

ANALISA MEKANISME PENDORONG RESERVOIR “AB” FORMASI CIBULAKAN BAWAH CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

Bagus Adhitya^{1*}, Hari Wiki Utama¹

¹ Teknik Geologi, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi, Jl. Lintas Sumatra Jl. Jambi - Muara Bulian No.Km. 15, Mendalo Darat, Kec. Jambi Luar Kota, Kabupaten Muaro Jambi, Jambi 36122, Indonesia

*e-mail: bagusadhitya@unja.ac.id

ABSTRAK

Mekanisme pendorong reservoir berperan untuk memproduksi minyak dari reservoir masuk ke lubang bor dan naik ke permukaan tanpa bantuan pompa. Namun energi pendorong ini tidak akan bertahan sampai akhir produksi, karena seiring dengan proses produksi fluida reservoir ke permukaan, akan terjadi pengurangan tekanan sehingga tenaga pendorong alami hanya akan bertahan pada saat tahap primary recovery atau pada saat well flowing pressure lebih besar dari static pressure. Mengetahui jenis mekanisme pendorong akan membantu dalam mengetahui berapa lama tahap primary recovery ini berlangsung dan juga akan membantu dalam proses simulasi reservoir agar model dinamis yang dibuat akan merepresentasikan reservoir yang sebenarnya. Untuk mengidentifikasi jenis mekanisme pendorong yang bekerja pada suatu reservoir dapat dilakukan dengan metode kualitatif dan metode kuantitatif. Pada metode kualitatif dengan menganalisa tren produksi minyak, air, gas, water cut, GOR, dan tekanan reservoir. Dari tren yang terbentuk akan diketahui bagaimana karakteristik reservoir berdasarkan mekanisme pendorong yang bekerja. Pada metode kuantitatif dilakukan analisa Drive Index untuk menentukan mekanisme pendorong yang bekerja pada suatu reservoir. Dari hasil analisa diketahui mekanisme pendorong yang bekerja pada reservoir AB adalah combination drive (depletion drive dan weak water drive). Reservoir AB berada pada Cekungan Jawa Barat Utara, Anggota Formasi Cibulakan Bawah. Berdasarkan ciri korelasi litologi dengan Cekungan Sumatera Selatan Anggota Formasi Cibulakan Bawah terdiri dari setara Formasi Talangakar dan Setara Formasi Baturaja, dan untuk reservoir AB ini termasuk ke dalam setara Formasi Talangakar. Formasi Talangakar ini adalah formasi yang sangat penting di Cekungan Jawa Barat Utara karena berperan sebagai source rock, reservoir rock, dan cap rock.

Kata Kunci: *Mekanisme Pendorong; Formasi Talangakar; Cekungan Jawa Barat Utara*

ABSTRACT

[Title: Drive Mechanism Analysis Reservoir AB Cibulakan Bawah Formation North West Java Basin] *The drive mechanism reservoir plays a role in producing oil from the reservoir into the borehole and rising to the surface without the aid of a pump. However, this driving energy will not last until the end of production, because along with the production process, there will be a reduction in pressure so that the natural driving force will only last during the primary recovery stage or when the P_{wf} is higher than P_s . By knowing the type of driving mechanism will help in knowing how long this primary recovery stage will occurred and it will help the dynamic model that is created will represent the real reservoir. Qualitative and quantitative methods can be used to identify the type of drive mechanism that act on a reservoir. Qualitative methods used by analyzing the production trends of oil, water, gas, water cut, GOR, and reservoir pressure. It will be known how the reservoir characteristics based on the driving mechanism from the trend formed. In quantitative method, Drive Index analysis is carried out to determine the drive mechanism that acts on a reservoir. From the results of qualitative and quantitative analysis, it is known that the driving mechanism that works on reservoir AB is combination drive (depletion drive and weak water drive). Reservoir AB is located in North West Java Basin, member of the Lower Cibulakan Formation, based on the characteristics of the lithological correlation with the South Sumatra Basin. Reservoir AB is included in the equivalent of the Talangakar Formation. The Talangakar Formation is very important formation in the North West Java Basin because it acts as source rock, reservoir rock, and cap rock.*

Keywords: *Drive Mechanism; Talangakar Formation; North West Java Basin*

PENDAHULUAN

Cekungan Jawa Barat Utara adalah salah satu cekungan produktif minyak di Indonesia yang berada di Barat Daya Pulau Jawa. Secara Fisiografis Cekungan Jawa Barat Utara terletak di antara Paparan Sunda di bagian Utara, jalur perlipatan Bogor di bagian Selatan, daerah pengangkatan Karimunjawa di bagian Timur, dan paparan Pulau Seribu di bagian Barat dengan luas area lebih kurang 40.000 Km² dan sekitar 62,5% luas area berada di daerah lepas pantai (Van Bemmelen, 1949).

