

PENGEMBANGAN LAPANGAN K BLOK 2 MENGGUNAKAN STUDI SIMULASI RESERVOIR DENGAN BLACK OIL SIMULATOR

Kevin William Timothy
Universitas Trisakti

Abstrak

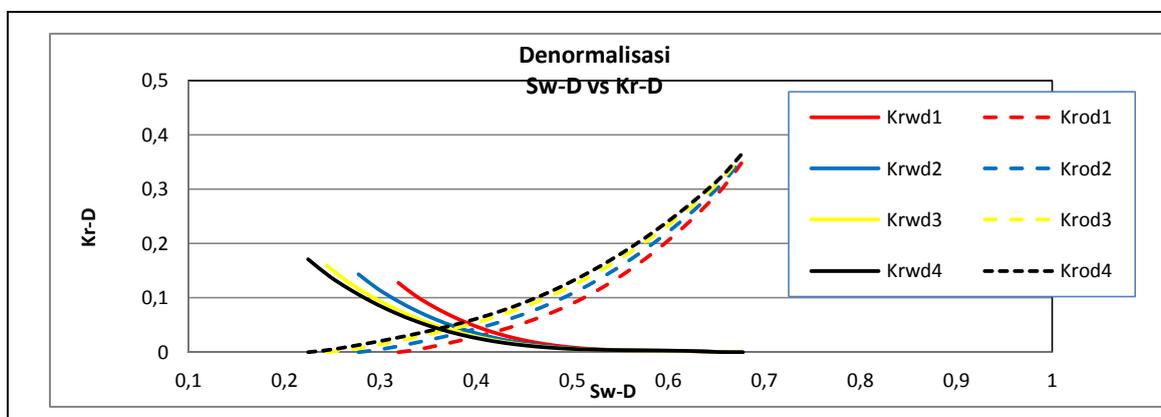
The objective of this thesis is to discover the development of a field using the reservoir simulation study based on black oil simulator. The best scenario is one with the highest recovery factor according to the field condition.

Pendahuluan

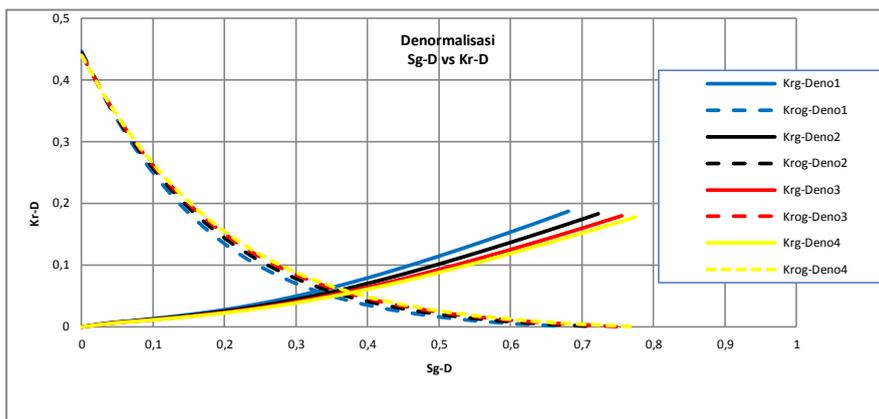
Paper ini akan membahas salah satu proyek pengembangan lapangan yang dilakukan dengan menggunakan pendekatan simulasi reservoir. Salah satu teknologi terapan yang berkembang dalam dunia perminyakan adalah simulasi reservoir. Simulasi reservoir adalah suatu proses matematik yang digunakan untuk memprediksikan perilaku reservoir hidrokarbon dengan menggunakan suatu model. Suatu model diasumsikan memiliki sifat-sifat yang mirip dengan keadaan reservoir yang sebenarnya. Pengerjaan simulasi suatu lapangan migas merupakan suatu pekerjaan yang saling berkaitan antara beberapa divisi seperti divisi reservoir, produksi, maupun pengembangan. Selain itu, apabila data yang kita masukkan tidak akurat maka model yang kita hasilkan memiliki validitas yang sangat rendah sehingga tidak dapat mewakili di dalam pekerjaan pengembangan suatu reservoir. Proses simulasi reservoir secara umum adalah dimulai dengan persiapan data, pembuatan model, inialisasi, *running model*, *history matching*, menjalankan prediksi skenario pengembangan lapangan, dan terakhir evaluasi dan rekomendasi. Pengerjaan tugas akhir ini dimulai dengan membuat model reservoir dengan menggunakan data-data yang tersedia. Setelah selesai dengan pembuatan model dilanjutkan dengan membuat skenario produksi untuk pengembangan lapangan tersebut.

Data Lapangan

Lapangan yang dikerjakan ini adalah lapangan eksplorasi, oleh sebab itu informasi yang bisa di dapatkan mengenai karakteristik reservoir ini lebih banyak. Data yang diketahui antaranya seperti data karakteristik batuan, *rocktype*, PVT, karakteristik fluida, dan lainnya.

