



Estimasi Cadangan Minyak pada Lapangan Trad Layer X Tank 2 Reservoir Deltaic

Maria Cindy Felisia Manik ^{1✉}, Stevan Vincent Djongih¹

⁽¹⁾Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan, Indonesia

DOI: 10.31004/jutin.v9i2.56044

✉ Corresponding author:

[mariacindymanik@gmail.com]

Article Info

Abstrak

Kata kunci:
Estimasi Cadangan;
Simulasi Mbal;
Tenaga Pendorong;

Struktur MY dibor pertama kali pada akhir 1965 dan mencapai puncak produksi minyak pada April 1966 dengan Np sebesar 12.12 MMSTB yang berlangsung sampai Mei 2013. Pada saat ini upaya reaktivasi sumur-sumur tengah digencarkan guna meningkatkan produksi nasional. Namun, suatu lapangan dapat dinyatakan layak secara ekonomis untuk dilakukan peningkatan produksi apabila memiliki cadangan minyak yang mencukupi. Oleh karena itu, perhitungan cadangan menjadi langkah yang krusial dalam evaluasi suatu lapangan. Dalam penelitian ini, estimasi cadangan dilakukan menggunakan metode *Material Balance* dengan bantuan simulator MBAL. Metode ini digunakan untuk menentukan besarnya cadangan pada reservoir lapangan yang telah dikembangkan dengan memanfaatkan parameter seperti data PVT, *tank data*, data produksi, serta data historis lapangan. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa nilai perhitungan dinamik menggunakan *software* Mbal sebesar 18.22 MMSTB dengan persentase nilai perbedaan sebesar 1.6% dari hasil perhitungan OOIP statik dan *drive mechanism* yang bekerja pada *Layer X* adalah kombinasi dari *water influx* dan *fluid expansion*.

Keywords:
Reserve Estimation;
Mbal Simulation;
Drive Mechanism;

Abstract

Structure MY was first drilled in late 1965 and reached its peak oil production in April 1966, with Np of 12.12 MMSTB, which continued until May 2013. At present, efforts to reactivate mature wells are being intensified in order to increase national production. However, a field can be declared economically feasible for production enhancement if it possesses sufficient oil reserves. Therefore, reserve estimation becomes a crucial step in field evaluation. In this study, reserve estimation was carried out using the Material Balance Method with the assistance of the MBAL simulator. This method is used to determine the magnitude of reserves in developed field reservoirs by utilizing parameters such as PVT data, tank data, production data, and field historical data. The calculation results indicate that the dynamic estimate obtained using the MBAL software is 18.22 MMSTB, with a percentage difference of

1.6% from the static OOIP calculation, and the drive mechanism operating in Layer X is a combination of water influx and fluid expansion.

1. PENDAHULUAN

Struktur MY berada di Cekungan Barito, Kalimantan Selatan dengan tipe *sandstone reservoir*. Struktur MY dibor pertama kali pada akhir 1965 dan mencapai puncak produksi minyak pada April 1966 dengan (7 MBbl/day) dengan Np sebesar 12.12 MMSTB yang berlangsung sampai Mei 2013. Cakupan luas Struktur MY sekitar 3 km² dengan tipe struktur berupa antiklin. Zona produksi pada Struktur MY terdiri dari beberapa *layer* reservoir yang telah diproduksi sejak tahun 1965. Dimana *layer X* merupakan lapisan reservoir dengan jumlah cadangan minyak terbesar menjadi target pengembangan jangka panjang (*Geological Findings and Reviews*, 2014).

Cadangan hidrokarbon didefinisikan sebagai akumulasi minyak dan gas yang dapat diproduksi dalam jumlah yang komersial. Total cadangan untuk suatu lapangan mengacu pada volume yang telah diproduksi, yang sedang diproduksi dan yang disetujui dan dibenarkan untuk pengembangan di masa mendatang. Berdasarkan probabilitasnya untuk diproduksi, cadangan minyak dikategorikan dalam *proven reserve*, *probable reserve* dan *possible reserve*. Perhitungan cadangan memiliki peranan penting dalam industri perminyakan karena digunakan sebagai dasar untuk menilai kelayakan suatu lapangan. Dengan mengetahui besarnya cadangan yang terkandung di dalam reservoir, dapat ditentukan apakah lapangan tersebut layak untuk dikembangkan dan diproduksi secara ekonomis. Selain itu, perhitungan volume cadangan juga diperlukan sebagai dasar untuk melakukan evaluasi ulang terhadap lapangan yang sedang berproduksi maupun yang telah beroperasi sebelumnya. Upaya ini dilakukan untuk mengoptimalkan kinerja produksi serta memaksimalkan pemulihan minyak dan gas dari bawah permukaan (Ardiyansyah et al., 2021). Lapangan yang memiliki cadangan minyak dalam jumlah signifikan umumnya memiliki tingkat keekonomian yang lebih baik, sehingga perhitungan cadangan menjadi tahapan yang sangat penting dalam proses pengembangan lapangan.

