

MENINGKATKAN FAKTOR PEROLEHAN LAPANGAN MARGINAL DENGAN METODE INJEKSI AIR, SEBUAH STUDI SIMULASI RESERVOAR

Edy Slameto *)

SARI

Pengembangan lapangan marginal merupakan salah satu metode alternatif untuk dapat mempertahankan tingkat produksi minyak nasional saat ini. Karena penemuan lapangan minyak baru dengan cadangan yang besar pada saat ini semakin sulit, maka pengembangan lapangan yang tergolong marginal merupakan suatu pilihan yang patut dipertimbangkan oleh pemerintah.

Sebuah lapangan marginal yang terletak di Cekungan Sunda bagian barat, yang dalam studi ini selanjutnya dinyatakan sebagai Lapangan X, dengan ukuran cadangan yang cukup besar meliputi OGIP (*Original Gas In Place*) : 7,675 BSCF (*Billion Standart Cubic Feet*) dan OOIP (*Original Oil In Place*) : 129,058 MMSTB (*Million Stock Tank Barrels*) (sumber PSC), memiliki sifat-sifat fluida yang menarik untuk dikaji dalam rangka pengembangan lapangan tersebut lebih lanjut. Mekanisme pendorong yang bekerja pada lapangan tersebut berdasarkan tipe perangkapnya dapat diperkirakan adalah *Gas Cap Drive* dan *Water Drive*.

Dengan viskositas minyak yang sangat tinggi dan °API yang rendah, maka dalam studi ini dilakukan skenario pengembangan lapangan dengan metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Metode yang dimaksud adalah injeksi air, dengan tujuan untuk meningkatkan besarnya faktor perolehan minyak bumi dari lapangan tersebut.

Hasil simulasi reservoir dengan melakukan proyek injeksi air terhadap lapangan ini dapat meningkatkan *recovery factor* hingga mencapai 13,29 % atau dengan produksi minyak bumi kumulatif sebesar 17,160 MMSTB selama 30 tahun.

Kata kunci: metode injeksi air, simulasi reservoir, marginal, Cekungan Sunda

ABSTRACT

The development of marginal fields is becoming a more important alternative method, due to the fact that big and profitable new fields are more difficult to be discovered.

A marginal field which is situated in the Western Sunda Basin, here is called as Field X, has big enough reserves in which specific fluid property interest has to be concerned. Its OGIP: 7.675 BSCF and OOIP: 129.058 MMSTB (based on PSC source). According to the trap existing in the field, its drive mechanism is Gas Cap Drive and Water Drive.

In order to increase the recovery factor of this field, Enhanced Oil Recovery (EOR) using water injection method has been carried out.

Reservoir simulation performed with water injection project to this field could increase the cumulative oil production into 17.160 MMSTB with 13.29 % composite recovery factor for 30 years.

Keywords : waterflood, reservoir simulation, marginal, Sunda Basin

PENDAHULUAN

Lapangan marginal dapat dikelompokkan berdasarkan beberapa hal, yaitu lokasi lapangan, atau ukuran dan kondisi reservoir/struktur yang dimiliki, dan juga risiko terhadap pengembangan lapangan tersebut.

Kelompok berdasarkan lokasi, adalah lapangan-lapangan yang terletak atau berada di kedalaman air laut (*water depth*). Contohnya adalah jika lapangan

berada di lepas pantai (*offshore*), dan jaraknya ke lapangan lain yang memiliki infrastruktur yang lengkap, dan juga bisa berdasarkan pada ketersediaan pasar.

Pengelompokan lapangan marginal yang berdasarkan pada ukuran (cadangan) dan kondisi reservoir/struktur lapangan tersebut bergantung pada beberapa hal seperti; cadangan, geometri reservoir, kedalaman struktur, heterogenitas reservoir, dan kualitas hidrokarbon (misal: kadar CO₂ untuk gas dan besarnya viskositas untuk minyak).

*) Pusat Survei Geologi

Pengelompokan lapangan marginal yang berdasarkan pada risiko pengembangan lapangan atau proyek tersebut adalah risiko ketidakpastian cadangan yang dimiliki lapangan tersebut dan risiko biaya pengembangan proyek (investasi) (Partowidagdo, 1999).

GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Sunda dan Asri merupakan bagian dari "Offshore North West Java (ONWJ)" yang menempati daerah sebelah barat, berbatasan dengan Cekungan Sumatera Selatan. Ketebalan batuan sedimen pada kedua cekungan ini yang merupakan cekungan terbesar di ONWJ, mencapai 3.100 m dan lebih dari 5.000 m di bagian terdalam cekungan.

Cekungan Asri terbentuk oleh sistem patahan yang berarah utara-selatan dan dibatasi oleh suatu patahan normal/turun di sebelah selatan dan timur. Cekungan Sunda yang merupakan suatu *half graben* dengan ketebalan sedimen maksimal pada sisi timurnya (LP-ITB,1996), juga terbentuk oleh sistem patahan yang sama (U-S).

Stratigrafi

Secara umum, stratigrafi kedua cekungan sedikit berbeda dengan bagian lain dari ONWJ (Gambar 1). Perbedaannya adalah ketidakhadiran Satuan Vulkanik Jatibarang pada semua sumur/lapangan dan kehadiran Formasi Gumai pada beberapa sumur/lapangan.

Batuan dasar hadir pada beberapa sumur/lapangan sebagai batuan beku dan malihan (*lowgrade metamorphics*). Batuan dasar dikenali sebagai granodiorit sebagaimana terdapat pada sumur X#1, di Lapangan X.

Formasi Talang Akar merupakan batuan sedimen tertua (Oligosen) pada kedua cekungan. Satuan ini diendapkan di atas bidang ketidakselarasan yang mengerosi batuan dasar. Secara umum satuan ini tersusun oleh batupasir konglomeratan, batupasir, batulempung dan batubara. Bagian bawah satuan ini (*Lower Talang Akar*) didominasi oleh batulempung dan diinterpretasikan sebagai batuan induk yang menghasilkan hidrokarbon pada cekungan-cekungan di ONWJ. Selain itu, pada bagian ini

terdapat sisipan batupasir konglomeratan yang ditafsirkan sebagai endapan kipas aluvium (*alluvial fan*). Bagian atas satuan (*Upper Talang Akar*) merupakan sekuen genang laut yang tersusun oleh perselingan batupasir, konglomerat, dan batulempung serta batubara yang ditafsirkan sebagai endapan delta dan diinterpretasikan sebagai reservoir yang sangat tebal dan paling produktif pada ONWJ (LP-ITB, 1996).

