

PENENTUAN ISI AWAL MINYAK DAN PERAMALAN PRODUKSI NYA DENGAN *DECLINE CURVE ANALYSIS* DI LAPANGAN "R"

Rendi Wirnanda Irwin

Abstrak

Hal yang dapat menunjang keberhasilan pengembangan dan pengelolaan suatu lapangan minyak adalah bagaimana mengetahui jumlah akumulasi minyak. Hal tersebut penting untuk diketahui karena dapat memperkirakan berapa persen dari akumulasi minyak yang terdapat di reservoir tenaga dorong *water drive* yang dapat diproduksi untuk mengetahui besarnya cadangan minyak dapat dihitung menggunakan metode *material balance* persamaan. Dan seiringnya waktu produksi dapat dilakukan analisa *decline curve* untuk mengetahui sisa cadangan yang masih dapat diproduksi. Dengan begitu dapat dilihat kenaikan RF pada tahap *primary* dan *secondary*.

Pendahuluan

Lapangan "R" merupakan lapangan minyak dimana kondisi reservoir lapangan nya memiliki satu lapisan reservoir besar. Jumlah sumur yang aktif berproduksi sebanyak 66 sumur, jumlah sumur injeksi pada lapangan "R" adalah 4 sumur. Tersedianya data produksi pada lapangan "R" dapat dihitung besarnya cadangan yang masih dapat diambil.

Besarnya cadangan hidrokarbon dari suatu lapangan sangat penting untuk diketahui sebab nilai cadangan ini digunakan untuk mempertimbangkan keekonomisan suatu lapangan. Oleh karena itu perhitungan cadangan hidrokarbon dan faktor perolehan serta berapa lama waktu produksi dari tiap-tiap sumur yang dipakai untuk memproduksi lapangan tersebut perlu dihitung seakurat mungkin.

Pada tulisan ini, akan di analisa volume minyak awal dengan menggunakan data PVT dan data produksi, volume awal isi minyak pada tulisan ini dihitung dengan metode *material balance*. Setelah itu jumlah minyak atau gas yang dapat diproduksi dari dalam reservoir akan mengalami penurunan seiring dengan penurunan tekanan reservoir sehingga perlu adanya evaluasi kembali tentang jumlah cadangan dengan melihat sifat dan karakteristik dari reservoir itu. Berdasarkan evaluasi ini diharapkan mampu memberikan gambaran tentang peramalan kinerja reservoir di masa mendatang sehingga dapat menjadi suatu parameter yang penting dalam proses perencanaan pengembangan lapangan tersebut. Salah satu metode yang digunakan untuk memprediksi tingkat kinerja reservoir di masa datang adalah dengan *decline curve analysis*.

Maksud dan tujuan dilakukannya metode *decline curve analysis* adalah untuk memperkirakan hasil perolehan produksi minyak maksimum yang dapat diambil atau *Estimated Ultimate Recovery* (EUR), agar didapat suatu gambaran tentang prospek produksi lapangan tersebut dimasa yang akan datang, sehingga dapat menentukan langkah yang terbaik untuk mengembangkan lapangan tersebut. baik pada kondisi actual atau pada saat optimasi dengan *water injection*. Berdasarkan analisis-analisis tersebut, maka perbandingan antara EUR dan OOIP pada lapangan tersebut akan menghasilkan suatu faktor perolehan (*recovery factor*) yang merupakan gambaran perkiraan, sampai berapa persen minyak yang dapat terambil atau terproduksi dari volume minyak awal ditempat pada lapangan tersebut.

Tulisan ini menjelaskan tentang penentuan isi awal minyak di tempat dengan metode *material balance*. Peramalan laju produksi minyak pada lapangan "R" dengan analisis *decline curve*. Sistematika penulisan terbagi menjadi, pendahuluan yang mengemukakan permasalahan serta metode yang digunakan untuk menyelesaikan masalah pada studi kasus tulisan ini. Tinjauan umum dari lapangan "R", teori yang digunakan, perhitungan

serta hasil studi yang telah dilakukan, pembahasan, dan kesimpulan yang dapat diambil dari hasil studi.

