

Evaluasi Kinerja Lapangan SNP Dengan Injeksi Air Menggunakan Metode Material Balance

Denilson Tilman Da Silva Barreto¹, Teodoro Marcos Mota¹

¹Teknik Perminyakan, Studi Perminyakan, Dili Institute of Technology, Dili, Timor-Leste

* Korespondensi: denilsontilman5@gmail.com

Abstract

The SNP field is located offshore on the western side of Borneo Island, Malaysia. The SNP field is estimated to be approximately 11 km in length and 2 km in width. It lies within a productive basin zone. Zone A and Zone B produce commingled (mixed) output from well 3 and receive commingled injection from injection well 4. In the petroleum industry, one of the methods used to enhance reservoir production is water injection to maintain pressure. Initially, the SNP field was produced naturally, and then water injection was applied to maintain pressure. The performance of the water injection has been proven to enhance oil production in the SNP field. This study aims to evaluate the performance of wells in the SNP field and to determine the optimal scenario for assessing the impact of water injection on reservoir pressure and cumulative oil production. This research was conducted in the petroleum software laboratory and the library of Dili Institute of Technology (DIT), Dili, over approximately one month, from January 11, 2022, to March 7, 2022. The types and sources of data used in this study include both quantitative and secondary data, with data collection techniques comprising documentation and a literature review. The SNP field holds oil potential, with its main formation being sandstone. Oil production in this field began in February 2014, with an initial production rate of 45,628 BBL and an initial cumulative production of 44,240 STB. Reserves based on the volumetric method show an OOIP (Original Oil in Place) value of 234,674 STB, while the material balance method gives a value of 156,817 STB. The production drive mechanism is indicated by a Water Drive Index (WDI) of 0.85 and a Gas Drive Index (GDI) of 0.68, with a recovery factor of 30%. Using the Enhanced Oil Recovery (EOR) method in the form of water injection with an injection volume of 956.12 m³, the production rate increased by 42.14% and cumulative production increased by 36.57%. Additionally, the injection volume of 956.12 m³ also succeeded in increasing the reservoir pressure by 11.66%.

Keywords: Water injection, increased production rate, and reserve potential estimation

Abstrak

Lapangan SNP terletak di lepas pantai barat Pulau Borneo, Malaysia. Lapangan SNP diperkirakan memiliki panjang sekitar 11 km dan lebar 2 km. Lapangan SNP berada di zona cekungan yang produktif. Zona A dan Zona B melakukan produksi secara commingle (campuran) dari sumur 3 serta injeksi secara commingle dari sumur injeksi 4. Dalam industri perminyakan, salah satu metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi reservoir adalah injeksi air guna mempertahankan tekanan. Di mana lapangan SNP melakukan produksi secara natural terlebih dahulu, kemudian dilanjutkan dengan injeksi air untuk mempertahankan tekanan, dan kinerja injeksi air tersebut terbukti dapat meningkatkan produksi minyak di lapangan SNP. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengevaluasi kinerja sumur di lapangan SNP serta menentukan skenario terbaik untuk mengevaluasi efek injeksi air terhadap tekanan reservoir dan akumulasi minyak yang diproduksi. Penelitian ini dilakukan di laboratorium perangkat lunak perminyakan dan perpustakaan di Dili Institute of Technology (DIT), Dili, selama kurang lebih satu bulan,

