

STUDI SIMULASI UNTUK PREDIKSI PRODUKSI GAS DI LAPANGAN X MELALUI SENSITIVITAS LAJU ALIR DAN TUBING HEAD PRESSURE

Ghanima Yasmaniar¹, Maman Djumantara¹, Suryo Prakoso¹

Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jalan Kiyai Tapa No 1 Grogol, Jakarta Barat,
Indonesia

Email : ghanima@trisakti.ac.id

ABSTRAK

Lapangan X merupakan lapangan baru dan hanya memiliki satu *existing well* yaitu sumur X-1. Sumur ini belum berproduksi sehingga tidak ada data produksi dari Lapangan X. Walaupun demikian, pada sumur X-1 ini telah dilakukan DST (*Drill Stem Test*), dimana terdapat indikasi kandungan gas dari hasil tes tersebut. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan *Black Oil Simulator* dengan fluida yang terdiri dari gas dan air. Adapun model dari reservoir ini berdimensi 32×280×94 sehingga totalnya ada sebanyak 842.240 *grid cell*. Berdasarkan perhitungan volumetrik, diketahui bahwa GIIP (*Gas Initial in Place*) dari Lapangan X adalah sebesar 20,02 BSCF. Sedangkan dari hasil inialisasi data pada proses simulasi, didapat GIIP sebesar 20,8 BSCF. Perbedaan yang didapat dari kedua hasil perhitungan di atas adalah sebesar 3,896%. Mengingat lapangan ini belum berproduksi, maka proses *history matching* dilakukan dengan menggunakan data DST dari sumur X-1. Skenario produksi pada penelitian ini dilakukan selama 15 tahun melalui analisis sensitivitas pergantian nilai laju alir gas dan THP (*Tubing Head Pressure*), sehingga totalnya ada 12 skenario produksi. Berdasarkan hasil simulasi dengan memperhatikan *plateau time*, maka skenario produksi terbaik didapat pada pengaturan laju alir 2 MMSCF dengan RF (*Recovery Factor*) sebesar 54,7% dan *plateau rate* bertahan sampai akhir simulasi. Apabila hanya memperhatikan sampai sumur mati, maka skenario terbaik didapat pada pengaturan laju alir 8 MMSCF dan THP 100 psia, yaitu diperoleh RF sebesar 79,56%.

Kata Kunci : Simulasi reservoir, laju alir, *tubing head pressure*, *plateau time*, *recovery factor*

ABSTRACT

Field X is a new field and it consists of X-1 well as an existing well. This well has not been produced, so there is no production data from Field X. However, in this well has been carried out a DST (Drill Stem Test), which indicates the gas content of the test results. This research used Black Oil Simulator which the fluid consist of gas and water. The model of this reservoir has dimensions of 32 × 280 × 94, so there are a total of 842,240 grid cells. Based on volumetric calculations, it has known that the GIIP (Gas Initial in Place) from Field X is 20.02 BSCF. Meanwhile, from the results of initialization data is 20.8 BSCF, therefore the the difference obtained from the calculation is 3,896%. Considering that this field has not been produced, the history matching process was carried out using DST data from X-1 well. The production scenario in this study was carried out for 15 years through a sensitivity analysis of changes in the value of gas flow rate and THP (Tubing Head Pressure), so that there are a total of 12 production scenarios. Based on the simulation results regarding the plateau time, the best production scenario is obtained at a flow rate setting of 2 MMSCF with an RF (Recovery Factor) of 54.7% and the plateau rate lasts until the end of the simulation. If we just consider the production until the well is dead, the best scenario is obtained at the flow rate setting of 8 MMSCF and THP 100 psia, which is an RF of 79.56%.

Keywords : *Reservoir simulation, flow rate, tubing head pressure, plateau time, recovery factor*

PENDAHULUAN

Tingginya permintaan akan produksi minyak dan gas bumi menyebabkan diperlukannya suatu studi untuk mencari lapangan migas baru yang mampu menghasilkan produksi migas yang cukup besar, serta diperlukan pula pengkajian mengenai perencanaan pengembangan dari lapangan lama sehingga dapat meningkatkan hasil produksi lapangan tersebut. Pada proses pengembangan suatu lapangan migas, perlu dilakukan peramalan terhadap kinerja reservoir pada masa yang akan datang. Ada beberapa cara yang dapat dilakukan untuk proses peramalan tersebut, salah satunya adalah melalui simulasi reservoir.

