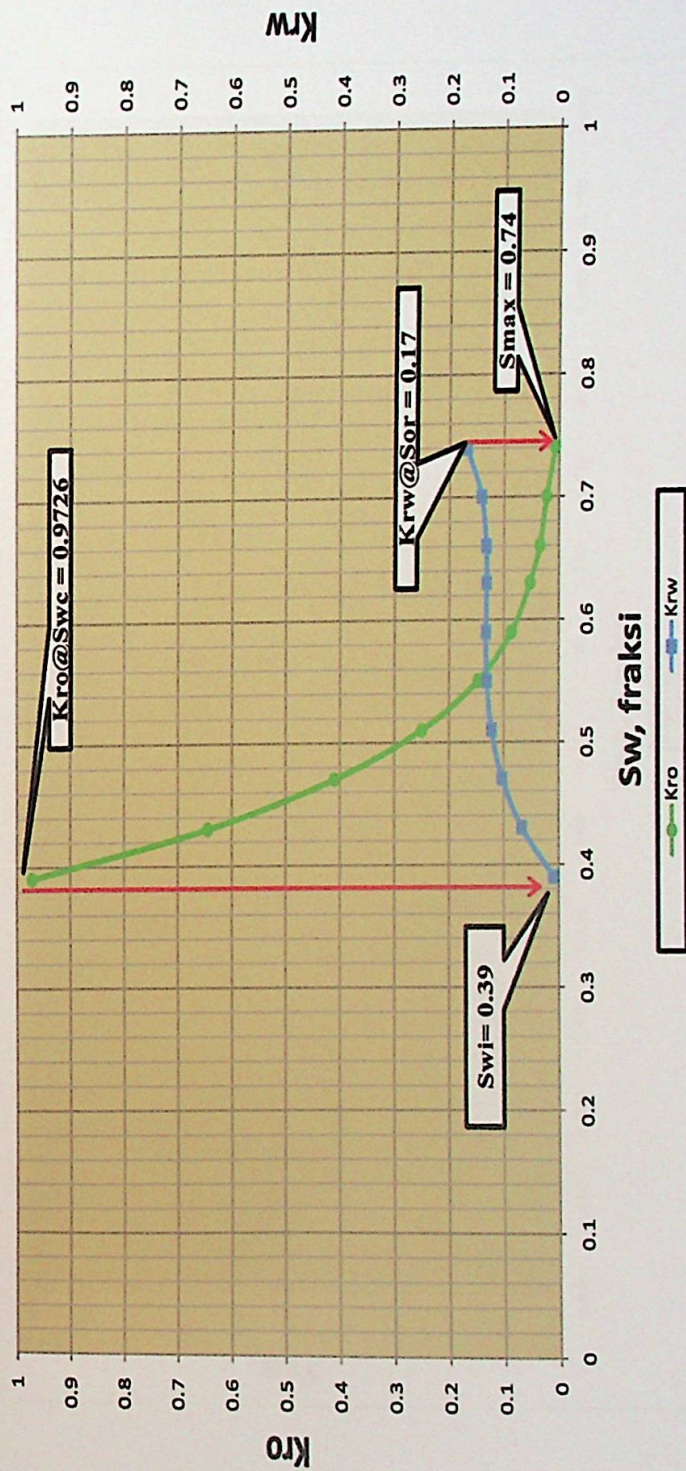
GRAFIK PRODUKSI & BEP SUMUR X

LAMPIRAN D
 GRAFIK HASIL PERHITUNGAN FRACTIONAL FLOW



GAMBAR d.1
 GRAFIK Fw Vs Sw

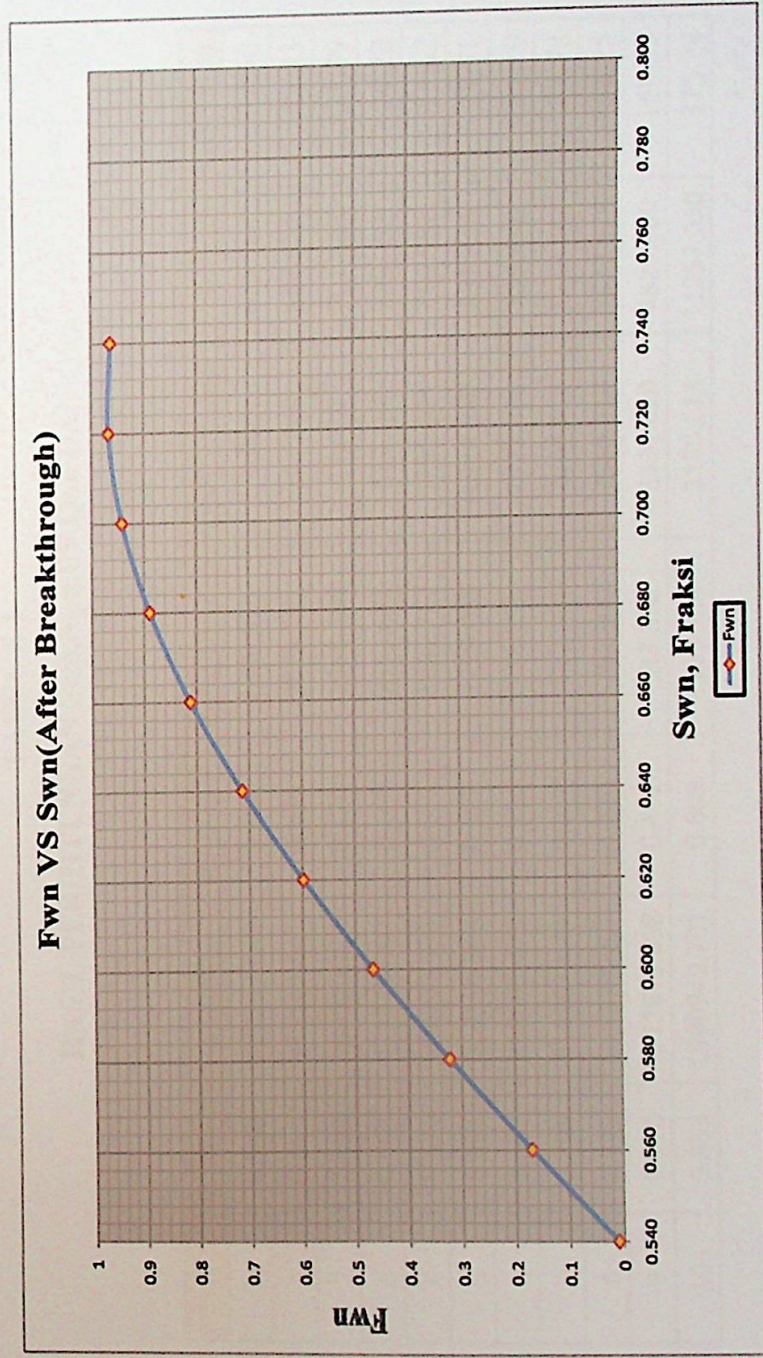
GRAFIK PERMEABILITAS RELATIF Vs SATURASI AIR



GAMBAR d.2