Menurunnya aktifitas tektonik pada Oligosen Akhir - Miosen Awal menghasilkan endapan karbonat yang disebut sebagai Formasi Baturaja. Data log Lapangan X (lubang bor X#3 dan X#8) memperlihatkan bahwa formasi ini dapat dibagi menjadi 2 (dua) satuan, yaitu: Batugamping Terumbu, yang tersusun oleh batugamping pejal dengan kandungan koral dan foram besar yang melimpah; serta Batugamping Berlapis, yang tersusun oleh perselingan batugamping dan batulempung/serpih.

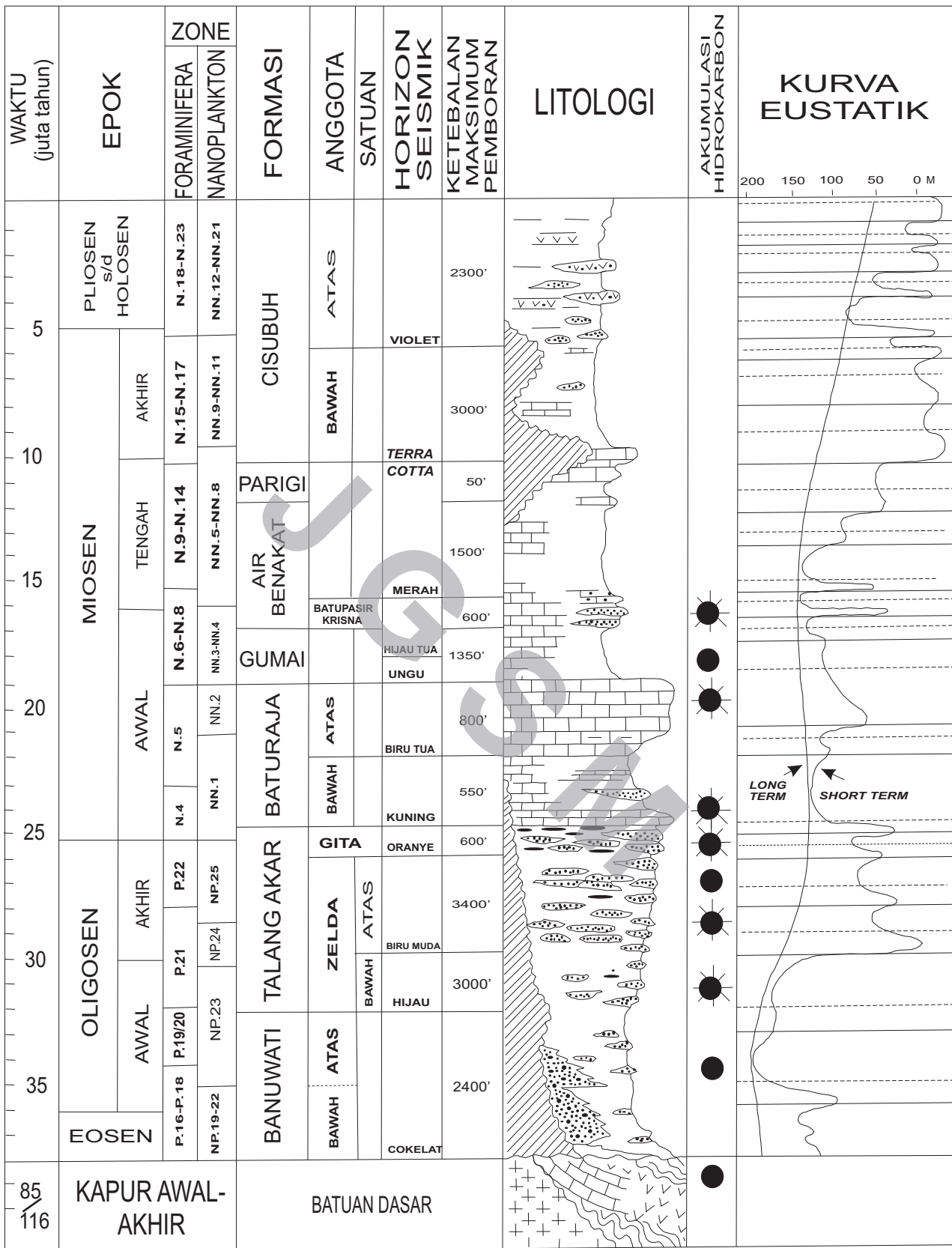
Di beberapa bagian kedua cekungan, di atas Formasi Baturaja secara selaras diendapkan satuan batuan yang didominasi oleh napal kaya akan plankton foram. Satuan ini ekuivalen dengan Formasi Gumai di Cekungan Sumatra Selatan (dan termasuk ke dalam Formasi Cibulakan Atas di Cekungan Ardjuna/NWJ). Data sumur X#1 menunjukkan bahwa satuan ini tersusun oleh batuan karbonat dengan fragmen batulempung.

Secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja (atau Formasi Gumai pada beberapa sumur) diendapkan Fasies Laut dari Formasi Cisubuh. Satuan ini dicirikan oleh perselingan batulempung, batulanau dan batubara, dan ditafsirkan sebagai endapan *inner shelf*.

Secara selaras di atas Fasies Laut diendapkan Fasies Benua yang terdiri atas perulangan batulempung (tufan), batupasir dan konglomerat dengan material vulkanik. Satuan ini diinterpretasikan sebagai endapan darat.

Struktur Geologi

Seperti cekungan-cekungan lain di ONWJ, kedua cekungan dikontrol oleh sistem patahan utama berarah utara-selatan. Perkembangan struktur geologi pada kedua cekungan dapat dikelompokkan ke dalam dua sistem utama (LP-ITB, 1996), yaitu :



Gambar 1. Penampang stratigrafi regional ONWJ (LP-ITB, 1996).

Sesar Normal Tarikan; yang merupakan sistem patahan, dan berkembang pada awal pembentukan cekungan bersamaan dengan pengisian cekungan. Sistem ini menghasilkan rangkaian sesar normal (turun) yang membatasi subcekungan-subcekungan di dalam Cekungan Sunda.

Sesar Koyak; merupakan sistem yang menghasilkan rangkaian sesar-sesar geser, perlipatan serta pengangkatan dan *subsidence* selama sejarah pengisian cekungan.