Tinjauan Umum Lapangan

Lapangan Limau berada di daerah Prabumulih, sekitar 110 km Barat Daya Kota Palembang dengan luas area lapangan lebih kurang 250 km. Lapangan "R" ini merupakan lapangan tua yang mulai dikembangkan pada awal tahun 1950 sampai 1956, dan merupakan depleted struktur karena lebih dari 300 sumur yang telah dibor. Hingga kini sumur yang masih aktif berproduksi berjumlah 66 sumur dan diusahakan menggunakan teknologi tahap sekunder dengan sistem injeksi air ke dalam formasi. Jumlah sumur injeksi pada lapangan "R" terdiri dari 4 sumur hingga tahun 2012. Produksi terakhir pada tahun 2012 menghasilkan minyak 1011.27 BOPD, air 1832 BWPD, dan tidak ada produksi gas.

Pengembangan lapangan "R" sebagai proyek EOR dimulai tanggal 5 Juli 1989, yaitu sejak ditandatangani perjanjian kerja sama antara Pertamina dengan Husky Oil International Inc melalui kontrak EOR. Pada tahun 1997, Sea Union Energy mengambil alih lapangan "R" menjadi JOB Pertamina Sea Union Energy (Limau) Ltd. Selama tahun 1994-1995, lapangan "R" telah dilakukan pengeboran sebanyak enam kali dengan sukses rasio 100%. Namun, tahun 1996-1998 sebanyak 14 (empat belas) sumur dibor dan menunjukkan sukses rasio 71%. Penurunan ini menunjukkan bahwa semakin besarnya resiko pengeboran.

Pada tahun 1999 dilakukan pengeboran satu sumur vertikal sebagai sumur injeksi dengan metode *artificial lift* sebelum tahun 1996 terutama menggunakan *gas lift* dan *beam pump*. Akan tetapi sejak 1997 *Electric Submersible Pump* (ESP) berhasil dipasang di beberapa sumur. Pada tanggal 4 Juli 2004 kerja sama dengan Sea Union Energy berakhir. Tanggal 1 Januari 2005, Lapangan "R" dikelola kembali oleh Pertamina sebagai Unit Bisnis Pertamina EP (UBEP) Limau dan beroperasi hingga sekarang. Jumlah sumur yang berproduksi dibawah Unit Bisnis Limau sebanyak 66 sumur, 2 (dua) diantaranya adalah masih merupakan natural flow, sedangkan yang lainnya diusahakan dengan pengangkatan buatan, yaitu 37 sumur dengan menggunakan pompa ESP, 11 sumur dengan *gas lift* dan 16 sumur dengan *sucker rod pump*.

Teori Dasar

Pengertian mengenai volume cadangan reservoir meliputi potensi reservoir, tenaga dorong reservoir dan produktifitas reservoir itu sendiri. Salah satu besaran reservoir yang paling penting untuk diketahui adalah berapa besar volume hidrokarbon meliputi minyak dan gas yang dapat diproduksi secara ekonomis. Evaluasi terhadap suatu reservoir dimulai dari suatu reservoir migas yang ditemukan dan telah terbukti keberadaannya dengan pemboran eksplorasi. Pemboran eksplorasi ini bertujuan untuk membuktikan ada atau tidaknya minyak dan gas bumi ataupun yang masih belum terbukti keberadaannya. Secara garis besar, reservoir merupakan suatu tempat ter-akumulasinya fluida hidrokarbon minyak dan gas bumi.

Dalam pembahasan mengenai klasifikasi reservoir dapat dibedakan menjadi beberapa bagian yaitu karakteristik batuan reservoir yang membahas mengenai seberapa besar volume fluida berada di pori-pori batuan dan karakteristik fluida reservoir membahas mengenai fluida lebih dari satu fasa yang dimiliki oleh reservoir tersebut.

Syarat yang harus dipenuhi oleh suatu batuan reservoir adalah harus mempunyai kemampuan untuk menampung dan mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya. Dan hal ini dinyatakan dalam bentuk permeabilitas dan porositas.

Fluida reservoir adalah fluida yang mengisi rongga pori-pori batuan reservoir yang dapat berupa minyak, gas dan air, sesuai dengan jenis reservoirnya. Hidrokarbon sendiri terdiri dari fasa cair (minyak bumi) maupun fasa gas, yang tergantung pada kondisi (tekanan dan temperatur) reservoir. Perubahan kondisi reservoir akan mengakibatkan perubahan fasa serta sifat fisik fluida reservoir. Parameter karakteristik fluida reservoir yang akan dibahas pada sub-bab di bawah ini yaitu kelarutan gas dalam minyak (R_s), faktor volume formasi reservoir (B_o), faktor volume formasi gas (B_g), faktor volume formasi air (B_w), faktor volume dua fasa (B_t), viskositas (μ), dan kompresibilitas fluida (C_f).

