

MENGOPTIMALKAN PEROLEHAN MINYAK PADA LAHAN TERBATAS MENGGUNAKAN SUMUR BERARAH DAN PENDESAKAN AIR

*(Optimizing Oil Recovery on Limited Land Area
using Directional Wells and Waterflooding)*

Usman dan Arie Haans

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi “LEMIGAS”
Jl. Ciledug Raya Kav.109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan
Telepon: +62-21-7394422, Fax.: +62-21-7246150

E-mail: upasarai@lemigas.esdm.go.id; ariehaans@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 20 Februari 2017; Diterima setelah perbaikan tanggal 29 Maret 2017;
Disetujui terbit tanggal: 28 April 2017

ABSTRAK

Makalah ini membahas studi kasus sebuah lapangan minyak yang memerlukan pengembangan tahap lanjut untuk optimisasi faktor perolehan namun terkendala oleh ketersediaan lahan. Letak lapangan minyak tumpang tindih dengan konsesi batubara. Studi ini bertujuan menentukan skenario pengembangan lapangan tahap lanjut sehingga faktor perolehan minyak optimal dan pada saat yang sama produksi batubara juga optimal. Berdasarkan rencana operasi penambangan serta geologi area tumpang tindih, sumur-sumur pengembangan yang terdiri atas sumur produksi dan injeksi berarah diletakkan dalam satu kluster pada area antiklin radius 500 meter. Lokasi sumur aktif juga terletak dalam kluster ini. Metode simulasi reservoir digunakan untuk evaluasi berbagai skenario pengembangan lapangan. Model simulasi reservoir divalidasi dengan metode kesetimbangan materi dan penyelarasan dengan data produksi. Skenario yang menghasilkan faktor perolehan minyak paling optimal adalah dengan menggunakan lima sumur produksi eksisting, satu sumur injeksi eksisting, empat sumur produksi, dan satu sumur injeksi tambahan. Sumur-sumur tambahan didesain sebagai sumur berarah. Faktor perolehan minyak yang diperoleh sebesar 23.7% atau mengalami kenaikan 6.7% dibandingkan faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Pendekatan yang dikembangkan dalam studi kasus ini dapat menjadi model dalam optimasi perolehan minyak dan gas bumi pada wilayah kerja tumpang tindih.

Kata Kunci: faktor perolehan minyak, sumur berarah, pendesakan air, simulasi reservoir, kluster sumur

ABSTRACT

This paper presents a case study of an oil field that requires further development to optimize the oil recovery factor on limited land area. The oil field location overlaps with coal concessions. This study aims to define a further development scenario to optimize the oil recovery factor and at the same time allow the coal to be mined optimally. Based on the mining operations plan and the geological of overlapping area, the directional development wells for production and injection will be placed in a cluster on the anticline area within radius of 500 meters, in which the active wells are situated. Reservoir simulation method is applied to evaluate various further development scenarios. Reservoir model used is validated by the material balance method and history matching process. The optimal oil recovery factor resulted by using the existing five production wells, the existing injection well, four additional productions and one additional injection wells. The additional wells are designed as directional wells. The obtained oil recovery factor

is 23.7%, increased 6.7% compared to the recovery factor at the end of history matching. Approach developed in this case study is expected to be a model in optimizing of oil and gas recoveries within an overlapping working area.

Keywords: oil recovery factor, directional well, waterflooding, reservoir simulation, cluster well

I. PENDAHULUAN

Tujuan utama pengelolaan suatu lapangan minyak adalah mengoptimalkan faktor perolehan dengan skenario produksi yang optimal. Strategi optimisasi produksi dikontrol oleh karakteristik geologi dan reservoir, tahap pengembangan, serta lingkungan operasi. Karakteristik geologi dan reservoir akan menentukan jenis, jumlah, lokasi, dan teknik kompleksi sumur-sumur produksi dan injeksi. Tahapan pengembangan primer, sekunder, dan tersier akan berpengaruh pada pilihan teknologi pengangkatan minyak. Lingkungan operasi di darat atau di laut dan situasi harga minyak dapat berpengaruh terhadap batas keekonomian produksi. Dengan demikian, elemen strategi optimalisasi perolehan dan produksi minyak suatu lapangan sangat spesifik, tergantung pada kondisi masing-masing lapangan.

Makalah ini membahas sebuah studi kasus lapangan minyak yang sudah berproduksi sejak 1977 dan dalam fase pengembangan sekunder dengan pendesakan air. Faktor perolehan minyak berdasarkan data produksi status waktu batas pisah (*cut-off date*) adalah 17%. Estimasi faktor perolehan tanpa upaya tambahan hingga 22 tahun ke depan sebagai batas akhir kontrak adalah 19%. Untuk mengambil sisa minyak tertinggal di reservoir yang masih relatif besar, diperlukan pengembangan lapangan tahap lanjut. Namun, letak lapangan yang tumpang tindih dengan konsesi batubara menjadi konstrain utama. Pada area tumpang tindih terdapat lapisan batubara dengan ketebalan dapat mencapai 50 m, memiliki kemiringan lapisan antara 30° sampai 50°. Tujuan studi ini adalah menentukan skenario pengembangan lapangan yang dapat mengoptimalkan tingkat produksi minyak dan batubara pada saat yang bersamaan.

Berdasarkan rencana operasi penambangan serta kondisi geologi area tumpang tindih, maka salah satu opsi pengembangan lapangan tahap lanjut adalah mengoptimalkan pengurasan minyak dari area sumur aktif yang terletak pada struktur antiklin. Dengan opsi ini maka ketebalan batubara pada antiklin di luar area sumur aktif dapat ditambang

tanpa menghentikan produksi minyak. Kegiatan penambangan batubara dibatasi sampai jarak 500 meter (m) dari sumur produksi sebagai asumsi jarak aman jika kegiatan pertambangan minyak dan batubara dilakukan bersamaan, dan sumur-sumur yang tidak produksi ditutup. Pilihan teknologi untuk optimasi faktor perolehan minyak pada kondisi lahan yang terbatas adalah menggunakan sumur berarah yang dikombinasikan dengan metode pendesakan air. Aplikasi sumur berarah untuk mengoptimalkan perolehan minyak telah terbukti efektif di daerah rawa, ketersediaan lahan sulit dan mahal untuk membangun landasan sumur atau *well pad* (Liu dkk. 2016). Kombinasi sumur berarah dan pendesakan air juga telah digunakan untuk meningkatkan efisiensi pendesakan minyak dengan injeksi air pada bagian sayap (*flank*) suatu reservoir karbonat (Khan dkk. 2012).

Teknologi pemboran berarah mulai berkembang dalam skala industri tahun 1980-an, dan semakin pesat sejak ditemukan sistem kendali putar (*rotary steerable system*, RSS) tahun 1997. Laju produksi sumur berarah 2-8 kali sumur vertikal dengan biaya hanya 1.5-3 kali lebih mahal (Ling dkk. 2012). Sumur berarah memiliki keunggulan meningkatkan indeks produktivitas sumur, mencegah gas atau air masuk ke dalam kolom sumur, mengurangi masalah kepasiran, meningkatkan area pengurasan dan mempercepat laju pengurasan, serta mengurangi kebutuhan lahan untuk area pengeboran. Hampir semua cekungan hidrokarbon produktif telah ditembus sumur-sumur berarah, sehingga teknologi ini sudah menjadi suatu kebutuhan standar dalam industri perminyakan. Aplikasi sumur berarah juga telah digunakan untuk optimasi produksi reservoir yang relatif tipis (Chan dkk. 2014) atau reservoir dengan permeabilitas rendah (Clemens dkk. 2015).

