

Studi Pengembangan Lapangan Gas X dengan Simulasi Reservoir

X Gas Field Development Study Using Reservoir Simulation

Danella Rachmatika¹, Dwi Atty Mardiana², Suryo Prakoso³, Muhammad Taufiq Fathaddin^{4*}

^{1,2,3,4}Department of Petroleum Engineering, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia

*Corresponding author: E-mail: muh.taufiq@trisakti.ac.id

Abstrak

Lapangan X terletak di Laut Natuna Barat. PT. PQR mengebor sumur lapangan X pada tahun 2006 dan menembus beberapa bantalan gas di batupasir Upper dan Middle Arang. Studi lapangan X dimulai pada tahun 2006 dan selesai pada tahun 2013, namun akan ditinjau kembali pada tahun 2022 dengan maksud untuk melihat potensi bidang X dengan pemahaman saat ini. Tiga model reservoir untuk lapangan X dibangun dengan mengintegrasikan data geologi, geofisika, dan reservoir untuk menilai kisaran faktor pemulihan gas dan untuk mengoptimalkan rencana pengembangan lapangan. Dari hasil simulasi reservoir yang dilakukan pada masing-masing kasus, diperoleh perkiraan cadangan gas awal (OGIP) sebesar 14,6 untuk skenario 1, 44,2 untuk skenario 2 dan 59,2 skenario 3. Hasil studi menunjukkan bahwa skenario 3, skenario pengembangan dua sumur merupakan skenario pengembangan yang paling optimal dengan prediksi cadangan yang paling tinggi.

Kata Kunci: Cadangan; gas; reservoir; batu pasir; simulasi

Abstract

Field X is located in the West Natuna Sea. PT. PQR drilled field X well in 2006 and penetrated several gas bearings in the Upper and Middle Arang sandstones. Field X studies started in 2006 and completed in 2013, but will be revisited in 2022 with a view to seeing the potential of field X with current understanding. Three reservoir models for field X were built by integrating geological, geophysical, and reservoir data to assess the range of gas recovery factors and to optimize field development plans. From the results of reservoir simulations carried out in each case, initial gas reserve estimates (OGIP) were obtained of 14.6 for scenario 1, 44.2 for scenario 2 and 59.2 scenario 3. The study suggested that scenario 3, the development scenario for two wells was the most optimal development scenario, due to the highest reserve prediction.

Keywords: reserve; gas; reservoir; sandstone; simulation

PENDAHULUAN

Lapangan X terletak di Blok A Laut Natuna, Indonesia, di tepi tenggara Cekungan Melayu. PT. PQR mengebor sumur lapangan X pada tahun 2006 dan menembus beberapa bantalan gas di batupasir Arang Atas dan Tengah. Sumur tersebut kemudian ditutup dan ditinggalkan karena ditemukannya gas. Sumur ini ditargetkan untuk menguji potensi hidrokarbon Formasi Arang Atas dan Arang Tengah, serta potensi lebih dalam pada formasi Arang Bawah. Kajian Bidang X dimulai pada tahun 2006 dan

selesai pada tahun 2013, namun ditinjau ulang pada tahun 2022 dengan maksud untuk melihat potensi bidang X dengan pemahaman saat ini (Ahmed, 2019; Okotie & Ikporo, 2019).

Model simulasi reservoir 3D Lapangan X dibangun dengan 3 skenario dari model geologi untuk menilai kisaran faktor perolehan gas dan untuk mengoptimalkan rencana pengembangan reservoir (Abou-kassem *et al.*, 2006; Satter & Iqbal, 2015). Dengan simulasi reservoir, dimungkinkan untuk mengetahui model kondisi reservoir sebenarnya melalui

perangkat lunak di komputer, memperkirakan jumlah cadangan suatu lapangan dan mengoptimalkan rencana pengembangan suatu lapangan (Ganat, 2020). Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui skenario pengembangan yang paling optimal yang dapat dilaksanakan di lapangan "X" dan mengetahui besarnya perolehan gas bumi dari prediksi hasil skenario pengembangan yang dilaksanakan di lapangan "X" (Malinda *et al.*, 2023).