Mekanisme pendorong (Drive Mechanism) adalah tenaga yang dimiliki oleh reservoir secara alamiah yang digunakan untuk mendorong minyak selama produksi ke permukaan. Proses pendorongan akan terjadi bila energi produksinya lebih besar dari seluruh energi yang hilang selama aliran fluida reservoir menuju lubang bor. Drive Mechanism merupakan salah satu karakteristik reservoir. Setiap reservoir mempunyai jenis dan tingkatan kekuatan driving mechanism yang berbeda-beda.

Pada reservoir minyak, minimal dikenal 3 macam drive mechanism yang dapat bekerja sendiri atau secara kombinasi, yaitu :

Depletion Drive atau solution gas drive atau dissolved gas drive, yaitu daya dorong oleh gas larut.

Gas cap drive, yaitu daya dorong oleh gas dari tudung gas. Water drive, yaitu daya dorong oleh air dari akuifer. Combination Drive merupakan daya dorong oleh gas dari tudung gas dan air dari akuifer.

Jenis drive mechanism harus diketahui sejak awal karena akan mempengaruhi: Strategi pengurusan reservoir (reservoir drainage strategy) Jumlah minyak atau gas yang bisa diproduksi, Kinerja produksi masing-masing sumur produksi. Reservoir performance, yaitu kinerja reservoir. Kelayakan penerapan Enhanced Oil Recovery (EOR).

Penentuan tenaga pendorong menggunakan metode :

Analisa Kualitatif

Penentuan jenis tenaga dorong dengan menggunakan grafik performance dilakukan dengan melihat grafik antara waktu terhadap produksi minyak, tekanan, kelarutan gas (GOR), dan water cut. Dari grafik tersebut dapat disesuaikan dengan kinerja reservoirnya dengan masing-masing klasifikasi tenaga pendorong.

Metode drive index

Dari persamaan umum material balance, dapat dilakukan penurunan rumus umum dengan menganggap bahwa produksi migas yang terdapat dalam reservoir setara dengan jenis dan kekuatan dari tenaga pendorong (drive mechanism) yang bekerja pada reservoir tersebut.

Pada reservoir dengan tenaga dorong kombinasi, dimana beberapa drive bekerja secara simultan. Untuk menentukan jenis tenaga dorong pada reservoir yang paling berkontribusi kita dapat menata ulang persamaan material balance.

Pada prinsipnya ada beberapa cara untuk menghitung cadangan hidrokarbon yang terkandung di reservoir, antara lain metode volumetrik dan metode material balance.

Metode Material Balance

Metode material balance di-gunakan untuk memperkirakan besarnya cadangan reservoir pada suatu lapangan minyak atau gas yang telah dikembangkan, dengan data-data

produksi yang diperoleh. Metode ini diperkenalkan oleh Schilthuis pada tahun 1936, yang berdasarkan hukum kekekalan massa, dimana jumlah massa dalam sistem adalah tetap atau terjadinya kesetimbangan volume antara produksi kumulatif terhadap pengembangan fluida reservoir.

Persamaan ini mengasumsikan bahwa seluruh reservoir adalah sebuah tangki yang homogen dengan sifat fisik batuan dan fluida yang seragam. Hal ini dikarenakan tidak mem-perhitungkan perubahan terhadap arah maupun di dalam sistem.

Untuk dapat menghasilkan ketelitian dalam perhitungan dengan metode material balance, asumsi yang digunakan adalah :

- Reservoir adalah homogen.
- Hidrokarbon dalam reservoir selalu dalam keadaan setimbang.
- Volume pori-pori batuan tetap.
- Data PVT yang akurat dalam keadaan reservoir yang setimbang.
- Proses produksi dianggap proses isothermal.
- Komposisi hidrokarbon tetap selama produksi.
- Kelarutan gas dalam air diabaikan.

Metode Decline Curve

Metode *decline curve* merupakan salah satu metode untuk memperkirakan besarnya cadangan minyak berdasarkan data-data produksi setelah selang waktu tertentu. Syarat utama menggunakan metode decline curve adalah laju produksi telah menurun yang disebabkan oleh keadaan reservoir, bukan oleh menurunnya kemampuan alat produksi. Penurunan laju produksi dipengaruhi oleh berbagai faktor, diantaranya mekanisme pendorong reservoir, tekanan, sifat fisik batuan dan fluida reservoir.

