

Bab II Tinjauan Pustaka

II.1 Jumlah sumur dan Jarak Antar Sumur

Penentuan jumlah sumur yang optimum untuk memaksimalkan perolehan minyak secara ekonomis merupakan isu yang kompleks dan kontroversial dalam pengembangan lapangan minyak. Untuk menentukan pengembangan yang ekonomis bagi suatu lapangan, harus dipertimbangkan faktor-faktor seperti kualitas reservoar, sensitivitas laju alir, dan waktu pengembangan (A.R. Bobar, 1985).

Sejumlah analisa simulasi dan komputer dilakukan oleh berbagai peneliti mendukung kesimpulan bahwa adanya kenaikan perolehan minyak dengan semakin dekatnya jarak antar sumur. Kenaikan ini terutama karena adanya perbaikan efisiensi areal dan vertikal, khususnya pada reservoar heterogen dengan permeabilitas rendah dan efek diskontinuitas. Semakin heterogen sebuah reservoar, semakin dekat jarak antar sumur yang diperlukan untuk memperoleh maksimum perolehan. Di samping keuntungan utama kenaikan perolehan minyak ini, jarak antar sumur yang semakin dekat ini memberikan keuntungan ekonomis dengan berkurangnya biaya operasional karena kandungan air yang lebih rendah. Keuntungan tambahan lain yaitu bahwa pemboran infill memberikan pemahaman yang lebih baik terhadap reservoar.

Heterogenitas areal secara umum menyebabkan ketidakseimbangan injeksi pada unit pola injeksi. Ketidakseimbangan kemudian menyebabkan adanya *breakthrough* air yang lebih awal dan penyapuan hanya di bagian tertentu unit pola. Efek heterogenitas areal ini meliputi permeabilitas direksional, distribusi permeabilitas, orientasi sistem fraktur alami dan fraktur vertikal.

Perolehan minyak pada lapangan dengan injeksi air dapat diperbaiki dengan beberapa cara, yaitu :

1. Efisiensi injeksi
2. Produksi yang seragam untuk menghindari pembentukan *isolated oil pools*
3. Eksplorasi selektif lapisan permeabilitas rendah
4. Memproduksikan sumur dengan kandungan air tinggi dengan meningkatkan laju alir produksi
5. Menutup zona air secara kimia dengan polimer.
6. Pemboran infill untuk eksplorasi dan eksplotasi *by-pass* minyak (D.C. Mamgai and Singh, 1997)

II.2 Optimisasi Injeksi Air di Lapangan X

Pada tahun 2001, suatu proyek optimisasi injeksi air di X diinisiasi. Beberapa alternatif optimisasi dipertimbangkan, sebagai berikut:

1. Konversi menjadi injeksi peripheral dengan mengubah sumur injeksi di unit pola menjadi sumur produksi
Pada skenario ini, rencananya 139 injektor di unit pola pada daerah puncak struktur akan dikonversi menjadi sumur produksi dan 86 sumur produksi pada pinggiran struktur akan dikonversi menjadi sumur injektor peripheral. Skenario ini memberikan dukungan tekanan kepada reservoir melalui *aquifer influx* dan injeksi peripheral di sekitarnya.
2. Konversi menjadi injeksi peripheral dengan mematikan sumur injeksi di unit pola
3. Konversi menjadi *line drive*
4. Membor sumur infill pada lokasi unit pola 7 titik terbalik menjadi unit pola 13 titik terbalik.

Pada akhir tahun 2002, percobaan untuk memperbaiki efisiensi penyapuan secara areal telah dilakukan dengan memboring sumur infill di antara dua sumur produksi yang sudah ada pada daerah selatan lapangan X. Hasil dari proyek tersebut sangat memuaskan dan mendorong tim untuk melanjutkan proyek ini ke daerah yang lain. Sejumlah 303 lokasi telah diidentifikasi untuk proyek 13 titik terbalik ini pada model simulasi berdasarkan posisi struktur yang tinggi.