Terdapat beberapa batasan masalah pada penelitian ini yaitu simulasi reservoir menggunakan model black oil, simulasi reservoir dilakukan dengan tiga model untuk skenario 1, 2 dan 3 (untuk skenario 1 dan 2 diinisialisasi 6 reservoir berbeda dan skenario 3 diinisialisasi dengan 12 reservoir berbeda) dan perkiraan produksi dilakukan dengan beberapa asumsi: tekanan pipa minimum 400 psig, string penyelesaian OD 3,5" (ID 2,8") vertikal, kulit penyelesaian 0 (tidak ada kerusakan), tidak ada penggerak akuifer eksternal, semua gas lapisan diperforasi sejak hari pertama, dengan target laju alir plato 10 MMcfd (Azhari & Djumantara, 2018; Panjaitan, *et al.*, 2018).

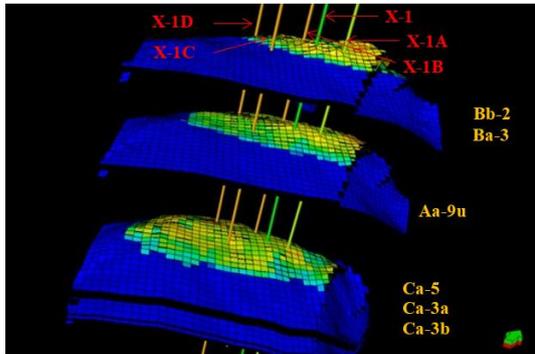
METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data sekunder meliputi data geologi, geofisika, petrofisika dan reservoir yang diperoleh dari PT. PQR. Tahapan penelitian secara singkat diperlihatkan pada Gambar 1 dan secara umum diuraikan sebagai berikut:

a. Studi literatur dan persiapan data. Studi kepustakaan dilakukan untuk memperoleh informasi mengenai lapangan dengan cara mengumpulkan jurnal-jurnal dan laporan-laporan penelitian terdahulu yang berkaitan dengan penelitian. Pemodelan reservoir dilakukan dengan menggunakan data

log yang tersedia dari 2130 ft hingga TD 9950 ft, namun ada bagian yang tidak dapat dianalisis yaitu dari sekitar 6300 ft hingga 6330 ft karena tidak adanya data TD lubang 12 ¼", data petrofisika, data seismik, data analisis inti khusus dari 6 sampel inti dinding samping putar, data analisis inti rutin dari 13 sampel inti dinding samping perkusi dan sampel gas MDT yang dikumpulkan di 3 dari 6 zona reservoir utama. Perlu diketahui bahwa kelengkapan data yang tersedia dapat mempengaruhi hasil simulasi reservoir (Harsono, 1997; Premier Oil Indonesia, (2006a; Premier Oil Indonesia, 2006b).

- b. Pemodelan reservoir. Pemodelan reservoir dilakukan dengan Petrel dengan tahapan sebagai berikut: pemodelan struktur, pemodelan properti dan perhitungan volumetrik.
- c. Simulasi reservoir. Simulasi reservoir dilakukan dengan menggunakan model black oil menggunakan input grid 3D yang telah dibuat pada pemodelan sebelumnya.
- d. Perkiraan produksi. Perkiraan produksi dilakukan untuk setiap skenario 1, 2 dan 3. Untuk menguji lokasi sumur yang paling optimal, total 5 produsen (X-1, X-1A hingga 1D), ditambahkan ke model dan perkiraan produksi terkait dihasilkan. (lokasi X-1 meniru sumur eksplorasi yang ditinggalkan). Sumur vertikal dan lokasi sumur tetap tidak berubah pada skenario 1, 2 dan 3. Lokasi sumur dipilih secara visual pada Gambar 2, sehingga sumur-sumur tersebut bersinggungan sebanyak mungkin dengan reservoir.