GRAFIK Sw Vs Kro & Krw

GRAFIK HASIL PERHITUNGAN FRACTIONAL FLOW VS Swn



GAMBAR d.3

GRAFIK Fwn Vs Swn

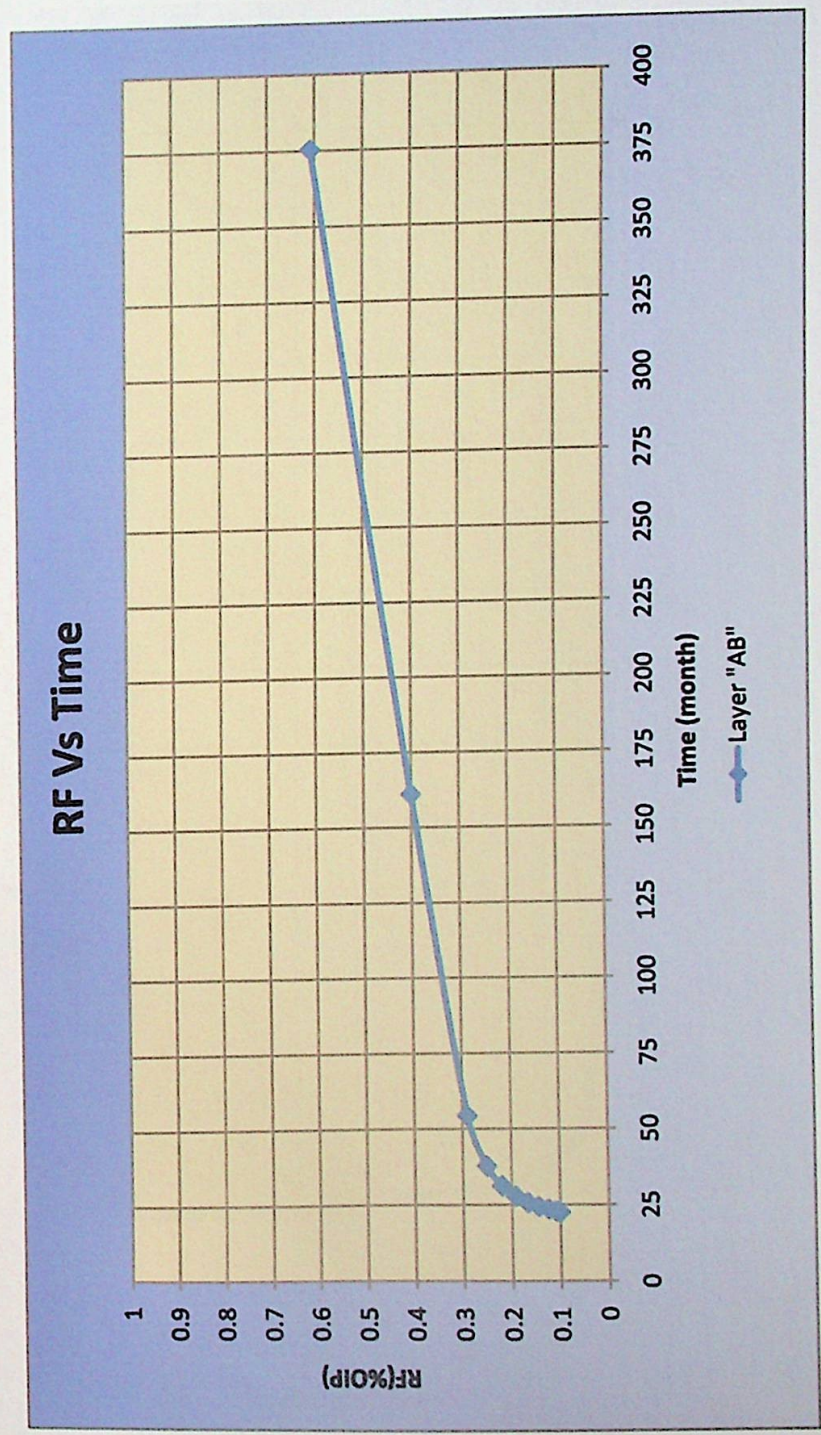
LAMPIRAN E

TABEL E.1

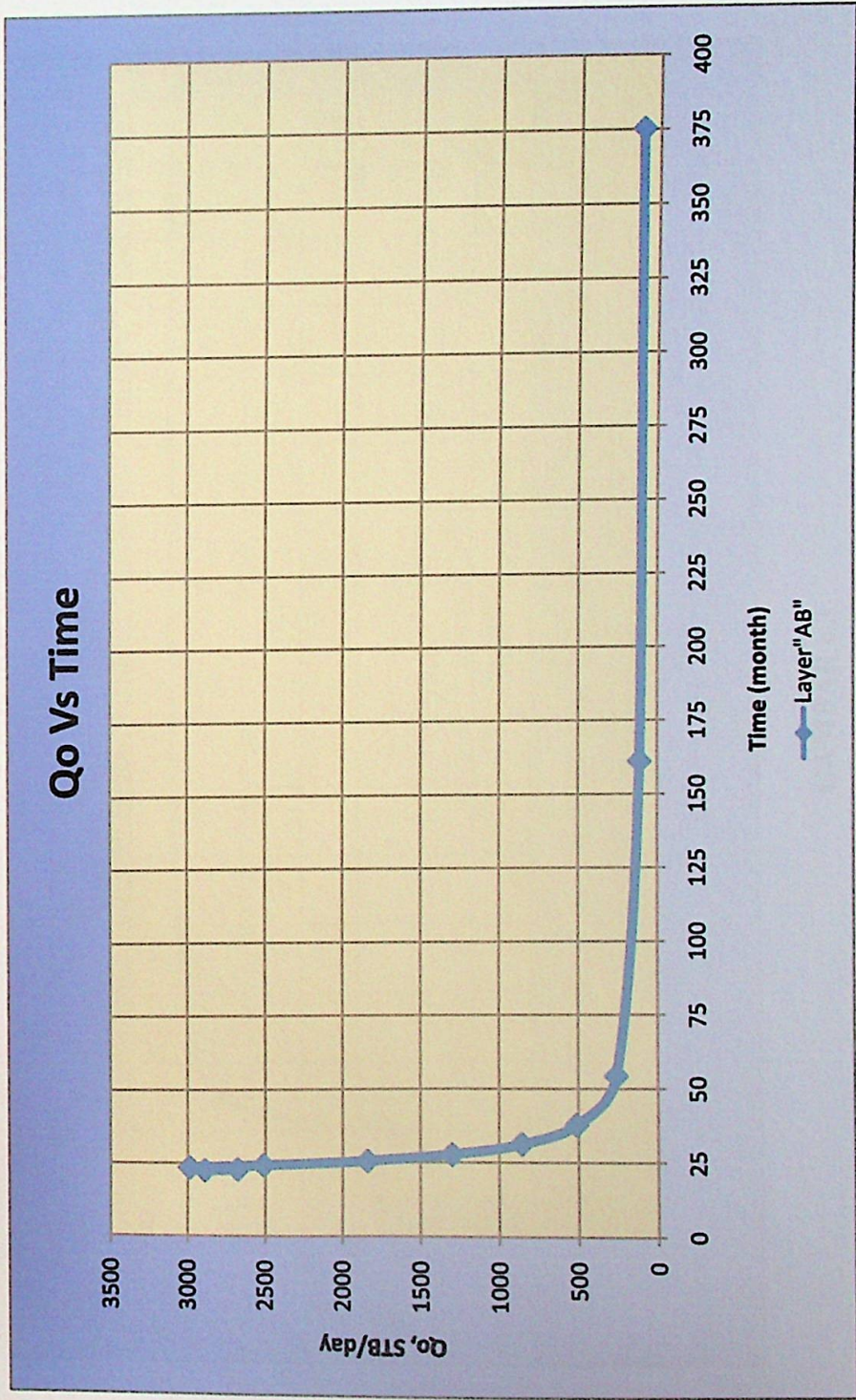
HASIL PERHITUNGAN Sw_n, N_{pn}, RF, Q_{on} DAN Q_{wn}