Teknologi pendesakan air sudah diterapkan secara komersial sejak tahun 1920-an. Teknologi ini telah diakui industri sebagai metode perolehan minyak yang sangat ekonomis dan handal (Alvares dan Sawatzky 2013; Vittoratos dkk. 2014). Pendesakan air yang sukses dapat meningkatkan faktor perolehan minyak dari tipikal 5-25% pada tahap primer menjadi tipikal 45% dari isi awal minyak atau *original oil*

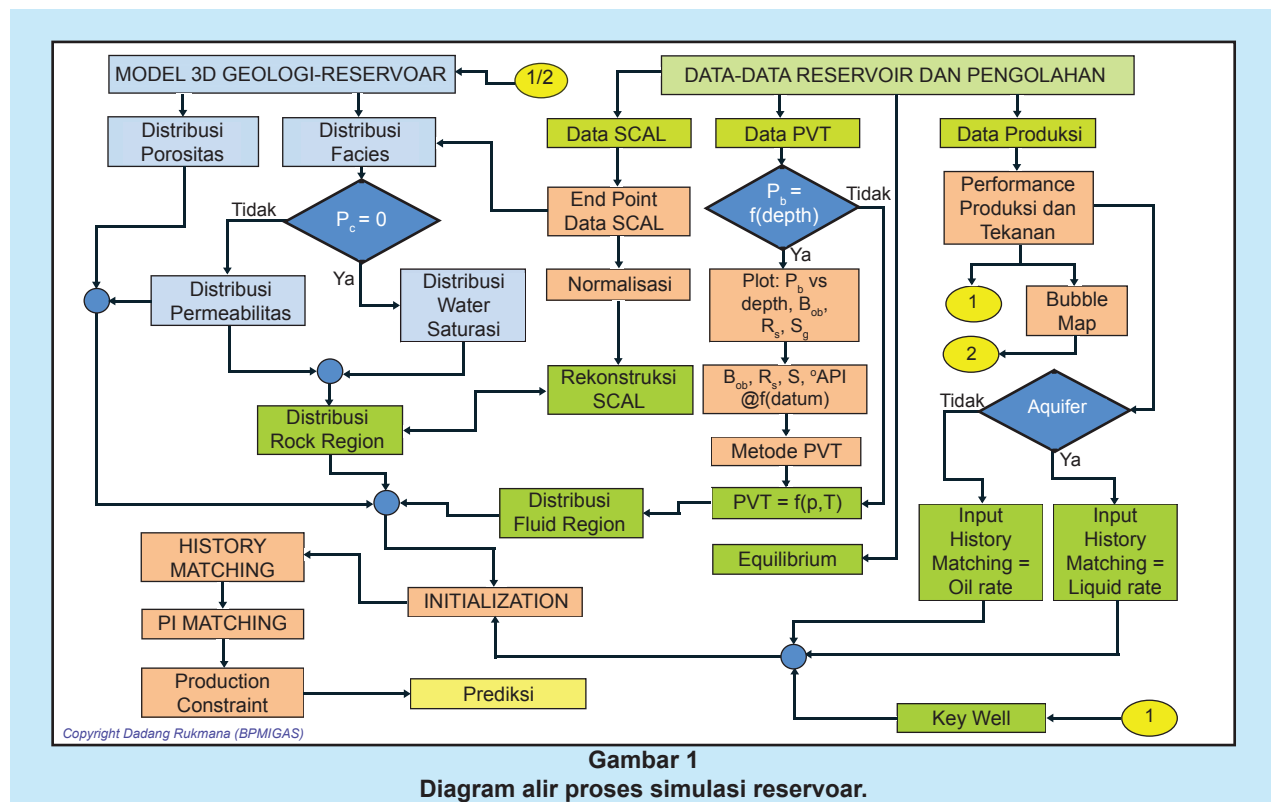
in place (Usman 2015). Hampir setiap lapangan minyak yang tidak mempunyai tenaga dorong air alami telah, sedang, atau dalam pertimbangan untuk menerapkan pendesakan air. Injeksi air akan menaikkan tekanan reservoir mendekati tekanan awal. Perbedaan tekanan antara reservoir dengan lubang sumur menyebabkan air akan bergerak mendesak minyak yang masih tertinggal dalam pori batuan, mendorong ke sumur produksi sehingga laju alir produksi minyak meningkat, yang pada akhirnya meningkatkan perolehan minyak. Proses pendesakan air dalam pori batuan relatif efektif karena umumnya batuan reservoir memiliki sifat kebasahan suka-air atau campuran suka-air dan suka-minyak.

Kombinasi sumur berarah dan pendesakan air untuk mengoptimalkan faktor perolehan minyak dalam studi kasus ini dievaluasi menggunakan simulasi reservoir. Sumur-sumur berarah, produser dan injektor diletakkan dalam area antiklin radius 500 m. Di dalam area ini terdapat delapan sumur produser aktif dan satu sumur injektor. Simulasi reservoir pada berbagai skenario pengembangan telah dilakukan untuk mendapatkan skenario yang menghasilkan faktor perolehan minyak maksimal. Pendekatan yang dikembangkan dalam studi kasus ini dapat menjadi model dalam optimalisasi perolehan minyak dan gas bumi pada wilayah kerja tumpang tindih.

II. BAHAN DAN METODE

Studi ini dilakukan dengan sistematika metodologi sebagai berikut. Pertama, survei lapangan untuk mendapatkan peta permukaan area tumpang tindih dan verifikasi lapangan atas rencana penambangan minyak dan batubara. Tahap berikutnya adalah melakukan pengumpulan data bawah permukaan meliputi data geologi dan reservoir serta data produksi lapangan minyak. Selanjutnya, membangun model geologi dan model reservoir serta validasi model. Menetapkan area pengembangan lapangan yang memenuhi aspek lingkungan dan keamanan jika penambangan minyak dan batubara dilakukan bersama. Tahap akhir adalah simulasi berbagai skenario pengembangan lapangan dalam area terbatas untuk mengoptimalkan perolehan minyak dan saat bersamaan produksi batubara bisa optimal.

Validasi model geologi dan reservoir dilakukan menggunakan metode kesetimbangan materi secara volumetris (*material balance*). Perhitungan volume fluida dan prediksi produksi suatu reservoir dengan metode kesetimbangan materi berdasarkan prinsip perubahan tekanan dan volume fluida reservoir. Perubahan ini dapat terjadi antara lain karena pengaruh kompresibilitas fluida dan batuan serta berkurangnya volume fluida dan penurunan tekanan karena produksi. Persamaan kesetimbangan materi menyatakan bahwa volume reservoir selalu konstan,



atau jumlah perubahan volume fluida dalam reservoir adalah sama dengan nol. Dengan kata lain jika terjadi pengurangan volume fluida karena produksi maka kekurangan volume ini harus sama dengan penambahan volume fluida karena ekspansi, influx, atau injeksi, dan pengurangan volume pori akibat ekspansi batuan. Penjelasan metode kesetimbangan materi selengkapnya dapat merujuk pada publikasi Ahmed dan McKinney, (2005).

Simulasi reservoir untuk prediksi profil produksi dan faktor perolehan minyak pada berbagai skenario pengembangan lapangan menggunakan model minyak hitam (*black oil model*). Dalam model ini, formulasi aliran fluida dalam reservoir dinyatakan dengan persamaan konservasi massa komponen air, serta komponen semu minyak dan gas. Model minyak hitam valid untuk sistem fluida reservoir yang terdiri atas komponen berat dan ringan (Kozlova dkk. 2015), sesuai kasus dalam studi ini. Proses studi simulasi reservoir secara rinci ditampilkan dalam Gambar 1 (Rukmana dkk. 2012).