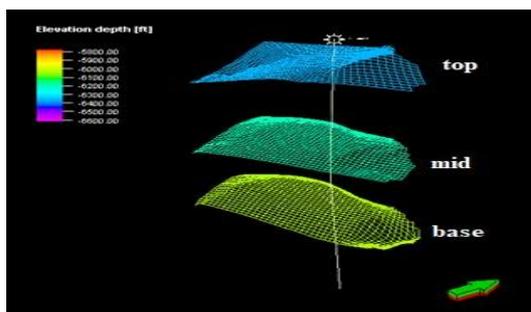


Gambar 1. Diagram alir penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

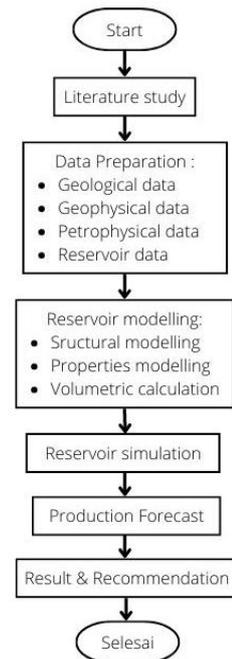
A. Pemodelan Geologi Reservoir

Lapangan X merupakan struktur dengan relief rendah, struktur tertutup kemiringan empat arah, antiklin sesar yang terbentuk akibat inversi daerah



cekungan dibawahnya, berbatasan

langsung dengan sistem graben Anoa yang sangat terbalik. Dalam pemodelan sesar, model tiga dimensi di Petrel biasanya dimulai dengan membuat sesar dari masukan sesar yang ada (batang sesar, permukaan sesar, dll). Sesar yang dimodelkan terdiri dari pilar-pilar yang



dihubungkan satu sama lain dalam bentuk tiga dimensi. Setelah sesar diubah menjadi model tiga dimensi, tahap selanjutnya adalah gridding pilar. Pilar gridding adalah proses pembuatan kerangka untuk membuat model sel yang dibatasi oleh batas-batas wilayah penelitian. Pilar gridding merupakan dasar dari seluruh pemodelan dengan kerangka-kerangka yang terdiri dari base, mid dan top yang dapat dilihat pada Gambar 3.

Gambar 2. Lokasi sumur pengembangan yang memotong enam reservoir utama

Gambar 3. Skema sumur pengembangan di lapangan X

Pelapisan vertikal dibagi menjadi tiga tahapan yaitu pembuatan horizon, zona dan pelapisan. Horizon disiapkan dengan memasukkan kedalaman permukaan (UA Bb2, MA Ca-5 dan MA Ca-3) dan puncak sumur untuk mengikat horizon ke puncak sumur. Horizon tersebut divalidasi dengan batas horizon atas dan dasar yang akan membagi model reservoir X menjadi 3 zona. Setelah membuat horizon dan zona, dilakukan pelapisan untuk menentukan ketebalan dan orientasi lapisan antar horizon. Penentuan jumlah layer akan mempengaruhi proses log upscaling. Hasil pemodelan reservoir geologi berupa model statis lapangan X dengan dimensi 45 x 30 x 236 dan jumlah sel grid sebanyak 318.600.

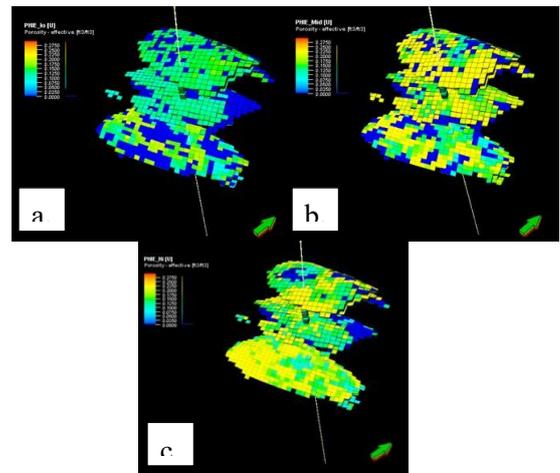
B. Pemodelan Sifat Reservoir

Pemodelan porositas dan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan metode simulasi fungsi acak gaussian. Simulasi fungsi acak Gaussian adalah algoritma pemodelan stokastik berbasis piksel yang mampu menghasilkan banyak realisasi (untuk analisis ketidakpastian) dengan tetap menjaga data masukan. Inputnya bisa berupa kombinasi upscale dari well log, model fasies dll. Hasil pemodelan porositas untuk setiap kasus dapat dilihat pada Gambar 4. Sedangkan hasil pemodelan permeabilitas pada setiap kasus dapat dilihat pada Gambar 5.