N	Sw _n	N _{pn} (STB)	RF (%OIP)	q _{on} (STB/day)	q _{wn} (STB/day)	t(day)	t (month)
bt	0.540	329813.640	0.101	2889.876	0.000	675.000	22.50
1	0.653	356143.847	0.109	2678.751	347.869	684.829	22.83
2	0.659	406910.532	0.124	2988.268	12.079	701.818	23.39
3	0.667	473378.367	0.145	2511.622	529.184	728.282	24.28
4	0.676	547600.693	0.167	1841.762	1255.904	768.582	25.62
5	0.686	629134.349	0.192	1299.089	1844.640	831.344	27.71
6	0.697	718695.475	0.220	858.255	2322.894	935.696	31.19
7	0.709	819967.979	0.251	512.395	2698.111	1133.342	37.78
8	0.725	949678.650	0.290	262.500	2969.219	1627.478	54.25
9	0.770	1312671.098	0.401	113.358	3131.020	4829.660	160.99
10	0.853	1990949.701	0.609	105.529	3139.513	11257.050	375.24

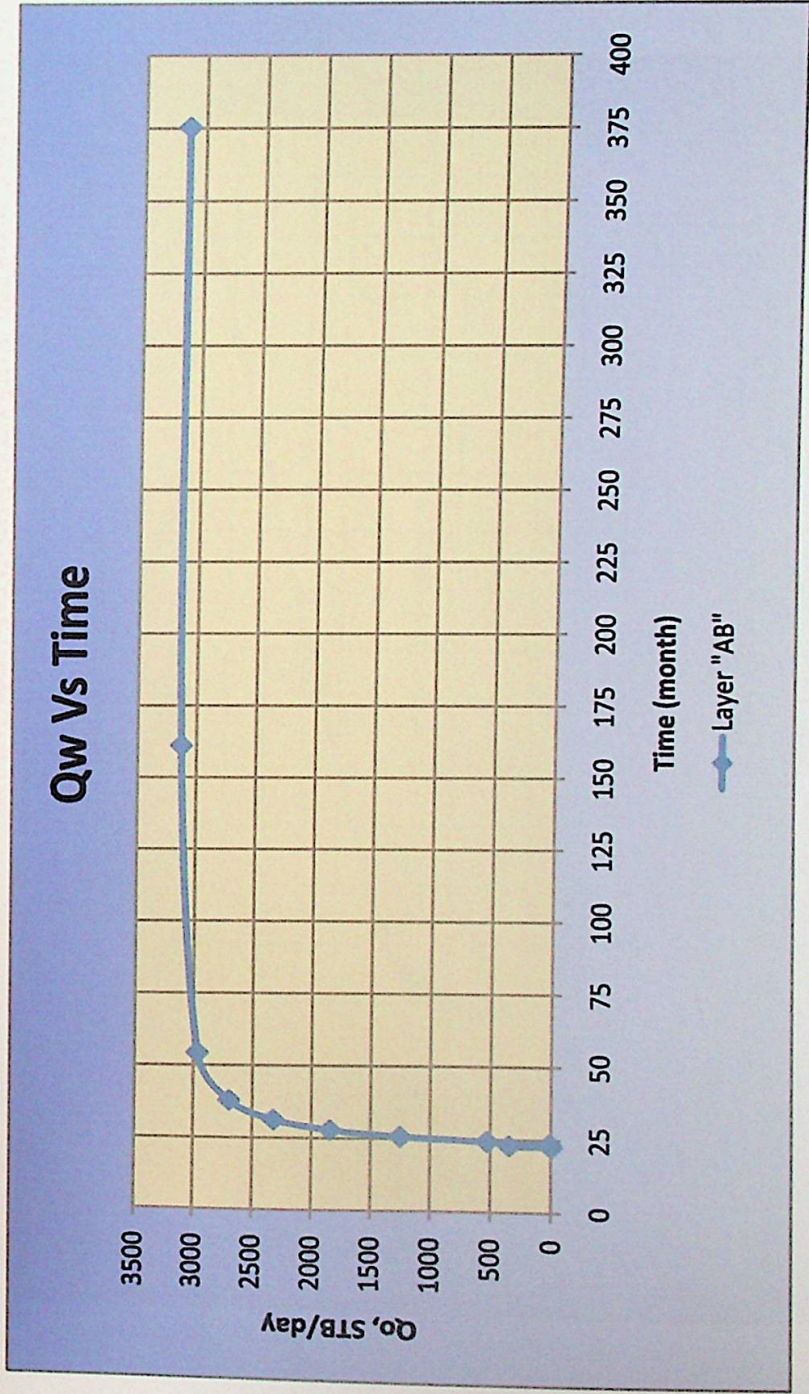
GRAFIK HASIL PERHITUNGAN AFTER BREAKTHROUGH SUMUR X



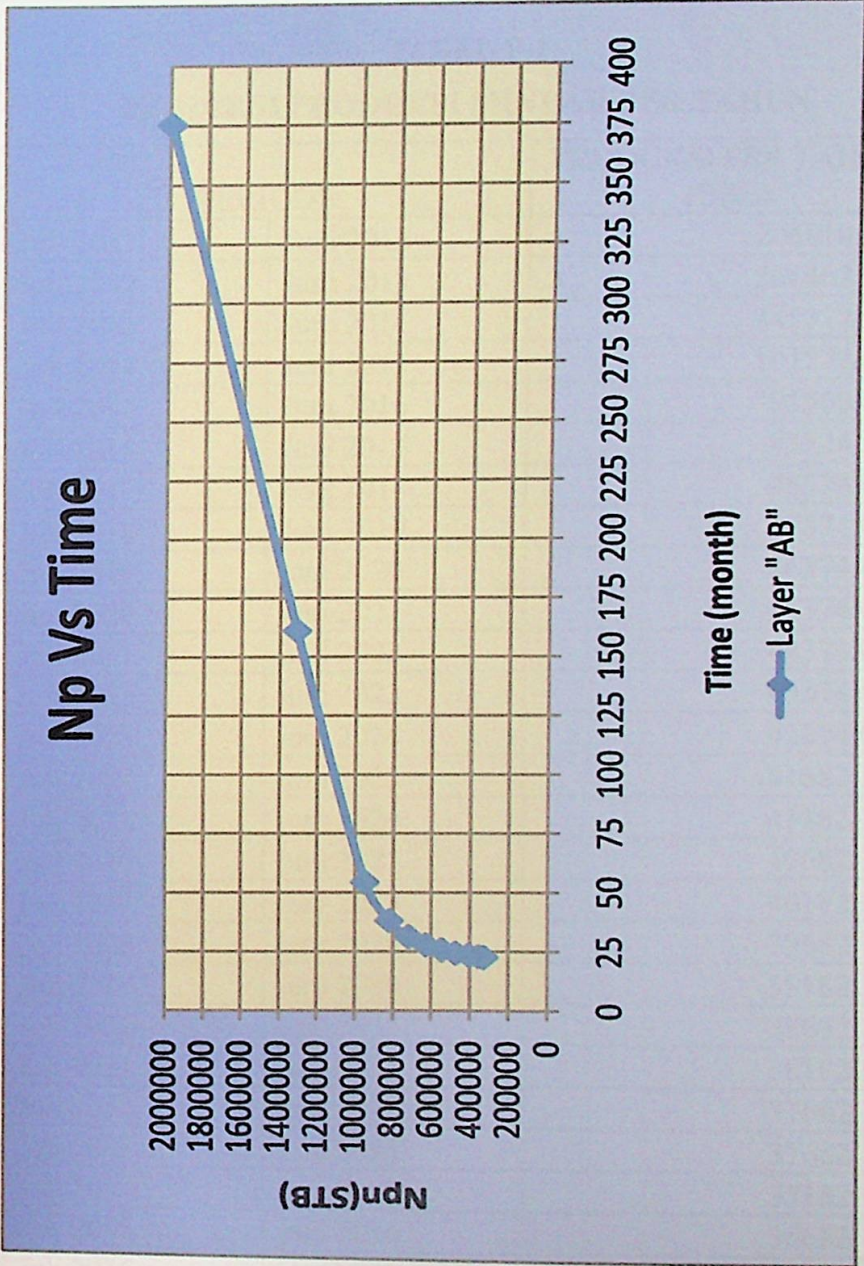
GAMBAR e.1
GRAFIK HUBUNGAN RF vs TIME



GAMBAR e.2
GRAFIK HUBUNGAN Q_o vs Time



GAMBAR e.3
GRAFIK HUBUNGAN Qw Vs Time



GAMBAR e.4
GRAFIK HUBUNGAN Np Vs TIME

LAMPIRAN F
PREDIKSI PRODUKSI MINYAK DENGAN WATERFLOODING

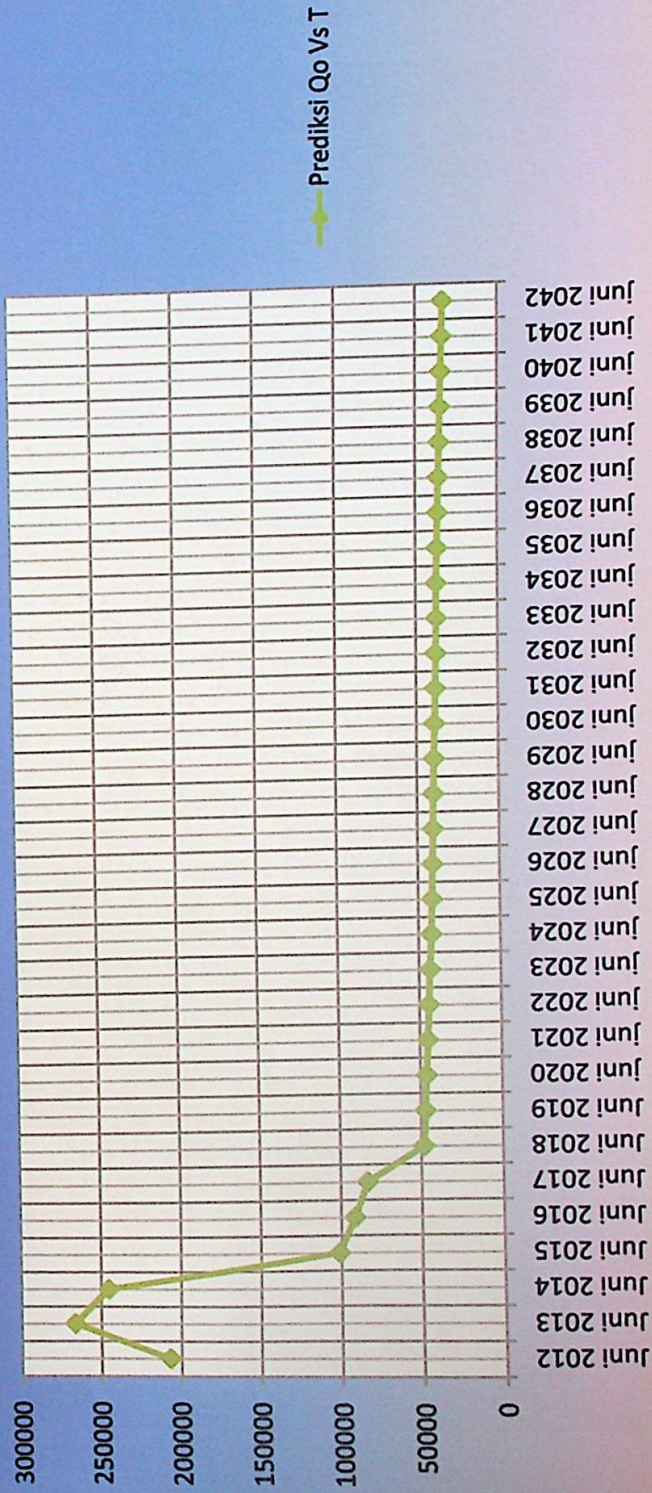
TABEL F.1
PREDIKSI PRODUKSI MINYAK PER TAHUN

PERIODE		PRODUKSI PER TAHUN (BBL)
Juli 2011	Juni 2012	206910.532
Juli 2012	Juni 2013	266467.835
Juli 2013	Juni 2014	245317.108
Juli 2014	Juni 2015	101272.504
Juli 2015	Juni 2016	91560.473
Juli 2016	Juni 2017	83524.253
Juli 2017	Juni 2018	48374.056
Juli 2018	Juni 2019	47374.056
Juli 2019	juni 2020	46374.056
Juli 2020	juni 2021	45374.056
Juli 2021	juni 2022	44374.056
Juli 2022	juni 2023	43374.056
Juli 2023	juni 2024	42374.056
Juli 2024	juni 2025	41682.145