Lapangan X

Lapangan ini terletak di Cekungan Sunda bagian barat, sekitar 7 (tujuh) mil di sebelah barat Lapangan Yvonne. Tutupan memanjang hampir utara-selatan (NNW-SSE) dikontrol oleh perkembangan terumbu sebagai reservoir utama. Bagian selatan terumbu turun terpatahkan oleh sistem patahan normal 'Sundari-Segama' (Gambar 2). Sesar ini memiliki throw sekitar 225 kaki (*feet*). Blok terumbu yang relatif naik di sebelah utara memiliki tutupan gas-minyak dengan GOC (*Gas Oil Contact*) pada kedalaman 1.610 kaki dan LKO (*Lowest Known Oil*) pada 1.777 kaki (LP-ITB, 1996).

Beberapa karakteristik geologi lapangan ini adalah sebagai berikut:

Target reservoir : Formasi Baturaja (batugamping)

- Fasies *skeletal packstone & wackestone*; terletak di bagian timur, dan diinterpretasikan sebagai *reef front-fore reef*. Fasies ini memiliki porositas sekunder (*vuggy & moldic*) yang berkembang dengan baik.

- Fasies *coral & algal boundstone*; diinterpretasikan sebagai *reef core*.
- Fasies *lime mudstone*; terletak di sisi barat lapangan ini, dan diinterpretasikan sebagai bagian *back reef*. Porositas di sini kurang berkembang karena batuan tersemenkan dengan baik.

Batuan induk : Formasi Talang Akar (*Silisiklastik*) dan Formasi Baturaja (batugamping)

Luas tutupan : 2.400 *acre*

Kolom hidrokarbon : 167 kaki/140 khaki (rata-rata)

Sistem pemerangkapan : stratigrafi dan struktur (*Carbonate Build up & Normal fault*)

Ringkasan Data Engineering Lapangan X

Pengumpulan dan kajian data untuk Lapangan X dilakukan pada data kompleks sumur, interpretasi *well log*, data uji sumur, dan analisis laboratorium fluida reservoir.

Lapangan X memiliki 10 (sepuluh) sumur vertikal yang letaknya tersebar di lapangan tersebut. Namun demikian, tidak semua sumur memberikan data yang baik. Di antara sumur-sumur tersebut yang mampu memberikan data yang baik adalah sumur X#1, X#3, X#8 dan X#10. Dari pengumpulan data beberapa interpretasi log, ringkasan terhadap reservoir Lapangan X dapat disarikan dalam Tabel 2 dan Tabel 3 di bawah ini.

Tabel 1. Satuan Batuan Lapangan X

Satuan Batuan		X # 1 (ft)	X # 3 (ft)	X # 8 (ft)	X # 10 (ft)
Fm. Cisubuh	Fs. Benua	-	-	-	-
	Fs. Laut	-	442	-	-
Fm. Gumai		315	-	-	-
Fm. Baturaja	Unit I	91	207	228	257
	Unit II	-	344	346	380
Fm. Talang Akar		1058	60	82	82
Batuan Dasar		68	-	-	-

Tabel 2. Ringkasan Data Reservoir Lapangan X

Sumur	Zone	Interval ft	Net Pay		Ø (%)	Sw (%)	Keterangan
			ft	Keterangan			
X # 1	Terumbu Gumai	1772-1801	27	probable oil	35,6	30,4	poor to good oil show
X # 3	Gumai	1640-1656	16	probable gas	36	26	trace oil show
		1667-1673	5	probable gas	32	28	trace oil show
		1673-1677	4	probable oil	34	51	poor oil show
		1680-1682	2	probable oil	37	61	poor oil show
		1686-1725	39	probable oil	37	27	fair to good oil show
		1728-1730	2	probable oil	25	62	good oil show
		1737-1755	18	probable oil	36	32	good oil show
		1758-1762	4	probable oil	34	33	good oil show
		1765-1770	5	probable oil	35	27	good oil show
		1772-1826	54	probable oil	37	39	fair to good oil show
X # 8	ABF	1223-1246	23	potential gas	-	-	-
		1356-1372	16	potential gas	-	-	-
		1430-1447	17	potential gas	-	-	-
	Gumai	1644-1654	10	potential gas	29,3	52,3	trace oil show
		1681-1691	10	probable oil	28,2	63,4	poor to good oil show
		1701-1730	26	probable oil	25,9	38,9	trace to good oil show
		1734-1737	3	probable oil	25	20,2	good oil show
		1744-1750	6	probable oil	25,6	61,2	poor to fair oil show
		1759-1767	8	probable oil	36,4	48,6	fair oil show
		1774-1786	12	probable oil	33,4	45,4	good oil show
		1788-1840	52	probable oil	32,7	42,5	trace to good oil show
		1740-1846	6	probable oil	33,2	61	no show to trace oil show
		1848-1854	6	probable oil	33,5	68	no oil show
X # 10	Baturaja	1664-1676	10	probable gas	27,2	57	fair to good oil show
		1689-1692	11	probable oil	26,7	58	good oil show
		1704-1718	14	probable oil	28,4	37,2	fair to good oil show
		1720-1770	46	probable oil	36,2	38,6	good oil show
		1786-1794	8	probable oil	34,6	47,2	good oil show
		1844-1852	8	probable oil	34,3	61,2	good oil show
		1858-1864	6	probable oil	36,4	60,4	poor to fair oil show