Setiap reservoir memiliki karakter yang berbeda-beda, karakter ini akan mempengaruhi perilaku atau *performance* dari suatu reservoir saat fluida reservoir diproduksi ke permukaan. Karakter dari suatu reservoir dipengaruhi oleh sifat fisik batuan, sifat fisik fluida, kondisi reservoir (tekanan dan temperatur), geometri, kedalaman, dan jenis perangkap reservoir, serta yang akan dibahas pada studi ini adalah mekanisme pendorong dari suatu reservoir.

Mekanisme pendorong adalah tenaga alami yang berasal dari formasi reservoir, yang berguna untuk mendorong minyak selama proses produksi ke permukaan (Rukmana dkk., 2011). Mekanisme pendorong yang ada di reservoir berasal dari tekanan hidrostatik fluida yang ada di pori-pori batuan reservoir dan juga karena adanya tekanan yang berasal dari beban batuan yang ada di atas reservoir atau biasa dikenal dengan tekanan *overburden*. Mekanisme pendorong reservoir sangat berguna untuk memproduksi hidrokarbon pada saat *primary recovery*, karena akan mengangkat fluida reservoir (minyak, gas, dan air) dari bawah permukaan ke permukaan secara alami tanpa bantuan pompa. Jenis mekanisme pendorong yang bekerja di suatu reservoir sangat mempengaruhi faktor perolehan produksi, di mana yang paling besar faktor perolehan atau *recovery factor* (RF) minyaknya adalah mekanisme pendorong air atau *water drive*. Mekanisme pendorong air mampu memperoleh RF mencapai 40% dari total OOIP (*Original Oil in Place*). Walaupun tidak ada reservoir yang memiliki karakter yang sama secara identik, tenaga pendorong ini dapat dikelompokkan menjadi 5 jenis, *depletion drive*, *gas cap drive*, *water drive*, *gravity drainage drive*, dan *combination drive* (Ahmed, 2001).

Selama proses produksi ada berbagai macam metode *recovery* minyak yang dilakukan kepada sumur produksi (Khormali, 2015). Metode *recovery* minyak tersebut bisa berupa pemasangan pompa produksi, injeksi air sebagai *pressure maintenance*, *water disposal*, dan *waterflooding*, hal ini akan mempengaruhi kondisi tekanan dan produksi yang ada di reservoir, sehingga akan mempengaruhi dalam menganalisa tenaga

pendorong yang bekerja. Dengan mengetahui jenis mekanisme pendorong yang dominan bekerja di suatu reservoir maka akan memberikan masukan untuk metode produksi yang paling cocok digunakan pada *secondary* dan *tertiary recovery*, karena mekanisme pendorong sangat mempengaruhi besarnya cadangan minyak tersisa yang ada di reservoir.

Geologi Regional

Tektonik. Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk dari hasil subduksi antara Lempeng Indo-Australia yang menunjam di bawah Lempeng Sunda. Berdasarkan arah kelurusan pola Struktur yang berkembang di Jawa Barat secara regional terbagi menjadi tiga pola; Pola Meratus yang berarah Barat Daya – Timur Laut, Pola Sunda berarah Utara – Selatan, dan Pola Jawa yang berarah Barat – Timur (Martodjojo, 1984).