Juli 2025	juni 2026	41182.145
Juli 2026	juni 2027	40682.145
Juli 2027	juni 2028	40182.145
Juli 2028	juni 2029	39682.145
Juli 2029	juni 2030	39182.145
Juli 2030	juni 2031	38682.145
Juli 2031	juni 2032	38182.145
Juli 2032	juni 2033	37682.145
Juli 2033	juni 2034	37682.145
Juli 2034	juni 2035	37182.145
Juli 2035	juni 2036	36682.145
Juli 2036	juni 2037	36182.145
Juli 2037	juni 2038	35682.145
Juli 2038	juni 2039	35182.145
Juli 2039	juni 2040	34682.145
Juli 2040	juni 2041	34182.145
Juli 2041	juni 2042	33682.145
Σ		1990949.707

TABEL F.2
PREDIKSI KUMULATIF PRODUKSI MINYAK PER TAHUN

PERIODE		KUMULATIF PRODUKSI (BBL)
SEBELUM WATERFLOODING		1933505.376
Juli 2011	Juni 2012	2140415.908
Juli 2012	Juni 2013	2406883.743
Juli 2013	Juni 2014	2652200.851
Juli 2014	Juni 2015	2753473.355
Juli 2015	Juni 2016	2845033.828
Juli 2016	Juni 2017	2928558.081
Juli 2017	Juni 2018	2976932.137
Juli 2018	Juni 2019	3024306.193
Juli 2019	juni 2020	3070680.249
Juli 2020	juni 2021	3116054.305
Juli 2021	juni 2022	3160428.361
Juli 2022	juni 2023	3203802.417
Juli 2023	juni 2024	3246176.473
Juli 2024	juni 2025	3287858.618
Juli 2025	juni 2026	3329040.763
Juli 2026	juni 2027	3369722.908
Juli 2027	juni 2028	3409905.053
Juli 2028	juni 2029	3449587.198
Juli 2029	juni 2030	3488769.343
Juli 2030	juni 2031	3527451.488
Juli 2031	juni 2032	3565633.633
Juli 2032	juni 2033	3603315.778
Juli 2033	juni 2034	3640997.923
Juli 2034	juni 2035	3678180.068
Juli 2035	juni 2036	3714862.213
Juli 2036	juni 2037	3751044.358
Juli 2037	juni 2038	3786726.503
Juli 2038	juni 2039	3821908.648
Juli 2039	juni 2040	3856590.793
Juli 2040	juni 2041	3890772.938
Juli 2041	juni 2042	3924455.083

