

Water Injection Well

**TEORI DAN APLIKASI PENERAPAN WATER INJECTION
UNTUK PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK**

Water

Oil

**Disusun Oleh :
Dyah Rini Ratnaningsih
Herianto
RM Basuki Rahmad**

**Penerbit
LPPM UPN Veteran Yogyakarta
2023**

Teori Dan Aplikasi Penerapan *Water Injection* Untuk Peningkatan Produksi Minyak

Penulis:

Dyah Rini Ratnaningsih

Herianto

RM Basuki Rahmad

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang

Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau dengan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis

Desain Sampul : Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Editing : M Rizki Illahi, Dimas Rafli H, Dian Indri A

Cetakan Pertama, 2023

ISBN: 978-623-389-217-9

ISBN 978-623-389-217-9



Diterbitkan oleh:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,
55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Dicetak Oleh:

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat

UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,
55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku *Screening Criteria dan Simulasi Water Injection Untuk Menaikkan Produksi Minyak* telah selesai dilaksanakan.

Buku ini ini disusun dalam rangka membantu kalangan akademik dan dunia industri dalam Pemodelan simulasi *reservoir* dilakukan dengan menggunakan data yang tersedia. Proses inialisasi dilakukan untuk menyelaraskan nilai *inplace* simulator dengan kondisi lapangan sebenarnya. Proses *history matching* dilakukan dengan laju produksi minyak sebagai *constraint* dan parameter yang diubah adalah model aquifer dan kurva permeabilitas relatif untuk menyelaraskan *water influx*, laju produksi dan tekanan. Kemudian melakukan dua skenario pengembangan metode *waterflooding* dengan sensitivitas pola injeksi dan laju injeksi. Analisa skenario pengembangan dilakukan untuk mengetahui kenaikan nilai *recovery factor* optimum.

.Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulitsan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang.

Hormat Kami
Penulis

RINGKASAN

Lapangan “Bravo” merupakan lapangan minyak yang dikelola oleh Perusahaan Delta dengan tipe struktur *reservoir* antiklin. Secara volumetrik, Lapangan “Bravo” memiliki *Original Oil in Place* (OOIP) sebesar 56,84 MMSTB. Lapangan ini telah memproduksi 20,45 MMSTB dengan nilai *Current Recovery Factor* sebesar 35,89%. Lapangan ini memiliki mekanisme pendorong *solution gas drive*, *gas cap drive* dan *water drive*. Produksi air lapangan yang tinggi (*water cut* tinggi) dan terjadi penurunan laju produksi lapangan namun dengan potensi lapangan yang masih cukup tinggi untuk dioptimalkan produksinya, sehingga menjadi pertimbangan dilakukannya pengembangan lapangan dengan metode *waterflooding*.

Pemodelan simulasi *reservoir* dilakukan dengan menggunakan data yang tersedia. Proses inisialisasi dilakukan untuk menyelaraskan nilai *inplace* simulator dengan kondisi lapangan sebenarnya. Proses *history matching* dilakukan dengan laju produksi minyak sebagai *constraint* dan parameter yang diubah adalah model aquifer dan kurva permeabilitas relatif untuk menyelaraskan *water influx*, laju produksi dan tekanan. Kemudian melakukan dua skenario pengembangan metode *waterflooding* dengan sensitivitas pola injeksi dan laju injeksi. Analisa skenario pengembangan dilakukan untuk mengetahui kenaikan nilai *recovery factor* optimum.

Dalam model *reservoir* yang telah dibuat, skenario pengembangan Lapangan “Bravo” yang dilakukan melalui tiga skenario. Skenario 1 merupakan skenario dengan membuka beberapa sumur produksi yang telah di *suspend (re-opening)* berdasarkan hasil analisa kelayakan tiap sumurnya. Skenario 2 merupakan pengembangan lapangan dengan metode *waterflooding* menerapkan pola injeksi *line drive*, terdapat 7 sumur injeksi dari konversi sumur produksi. Skenario 3 merupakan skenario dengan metode *waterflooding* menerapkan pola injeksi *irregular 4-spot*, terdapat 11 sumur injeksi dari konversi sumur produksi. Pada skenario 2 dan skenario 3 dilakukan sensitivitas laju injeksi untuk menentukan nilai *recovery factor* lapangan yang optimum dan maksimum. Berdasarkan simulasi yang dilakukan, skenario 3 dengan pola injeksi *irregular 4-spot* dan laju injeksi air sebesar 250 bwpd merupakan skenario paling optimum. Skenario optimum memerlukan sedikit mungkin nilai laju injeksi namun menghasilkan nilai *recovery factor* paling besar, yaitu sebesar 50,547% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 28,8033 MMSTB.

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	iii
RINGKASAN	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL.....	x
BAB I PENDAHULUAN.....	x
BAB II TEKNIK WATER INJECTION	3
BAB III SCREENING CRITERIA	10
BAB IV SIMULASI RESERVOIR	14
BAB V APLIKASI DI LAPANGAN MINYAK.....	32
BAB VI ANALISA KEBERHASILAN	78
DAFTAR PUSTAKA	83

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Pola Sumur Injeksi – Produksi Line Drive Pattern ..	6
Gambar 2. 2 Pola Sumur Injeksi – Produksi 4-Spot	6
Gambar 2. 3 Pola Sumur Injeksi – Produksi 5-Spot	7
Gambar 2. 4 Pola Sumur Injeksi – Produksi 7-Spot	8
Gambar 2. 5 Pola Sumur Injeksi – Produksi 9-Spot	8
Gambar 2. 6 Pola Sumur Injeksi – Produksi Peripheral Pattern ...	9
Gambar 4. 1 Contoh Penentuan Rock Region dengan Hasil Distribusi Data Permeabilitas	18
Gambar 4. 2 Contoh Penggunaan Rock Region yang Diaplikasikan pada 3D Model	19
Gambar 4. 3 Contoh Kurva Normalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Gas-Minyak	21
Gambar 4. 4 Contoh Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Gas-Minyak (Pamungkas, 2011)	22
Gambar 4. 5 Kurva Tekanan Kapiler Sistem Minyak-Air	24
Gambar 5. 1 Penentuan Rock Region	33
Gambar 5. 2 Model Simulasi Reservoir Lapangan “Bravo”	36
Gambar 5. 3 Peta Isoporositas Lapangan “Bravo”	37
Gambar 5. 4 Peta Isopermeabilitas Lapangan “Bravo”	37
Gambar 5. 5 Peta Isosaturasi minyak Lapangan “Bravo”	38
Gambar 5. 6 Modifikasi nilai S_w vs P_c Region 1	40
Gambar 5. 7 Modifikasi nilai S_w vs P_c Region 2	41
Gambar 5. 8 Modifikasi nilai S_w vs Relative Permeability Region 1	43

Gambar 5. 9 Modifikasi nilai Sw vs Relative Permeability Region 2.....	43
Gambar 5. 10 Laju Produksi Minyak Setelah History Matching.....	44
Gambar 5. 11 Kumulatif Produksi Minyak Setelah History Matching	45
Gambar 5. 12 Laju Produksi Air Setelah History Matching.....	45
Gambar 5. 13 Kumulatif Produksi Air Setelah History Matching	46
Gambar 5. 14 Laju Produksi Gas Setelah History Matching.....	46
Gambar 5. 15 Kumulatif Produksi Gas Setelah History Matching	47
Gambar 5. 16 Penentuan Drive Mechanism Metode Ganesh Thakur	52
Gambar 5. 17 Penentuan Drive Index Material Balance	55
Gambar 5. 18 Analisa Sumur Re-Opening Peta OPU Layer 2 ...	59
Gambar 5. 19 Analisa Sumur Re-Opening Peta Tekanan Layer 2.....	59
Gambar 5. 20 Analisa Sumur Re-Opening Peta Permeabilitas Layer 2	60
Gambar 5. 21 Hasil Analisa Kandidat Sumur Re-Opening	60
Gambar 5. 22 Tabulasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi Skenario 2	61
Gambar 5. 23 Tabulasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi Skenario 3	62
Gambar 5. 24 Pola Injeksi Skenario 2	62
Gambar 5. 25 Pola Injeksi Skenario 3	63
Gambar 5. 26 Laju Produksi Minyak Skenario 1 vs Basecase ...	65

Gambar 5. 27 Kumulatif Produksi Minyak Skenario 1 vs Basecase.....	65
Gambar 5. 28 Tabulasi Hasil Analisa Sensitivitas Skenario 2 ...	67
Gambar 5. 29 Analisa Laju Injeksi Lapangan “Bravo” Skenario 2.....	68
Gambar 5. 30 Laju Produksi Minyak Skenario 2 vs Basecase ...	69
Gambar 5. 31 Kumulatif Produksi Minyak Skenario 2 vs Basecase.....	69
Gambar 5. 32 Distribusi Saturasi Minyak Setelah Injeksi Skenario 2	70
Gambar 5. 33 Distribusi Saturasi Minyak Setelah Injeksi Skenario 2	70
Gambar 5. 34 Tabulasi Hasil Analisa Sensitivitas Skenario 3 ...	72
Gambar 5. 35 Analisa Laju Injeksi Lapangan “Bravo” Skenario	73
Gambar 5. 36 Laju Produksi Minyak Skenario 3 vs Basecase ...	74
Gambar 5. 37 Kumulatif Produksi Minyak Skenario 3 vs Basecase.....	74
Gambar 5. 38 Distribusi Saturasi Minyak Sebelum Injeksi Skenario 3	75
Gambar 5. 39 Distribusi Saturasi Minyak Setelah Injeksi Skenario 3	75
Gambar 5. 40 Perbandingan Laju Produksi Minyak Pada Recovery Factor Optimum.....	76
Gambar 5. 41 Perbandingan Kumulatif Produksi Minyak Pada Recovery Factor Optimum.....	77

DAFTAR TABEL

Tabel II. 1 Karakteristik Pola Injeksi Waterflood	4
Tabel III. 1 Perbedaan Pressure Maintenance dan Waterflooding.....	11
Tabel V. 1 Hasil Pembagian Tiap Rock Region.....	33
Tabel V. 2 Permeabilitas Relatif.....	34
Tabel V. 3 Data PVT Lapangan “Bravo”	35
Tabel V. 4 Karakteristik Model Simulasi Reservoir	36
Tabel V. 5 Tabulasi Data Perhitungan Cadangan Volumetrik	38
Tabel V. 6 Tabulasi Data Inisialisasi.....	41
Tabel V. 7 Tabulasi Hasil History Matching.....	47
Tabel V. 8 Tabulasi Recovery Efficiency dan Recovery Pressure.....	49
Tabel V. 9 Skenario Lapangan “Bravo”.....	57
Tabel V. 10 Recovery Factor dan Incremental Oil Tiap Skenario	76

BAB I

PENDAHULUAN

Kemampuan *reservoir* untuk mendorong minyak bumi hingga ke permukaan saat diproduksi secara terus menerus akan mengalami penurunan, maka diperlukan cara untuk peningkatan perolehan minyak dengan menerapkan metode tahap kedua atau *secondary recovery*. Metode *waterflooding* dipilih bertujuan membantu efisiensi pengurasan minyak, sehingga dapat membantu meningkatkan perolehan minyak pada sumur produksi (Dake,2001). *Waterflooding* merupakan metode dengan menginjeksikan air kedalam batuan *reservoir* untuk memenuhi pori di batuan *reservoir* dan menekan minyak yang ada di pori *reservoir* sehingga kolom minyak tergusur menuju kepermukaan. Namun dalam aplikasinya tidak mudah, oleh karena itu dilakukan pemodelan simulasi *reservoir*.

Lapangan “Bravo” memiliki lima puluh tujuh sumur produksi, akan tetapi banyak sumur yang telah mengalami *water cut* lebih dari 95% sehingga kondisi *existing* hanya terdapat 4 sumur produksi. Lapangan “Bravo” mempunyai total *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 56.84 MMSTB, dengan kumulatif produksi sebesar 20.45 MMSTB dan *current recovery factor* sebesar 35,89 %. Lapangan “Bravo” memiliki tenaga pendorong *reservoir solution gas drive, gas cap drive* dan *water drive*.

Penurunan tekanan dan laju produksi minyak terus terjadi dan produksi air lapangan yang terus meningkat.

Penurunan laju produksi lapangan namun dengan potensi lapangan yang masih cukup tinggi untuk dioptimalkan produksinya, sehingga menjadi pertimbangan dilakukannya pengembangan lapangan dengan metode *waterflooding*. *Waterflooding* sangat ideal dilakukan pada mekanisme *reservoir solution gas drive* dan *gas cap drive* sedangkan untuk *strong water drive* kurang cocok (Rukmana, 2020). Oleh karena itu dilakukan studi perencanaan lapangan menggunakan simulasi *reservoir*.

BAB II

TEKNIK WATER INJECTION

Menurut *Tarek, Ahmed (1946)*, salah satu tahapan dalam perencanaan kegiatan *waterflooding* adalah penentuan pola injeksi. Dengan pola yang tepat akan menghasilkan kemungkinan terbesar terjadinya kontak antara injeksi fluida dengan hidrokarbon yang terdapat di *reservoir*. Penentuan ini dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu mengkonversi sumur produksi yang telah ada menjadi sumur injeksi atau menambah sumur baru (infil) injeksi. Dalam penentuan pola injeksi ada beberapa persyaratan yang perlu diperhatikan antara lain :

- Menggunakan sumur – sumur yang ada sebagai sumur injeksi untuk meminimalisir jumlah sumur baru.
- Menghasilkan kapasitas injeksi yang cukup untuk meningkatkan produksi minyak dan memaksimalkan perolehan minyak dengan produksi air minimum.
- Dapat diterapkan pada kondisi Lapangan aktual terkini

Faktor yang perlu diperhatikan dalam penentuan pola injeksi *waterflood* antara lain arah permeabilitas dan heterogenitas *reservoir*, arah rekahan formasi, ketersediaan fluida injeksi, maksimum perolehan minyak, jarak antar sumur, danantisipasi jangka panjang waktu pelaksanaan metode *waterflooding*.

Karakteristik pola injeksi *waterflood* ditunjukkan pada **Tabel II – 1.** sebagai berikut dibawah ini :

Tabel II. 1 Karakteristik Pola Injeksi *Waterflood*
(Thakur, Ganesh C., 2020)

Pola	P/I Regular	P/I Inverted	d/a	Ea, %
<i>Direct Line</i>	1	-	1	56
<i>Staggered Line Drive</i>	1	-	1	78
4 spot	2	½	0.866	-
5 spot	1	1	½	72
7 spot	½	2	0.866	-
9 spot	1/3	3	½	80

Dimana,

P : Jumlah Sumur Produksi

I : Jumlah Sumur Injeksi

d : Jarak Sumur Injeksi – Garis Hubungan 2 Sumur
Produksi

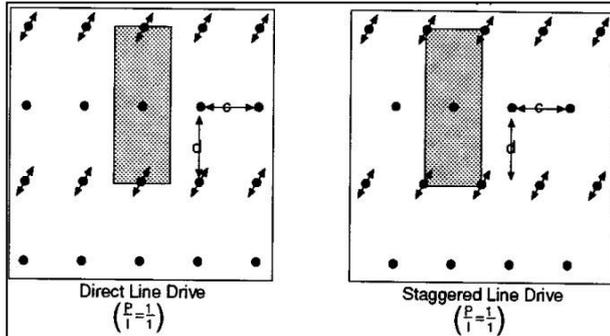
a : Jarak Antar Sumur Dalam Pola Teratur

E/a : *Areal Sweep Efficiency*

Pola injeksi pada metode *waterflooding* diklasifikasikan menjadi reguler dan *inverted*. Pola injeksi reguler adalah sumur produksi berada ditengah pola injeksi (sumur injeksi lebih dominan dibanding sumur produksi). Sedangkan pola *inverted* adalah sumur injeksi berada ditengah pola injeksi (sumur produksi lebih dominan dibandingkan sumur injeksi). Pertimbangan dalam penentuan pola injeksi tergantung parameter antara lain tingkat keseragaman formasi, struktur batuan *reservoir*, sumur – sumur yang sudah ada, dan faktor ekonomi. Berikut adalah contoh pola injeksi yang dapat diterapkan pada metode *waterflooding*, antara lain :

- *Line drive pattern*

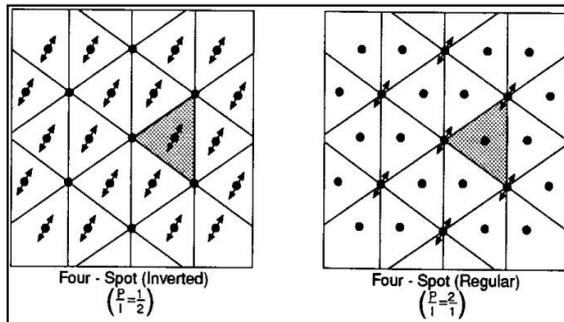
Pola injeksi *line drive pattern* adalah sumur produksi dan sumur injeksi membentuk garis dan saling berlawanan. Hal penting yang diperhatikan dalam metode ini adalah jarak antara sumur – sumur sejenis dan jarak antara sumur tak sejenis. Terdapat 2 jenis *line drive pattern* yaitu *direct line drive* dan *staggered line drive*..