Pengembangan suatu lapangan minyak memerlukan informasi mengenai jumlah minyak awal yang tersimpan di dalam reservoir, yang dikenal sebagai *Original Oil in Place* (OOIP). Tujuan utama perusahaan minyak dan gas adalah meningkatkan pendapatan melalui kegiatan produksi hidrokarbon. Untuk mencapai tujuan tersebut, diperlukan investasi yang signifikan, seperti akuisisi lisensi, pengeboran sumur, serta pembangunan fasilitas produksi. Penentuan alokasi investasi pada suatu lapangan dilakukan dengan mempertimbangkan estimasi perolehan akhir (*ultimate recovery*) yang dapat dicapai dari lapangan tersebut (Rasheed & Kulkarni, 2016). Estimasi cadangan minyak dilakukan secara bertahap karena nilainya dapat berubah seiring waktu. Semakin lama suatu lapangan berproduksi, semakin banyak data yang tersedia, seperti data tekanan reservoir, produksi minyak, produksi air, dan produksi gas. Ketersediaan data yang semakin lengkap akan meningkatkan tingkat akurasi dalam penentuan cadangan minyak (Said, 2018).

Perhitungan cadangan dapat dikategorikan dalam dua kategori yaitu *pre-* dan *post- production* atau (*static and dynamic*). Metode statik yaitu analogi dan perhitungan volumetrik yang digunakan sebelum proses produksi berlangsung, biasanya menggunakan data studi geologi. Sedangkan metode dinamik melibatkan teknik kerja yang diterapkan setelah produksi berlangsung dan biasanya membutuhkan data produksi dan tekanan sumur (Najeeb Abdulmajeed & Sarhan Kadhim, 2020).

Dalam melakukan pendefinisian mengenai kuantitas cadangan dalam suatu reservoir terdapat berbagai macam metode yang dilakukan, yaitu *analogi*, *Monte Carlo*, simulasi reservoir, *volumetric*, *decline curve analysis*, dan *material balance*. Namun, seiring dengan meningkatnya ketersediaan data produksi dan tekanan reservoir, metode *material balance* menjadi salah satu pendekatan yang banyak digunakan dalam estimasi cadangan minyak.

Metode *material balance* adalah pendekatan dinamis yang digunakan untuk memperkirakan jumlah hidrokarbon di tempat (HIIP) berdasarkan analisis data historis produksi dan tekanan reservoir (Ahmed et al., 2019). Metode ini didasarkan pada prinsip kesetimbangan massa fluida di dalam reservoir sehingga mampu merepresentasikan perilaku reservoir secara lebih realistis dibandingkan dengan metode statis. Dimana perhitungan dilakukan dengan membandingkan volume produksi kumulatif terhadap ekspansi volume fluida reservoir akibat penurunan tekanan (Rastiarsa et al., 2018). Metode *material balance* dimanfaatkan untuk mengestimasi cadangan hidrokarbon tanpa bergantung pada interpretasi geologi, sekaligus untuk mengidentifikasi mekanisme tenaga dorong reservoir (Esor et al., 2004; Ojo et al., 2006). Dengan demikian, pendekatan ini mendukung pengambilan keputusan yang krusial dalam perencanaan maupun pelaksanaan pengembangan reservoir.

Beberapa penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa berbagai metode yang dikembangkan untuk estimasi cadangan termasuk *material balance* dapat memberikan pendekatan terhadap ketidakpastian dan kompleksitas reservoir. (Loveday, 2011) Mengemukakan bahwa penggunaan lebih dari satu metode estimasi sangat penting untuk memahami ketidakpastian dalam perhitungan cadangan. (Putra, 2020) Menunjukkan bahwa metode menggunakan simulator MBAL memberikan hasil yang cukup mendekati nilai perkiraan OOIP. Selain itu, penelitian terbaru oleh (Mano et al., 2025) juga menunjukkan bahwa penerapan metode *material balance* dengan bantuan simulator MBAL mampu menghasilkan estimasi OOIP dengan deviasi kurang dari 5% dibandingkan metode volumetrik sebelumnya dan mampu memberi gambaran terkait mekanisme pendorong reservoir.