dimulai pada tanggal 11 Januari 2022 hingga 7 Maret 2022. Jenis dan sumber data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data kuantitatif dan data sekunder, dengan teknik pengumpulan data berupa dokumentasi dan studi literatur. Lapangan SNP memiliki potensi minyak dan formasi utamanya adalah batupasir (sandstone). Produksi minyak di lapangan ini dimulai pada Februari 2014, dengan laju produksi awal sebesar 45.628 BBL dan akumulasi produksi awal sebesar 44.240 STB. Cadangan berdasarkan metode volumetrik memiliki nilai OOIP sebesar 234.674 STB dan berdasarkan metode material balance sebesar 156.817 STB. Mekanisme pendorong produksi berasal dari Water Drive Index (WDI) sebesar 0,85 dan Gas Drive Index (GDI) sebesar 0,68 dengan faktor perolehan (Recovery Factor) sebesar 30%. Dengan metode EOR (Enhanced Oil Recovery) berupa injeksi air dengan volume injeksi sebesar 956,12 m³, berhasil meningkatkan laju produksi sebesar 42,14% dan produksi kumulatif sebesar 36,57%. Selain itu, volume injeksi sebesar 956,12 m³ juga berhasil meningkatkan tekanan reservoir sebesar 11,66%.k.

Kata kunci: Stuck Pipe, differential pressure, Lost Circulation, Lost Circulation Material

1. Pendahuluan

Lapangan SNP terletak di lepas pantai barat Pulau Borneo, Malaysia. Berdasarkan estimasi, lapangan SNP memiliki panjang sekitar 11 km dan lebar 2 km. Lapangan SNP berada di zona cekungan yang produktif. Zona A dan Zona B melakukan produksi secara commingle (campuran) dari sumur 3 dan injeksi juga dilakukan secara commingle dari sumur injeksi 4. Sumur produksi 3 terdiri dari sumur X4, X6, dan Y2, sedangkan sumur injeksi terdiri dari sumur W1, W2, W3, dan W4. Zona A dan Zona B mulai berproduksi pada tanggal 22 Februari 2014 hingga 28 Februari 2016, dan proses injeksi dimulai pada bulan Juli 2014. Hingga tanggal 28 Februari 2016, kondisi di lokasi tersebut hanya menyisakan sumur W3 yang masih aktif, sementara sumur injeksi lainnya sudah dalam kondisi shut-in atau tidak beroperasi. Untuk mendapatkan pemahaman teoritis tentang ide injeksi air, mekanisme pemulihan minyak, dan dasar-dasar pendekatan penyeimbangan material, tinjauan literatur dilakukan. Jurnal ilmiah, publikasi tentang teknik permisyakan, laporan teknis, dan karya ilmiah terkait lainnya termasuk di antara literatur yang dievaluasi, ini termasuk referensi utama untuk studi kasus lapangan SNP. Untuk mengatur data, membuat grafik, dan menghitung parameter teknis berdasarkan persamaan material balance, perhitungan material balance dilakukan secara manual dengan bantuan perangkat lunak Microsoft Excel. Dalam industri permisyakan, salah satu metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi reservoir adalah injeksi air untuk mempertahankan tekanan. Di lapangan SNP, dilakukan produksi secara alami terlebih dahulu, kemudian dilanjutkan dengan injeksi air guna mempertahankan tekanan, dan kinerja injeksi air tersebut terbukti mampu meningkatkan produksi minyak di lapangan SNP. Setelah produksi di lapangan SNP menurun, injeksi air tetap dilanjutkan. Oleh karena itu, diperlukan studi untuk mengevaluasi kinerja injeksi air di lapangan SNP, di mana dalam penelitian ini digunakan metode material balance. Metode material balance dapat digunakan untuk memperkirakan tekanan dan produksi kumulatif di masa mendatang. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengevaluasi kinerja sumur di lapangan SNP serta menentukan skenario terbaik untuk mengevaluasi efek injeksi air terhadap tekanan reservoir dan produksi kumulatif minyak.

2. Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kualitatif deskriptif dengan metode studi literatur dan bantuan perangkat lunak spreadsheet (Microsoft Excel) untuk melakukan perhitungan material balance. Tujuan utama dari metode ini adalah mengevaluasi kinerja injeksi air di lapangan SNP berdasarkan data sekunder dan estimasi perhitungan teknis.

A. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan untuk memperoleh pemahaman teoritis mengenai konsep injeksi air, mekanisme perolehan minyak (recovery mechanism), serta prinsip dasar metode material balance. Literatur yang dikaji meliputi jurnal ilmiah, buku-buku teknik permisyakan, laporan teknis, dan dokumen akademik relevan, termasuk referensi utama yang menjadi acuan utama studi kasus lapangan SNP.

B. Sumber Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang mencakup:

- Data produksi awal dan kumulatif lapangan SNP,
- Tekanan reservoir historis,
- Volume injeksi air,
- Estimasi cadangan (OOIP) menggunakan metode volumetrik dan material balance,
- Indeks mekanisme pendorong seperti Water Drive Index (WDI) dan Gas Drive Index (GDI).

C.Teknik Analisis

Analisis dilakukan menggunakan metode material balance untuk:

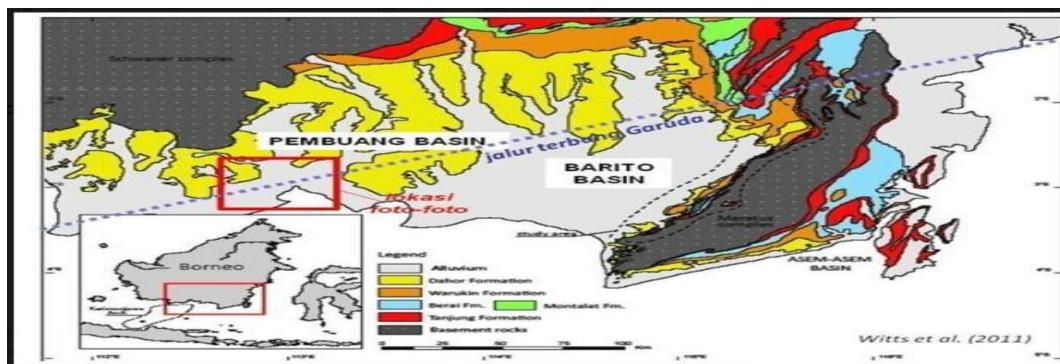
- Memperkirakan tekanan reservoir di masa mendatang,
- Mengevaluasi efektivitas injeksi air terhadap laju produksi dan tekanan,
- Menentukan kontribusi injeksi air terhadap peningkatan produksi kumulatif minyak.

Perhitungan material balance dilakukan secara manual dan dibantu dengan software Microsoft Excel untuk menyusun data, membuat grafik, serta menghitung parameter-parameter teknis berdasarkan persamaan material balance.

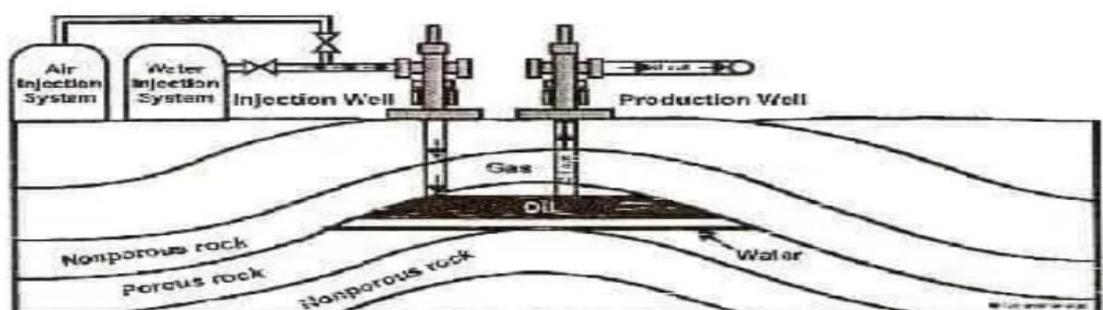
2. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Profil Lapangan SNP