Gambar 2. 1 Pola Sumur Injeksi – Produksi Line Drive Pattern
 (Thakur, Ganesh C. 2020)

- *4-spot pattern*

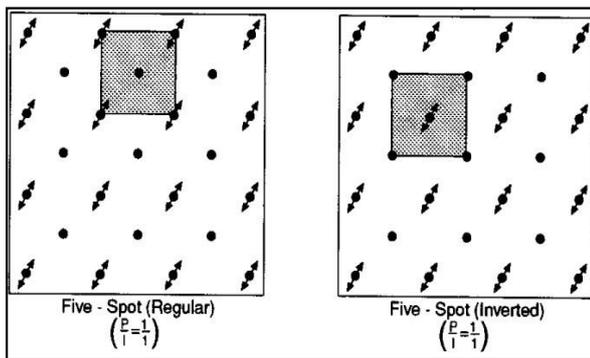
Reguler *4-spot pattern* terdiri dari sumur produksi yang dikelilingi oleh 3 sumur injeksi. Sedangkan *inverted 4-spot pattern* terdiri dari sumur injeksi yang dikelilingi oleh 3 sumur produksi. Pola injeksi ini membentuk formasi bentuk segitiga.



Gambar 2. 2 Pola Sumur Injeksi – Produksi 4-Spot
 (Thakur, Ganesh C. 2020)

- *5-spot pattern*

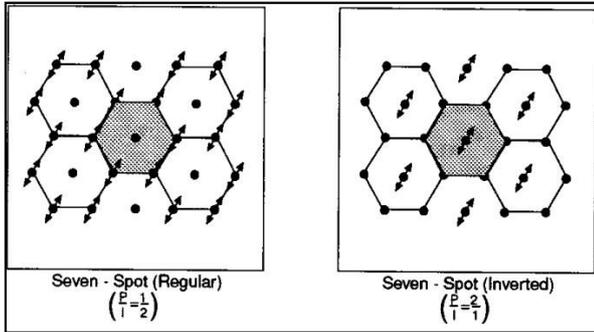
Pola aliran *special* atau reguler *5-spot pattern* terdiri dari sumur produksi yang dikelilingi oleh 4 sumur injeksi. Sedangkan *inverted 5-spot pattern* terdiri dari sumur injeksi yang dikelilingi oleh 4 sumur produksi. Pola injeksi ini membentuk formasi bentuk segiempat.



Gambar 2. 3 Pola Sumur Injeksi – Produksi 5-Spot
(Thakur, Ganesh C. 2020)

- *7-spot pattern*

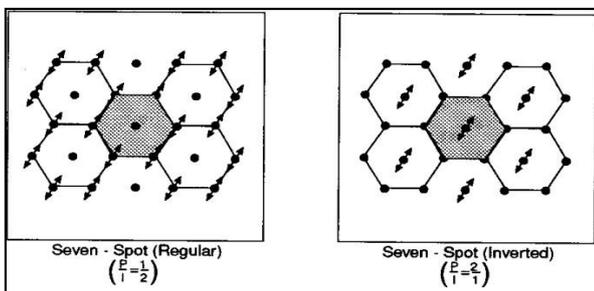
Reguler *7-spot pattern* terdiri dari sumur produksi yang dikelilingi oleh 6 sumur injeksi. Sedangkan *inverted 7-spot pattern* terdiri dari sumur injeksi dikelilingi oleh 6 sumur produksi. Pola ini biasanya membentuk formasi bentuk segienam atau hexagon.



Gambar 2. 4 Pola Sumur Injeksi – Produksi 7-Spot
 (Thakur, Ganesh C. 2020)

- *9-spot pattern*

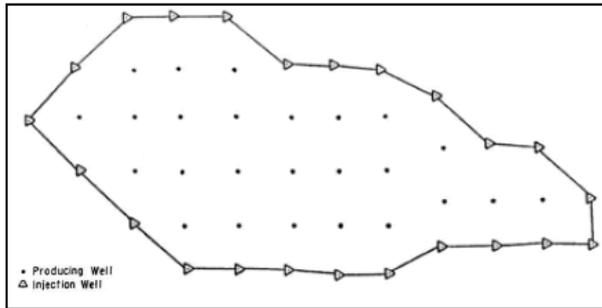
Reguler *9-spot pattern* terdiri dari sumur produksi yang dikelilingi oleh 8 sumur injeksi. Sedangkan *inverted 9-spot pattern* terdiri dari sumur injeksi dikelilingi oleh 8 sumur produksi. Pola ini biasanya membentuk formasi bentuk segiempat dan dapat diaplikasikan secara fleksibel.



Gambar 2. 5 Pola Sumur Injeksi – Produksi 9-Spot
 (Thakur, Ganesh C. 2020)

- *Peripheral pattern*

Pola injeksi ini memasang sumur – sumur injeksi mengelilingi batasan *reservoir*.



Gambar 2. 6 Pola Sumur Injeksi – Produksi Peripheral Pattern (Willhite, 1986)

Pola injeksi pada metode *waterflooding* juga dapat memiliki pola tidak beraturan (*irregular*). Pola sumur – sumur produksi yang telah ada seringkali dalam pola yang tidak beraturan, sehingga pola konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi juga tidak dapat berpola dalam bentuk yang beraturan.

BAB III

SCREENING CRITERIA

Waterflooding merupakan salah satu metode pengurusan minyak tahap *secondary recovery* yang banyak digunakan sebagai metode pengurusan sisa cadangan minyak yang masih tertinggal setelah proses produksi awal. *Waterflooding* diinjeksikan dalam pola tertentu atau mengelilingi reservoir (*peripheral*). Mekanisme kerjanya adalah dengan menginjeksikan air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi, sehingga akan meningkatkan produksi minyak ataupun dapat juga berfungsi untuk mempertahankan tekanan reservoir (*pressure maintenance*). Terdapat 2 jenis *waterflooding* yaitu (Thomas, C.E, et. al. 1962):

- *Waterflooding*: metode *secondary recovery* dimana air diinjeksikan ke reservoir untuk meningkatkan perolehan minyak. Air yang diinjeksikan dari sumur injeksi mendorong minyak yang ada direservoir ke sumur produksi.
- *Water-pressure maintenance*: proses dimana air diinjeksikan ke aquifer untuk memberikan dorongan energi pada mekanisme pendorong alami dengan tujuan meningkatkan produksi minyak sebelum batasan ekonomis produksinya.

Tabel III. 1 Perbedaan Pressure Maintenance dan Waterflooding
(Rukmana, Dadang. 2013)

	<i>Pressure Maintenance</i>	<i>Waterflooding</i>
Tujuan	Meningkatkan Tekanan Reservoir	Meningkatkan Efisiensi Pengurasan & RF
Lokasi Sumur Injeksi	Aquifer atau zona dengan WC tinggi, <i>peripheral</i>	Zona minyak, sebagian / seluruhnya berpola (<i>pattern</i>)
Kompleksi Sumur Injeksi	Sebagian / seluruhnya di zona water	Seluruhnya di zona minyak
Investasi	Relatif Murah	Lebih Mahal
Insentif	Tidak	Dapat (Tergantung PSC kontrak)

Dalam perencanaan *waterflooding* perlu memperhatikan karakteristik reservoir yang sesuai agar proyek *waterflooding* dapat diterapkan antara lain (Tarek, Ahmad. 1946) :

3.1.1 Luasan geometri reservoir

Parameter ini mempengaruhi pada lokasi sumur

3.1.2 Karakteristik fluida reservoir

Viskositas minyak menjadi parameter sifat fluida yang penting karena mempengaruhi keberhasilan metode.

Viskositas menentukan *mobility ratio* yang berkaitan dengan *sweep efficiency*.

3.1.3 Kedalaman reservoir

Semakin dalam suatu reservoir maka akan meningkatkan tekanan injeksi. Sehingga parameter ini mempengaruhi baik secara teknis maupun ekonomis.

3.1.4 Saturasi fluida

Saturasi minyak yang besar akan menghasilkan perolehan minyak yang besar pada perencanaan *waterflooding*. Semakin besar saturasi minyak awal, maka mobilitas minyak meningkat dan meningkatkan *recovery efficiency*.

3.1.5 Keseragaman reservoir

Parameter ini menjadi hal penting dalam perencanaan lokasi dan pola sumur injeksi – produksi.

3.1.6 Lithologi dan karakteristik batuan

Sifat fisik batuan yang mempengaruhi keberhasilan *waterflooding* antara porositas, permeabilitas, kandungan lempung, dan ketebalan reservoir (*net thickness*). Porositas batuan yang besar dapat meningkatkan keberhasilan *waterflooding*, karena jika terdapat kandungan mineral lempung dalam reservoir dapat menyumbat pori batuan dan dapat bereaksi dengan air menyebabkan *sweeling* dan *deffloculating*. Variasi permeabilitas juga sangat mempengaruhi tingkat keberhasilan. Semakin besar permeabilitas dapat mempercepat fluida injeksi mengalir ke sumur produksi, namun dapat menyebabkan terjadinya

early breakthrough. Sedangkan permeabilitas yang kecil mempunyai tingkat penyapuan minyak yang lebih optimal sehingga perolehan minyak akan meningkat.

3.1.7 Mekanisme pendorong reservoir

Mekanisme pendorong alami antara lain ekspansi batuan dan fluida, *solution gas drive*, *gas cap drive*, *water drive*, *gravity drainage drive*, dan *combination drive*. *Recovery factor* yang dihasilkan dari mekanisme pendorong diatas disebut *primary recovery factor* yang berarti produksi hidrokarbon dari reservoir menggunakan tenaga alami pada reservoir itu sendiri tanpa ada pendorong atau tenaga dari luar.

Dalam perencanaan pengembangan Lapangan “Bravo” menggunakan metode *waterflooding* yang menginjeksikan air injeksi ke zona minyak untuk meningkatkan perolehan minyak. Dalam metode *waterflooding* terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam melakukan perencanaan pengembangan antara lain : *flood pattern*, *performance prediction*, dan penentuan cadangan (Thakur, Ganesh C.2020).

Paramater atau kunci dari keberhasilan *waterflooding* antara lain (Rukmana, Dadang. 2013) sebagai berikut:

1. Tekanan reservoir > tekanan saturasi
2. Bertahap meningkatkan kapasitas pompa
3. Berani mengorbankan sumur produksi
4. Keseimbangan antara injeksi air dengan laju produksi
5. Optimisasi laju injeksi untuk tiap pola/area.

BAB IV

SIMULASI RESERVOIR

Dalam melakukan suatu perencanaan simulasi reservoir, ada beberapa tahapan yang perlu dilakukan, secara garis besarnya adalah:

- A. Persiapan data
- B. Pengolahan data.
- C. *Input* data.
- D. Penyelarasan dan validasi model reservoir.
- E. Tahap prediksi.

A. Persiapan Data

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai kebutuhan didasarkan pada tujuan dan prioritas simulasi. Persentase keakuratan hasil simulasi ditentukan oleh validitas data yang digunakan, sehingga tanpa data yang memadai gambaran informasi dan simulasi yang dilakukan kurang tepat.

Data yang diperlukan dalam simulasi dapat dibagi menjadi data geologi, geofisika dan petrofisik (peta struktur, peta isoporositas, peta isopermeabilitas, peta persebaran properti dalam model), sifat fisik batuan reservoir, sifat fisik fluida reservoir, data produksi, tekanan, dan data penunjang.

1. Data Geologi, Geofisika, dan Petrofisik

Data geologi untuk mengkonstruksikan model geologi reservoir meliputi peta *top structure*, peta *bottom structure* yang

mencakup *layer sand* untuk mengkarakterisasi reservoir dan patahan (*fault*). Data geofisika diperoleh melalui kegiatan seismik untuk mendapatkan data lintasan, interpretasi seismik, *horizon picking*, pola struktur, *welltie*, dan inversi. Data petrofisik diperoleh dari data evaluasi formasi mencakup fasies, porositas dan ketebalan *shale* (V_{shale}).

2. Data Sifat Fisik Batuan Reservoir

Data sifat fisik batuan diperoleh dari analisa sampel *core* di laboratorium. Analisa *core* yang dilakukan di laboratorium meliputi analisa *core* rutin dan analisa *core* spesial. Parameter yang diukur pada analisa rutin meliputi pengukuran porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Sedangkan parameter yang diukur dalam analisa *core* spesial yaitu permeabilitas relatif, tekanan kapiler, wettabilitas, kompresibilitas, *resistivity test*, dan *resistivity true*. Data batuan yang dibutuhkan dalam proses simulasi reservoir yaitu data permeabilitas absolut (k), permeabilitas relatif (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw}), porositas, ketebalan formasi (h), kompresibilitas batuan (C_f), saturasi fluida (S_w , S_g , S_o), dan tekanan kapiler (P_c).

3. Data Sifat Fisik Fluida Reservoir

Data karakteristik fluida reservoir meliputi densitas fluida, faktor volume formasi (B_w , B_o , B_g), dan viskositas fluida. Data tersebut diperoleh dari hasil pengukuran di laboratorium. Data yang tidak tersedia di laboratorium dapat ditentukan dengan korelasi sesuai keadaan lapangan seperti Standing, Frik, Glaso, Lasater, Carr Kobayasshi-Burrows.

Data fluida reservoir dapat diperoleh dari pengukuran di laboratorium dengan menggunakan sampel fluida. Cara untuk mendapatkan sampel fluida dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan pengambilan sampel langsung dari bawah permukaan (*sub-surface sampling*) dan pengambilan sampel fluida di atas permukaan yang telah dipisahkan di separator.

4. Data Produktivitas Sumuran

Data produktivitas sumuran diperlukan di dalam tahap *history matching*. Parameter yang umum digunakan antara lain PI, IPR, Q optimum, dan sebagainya. Data produksi diperoleh dari kegiatan pencatatan rutin laju produksi *real* di lapangan. Parameter yang dibutuhkan antara lain laju produksi fluida, kumulatif produksi fluida, GLR, GOR, WOR, dan *water cut*. Data geometri diperoleh melalui kombinasi dari kegiatan eksplorasi, *logging*, dan *well test*. Parameter yang didapat antara lain kedalaman reservoir, ketebalan lapisan produktif, *bulk volume*, dan jari-jari pengurasan.

5. Data Tekanan

Data tekanan dapat diperoleh dari analisa tekanan *pressure build up* (PBU) atau *pressure draw down* (PDD). Tes tekanan dilakukan pada kedalaman tertentu dari reservoir dan dicatat tanggal, bulan, dan tahun pengukurannya. Data *productivity index* dan *injectivity index* diperoleh dari tes analisa tekanan, sedangkan *optimum flow rate* diperoleh dari kinerja aliran fluida di dalam sumur- sumur tersebut.

Data Penunjang

Data penunjang adalah data tambahan yang berfungsi untuk *support* tambahan di dalam memonitor kelancaran dan memodifikasi parameter simulasi. Data yang dibutuhkan seperti data komposisi sumur, letak perforasi, data trayektori sumur, ukuran *casing* dan *tubing*, metode produksi, aktivasi sumur, jenis mekanisme pendorong, letak sumur, limitasi produksi, *skin*, rekahan, dan data *workover*, serta data ekonomi berupa acuan finansial seperti harga minyak dan operasi per *barrel*, serta *economic limit*.