III. HASIL DAN DISKUSI

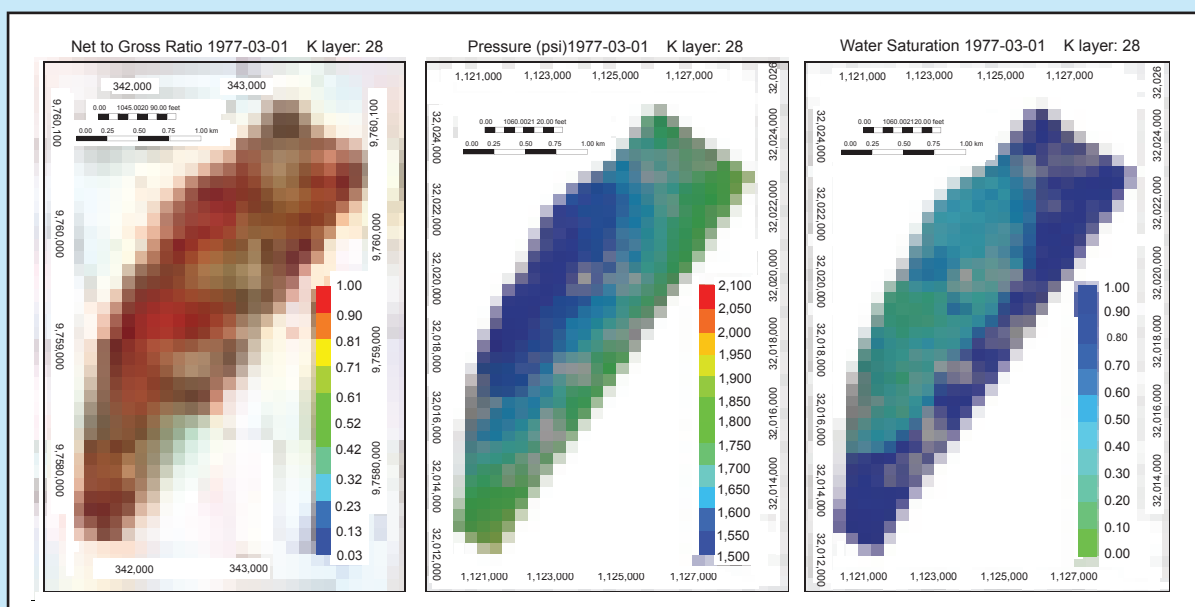
Subbab berikut menguraikan validasi model yang dikembangkan, estimasi isi awal minyak, dan simulasi reservoir dengan berbagai skenario pengembangan lapangan pada suatu kluster.

A. Validasi Model Statik

Model geologi tiga dimensi (3D) tersusun atas peta distribusi parameter statik dan kondisi awal

reservoir, yaitu porositas, permeabilitas, *net to gross* (NTG), tekanan, dan saturasi fluida. Model statik menggunakan ukuran *grid* Kartesian 25 meter x 25 meter (m) dengan dimensi 48 x 161 x 54 *grid* blok arah *i, j*, dan *k*. Jumlah *grid* aktif adalah 344,900 sel dari total 417,312 sel. Gambar 2 menunjukkan model distribusi lateral beberapa parameter reservoir. Sebelum digunakan untuk simulasi skenario pengembangan lapangan, model yang sudah dibangun ini perlu divalidasi dengan cara membandingkan isi awal minyak hasil perhitungan model dengan hasil metode kesetimbangan materi. Perhitungan kesetimbangan materi memerlukan data input kumulatif produksi minyak versus tekanan, kumulatif injeksi air, dan sifat-sifat fluida fungsi tekanan pada temperatur reservoir. Tekanan dan temperatur awal reservoir adalah 1835 psi dan 136°F. Saturasi air sisa atau *connate water saturation* (S_{wc}) diambil dari data *special core analysis* (SCAL) sumur yaitu 39%. Sedangkan porositas rata-rata sebesar 18%. Produksi gas dan air yang relatif rendah menunjukkan bahwa reservoir tidak mempunyai tudung gas (*gas cap*) dan tidak ada air masuk ke dalam reservoir (*water influx*).

Hasil perhitungan kesetimbangan materi ditampilkan pada Gambar 3. Estimasi isi awal minyak sebesar 42.9 juta barel *stock tank* (MMstb). Dibandingkan hasil model geologi 3D yaitu 45.1 MMstb, terdapat perbedaan sekitar 6%. Perbedaan ini masih dalam batas toleransi (Kanu and Obi 2014), sehingga dapat disimpulkan bahwa model



Gambar 2
Distribusi lateral NTG, tekanan, dan saturasi air.

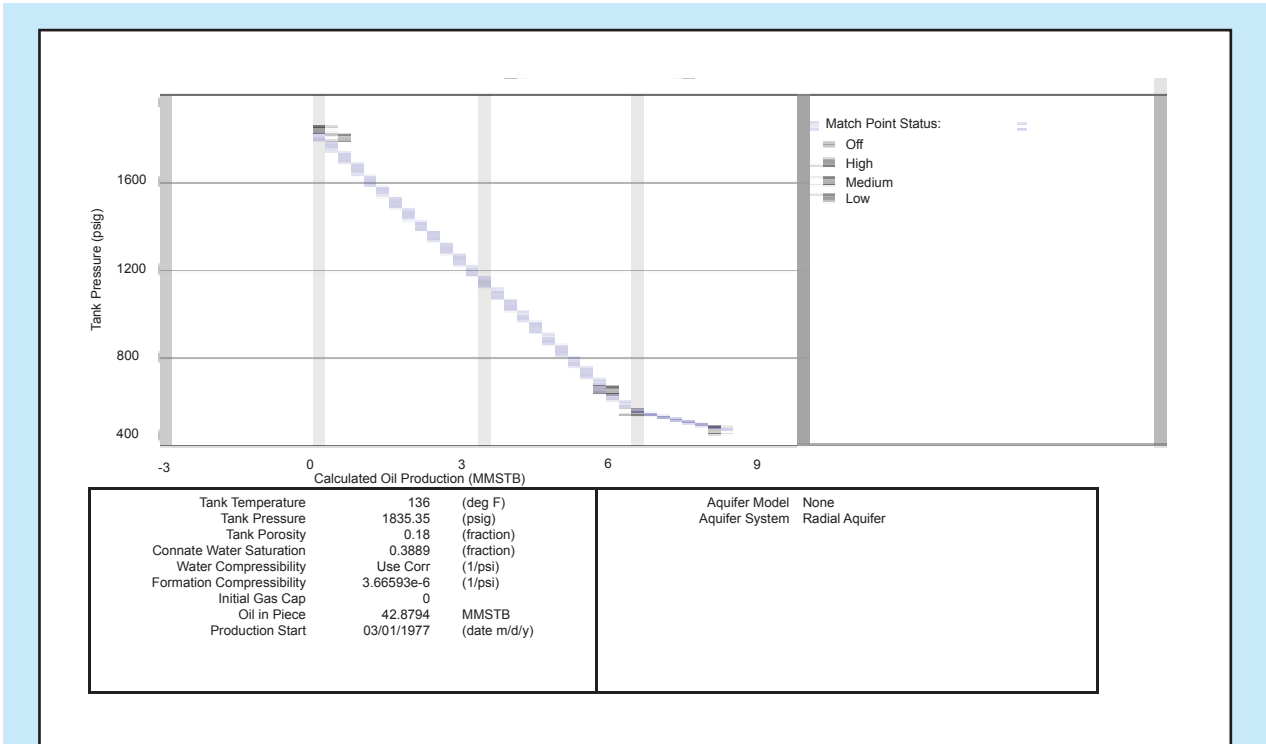
1. Mengoptimalkan Perolehan Minyak pada Lahan Terbatas Menggunakan Sumur Berarah dan Pendesakan Air (Usman dan Arie Haans)

geologi 3D cukup valid. Tenaga dorong utama yang bekerja dalam reservoir adalah ekspansi gas terlarut, sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 4. Tipikal faktor perolehan minyak dengan tenaga dorong ini antara 15 - 20%, namun terkadang bisa serendah 5% atau setinggi 30% (Bradley 2005). Analisis tenaga