Tipe *decline curve* ditentukan sebelum melakukan perkiraan jumlah cadangan sisa dan umur dari reservoir yang dikaji berproduksi sampai dengan q limit. Untuk menentukan besarnya eksponen decline dapat ditentukan dengan menggunakan metode Trial Error and χ^2 -Chisquare Test.

Secara umum decline dapat dibagi menjadi tiga jenis yaitu exponential decline, hyperbolic decline, dan harmonic decline berdasarkan harga exponent declinanya atau lebih dikenal dengan "b". Harga b berkisar antara 0 sampai dengan 1. Jika harga $b=0$ maka disebut sebagai exponential decline, jika harga ($0 < b < 1$) maka disebut hyperbolic decline dan jika $b=1$ maka disebut harmonic decline.

Eksponensial decline curve disebut juga geometric decline atau semilog decline atau constant percentage decline mempunyai ciri khas yaitu penurunan produksi pada suatu interval waktu tertentu sebanding dengan laju produksinya (konstan). Kurva penurunan yang konstan ini hanya diperoleh bila eksponen decline adalah nol ($b=0$).

Atas dasar hubungan di atas, apabila variable-variabelnya di-pisahkan maka dapat ditarik beberapa macam hubungan yaitu hubungan antara laju produksi terhadap waktu dan hubungan laju produksi terhadap produksi kumulatif. Secara matematis bentuk kurva penurunannya menjadi sebagai berikut :

$$q = q_i e^{-(D_i t)}$$

Persamaan untuk menentukan besarnya initial nominal decline rate (D_i) :

$$D_i = \ln(q/q_i)/t$$

Penentuan besarnya kumulatif produksi minyak pada setiap waktu dapat dilihat dalam persamaan di bawah ini.

$$N_p = (q_i - q)/D_i$$

Estimasi Ultimated Recovery

Estimated Ultimate Recovery (EUR) adalah estimasi ultimate cadangan minyak yang bisa diproduksi sesuai dengan teknologi, kondisi ekonomi dan peraturan-peraturan yang ada pada saat itu dan diproduksi sampai economic limit ratenya (q limit-nya).

$$EUR = N_p + N_p \text{ limit}$$

Recovery Factor

Recovery Factor adalah perbandingan antara Estimated Ultimate Recovery (EUR) dengan Original Oil in Place (OOIP) atau disebut isi awal minyak di tempat.

$$RF = EUR / N \times 100\%$$

Remaining Reserves

Remaining reserves (RR) adalah jumlah cadangan yang dapat diambil, yang masih tertinggal didalam reservoir atau belum di produksi.

$$RR = EUR - N_p$$

Hasil Pengamatan dan Perhitungan

Penentuan Tenaga Dorong

Tenaga dorong reservoir merupakan salah satu karakteristik reservoir. Setiap reservoir mempunyai jenis dan kekuatan tenaga dorong yang berbeda-beda. Sebelum menentukan cadangan minyak awal, maka diperhitungkan terlebih dahulu tenaga dorong yang digunakan pada lapangan tersebut. Perhitungan Recovery Factor dengan menggunakan metode material balance drive index maka lapangan yang sudah berproduksi dari waktu ke waktu dapat dievaluasi tenaga dorong alamiah apa saja yang bekerja dan mana yang paling dominan, yaitu dengan menghitung drive index dari masing-masing tenaga dorong. drive mechanism dapat dilihat pada gambar 3.

Perhitungan Volume Minyak Awal Dengan Metode Material Balance

Dalam melakukan perhitungan cadangan awal minyak dengan metode *material balance* data-data yang diperlukan antara lain data produksi dan data PVT. Perhitungan cadangan awal minyak pada Lapangan "R" dilakukan menggunakan metode material balance. Dari persamaan material balance maka dapat ditentukan cadangan awal minyak pada Lapangan "R" dengan tenaga dorong masing-masing. Dalam melakukan perhitungan cadangan awal minyak dengan metode material balance persamaan, data yang diperlukan antara lain adalah data produksi dan data PVT. Hasil perhitungan volume minyak awal dapat dilihat pada perhitungan N saat tekanan 922 psia :

$$N_p = 988416.9 \text{ STB}$$

$$B_o = 1.37272$$

$$R_p = 929.2 \text{ SCF/STB}$$

$$R_s = 49.3 \text{ SCF/STB}$$

$$B_g = 0.00318 \text{ bbl/STB}$$

$$B_t = 1.54177$$

$$B_{ti} = 1.3737$$

$$W_e = 113556.9 \text{ bbl}$$

$$W_p = 1843388.8 \text{ STB}$$

$$B_w = 1.05619$$

$$N = \frac{N_p (B_o + (R_p - R_s) B_g - (W_e - W_p B_w))}{B_t - B_{ti}} \text{MMSTB} = 35.43 \text{ MMSTB}$$