Mekanisme pendorong merupakan tenaga alami yang berasal dari formasi (reservoir) yang berfungsi mendorong minyak ke permukaan selama proses produksi berlangsung. Identifikasi jenis mekanisme pendorong yang berlaku pada reservoir dapat membantu dalam menganalisis kinerja dari reservoir yang bersangkutan (Wicaksono, 2010). Mekanisme pendorong yang ada pada reservoir berasal dari *hydrostatic pressure* yang berasal dari akumulasi fluida pada pori-pori batuan dan tekanan yang berasal dari beban batuan yang ada di atas reservoir atau biasa disebut *overburden pressure*. Pada saat *primary recovery*, *drive mechanism* sangat membantu proses pengangkatan *hydrocarbon* dari reservoir ke permukaan (minyak, gas dan air). *Water drive* mampu memperoleh *recovery factor* (RF) hingga 40% dari total OOIP (*Original Oil in Place*). *Drive mechanism* dapat dibedakan dalam 5 jenis, yaitu *depletion drive*, *gas cap drive*, *water drive*, *gravity drainage drive* dan *combination drive* (Adhitya & Utama, 2020). Untuk penentuan jenis tenaga dorong, harus tepat dan akurat dikarenakan jenis tenaga dorong inilah yang menentukan nilai dari *Original Oil In Place* di reservoir tersebut (Aristomo et al., 2019).

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis perbandingan antara OOIP dari perhitungan *dynamic* terhadap metode perhitungan *static* dari *source data* pada layer X struktur MY, melalui penerapan metode keseimbangan material dengan bantuan simulator MBAL kemudian membandingkan hasil estimasi yang diperoleh dengan metode volumetrik yang telah dihitung sebelumnya. Metode *material balance* memanfaatkan data produksi, data tekanan reservoir, serta data PVT yang diperoleh setelah reservoir berproduksi dalam jangka waktu tertentu, yaitu ketika sekitar 20% penurunan tekanan reservoir atau 10% dari total fluida awal telah diproduksi (Mano et al., 2025). Dengan tersedianya data produksi dan penurunan tekanan reservoir rata-rata yang memadai, simulator MBAL mampu mengestimasi jumlah hidrokarbon serta mengidentifikasi mekanisme pendorong reservoir (*drive mechanism*). Berbeda dengan metode volumetrik, metode *material balance* bersifat dinamis sehingga *recovery factor* dapat dihitung secara lebih representatif.

2. METODE

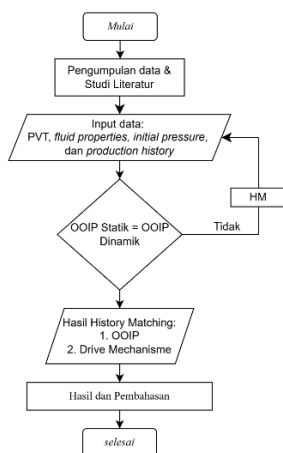
Dalam penelitian ini, estimasi cadangan dilakukan dengan menggunakan metode *material balance* bantuan simulator MBAL. Metode *material balance* diterapkan untuk menentukan besarnya cadangan hidrokarbon pada reservoir yang telah mengalami tahap pengembangan dengan memanfaatkan data produksi dan parameter fluida reservoir. Pendekatan ini memungkinkan evaluasi kuantitatif terhadap performa reservoir berdasarkan kesesuaian antara data aktual lapangan dan hasil perhitungan model.

Tahapan penelitian diawali dengan studi literatur guna memahami karakteristik reservoir, konsep dasar *material balance*, serta penerapan metode *history matching* pada reservoir minyak. Literatur yang digunakan meliputi buku teks, jurnal ilmiah, serta penelitian terdahulu yang relevan dengan topik estimasi cadangan dan evaluasi mekanisme pendorong reservoir. Selanjutnya dilakukan pengumpulan dan validasi data sekunder yang terdiri atas data PVT, *fluid properties*, tekanan awal reservoir, serta data riwayat produksi. Data tersebut kemudian diinput ke dalam simulator MBAL sebagai parameter utama dalam proses perhitungan. Pada tahap awal, dilakukan estimasi nilai OOIP statik berdasarkan data volumetrik yang tersedia. Nilai ini kemudian digunakan sebagai acuan dalam proses penyesuaian model.