5. Konversi injeksi banyak zona menjadi injeksi satu zona

Skenario ini dimaksudkan untuk mengoptimisasi injeksi air di lapangan X tanpa melakukan pemboran sumur infill. Saat itu, sebagian besar sumur injeksi di lapangan X merupakan kompleksi multi-zona. Air diinjeksikan berdasarkan kapasitas masing-masing lapisan. Asumsinya, perolehan minyak pada injeksi air akan lebih efisien dengan melakukan kompleksi satu lapisan. Tiap lapisan akan didukung dengan injeksi air sampai ke batas ekonomis dan kemudian dikomplesi ke lapisan berikutnya. Alternatif ini mengusahakan pengurangan *cycling of water* pada interval yang sudah tersapu yang biasanya terjadi pada kompleksi injector banyak zona. Alternatif ini menindaklanjuti pelajaran dari proyek yang dinamakan proyek Blitz, dimana sumur produksi dikomplesi hanya di zona yang memiliki saturasi minyak yang tinggi. Skenario ini membutuhkan biaya kapital yang lebih kecil karena tidak ada tambahan sumur baru. Hasil simulasi awal menunjukkan lapisan A1 dan A2 memiliki saturasi minyak sisa yang paling tinggi. Karena itu, ada dua skenario satu zona yang diamati. Yang pertama, skenario satu zona A1/A2 dimana injeksi lapisan A1 selama sembilan tahun, kemudian dipindahkan ke kompleksi lapisan A2 selama delapan tahun. Skenario kedia adalah satu zona A1/A2/B. Lapisan A1 akan diinjeksikan selama tujuh tahun, diikuti lapisan A2 selama lima tahun dan diakhiri dengan lapisan B selama 5 tahun. Pada tahun-tahun terakhir, dilakukan kompleksi lapisan B1 dan B2 bersama-sama. Pada skenario ini, laju injeksi diputuskan sebanyak 20.000 BWIPD pada setiap sumur injektor untuk mendukung produksi.

6. Membor sumur sehingga unit pola menjadi seluas 24-akre (sekarang 72-akre per unit pola)

Pengurangan ukuran unit pola telah sukses meningkatkan perolehan minyak di lapangan injeksi air yang sudah matang. Saat ini X dikembangkan pada unit pola injeksi seluas 72 acre. Pengembangan ke 24 acre dipertimbangkan sebagai alternatif. Ukuran unit pola yang lebih kecil diharapkan dapat meminimalkan *by-passed oil* dan memaksimalkan cadangan minyak. Sejumlah 747 lokasi telah diidentifikasi untuk pengembangan unit pola 24 acre, meliputi area yang sama dengan alternatif 13 titik terbalik.

Pengembangan 24-akre diuji dengan dua alternatif yang terpisah. Yang pertama, pengembangan 24-akre dikombinasikan dengan kompleksi satu zona. Pengembangan ini meliputi pemboran sumur produksi di dalam unit pola 72-akre yang sudah ada dan konversi sumur produksi menjadi sumur injektor. Biaya kapital untuk pengembangan ini cukup besar, termasuk pemboran 747 sumur produksi baru dan konversi 244 sumur produksi menjadi sumur injektor. Kemudian strategi ini dilanjutkan dengan kompleksi satu zona, yaitu injeksi air ke lapisan A1 dan A2 secara berturut-turut. Alternatif pengembangan 24-akre yang kedua meliputi pemboran 747 sumur produksi, tanpa adanya konversi sumur produksi menjadi sumur injektor. Skenario kedua ini dibuat dengan tujuan mengurangi biaya capital dan meminimalkan kehilangan produksi karena konversi sumur produksi menjadi sumur injektor.

Alat evaluasi utama untuk alternatif optimisasi injeksi air adalah model simulasi bergaris alir reservoar menggunakan suatu perangkat lunak simulasi. Model aliran simulasi untuk berbagai alternatif dibuat secara integrasi oleh ahli-ahli geologi, teknik reservoar dan teknik produksi. Pada evaluasi ini, laju injeksi dan produksi untuk semua alternatif diputuskan tidak akan melebihi kapasitas penanganan fluida pada sarana injeksi dan produksi yang sudah ada. Kemudian, estimasi produksi dari model simulasi, data biaya untuk pemboran sumur baru, kerja ulang, konversi sumur dan pemipaan digabung untuk menghitung keekonomian dari masing-masing alternatif. Hasil perhitungan keekonomian dari berbagai alternatif dapat dilihat pada tabel berikut.