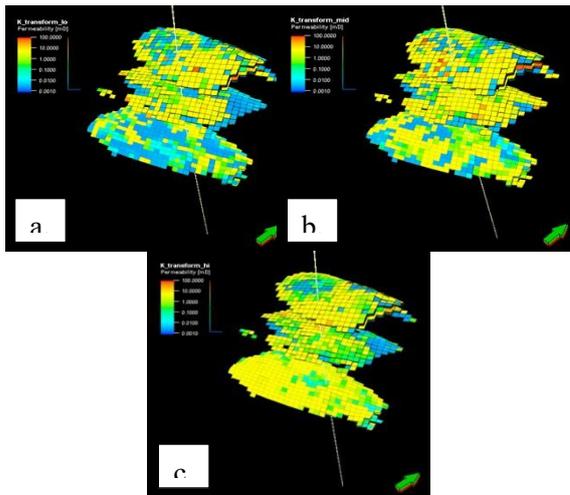
Saturasi air di zona hidrokarbon merupakan fungsi dari ketinggian di atas kontak fluida, permeabilitas dan

porositas. Pemodelan dilakukan dengan menggunakan kalkulator properti untuk membuat properti saturasi air yang memperhitungkan parameter ini. Hasil pemodelan saturasi air dapat dilihat pada Gambar 6.

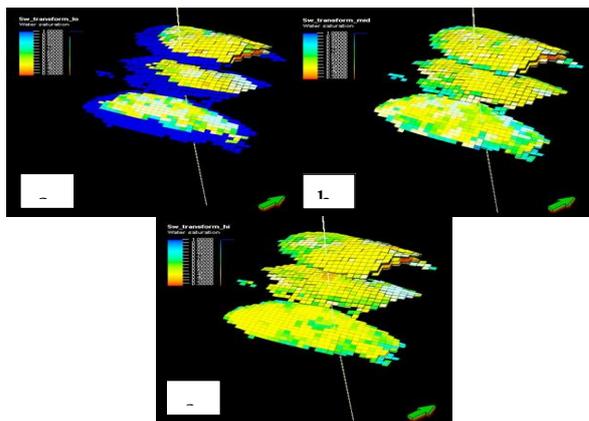
Net-to-gross (NTG) adalah fraksi volume reservoir yang ditempati oleh batuan yang mengandung hidrokarbon. Pemodelan NTG dilakukan menggunakan kalkulator properti dengan menetapkan nilai 0 untuk batuan non-reservoir dan menetapkan nilai 1 untuk batuan reservoir. Hal ini terutama didasarkan pada model fasies pengendapan. Hasil pemodelan net to gross dapat dilihat pada Gambar 7.



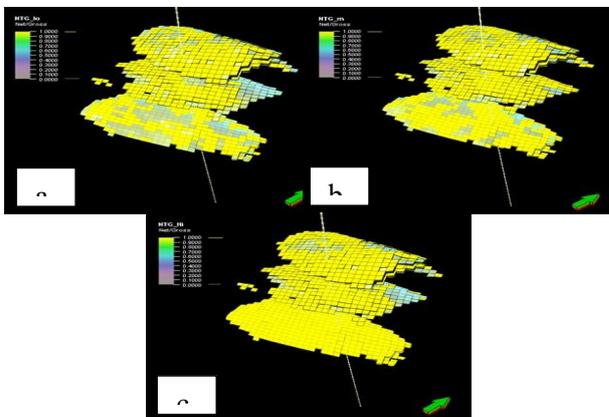
Gambar 4. Pemodelan porositas menghasilkan (a) skenario 1, (b) skenario 2, (c) skenario 3



Gambar 5. Pemodelan permeabilitas menghasilkan (a) skenario 1, (b) skenario 2, (c) skenario 3