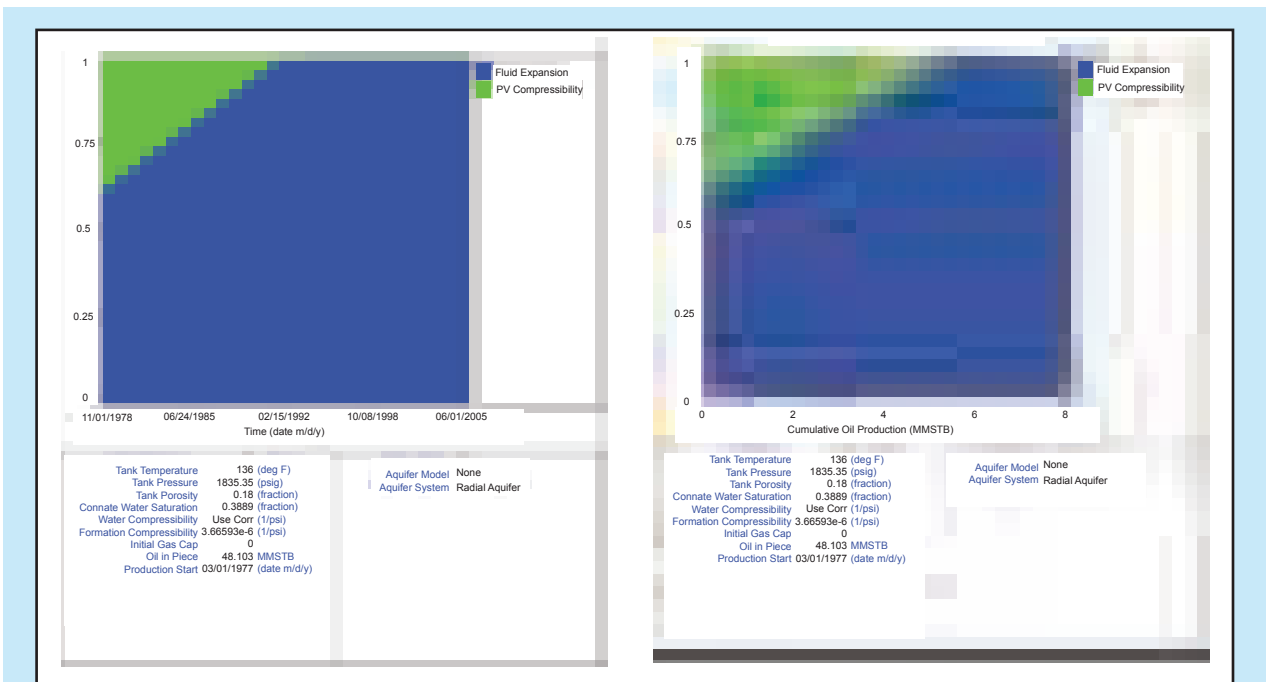
dorong menggunakan data produksi sebelum aplikasi diterapkan pendesakan air.

B. Validasi Model Dinamik

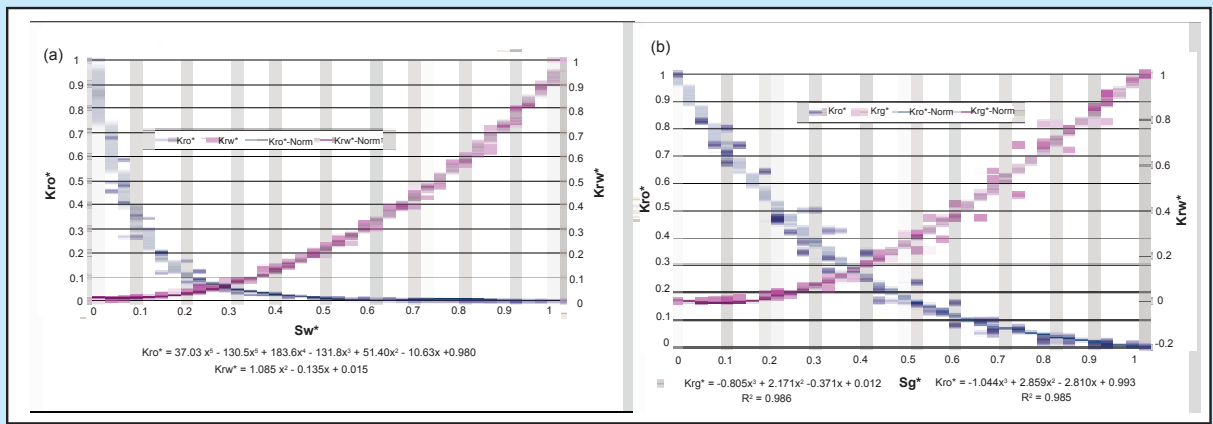
Model dinamik reservoir terdiri atas data SCAL, hasil *pressure - volume - temperature* (PVT)



Gambar 3
Estimasi isi awal minyak dengan metode kesetimbangan materi.



Gambar 4
Prediksi tenaga dorong alami reservoir.

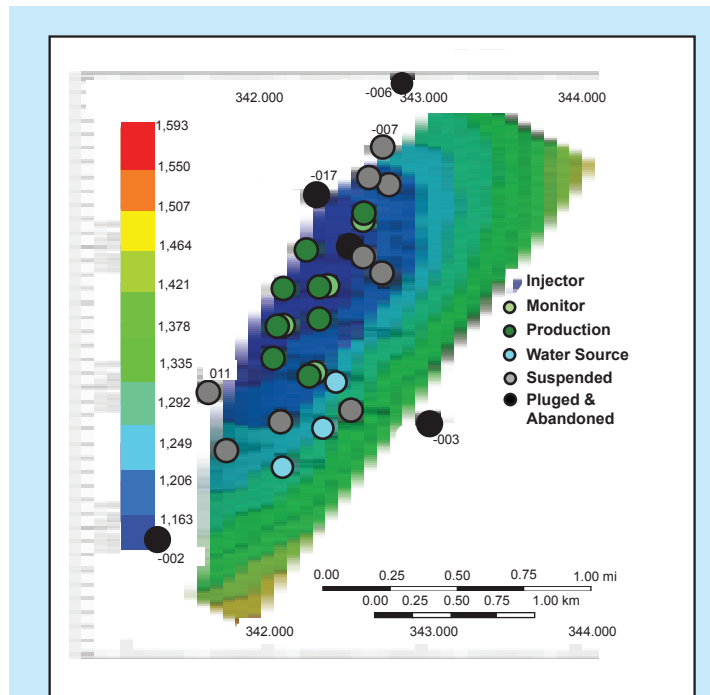


Gambar 5
Normalisasi kurva permeabilitas relatif: (a) sistem air-minyak, (b) sistem ga-minyak.

analisis, data produksi, dan data sumuran. Hasil pengukuran SCAL di laboratorium berupa data permeabilitas relatif batuan pada berbagai nilai S_{wc} . Karakteristik permeabilitas relatif menggambarkan interaksi sifat fisik batuan dan fluida reservoir. Untuk keperluan input simulasi, data permeabilitas relatif harus dinormalisasi untuk menghasilkan kurva yang representatif (Jahanbakhsh dkk. 2014). Kurva permeabilitas relatif sistem air-minyak dan gas-minyak hasil normalisasi diberikan dalam Gambar 5.

Data PVT terdiri atas sifat-sifat fisik fluida fungsi komposisi, tekanan, dan temperatur. Komposisi fluida hidrokarbon diperoleh berdasarkan hasil rekombinasi sampel gas dan liquid yang diambil pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir dengan rasio gas terhadap liquid 350 standar kubik *feet* per barel (scf/bbl) di separator. Kelarutan gas dalam minyak dimodelkan dengan persamaan *Standing*, viskositas minyak menggunakan persamaan *Beal*, dan faktor volume formasi minyak dimodelkan dengan persamaan *Standing*. Pemilihan model persamaan tersebut berdasarkan karakteristik minyak yang bersifat moderat, densitas 33°API, dengan produksi gas relatif kecil (Bradley 2005).