Fase tektonik yang terjadi berupa (Adhitya, 2017):

1. Fase Tektonik pertama *Pre-Rift* dan *Syn-Rift* (Kapur Awal – Eosen Awal). Terjadinya metamorfisme secara regional disebabkan oleh subduksi pada Lempeng Sunda oleh Lempeng Indo-Australia sehingga menyebabkan deformasi, pengangkatan, erosi, dan magmatisme pada bagian Sub-Cekungan Arjuna pada kurun Paleosen. Proses subduksi ini juga menghasilkan sesar mendatar yang membentuk *pull apart basin*, pada fase pertama ini terendapkan endapan danau (*lacustrine*) dan vulkanik yang membentuk Formasi Jatibarang selama proses *Syn Rift Depositional*.
2. Fase Tektonik Kedua *Post-Rift* (Neogen Awal: Oligosen - Miosen). Pada fase kedua ini di Selatan Jawa terbentuk jalur penunjaman baru sehingga menghasilkan endapan gunung api bawah laut.
3. Fase Tektonik Akhir Inversi (Pliosen-Pleistosen). Pada fase ketiga ini terjadi proses inversi pengaktifan sesar-sesar tua, sehingga terbentuk sesar naik pada bagian selatan cekungan Jawa Barat Utara, disebabkan tumbukan antara Barat Laut Australia dengan Palung Sunda.

Stratigrafi. Urutan stratigrafi dari umur yang paling tua ke paling muda meliputi; batuan dasar, Formasi Jatibarang, Anggota Formasi Cibulakan bawah (Setara Formasi Talangakar dan setara Formasi Baturaja), Anggota Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, Formasi Cisubuh, dan Alluvial. Formasi Cibulakan saat adalah Formasi utama yang ada di Cekungan Jawa Barat Utara. Formasi ini terbentuk karena proses transgresi dan regresi muka air laut yang terjadi secara simultan di zona paralik – laut dangkal pada *basement highs*. Sedangkan pada

basement deeps Formasi ini terbentuk pada zona neritik luar – batial (Arpandi, 1975).

Petroleum System. Formasi Cibulakan Bawah (setara Formasi Talangakar Bawah) diperkirakan sebagai *source rock* atau batuan induk yang telah terbukti telah mengalirkan minyak dan gas. Proses migrasi minyak dari batuan induk menuju reservoir-reservoir yang ada di Formasi Cibulakan dan Parigi berasal dari sesar normal yang menembus dari batuan dasar sampai ke Formasi Parigi. Formasi yang berperan sebagai reservoir yang baik pada lapangan X adalah Formasi Cibulakan dan Formasi Parigi di mana secara umum terdiri dari batugamping. Formasi Cibulakan dan Formasi Parigi memiliki porositas yang baik dengan jenis porositas berupa interkristalin sampai *vuggy*.

Reservoir AB berada pada Formasi Cibulakan Bawah (setara Formasi Talangakar Bawah). Perangkat pada reservoir AB adalah kombinasi dari perangkat struktur dan perangkat stratigrafi. Hal ini dibuktikan dengan adanya batugamping Formasi Parigi dan perubahan fasies pada Formasi Cibulakan Atas. Formasi yang berperan sebagai batuan penutup atau *cap rock* adalah batuan serpih dan batulempung yang berasal dari Formasi Cisubuh.

Dasar Teori Mekanisme Pendorong Reservoir

Tenaga pendorong reservoir yang berguna untuk mengangkat fluida reservoir ke permukaan berasal dari tekanan formasi yang ada di reservoir. Proses pengangkatan ini terjadi secara alami pada saat *primary recovery* dan berlangsung selama P_{wf} (*well flowing pressure*) lebih besar dari P_s (*static pressure*) (Rukmana dkk., 2012).

Tenaga pendorong alami ini berasal dari tekanan pori atau tekanan hidrostatik, yaitu tekanan yang berasal dari fluida reservoir yang ada di pori-pori batuan. Tenaga pendorong ini meliputi *gravity drainage drive* tenaga pendorong yang berasal dari gaya gravitasi minyak dan gas terhadap air. *Depletion drive* tenaga pendorong yang berasal dari gas yang terlarut dalam minyak, sehingga saat terjadi proses produksi gas akan mengembang dan mendorong minyak ke permukaan. *Gas cap drive* tenaga pendorong yang berasal pengembangan gas yang ada di top reservoir. *Water drive* tenaga pendorong yang berasal dari air yang ada di aquifer. *Combination drive* tenaga pendorong yang berasal dari gabungan beberapa mekanisme pendorong.