Lapangan X merupakan lapangan baru dan hanya memiliki satu sumur yaitu sumur X-1 yang belum berproduksi. Namun pada sumur ini telah dilakukan DST (*Drill Stem Test*), dimana hasil tes tersebut mengindikasikan adanya kandungan gas pada reservoir di lapangan ini. Oleh karena itu, perlu dilakukan kajian lebih lanjut untuk mempelajari kondisi reservoir di Lapangan X agar dapat menjadi acuan saat proses pengembangan lapangan nanti.

METODOLOGI

Simulasi reservoir pada dasarnya merupakan suatu metoda memodelkan reservoir sedekat mungkin dengan keadaan sebenarnya. Setelah itu, kemudian dilakukan peramalan terhadap kinerja reservoir ke depannya melalui beberapa skenario yang telah direncanakan agar dapat menjadi acuan saat proses pengembangan lapangan nanti. Penentuan skenario terbaik dapat ditinjau dari segi keteknikan maupun keekonomian, tetapi pada penelitian ini hanya akan ditinjau dari sisi keteknikan saja.

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan *Black Oil Simulator* dengan fluida yang terdiri dari gas dan air. Model yang digunakan berdimensi 32×280×94 sehingga totalnya ada sebanyak 842.240 *grid cell*. Ukuran dari setiap sel adalah 100×100 meter persegi pada arah lateral, dengan ketebalan setiap sel yaitu 2 meter. Tipe *grid* yang digunakan adalah tipe *cartesian* dengan bentuk geometri *corner point*. Dikarenakan

keterbatasan data, maka data PVT untuk Lapangan X ditentukan dengan menggunakan korelasi sifat fisik fluida yang tersedia pada simulator.

Berdasarkan perhitungan volumetrik, diketahui bahwa reservoir pada Lapangan X memiliki cadangan gas awal di tempat atau GIIP (*Gas Initial in Place*) sebesar 20,02 BSCF. Sedangkan dari hasil inialisasi data pada proses simulasi, didapat GIIP sebesar 20,8 BSCF. Berdasarkan kedua hasil perhitungan di atas, diperoleh perbedaan sebesar 3,896%. Mengingat Lapangan X tidak memiliki data produksi, maka proses *history matching* dilakukan dengan menggunakan data DST dari sumur X-1. Setelah proses *history matching* selesai kemudian dilakukan skenario produksi selama 15 tahun melalui analisis sensitivitas pergantian nilai laju alir gas dan THP (*Tubing Head Pressure*).

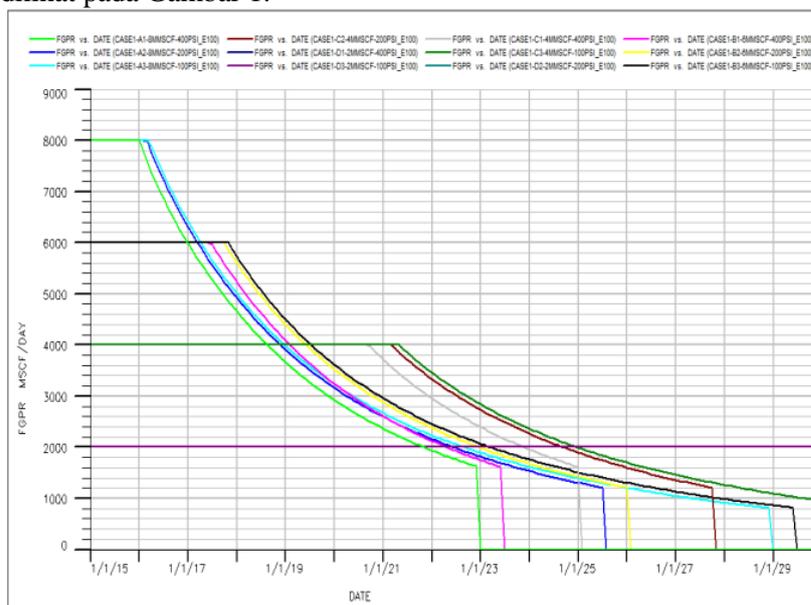
HASIL DAN PEMBAHASAN

Skenario produksi pada penelitian ini dilakukan selama 15 tahun melalui analisis sensitivitas pergantian nilai laju alir gas dan THP (*Tubing Head Pressure*), sehingga totalnya ada 12 skenario produksi yang dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Skenario Produksi Lapangan X