Proses analisis dilanjutkan dengan melakukan *history matching*, yaitu penyesuaian parameter model hingga diperoleh keselarasan antara hasil simulasi dan data produksi aktual. Proses ini dilakukan secara iteratif sampai nilai OOIP dinamik yang dihasilkan dari simulator mendekati nilai OOIP statik. Tingkat kesesuaian ini menjadi indikator bahwa model telah merepresentasikan kondisi reservoir dengan cukup baik. Berdasarkan hasil *history matching*, diperoleh estimasi nilai *Original Oil in Place* (OOIP) serta identifikasi mekanisme tenaga pendorong reservoir (*drive mechanism*). Informasi tersebut menjadi dasar dalam evaluasi kinerja reservoir dan penentuan potensi produksi selanjutnya.

Selain melakukan estimasi *Original Oil in Place* (OOIP) dan identifikasi mekanisme pendorong reservoir, penelitian ini juga mencakup perhitungan *remaining reserve*. Estimasi *remaining reserve* dilakukan dengan

mengintegrasikan nilai *recovery factor* maksimum dan *recovery factor* terkini yang diperoleh dari hasil analisis *material balance* serta proses *history matching* menggunakan simulator MBAL serta menganalisis kurva laju alur dan kumulatif produksi terhadap waktu yang diplot menggunakan software PertaEOR. Selisih antara kedua nilai *recovery factor* tersebut merepresentasikan bagian hidrokarbon yang belum terproduksi dan masih berpotensi untuk diproduksi sesuai dengan kondisi reservoir saat ini. Dengan mengalikan selisih tersebut dengan nilai OOIP, maka besarnya cadangan yang masih dapat dipulihkan dapat ditentukan. Perhitungan ini penting untuk memberikan gambaran mengenai potensi produksi di masa mendatang serta mendukung pengambilan keputusan dalam pengelolaan reservoir dan perencanaan strategi peningkatan produksi.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

Layer X tank 2 terletak pada Struktur MY yang merupakan salah satu lapisan yang terbukti mengandung minyak dengan jenis *black oil* reservoir dan telah diproduksi. *Layer X* merupakan salah satu lapisan yang terdapat pada lapangan Trad dengan *Original Oil In Place* (OOIP) sekitar 17.93 MMSTB. Berikut *reservoir properties* untuk layer X:

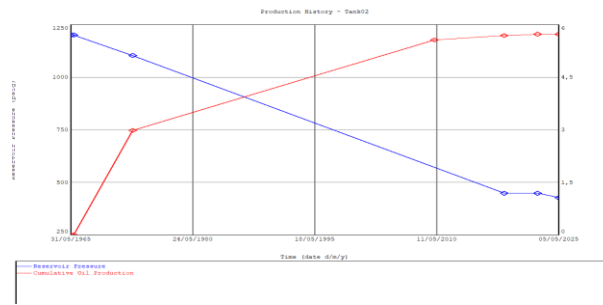
Tabel 1. PVT Data Layer X

Parameter	Nilai	Unit
Formation GOR	2121	scf/STB
Oil gravity	24.9	API
Pb	311	psig
Pi	1202	psia
Gas gravity	0.7	sp. Gravity
Boi	1.08	v/v
μ_{wi}	0.46	cp
μ_{oi}	1.2	cp
RFmax	46	%