Lapangan SNP terletak di lepas pantai barat Pulau Borneo, Malaysia. Berdasarkan estimasi, Lapangan SNP memiliki panjang sekitar 11 km dan lebar 2 km. Lapangan SNP berada pada zona migas yang prospektif. Zona A dan Zona B melakukan produksi secara **commingle** melalui sumur produksi 3 serta injeksi secara **commingle** melalui sumur injeksi 4. Sumur produksi 3 mencakup sumur X4, X6, dan Y2, sedangkan sumur injeksi mencakup sumur W1, W2, W3, dan W4. Tujuan dari penentuan cadangan minyak di lapangan SNP adalah untuk menghitung nilai cadangan minyak yang dapat direcover (dipulihkan) serta memperkirakan laju produksinya. Produksi, produksi kumulatif, dan produksi dari reservoir setelah dilakukan injeksi air dengan laju 956,12 m³ mampu meningkatkan laju produksi sebesar 42,14% dan juga meningkatkan produksi kumulatif sebesar 36,57%. Selain itu, injeksi ini juga meningkatkan tekanan reservoir sebesar 11,66% yang turut membantu peningkatan produksi kumulatif.



Gambar 1. Lapangan SNP



Gambar 2. Skema Injeksi Air di Lapangan SNP

Tabel 1. Tahapan dan Proses Injeksi Air

No	Deskripsi	Waktu Pelaksanaan	Volume Injeksi	Hari
1	Evaluasi	28 Mei 2014		30
2	Perencanaan	28 Juni 2014		22
3	Awal Tahap Pelaksanaan Kegiatan	22 Juli 2014	-	-
4	Injeksi Air	22 Juli 2014	956.12 m ³	880

3.2 Data yang Diperlukan

Data yang digunakan oleh penulis untuk melakukan perhitungan cadangan minyak di lapangan adalah Original Oil in Place (OOIP), laju produksi, produksi kumulatif, dan karakteristik batuan dari reservoir. Data-data tersebut ditampilkan pada Tabel 1. Data awal mengenai karakteristik batuan reservoir dan kondisi reservoir yang ditunjukkan dalam Tabel 1 berfungsi sebagai parameter yang akan digunakan untuk menghitung *Original Oil in Place* (OOIP) menggunakan metode volumetrik. Data yang digunakan dalam perhitungan OOIP meliputi faktor volume formasi sebesar 4,3 Bbl/stb dan porositas sebesar 40% (fraksi). Setelah nilai OOIP ditentukan, selanjutnya dilakukan estimasi awal terhadap produksi dan potensi cadangan yang dapat diambil, dengan menggunakan data seperti permeabilitas sebesar 219 Md, tekanan reservoir 356 psi, tekanan alir sumur (pwf) 207 psi, viskositas minyak 0,9 Cp, kedalaman zona produktif 10.000 ft, radius sumur 0,3 ft, dan radius drainase sumur 2676 ft.