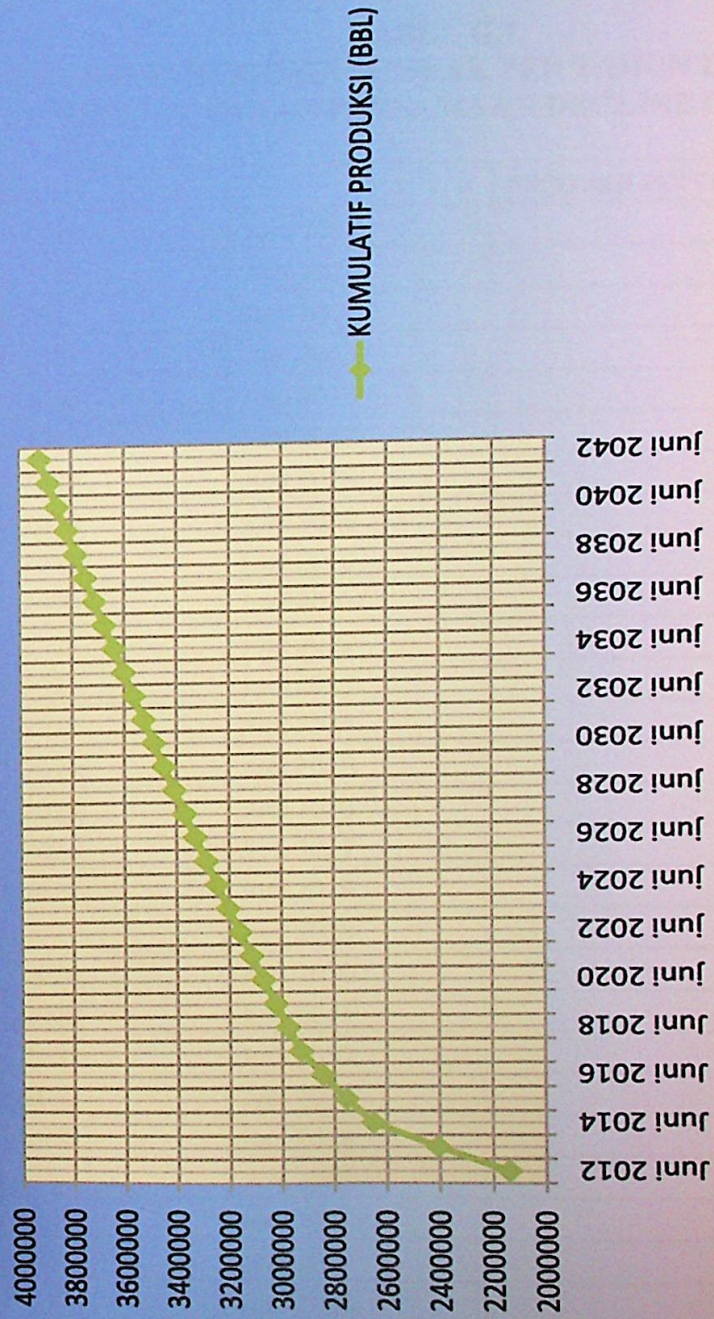
Qo Vs Time After Water Flooding



GAMBAR f.1

GRAFIK PREDIKSI PRODUKSI MINYAK AKHIR TAHUN

KUMULATIF PRODUKSI AFTER WATER FLOODING



GAMBAR f.2

GRAFIK PREDIKSI KUMULATIF PRODUKSI MINYAK AKHIR TAHUN

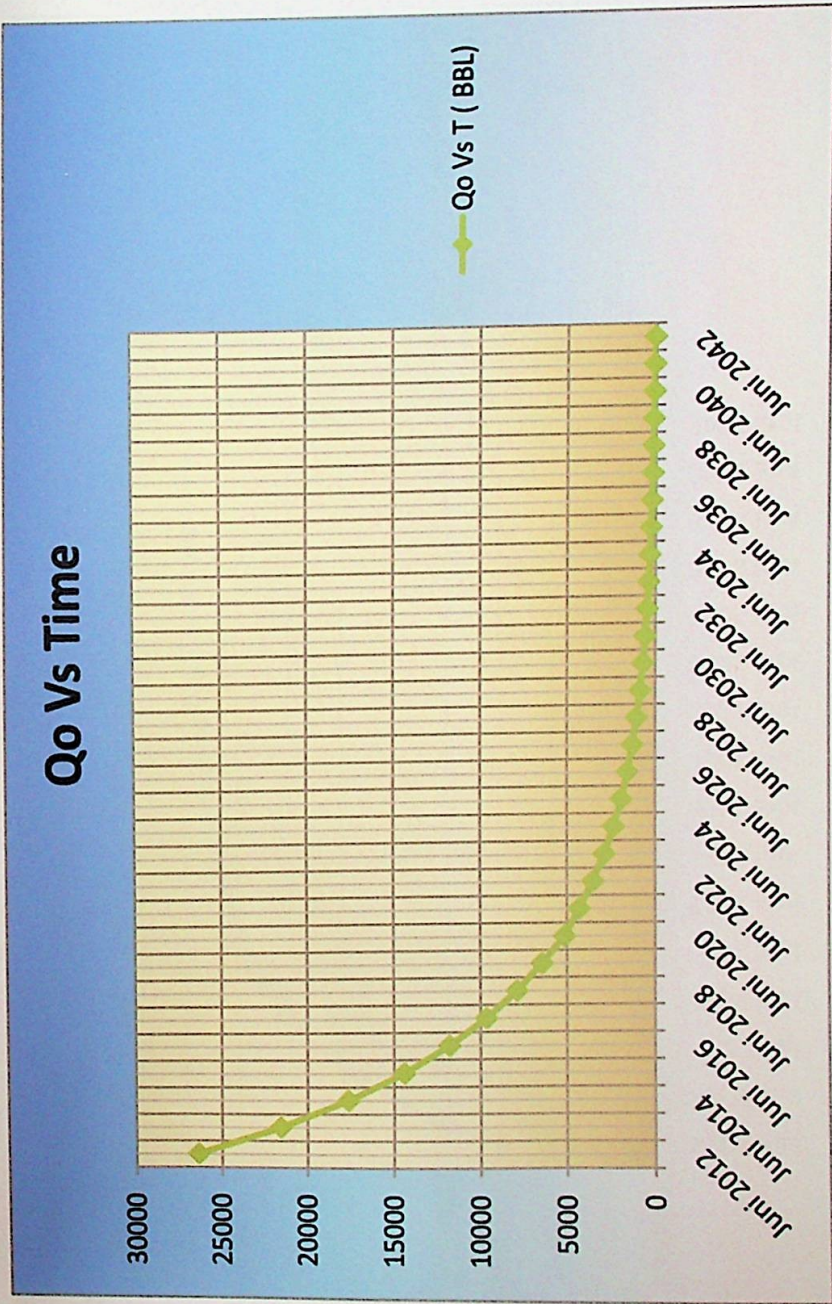
LAMPIRAN G
PREDIKSI PRODUKSI MINYAK TANPA PENERAPAN
WATERFLOODING

TABEL G.1
PREDIKSI PRODUKSI MINYAK PER TAHUN DENGAN
MENGGUNAKAN PERSAMAAN DECLINE CURVE

PERIODE		PRODUKSI PER TAHUN (BBL)
Juli 2011	Juni 2012	26359.052
Juli 2012	Juni 2013	21560.828
Juli 2013	Juni 2014	17633.56903
Juli 2014	Juni 2015	14404.61505
Juli 2015	Juni 2016	11797.6053
Juli 2016	Juni 2017	9651.414335
Juli 2017	Juni 2018	7891.924443
Juli 2018	Juni 2019	6445.01792
Juli 2019	Juni 2020	5156.014336
Juli 2020	Juni 2021	4318.162006
Juli 2021	Juni 2022	3531.86982
Juli 2022	Juni 2023	2890.590537
Juli 2023	Juni 2024	2362.099068
Juli 2024	Juni 2025	1933.505376
Juli 2025	Juni 2026	1579.02939
Juli 2026	Juni 2027	1292.226093
Juli 2027	Juni 2028	1056.982939
Juli 2028	Juni 2029	863.6324013
Juli 2029	Juni 2030	705.7294622
Juli 2030	Juni 2031	576.8291038
Juli 2031	Juni 2032	473.7088171
Juli 2032	Juni 2033	386.7010752
Juli 2033	Juni 2034	315.8058781
Juli 2034	Juni 2035	259.0897204
Juli 2035	Juni 2036	212.0410896
Juli 2036	Juni 2037	173.370982