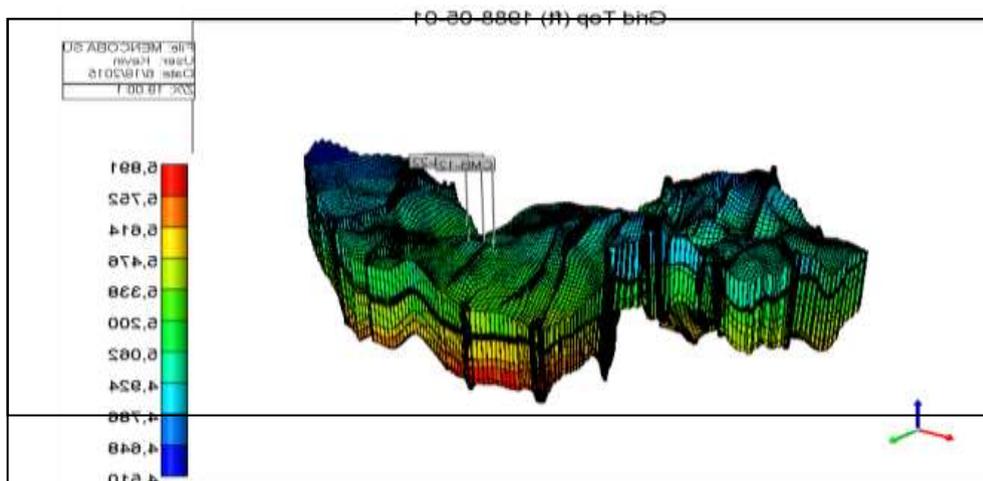


Gambar 1 Kurva Permeabilitas Denormalisasi Water-Oil System



Gambar 2. Kurva Permeabilitas Normalisasi Gas-Oil System

Peta lapangan terhadap kedalaman lapangan ini adalah sebagai berikut



Gambar 3Peta Kedalaman Lapangan K

Setelah memasukkan data-data fluida, batuan, grid, dan lainnya, proses yang dilakukan adalah inialisasi untuk menyamakan besaran OOIP dengan volumetrik dengan simulasi. Tabel 1 menunjukkan hasil perbedaan yg kurang dari 1%

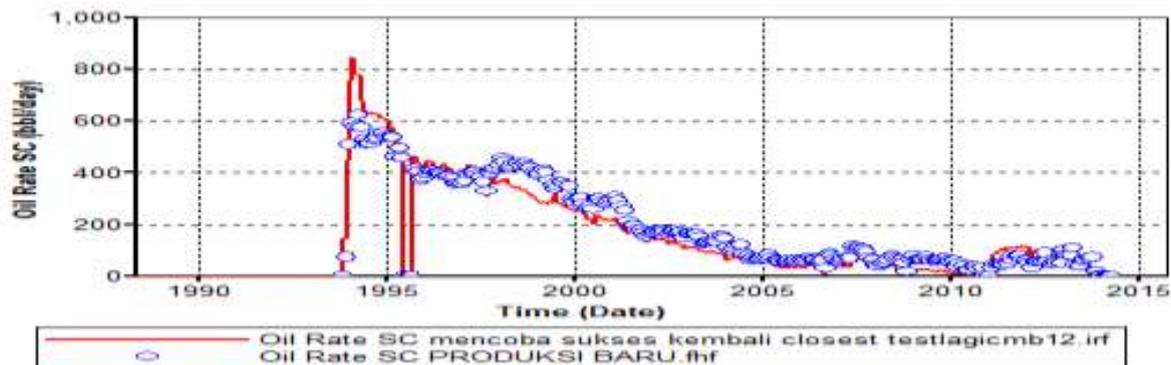
Tabel 1Besarnya OOIP hasil simulasi dan volumetrik Lapangan K blok 2

| Blok | Volumetrik (MMSTB) | Simulasi (MMSTB) | Perbedaan (%) |
|------|--------------------|------------------|---------------|
| 2 | 8.28 | 8.2779 | < 1% |

Pembahasan

History matching merupakan proses menyamakan dan menyelaraskan antara model dengan kondisi nyata, yang di dasarnya pada data parameter terukur selama periode waktu tertentu, dengan cara memodifikasi parameter yang digunakan dalam pembuatan model, agar tercipta keselarasan atau kesamaan, tahap ini bertujuan untuk menyelaraskan model reservoir yang telah dibangun dengan laju produksi (minyak dan air) yang telah di produksi

serta tekanan reservoirnya. Parameter yang dimodifikasi untuk mendapatkan hasil penyelarasan yang diharapkan adalah permeabilitas relative dan transmibilitas.