Hasil pengolahan data produksi menghasilkan data sejarah produksi lapangan, jumlah serta status sumur produksi dan injeksi, profil produksi dan injeksi sumuran, sejarah kompleksi tiap sumur, serta profil sumur-sumur kunci. Sejak pertama kali produksi 34 tahun lalu, jumlah sumur yang telah dibor sebanyak dua puluh sembilan, namun yang aktif hingga waktu batas pisah hanya delapan



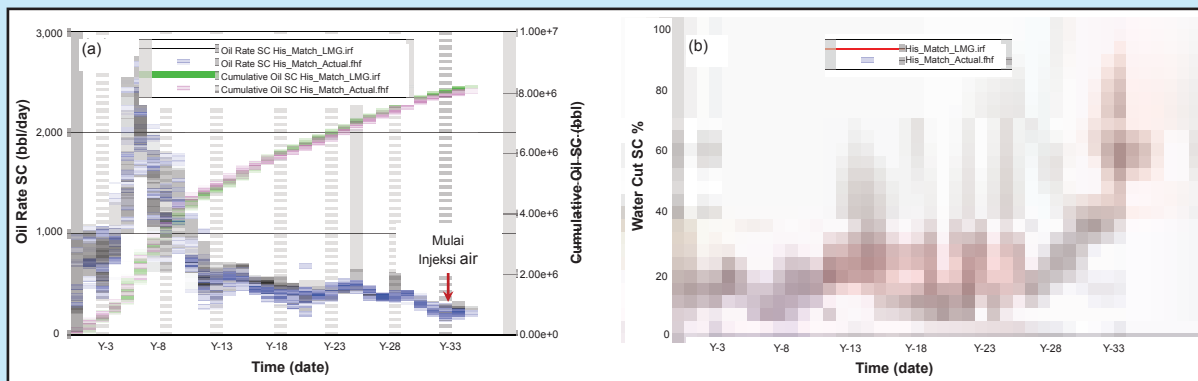
Gambar 6
Lokasi dan status masing-masing sumur.

sumur produksi, tiga sumur injektor, dan tiga sumur sumber air injeksi. Sisanya tercatat sebagai sumur yang tutup sementara serta tutup permanen. Puncak produksi minyak tertinggi dicapai pada tahun kelima sebesar 2.795 barel minyak per hari (bopd). Produksi rata-rata pada waktu batas pisah adalah 218 bopd. Kumulatif produksi ekuivalen dengan 17% isi awal minyak. Ada sembilan sumur kunci dengan kontribusi produksi mencapai 97% dari total produksi lapangan. Sumur-sumur kunci ini sebagian besar terletak pada daerah antiklin sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 6.

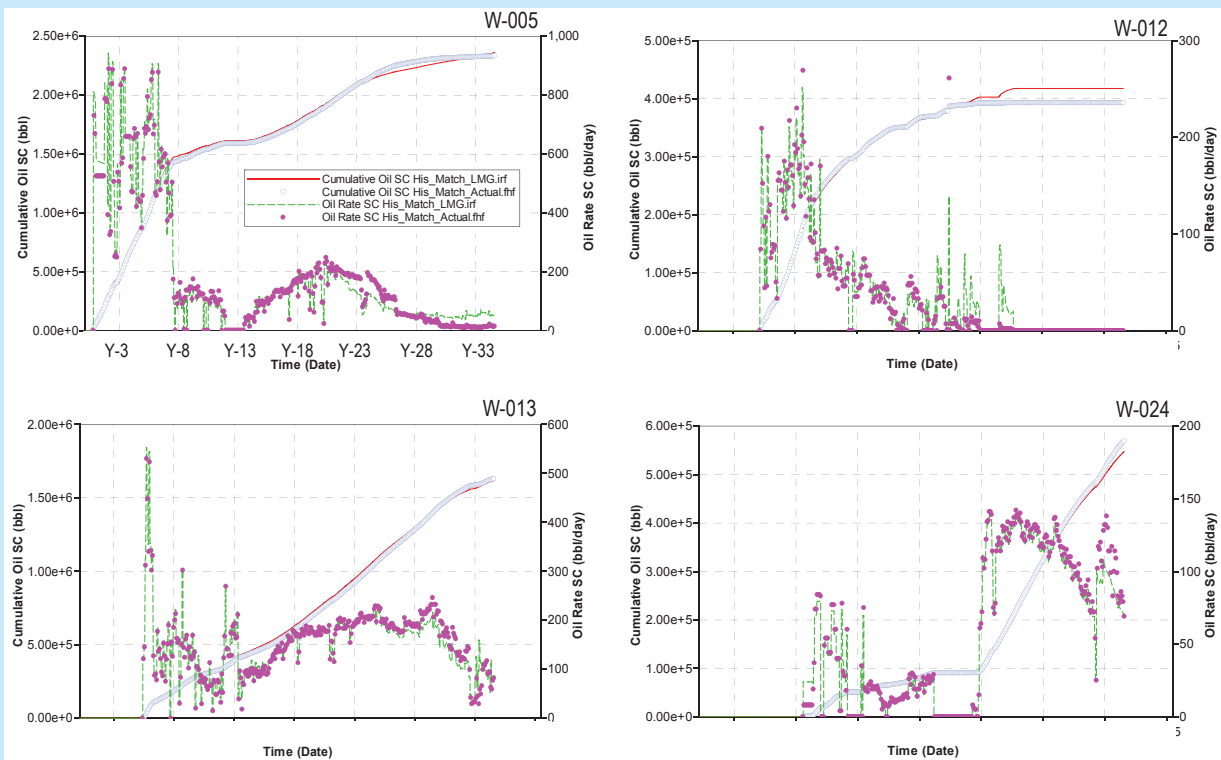
1. Mengoptimalkan Perolehan Minyak pada Lahan Terbatas Menggunakan Sumur Berarah dan Pendesakan Air (Usman dan Arie Haans)

Inisialisasi model reservoir yang dibangun berdasarkan data di atas menghasilkan isi awal minyak sebesar 48.1 MMstb. Perbedaan dibandingkan dengan hasil model statik 45.8 MMstb kurang dari batas toleransi 5%. Dengan demikian, model dinamik dapat dianggap representatif digunakan dalam tahap berikutnya yaitu penyesuaian (*history matching*). Proses penyesuaian menggunakan laju alir liquid aktual sebagai kontrol. Melalui proses coba-coba, hasil perhitungan produksi minyak, air, dan tekanan diupayakan sedemikian agar selaras dengan data aktual. Hasil perhitungan produksi gas tidak diselaraskan karena tidak tersedia pengukuran data aktual di semua sumur serta produksi gas relatif

kecil. Gambar 7 menunjukkan kurva penyesuaian laju alir minyak dan rasio volume air terhadap total volume liquid (*water cut*) hasil perhitungan versus data aktual. Penyesuaian untuk data produksi sumuran dilakukan terbatas pada sembilan sumur kunci. Hasil penyesuaian masing-masing sumur kunci menunjukkan selisih kumulatif produksi hasil perhitungan dengan data aktual antara 0.6% - 6.3%. Secara total, selisihnya sebesar 1.2%, menunjukkan keselarasan yang baik antara model dengan data aktual serta menjadi indikasi validitas model. Gambar 8 menampilkan kurva penyesuaian beberapa sumur kunci.



Gambar 7 Kurva penyesuaian hasil simulasi versus data aktual: (a) laju alir minyak, (b) water cut.



Gambar 8 Kurva penyesuaian laju alir dan produksi kumulatif minyak pada sumur kunci.