Table II.1 Perhitungan Keekonomian Alternatif Pengembangan Lapangan X

Parameter Ekonomi	Satu Zona pada A1/A2	Satu Zona pada A1/A2/B	Pemboran 13-Titik	Injeksi Peripheral	Pemboran 24-Akre dan Konversi Sumur Produksi	Pemboran 24-Akre tanpa Konversi Sumur Produksi
NPV @ 10%, M\$	31.675	23.539	37.238	4.443	-14.440	8.886
DPI	1,66	1,42	1,35	1,18	0,94	1,05
POT, bulan	10	10	14	85	102	77
Biaya Kapital/Kerja Ulang, M\$	63.502	81.797	129.349	25.338	347.435	214.492
Cadangan Minyak, MBO	38.630	25.076	54.758	12.813	39.011	59.986

Setelah melakukan analisa terhadap semua alternatif, maka tim memutuskan dua skenario yang paling ekonomis sebagai berikut :

1. Komplesi satu zona

Hasil simulasi menunjukkan keekonomian yang paling baik dapat dicapai dengan injeksi satu zona ke interval yang memiliki saturasi minyak yang paling tinggi. Strategi ini lebih menguntungkan daripada alternatif lain yang membutuhkan biaya kapital yang lebih besar.

2. Pemboran Infill 13-Titik Terbalik

Proyek *Areal Sweep Efficiency* (ASE) yang berakhir tahun 2002 meliputi pemboran sumur infill diantara sumur produksi yang sudah ada pada unit pola 7 titik terbalik untuk membentuk unit pola 13 titik terbalik. Simulasi pada proyek optimisasi injeksi air menunjukkan potensi ekonomis yang sangat baik. Tetapi, tim belum memutuskan untuk menggunakan hasil simulasi untuk mengembangkan proyek sumur infill ke skala yang besar. Tim merekomendasikan untuk menindaklanjuti studi ini dengan pemboran 10 sampai 20 sumur produksi dalam suatu paket pemboran untuk menverifikasi hasil studi lebih lanjut. Diputuskan juga bahwa model sektoral dibangun menggunakan program simulasi. Model sektoral tersebut akan digunakan untuk mengevaluasi produksi inkremental pada lokasi infill yang berbeda-beda.

II.3 Aktivitas Pemboran Sumur Baru di X

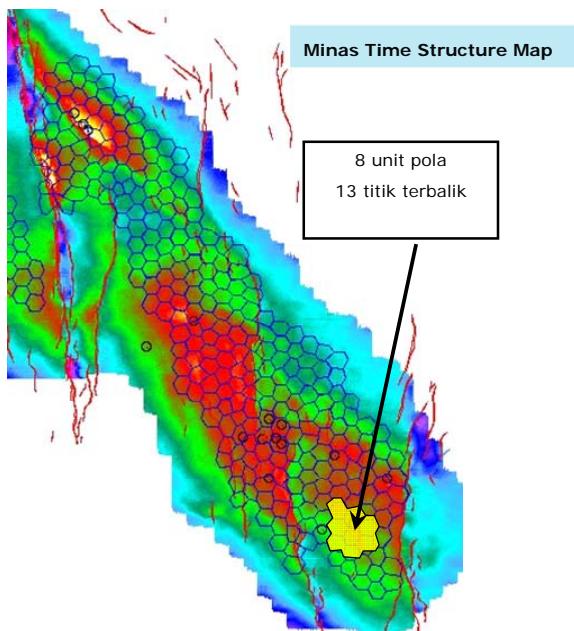
Mulai pertengahan tahun 2005, X melakukan pemboran sumur baru sepanjang tahun. Dengan satu buah *rig* yang didedikasikan untuk lapangan X, sebanyak 55 sumur per tahun dapat dibor.