Gambar 3 Hasil Penyelarasan Laju Produksi Minyak CMB-12

Pemilihan lokasi infill sumur dilakukan dengan memperhatikan kandungan minyak yang masih tersisa, saturasi air, saturasi minyak, dan beberapa karakteristik lainnya. Kelima skenario itu adalah sebagai berikut:

1. Skenario I : *Reopening Well* CMB-12, CMB-14, CMB-22

Skenario I ini adalah skenario dengan membuka kembali dan menambah waktu produksi sumur-sumur produksi yang memang sebelumnya sudah ada dan berproduksi di lapangan K blok 2 ini.

2. Skenario II : Skenario I + *Infill* Sumur CMB-02

Peramalan produksi pada skenario ini adalah dengan melakukan penambahan sumur produksi CMB-02 yang berada di sebelah barat daya sumus *existing* CMB-12 sehingga terdapat 4 sumur produksi yaitu CMB-12, CMB-14, CMB-22, dan CMB-02. Dengan melakukan penambahan sumur produksi ini dan peramalan dilakukan dengan jangka waktu 10 tahun hingga tahun 2024, terjadi peningkatan produksi menjadi 3.868 MMSTB.

Jika di dibandingkan dengan *basecase* Lapangan K blok 2 dalam 10 tahun yang mempunyai Np 3.171 MMSTB, terjadi peningkatan 21.9% sebesar 0.697 MMSTB.

Jika dilakukan skenario 2, maka recovery factor meningkat menjadi 46.7%

3. Skenario III : Skenario II + *Re-opening* CMB-16, CMB-17

Pada skenario ini sumur yang berproduksi menjadi 6 sumur. CMB-16 dan CMB-17 merupakan sumur yang tidak aktif (*shut in*). Peramalan produksi selama 10 tahun hingga 2024, skenario ini berhasil meningkatkan *recovery factor* hingga 49.51% dari OOIP lapangan K blok 2 ini. Jumlah minyak yang dapat di produksi pada tahun 2024 menjadi 4.1 MMSTB. Terjadi penambahan 0.995 MMSTB dari skenario *basecase*.

4. Skenario IV : Skenario II + *Infill* sumur CMB-70

Pada skenario keempat ini dilakukan penambahan infill sumur yaitu CMB-02 dan CMB-70. Dengan menambahkan 2 sumur *infill*, jumlah yang dapat diperoleh meningkat menjadi 3.963 MMSTB atau 48.23% dari OOIP Lapangan ini.

Tabel 2. Perbandingan Np dan RF skenario

| Skenario | OOIP (MMSTB) | Np (MMSTB) | Recovery Factor (%) | Penambahan NP (MMSTB) | Penambahan RF (%) |
|----------|--------------|------------|---------------------|-----------------------|-------------------|
| I | 8.2779 | 3.083 | 37.23 | 0.008 | 0.11 |
| II | 8.2779 | 3.868 | 46.7 | 0.785 | 9.8 |
| III | 8.2779 | 4.100 | 49.51 | 1.017 | 11.71 |
| IV | 8.2779 | 3.963 | 48.23 | 0.88 | 10.43 |

Dengan mempertimbangkan hasil skenario I, II, III, dan IV yang dilakukan dengan jangka waktu 10 tahun hingga 2024, maka penulis mengajukan skenario III sebagai skenario terbaik jika dibandingkan dengan skenario lain. Skenario III dengan melakukan reopening sumur CMB-16 dan CMB-17 yang sebelumnya di *shutin* dapat meningkatkan RF menjadi 49.51% dari OOIP Lapangan K Blok 2. Namun dengan dilakukannya skenario III ini, produksi air juga meningkat cukup banyak. Yang menjadi pilihan kedua setelah skenario III adalah skenario IV. Skenario 4 dengan melakukan infill sumur CMB-70, produksi meningkat cukup tajam. Namun RF yang didapatkan tidak lebih baik dari skenario III.

Kesimpulan

Setelah melakukan kegiatan simulasi reservoir pada Lapangan K blok 2, maka dapat disimpulkan :

1. Reservoir lapangan K blok 2 adalah reservoir minyak yang memiliki *original oil in place* (OOIP) sebesar 8.2779 MMSTB dengan *recovery factor* 36.7%. *Margin Error* antara perhitungan volumetrik dengan simulasi < 1%
2. Mekanisme pendorong lapangan K blok 2 adalah kombinasi antara *water drive* dan *solution gas drive*.
3. Keberhasilan penyelarasan sejarah produksi dengan simulasi dikatakan berhasil karena sudah sesuai.
4. Hasil prediksi keempat skenario menunjukkan adanya peningkatan *recovery factor* dan produksi kumulatif minyak.
5. Dengan melakukan perencanaan skenario selama 10 tahun hingga 2024, Skenario III menjadi skenario terbaik untuk lapangan K blok 2 ini karena dapat meningkatkan RF sebesar 11.71% dan kumulatif produksi sebesar 1.017 MMSTB dari skenario *basecase*.
6. Skenario III dilakukan dengan melakukan *infill* sumur CMB-02 dan *re-opening well* CMB-16 dan CMB-17