No.	SKENARIO	LAJU PRODUKSI (MMSCF)	THP (PSIA)
1	A1		400
2	A2	8	200
3	A3		100
4	B1		400
5	B2	6	200
6	B3		100
7	C1		400
8	C2	4	200
9	C3		100
10	D1		400
11	D2	2	200
12	D3		100

Setelah dilakukan simulasi pada setiap skenario kemudian didapatkan prediksi laju alir gas yang dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Prediksi Laju Alir Gas pada Lapangan X untuk Setiap Skenario

Berdasarkan hasil prediksi laju alir maka diperoleh *plateau time* atau batas waktu sumur dapat berproduksi dengan laju alir

konstan, serta diperoleh juga batas waktu sumur mati untuk setiap skenario yang dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Batas *Plateau Time* dan Sumur Mati untuk Setiap Skenario

No.	SKENARIO	PLATEAU TIME	SUMUR MATI
1	A1	1Y	8Y
2	A2	1Y 1M	10Y 6M
3	A3	1Y 2M	13Y 11M
4	B1	2Y 6M	8Y 5M
5	B2	2Y 8M	11Y
6	B3	2Y 9M	14Y 5M
7	C1	5Y 8M	10Y
8	C2	6Y 2M	12Y 9M
9	C3	6Y 4M	BERTAHAN
10	D1	BERTAHAN	BERTAHAN
11	D2	BERTAHAN	BERTAHAN
12	D3	BERTAHAN	BERTAHAN

*note : Y = year; M = month

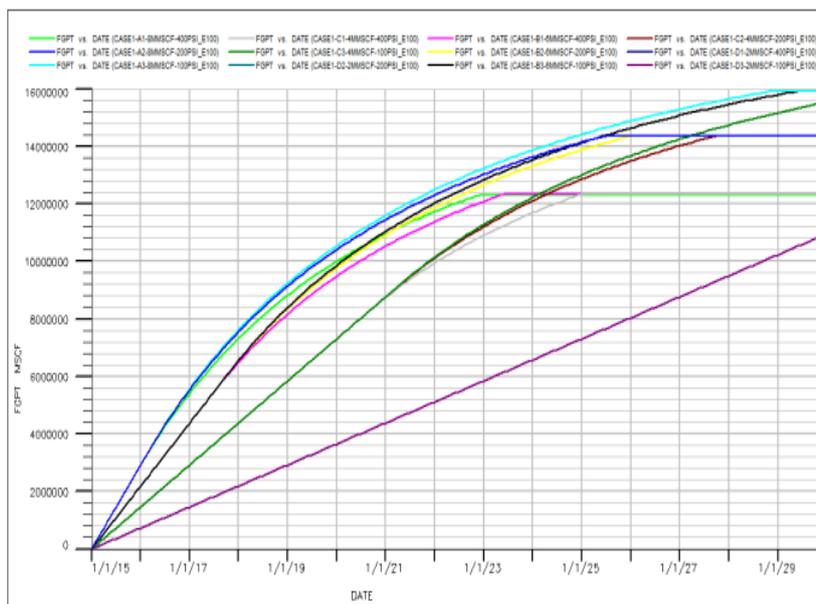
Berdasarkan hasil simulasi terlihat bahwa semakin kecil laju alir dan THP yang ditetapkan maka semakin lama sumur akan

bertahan, baik pada *plateau time* maupun sampai sumur tersebut mati. Dari 12 skenario produksi yang dilakukan selama 15 tahun

diketahui bahwa hanya ada 3 skenario yang bertahan dengan plateau time sampai akhir simulasi, yaitu pada pengaturan laju alir 2 MMSCF dengan kontrol THP yang berbeda-beda. Jika dilihat sampai sumur mati maka ada 4 skenario yang bertahan, yaitu 3 skenario dengan pengaturan laju alir 2 MMSCF dan

sisanya yaitu pada pengaturan laju alir 4 MMSCF dengan THP 200 psia.