N pada tekanan 922.4 psia pada lapangan "R" adalah 35.43 MMSTB. Hasil perhitungan N pada setiap penurunan tekanan dapat dilihat pada tabel 4.10 :

Tabel 1 Perhitungan N Lapangan "R"

Date	P (psia)	N (MMSTB)
Dec-91	922.49	35.43
Dec-92	914.03	35.92
Dec-93	905.84	37.41
Dec-94	897.90	39.2
Dec-95	890.20	40.32

Perhitungan awal isi minyak (OOIP) dilakukan rata – rata yaitu pada tekanan yang terdapat pada Tabel 1. Contoh perhitungan N tersebut adalah :

$$= \frac{35.43 + 35.92 + 37.41 + 39.2 + 40.32}{5}$$

$$N = 37.66 \text{ MMSTB}$$

Decline Curve Analysis dan Recovery Factor Dengan Software Oil Field Manager (OFM)

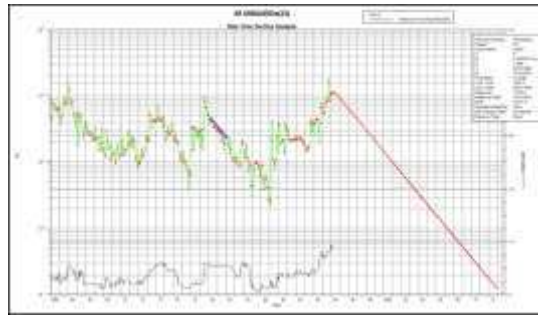
Analisis decline curve dengan *software Oil Field Manager (OFM)* dilakukan untuk peramalan produksi yang akan datang (*forecast*) agar menghasilkan perkiraan produksi yang tepat. Peramalan produksi dengan OFM lapangan "R" dilakukan pada tahap *Primary* dan sebagian tahap *Secondary*.

Decline Curve Analysis merupakan metode untuk memperkirakan cadangan yang masih dapat diproduksi serta untuk mengetahui lamanya waktu berproduksi tiap sumur atau lapangan. Selain itu peramalan tersebut juga berpengaruh pada analisa keekonomian suatu lapangan.

Untuk penerapan metode *Decline Curve Analysis* diperlukan data-data produksi, yaitu laju produksi minyak awal (q), waktu produksi (t), dan kumulatif produksi minyak (N_p). Dari peramalan seluruh sumur pada lapangan "R" termasuk usia produksi sumur sampai *economic limit*-nya akan diperoleh cadangan sisa (*Remaining Reserves*), serta perkiraan besarnya produksi kumulatif maksimal (*Estimated Ultimate Recovery*).

Tipe decline curve yang digunakan pada lapangan "R" dapat ditentukan berdasarkan nilai b , sehingga dapat dilakukan perkiraan jumlah cadangan sisa dan umur suatu reservoir yang berproduksi sampai q economic.

Berikut adalah contoh analisa decline curve pada lapangan "R", hubungan antara laju alir minyak (Q_o) terhadap waktu (t) dan laju alir minyak.

Gambar 1 Peramalan Produksi Pada Tahap *Primary*

Dari gambar 1 dapat dilihat peramalan produksi untuk lapangan “R”. Metode ini adalah penarikan *trend decline curve* menggunakan software OFM. Pada gambar tersebut, metode yang dipilih adalah *Exponential*. Lapangan “R” ini diproduksi sejak Februari 1962 sampai Juli 2012. Penarikan *trend decline* pertama diambil dari data produksi sebelum dilakukan injeksi, yaitu sejak Februari 1962 sampai Mei 1994. Dari *decline curve* ini maka didapatkan hasil yang dapat dilihat pada table 2.