Secara umum, ada dua strategi pemboran yang dijalankan di lapangan X :

1. Strategi *Cherry Pick*, yaitu pemboran sumur pada lokasi-lokasi yang mempunyai jebakan stratigrafi atau struktural. Tim menggunakan 3D Seismik resolusi tinggi, log sumur dan data produksi. Tantangan teknis yang dihadapi antara lain adalah sulitnya identifikasi lokasi jebakan minyak, area efisiensi penyapuan rendah dan area dimana minyak bermigrasi. Strategi ini membutuhkan sumber daya dan waktu yang cukup banyak.
2. *Blanket 13 spot*, yaitu pemboran sumur baru diantara dua sumur produksi yang sudah ada, dengan target daerah yang efisiensi penyapuan rendah karena rasio mobilitas yang rendah, *water cycling*, jebakan stratigrafi dan perubahan struktural. Tantangan teknis yang dihadapi adalah sulitnya mengidentifikasi pola injeksi dengan saturasi minyak yang dapat diproduksikan paling besar. Strategi ini membutuhkan sumber daya dan waktu yang lebih sedikit dibandingkan strategi *cherry pick*, sehingga dapat memberikan daftar jangka panjang sumur yang akan dibor. Daftar jangka panjang sumur ini diperlukan untuk :
 - Manajemen sumber daya yang lebih baik
 - Rencana bisnis yang lebih baik
 - Perencanaan fasilitas produksi yang lebih baik

II.4 Evaluasi Ekonomis Sumur baru pada Strategi *13 Spot Blanket*

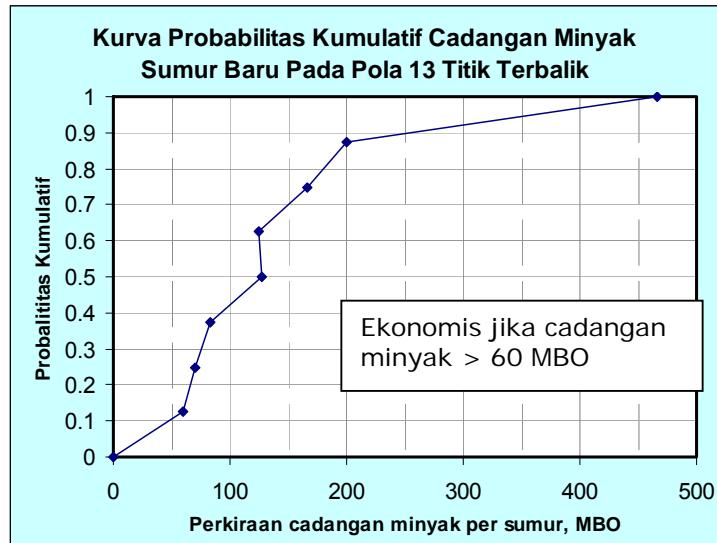
Pemboran pada unit pola yang mengubah pola tujuh titik terbalik menjadi tiga belas titik terbalik telah dilakukan sejak tahun 2005. Adapun lokasi yang dipilih adalah daerah selatan lapangan X.



Gambar II.1 Delapan Unit Pola Tujuh Titik Terbalik Menjadi Pola Injeksi Tiga Belas Titik Terbalik Pada Tahun 2005

Sumur-sumur baru tersebut dianalisa cadangan minyaknya dan kemudian dievaluasi keekonomiannya. Parameter keekonomian yang dijadikan tolak ukur adalah DPI (*Discounted Profitability Index*). Suatu sumur atau proyek dikatakan ekonomis jika nilai DPI lebih besar daripada 1,2. Dengan biaya kapital sebesar 500 M\$, maka suatu sumur di lapangan X dikatakan ekonomis jika cadangan minyak inkrementalnya mencapai 60 MBO atau lebih.

Setelah cadangan minyak sumur-sumur pada pola 13 titik terbalik tersebut dihitung, kemudian dibuat kurva probabilitasnya, seperti yang dapat dilihat pada gambar di bawah.



Gambar II.2 Kurva Probabilitas Kumulatif Cadangan Minyak Sumur Baru pada Pola 13 Titik Terbalik

Pada kurva probabilitas di atas, terlihat bahwa sekitar 85 % sumur baru merupakan sumur yang ekonomis. Hanya 15 % sumur baru dikatakan tidak ekonomis. Dengan ini, dapat disimpulkan bahwa pemboran sumur pada pola 13 titik terbalik merupakan proyek yang ekonomis jika dilakukan pada unit pola yang tepat. Maka, jika ingin menerapkan strategi 13 spot blanket, harus dilakukan studi untuk menemukan unit pola yang menguntungkan dari segi ekonomis.