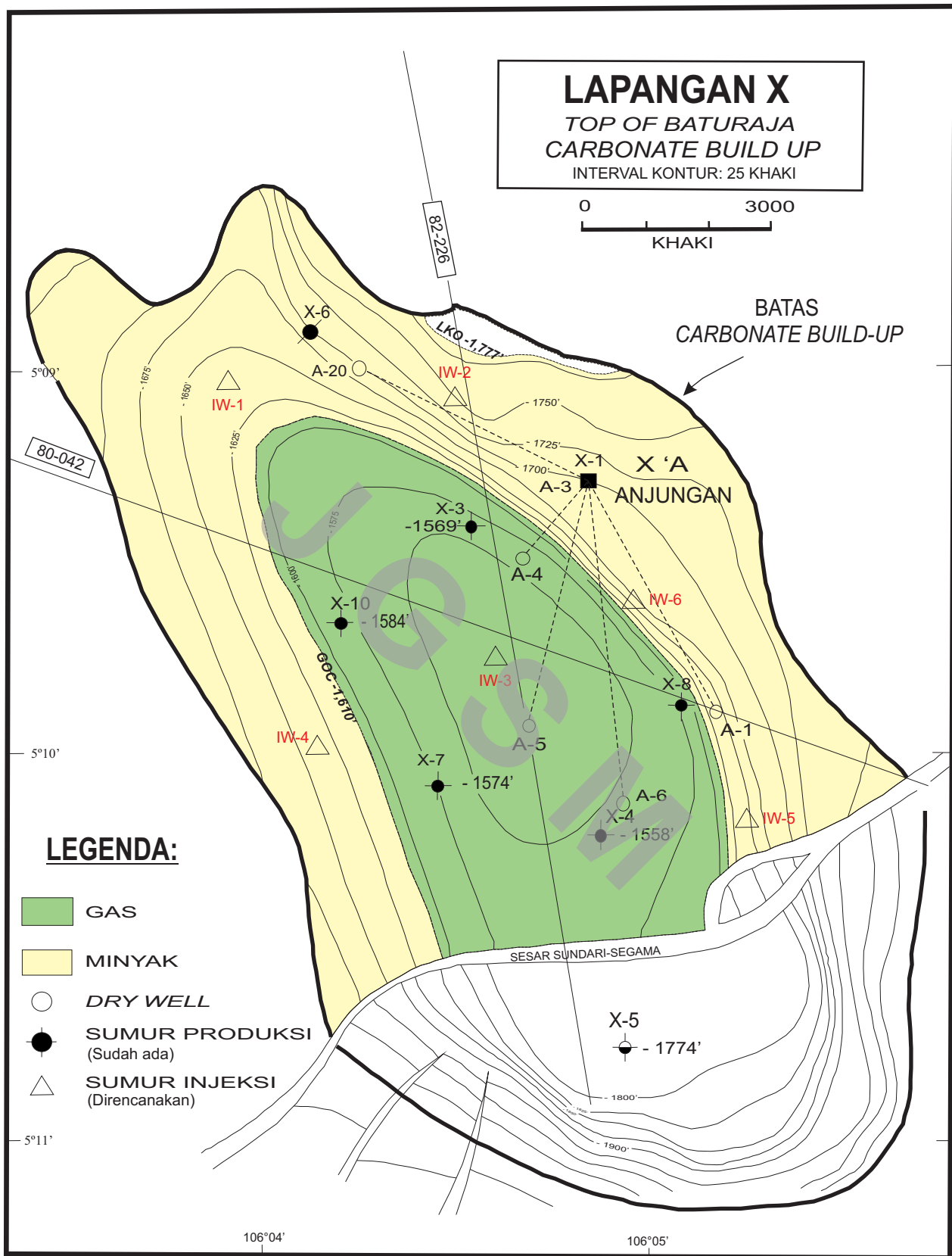
Keterangan: ft = kaki (*feet*)
 Ø = porositas
 Sw = saturasi air (*water saturation*)

Tabel 3. Ringkasan Data Well Testing Lapangan X

Sumur	Formasi	Interval ft	Pr Psia	Tr °F	API	k md	PI Bpd/Psi	Qo Stb/d	Qw Stb/d	Qg Scf/d	GOR Scf/Stb
X # 1	Terumbu Gumai	1.772-1.801	684	160	19	13.310	6,7	497	-	11	22
X # 3	Gumai	1.705-1.805	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		1.737-1.785	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X # 8	Gumai	1.800-1.820	755	150	17 (16)	1.048 (1.444)	0,47 (0,81)	145 (135)	-	-	-
		1.750-1.820	686	156	17,9	8.917	5,7	444	72	-	-
		1.702-1.820	772	154	14,4	12.030	8,8	1.747	785	-	-
		1.702-1.790	773	162	13,8	15.915	12,45	1.370	-	-	-
	Parigi	1.356-1.446	624	1.117	(gas)	33	66,9	-	10	1.070	-
X # 10	Gumai	1.720-1.766	670	160	16	385	0,91	150	17	9	60

*Sumber Data Well Testing

Keterangan: ft = kaki (*feet*)
 Pr = tekanan di reservoir
 Tr = suhu di reservoir
 Qw = laju air
 GOR = rasio gas terhadap minyak
 K = permeabilitas
 PI = indeks produktivitas
 Qo = laju minyak
 Qg = laju gas



Gambar 2. Peta reservoir Lapangan X (LP-ITB, 1996)

STUDI SIMULASI RESERVOAR

Studi simulasi reservoir dilakukan untuk memperoleh gambaran (peramalan) kinerja reservoir setiap skenario pengembangan lapangan yang akan dikembangkan, sehingga diperoleh skenario pengembangan yang optimal. Untuk mensimulasikan reservoir pada lapangan yang akan dikembangkan tersebut, digunakan perangkat lunak Reservoir Simulator IMEX dari Computer Modelling Group Ltd.

Pemodelan

Model simulasi reservoir yang dipergunakan untuk Lapangan X adalah *model Black Oil* 3-fase, 3-dimensi (Gambar 3). Model Lapangan X adalah 50 x 50 x 5 lapis (*layer*), dengan jumlah *active blocks* 12.500 cells.