Tabel 2 Parameter Yang Didapat Pada *Decline Curve* Secara *Primary*

Parameter	Nilai
Di	0.0307051
Qi	11629 MSTB
ti	5/31/1994
te	12/31/2012
Final Rate	12.33 STB
Cum.Prod	1202.5 MSTB
RR	11515.4 MSTB
EUR	12717.9 MSTB
RF	33.77%

Parameter yang dihasilkan setelah penarikan *decline* dihasilkan dengan menggunakan software OFM. Produksi kumulatif tahap primary lapangan “R” dengan menggunakan *decline curve* pada software OFM dimulai pada tahun 1994 sampai tahun 2012 adalah 1202.5 MSTB, Nilai EUR lapangan “R” 12717.9 MSTB. Dari hasil tersebut, maka RF (*Recovery Factor*) dapat dihitung, sebagai berikut :

$$RF = \frac{EUR}{N} \times 100\% = \frac{12.717 \text{ MMSTB}}{37.66 \text{ MMSTB}} = 33.77 \%$$

Nilai RF tersebut dapat dibandingkan dengan nilai RF yang diperkirakan dengan menggunakan metode J.J. Arps angkanya mendekati, yaitu 34.7%. Angka ini tidak berbeda jauh dengan statistik *recovery factor* untuk daya dorong *water drive* yaitu 30-60%

Trend decline curve yang kedua yaitu diambil pada tahap *secondary* yaitu pada Juni 1994 sampai Juli 2012. Metode yang digunakan yaitu *Exponential*, sama dengan grafik sebelumnya.

Adapun *trend decline* yang diplot dari software OFM dapat dilihat pada Gambar 2.

Gambar 2 Peramalan Produksi Tahap *Secondary*

Dari *trend decline* maka didapatkan hasil yang dapat dilihat pada Tabel 3. Data tersebut akan dipakai untuk perhitungan RF. Nilai tersebut dimasukkan dalam skenario dalam penentuan *trend decline* yang diinginkan pada software OFM.

Tabel 3 Parameter Dari *Decline Curve* Secara *Secondary*

Parameter	Nilai
Di	0.0961755
Qi	42,129 STB
ti	7/31/2012
Te	5/31/2020
Final Rate	4.99 STB
Cum.Prod	8,091.77 MSTB
Reserve	13,331.5 MSTB
EUR	21,423.2 MSTB
RF	56.87 %

Perhitungan *recovery factor* tahap *secondary* lapangan "R", dihitung dari produksi kumulatif minyak actual sebelum dilakukan *forecast* pada tahun 1962 sampai 2012 ditambah kumulatif produksi dengan OFM dimulai tahun 2012 sampai tahun 2020 sebesar 21423.2 MSTB. "N" atau OOIP yang digunakan untuk pembagi pada rumus RF, baik pada *trend decline* secara *primary* maupun *secondary* ialah dari *Material Balance* yaitu 37.66 MMSTB. Maka RF yang didapat yaitu untuk tahap *secondary* adalah :

$$RF = \frac{EUR}{N} \times 100\% = \frac{21.42 \text{ MMSTB}}{37.66 \text{ MMSTB}} \times 100\% = 56.87\%$$

Dengan adanya injeksi air pada lapangan "R" maka dapat disimpulkan bahwa injeksi air di lapangan "R" berdampak adanya kenaikan produksi. Indikasi ini dapat dilihat dari kenaikan RF yaitu pada kondisi *primary* 33.77%, sedang setelah dilakukan tahap *secondary* naik menjadi 56.87%. Dampak kenaikan produksi dengan dihitung dari produksi kumulatif minyak actual sebelum adanya injeksi air yaitu $N_p = 1202.5$ MSTB menjadi 8091.7 MSTB setelah di injeksi. Tabel hasil perhitungan kenaikan setelah diinjeksi dapat dilihat pada tabel 4.1.

Tabel 4 Hasil Perhitungan Tambahan Injeksi Air

	OOIP dari material balance (MMSTB)	EUR (MMSTB)	RF	RF (%)
Primary	37.66	12.71	0.33767	33.77 %
Secondary		21.42	0.56877	56.87 %
Tambahan Injeksi Air		5.62	0.23110	23.1 %

Perhitungan Recovery Factor dengan Metode J.J. Arps

Dalam melakukan perhitungan *recovery factor* dengan metode J.J. Arps, data-data yang diperlukan antara lain data tekanan *reservoir*, porositas, permeabilitas, saturasi air, viskositas dan faktor volume formasi minyak.