B. Pengolahan Data

Kelengkapan data menjadi penentu berhasilnya suatu simulasi reservoir, terutama pengolahan data sifat fisik batuan, fluida, dan produksi. Pengolahan data ini bertujuan untuk memaksimalkan data yang terbatas sehingga menghasilkan model simulasi yang sesuai dengan kondisi reservoir yang sesungguhnya. Pengolahan data meliputi pengolahan data RCAL, SCAL, dan PVT.

Pengolahan Routine Core Analysis

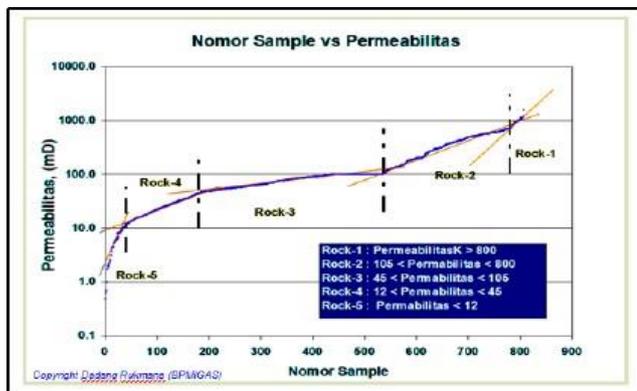
1. Penentuan *Rock Region*

Dalam melakukan simulasi reservoir, *rock region* diperlukan untuk mengelompokkan antara reservoir dengan *property* yang hampir sama. Penentuan *rock region* ini berfungsi untuk mempercepat proses *history matching* dan menghasilkan hasil prediksi yang tepat.

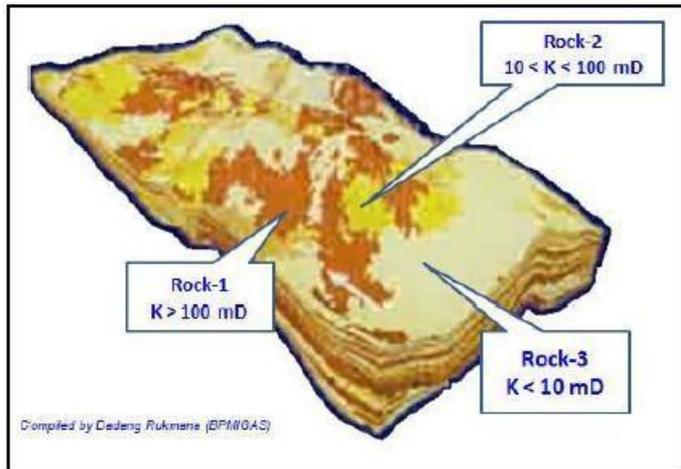
Pembagian *rock region* dapat dilakukan berdasarkan nilai saturasi air (S_w). Menurut Dadang Rukmana (2013), prosedur penentuan *rock region* berdasarkan nilai (S_w) adalah sebagai berikut:

- a. Data S_w didapatkan dari hasil distribusi 3D model statis.
- b. Mengurutkan data nilai S_w dari nilai terkecil hingga yang paling besar, usahakan berdasarkan per reservoir/formasi.
- c. Membuat *plotting* antara S_w vs nomor sampel.
- d. Menentukan setiap interval yang mempunyai *trend* hampir sama. Dimana tiap interval dianggap mewakili satu *rock region*.

Menentukan harga S_w untuk setiap *rock region* dengan cara mengambil rata-rata harga S_w pada tiap interval.



Gambar 4. 1 Contoh Penentuan Rock Region dengan Hasil Distribusi Data Permeabilitas (Rukmana, 2013)



Gambar 4. 2 Contoh Penggunaan Rock Region yang Diaplikasikan pada 3D Model (Rukmana, 2013)

2. Penentuan Hubungan Porositas dan Permeabilitas

Penentuan hubungan porositas dan permeabilitas dianalisa dengan data RCAL. Untuk mendapatkan hubungan tersebut dilakukan plot kurva porositas dengan permeabilitas. *Trendline* kurva inilah yang menunjukkan hubungan porositas dan permeabilitas yang mampu mewakili keseluruhan lapangan. Kurva ini juga bisa dibuat berdasarkan *rock region*-nya.

Pengolahan *Special Core Analysis*

1. Pengolahan Permeabilitas Relatif

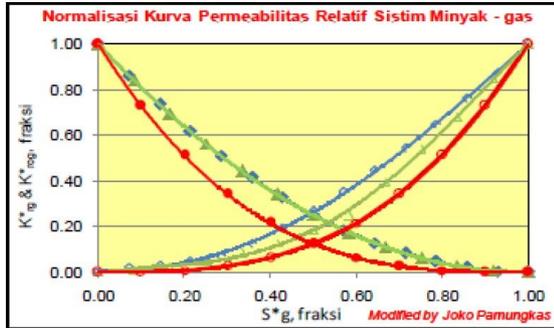
a. Sistem Minyak-Air

- 1) Membuat plot kurva S_w vs k_r .
- 2) Membuat tabulasi *end-point data* permeabilitas relatif sistem air-minyak, seperti pada contoh **Tabel IV-1**.

Tabel IV. 1 Contoh Tabulasi End-Point Data Pada Sistem Air-Minyak
(Rukmana, 2013)

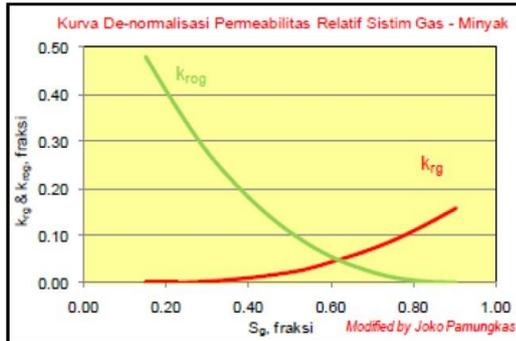
Sumur	Sample Number	K_a (mD)	F_{or} (frac.)	S_{wo} (frac.)	$K_{rog@Swo}$ (frac.)	$K_{rw@Sor}$ (frac.)	S_{or} (frac.)
Sumur X-1	-	805.75	0.258	0.2370	0.8880	0.3600	0.364
Sumur X-2	19	116.00	0.253	0.2890	0.7480	0.2330	0.343
	20	28.00	0.220	0.3840	0.6290	0.1840	0.346

- 3) Menentukan harga normalisasi saturasi air (S^*) pada setiap core
- 4) Menghitung normalisasi permeabilitas relatif minyak dan air (k^*_{rog} dan k^*_{rg})
- 5) Menghitung rata-rata $k^*_{rog@Sgc}$, $k^*_{rog Avg}$, $k^*_{rg@org}$, dan $k^*_{rg Avg}$ dengan langkah sebagai berikut:
 - Membuat tabulasi S^*_{g} , k^*_{rog} , dan k^*_{rg} .
 - Plot gabungan S^*_{g} , k^*_{rog} , dan k^*_{rg} .
 - Membuat *trendline* gabungan *core* kemudian menghitung rata-rata S^*_{g} , k^*_{rog} , dan k^*_{rg} dengan persamaan *trendline* tersebut.



Gambar 4. 3 Contoh Kurva Normalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Gas-Minyak (Pamungkas, 2011)

- 6) Melakukan perhitungan denormalisasi kurva permeabilitas relative.
- 7) Membuat kurva permeabilitas relatif setelah dilakukan denormalisasi.



Gambar 4. 4 Contoh Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Gas-Minyak (Pamungkas, 2011)

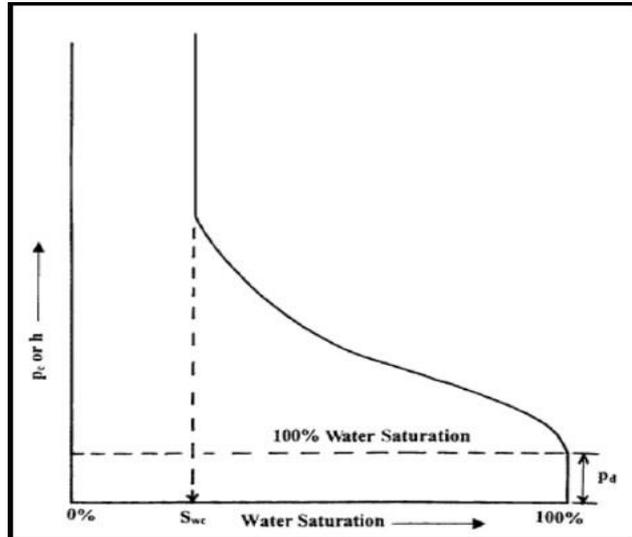
2. Pengolahan Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler (P_c) merupakan perbedaan tekanan yang ada di antara permukaan dari dua fluida yang tidak tercampur sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan antar kedua fluida tersebut. Tekanan kapiler dalam reservoir dipengaruhi oleh tegangan permukaan antar fluida, sudut kontak antara minyak-air-batuan reservoir, dan jari-jari kelengkungan pori.

Data distribusi tekanan kapiler dalam reservoir digunakan untuk mengetahui tebal zona transisi dari zona *free water level*. Data tersebut juga bermanfaat untuk validasi model, yaitu inialisasi. Semakin besar zona transisi, maka zona minyak akan semakin kecil, sehingga besarnya *inplace* akan semakin kecil, dan sebaliknya. Prosedur pengolahan

data tekanan kapiler dari berbagai sampel *core* adalah sebagai berikut:

- 1) Membuat tabulasi data tekanan kapiler untuk masing-masing *core* berdasarkan hasil pengukuran laboratorium yang meliputi P_c , S_w , porositas, dan permeabilitas.
- 2) Menghitung harga P_c reservoir dengan persamaan sebagai berikut:
- 3) Melakukan normalisasi harga P_c dengan metode *Leverette J-Function* dengan prosedur sebagai berikut:
 - a) Menghitung nilai $J(S_w)$
 - b) Menghitung S_w^* normalisasi
 - c) Plot grafik $J(S_w)$ vs S_w^* kemudian membuat *trendline* dari grafik tersebut.
 - d) Menghitung $J^*(S_w)$ normalisasi dari persamaan *trendline* tersebut.
- 4) Melakukan denormalisasi S_w
- 5) Melakukan denormalisasi P_c
- 6) Memplot grafik $J^*(S_w)$ vs S_w denormalisasi.



Gambar 4. 5 Kurva Tekanan Kapiler Sistem Minyak-Air
(Ahmed, 2011)

3. Pengolahan PVT

Pengolahan data PVT penting untuk diperhatikan karena data PVT akan merepresentasikan sifat fisik fluida reservoir. Sifat fisik dari fluida reservoir yang penting untuk diperhatikan antara lain kelarutan gas dalam minyak (R_s), dan faktor volume formasi minyak (B_w) yang akan berpengaruh terhadap volume minyak pada kondisi awal serta viskositas minyak (μ_o) yang akan berpengaruh pada laju produksi minyak.

Pengolahan PVT dapat dilakukan dengan bantuan simulator maupun dengan korelasi persamaan PVT. Korelasi

persamaan yang bisa digunakan untuk menganalisa data PVT diantaranya seperti Beggs and Robinson, Kartoatmodjo dan Schmidt, Vasquez and Beggs, Standing, Frik, Glaso, Lasater, Carr Kobayasshi-Burrows, dan lain-lain. Korelasi ini kemudian akan disesuaikan dengan kondisi lapangan yang ada sehingga didapatkan hasil pengolahan PVT yang sesuai dengan keadaan sebenarnya.

C. Input Data

Input data merupakan proses memasukkan data ke simulator, namun perlu diperhatikan bahwa data yang akan dimasukkan sebelumnya telah divalidasi dan sesuai dengan format data yang dibutuhkan simulator. Pemasukan data ke simulator bisa dilakukan dengan cara *typing* (mengetikkan data yang ada ke kolom isian yang sudah tersedia), *digitizing* (proses perekaman dan *overlay* koordinat-koordinat dari peta sumber lalu menyimpannya ke dalam *file* digitasi), maupun *importing* (memasukkan *file* hasil digitasi atau memasukkan *file* dalam bentuk yang sudah diatur ke dalam program lain).

Data *input* dikelompokkan dalam variabel-variabel antara lain:

1. Fungsi dari lokasi, meliputi panjang, lebar, tebal, porositas, permeabilitas, elevasi, tekanan, dan saturasi.
2. Fungsi tekanan, meliputi kelarutan gas dalam minyak/air, faktor volume formasi minyak/air/gas, viskositas minyak/air/gas, densitas minyak/air/gas, serta kompresibilitas formasi.

3. Fungsi saturasi, meliputi permeabilitas relatif dan tekanan kapiler
4. Data sumuran, meliputi laju produksi, lokasi, dan limitasi produksi.

D. Validasi Model

Sebelum model dapat dijalankan untuk prediksi, harus dilakukan validasi model yang bertujuan untuk mendapatkan model yang mampu merepresentasikan kondisi reservoir yang sesungguhnya agar tidak memberikan hasil prediksi yang salah. Proses validasi ini dapat dikelompokkan menjadi 3 tahap, yaitu inisialisasi, *history matching*, dan *PI matching*.

Inisialisasi

Inisialisasi merupakan pengkajian ulang data yang dimasukkan ke dalam simulator. Inisialisasi bertujuan untuk melihat kestabilan model, menyelaraskan *inplace* model dengan *inplace* hasil perhitungan volumetrik atau *geostatic* (Rukmana, 2013).

Hasil keluaran dari inisialisasi ini berupa cadangan mula-mula hasil perhitungan dengan simulasi reservoir dan rata-rata tekanan awal reservoir. Hasil inisialisasi ini dapat dibandingkan dengan hasil perhitungan cadangan secara konvensional/volumetrik dengan tujuan untuk mengetahui kebenaran proses inisialisasi.

Perhitungan cadangan dengan konvensional yang dimaksud adalah perhitungan dengan menggunakan persamaan volumetrik pada keadaan reservoir awal. Inisialisasi dengan selisih kira-kira $< 0,1\%$ dapat dianggap telah selesai dan dapat dikatakan bahwa kondisi model reservoir pada simulator telah sama dengan reservoir sebenarnya di lapangan. Proses inisialisasi dilakukan dengan mengatur parameter sifat fisik batuan yang mempengaruhi besarnya cadangan awal hidrokarbon, seperti :

1. *Net to gross* pada model yang digunakan.
2. Kurva tekanan kapiler (P_c).
3. Kurva faktor volume formasi minyak (B_o).

Sebelum dilanjutkan ke *history matching* perlu dilakukan ekuilibrasi. Ekuilibrasi adalah proses mengkondisikan model pada kesetimbangan dan kesesuaian model dengan *boundary conditions*, baik internal maupun eksternal. Pada proses ini diatur posisi WOC, GOC, tekanan dan suhu, pengaruh terhadap reservoir, dan hubungan akuifernya.

History Matching

History matching adalah proses penyesuaian kinerja model dengan kinerja reservoir sebenarnya sehingga didapatkan model aktual yang akurat. Penyesuaian yang dilakukan berupa penyesuaian kinerja produksi minyak lapangan dan kinerja tekanan lapangan dari awal produksi hingga waktu kini. Suatu model reservoir dapat dikatakan selaras apabila memenuhi kriteria sebagai berikut :

- Perbedaan kumulatif produksi *liquid* model terhadap aktual <1%.
- Perbedaan kumulatif produksi minyak model terhadap aktual <5%.
- Perbedaan kumulatif produksi air model terhadap aktual <10%.
- Perbedaan kumulatif produksi gas model terhadap aktual <20%.

Penyelarasan laju produksi simulator akan menghitung laju alir tiap fluida setelah harga jenis fluida acuan penyelarasan (*constraint*) dimasukkan. Penyelarasan ini dapat dilakukan dengan mengubah harga *well index* dari tiap sumur sampai diperoleh keselarasan produksi antara model dengan reservoir sebenarnya. Parameter lain yang dapat diubah adalah kurva permeabilitas relatif, transmisibilitas, kompresibilitas batuan dan data PVT.