Juli 2037	Juni 2038	141.7903942
Juli 2038	Juni 2039	116.0103226
Juli 2039	Juni 2040	94.74176342
Juli 2040	Juni 2041	77.66246594
Juli 2041	Juni 2042	63.48342651
	Σ	144325.1025

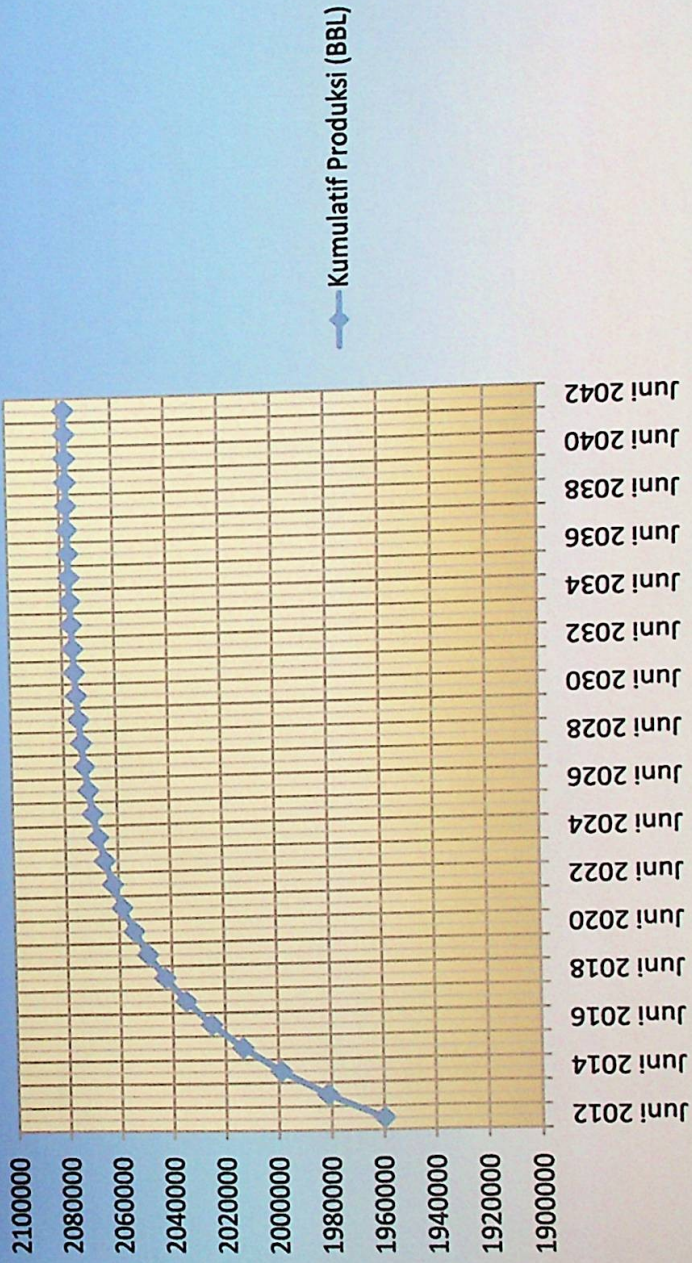
TABEL G.2**PREDIKSI KUMULATIF PRODUKSI MINYAK PER TAHUN
DENGAN PERSAMAAN DECLINE CURVE**

PERIODE		KUMULATIF PRODUKSI
Juli 2011	Juni 2012	1959864.428
Juli 2012	Juni 2013	1981425.256
Juli 2013	Juni 2014	1999058.825
Juli 2014	Juni 2015	2013463.44
Juli 2015	Juni 2016	2025261.045
Juli 2016	Juni 2017	2034912.46
Juli 2017	Juni 2018	2042804.384
Juli 2018	Juni 2019	2049249.402
Juli 2019	Juni 2020	2054405.416
Juli 2020	Juni 2021	2058723.578
Juli 2021	Juni 2022	2062255.448
Juli 2022	Juni 2023	2065146.039
Juli 2023	Juni 2024	2067508.138
Juli 2024	Juni 2025	2069441.643
Juli 2025	Juni 2026	2071020.673
Juli 2026	Juni 2027	2072312.899
Juli 2027	Juni 2028	2073369.882
Juli 2028	Juni 2029	2074233.514
Juli 2029	Juni 2030	2074939.244
Juli 2030	Juni 2031	2075516.073
Juli 2031	Juni 2032	2075989.781
Juli 2032	Juni 2033	2076376.483
Juli 2033	Juni 2034	2076692.288
Juli 2034	Juni 2035	2076951.378
Juli 2035	Juni 2036	2077163.419
Juli 2036	Juni 2037	2077336.79
Juli 2037	Juni 2038	2077478.581
Juli 2038	Juni 2039	2077594.591
Juli 2039	Juni 2040	2077689.333
Juli 2040	Juni 2041	2077766.995
Juli 2041	Juni 2042	2077830.479