Dengan menggunakan metode J.J. Arps, maka dapat dihitung *recovery factor* pada lapangan "R". Untuk water drive reservoir dengan menggunakan persamaan 3.11, RFnya adalah sebagai berikut :

$$RF = (54.898) \left(\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{oi}} \right)^{0.442} \left(\frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.0770} (S_{wi})^{-0.1903} \left(\frac{P_i}{P_a} \right)^{-0.2159}$$

$$RF = (54.898) \left(\frac{0.19(1-0.21)}{1.373704} \right)^{0.442} \left(\frac{151.48 \times 0.287237}{0.2977} \right)^{0.0770} (0.21)^{-0.1903} \left(\frac{1800}{861.5} \right)^{-0.2159}$$

$$RF = 34.7 \%$$

Remaining Reserve

Sisa cadangan (*remaining reserve*) dapat ditentukan dengan mengurangi jumlah produksi maksimum terhadap produksi kumulatif. Sisa cadangan pada Lapangan "R" tahap *primary* dapat dihitung dengan data yang diperoleh sebagai berikut :

$$RR = EUR - N_p$$

$$RR = 12717.9 - 1202.5$$

$$RR = 11515.4 \text{ MSTB}$$

Pembahasan

Penentuan Tenaga Dorong (Drive mechanism)

Sebelum mengetahui volume minyak awal, maka ditentukan terlebih dahulu tenaga dorong pada Lapangan "R" menggunakan metode material balance drive index. Dengan menggunakan metode tersebut maka Lapangan "R" tiap lapisannya yang sudah berproduksi dari waktu ke waktu dapat dievaluasi tenaga dorong apa yang digunakan. Dari gambar drive index untuk Lapangan "R" dapat dilihat bahwa tenaga dorong lapangan tersebut adalah *water drive*.

Perhitungan Volume Minyak Awal Dengan Metode Material Balance

Parameter yang digunakan untuk perhitungan volume minyak awal dengan metode material balance menggunakan sifat fisik fluida reservoir dan sifat batuan reservoir. Hasil perhitungan volume minyak awal yang didapat pada Lapangan "R" adalah, sebesar 37.66 MMSTB.

Analisa Decline Curve

Peramalan produksi tahap *primary* lapangan "R" dimulai tahun 1962 dengan *production decline* di mulai tahun 1994 sampai *q end by time primary* pada tahun 2012. Analisa produksi menggunakan *software* OFM, dari analisa tahap *primary* tersebut didapatkan bahwa tipe *decline* lapangan "R" tahap *primary* adalah *exponential*. Tabel hasil analisa produksi OFM dapat dilihat pada tabel 2. Faktor perolehan dilakukan dengan cara perbandingan antara kumulatif produksi minyak tahap *primary* dengan isi awal minyak ditempat (OOIP). Analisa kurva penurunan produksi tahap *secondary* dimulai pada tahun 1994 dengan *production decline* mulai tahun 2012 sampai *q economic limit* sebesar 5 bbl / sumur pada tahun 2020. Analisa produksi menggunakan *software* OFM, dari analisa tersebut didapatkan bahwa tipe *decline* lapangan "R" tahap *secondary* adalah *exponential*. Kurva penurunan tahap *secondary* dapat dilihat pada gambar 2. Tabel hasil analisa produksi OFM dapat di lihat pada tabel 3.

Kesimpulan

1. Jenis mekanisme tenaga dorong pada lapangan "R" ditentukan dengan menggunakan metode drive index. Dari metode tersebut diketahui bahwa daya dorong yang paling dominan di lapangan "R" adalah tenaga dorong air (WDI = 88 %), dan gas terlarut (DDI = 12 %). Lapangan "R" tidak memiliki tenaga dorong tudung gas sehingga tidak ada nilai SDI nya
2. Perhitungan recovery factor pada tulisan ini dibagi menjadi dua, yaitu dengan perhitungan J.J Arps (manual) dan hasil dari software (OFM). Dari metode J.J Arps, tenaga dorong air nya adalah 34.7 %. Sedangkan recovery factor berdasarkan data produksi dengan software (OFM) 33.7 %.
3. Hasil perhitungan isi awal minyak ditempat (OOIP) di lapangan "R" menggunakan metode *Material Balance* adalah 37.66 MMSTB. Hasil dari metode ini mendekati angka OOIP dari *volumetric* yang telah dihitung sebelumnya yaitu 40.64 MMSTB.
4. Produksi kumulatif tahap *primary* lapangan "R" dengan menggunakan *decline curve* pada software OFM dimulai pada tahun 1994 sampai tahun 2012 adalah 1,202.5 MSTB. Nilai EUR lapangan "R" 12,717 MSTB, dan RF pada tahap *primary* adalah 33.7%. Angka ini tidak berbeda dengan *recovery factor* dari statistik lapangan dengan daya dorong *water drive* yaitu 30-60%
5. Produksi kumulatif tahap *secondary* lapangan "R" dihitung dari produksi kumulatif *actual* 1962 sampai 2012 ditambah peramalan produksi dengan OFM dimulai tahun 2012 sampai tahun 2020 sebesar 9,297.3 MSTB. Nilai EUR dari peramalan produksi pada tahun 2012 sampai 2020 21,423.2 MSTB sehingga RF nya dapat dihitung yaitu 56.87 %
6. Injeksi air di lapangan "R" dinyatakan berhasil dengan adanya indikasi kenaikan RF yaitu 23.1 %. RF pada tahap *primary* 33.7 % dan pada tahap *secondary* sebesar 56.87 %. Selain itu peningkatan produksi kumulatif dari 1,202.5 MSTB pada tahap *primary* menjadi 8,091 MSTB pada tahap *secondary*.
7. Sisa cadangan (*remaining reserve*) dihitung dengan mengurangkan jumlah maksimum produksi terhadap produksi kumulatif yang sudah di produksikan. *Remaining Reserve* lapangan "R" ialah 11,515.4 MSTB, kemudian setelah di injeksi naik menjadi 13,331.5 MSTB.