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

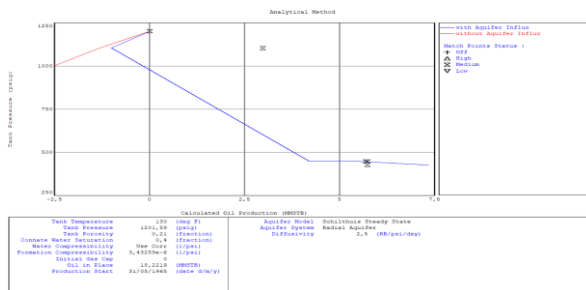
Tahap awal penelitian dilakukan dengan melakukan *input data PVT, fluid properties, initial pressure* dan *production history*. Data *production history* dianalisis untuk mengevaluasi tren tekanan dan performa produksi reservoir selama periode produksi. Berdasarkan hasil analisis, diketahui bahwa tekanan reservoir (*reservoir pressure*) menunjukkan tren penurunan yang signifikan seiring dengan berlangsungnya produksi minyak. Apabila hal ini terus dibiarkan maka akan memicu terjadinya penurunan *oil recovery*. Oleh karena itu, pada Oktober 2022 dilakukan injeksi air (*water injection*) sebagai upaya *pressure maintenance* guna mempertahankan tekanan reservoir dan meningkatkan perolehan minyak. Dapat dilihat dalam Gambar 3. hasil evaluasi pasca-injeksi menunjukkan bahwa tren penurunan tekanan reservoir menjadi lebih landai dibandingkan periode sebelumnya. Hal ini mengindikasikan bahwa injeksi air memberikan kontribusi terhadap stabilisasi tekanan reservoir. Selain itu,

produksi minyak menunjukkan adanya peningkatan meskipun bersifat *incremental* kecil, yang menandakan adanya respons positif terhadap penerapan *water injection*.



Gambar 2. Pressure vs Cumm Oil Production

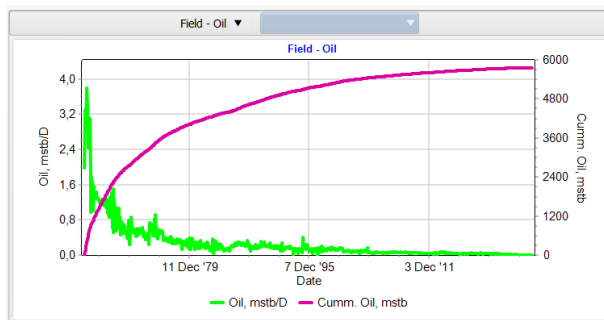
Selanjutnya dilakukan proses *history matching* untuk membandingkan tekanan hasil simulasi dengan kondisi aktual pada Lapisan X hingga diperoleh nilai yang mendekati. Tahapan ini bertujuan untuk memastikan bahwa model reservoir yang dibangun mampu merepresentasikan kondisi aktual secara akurat. Setelah diperoleh kesesuaian yang baik melalui *history matching*, dilakukan analisis menggunakan metode *Analytical Method* untuk memperkirakan besarnya cadangan hidrokarbon dalam reservoir. Metode analitis ini digunakan untuk mengevaluasi apakah model reservoir yang telah dikalibrasi mampu merepresentasikan data historis dengan baik, sehingga hasil estimasi cadangan yang diperoleh dapat digunakan sebagai dasar evaluasi kinerja reservoir dan perencanaan pengembangan selanjutnya.



Gambar 3. Analytical Method

Gambar 4. menunjukkan model analitik hasil *history matching* setelah dilakukan regresi. Analisis regresi dilakukan untuk meningkatkan kualitas kecocokan dari hasil simulasi dan data aktual. Pada grafik tersebut, garis merah merepresentasikan hasil simulasi tanpa mempertimbangkan pengaruh akuifer (*without aquifer*), sedangkan garis biru menunjukkan hasil simulasi dengan mempertimbangkan kontribusi akuifer (*with aquifer*). Titik-titik hitam pada grafik merupakan data *production history* aktual dari *layer X* yang digunakan sebagai acuan dalam proses kalibrasi model.

Dari Gambar 4. juga terlihat garis biru menunjukkan kecocokan yang lebih baik terhadap titik data historis dibandingkan dengan garis merah model tanpa *aquifer*. Hal ini mengindikasikan bahwa *layer X* dapat memproduksi dengan bantuan *aquifer*. Melalui model analitik tersebut, diperoleh juga estimasi nilai *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 18.22 MMSTB.