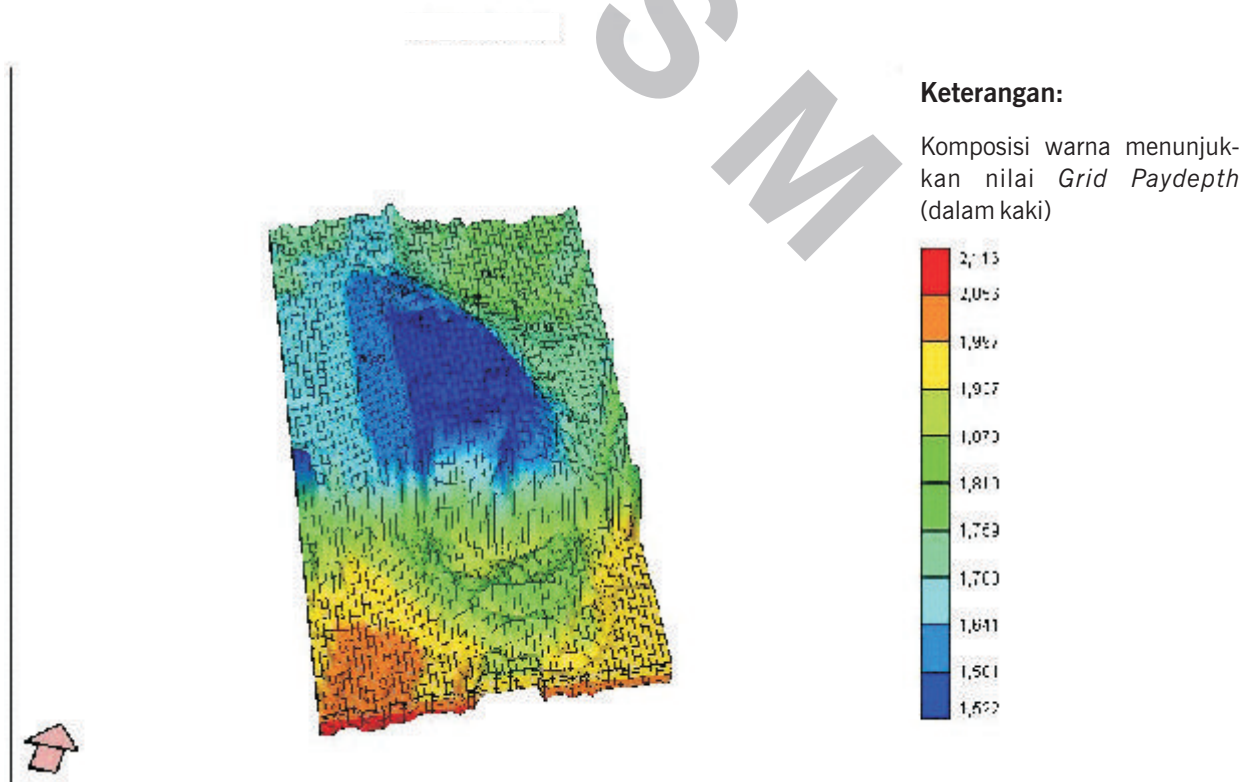
Data Masukan Simulasi

Data masukan untuk karakteristik fluida reservoir seperti faktor volume formasi, *solution Gas Oil Ratio*, dan viskositas fluida reservoir fungsi tekanan dilakukan dengan menggunakan korelasi yang telah

disiapkan oleh simulator dengan data masukan ρ_{API} dan tekanan *bubble point* (Pb). Selain data tersebut, juga terdapat data kurva tekanan kapiler fungsi saturasi dan kurva permeabilitas relatif fungsi saturasi yang juga dilakukan dengan menggunakan korelasi. Data masukan simulasi reservoir Lapangan X dapat dilihat pada Tabel 4 yang tertera di bawah ini.

Skenario Pengembangan

Dalam rangka mendapatkan pengembangan Lapangan X yang optimal, maka akan dilakukan 2 skenario pengembangan lapangan yang waktunya dibatasi selama 30 tahun (2003-2033) untuk setiap skenario. Skenario pertama merupakan metode *primary recovery*, dimana dari Lapangan X akan diproduksi sebanyak 7 (tujuh) sumur yang telah tersedia. Skenario kedua merupakan penerapan EOR (*Enhanced Oil Recovery*) dengan cara menginjeksikan sejumlah volume fluida, dalam hal ini air yang *compatible* terhadap air formasi, ke dalam reservoir yang dikenal sebagai metode *waterflood*. Tujuan utama pelaksanaan dua skenario yang berbeda tersebut dimaksudkan sebagai pembandingan atas hasil simulasi yang akan diperoleh.



Gambar 3. Model Reservoir dan posisi sumur-sumur 3D.

Tabel 4. Data Masukan Karakteristik Reservoir Lapangan X

Lapisan	Formasi	k mD	ϕ	Sw	h ft	Tres °F	Pres Psia	Pb Psia
1	Baturaja	500	0,26	Pc	8			
2	Baturaja	500	0,24	Pc	20			
3	Baturaja	760	0,27	Pc	25	150	770	770
4	Baturaja	1400	0,23	Pc	30			
5	Baturaja	1200	0,2	Pc	15			

Catatan : Pc = distribusi saturasi air berdasarkan kurva Pc

Keterangan: k = permeabilitas h = ketebalan lapisan (*layer*)
 ϕ = porositas Tres = suhu di reservoir
Pb = tekanan *bubble point* Pres = tekanan di reservoir
Sw = saturasi air (*water saturation*)

Skenario 1 (*Primary Recovery*)

Pada skenario pertama (*primary recovery*) ini, jumlah sumur yang diproduksi sebanyak 7 (tujuh) buah sumur, dengan spasi sumur sebesar 680,7 *acre*. Ketujuh sumur tersebut diproduksi dengan bantuan gas lift. Ketujuh sumur yang dimaksud adalah X-1, X-3, X-4, X-6, X-7, X-8 dan X-10, yang semuanya merupakan sumur produksi.

Berdasarkan hasil simulasi reservoir untuk skenario pertama ini, produksi minyak kumulatif yang dihasilkan adalah sebesar 4,312 MMSTB atau memberikan *recovery factor* sebesar 3,34 %.

Ringkasan hasil simulasi reservoir untuk metode *Primary Recovery* tertera pada Tabel 5 dan Gambar 4.

Dari ringkasan hasil simulasi tersebut dapat dilihat bahwa fluida yang terdapat di dalam reservoir sesuai dengan volume fluida yang dihitung secara volumetrik dari model geologinya. Dengan demikian dapat dipastikan bahwa validitas model yang diterapkan pada simulasi untuk studi ini dapat dipercaya.

Kinerja reservoir dengan menerapkan Skenario 1 pada Lapangan X adalah seperti tertuang pada Gambar 4.

Terlihat dari kedua diagram tersebut bahwa dengan menerapkan Skenario 1, laju produksi minyak terhadap waktu mengalami penurunan yang sangat cepat, dari 3.200 bbl/hari pada tahun pertama

menjadi sekitar 800 bbl/hari pada tahun ke-2. Penurunan laju produksi minyak setelah tahun tersebut terjadi secara perlahan hingga tahun terakhir dari yang direncanakan (Gambar 4.a.). Hal yang sama juga terjadi pada grafik tekanan terhadap waktu, dimana terjadi penurunan yang sangat drastis dari tahun pertama hingga tahun terakhir (Gambar 4.b.).

Skenario 2 (*Waterflood*)

Pada program pengembangan dengan Skenario 2 ini, dilakukan penambahan sumur injeksi sebanyak 6 (enam) buah. Dengan demikian pada skenario pengembangan kedua ini jumlah sumur pada lapangan menjadi 7 (tujuh) buah sumur produksi dan 6 (enam) buah sumur injeksi. Berdasarkan pada posisi sumur-sumur produksi yang telah ada serta pertimbangan keekonomian dengan efisiensi yang diharapkan seoptimal mungkin, maka pola desain injeksi yang paling mendekati adalah pola *regular four-spot pattern* (Gambar 5).

Sejumlah volume air diinjeksikan ke dalam reservoir pada zone air (Gambar 6). Proses ini dimaksudkan untuk meningkatkan *water oil contact* dan menjaga agar tekanan di reservoir cukup besar untuk memberikan dorongan terhadap minyak yang terperangkap di reservoir (Latil drr; 1980). Berdasarkan posisi lapangan yang strategis terhadap sumber air, maka ketersediaan air bukan merupakan kendala yang berarti bagi diterapkannya metode *waterflood* ini.