C. Optimisasi Pengembangan Lapangan

Kluster sumur aktif yang termasuk dalam area radius 500 m dari sumur terluar terdiri atas delapan produser dan satu injektor (Gambar 9). Empat diantara sumur produser menyumbang 85% dari total produksi harian. Berdasarkan pada konstrain lahan dan kondisi sumur aktif, maka skenario pengembangan lapangan untuk optimasi faktor perolehan minyak pada area terbatas adalah:

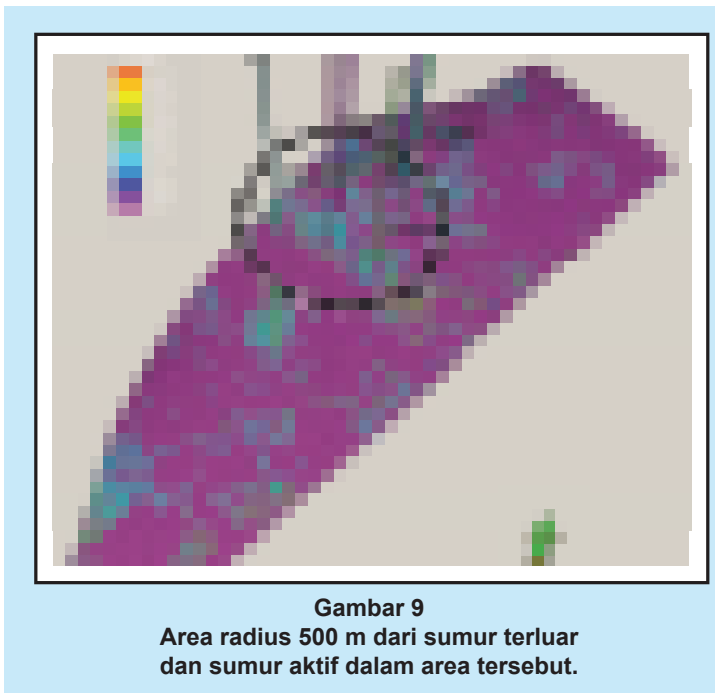
1. Skenario Dasar (*base case*): Meneruskan produksi kedelapan sumur aktif hingga batas akhir kontrak atau salah satu batasan dalam simulasi telah dicapai.
- Skenario-1: Menggunakan lima sumur eksisting dengan produksi terbesar, satu sumur injeksi eksisting, dan tambahan empat sumur berarah.
- Skenario-2: Skenario-1 ditambah satu sumur injeksi.

Batasan yang digunakan dalam simulasi ketiga skenario adalah:

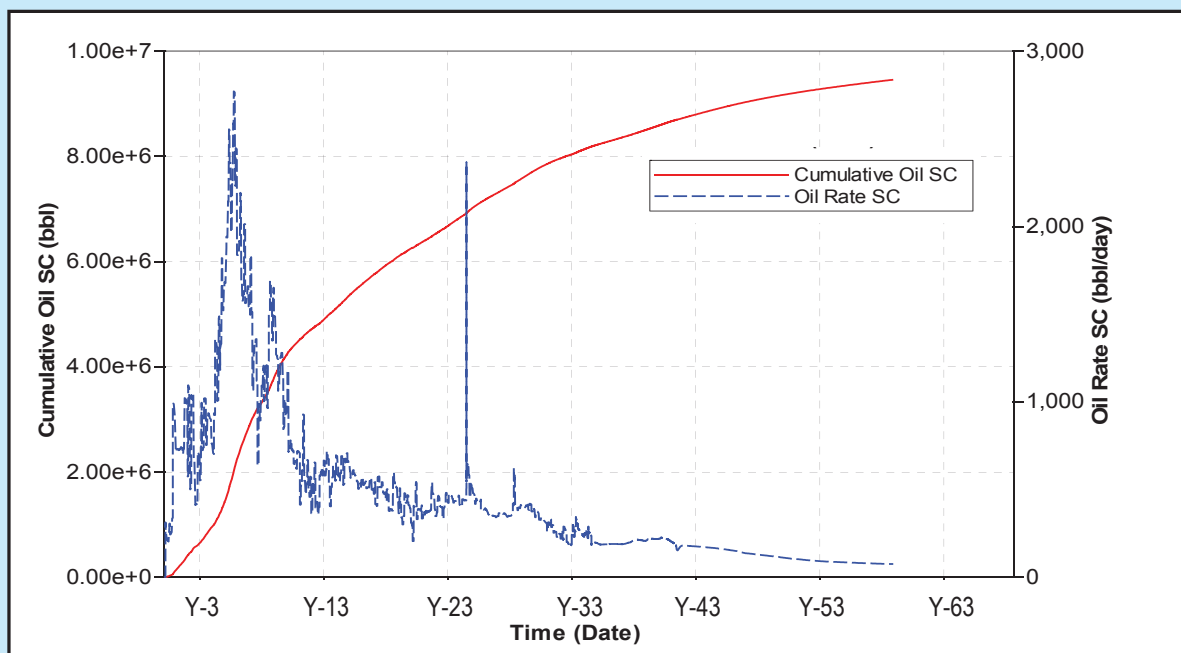
- Tekanan dasar sumur (BHP) minimum 100 *pound per square inch* (psi);
- Rasio minyak gas (GOR) maksimum 5.500 scf/bbl;
- Rasio laju alir air terhadap laju alir likuid total (*water cut*) 95%; dan
- Laju alir minyak lapangan minimum 500 stb/hari.

Simulasi Skenario Dasar menghasilkan faktor perolehan minyak maksimal sebesar 19.7% dari isi awal minyak, atau terdapat penambahan 2.7% dari faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Penambahan tersebut diperoleh hanya dengan mengandalkan tenaga alami reservoir dari ekspansi gas terlarut.

Skenario-1 menggunakan kombinasi teknologi sumur berarah untuk memperluas area pengurasan reservoir dan pendesakan air untuk memperbesar