GAMBAR g.1
 GRAFIK PREDIKSI PRODUKSI MINYAK AKHIR TAHUN DECLINE CURVE

Kumulatif Produksi Vs Time



GAMBAR g.2

GRAFIK PREDIKSI KUMULATIF PRODUKSI MINYAK AKHIR TAHUN DECLINE CURVE

LAMPIRAN H

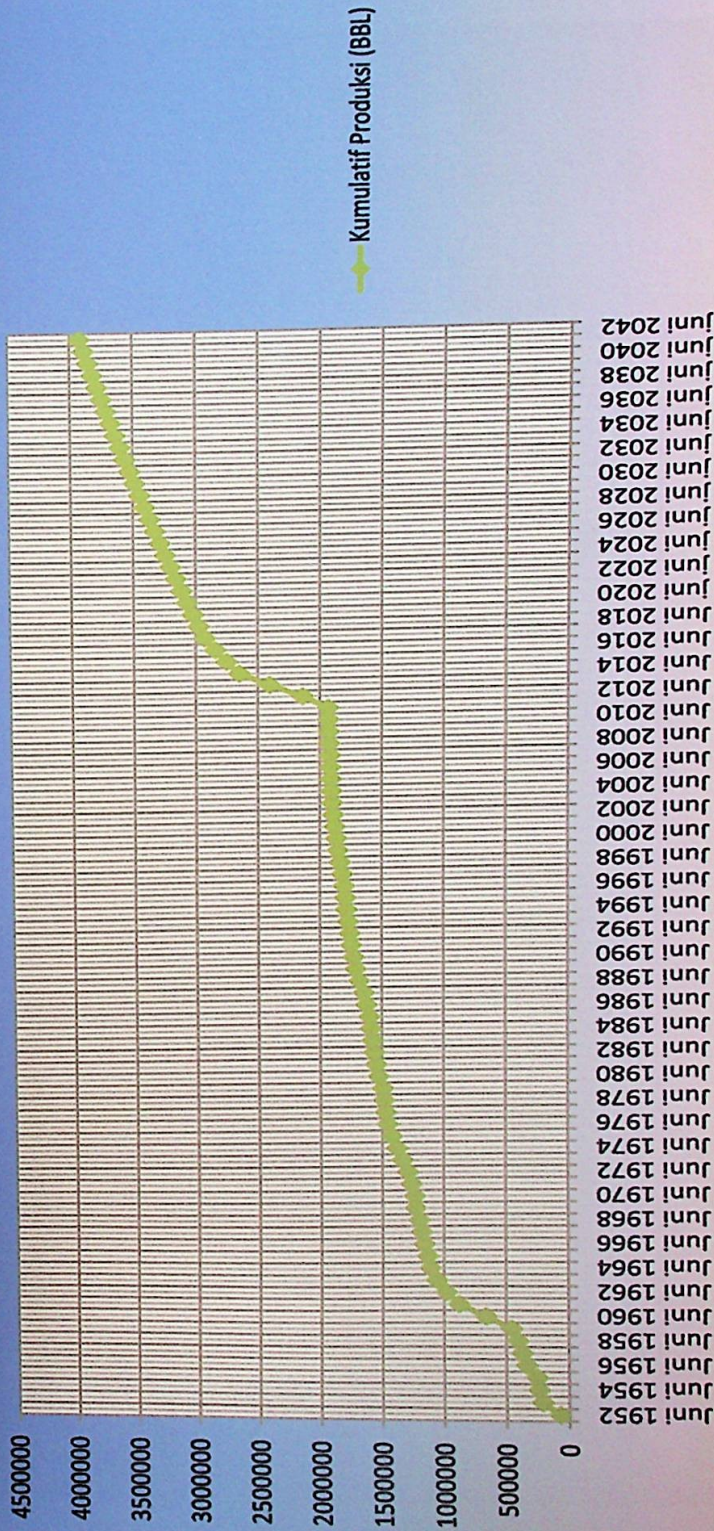
OVERVIEW PRODUKSI SEBELUM DAN SESUDAH WATERFLOODING



GAMBAR h.1

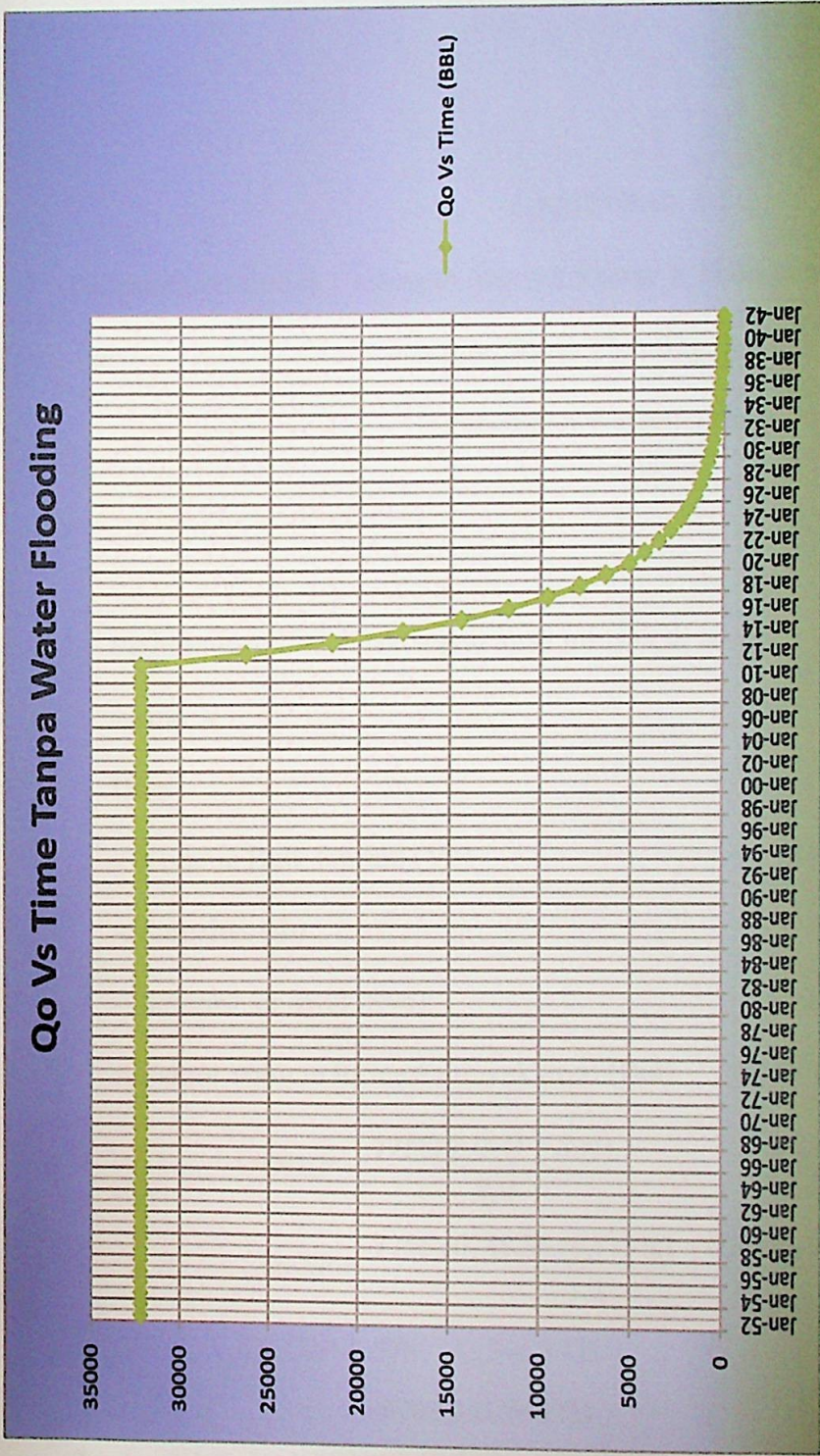
OVERVIEW PRODUKSI SEBELUM & SESUDAH WATERFLOODING

Kumulatif Produksi Sebelum + Sesudah Water Flooding



GAMBAR h.2

OVERVIEW KUMULATIF PRODUKSI SEBELUM & SESUDAH WATERFLOODING



GAMBAR h.3

OVERVIEW PRODUKSI TANPA WATERFLOODING

Ket * = harga qo mula – mula adalah harga rata – rata produksi per tahun hingga tahun 2011 yakni sebesar 32225 BBL