Penentuan mekanisme pendorong suatu reservoir dapat dilakukan secara kualitatif, yaitu dengan melihat tren penurunan tekanan, laju produksi minyak, *water cut*, dan Gas Oil Ratio (GOR). Selain itu mekanisme pendorong ini dapat juga ditentukan secara kuantitatif dengan

menggunakan metode *Drive Index*. Pengetahuan mengenai parameter PVT diperlukan untuk mengetahui sifat fisik fluida hidrokarbon yang mengalir, karena sangat mempengaruhi hasil analisa pada perhitungan *Drive Index* (Gumrah, 2012).

Pada Penentuan mekanisme pendorong dengan menggunakan metode *Drive Index* menggunakan persamaan dibawah ini (Ahmed, 2001).

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1. \quad (1)$$

Di mana:

$$\begin{aligned} DDI &= \text{Depletion Drive Index} \\ SDI &= \text{Segregation (Gas Cap) Drive Index} \\ WDI &= \text{Water Drive Index} \\ EDI &= \text{Expansion (rock and liquid)} \end{aligned}$$

Untuk menentukan nilai DDI, SDI, WDI menggunakan persamaan berikut:

$$DDI = \frac{N (B_t - B_{ti})}{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]} \quad (2)$$

$$SDI = \frac{\left[\frac{N m B_{ti} (B_g - B_{gi})}{B_{gi}} \right]}{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]} \quad (3)$$

$$WDI = \frac{(W_e W_p B_w)}{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]} \quad (4)$$

Di mana:

$$\begin{aligned} N &= \text{Original Oil In Place, STB} \\ N_p &= \text{Kumulatif Produksi, STB} \\ R_p &= \text{Kumulatif Produksi GOR,} \\ &\quad \text{scf/STB} \\ R_{si} &= \text{Kelarutan Gas Initial, scf/STB} \\ m &= \text{Perbandingan Volume Gas Cap} \\ &\quad \text{terhadap Volume Oil, scf/bbl} \\ B_t &= \text{Faktor Volume Formasi Total,} \\ &\quad \text{bbl/scf} \\ B_{ti} &= \text{Faktor Volume Formasi Total} \\ &\quad \text{pada kondisi initial, bbl/scf} \\ B_g &= \text{Faktor Volume Formasi Gas,} \\ &\quad \text{bbl/scf} \\ B_{gi} &= \text{Faktor Volume Formasi Gas} \\ &\quad \text{pada kondisi initial, bbl/scf} \\ W_e &= \text{Kumulatif Water Influx, bbl} \\ W_p &= \text{Kumulatif Water Produksi, bbl} \\ B_w &= \text{Faktor Volume Formasi Air, bbl} \end{aligned}$$

Kontribusi mekanisme pendorong ekspansi batuan dan fluida sangat kecil terhadap proses produksi minyak dari reservoir ke permukaan

sehingga pengaruhnya terhadap proses produksi minyak ke permukaan bisa diabaikan.

METODE

Secara umum metode yang dilakukan pada penelitian ini berupa studi pustaka, perumusan masalah, pengumpulan dan pengolahan data, analisa, dan pembuatan laporan. Dengan perencanaan yang baik dan sistematis proses penelitian akan selesai dengan maksimal dan hasil yang diharapkan juga akan tercapai dengan baik.