Simulasi reservoir yang telah dilakukan dengan skenario ini, memberikan hasil berupa produksi minyak kumulatif sebesar 17,160 MMSTB atau dengan *recovery factor* sebesar 13,29 %. Berikut ini adalah ringkasan hasil simulasi reservoir untuk metode *Waterflood* (Tabel 6 dan Gambar 7).

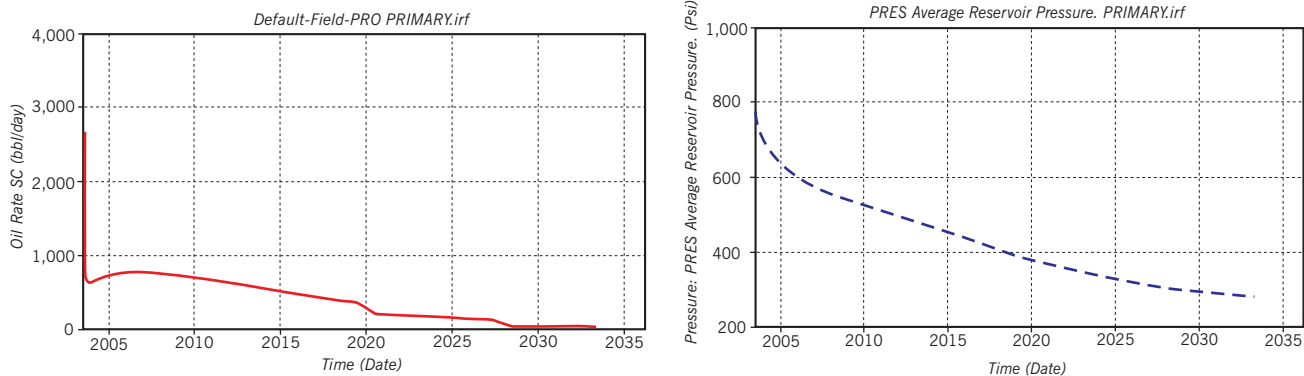
Kinerja reservoir dengan menerapkan Skenario 2 pada Lapangan X terlihat pada Gambar 7. Dari grafik hubungan antara laju produksi minyak terhadap waktu terlihat bahwa laju produksi pada tahun pertama mengalami penurunan secara dramatis, namun diikuti oleh peningkatan yang sangat signifikan pada tahun kedua dengan laju produksi sebesar sekitar 3.600 bbl/hari. Dapat dilihat juga pada grafik tersebut bahwa dengan menerapkan

Skenario 2, laju produksi minyak dapat dipertahankan pada angka di atas 1.000 bbl/hari selama kurang lebih 25 tahun. Pada tahun terakhir dari waktu yang ditetapkan, laju produksi minyak masih berkisar pada 900 bbl/hari (Gambar 7.a.). Hal ini sangat jauh berbeda apabila dibandingkan dengan hasil penerapan Skenario 1. Hal yang sama terjadi pula pada grafik hubungan antara tekanan terhadap waktu, dimana tekanan mampu ditingkatkan hingga 1.900 psi. Tekanan di reservoir juga dapat dipertahankan secara terus-menerus hingga akhir tahun dari waktu yang direncanakan yang berkisar pada angka 1.800 psi (Gambar 7.b.). Hal inilah yang menyebabkan laju produksi minyak juga dapat dipertahankan pada jumlah yang ekonomis selama kurun waktu tersebut.

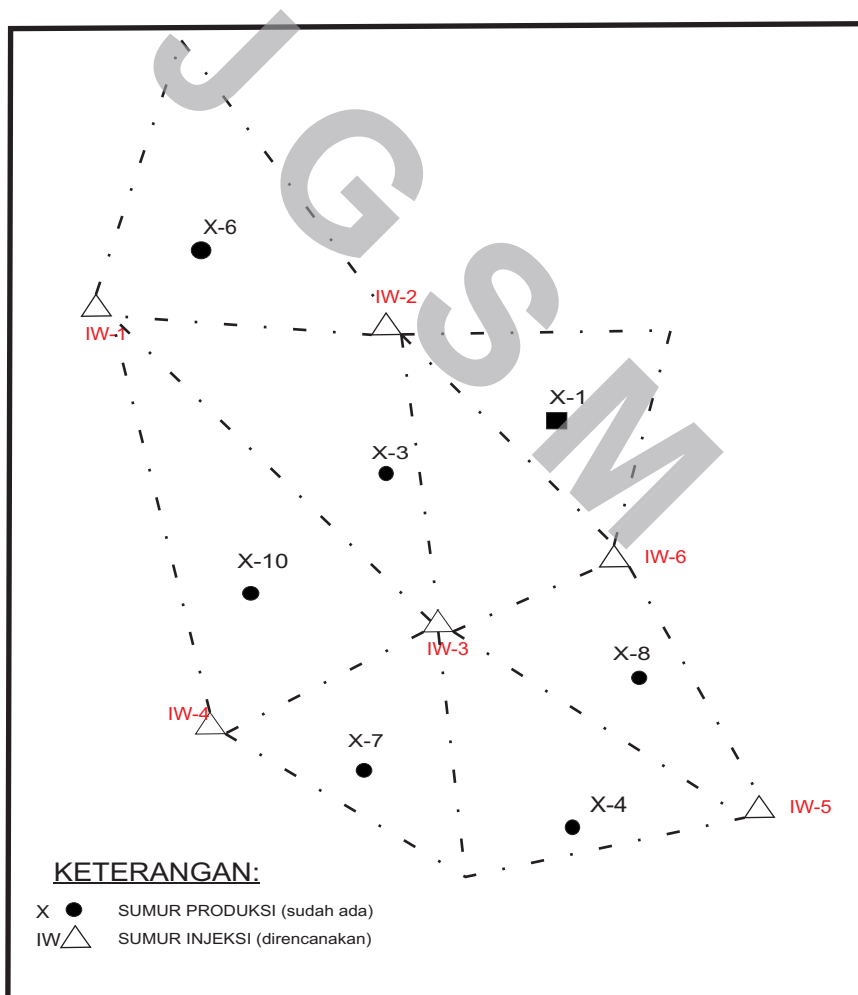
Tabel 5. Ringkasan Hasil Simulasi Reservoir dengan Skenario 1