Daftar Simbol

- qi = Laju produksi minyak saat initial, BOPD
 EUR = Produksi kumulatif minyak maksimum, MMSTB
 Np = Kumulatif produksi minyak terakhir berproduksi, MMSTB
 Np limit = Kumulatif produksi minyak saat economic limit, MMSTB
 RR = Jumlah cadangan yang dapat di ambil, MMSTB

- Di = Initial nominal decline rate, fraksi/waktu
- b = Eksponen decline curve
- RF = Recovery factor, %
- EUR = Produksi kumulatif minyak maksimum, MMSTB
- Np limit = Kumulatif produksi minyak saat economic limit, MMSTB

Daftar Pustaka

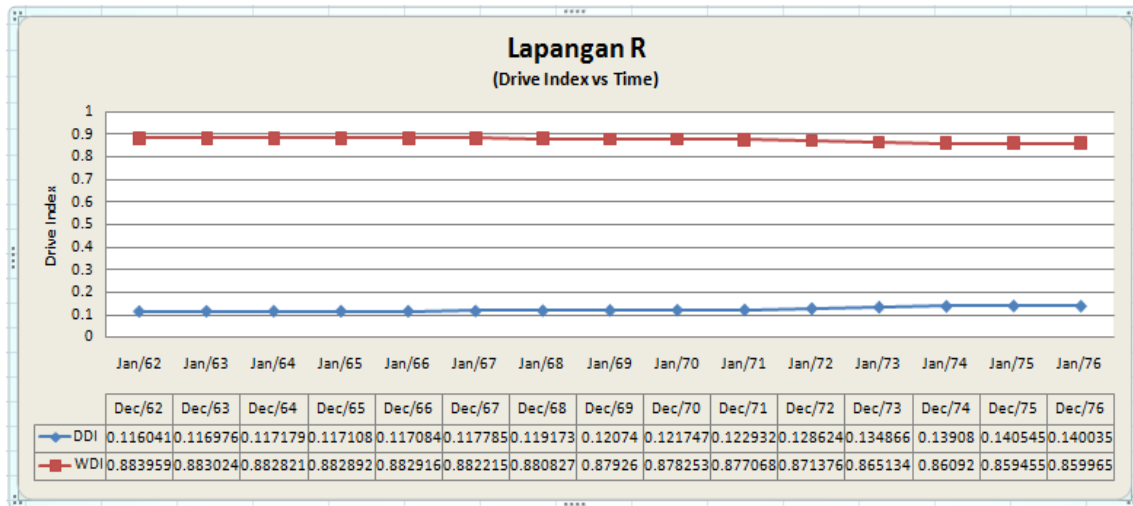
Ahmed, Tarek.,”Reservoir Engineering Hand Book”,2ed,Gulf Professional publishing,Texas,2001.

Amyx, j et.al.,”Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties”,McGraw Hill Inc,Texas,1960.

Craft and Hawkins,.”Apply Petroleum Reservoir”,2ed,Prentice-Hall Inc,New Jersey,1991.

R, Sumantri : “Buku Pelajaran Teknik Reservoir I”, Teknik Perminyakan Trisakti, Jakarta, 1996.

Rukmana,Dadang,.”Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi”,Pohon Cahaya,Yogyakarta.2012.



Gambar 3 Drive Index Lapangan “R”