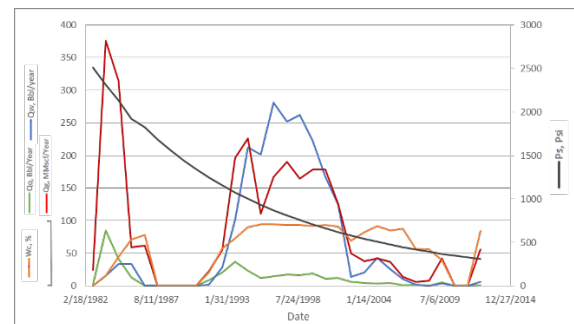
Studi pustaka dilakukan pada awal tahap awal untuk menunjang penelitian mengenai kondisi geologi regional dan geologi lapangan berupa tektonik, struktur, dan stratigrafi. Perumusan masalah bertujuan untuk memperjelas arah dan tujuan penelitian serta batasan atau ruang lingkup penelitian. Data-data yang dikumpulkan pada studi ini berupa data PVT (*pressure, volume, dan temperature*), data produksi, dan data tekanan. Dan untuk proses pengolahan data dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif menggunakan *Microsoft excel* dengan menggunakan metode *Drive Index Analysis*. Proses analisa dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif bertujuan untuk mendapatkan hasil yang akurat, dengan cara melakukan *cross check* antara kedua metode tersebut, harapannya antara analisa kualitatif dan kuantitatif memiliki hasil yang selaras.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk menentukan jenis mekanisme pendorong pada reservoir AB, dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif. Untuk analisa secara kualitatif dilakukan dengan *plotting* data produksi, *water cut*, dan tekanan. Berdasarkan produksi minyak dan gas terlihat tren dari produksi minyak dan gas hampir mirip, terlihat saat produksi minyak meningkat produksi gas juga ikut naik, hal ini berarti ada peran gas dalam proses produksi minyak ke permukaan. Sedangkan berdasarkan dari produksi air dan *water cut* (perbandingan produksi air terhadap produksi liquid) sejak tahun 1992 terjadi peningkatan produksi air yang tinggi namun menurun secara drastis pada tahun 2002. Dari tren *water cut* (wc) yang terbentuk, pada awal produksi mekanisme pendorong yang lebih dominan adalah gas yang terlarut dalam minyak, kemudian pada tahun 1984 mekanisme pendorong air mulai dominan hal ini terlihat dari wc yang melebihi 50% dan puncaknya ada pada tahun 1996 dengan wc sebesar 94,8%.

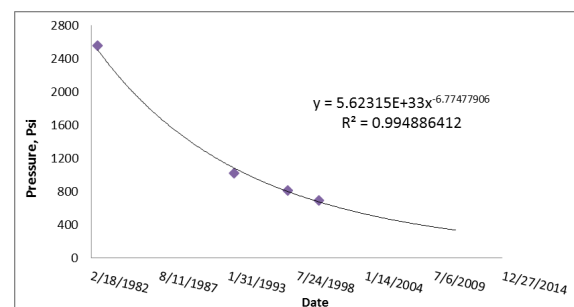
Dari analisa kualitatif ini diketahui ada dua mekanisme pendorong yang berperan penting pada proses produksi pada reservoir AB, yang pertama *depletion drive*, karena *initial pressure* lebih besar dari

bubble point pressure ($P_i > P_b$; P_i : 2508,47 psi, P_b : 1920 psi), sehingga gas yang ada di reservoir akan terlarut di dalam minyak. Yang kedua mekanisme pendorong yang berperan pada proses produksi pada reservoir AB adalah *water drive*, hal ini terlihat dengan stabilnya wc di atas 90% dari tahun 1995 sampai tahun 2001. Namun dengan *recovery faktor* (RF) yang kecil sebesar 15,2%, dan penurunan tekanan yang besar namun relatif landai, dapat dijustifikasi kalau tenaga pendorong reservoir AB adalah *combination drive* antara *depletion drive* dan *weak water drive*.



Gambar 1. Tren produksi, *water cut*, dan Tren Tekanan Reservoir AB vs Waktu.

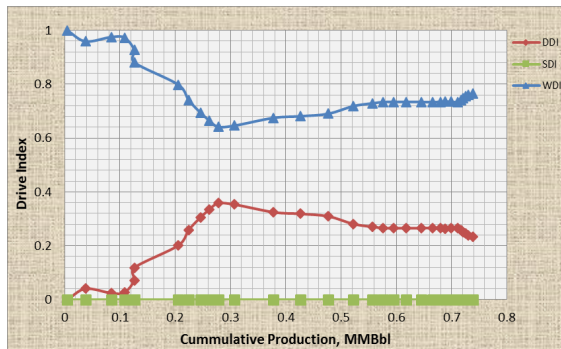
Secara kuantitatif analisa dilakukan dengan metode *Drive Index*. Analisa *Drive Index* diawali dengan analisa data tekanan, kemudian dari data tekanan yang telah didatumkan kemudian ditambahkan *trendline* untuk membuat data tekanan pertahun. Hal ini dilakukan karena minimnya data tekanan yang tersedia di reservoir AB (Gambar 2).



Gambar 2. Tren Tekanan Reservoir AB.