<u>PRIMARY RECOVERY</u>					
===== SUMMARY (from subroutine: TSIO) =====					
<i>Simulation run terminated. Stopping time reached.</i>					
<i>0 Warning messages. 0 Error messages.</i>					

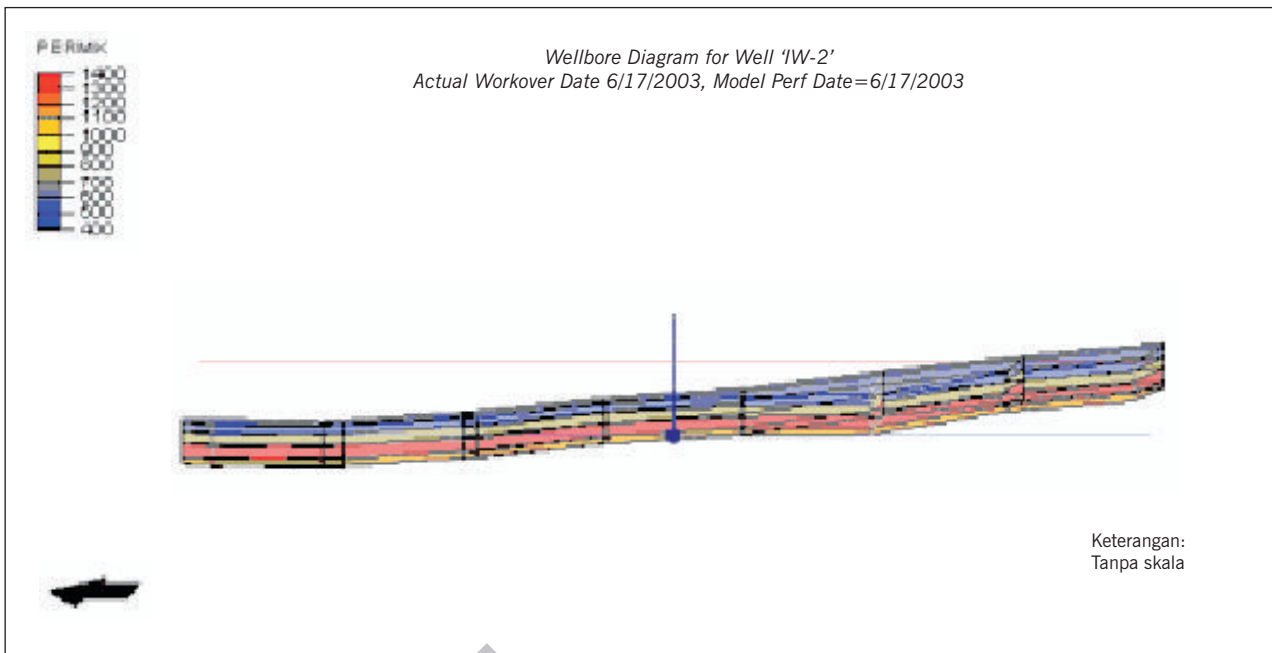
<i>Field Total</i>	<i>Oil</i>	<i>Gas</i>	<i>Fluid Water</i>	<i>Solvent</i>	<i>Polymer</i>
	-----	-----	-----	-----	-----
	<i>(MSTB)</i>	<i>(MMSCF)</i>	<i>(MSTB)</i>	<i>(MMSCF)</i>	<i>(MLB)</i>
<i>Cumulative Production</i>	4311.8	5015.1	2237.8	NA	NA
<i>Cumulative Injection</i>	NA	0	0	NA	NA
<i>Cumulative Gas Lift</i>	NA	0	NA	NA	NA
<i>Cumulative Water Influx</i>	NA	NA	0	NA	NA
<i>Current Fluids In Place</i>	124740	2538.7	266382	NA	NA
<i>Production Rates</i>	.04719	.13157	.08103	NA	NA
<i>Injection Rates</i>	NA	0	0	NA	NA
<i>Timesteps: 61 Newton Cycles: 543 Cuts: 30 Solver Iterations: 8277</i>					
<i>Average Implicitness : 0.303</i>					
<i>Material Balances (owg): 1.000 1.000 1.000</i>					
<i>Total Number of Active Blocks: 12500</i>					
<i>Time at end of simulation: 10958.000000 (days)</i>					
<i>Average reservoir pressure excluding water zone: 240.0117 (psi)</i>					
<i>End of Simulation: Normal Termination</i>					
<i>CPU Time: 233.00 seconds</i>					
<i>Elapsed Time: 233.97 seconds</i>					



Gambar 4. Diagram kinerja reservoir berdasarkan Skenario 1.
 a). Laju produksi minyak vs Waktu Skenario 1.
 b). Tekanan vs Waktu Skenario 1.



Gambar 5. Pola desain injeksi *regular four-spot pattern* (modifikasi pola Willhite, 1986).



Gambar 6. Penampang perforasi injeksi pada sumur IW-2.

Tabel 6. Ringkasan Hasil Simulasi Reservoir dengan Skenario 2

WATERFLOOD

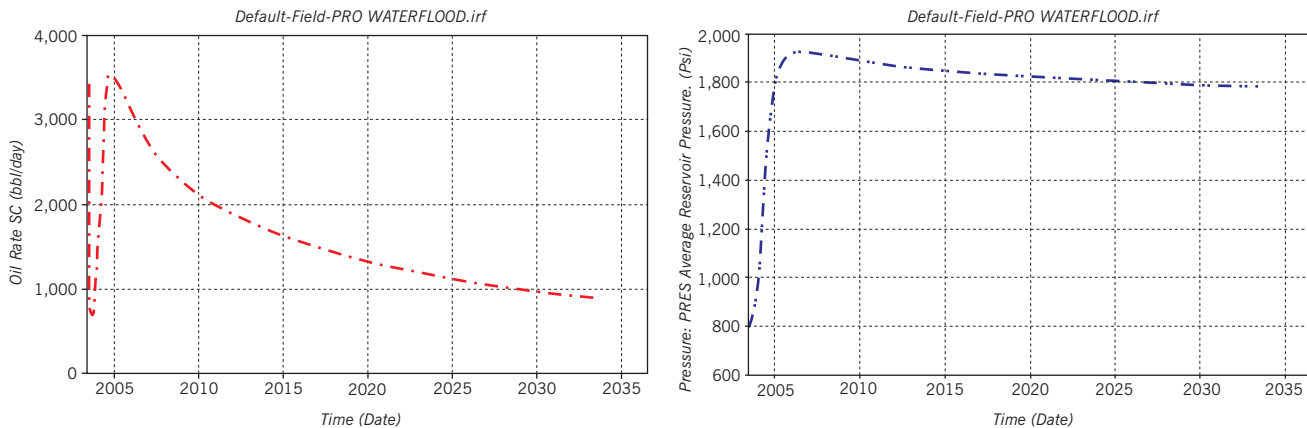
===== SUMMARY (from subroutine: TSIO) =====

Simulation run terminated. Stopping time reached.
0 Warning messages. 0 Error messages.