Gambar 6. Pemodelan saturasi air menghasilkan (a) skenario 1, (b) skenario 2, (c) skenario 3



Gambar 7. Pemodelan saturasi air menghasilkan (a) skenario 1, (b) skenario 2, (c) skenario 3

B. Pemodelan Sifat Reservoir

Model simulasi reservoir 3D lapangan X dibangun untuk menilai kisaran faktor perolehan gas dan untuk mengoptimalkan rencana pengembangan. Simulasi reservoir dilakukan dengan menggunakan tiga model untuk skenario 1, 2 dan 3. Karena kurva permeabilitas relatif tidak tersedia, data batuan dari ladang terdekat digunakan untuk memperkirakan distribusi permeabilitas relatif. Karakterisasi fluida reservoir didasarkan pada sampel gas MDT yang dikumpulkan di 3 dari 6 zona reservoir utama. Tidak ada pencocokan riwayat DST yang dilakukan karena tidak ada DST yang dilakukan.

Setelah model reservoir dibangun dan propertinya didistribusikan ke sel, kemudian dilakukan perhitungan volumetrik gas di tempat. Perhitungan gas pada awalnya dilakukan dengan menggunakan perhitungan berbasis jaringan pada perangkat lunak Petrel. Perhitungan cadangan dipengaruhi oleh kontak fluida, geometri reservoir dan sifat reservoir. Hasil perhitungan gas awal pada masing-masing kasus dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Volumetric calculation gas initially in place

Parameter	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Bulk volume (*10 ⁶ m ³)	65,09	185,62	310,28
Net volume (*10 ⁶ m ³)	42,64	122,29	194,33
Pore volume	38,41	129,11	181,33

(*10 ⁶ RB)			
HCPV (*10 ⁶ RB)	18,523	55,094	73,189
GIIP (*10 ⁶ MSCF)	14,4	43,8	57,7

B. Pemodelan Sifat Reservoir

B.1 Skenario 1

Prakiraan produksi dilakukan pada skenario 1 untuk masing-masing produsen tunggal dan dua produsen. Sumur tunggal X-1B memberikan pemulihan tertinggi sebesar 5,4 Bcf sedangkan X-1 dan X-1A hampir sebanding sebagai sumur terbaik kedua. Begitu pula lokasi X-1C muncul sebagai lokasi terburuk/terburuk. Untuk dua produsen, hal ini dilakukan dengan menambahkan sumur kedua yang hanya meningkatkan pemulihan sebesar 0,2 Bcf. Oleh karena itu, pengembangan sumur tunggal merupakan skenario pengembangan yang paling optimal dalam kasus pesimis (*low case/LC*).

B.2 Skenario 2

Prakiraan produksi dilakukan pada skenario 2 untuk masing-masing produsen tunggal dan dua. Sumur tunggal X-1B memberikan pemulihan tertinggi sebesar 16,4 Bcf dan X-1A memberikan pemulihan tertinggi kedua sebesar 14,2. Lokasi sumur X-1C tampaknya menjadi yang terburuk karena kemampuan pengiriman tidak cukup untuk memenuhi laju awal sebesar 10 MMcfd. Jika dilakukan penambahan sumur tambahan di atas X-1B, maka lokasi X-1D paling optimal karena menambah gain paling tinggi dibandingkan calon sumur lainnya. Namun, perolehan tambahan maksimum dengan melakukan

pengeboran sumur tambahan hanya sebesar 2,6 Bcf. Oleh karena itu, pengembangan sumur dianggap paling mungkin untuk kasus moderat (*moderate case/MC*) ini. Karena sumurnya vertikal, lintasan sumur masih dapat dimaksimalkan (sumur dengan deviasi tinggi).