Pada penyelarasan tekanan, simulator akan menghitung sendiri tekanannya dengan menggunakan *vertical lift performance*. Penyelarasan tekanan dilakukan dengan sensitivitas *vertical lift performance* dan *pressure constraint*.

PI Matching

Apabila *history matching* telah selesai dilakukan, maka perlu dilakukan *PI matching* yang bertujuan untuk menyamakan tren produksi minyak dan air pada 3 sampai 6 bulan terakhir sebelum nantinya melakukan prediksi. Ketentuan melakukan *PI matching* menurut Dadang Rukmana (2013) adalah sebagai berikut:

1. Dilakukan pada *Key Well* yang masih berproduksi hingga akhir *history matching*.
2. Data produksi diambil 3 sampai 6 bulan terakhir.
3. Parameter yang diselaraskan adalah laju produksi minyak dan air.

Parameter yang diubah selama *PI matching* adalah data sumuran berupa *PI*, *injectivity*, dan *skin*.

E. Tahap Prediksi

Tahap prediksi adalah peramalan perilaku reservoir untuk skenario produksi. Tahapan ini dapat dilakukan ketika model reservoir telah selaras dengan keadaan reservoir sebenarnya sehingga peramalan dapat diterapkan pada reservoir yang sebenarnya di lapangan dan hasil prediksi yang diberikan dapat akurat sesuai dengan kondisi sebenarnya. Peramalan yang dapat dilakukan melalui model simulasi reservoir antara lain:

1. Hubungan tekanan reservoir dengan produksi kumulatif fluida.
2. Hubungan tekanan reservoir dengan laju produksi fluida.
3. Hubungan laju produksi dengan waktu.
4. Besarnya *ultimate recovery* untuk berbagai skenario dan cara produksi.
5. Jumlah dan penyebaran titik serap yang optimum.
6. Perilaku reservoir terhadap berbagai metode produksi.
7. Skenario pengembangan yang paling optimum dan ekonomis.

Sebelum dilakukannya prediksi, parameter *production constraint* harus dipasang ke dalam model simulasi. Parameter dan ketentuan *production constraint* menurut Dadang Rukmana (2013) adalah sebagai berikut:

1. Lapangan Minyak

- Minimum *oil rate* per sumur dan per lapangan,
- Maksimum *water cut*.
- Maksimum *gas oil ratio (GOR)* ketika mekanisme *gas cap*.
- Minimum *bottom hole pressure (BHP)* untuk *artificial lift* menggunakan pompa atau *gas lift*.
- Minimum *well head pressure (WHP)* dan tabel *vertical lift performance (VLP)* untuk sumur *natural flow*.

2. Lapangan Gas

- Minimum gas rate per sumuran dan per lapangan.
- Maksimum *water gas ratio* (WGR).
- Minimum WHP dan Tabel VLP.

3. Sumur Injeksi

Maksimum BHP, dimana BHP lebih kecil dari tekanan reservoir awal.

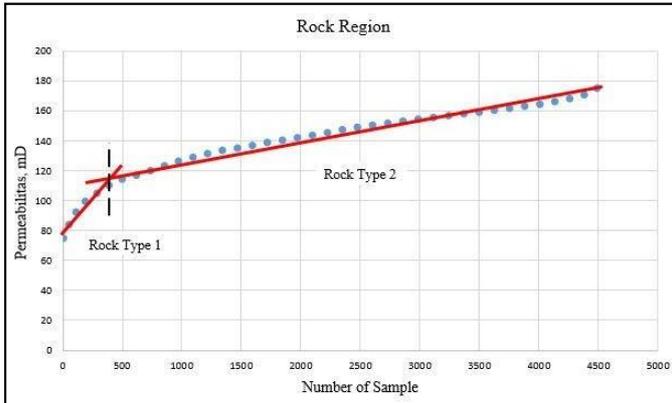
BAB V

APLIKASI DI LAPANGAN MINYAK

Studi simulasi reservoir ini dimaksudkan untuk menentukan skenario pengembangan Lapangan “Bravo” guna meningkatkan perolehan minyak atau *recovery factor* lapangan tersebut secara optimal. Pada studi ini, data yang diperoleh berupa data permeabilitas, data porositas dan data PVT.

5.1 Penentuan *Rock Region*

Rock Region pada simulasi diperlukan untuk mengelompokkan distribusi baik buruknya properti reservoir. *Rock region* pada simulasi diperlukan untuk menentukan aliran fluida yang berkaitan langsung dengan karakteristik reservoir yaitu untuk mengelompokkan antara properti yang bagus dan properti yang kurang bagus. *Rock region* ini akan memudahkan dalam proses penyesuaian inialisasi dan *history matching*. Data yang diperlukan dalam pengolahan *rock region* adalah data permeabilitas data *routine core analysis* dengan sampel number. Permeabilitas dan sampel number diplot pada grafik. Setelah diplot kemudian ditarik garis trend tiap titik – titik yang menunjukkan trend tiap region.



Gambar 5. 1 Penentuan Rock Region

Tabel V. 1 Hasil Pembagian Tiap Rock Region

Rock Type	Range K	Poravg	Kavg
	mD	fraksi	mD
1	75 - 115	0.130507258	102.7198
2	116 - 176	0.157420375	122.9346

Permeabilitas Relatif

Pengolahan data permeabilitas relatif dimaksudkan untuk memperoleh data yang mewakili keseluruhan reservoir. Pada umumnya kurva permeabilitas relatif data yang satu dengan yang lain memiliki bentuk yang berbeda-beda meskipun berasal dari lapangan yang sama. Maka dari itu dilakukan normalisasi untuk

menentukan bentuk kurva yang mewakili keseluruhan data lapangan. Namun untuk studi ini, telah diperoleh data permeabilitas yang telah jadi dan dapat langsung dimasukkan kedalam model reservoir. Berikut data permeabilitas tersebut dapat dilihat pada Tabel V-2.

Tabel V. 2 Permeabilitas Relatif

Rock Region 1			Rock Region 2		
Sw	krw	kro	Sw	krw	kro
0.2	0	0.403	0.2	0	0.526609
0.25	0.00304	0.287751	0.25	0.003981	0.350349
0.3	0.006079	0.203655	0.3	0.006635	0.225604
0.35	0.013172	0.133743	0.35	0.010617	0.141998
0.4	0.020264	0.088149	0.4	0.018579	0.088914
0.45	0.033436	0.055726	0.45	0.033177	0.05441
0.5	0.054713	0.034449	0.5	0.050429	0.030523
0.55	0.086123	0.018238	0.55	0.090241	0.018579
0.6	0.13273	0.010132	0.6	0.136689	0.00929
0.65	0.18319	0.006079	0.65	0.200389	0.00762
0.7	0.24317	0.004053	0.7	0.290631	0.006635
0.8	0.417442	0	0.8	0.546757	0

Data PVT
 Sifat fisik fluida reservoir pada Lapangan "Bravo"
 diperoleh dari analisis core yang dilakukan oleh PT. Chevron.
 Data yang dibutuhkan untuk menggunakan *winprop* pada
 simulator CMG kurang, maka pada studi ini menggunakan *quick*

black oil model untuk mendapatkan data PVT dengan menggunakan korelasi yang secara matematis diolah oleh simulator CMG. Rangkuman sifat fisik fluida reservoir tersebut dapat dilihat pada Tabel V-3.

Tabel V. 3 Data PVT Lapangan “Bravo”

Pressure	Bo	Rs	Viso
psi	bbl/stb	scf/stb	cp
14.7	6.667274	1.993514	0.574627
292.4778	7.024407	24.09663	0.434981
570.2555	7.495288	51.34393	0.358176
848.0333	8.044641	81.42303	0.309979
1125.811	8.658626	113.5592	0.276336
1403.589	9.328805	147.338	0.251195
1681.367	9.939085	177.7882	0.234646

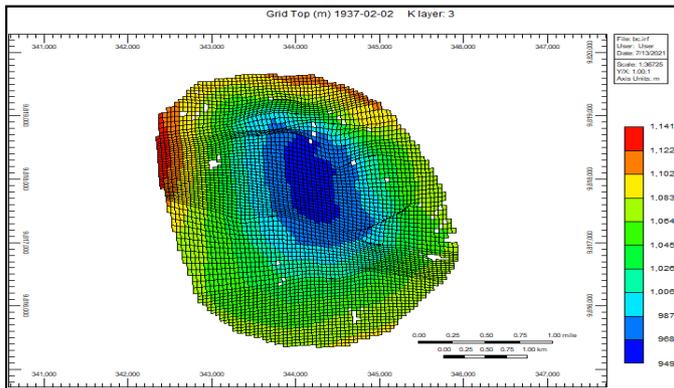
5.2. Penentuan Model Reservoir dan Cadangan

Model Reservoir

Metode pemodelan simulasi reservoir yang dilakukan menggunakan metode *Black Oil* dengan karakteristik lapangan yang diteliti. Data karakteristik model simulasi reservoir dapat dilihat pada **Tabel V – 4**.

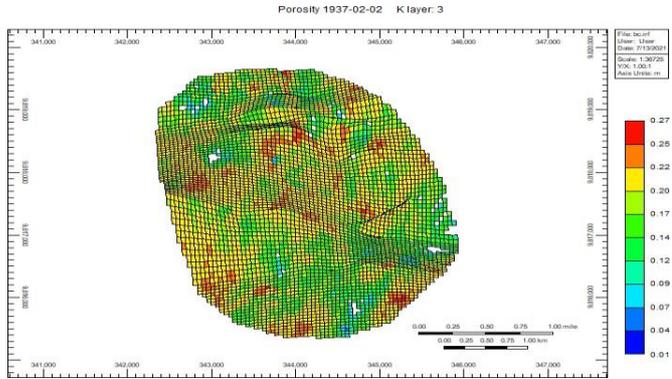
Tabel V. 4 Karakteristik Model Simulasi Reservoir

Parameter	Keterangan
Simulator	CMG <i>IMEX</i> 2015.10
Jenis <i>Grid</i>	Orthogonal
Unit	Satuan Internasional
Jumlah <i>Grid</i> (i x j x k)	71 x 86 x 3
Total <i>Grid</i>	18318



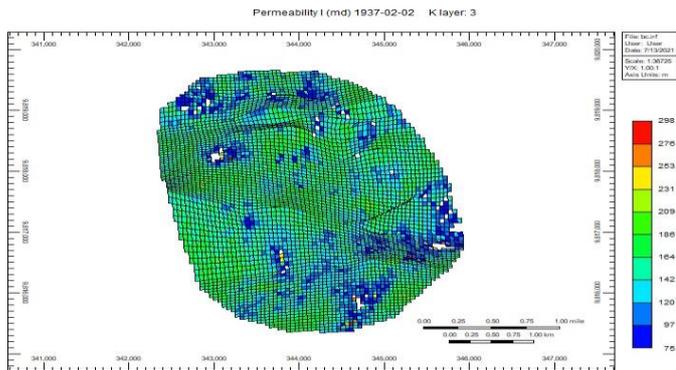
Gambar 5. 2 Model Simulasi Reservoir Lapangan “Bravo”
(Computer Modeling Group Ltd., 2015)

Peta distribusi parameter petrofisik terdiri dari peta isoporositas, isopermeabilitas, dan isosaturasi minyak.



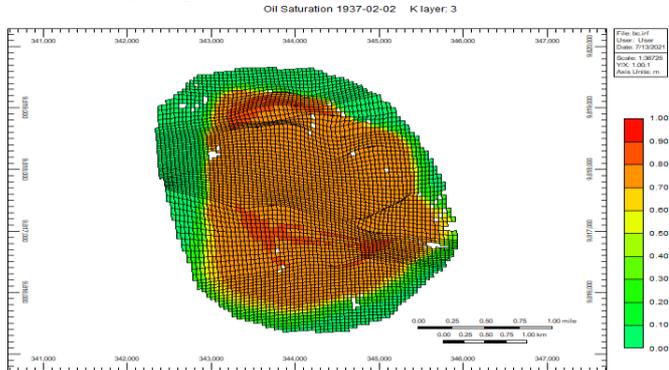
Gambar 5. 3 Peta Isoporositas Lapangan “Bravo”
(Computer Modeling Group Ltd., 2015)

Peta isopermeabilitas yang merepresentasikan distribusi permeabilitas yaitu kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida



Gambar 5. 4 Peta Isopermeabilitas Lapangan “Bravo”
(Computer Modeling Group Ltd., 2015)

Peta isosaturasi yang merepresentasikan distribusi atau penyebaran minyak pada Lapangan “Bravo.”



Gambar 5. 5 Peta Isosaturasi minyak Lapangan “Bravo”
(Computer Modeling Group Ltd., 2015)

Perhitungan Cadangan (OOIP) Volumetrik

Perhitungan nilai cadangan *initial* atau *original oil in place* (OOIP) dengan metode volumetrik diperlukan beberapa parameter penting yang ditunjukkan pada **Tabel V-5**.

Tabel V. 5 Tabulasi Data Perhitungan Cadangan Volumetrik

Parameter	Nilai
ϕ , fraksi	0,188
Swi, fraksi	0,2
Boi, bbl/STB	1,349
Volume Bulk, acre-ft	65.739,85

Kemudian dilanjutkan dengan perhitungan cadangan Lapangan “Bravo” menggunakan persamaan berikut :

$$OOIP = \frac{7758 \times Vb \times \phi \times (1 - Swi)}{Boi}$$

$$OOIP = \frac{7758 \times 65.739,85 \times 0,188 \times (1 - 0,2)}{1,349}$$

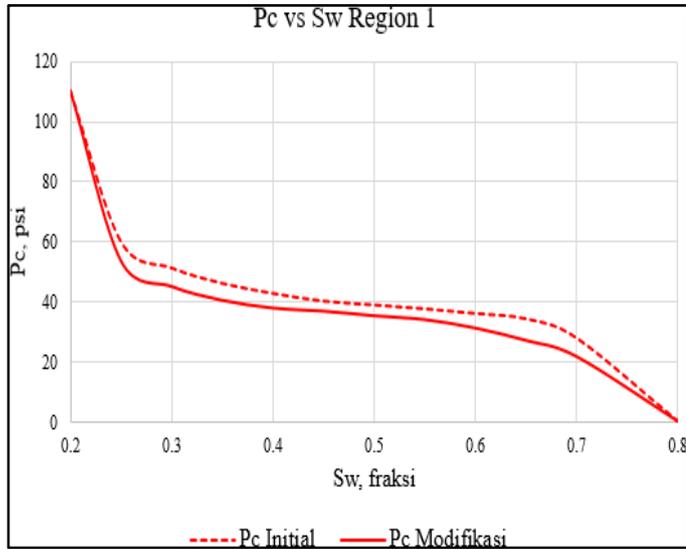
$$OOIP = 56.845.600 \text{ STB}$$

Dari hasil perhitungan tersebut didapatkan nilai besarnya cadangan Lapangan “Bravo” menggunakan metode volumetrik yaitu 56,8456 MMSTB.

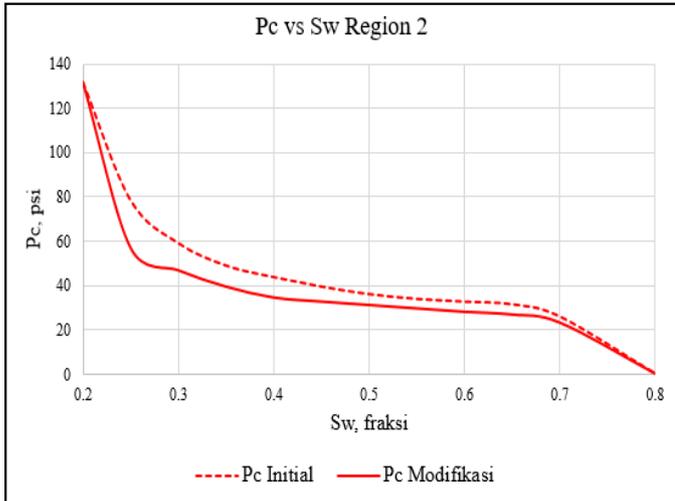
Inisialisasi

Tahap inisialisasi bertujuan untuk menyelaraskan kondisi inisial model yang telah dibuat dengan kondisi inisial reservoir keadaan sesungguhnya. Parameter yang harus dikondisikan seperti kondisi awal dari suatu reservoir adalah Original Oil in Place (OOIP). Penentuan besarnya cadangan awal pada Lapangan “Bravo” diperoleh dari pemodelan geologi yang merupakan hasil pengolahan data geologi dan geofisika. Berdasarkan data diperoleh hasil cadangan awal (OOIP) sebesar 56,8456 MMSTB. Persen error maksimum dari inisialisasi adalah 5% antara data cadangan volumetrik geologi dengan hasil inisialisasi dari model simulasi. Dari hasil penyelarasan inisialisasi yang dilakukan, dengan % error kurang dari 5% yaitu sebesar 0,1%, maka dapat dikatakan model inisial aktual dan model simulasi telah selaras. Dalam penyelarasan inisialisasi dilakukan modifikasi nilai Sw vs

Pc yang ditunjukkan adalah hasil dari inisialisasi yang telah dilakukan.