Gambar 4. Profil produksi dari layer X

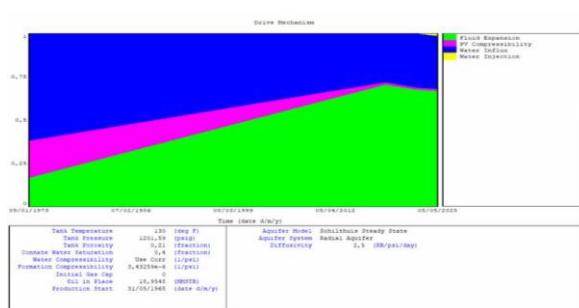
Pada gambar 5. memperlihatkan profil produksi *Layer X* yang mencakup laju produksi minyak (*oil rate*) dan kumulatif produksi minyak (*cumulative oil production*) dari awal produksi hingga tahun 2025. Berdasarkan data yang diperoleh, diketahui bahwa kumulatif produksi minyak dari tahun 1965 sampai dengan tahun 2025 adalah sebesar 5.73 MMSTB, dengan nilai *recovery factor* (RF) saat ini sebesar 32.01%. Kurva kumulatif produksi menunjukkan tren peningkatan yang signifikan pada fase awal, namun mengalami perlambatan seiring penurunan laju produksi minyak. Penurunan laju produksi ini terlihat dari grafik *oil rate* yang menunjukkan penurunan tajam pada periode awal produksi dan kemudian cenderung stabil pada nilai yang lebih rendah. Pola tersebut mengindikasikan adanya deplesi tekanan reservoir yang secara bertahap mengurangi kemampuan produksi alami reservoir. Dari data *recovery factor* maksimum dan data *current recovery factor* dapat diperoleh nilai *remaining reserve* sebagai berikut:

$$RR = (RF_{max} - RF_{current}) \times Original\ Oil\ In\ Place$$

$$RR = (46\% - 32.53\%) \times 18.22$$

$$RR = 5.65\ MMSTB$$

Dengan demikian, diperoleh estimasi *remaining reserve* *Layer X* sebesar 5.65 MMSTB.



Gambar 5. Drive Mechanism untuk Layer X

Setelah dilakukan *history matching* dari *aquifer* maka diperoleh tampilan visual mengenai *drive mechanism* yang berperan penting untuk proses *lifting oil* pada *Layer X*. Seperti ditunjukkan dalam Gambar 6. terdapat empat *driving force* yang bekerja pada *Layer X*, yaitu *PV compressibility* (warna ungu), *water injection* (warna kuning), *water influx* (warna biru), dan *fluid expansion* (warna hijau). Dari distribusi kontribusi energi yang ditampilkan, terlihat bahwa mekanisme dominan yang mengontrol produksi *Layer X* adalah kombinasi antara *water influx* dan *fluid expansion*.

Tabel 2. OOIP Dinamik vs OOIP Statik

Parameter	Layer X	
	Volumetric estimation	Mbal estimation
OOIP (MMSTB)	17,93	18,22
RF (%)	32,53	32,01
Difference	1.6%	

Tabel 2. menyajikan perbandingan hasil estimasi Original Oil in Place (OOIP) yang diperoleh melalui dua pendekatan berbeda, yaitu metode volumetrik (model statik) dan metode *material balance* (model dinamik/*Mbal simulation*). Berdasarkan hasil perhitungan, estimasi *Original Oil In Place* (OOIP) menggunakan metode volumetrik dari hasil simulasi statik model adalah sebesar 17.93 MMSTB, tidak jauh berbeda dengan hasil perhitungan *initial oil in place* (OOIP) *Mbal simulation* yaitu sebesar 18.22 MMSTB. Selisih OOIP dari perhitungan statik model dengan *Mbal simulation* adalah sebesar 1.6%. Berdasarkan persentase perbedaan yang relatif kecil antara OOIP statik dan dinamik, dapat disimpulkan bahwa hasil perhitungan menggunakan *Mbal simulation* dianggap *valid*.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, diperoleh bahwa estimasi *Original Oil In Place* (OOIP) dari perhitungan statik adalah sebesar 17.93 MMSTB, sedangkan hasil perhitungan dinamik menggunakan simulator MBAL menunjukkan nilai sebesar 18.22 MMSTB. Perbandingan kedua metode tersebut menghasilkan persentase perbedaan sebesar 1.6%. Nilai selisih yang relatif kecil ini menunjukkan bahwa model dinamik yang dibangun melalui proses *history matching* telah mampu merepresentasikan kondisi reservoir dengan baik, sehingga dapat digunakan sebagai dasar dalam evaluasi dan perencanaan pengembangan selanjutnya.