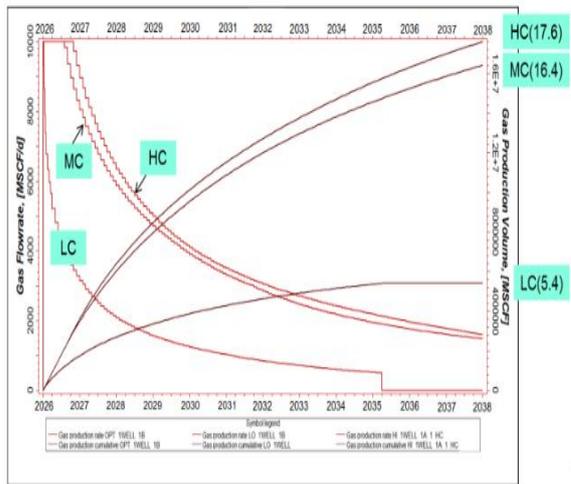
B.3 Skenario 3

Prakiraan produksi dilakukan pada skenario 3 untuk masing-masing produsen tunggal dan dua. Dalam satu sumur, X-1A memberikan pemulihan tertinggi sebesar 12,5 Bcf sedangkan X-1 adalah sumur terbaik kedua. Lokasi X-1C muncul sebagai lokasi terburuk. Sementara itu, dua produsen atau penambahan sumur kedua meningkatkan pemulihan sebesar 5,1 Bcf. Dari skenario 3, recovery factor lebih rendah karena permeabilitas reservoir lebih rendah. Oleh karena itu, skenario pengembangan dua sumur kemungkinan merupakan skenario pengembangan yang lebih optimis (*High case/HC*).

In general, the range of gas in-place and gas recovery for each case realization can be seen in Table 2 and Figure 8.

Tabel 2. Gas in-place and recovery in reservoir models and simulations

Parameter	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Bulk volume (*10 ⁶ m ³)	65,09	185,62	310,28
Net volume (*10 ⁶ m ³)	42,64	122,29	194,33
Pore volume (*10 ⁶ RB)	38,41	129,11	181,33
HCPV (*10 ⁶ RB)	18,523	55,094	73,189
GIIP (*10 ⁶ MSCF)	14,4	43,8	57,7



Gambar 8. Perkiraan produksi pada model dan simulasi reservoir

SIMPULAN

Dari simulasi reservoir yang dilakukan pada masing-masing kasus diperoleh estimasi cadangan gas awal (OGIP) sebesar 14,6 untuk skenario 1, 44,2 untuk skenario 2, dan 59,2 untuk skenario 3. Skenario pengembangan paling optimis yang dapat diterapkan di lapangan X adalah skenario 3 dengan dua sumur, karena prediksi cadangan tertinggi. Kajian ekonomi diperlukan sebagai landasan pengambilan keputusan untuk menentukan skenario terbaik dan rencana pembangunan yang lebih pasti. Perencanaan lokasi sumur dan optimalisasi jalur sumur lainnya masih dapat dilakukan.

DAFTAR PUSTAKA

Abou-kassem, J.H., Faroud Ali, S. M., & Islam, M. R. (2006). *Petroleum Reservoir Simulation: A Basic Approach*, Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*. Fifth Edition Cambridge, MA, United States: Gulf Professional Publishing.

Azhari, M. T., & Djumantara, M., (2018). Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan Recovery Factor Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 5(1), 2-7.

Ganat, T.A.O., (2020). *Technical guidance for petroleum exploration and production plans*. SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology, Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland, p. 1-94.

Harsono, A., (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.

Malinda, M.T., Sutopo, & Fathaddin, M.T., (2023). Improving Gas Recovery of Water Drive Gas Reservoir. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. 4(2): 71-77.

Okotie, S., & Ikporo, B., (2019). *Reservoir Engineering: Fundamentals and Applications*, Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland, p. 1-416.

Panjaitan, A.T., Sudibjo, R., & Fenny, S., (2018). Economic Evaluation of Y Gas Field Development Using Reservoir Simulator. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 1(3): 114-118.

Premier Oil Indonesia, (2006a). *Petrophysical Evaluation of X Well*. Jakarta, Indonesia.

Premier Oil Indonesia, (2006b). *Geological Final Well Report of X Well*. Jakarta, Indonesia.

Satter, A., & Iqbal, G. M., (2015). *Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. Houston, US: Gulf Professional Publishing.