Gambar 5. 6 Modifikasi nilai Sw vs Pc Region 1



Gambar 5. 7 Modifikasi nilai Sw vs Pc Region 2

Tabel V. 6 Tabulasi Data Inisialisasi

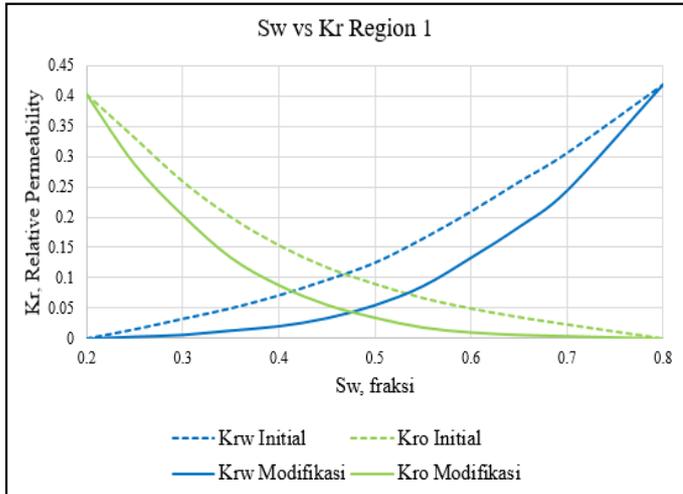
OOIP (MMSTB)			Selisih (%)
Data Lapangan	Simulasi	Modifikasi	
56,8456	55,4667		2,49
56,8456		56,9045	0,10

Penentuan *Key Well*

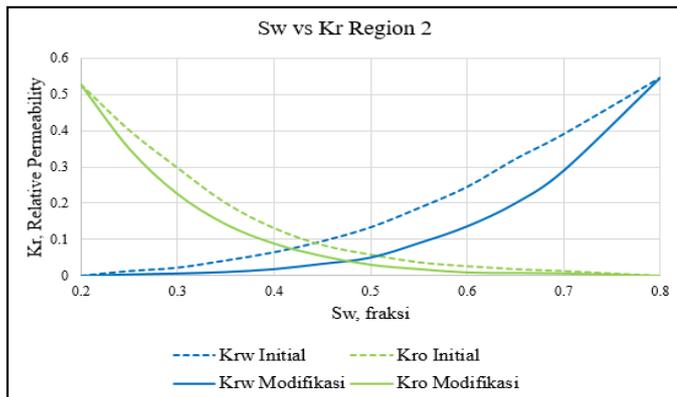
Penentuan *key well* untuk mewakili tahap *history matching* sumur - sumur yang ada pada lapangan tersebut. Penentuan berdasarkan beberapa parameter yaitu sumur yang mempunyai umur produksi yang cukup lama dan sumur sampai dengan akhir *history* masih berproduksi. Berdasarkan ketentuan tersebut, sumur – sumur pada Lapangan “Bravo” yang memenuhi kriteria sebagai *key well* sebanyak 4 sumur yaitu sumur B11, sumur B14, sumur B19, dan sumur B23.

History Matching

Tahap *history matching* dilakukan pada Lapangan “Bravo” dengan membandingkan antara hasil simulasi dengan data histori produksi lapangan. Kemudian melakukan modifikasi nilai S_w vs Relative Permeability agar hasil simulasi dengan data histori produksi lapangan selaras. Pada **Gambar 5.3.** dan **Gambar 5.4.** menunjukkan hasil modifikasi nilai S_w vs Relative Permeability pada region 1 dan region 2 Lapangan “Bravo”.

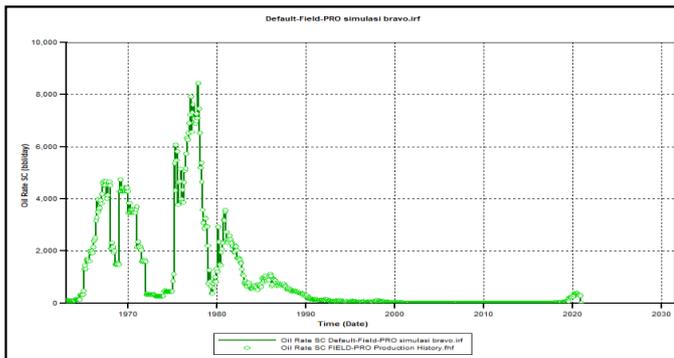


Gambar 5. 8 Modifikasi nilai S_w vs Relative Permeability Region 1

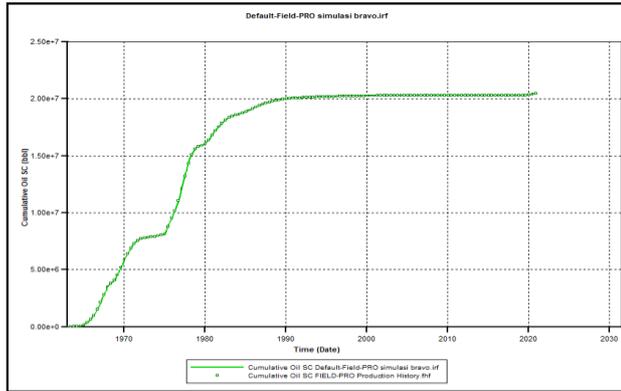


Gambar 5. 9 Modifikasi nilai S_w vs Relative Permeability Region 2

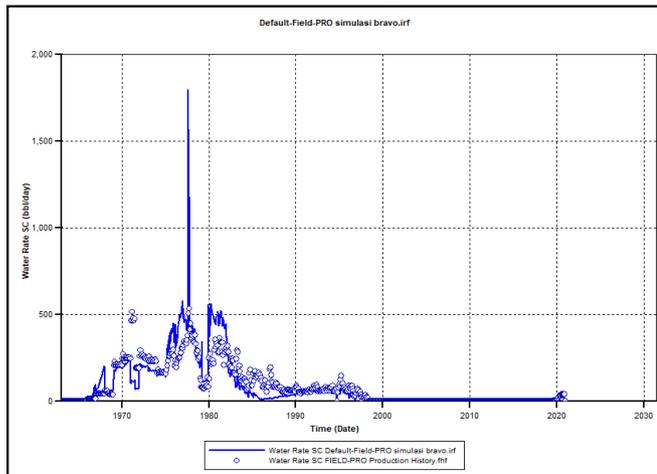
Setelah dilakukan modifikasi nilai S_w vs *Relative Permeability* pada region 1 dan region 2, maka diperoleh penyelarasan data produksi seperti yang ditunjukkan pada gambar – gambar berikut ini.



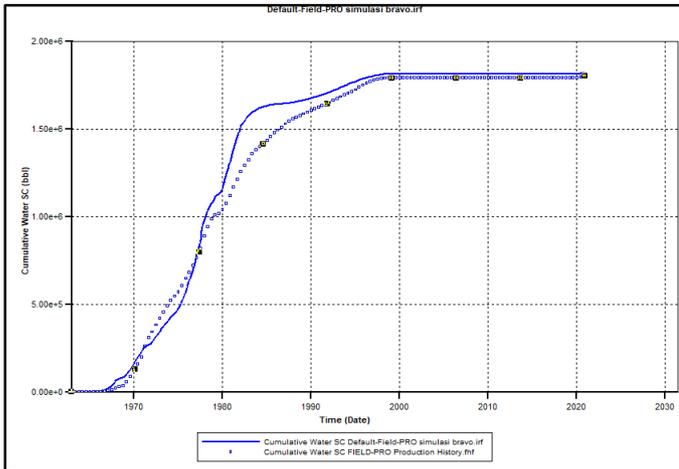
Gambar 5. 10 Laju Produksi Minyak Setelah History Matching



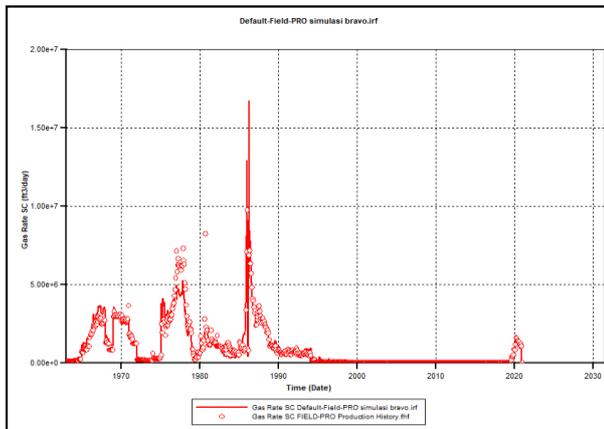
Gambar 5. 11 Kumulatif Produksi Minyak Setelah History Matching



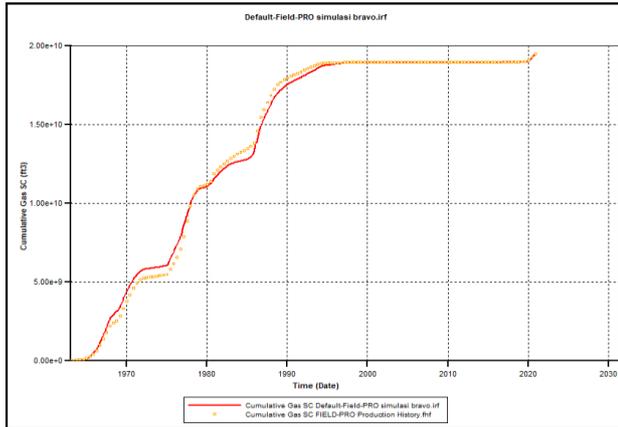
Gambar 5. 12 Laju Produksi Air Setelah History Matching



Gambar 5. 13 Kumulatif Produksi Air Setelah History Matching



Gambar 5. 14 Laju Produksi Gas Setelah History Matching



Gambar 5. 15 Kumulatif Produksi Gas Setelah History Matching

Berikut ini adalah hasil penyelarasan data produksi minyak, air, dan gas Lapangan “Bravo”.

Tabel V. 7 Tabulasi Hasil History Matching

Parameter	Data Produksi Lapangan	Hasil Model Simulasi Modifikasi	Perbedaan (%)
Minyak, MMSTB	20,4434	20,4434	0,0%
Air, MMSTB	1,8109	1,8016	0,5%
Gas, MMSCF	19304,1540	19439,9974	0,7%

Menurut (Rukmana, 2020) dengan hasil penyelarasan diatas dapat dijabarkan sebagai berikut dibawah ini:

1. Perbedaan produksi minyak aktual dan simulasi sebesar 0,02% dari ketentuan 1% maka model dinyatakan memenuhi kriteria untuk penyelarasan minyak.
2. Perbedaan produksi air aktual dan simulasi sebesar 3,15% dari ketentuan 5% maka model dinyatakan memenuhi kriteria untuk penyelarasan air.
3. Perbedaan produksi gas aktual dan simulasi sebesar 3,23% dari ketentuan 10% maka model dinyatakan memenuhi kriteria untuk penyelarasan gas.

Berdasarkan penjabaran diatas, model simulasi telah memenuhi kriteria *history matching*, maka model dapat dinyatakan telah selaras dengan kondisi nyata Lapangan “Bravo”.

Penentuan Cadangan Sisa *Analisa Drive Mechanism*

Metode yang digunakan untuk mengidentifikasi tenaga pendorong reservoir atau *drive mechanism* Lapangan “Bravo” adalah dengan penentuan *drive mechanism diagnostic curve* yang dikemukakan oleh Ganesh Thakur dan perhitungan *drive index* pada metode *material balance*. Pada metode Ganesh Thakur dengan membuat plot antara persen penurunan tekanan reservoir terhadap presentase produksi minyak terhadap nilai *oil in place* (OOIP).

$$\text{Recovery Efficiency} = \frac{N_p}{OOIP} \times 100\%$$

$$\text{Recovery Efficiency} = \frac{0}{56,9838} \times 100\%$$

$$\text{Recovery Pressure} = \frac{P}{P_i} \times 100\%$$

$$\text{Recovery Pressure} = \frac{1903,47}{1903,47} \times 100\%$$

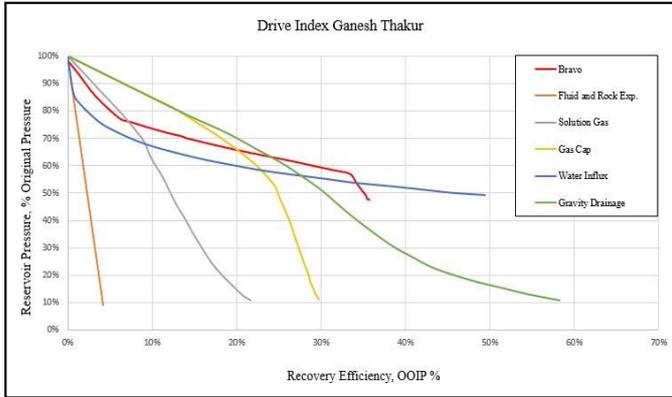
Kemudian plot tersebut di-overlay-kan dengan *drive mechanism diagnostic curve* dari metode Ganesh Thakur. Analisa *drive mechanism* yang menunjukkan *combination drive mechanism* yaitu *solution gas drive*, *gas cap drive* dan *water drive*.