Hasil analisis lebih lanjut menunjukkan bahwa nilai *remaining reserve* pada *Layer X* adalah sebesar 5.65 MMSTB. Selain itu, identifikasi mekanisme tenaga pendorong reservoir (*drive mechanism*) menunjukkan bahwa produksi pada *Layer X* didominasi oleh kombinasi antara *water influx* dan *fluid expansion*. Pemahaman terhadap mekanisme pendorong ini menjadi faktor penting dalam menentukan strategi pengelolaan reservoir yang tepat.

Dengan mempertimbangkan besarnya *remaining reserve* serta karakteristik mekanisme pendorong yang bekerja, dapat disimpulkan bahwa *Layer X* masih memiliki potensi yang signifikan untuk dikembangkan lebih lanjut. Oleh karena itu, penerapan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dinilai memungkinkan untuk meningkatkan perolehan minyak. Salah satu metode yang dinilai kompatibel dengan kondisi reservoir adalah *waterflood*, yang diharapkan mampu memberikan dukungan tekanan tambahan serta meningkatkan efisiensi penyapuan minyak di dalam reservoir.

5. REFERENSI

- Adhitya, B., & Utama, H. (2020). Analisa mekanisme pendorong reservoir "ab" formasi cibulakan bawah cekungan jawa barat utara 1. *Jurnal Online of Physics*, 6(1), 1–5.
- Ahmed, S., Elwegaa, K., & Alhaj, H. (2019). Determination of the Oil Initial in Place , Reserves , and Production Performance of the Safsaf C Oil Reservoir. *The International Journal of Engineering and Science (IJES)*, 8(2 Series I), 86–97. <https://doi.org/10.9790/1813-0802018697>
- Ardiyansyah, M., Triany, N., Setiati, R., & Koesmawardani, W. (2021). *Volumetric calculations for estimating reserves of oil and gas energy resources Volumetric calculations for estimating reserves of oil and gas energy resources*. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/802/1/012047>
- Aristomo, B., Adi, H., Ridaliani, O., & Husla, R. (2019). MENENTUKAN FORECAST PRODUKSI SUMUR DAN MENGHITUNG ORIGINAL OIL IN PLACE DENGAN METODE STRAIGHT LINE MATERIAL BALANCE RESERVOIR MINYAK PADA LAPANGAN Y. *Jurnal Petro*, VIII(4), 158–162.
- Esor, E., Agip, N., Co, O., Dresda, S., Monico, C., Eni, E., & Division, P. (2004). Use of Material Balance to Enhance 3D Reservoir Simulation: A Case Study. *SPE* 990362.
- Geological findings and reviews*. (2014).
- Loveday, C. (2011). *COMPARATIVE ANALYSIS OF RESERVE ESTIMATION USING VOLUMETRIC METHOD AND MBAL ON NIGER DELTA OIL FIELDS BY*.
- Mano, I. N., Ristawati, A., Yulia, P. S., & Taufiq, M. (2025). ANALISIS CADANGAN MINYAK PADA LAPANGAN Z MENGGUNAKAN METODE MATERIAL BALANCE DENGAN SOFTWARE IPM-MBAL. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 14(2), 72–81.
- Najeeb Abdulmajeed, M., & Sarhan Kadhim, F. (2020). *Estimation of Original Oil in Place Using Different Methods for Mishrif Formation-Amara Oil Field Ministry of Oil-North Oil Company*. May, 1–152. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25339.18726>
- Ojo, K. P., Company, M. O., Osisanya, S. O., & Oklahoma, U. (2006). Material Balance Revisited. *SPE* 105982.
- Putra, A. A. (2020). *Evaluasi Perhitungan Cadangan Minyak Menggunakan Metode Volumetrik Dan Decline Curve Analysis Pada Reservoir Uir Sand Area Xyz Lapangan Ar. 1*.
- Rasheed, R., & Kulkarni, P. A. (2016). Reserve Estimation Using Volumetric Method. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, 03(05), 3–7.
- Rastiarsa, R. H., Ridaliani, O., & Wibowo, D. A. (2018). Perhitungan Isi Awal Minyak Ditempat Pada Reservoir Hr Menggunakan Metode Material Balance. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke-4 Tahun 2018*, 721–724.
- Said, L. (2018). MENGGUNAKAN METODE MATERIAL BALANCE DAN VOLUMETRIK PADA RESERVOIR ADZ. *Journal of Mechanical Engineering and Mechatronics*, 3(2), 87–90.
- Wicaksono, D. (2010). *IDENTIFIKASI OOIP DAN MEKANISME PENDORONG RESERVOIR*.