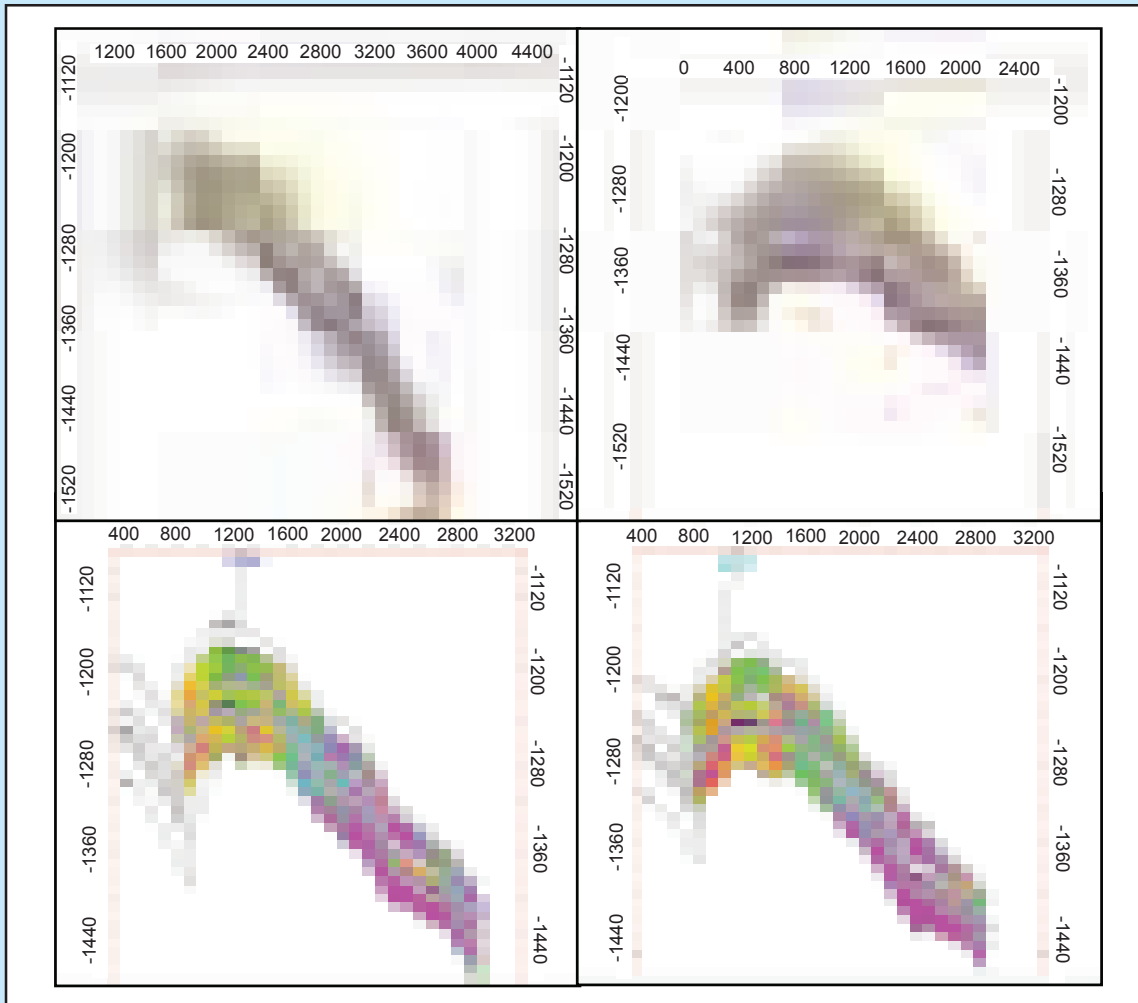


Gambar 9
Area radius 500 m dari sumur terluar dan sumur aktif dalam area tersebut.

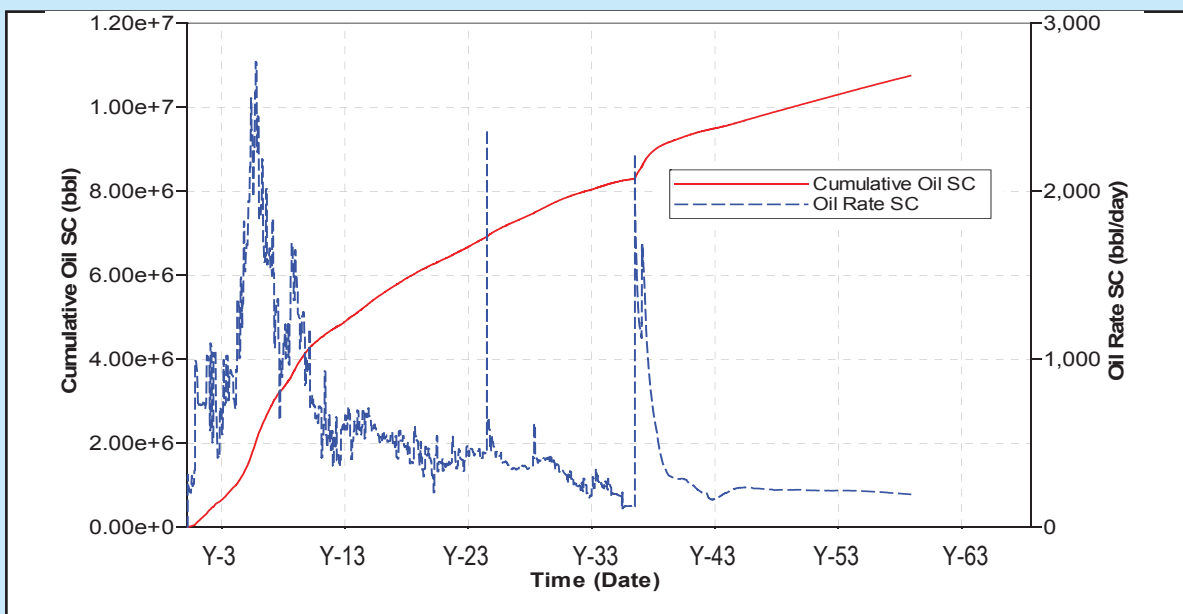


Gambar 10
Prediksi laju alir dan kumulatif produksi minyak skenario dasar.

1. Mengoptimalkan Perolehan Minyak pada Lahan Terbatas Menggunakan Sumur Berarah dan Pendesakan Air (Usman dan Arie Haans)



Gambar 11
Penampang lintasan keempat sumur berarah.

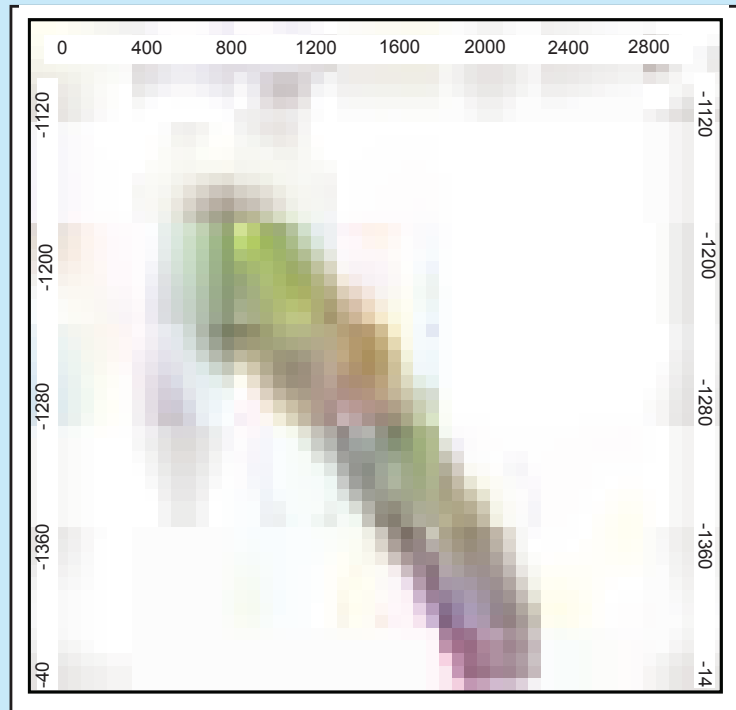


Gambar 12
Prediksi laju alir dan kumulatif produksi minyak Skenario-1.