Tabel V. 8 Tabulasi Recovery Efficiency dan Recovery Pressure

Tekanan		Kumulatif Produksi	
P. Reservoir	% P Factor	Np (MMSTB)	% Rec Factor
1872.675903	98.38	0	0.00
1868.379761	98.16	34050.85938	0.06
1859.520508	97.69	113147.2656	0.20
1781.933228	93.61	720384.3125	1.27
1625.046875	85.37	1888282	3.32
1471.50647	77.31	3497697	6.15
1448.626953	76.10	4152842.75	7.31
1398.51294	73.47	5744075	10.10
1362.68689	71.59	7038017.5	12.38
1345.808716	70.70	7722518.5	13.59

Tekanan		Kumulatif Produksi Kumulatif Produksi	
P. Reservoir	% P Factor	P. Reservoir	% P Factor
1339.684204	70.38	7841201	13.79
1336.202637	70.20	7937153.5	13.96
1331.286133	69.94	8098319	14.25
1292.059692	67.88	9659971	16.99
1245.592651	65.44	11669254	20.53
1190.049439	62.52	14334178	25.22
1160.794312	60.98	15723884	27.66
1153.455322	60.60	16010529	28.16
1133.751709	59.56	16895962	29.72
1115.191406	58.59	17740698	31.21
1103.608154	57.98	18337184	32.26
1098.635742	57.72	18585644	32.69
1094.58606	57.50	18817214	33.10
1074.186646	56.43	19160356	33.71
1023.413513	53.77	19451314	34.22
989.5253906	51.99	19691406	34.64
964.8555908	50.69	19864344	34.94
950.9268189	49.96	19992356	35.17
942.0298462	49.49	20056266	35.28
934.2168579	49.08	20096930	35.35
925.7577515	48.64	20131818	35.41
917.2042236	48.19	20157232	35.46
912.9041748	47.96	20176754	35.49
910.4983521	47.83	20197034	35.53
908.9407959	47.75	20211778	35.56
907.8826904	47.70	20229672	35.59
907.414856	47.67	20249102	35.62
907.4043579	47.67	20258004	35.64

Tekanan		Kumulatif Produksi Kumulatif Produksi	
P. Reservoir	% P Factor	Np (MMSTB)	% Rec Factor
907.4459229	47.67	20262830	35.65
907.5163574	47.68	20265000	35.65
907.5770874	47.68	20266692	35.65
907.5957642	47.68	20269680	35.66
907.6223145	47.68	20272336	35.66
907.6438599	47.68	20274738	35.67
907.6623535	47.68	20276580	35.67
907.71698	47.69	20276618	35.67
907.7752075	47.69	20276618	35.67
907.8212891	47.69	20276618	35.67
907.8618164	47.69	20276618	35.67
907.9087524	47.70	20276618	35.67
907.9578247	47.70	20276618	35.67
908.0021973	47.70	20276618	35.67
908.0335693	47.70	20276618	35.67
908.046936	47.70	20276618	35.67
908.0419922	47.70	20278814	35.67
908.0310059	47.70	20282302	35.68
907.9780884	47.70	20289544	35.69
906.0275879	47.60	20334102	35.77



Gambar 5. 16 Penentuan Drive Mechanism Metode Ganesh Thakur

Kemudian analisa *drive mechanism* juga menggunakan perhitungan *drive index* dengan metode *material balance*. Perhitungan parameter *drive index* dilakukan menggunakan **Persamaan 3 - 6** hingga **Persamaan 3 - 15**. Contoh perhitungan parameter *drive index* pada tahun 1943 sebagai berikut :

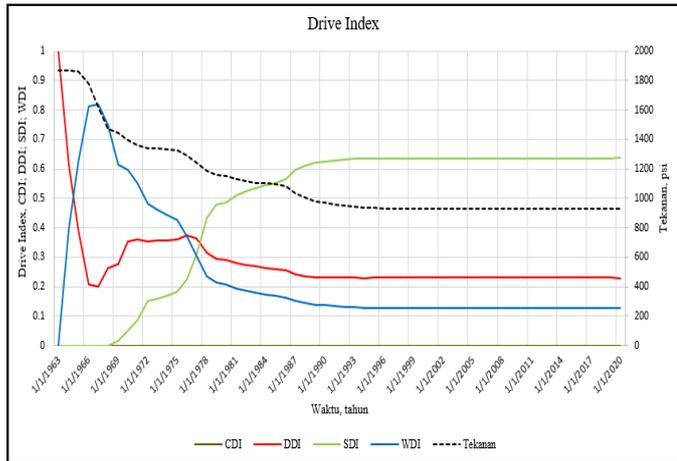
$$\begin{aligned}
 1. \quad F &= N_p (B_o + B_g (R_p - R_s)) + W_p B_w \\
 &= 4152772 (1,422 + 0,009 (109,808 - 153,228)) + 37199,9 \cdot 1,026 \\
 &= 4189671,524 \\
 2. \quad E_t &= E_o + (B_{oi} / B_{gi}) m E_g + B_{oi} (1 + m) E_{fw} \\
 &= 0,02 + (1,349 / 0,00953) \cdot 0,038 \cdot 0,0002
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& (1+0,038) 2,117e-09 \\
& = 0,02141 \\
3. \quad E_o & = B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) \\
& = 1,422 - 1,349 + 0,009 (157,434 - 153,228) \\
& = 0,02031 \\
4. \quad E_g & = B_g - B_{gi} \\
& = 0,00973 - 0,00953 \\
& = 0,0002 \\
5. \quad E_{fw} & = \frac{C_f + C_w B_w}{1 - S_w} \Delta p \\
& = \frac{1,000e-07 + (3,369e-09 \cdot 1,026)}{1 - 0,2} 456,81 \\
& = 2,1172e-09 \\
6. \quad DDI & = \frac{N E_o}{F} \\
& = \frac{56845600 \times 0,0203}{4189671,524} \\
& = 0,275618 \\
7. \quad SDI & = \frac{N m E_g \frac{B_{oi}}{B_{gi}}}{F} \\
& = \frac{56845600 \times 0,0387 \frac{B_{oi}}{B_{gi}}}{4189671,524} \\
& = 0,275618
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
8. \quad \text{WDI} &= \frac{(We-Wp)Bw}{F} \\
&= \frac{(2547175-37199,9) \times 1,026}{4189671,524} \\
&= 0,61466 \\
9. \quad \text{CDI} &= \frac{N(1+m)EfwBoi}{F} \\
&= \frac{5684600(1+m) \times 2,1172e-09 \times 1,349}{4189671,524} \\
&= 4,683-08
\end{aligned}$$

Dari perhitungan tersebut dihasilkan, $0,275618 + 0,0154 + 0,61466 + 4,68e-08 = 1.0$

Parameter *drive index* tersebut dihitung tiap penurunan tekanan, dari perhitungan data tersebut diplot menjadi grafik.



Gambar 5. 17 Penentuan Drive Index Material Balance

Berdasarkan analisa *drive index* metode *Material Balance* diperoleh kesimpulan analisa Lapangan “Bravo” mempunyai *drive mechanism solution gas drive* pada tahun – tahun awal kemudian semakin berlangsung waktu menjadi *gas cap drive* dan *water drive*.

Penentuan *Ultimate Recovery*

Setelah mengetahui data cadangan kondisi saat ini sebesar 56,9838 MMSTB dan *drive mechanism* pada Lapangan “Bravo” adalah *solution gas drive* dan *water drive*, maka dapat ditentukan besarnya cadangan optimum yang dapat diproduksi dari reservoir (*ultimate recovery reserve*). Besarnya *recovery factor* pada Lapangan “Bravo” sebesar 55 %. Dengan menggunakan

Persamaan 3 - 6 maka besarnya cadangan *ultimate recovery* dapat ditentukan sebagai berikut :

$$UR = OOIP \times RF = 56,9838 \text{ MMSTB} \times 55 \% = 31.3411 \text{ MMSTB}$$

Maka besar cadangan *ultimate recovery* sebesar 31.3411 MMSTB

Penentuan *Recovery Factor*

Penentuan besarnya *recovery factor* pada Lapangan “Bravo” dengan **Persamaan 3 - 7** . Berdasarkan data produksi kumulatif minyak (N_p) tahun terakhir(2020) sebesar 20.4556 MMSTB maka dapat dilakukan perhitungan :

$$RF = \frac{NP}{OOIP} \times 100\%$$

$$RF = \frac{20,4556}{56.9838} \times 100\% = 35.89 \%$$

Penentuan Cadangan Sisa

Besarnya cadangan sisa pada Lapangan “Bravo” dapat ditentukan dengan menghitung selisih antara cadangan *ultimate recovery* dan kumulatif produksi menggunakan **Persamaan 3 - 10**.

$$\begin{aligned} \text{Cadangan sisa} &= UR - N_p \\ &= 31.3411 \text{ MMSTB} - 20.4556 \text{ MMSTB} = 10.8854 \text{ MMSTB} \end{aligned}$$

Peramalan Produksi Lapangan “Bravo”

Tahap prediksi (*forecast*) dilakukan bertujuan untuk memperkirakan perilaku reservoir pada waktu yang akan datang berdasarkan waktu yang telah ditentukan. Prediksi untuk Lapangan “Bravo” dilakukan dengan tujuan mencoba berbagai alternatif skenario pengembangan yang akan dilakukan. Skenario pengembangan Lapangan “Bravo” adalah sebagai berikut :

Tabel V. 9 Skenario Lapangan “Bravo”

Skenario	Keterangan
<i>Basecase</i>	Melanjutkan produksi hingga waktu prediksi
Skenario 1	<i>Basecase + Re-Opening</i> Sumur Produksi
Skenario 2	Skenario 1 + 7 sumur injeksi <i>waterflooding</i> pola injeksi <i>line drive</i> dengan sensitivitas laju injeksi
Skenario 3	Skenario 1 + 11 sumur injeksi <i>waterflooding</i> pola injeksi <i>irregular 4-spot</i> dengan sensitivitas laju injeksi

Adapun batasan (*constraint*) yang digunakan dalam melakukan *basecase* pada Lapangan “Bravo” adalah antara lain:

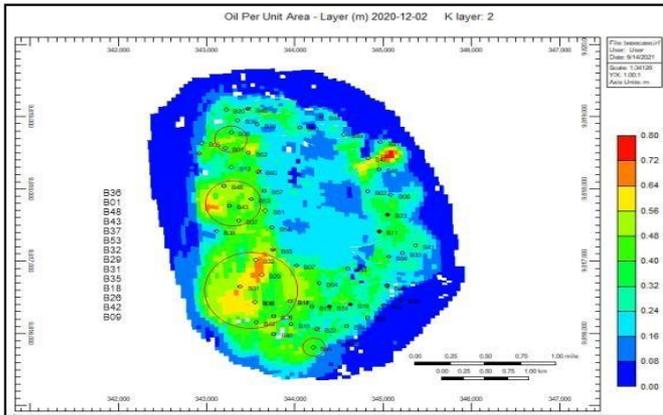
- Input : *Oil Rate* (Lapangan “Bravo” merupakan reservoir

dengan tenaga pendorong *solution gas drive* dan *water drive*)

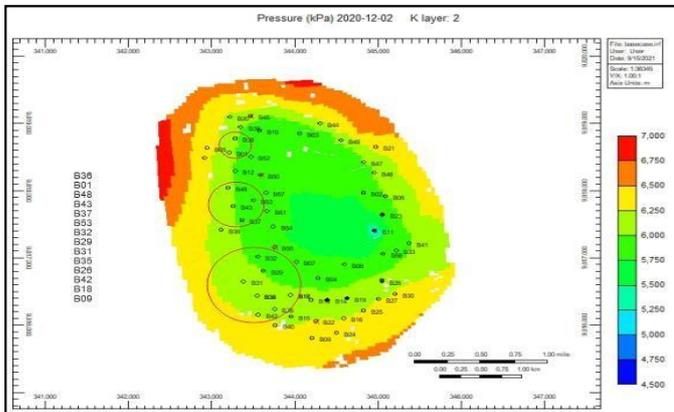
- *Oil Rate* maximum : 250 bopd per sumuran
- *Oil Rate* minimum : 20 bopd per sumuran
- BHP minimum : 700 psi
- *Watercut* maksimum : 95 %
- Waktu prediksi : 2 Februari 2020 – 2 Desember 2040

Penentuan Kandidat Re-Opening Sumur Produksi

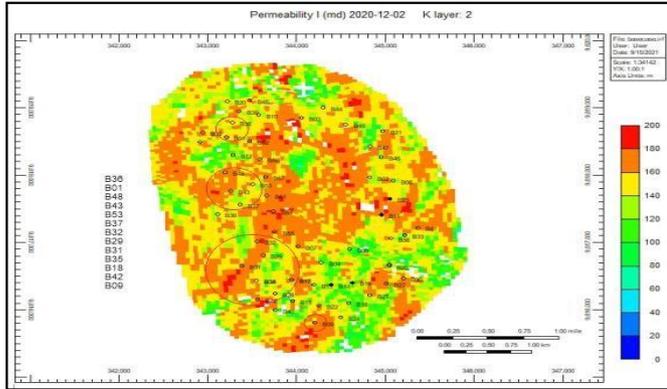
Sumur produksi yang di *suspend* direncanakan dibuka kembali dalam pengembangan Lapangan “Bravo” yang akan dilakukan. Semua sumur dianalisa untuk ditentukan sumur yang layak untuk dibuka kembali. Menurut Tutuka Ariadji (2010) terdapat tiga parameter yang digunakan untuk evaluasi dan penentuan teknik pengembangan lapangan antara lain *Oil Per Unit Area*, permeabilitas dan tekanan. Parameter tersebut kemudian di analisa menggunakan konsep diagram *Venn* dan mengoverlay parameter-parameter tersebut pada tiap layer nya. Sehingga dilakukan analisa parameter tersebut untuk menentukan sumur produksi yang layak dibuka kembali dan menghasilkan sumur B01, B18, B31, B32, B37 dan B48.



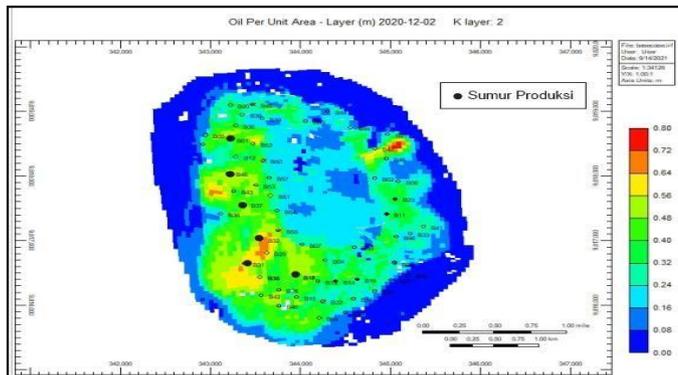
Gambar 5. 18 Analisa Sumur Re-Opening Peta OPU Layer 2



Gambar 5. 19 Analisa Sumur Re-Opening Peta Tekanan Layer 2



Gambar 5. 20 Analisa Sumur Re-Opening Peta Permeabilitas Layer 2



Gambar 5. 21 Hasil Analisa Kandidat Sumur Re-Opening

Penentuan Kandidat *Re-Opening* Sumur Produksi

Penentuan pola – pola injeksi yang memungkinkan untuk diaplikasikan pada metode *waterflooding* dilihat

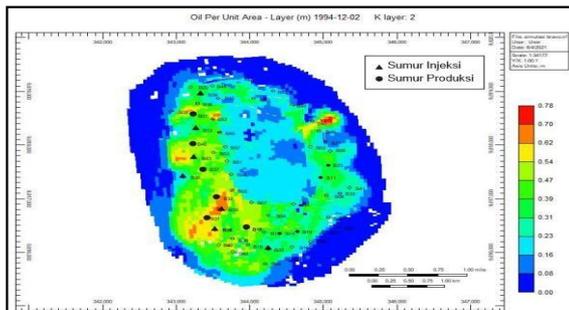
berdasarkan kondisi reservoir Lapangan “Bravo”. Pemilihan sumur injeksi merupakan sumur konversi dari sumur produksi yang memiliki *watercut* tinggi dan telah *suspend*. Sumur injeksi dipilih berdasarkan letak sumur produksi dan hasil analisa parameter permeabilitas dan *oil per unit area*, sehingga sumur injeksi tersebut layak dan efektif digunakan sebagai sumur injeksi. Berdasarkan letak sumur dan hasil analisa pemilihan sumur, maka pola injeksi yang digunakan pada skenario 2 dengan pola injeksi *line drive* terdapat 7 sumur injeksi dan penambahan 6 sumur produksi. Pada skenario 3 dengan pola injeksi 4-spot terdapat 11 sumur injeksi dan penambahan 6 sumur produksi. Adapun tabulasi sumur produksi serta sumur injeksi pada setiap skenario.