Dari data tekanan yang sudah di-generate pertahun, kemudian dimasukkan data kumulatif produksi minyak, air, dan gas serta data PVT (data fluida). Sehingga dapat ditentukan nilai GOR (*gas oil ratio*), kelarutan gas (R_s), kompresibilitas minyak (C_o), faktor volume formasi minyak (B_o), faktor volume formasi gas (B_g), dan faktor volume formasi total (B_t). Setelah parameter fluida ditentukan langkah terakhir menentukan nilai DDI (*Depletion Drive Index*), SDI (*Segregation Drive Index*), dan WDI

(*Water Drive Index*) menggunakan persamaan (2), (3), dan (4). Tren DDI, SDI dan WDI dapat dilihat pada (Gambar 3).



Gambar 3. Tren DDI, SDI, dan WDI pada Analisa Drive Index .

Berdasarkan tren DDI, SDI, dan WDI yang terbentuk (Gambar 3), dapat diketahui ada dua mekanisme pendorong yang berkerja pada reservoir AB, di mana yang paling dominan adalah WDI (*Water Drive Index*) dan DDI (*Depletion Drive Index*), hal ini terbukti dari analisa kualitatif di mana *water cut* cenderung tinggi di awal dan akhir produksi yang menunjukkan ciri tenaga pendorong air, serta produksi gas yang besar di awal dan menurun secara drastis pada akhir produksi yang merupakan ciri tenaga pendorong gas terlarut dalam minyak.

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari analisa kualitatif dan kuantitatif diketahui mekanisme pendorong yang bekerja pada reservoir AB adalah tenaga pendorong yang berasal dari gas yang terlarut dalam gas atau *depletion drive index* dan tenaga pendorong yang berasal dari air yang ada di aquifer atau *water drive index*. Sehingga dapat disimpulkan mekanisme pendorong pada reservoir AB adalah *combination drive*. Namun dengan *Original Oil in Place* (OOIP) sebesar 2.410,1 MSTB, dan kumulatif produksi 367,3 MSTB, maka RF reservoir AB adalah 15,2%, hal ini menunjukkan kalau tenaga pendorong air berupa *weak water drive* atau pendorong air yang lemah, karena tenaga pendorong air yang baik bisa memproduksi minyak mencapai RF lebih besar dari 40% dari total OOIP.

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan dapat diberikan saran bahwa lapangan ini masih sangat layak dikembangkan kemetode produksi tahap *secondary recovery* berupa injeksi air, karena mekanisme pendorong pada reservoir AB ini berupa *weak water drive*. Namun tetap perlu dilakukan *screening criteria* untuk mengetahui metode EOR yang paling cocok untuk diterapkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adhitya, B. 2017. Penentuan Pola Injeksi Optimum Untuk Proses Waterflooding Dengan Mengintegrasikan Model Statik Dan Model Dinamis Lapangan “Bm” Cekungan Jawa Barat Utara. Thesis. Fakultas Teknik Mineral. Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta.
- Arpandi, D., Patmosukismo, S. 1975. The Cibulakan Formation as One of the Most Prospective Stratigraphic Units in the North-West Java Basinal Area. *Applied Subsurface Geological Mapping (AAPG)*, 4(1), 181-210.
- Ahmed, T. 2001. *Reservoir Engineering Handbook* (Second ed.). London: Gulf Professional Publishing.
- Craft and Hawkins. 1990. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. USA: Prentice Hall Inc.
- Gumrah, F., Aliyev, A., Guliyeva C., Ozavci, O. 2012. Determining reservoir characteristics and drive mechanisms for an oil reservoir. *SOCAR Proceedings 2012(4)*:6-19.
- Khormali, A., Petrakov, D. G., and Yilqei, Noorallah. 2015. Simulation of Oil Reservoirs Driving Indices and Recovery Mechanisms. *Journal of Chemical and Petroleum Engineering (JChPE)*, 49(1), 13-20.
- Martodjojo. 1984. *Evolusi Cekungan Bogor*. Bandung: ITB. Tidak dipublikasikan.
- Rukmana, D., Kristanto, D., dan Dedi, V. 2012. *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Yayasan Gerbang Timur.
- Van Bemmelen, R. W. 1949. *The Geology of Indonesia*. Government Printing Office.