LAMPIRAN I

Perhitungan Jumlah Cadangan Minyak Sumur X Pada Lapisan A&B Serta *Recovery Factor* Awal Sebelum Penerapan Water Flooding, Setelah Waterflooding dan Tanpa Penerapan Waterflooding

1. Perhitungan jumlah cadangan awal minyak di tempat (*Original Oil In Place*) pada sumur X

Data :

- Volume Bulk lapisan (Vb) = 6748,36 Acre Feet
- Porositas (Φ) = 17,98%
- Saturasi air awal (Swi) = 39,06%
- Faktor volume formasi minyak awal (Boi) = 1,2

$$OOIP = \frac{7758Vb.\Phi.(1 - Swi)}{Boi}$$

$$OOIP = \frac{7758 \times 6748,36 \times 0,1798 (1 - 0,3906)}{1,2}$$

$$OOIP = 4780341,346 \text{ STB}$$

$$= 4780,341 \text{ MSTB}$$

2. Jumlah kumulatif produksi minyak pada sumur X, sebesar 1933,505 MSTB (Data produksi 1 Juni 2011)

3. Perhitungan *Recovery Factor* (RF).

$$RF = \frac{Np}{OOIP}$$

$$RF = \frac{1933,505}{4780,341}$$

$$RF = 0,404 \text{ (40,4\%)}$$

4. Jumlah kumulatif produksi minyak pada sumur X jika dilakukan water flooding, sebesar 1990,949 MSTB (sampai Juni 2042)

5. Total Kumulatif Produksi Minyak jika sebelum dan sesudah water flooding :

= Kumulatif produksi sebelum waterflooding + Setelah waterflooding

= 1933,505 MSTB + 1990,949 MSTB

= 3924,454 MSTB

6. Jumlah cadangan Sisa jika dilakukan waterflooding

= OOIP – Kumulatif Produksi Setelah waterflooding

= 4780,341 MSTB – 3924,454 MSTB

= 855,887 MSTB

7. Perhitungan *Recovery Factor* (RF) Jika dilaksanakan Water flooding

$$RF = \frac{Np}{OOIP}$$

$$RF = \frac{3924,454}{4780,341}$$

$$RF = 0,8209 \text{ (82,09\%)}$$

8. Jumlah Kumulatif produksi pada Sumur X tanpa penerapan waterflooding dengan menggunakan metoda decline curve analysis sebesar 144,325 MSTB (juli 2011 sampai juni 2042).
9. Total Kumulatif Produksi tanpa penerapan waterflooding dengan menggunakan metode decline curve analysis sebesar = 1933,505 MSTB + 144,325 MSTB = 2077,830 MSTB
10. Perhitungan Total Recovery Factor tanpa penerapan waterflooding :

$$RF = \frac{N_p}{OOIP}$$

$$RF = \frac{2077.830}{4780,341}$$

$$RF = 0,4346 (43,46 \%)$$

11. Jadi Total Recovery factor apabila diterapkan pelaksanaan waterflooding =

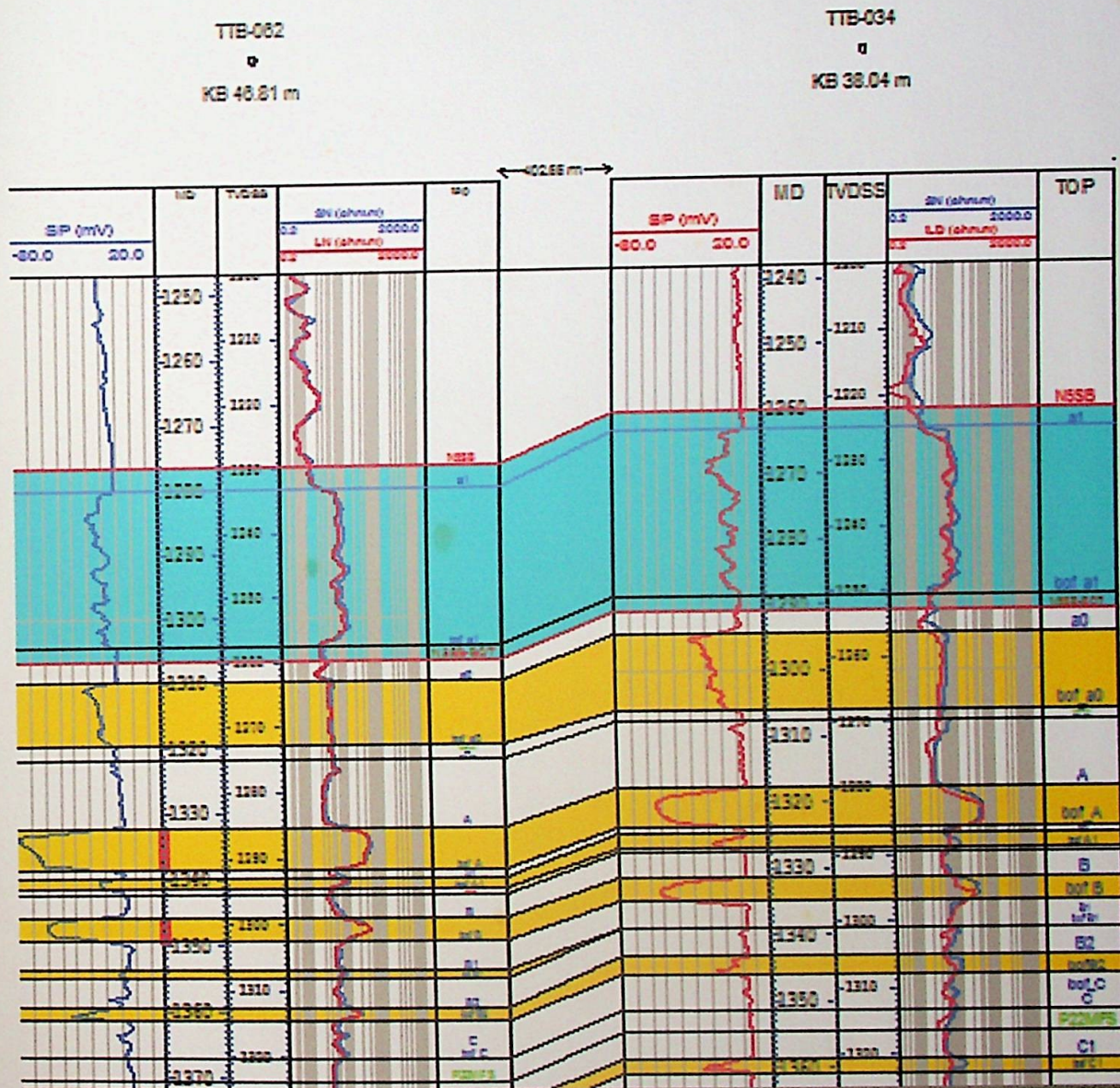
$$RF = RF \text{ dengan Waterflooding} - RF \text{ tanpa Waterflooding}$$

$$= 82,09\% - 43,46\%$$

$$= 38,63 \%$$

LAMPIRAN J

KORELASI SUMUR INJEKSI & SUMUR PRODUKSI



Sumber : PT. Pertamina EP

GAMBAR j.1
KORELASI SUMUR INJEKSI & SUMUR PRODUKSI