Skenario 2		
No	Sumur Injeksi	Sumur Produksi
1	B12	B01
2	B22	B11
3	B29	B14
4	B35	B18
5	B38	B19
6	B39	B23
7	B43	B31
8		B32
9		B37
10		B48

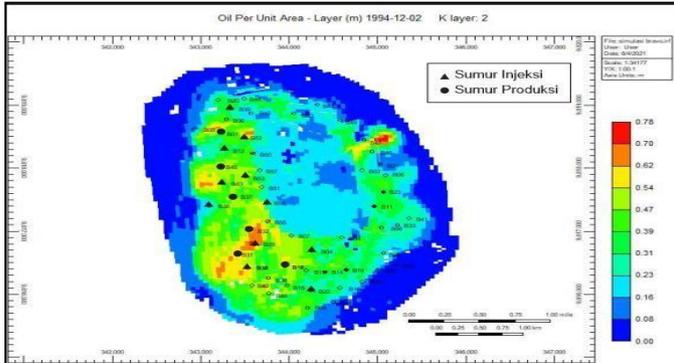
Gambar 5. 22 Tabulasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi Skenario 2

Skenario 3		
No	Sumur Injeksi	Sumur Produksi
1	B04	B01
2	B12	B11
3	B22	B14
4	B29	B18
5	B35	B19
6	B38	B23
7	B39	B31
8	B43	B32
9	B52	B37
10	B53	B48
11	B54	

Gambar 5. 23 Tabulasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi Skenario 3



Gambar 5. 24 Pola Injeksi Skenario 2



Gambar 5. 25 Pola Injeksi Skenario 3

Penentuan Laju Injeksi

Perhitungan besarnya laju injeksi awal pada Lapangan “Bravo” menggunakan metode *Voidage replacement ratio* (VRR) dihitung dalam skala lapangan berdasarkan kumulatif air injeksi terhitung dari 2 Februari 2020 hingga 2Desember 2024 (10950 hari).

$$VVR = 0,7$$

$$VVR = \frac{\text{Injected volume}}{Wp}$$

$$\text{Injected volume} = VRR \times WP$$

$$= 0,7 \times 1745116.25 \text{ bbl} = 1221581,38 \text{ bbl}$$

$$\text{Injected rate} = \frac{\text{Injected volume}}{\text{waktu prediksi}}$$

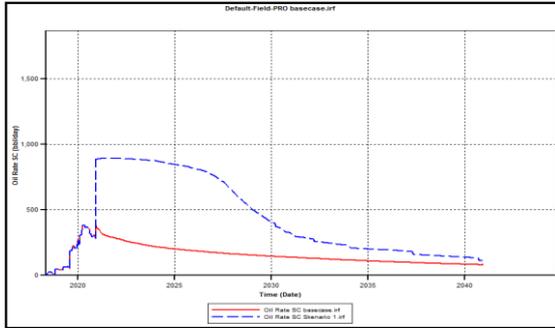
$$= \frac{1221658.5}{10950} = 112 \text{ bbl/day}$$

Analisa Hasil Skenario

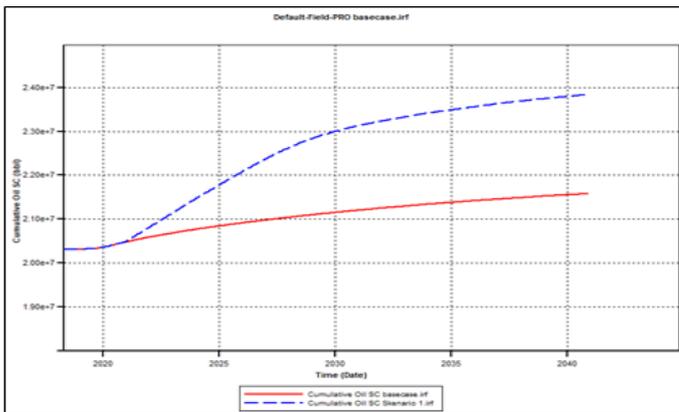
Basecase

Merupakan skenario dengan kondisi mempertahankan keadaan terakhir Lapangan “Bravo” yang terdiri dari 4 sumur produksi yang disimulasikan hingga akhir tahun 2040. Hasil dari *basecase* akan dijadikan dasar pembandingan dalam perencanaan skenario berikutnya, sehingga akan diketahui peningkatan perolehan jumlah minyak (*incremental oil*) dan nilai *recovery factornya*. Pada akhir tahun prediksi didapatkan kumulatif produksi minyak sebesar 21,556 MMSTB dan nilai RF sebesar 37,828%. Nilai RF dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recovery Factor} &= \frac{Np}{OOIP} \times 100\% \\ &= \frac{Np}{OOIP} \times 100\% \end{aligned}$$



Gambar 5. 26 Laju Produksi Minyak Skenario 1 vs Basecase



Gambar 5. 27 Kumulatif Produksi Minyak Skenario 1 vs Basecase

Skenario 2

Pada skenario ini merupakan skenario pengembangan lapangan menggunakan metode *waterflooding* yang dilakukan dengan pola injeksi *line drive*. Penambahan sumur produksi dan sumur injeksi merupakan sumur konversi dari sumur produksi yang telah dipilih dari sumur kandidat yang telah dianalisa. Skenario ini merupakan skenario 1 yang ditambahkan sumur injeksi sejumlah 7 sumur. Kemudian dilakukan sensitivitas laju injeksi untuk mendapatkan nilai laju injeksi yang optimum berdasarkan nilai *recovery factor* yang didapatkan. Contoh perhitungan nilai *recovery factor* dan *incremental oil* pada skenario 2.

$$\begin{aligned} \text{Recovery Factor} &= \frac{N_p}{OOIP} \times 100\% \\ &= \frac{26,5620}{56,9838} \times 100\% = 46,613\% \end{aligned}$$

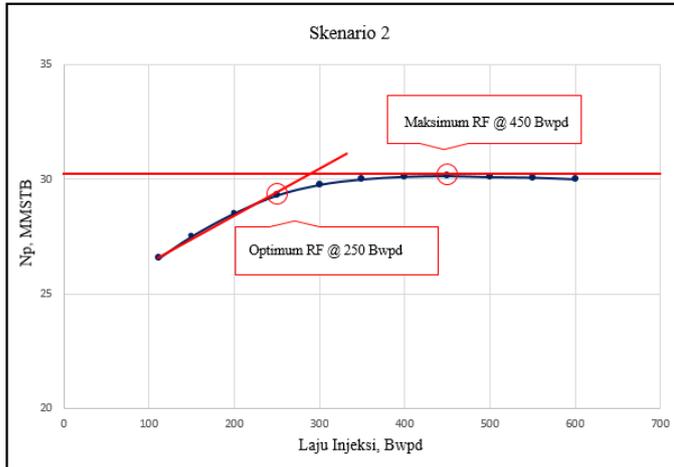
$$\text{Incremental Oil} = RF \text{ skenario} - RF \text{ basecase}$$

$$= 46,613\% - 37,828\% = 8,79\%$$

Sensitivitas Laju Injeksi, Bwpd	Np, MMSTB	Recovery Factor, %	Incremental Oil, %
112	26,5620	46,613	8,79
150	27,5082	48,274	10,45
200	28,5181	50,046	12,22
250	29,3040	51,425	13,60
300	29,7707	52,244	14,42
350	30,0105	52,665	14,84
400	30,1243	52,865	15,04
450	30,1592	52,926	15,10
500	30,1107	52,841	15,01
550	30,0889	52,803	14,97
600	30,0155	52,674	14,85

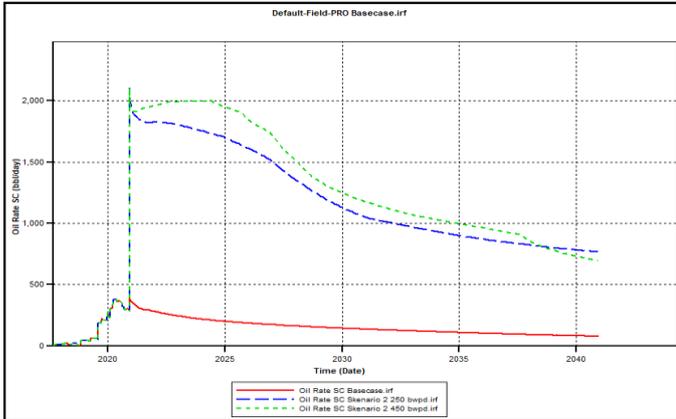
Gambar 5. 28 Tabulasi Hasil Analisa Sensitivitas Skenario 2

Kemudian dari hasil skenario ini dibuatkan plot grafik antara kumulatif produksi dengan laju injeksi. Telah terjadi penurunan kumulatif produksi minyak, sehingga dilakukan pencarian titik optimum dan titik maksimal laju injeksi dari plot grafik tersebut. Kemudian didapat nilai laju injeksi optimum dan laju injeksi maksimal pada skenario ini. Laju injeksi yang optimum dilihat dari kenaikan RF berbanding laju injeksi yang mana diharapkan agar dapat menghasilkan RF yang optimum dengan laju injeksi seminimal mungkin. Diperoleh laju injeksi optimum sebesar 250 bwpd dengan hasil kumulatif minyak sebesar 29.3040 MMSTB dan nilai *recovery factor* sebesar 51.425 %. Langkah untuk menentukan titik optimum dan maksimum tersebut.

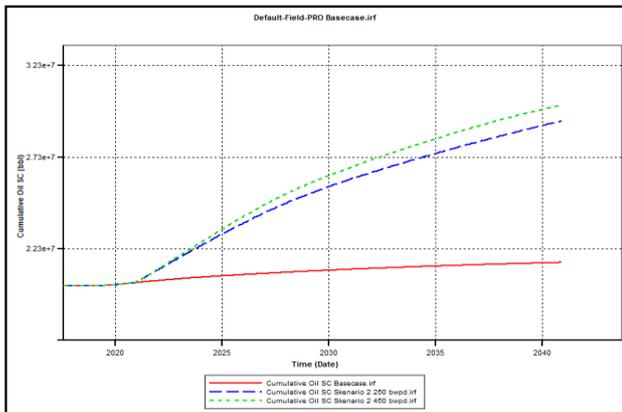


Gambar 5. 29 Analisa Laju Injeksi Lapangan “Bravo” Skenario 2

Menunjukkan laju produksi dan kumulatif produksi minyak Lapangan “Bravo” antara *basecase* dan skenario 2 optimum di laju injeksi 250 bwpd dan maksimum di laju injeksi 450 bwpd.

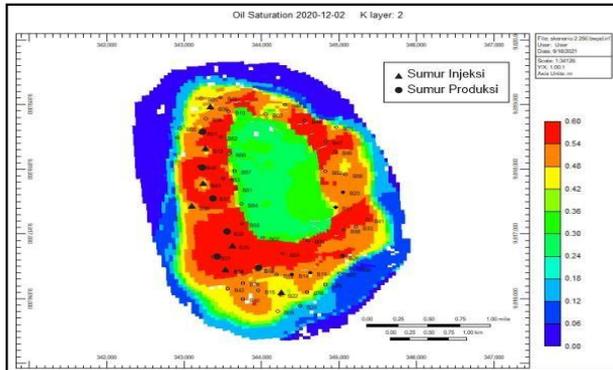


Gambar 5. 30 Laju Produksi Minyak Skenario 2 vs Basecase

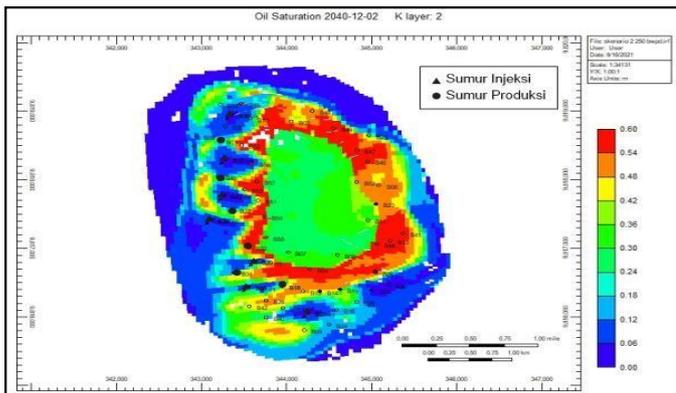


Gambar 5. 31 Kumuatif Produksi Minyak Skenario 2 vs Basecase

Hasil laju injeksi optimum dengan laju injeksi 250 bwpd pada skenario ini dibuktikan dengan pengurangan minyak oleh air injeksi yang cukup efisien.



Gambar 5. 32 Distribusi Saturasi Minyak Setelah Injeksi Skenario 2



Gambar 5. 33 Distribusi Saturasi Minyak Setelah Injeksi Skenario 2

Skenario 3

Merupakan skenario pengembangan lapangan menggunakan metode *waterflooding* yang dilakukan dengan pola injeksi *irregular 4-spot*. Penambahan sumur produksi dan sumur injeksi merupakan sumur konversi dari sumur produksi yang telah dipilih dari sumur kandidat yang telah dianalisa. Skenario ini merupakan skenario 1 yang ditambahkan sumur injeksi sejumlah 11 sumur. Kemudian dilakukan sensitivitas laju injeksi untuk mendapatkan nilai laju injeksi yang optimum berdasarkan nilai *recovery factor* yang didapatkan.

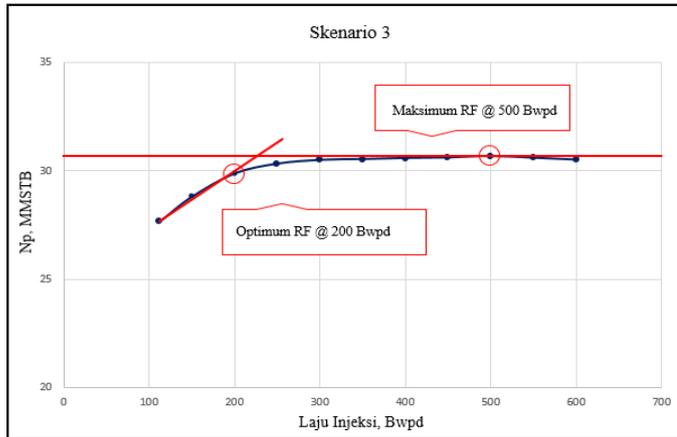
$$\begin{aligned} \text{Recovery Factor} &= \frac{N_p}{OOIP} \times 100\% \\ &= \frac{27,66}{56,9838} \times 100\% = 48,54\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Incremental Oil} &= \text{RF skenario} - \text{RF basecase} \\ &= 48,54\% - 37,828\% = 10,71\% \end{aligned}$$

Sensitivitas Laju Injeksi, Bpd	Np, MMSTB	Recovery Factor, %	Incremental Oil, %
112	27,6600	48,540	10,71
150	28,8077	50,554	12,73
200	29,8723	52,422	14,59
250	30,3199	53,208	15,38
300	30,4922	53,510	15,68
350	30,5304	53,577	15,75
400	30,5773	53,660	15,83
450	30,6049	53,708	15,88
500	30,6675	53,818	15,99
550	30,5916	53,685	15,86
600	30,5051	53,533	15,71

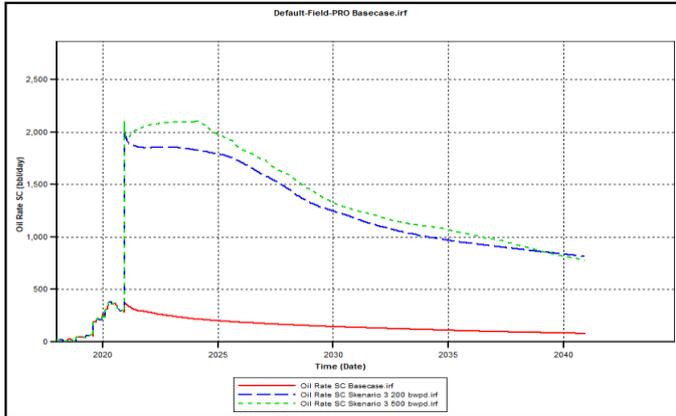
Gambar 5. 34 Tabulasi Hasil Analisa Sensitivitas Skenario 3

Kemudian dari hasil skenario ini dibuatkan plot grafik antara kumulatif produksi dengan laju injeksi. Telah terjadi penurunan kumulatif produksi minyak, sehingga dilakukan pencarian titik optimum dan titik maksimal laju injeksi dari plot grafik tersebut. Kemudian didapat nilai laju injeksi optimum dan laju injeksi maksimal pada skenario ini. Laju injeksi yang optimum dilihat dari kenaikan RF berbanding laju injeksi yang mana diharapkan agar dapat menghasilkan RF yang optimum dengan laju injeksi seminimal mungkin. Diperoleh laju injeksi optimum sekaligus maksimum sebesar 200 bwpd dengan hasil kumulatif minyak sebesar 29,8723 MMSTB dan nilai *recovery factor* sebesar 52,442 %. Langkah untuk menentukan titik optimal tersebut.