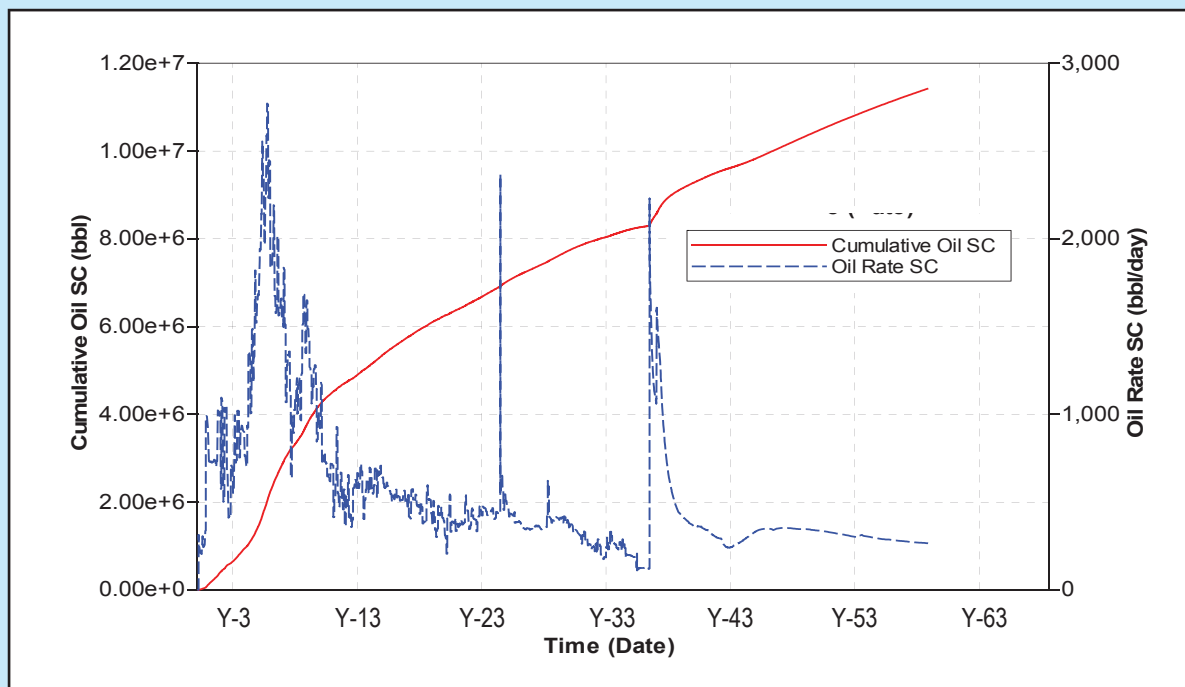
tekanan reservoir melengkapi lima sumur eksisting dengan produksi terbesar. Semua sumur tersebut diletakkan dalam kluster radius 500 m pada area antiklin (Gambar 9). Gambar 11 menunjukkan penampang lintasan keempat sumur berarah. Keempat sumur tersebut menembus semua horizon produktif reservoir. Sumur berarah mulai produksi dua tahun setelah waktu batas pisah, ditandai oleh peningkatan produksi yang tajam pada Gambar 12. Kemudian produksi turun drastis diikuti dengan profil produksi yang cenderung landai. Estimasi faktor perolehan minyak maksimal sebesar 22.3%. Kombinasi sumur berarah dan pendesakan air memberikan tambahan perolehan sebesar 5.3% dari faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Tambahan ini dua kali lebih besar dari Skenario Dasar yang hanya mengandalkan tenaga dorong alami reservoir.

Skenario-2 adalah Skenario-1 dengan tambahan satu sumur injeksi berarah. Lokasi sumur injeksi di permukaan berada dalam area radius 550 m, kemudian diarahkan menembus bagian sayap lapisan-lapisan reservoir (Gambar 13). Air injeksi ini akan mendorong

minyak ke sumur-sumur produksi dan akan memberikan tambahan tekanan reservoir. Efek tambahan tekanan terlihat pada profil produksi, bagian yang landai relatif lebih tinggi dibandingkan pada Skenario-1 (Gambar 14). Hasilnya, faktor



Gambar 13
Penampang lintasan sumur injeksi air berarah.



Gambar 14
Prediksi laju alir dan kumulatif produksi minyak Skenario-2.

perolehan minyak meningkat menjadi 23.7% atau terdapat kenaikan 6.7% dibandingkan faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Skenario-2 menghasilkan faktor perolehan minyak paling optimal untuk pengembangan lapangan tahap lanjut pada kondisi area pengembangan yang terbatas.

IV. KESIMPULAN

Skenario pengembangan lapangan untuk mengoptimalkan tingkat produksi minyak dan batubara pada saat yang sama adalah dengan sistem kluster sumur. Sumur-sumur pengembangan diletakkan dalam satu kluster, yaitu di area antiklin dalam radius 500 m. Lokasi sumur aktif juga terletak dalam kluster ini. Dengan skenario ini maka lapisan batubara pada antiklin di luar area sumur aktif dapat ditambang tanpa menghentikan produksi minyak. Simulasi Skenario Dasar menghasilkan faktor perolehan minyak maksimal sebesar 19.7%, atau terdapat penambahan 2.7% dari faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Skenario-1 menghasilkan faktor perolehan minyak maksimal sebesar 22.3%, atau meningkat sebesar 5.3% dari faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Tambahan ini dua kali lebih besar dari Skenario Dasar yang hanya mengandalkan tenaga dorong alami reservoir. Skenario-2 menghasilkan peningkatan faktor perolehan 23.7% atau naik 6.7% dibandingkan faktor perolehan pada akhir penyelarasan. Dengan demikian, Skenario-2 merupakan skenario pengembangan lapangan tahap lanjut yang menghasilkan faktor perolehan minyak paling optimal.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS" atas izin dan dukungan yang diberikan sehingga studi ini bisa diselesaikan.

KEPUSTAKAAN

- Ahmed, T.** dan **McKinney, P. D.**, 2005, "*Advanced Reservoir Engineering*", Gulf Professional Publishing - Elsevier, USA.
- Alvarez, J. M.** dan **Sawatzky, R. P.**, 2013, "Waterflooding: Same Old, Same Old?", SPE 165406-MS, *the SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, Alberta, Canada.
- Bradley, H. W.**, 2005, "*Petroleum Engineering Handbook*", Society of Petroleum Engineers, Ninth Printing, Richardson, TX, USA.
- Chan, K. S.**, **Masoudi, R.**, **Karkooti, H.**, **Shaedin, R.**, dan **Othman, M. B.**, 2014, "Smart-Horizontal Drilling and Completion for Effective Development

of Thin-Oil Rim Reservoirs in Malaysia", *the 2014 International Petroleum Technology Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia.

- Clemens, T.**, **Finkbeiner, T.**, **Chiotoroiu, M. M.**, **Pettengell, K.**, **Hercus, S.**, **Suri, A.**, dan **Sharma, M. M.**, 2015, "Reservoir Management of a Low Permeability off-Shore Reservoir Utilizing Water Injection into a Watered-out Horizontal Well under Fracturing Conditions", SPE 174352-MS, EUROPEC 2015, Madrid, Spain.
- Jahanbakhsh, A.**, **Shahverdi, H.**, dan **Sohrabi, M.**, 2014, "Relative Permeability Normalization - Effects of Permeability, Wettability, and Interfacial Tension", SPE 170796-MS, *the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Amsterdam, Netherlands.
- Kanu, A. U.** dan **Obi, O. M.**, 2014, "Advancement in Material Balance Analysis", SPE 172415-MS, *the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria.
- Khan, S. A.**, **Al-Shabeeb, A. N.**, **Jani, Z.**, **Azoug, Y.**, **Minh, N.**, dan **Patel, H.**, 2012, "Development of Flank Areas in A Giant Carbonate Field with Optimal Well Placement of Horizontal Wells", SPE 161591-MS, *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE.
- Kozlova, A.**, **Li, Z.**, **Natvig, J. R.**, **Zhou, Y.**, **Bratvedt, K.**, dan **Lee, S. H.**, 2015, "A Real-Field Multiscale Balck-Oil Reservoir Simulator", SPE 173226-MS, *the SPE Reservoir Simulation Symposium*, Houston, Texas, USA.
- Liu, B.**, **Wang, X.**, **Tu, A.**, **Zhang, S.**, **Jiang, Z.**, dan **Fu, J.**, 2016, "Cluster Wells Applied in Wetland Environment in North Azadegan", SPE 178191-MS, *the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE.
- Ling, K.**, **Han, G.**, **Shen, Z.**, dan **Zhang, H.**, 2012, "Optimization of Horizontal Well Design to Maximize Recoverable Hydrocarbon", SPE 151531-MS, *the SPE International Production & Exhibition*, Doha, Qatar.
- Rukmana, D.**, **Kristanto, D.**, dan **Aji, D. C.**, 2012, "*Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*", Percetakan Pohon Cahaya, Yogyakarta.
- Usman**, 2015, "Investigation the Risk of Introducing Produced Water to Freshwater Injection System", Scientific Contributions Oil & Gas, Vol. 38(1), 25-37.
- Vittoratos, E. S.**, **Zhu, Z.**, dan **West, C. C.**, 2014, "Optimal Waterflooding Voidage Management Significantly Increases Oil Recovery with Minimal Incremental Cost", SPE 171937-MS, *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE.