

OPTIMASI LAPANGAN “X” DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Jonathan Kurniawan

Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti
E-mail: kurniawanjonathan@icloud.com

Abstrak

Reservoir pada Lapangan X Blok 4 merupakan lapangan yang terletak di Cekungan Jawa Barat Utara, Cirebon, Jawa Barat. Studi simulasi reservoir dilakukan untuk mendapatkan nilai factor perolehan gas terbesar pada masing – masing scenario prediksi produksi yang akan dibuat. dengan meletakkan beberapa sumur baru pada setiap scenario prediksi terlihat perbedaan kumulatif produksi minyak yang didapatkan serta factor perolehan minyaknya. Tahap proses *history matching* dilakukan dengan melakukan penyesuaian *performance* model dengan data sejarah produksi lapangan sehingga model dapat dianggap mewakili dengan kondisi reservoir yang sebenarnya. Tahapan selanjutnya yang dilakukan setelah proses *history matching* adalah tahapan scenario prediksi. Terdapat tempat scenario prediksi yang dilakukan untuk Lapangan X Blok 4 adalah scenario pertama (*basecase*), scenario kedua (*basecase+ reopening 2 well*), scenario ketiga (*basecase+ reopening 5 well*), scenario keempat (*basecase+ reopening 5 well + 1 additional well*). Hasil prediksi kumulatif produksi Lapangan X Blok 4 untuk scenario pertama, scenario kedua, scenario ketiga dan scenario keempat berturut-turut sebesar 1422 MMSCF, 2928 MMSCF, 2985 MMSCF, 2619 MMSCF, dengan RF berturut-turut sebesar 44.58 %, 91.73 %, 93.52 % , 82.05 %.

Pendahuluan

Pengelolaan suatu lapangan migas bertujuan untuk mengurus cadangan hidrokarbon yang terkandung didalamnya semaksimal mungkin. Oleh karena itu diperlukan penelitian terlebih dahulu mengenai karakter dan perilaku dari reservoirnya. Hal ini bertujuan untuk mengetahui kinerja reservoir selama proses produksi dan untuk menentukan strategi pengurusan hidrokarbon yang ideal pada lapangan tersebut, sehingga dapat dilakukan peningkatan perolehan minyak dalam produksi selanjutnya.

Salah satu metode untuk mengevaluasi kondisi dari reservoir adalah dengan simulasi reservoir. Simulasi reservoir merupakan kegiatan pemodelan keadaan atau kondisi aliran yang terjadi di dalam reservoir yang akan digunakan untuk memprediksi atau memperkirakan kinerja reservoir dan perolehan minyak yang akan didapat pada masa yang akan datang serta akan dipilih scenario prediksi untuk memproduksi hidrokarbonnya. Kegiatan simulasi reservoir diawali dengan menganalisa, mengolah, dan tabulasi data – data lapangan yang diperlukan untuk melakukan simulasi reservoir. Data – data tersebut adalah data geologi, data reservoir, data produksi, dan data penunjang lainnya yang akan dimasukkan kedalam *simulator*.

Studi Pustaka

Reservoir adalah tempat minyak dan gas terakumulasi di dalam bumi, yang dapat berbentuk perangkat struktur dan perangkat strati grafi atau kombinasi dari kedua perangkat tersebut. Sejak suatu reservoir ditemukan pada saat pemboran eksplorasi, evaluasi terhadap reservoir harus dilakukan untuk menilai prospek atau tidaknya reservoir tersebut untuk di kembangkan

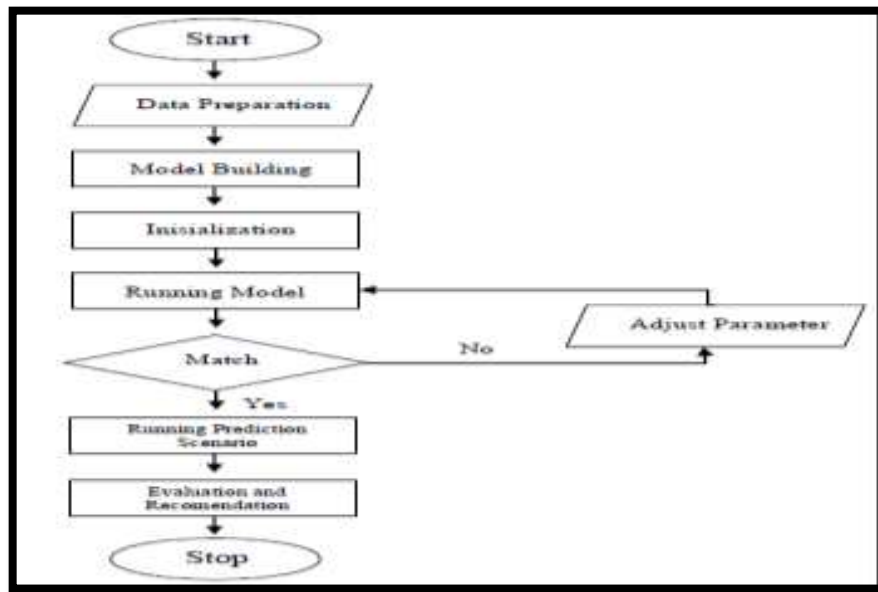
Simulasi reservoir diperlukan untuk memperkirakan kinerja reservoir pada berbagai kondisi penyelesaian sumur dan scenario produksi. Dari hasil simulasi maka dapat ditentukan scenario mana yang akan dilakukan. Dalam pemilihan scenario juga harus ditinjau dari segi ekonomi untuk mengetahui keekonomian dari pengembangan lapangan tersebut. Namun,

pada penelitian ini penelitian hanya dilakukan sampai mendapatkan scenario pengembangan yang terbaik ditinjau dari peningkatan *recovery factor* yang diperoleh.

Metodologi Penelitian

Tahapan Pengerjaan Simulasi Reservoir

Berikut digambarkan skema tahapan proses simulasi reservoir dimulai dari menyiapkan data sampai evaluasi dan pemilihan scenario dari simulasi tersebut:



Gambar 1 Skema Tahapan Proses Simulasi Reservoir

Hasil dan Pembahasan

Langkah awal dalam pekerjaan simulasi yang dilakukan pada reservoir Lapangan X Blok 4 adalah mempersiapkan data – data yang digunakan sebagai *entry* kedalam *Black Oil Simulator*. Data – data yang dibutuhkan yaitu data geologi, data batuan reservoir, data fluida reservoir, data produksi, dan data sumur.

Data SCAL didapat dari proses normalisasi dan denormalisasi sampel – sampel batuan yang digunakan untuk menghasilkan permeabilitas relatif (k_r) rata – rata antara minyak – air dan minyak – gas, serta mendapatkan saturasi minyak, gas, dan air.

Sedangkan untuk data – data karakteristik fluida reservoir yang diperoleh dari hasil analisa laboratorium mendapatkan harga faktor volume formasi, viskositas, fluida, kompresibilitas, dan kelarutan gas dalam minyak.

Pemodelan reservoir Lapangan X Blok 4 menggunakan *grid* model porositas tunggal atau disebut *single porosity* yang dimodelkan menggunakan *corner point geometry* untuk menggambarkan keadaan sesungguhnya dari reservoir. Total dimensi reservoir model adalah 164 x 101 x 12 dengan total grid blok 198.760 dan total blok yang aktif sebanyak 13.546 blok.

Setelah proses gridding atau pemodelan reservoir selesai, kemudian dilanjutkan dengan tahap inialisasi yang merupakan tahapan penyesuaian OOIP hasil simulator dengan hasil volumetrik yang sebenarnya. Pada tahap ini didapatkan hasil volume minyak dari simulator sebesar 0.76 MMSTB sedangkan jumlah minyak pada kondisi awal dengan menggunakan perhitungan volumetrik Blok 4 sebesar 0.78 MMSTB sehingga terdapat selisih antara hasil

simulasi dengan volumetric sebesar 2.6 %. Didapat pula hasil volume gas dari simulator sebesar 3194 MMSCF sedangkan jumlah gas pada kondisi awal dengan perhitungan volumetric sebesar 3204 MMSCF yang menghasilkan selisih sebesar 3%.

Tahap berikutnya setelah tahap inisialisasi adalah tahap *history matching* yaitu penyelarasan sejarah produksi reservoir Lapangan X Blok 4 Dalam proses *history matching* Blok 4 dilakukan beberapa *adjustment* terhadap parameter – parameter, diantaranya yaitu kurva permeabilitas relative minyak – air (krow), permeabilitas relative minyak – gas (krog) dan *transmissibility multiplier*.

Penyelarasan produksi dimaksudkan untuk mendapatkan model reservoir yang menggambarkan keadaan sesungguhnya dengan menyamakan profil produksi hasil simulasi dengan *history data*. Model tersebut selanjutnya akan digunakan untuk melakukan *forecasting* produksi dengan berbagai skenario.

Prediksi skenario yang dilakukan pada reservoir Lapangan X Blok 4 mendapatkan 3 macam skenario dengan masing – masing perbedaan hasil kumulatif produksi minyak serta *recovery factor*. Ketiga macam skenario prediksi tersebut adalah skenario pertama (*base case*), skenario kedua (*basecase+ reopening 2 well*), skenario ketiga (*basecase+ reopening 5 well*), dan skenario keempat (*basecase +reopening 5 well + infill 1 well*)

Pada skenario pertama (*base case*) dilakukan penambahan lamanya waktu sumur yang telah ada untuk berproduksi selama 6 tahun kedepan hingga Mei 2020. Dari hasil prediksi skenario pertama mendapatkan kumulatif produksi minyak 26.12 MSTB dan *recovery factor* 4.46 %. Serta kumulatif produksi gas sebesar 1422 MMSCF dan *recovery factor* sebesar 44.58%

Skenario kedua (*basecase+ reopening 2 well*) dilakukan *reopening* sumur produksi yaitu L-08A dan L-19 dengan mempertimbangkan permeabilitas, porositas, *total gas per unit area*, saturasi gas dan saturasi air. Hasil prediksi skenario kedua mendapatkan kumulatif produksi gas 2925 MMSCF dan *recovery factor* 91.73 %.

Skenario ketiga adalah skenario kedua (*basecase+ reopening 2 well*) ditambah dengan *reopening well* L-02, L-06, dan L-08 dengan mempertimbangkan permeabilitas, porositas, *total gas per unit area*, saturasi gas, dan saturasi air yang berada di sekitar reservoir. Hasil prediksi skenario ketiga mendapatkan kumulatif produksi gas 2985 MMSCF dan *recovery factor* 93.52%.

Skenario keempat adalah skenario ketiga (*basecase+ reopening 5 well*) ditambah dengan mempertimbangkan permeabilitas, porositas, *total gas per unit area*, saturasi gas, dan saturasi air yang berada di sekitar reservoir, dilakukan penambahan sumur baru yaitu N-1 Hasil prediksi skenario ketiga mendapatkan kumulatif produksi gas 2619 MMSCF dan *recovery factor* 82.05%.

Dari keempat skenario prediksi yang telah dibuat, dipilih skenario yang memperoleh *recovery factor* terbesar dibandingkan skenario–skenario lainnya, maka dipilihlah skenario ketiga yang meskipun menghasilkan kumulatif produksi gas lebih besar dibanding skenario–skenario yang lain.

Kesimpulan

1. Inisialisasi antara OGIP hasil simulasi dengan perhitungan volumetric mendapatkan perbedaan sebesar 0.3 %, dengan hasil simulasi sebesar 3194 MMSCF dan volumetric sebesar 3204 MMSCF.
2. Hasil prediksi skenario pertama, kedua, ketiga dan keempat secara berturut – turut menghasilkan kumulatif produksi gas sebesar 1422 MMSCF, 2861 MMSCF, 2894 MMSCF, dan 2904 MMSCF

3. Untuk *recovery factor* pada scenario pertama, kedua, ketiga dan keempat secara berturut-turut adalah sebesar 44.58%, 89.63, 90.66 % dan 90.98 %.
4. Berdasarkan ketiga skenario yang dilakukan, maka scenario ketiga merupakan skenario yang paling efektif untuk dikembangkan, karena menghasilkan kumulatif produksi gas cukup besar, yaitu 2894 MMSCF dan *recovery factor* sebesar 90.66 % dengan melakukan 5 *reopening well*.

Daftar Pustaka

Ahmed, Tarek, "Reservoir Engineering Handbook" Third Edition, ElsevierInc., Oxford, United Kingdom, 2006.

Ahmed, Tarek, H., "Equation of State and PVT Analysis", Gulf PublishingCompany, Houston, Texas, 2007.

Prakoso, Suryo., "Pengenalan Simulasi Reservoir", JurusanTeknikPerminyakan, UniversitasTrisakti, Jakarta, 2011.

"IMEX User's Guide", Computer Modelling Group, Ltd., Calgary, Alberta, Canada, 2009.