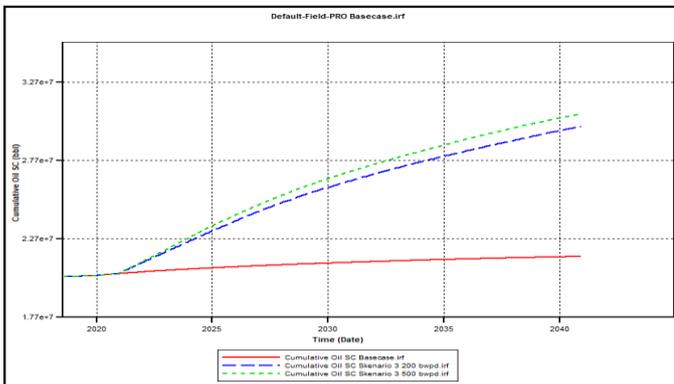


Gambar 5. 35 Analisa Laju Injeksi Lapangan “Bravo” Skenario

Laju produksi dan kumulatifproduksi minyak Lapangan “Bravo” antara *basecase* dan skenario 3 optimum dan maksimum di laju injeksi 200 bwpd.

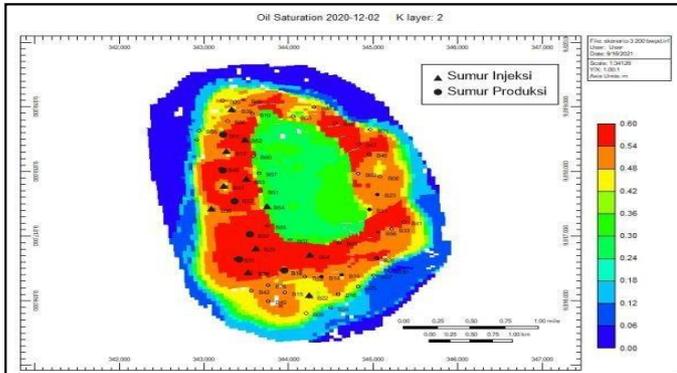


Gambar 5. 36 Laju Produksi Minyak Skenario 3 vs Basecase

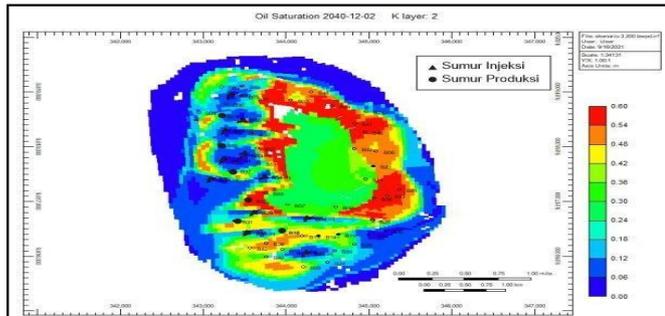


Gambar 5. 37 Kumuatif Produksi Minyak Skenario 3 vs Basecase

Hasil laju injeksi optimum dengan laju injeksi 200 bwpd pada skenario ini dibuktikan dengan pengurangan minyak oleh air injeksi yang cukup efisien.



Gambar 5. 38 Distribusi Saturasi Minyak Sebelum Injeksi Skenario 3



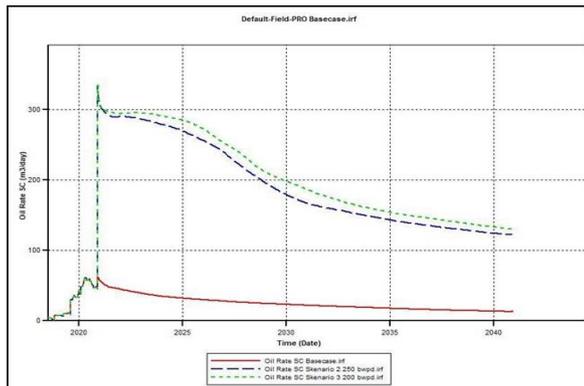
Gambar 5. 39 Distribusi Saturasi Minyak Setelah Injeksi Skenario 3

Summary Hasil Skenario

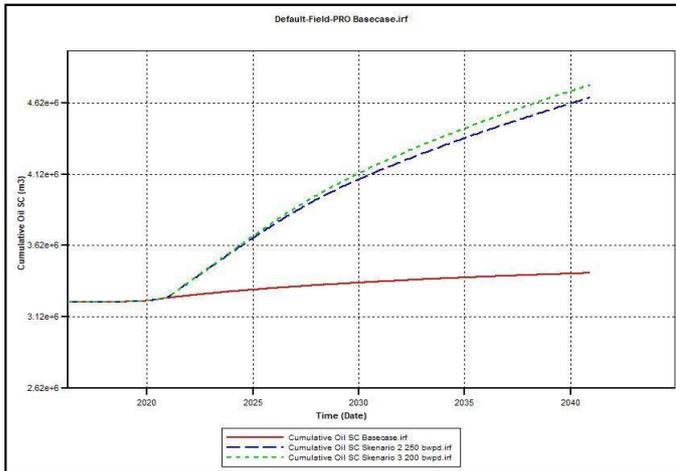
Berdasarkan analisa skenario pengembangan lapangan metode *waterflooding* yang telah dilakukan dengan sensitivitas pola injeksi dan laju injeksi, diperoleh hasil optimum dan maksimum tiap skenario. Tabulasi hasil *recovery factor* dan *incremental oil* skenario.

Tabel V. 10 Recovery Factor dan Incremental Oil Tiap Skenario

Skenario	Keterangan	Laju Injeksi	Np	RF	Incremental Oil
		Bpd	MMSTB	%	%
Basecase		-	21,556	37,82	-
Skenario 1			23,812	41,78	5,9
Skenario 2	Optimum	250	29,304	51,425	13,6
	Maksimum	450	20,159	52,926	15,1
Skenario 3	Optimum	200	29,872	52,422	14,6
	Maksimum	500	20,667	53,818	15,9



Gambar 5. 40 Perbandingan Laju Produksi Minyak Pada Recovery Factor Optimum



Gambar 5. 41 Perbandingan Kumulatif Produksi Minyak Pada Recovery Factor Optimum
(Computer Modeling Group Ltd., 2015)

BAB VI

ANALISA KEBERHASILAN

Metode *waterflooding* termasuk dalam *secondary recovery* perolehan minyak dan dipilih bertujuan membantu efisiensi pengurasan minyak, sehingga dapat membantu meningkatkan perolehan minyak pada sumur produksi. *Waterflooding* merupakan metode dengan menginjeksikan air kedalam batuan reservoir untuk memenuhi pori di batuan reservoir dan menekan minyak yang ada di pori reservoir sehingga kolom minyak menuju ke permukaan. Namun dalam aplikasinya tidak mudah, oleh karena itu dilakukan pemodelan simulasi reservoir.

Lapangan “Bravo” memiliki lima puluh tujuh sumur dan kondisi *existing* terdapat empat sumur produksi. Untuk prediksi pengembangan lapangan yang akan dilakukan, penambahan sumur produksi dan injeksi merupakan konversi dari sumur produksi yang ada. Sumur produksi yang akan dibuka kembali (*re-opening*) dipilih berdasarkan hasil analisa yang dilakukan, yaitu melakukan analisa lima parameter di tiap sumurnya. Parameter tersebut adalah *oil per unit area*, porositas, permeabilitas, saturasi minyak dan tekanan. Pemilihan sumur injeksi dilakukan melihat kelayakan sumur berdasarkan parameter saturasi minyak dan permeabilitas serta letak area terhadap sumur produksi. Lapangan “Bravo” mempunyai total *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 56.8456 MMSTB, dengan

kumulatif produksi sebesar 20.4507 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 35,89 %. Lapangan “Bravo” memiliki tenaga pendorong reservoir *solution gas drive*, *gas cap drive* dan *water drive*. Penurunan laju produksi minyak terus terjadi dan produksi air lapangan yang terus meningkat.

Studi simulasi ini menggunakan metode *waterflooding* dengan sensitivitas pola injeksi dan laju injeksi (*injection rate*) yang akan dilakukan pada Lapangan “Bravo”. Kemudian melakukan prediksi *cumulative oil* dan *recovery factor* minyak untuk masa yang akan datang dan memilih skenario yang paling optimum untuk digunakan. Skenario *basecase* merupakan skenario yang dilakukan dengan meneruskan produksi sumur – sumur yang masih berproduksi (4 sumur) saat akhir *history matching* hingga waktu prediksi Desember 2040. Skenario 1 merupakan skenario *basecase* ditambah dengan membuka beberapa sumur produksi yang telah di *suspend (re-opening)* berdasarkan hasil analisa kelayakan tiap sumurnya, menghasilkan terdapat 6 sumur produksi *re-opening*. Kemudian skenario 2 merupakan skenario 1 ditambah metode *waterflooding* menerapkan pola injeksi *line drive*, terdapat 7 sumur injeksi dari konversi sumur produksi. Skenario 3 merupakan skenario 1 dengan metode *waterflooding* menerapkan pola injeksi *irregular 4-spot*, terdapat 11 sumur injeksi dari konversi sumur produksi. Pada skenario 2 dan skenario 3 dilakukan sensitivitas laju injeksi untuk menentukan nilai *recovery factor* lapangan yang optimum dan maksimum.

Hasil prediksi dari berbagai skenario yang telah dilakukan adalah sebagai berikut :

1. *Basecase*

Basecase untuk prediksi pengembangan Lapangan “Bravo” dilakukan dengan meneruskan produksi sumur – sumur yang masih berproduksi (4 sumur) saat akhir *history matching* hingga waktu prediksi Desember 2040. Hasil dari *basecase* akan dijadikan dasar pembandingan dalam perencanaan skenario berikutnya, sehingga akan diketahui peningkatan perolehan jumlah minyak (*incremental oil*) dan nilai *recovery factornya*. Pada skenario *basecase* didapatkan kumulatif produksi minyak sebesar 21,556 MMSTB dan nilai RF sebesar 37,828%.

2. Skenario 1

Skenario ini merupakan *basecase* ditambah dengan membuka sumur produksi yang telah di suspend (*re-opening*) berdasarkan hasil analisa yang telah dilakukan. Terdapat sumur produksi yang dibuka kembali berjumlah 6 sumur. Pada skenario 1 didapatkan kumulatif produksi minyak sebesar 23,812 MMSTB dan nilai RF sebesar 41,787 %. Tidak terjadi banyak perubahan pada skenario 1 dari prediksi *basecase*, hal itu dikarenakan tekanan pada tiap sumurnya sudah tidak bisa mengangkat minyak ke permukaan dan reservoir sudah tidak mampu mendorong minyak secara efisien menuju lubang sumur.

3. Skenario 2

Pada skenario ini merupakan skenario 1 ditambahkan metode *waterflooding* dengan sensitivitas berupa pola injeksi *line drive* dan laju injeksi (*injection rate*), terdapat sumur injeksi sejumlah 7 sumur. Sensitivitas laju injeksi dilakukan analisa pada Tabel IV – 9. Laju injeksi optimum sebesar 250 bwpd dengan hasil kumulatif minyak sebesar 29,304 MMSTB dan nilai *recovery factor* sebesar 51,425 % serta nilai *incremental oil* sebesar 13,6 %. Laju injeksi maksimum sebesar 450 bwpd dengan hasil kumulatif minyak sebesar 30,159 MMSTB dan nilai *recovery factor* sebesar 52,926 % serta nilai *incremental oil* sebesar 15,1 %. Peningkatan nilai *recovery factor* yang signifikan dikarenakan injeksi air cukup efisiensi untuk mendorong minyak ke arah jari-jari pengurasan sumur produksi dan meningkatkan tekanan pada sumur produksi tersebut sehingga minyak dapat terproduksi ke permukaan.

4. Skenario 3

Pada skenario ini merupakan skenario 1 ditambahkan metode *waterflooding* yang dilakukan dengan pola injeksi *irregular 4-spot* terdapat sumur injeksi sejumlah 11. Skenario ini menggunakan sensitivitas laju injeksi yang dilakukan analisa pada Tabel IV – 10. Laju injeksi optimum sekaligus maksimum sebesar 200 bwpd dengan hasil kumulatif minyak sebesar 29,872 MMSTB dan nilai *recovery factor* sebesar 52,422 % serta nilai *incremental oil* sebesar 14,59 %. Seperti skenario 2, peningkatan

nilai *recovery factor* yang signifikan dikarenakan injeksi air berhasil dan memiliki efisiensi yang tinggi untuk mendorong minyak ke arah jari-jari pengurasan sumur produksi dan meningkatkan tekanan pada sumur produksi tersebut sehingga minyak dapat terproduksi ke permukaan.

Berdasarkan hasil analisa yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan bahwa pengembangan Lapangan “Bravo” dengan metode *waterflooding* pada skenario 3 dengan laju injeksi air sebesar 200 bwpd dianggap skenario paling optimum. Hal ini dilihat pada analisa grafik skenario 3 dari nilai kumulatif produksi minyak yang masih tinggi sejalan dengan waktu produksi. Berdasarkan prediksi pengurasan minyak, pola injeksi skenario 3 memiliki tingkat efisiensi yang tinggi untuk mendorong minyak ke arah jari-jari pengurasan sumur produksi dan meningkatkan tekanan pada sumur produksi tersebut sehingga minyak dapat terproduksi ke permukaan.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek & Meehan, D. N. “*Advanced Reservoir Management and Engineering*”. Texas: Gulf Mexico, Professional Publishing. Jordan Hill, Oxford, Chapter 6 (P. 541-586), 2012
- Amyx, Bass, dkk,”*Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties*”., McGraw- Hill Book Company Inc 1960
- Aguilera, Roberto “*Naturally Fractured Reservoirs*”. Pennwell Publishing Company., Tulsa, Oklahoma, Chapter 1 (P. 6-20)., 1995
- Ariadji, Tutuka. Putri, Ayu Kusuma. “Metode Evaluasi Rencana Pengembangan Lapangan Pada Brownfield Dengan Simulasi Reservoir: Kasus Lapangan X”, JTM Vol. XVII No. 1/2020
- Crichlow, Henry B. “*Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach*”.
- New Jersey: Prentice-Hall inc. Chapter 9 (P. 248-272), 1972.
- Craig. Jr., Forrest F., “*The Reservoir Engineering Aspect of Water Flooding*”, American Institute Mining,

- Metalurgicall, and Petroleum Engineers, Inc., New York, Dallas, 1971
- Fitri, Dewi, Jatmiko, Teguh, & Bambang T. “Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Baturaja Lapangan “MLH”, Cekungan Sumatera Selatan”, Jurnal Ilmiah Geologi Pangea. Volume 4 No 2, Yogyakarta, 2017.
- Pamungkas, Joko. “*Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*”. Yogyakarta, bab 3 (Halaman 1-111). 2011.
- Rukmana, Dadang, Kristanto, Dedy, & Aji, V. D. C. “*Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*”. Yogyakarta: Penerbit Pohon Cahaya. Bab 11 (Hal. 402-405). 2011
- Thakur, Ganesh C. 2020. “*Integrated Petroleum Reservoir Management*”. Chapter6.hal 103 - 105, Chapter 8 halaman 155 – 158.
- Thakur, Ganesh C. 2012. “*Heavy Oil Reservoir Management*”. SPE Fifth Latin American and Carribeian Petroleum Engineering Conference and Exhibition. Rio de Janerio, Brazil.

BIOGRAFI PENULIS



Prof. Dr. Ir. Drs. Herianto, MT merupakan dosen tetap yang mengajar di Program Studi S1 dan S2 Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau merupakan lulusan S1 Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta dan S1 Filsafat, Universitas Gadjah Mada. Lalu melanjutkan pendidikan S2 Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung dan menyelesaikan pendidikan Doktor di Universitas Teknologi Malaysia pada tahun 2008.



Dr. Ir. Dyah Rini Ratnaningsih, MT, merupakan dosen dari Jurusan Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau mengajar di Prodi Sarjana dan Magister Teknik Perminyakan dan Magister Teknik Geologi. Selain mengajar beliau juga melakukan beberapa penelitian dan pengabdian kepada masyarakat. Pendidikan Sarjana ditempuh di Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran”

Yogyakarta, kemudian melanjutkan Program Magister dan Doktor di Institut Teknologi Bandung.



Dr. Ir. RM Basuki Rahmad, MT, merupakan dosen UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau merupakan lulusan S1 Teknik Geologi UPN “Veteran” Yogyakarta lalu melanjutkan pendidikan S2 Teknik Geologi dan menyelesaikan pendidikan doktor di Institut Teknologi Bandung, S3 Rekayasa Pertambangan Institut Teknologi Bandung.

ISBN 978-623-389-217-9



9 786233 892179