Kemudian didapatkan pula prediksi produksi kumulatif sampai akhir simulasi untuk setiap skenario yang dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Prediksi Produksi Kumulatif Gas pada Lapangan X untuk Setiap Skenario

Berdasarkan prediksi produksi kumulatif sampai akhir simulasi kemudian diperoleh nilai RF (*Recovery Factor*) dari

setiap skenario yang dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Prediksi Produksi Kumulatif Gas dan *Recovery Factor* pada Lapangan X untuk Setiap Skenario

No.	SKENARIO	SAMPAI AKHIR PLATEAU		SAMPAI SUMUR MATI	
		CUM GAS (MSCF)	RF (%)	CUM GAS (MSCF)	RF (%)
1	A1	2,920,000	14.59	12,313,883	61.51
2	A2	3,163,333	15.80	14,370,270	71.78
3	A3	3,406,666	17.02	15,928,077	79.56
4	B1	5,292,500	26.44	12,332,824	61.60
5	B2	5,840,000	29.17	14,356,984	71.71
6	B3	6,022,500	30.08	15,913,545	79.49
7	C1	8,273,333	41.33	12,333,627	61.61
8	C2	9,003,333	44.97	14,368,914	71.77
9	C3	9,246,667	46.19	15,534,469	77.59

10	D1	10,950,000	54.70	10,950,000	54.70
11	D2	10,950,000	54.70	10,950,000	54.70
12	D3	10,950,000	54.70	10,950,000	54.70

Dari hasil simulasi diketahui nilai RF terbesar yang diperoleh sampai akhir *plateau time* adalah 54,7% yaitu pada skenario dengan pengaturan laju alir 2 MMSCF. Berdasarkan perolehan RF sampai akhir *plateau time* diketahui bahwa semakin kecil laju alir dan THP yang ditetapkan maka semakin besar RF yang didapat karena waktu yang diperlukan sumur untuk mengalir dengan laju produksi konstan atau *plateau rate* semakin lama.

Namun, jika hanya memperhatikan sampai sumur mati maka nilai RF terbesar yang diperoleh adalah 79,56% yaitu pada skenario dengan pengaturan laju alir 8 MMSCF dan THP 100 psia. Berdasarkan perolehan RF sampai sumur mati diketahui bahwa semakin besar laju alir dan semakin kecil THP yang ditetapkan maka semakin besar RF yang didapat karena sumur akan semakin maksimal berproduksi.

KESIMPULAN

1. Skenario yang bertahan dengan *plateau rate* sampai akhir simulasi selama 15 tahun yaitu hanya terdapat pada pengaturan laju alir 2 MMSCF dengan 3 kontrol THP yang berbeda-beda.
2. Apabila memperhatikan *plateau time*, skenario produksi terbaik didapat pada pengaturan laju alir 2 MMSCF dengan RF sebesar 54,7% dan *plateau rate* bertahan sampai akhir simulasi.
3. Apabila hanya memperhatikan sampai sumur mati, skenario produksi terbaik didapat pada pengaturan laju alir 8 MMSCF dan THP 100 psia yaitu diperoleh RF sebesar 79,56%.
4. Apabila memperhatikan *plateau time* maka semakin kecil laju alir dan THP yang ditetapkan maka semakin besar RF yang didapat, karena waktu yang diperlukan sumur untuk mengalir dengan laju produksi konstan atau *plateau rate* semakin lama.
5. Apabila hanya memperhatikan sampai sumur mati maka semakin besar laju alir dan semakin kecil THP yang ditetapkan maka semakin besar RF yang didapat karena sumur akan semakin maksimal berproduksi.

REFERENSI

1. Adim, Herlan. "Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir", Vol 1, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, 2002.
2. Ahmed, Tarek. "Reservoir Engineering Handbook", 3rd ed, Gulf Professional Publishing, Oxford, UK, 2006.
3. Craft, B.C. dan M.F. Hawkins. "Applied Petroleum Reservoir Engineering", 2nd ed, Prentice Hall, New Jersey, 1991.
4. Crichlow, Henry B. "Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach". Prentice Hall, New Jersey, 1977.
5. Dake, L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering". Elsevier Science B.V., Amsterdam, 1978.
6. "Eclipse Reference Manual", Version 2005A, Schlumberger, 2005.
7. Ikoku, Chi U. "Natural Gas Reservoir Engineering". Krieger Publishing Company, Malabar, Florida, 1984.
8. Katz, Donald L. et al. "Handbook of Natural Gas Engineering". McGraw-Hill Book Company, New York, 1959.
9. Lee, John dan Robert A. Wattenbarger. "Gas Reservoir Engineering". SPE Textbook Series, 1967.
10. Pettersen, Oystein. "Basic of Reservoir Simulation with the Eclipse Reservoir Simulator". Department of Mathematics, University of Bergen, 2006.
11. Sari, Nia Jaya. "Studi Simulasi Reservoir untuk Optimasi Produksi Pengembangan Awal Lapangan Gas Amelia". Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jakarta, 2011.
12. Sumantri, R. "Buku Penunjang Teknik Reservoir". Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, 1996.