Field Total	Oil	Gas	Fluid Water	Solvent	Polymer
	(MSTB)	(MMSCF)	(MSTB)	(MMSCF)	(MLB)
Cumulative Production	17160	2754.5	212051	NA	NA
Cumulative Injection	NA	0	243081	NA	NA
Cumulative Gas Lift	NA	0	NA	NA	NA
Cumulative Water Influx	NA	NA	0	NA	NA
Current Fluids In Place	111881	4797.1	299722	NA	NA
Production Rates	.89831	.04236	30.844	NA	NA
Injection Rates	NA	0	31.712	NA	NA

Timesteps: 63 Newton Cycles: 400 Cuts: 25 Solver Iterations: 5522
Average Implicitness : 0.139
Material Balances (owg): 1.000 1.000 1.000
Total Number of Active Blocks: 12500
Time at end of simulation: 10958.000000 (days)
Average reservoir pressure excluding water zone: 1720.272 (psi)

End of Simulation: Normal Termination
CPU Time: 134.30 seconds
Elapsed Time: 135.01 seconds



Gambar 7. Diagram kinerja reservoir berdasarkan Skenario 2.
a). Laju produksi minyak vs Waktu Skenario 2.
b). Tekanan vs Waktu Skenario 2.

PEMBAHASAN

Formasi Talang Akar yang merupakan satuan batuan tertua (Oligosen), bagian bawahnya merupakan batuan induk yang menghasilkan minyak di Cekungan ONWJ (*Offshore North West Java Basin*). Bagian atas formasi tersebut merupakan sekuen genang laut yang hadir sebagai batuan reservoir paling produktif di cekungan tersebut. Selain Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja (batugamping terumbu), Gumai, dan Air Benakat juga merupakan batuan pembawa reservoir hidrokarbon. Skenario pemodelan pengembangan reservoir dilakukan pada Formasi Baturaja.

Dari hasil studi reservoir yang telah dilakukan terhadap Lapangan X, maka dapat terlihat bahwa perolehan lapangan tersebut dapat ditingkatkan dengan menerapkan Skenario 2, yaitu berupa metode *waterflood* (Gambar 6 dan 7). Dengan metode tersebut, laju produksi minyak tahunan dapat meningkat secara signifikan hingga mencapai 3.600 bbl/hari. Pada saat itu tekanan di reservoir juga berada pada puncaknya, berkisar pada angka 1.900 psi. Penurunan tekanan di reservoir setelah tahun tersebut terjadi secara perlahan, tidak seperti pada skenario pertama. Berdasarkan hasil kajian tersebut, meskipun masih bersifat pendahuluan, terlihat bahwa faktor perolehan dapat ditingkatkan hingga mencapai $\pm 13,29\%$. Meskipun demikian metode peningkatan perolehan dengan *waterflood* ini perlu mendapat kajian lebih lanjut secara

mendalam. Di antara kajian yang perlu dilakukan adalah terjadinya kenaikan tekanan di reservoir yang sangat besar mencapai ± 1.900 psi dengan diterapkannya skenario ini, jauh di atas tekanan awal (*initial*) dari reservoir. Oleh karena itu, perlu adanya studi lanjutan berdasarkan data core dari lapangan tersebut untuk memastikan bahwa batuan di reservoir cukup kuat untuk menerima kenaikan tekanan yang sedemikian besar (Smith, 1966).

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil studi simulasi reservoir untuk optimalisasi pengembangan yang telah dilakukan terhadap Lapangan X, maka dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

- Ukuran cadangan hidrokarbon memegang peranan yang sangat penting dalam penentuan tingkat *marginality* lapangan tersebut. Oleh karena itu, ketersediaan data yang menunjang seperti data geologi, data *logging*, petrofisik, data uji produksi, dan tekanan sangat penting, agar tingkat kepercayaan terhadap angka cadangan hidrokarbon tersebut tinggi.
- Metode simulasi reservoir sangat membantu dalam analisis keteknikan walaupun data yang tersedia untuk melakukan simulasi reservoir tersebut sangat terbatas, dengan catatan prinsip-prinsip yang bersifat *conservative* dan *good engineering practice* masih tetap dipegang teguh.

- Hasil studi keteknikan reservoir skenario-skenario pengembangan yang telah dikaji untuk Lapangan X menunjukkan bahwa secara keteknikan skenario yang paling baik adalah Skenario 2, yaitu dengan melakukan injeksi air terhadap 7 (tujuh) sumur produksi dan 6 (enam) sumur injeksi dalam pola *regular four-spot pattern*. Dari hasil studi simulasi reservoir diperkirakan akan dihasilkan 17,160 MMSTB minyak selama 30 tahun.

Ucapan Terima Kasih

Studi ini merupakan bagian kecil dari tesis yang disusun oleh penulis sebagai bagian dari persyaratan

kelulusan dari Program Pascasarjana Departemen Teknik Perminyakan, ITB. Ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya penulis sampaikan kepada Ir. Doddy Abdassah, MSc., PhD. yang bertindak sebagai pembimbing dalam penulisan tesis.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Dr. Djadjang Sukarna selaku Kepala Pusat Survei Geologi, Dewan Redaksi dan Tim Editor yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk menerbitkan makalah ini. tak lupa penulis mengucapkan terima kasih kepada Ir. Doddy Abdassah, M.Sc., PhD atas bimbingan dan tambahan ilmu yang telah diberikan. ■

ACUAN

- Latil, M., Bardon, C., Burger, J. and Sourieau, P., 1980. *Enhanced Oil Recovery*, Gulf Publishing Company, Book Division, Houston, London, Paris, Tokyo.
- LP-TB, 1996. Studi Optimalisasi Pengembangan Lapangan Marginal Volume II (Maxus S.E.S.: Lapangan Ambar, Nurbani dan Risma). Tidak dipublikasikan.
- Partowidagdo, W., 1999. Incentives for Marginal Field Development in Indonesia, *Petromin*, No.11/ November 15.
- Smith, C.R., 1966. *Mechanics of Secondary Oil Recovery*, Reinhold Publishing Company, New York.
- Willhite, G.P., 1986. *Waterflooding*, *Society of Petroleum Engineers*. Richardson, TX, 3rd Printing.