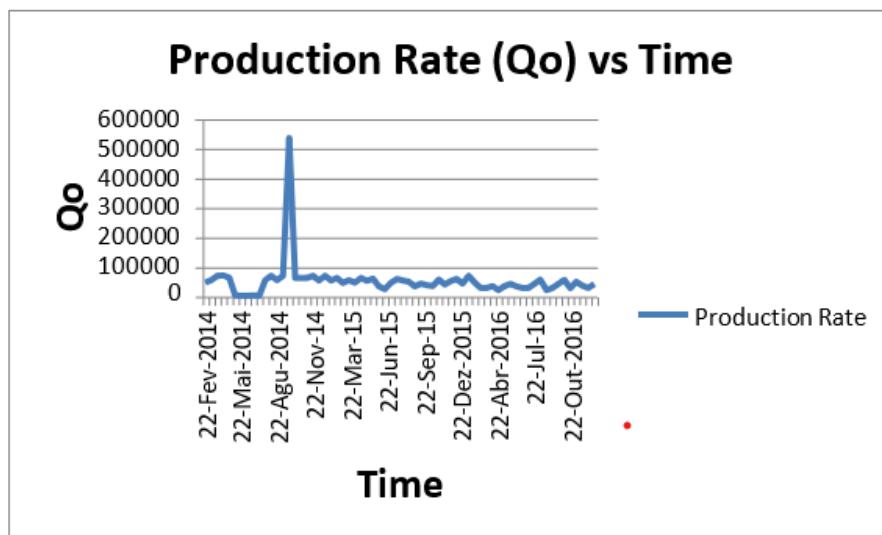
Tabel 2. Data Reservoir Lapangan SNP

Data yang Diperlukan			
N o	Data	Nilai	Satuan
1	Faktor Volume Formasi	4.3	Bbl/stb
2	Porositas	40	Fraksaun
3	Permeabilitas	219	Md
4	Viskositas Minyak	0.9	Cp
5	Tekanan Reservoir	356	Psi
6	Tekanan Alir Sumur	207	Psi
7	Ketebalan Reservoir	79	Ft
8	Radius Drainase Sumur	2676	Ft
9	Radius Sumur	0.3	Ft

1 0	Kedalaman Zona Produktif	10.000	Ft
--------	--------------------------	--------	----

3.3 Sejarah Produksi dan Dampak Injeksi Air di Lapangan SNP

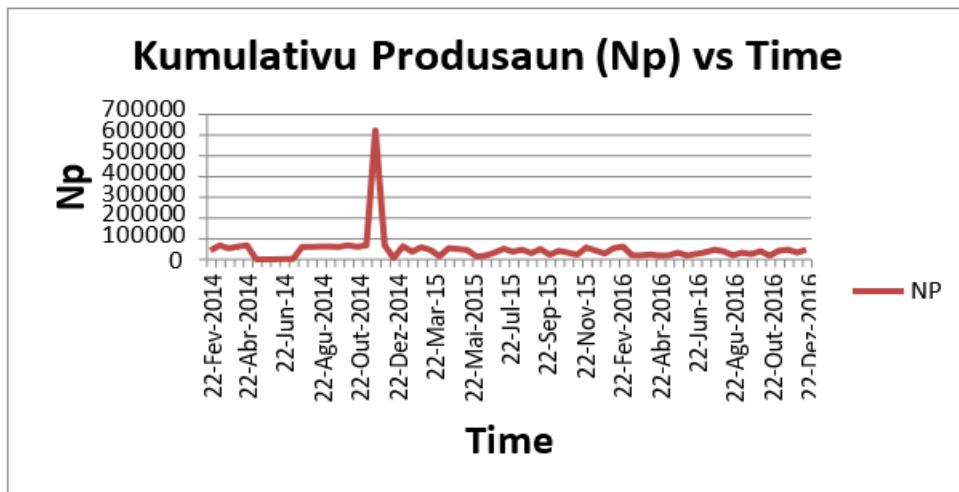
Sebagai salah satu lapangan minyak yang memiliki potensi besar dengan formasi batu gamping (limestone) dan terletak pada kedalaman sekitar 10.000 ft, lapangan ini memulai produksinya pada bulan Februari 2014. Laju produksi awalnya sebesar 45.628 BBL, dengan produksi kumulatif sebesar 44.240 STB. Berdasarkan Grafik 1 dibawah, ditunjukkan data produksi dalam satuan *stock tank* per bulan beserta produksi kumulatifnya. Produksi dari sumur di Lapangan SNP dimulai sejak tahun 2014 hingga terakhir pada tahun 2016. Pada bulan April, laju produksi turun hingga 2.268,14 BBL, dan pada bulan Juni mengalami penurunan lagi menjadi 2.247,28 BBL. Setelah dilakukan injeksi air pada bulan Juli, laju produksi meningkat drastis menjadi 53.823,56 BBL, yang menunjukkan bahwa injeksi air berhasil meningkatkan produksi sebesar 42,14%. Selama hampir tiga (3) tahun, produksi minyak mengalami fluktuasi naik-turun. Penurunan produksi minyak setiap tahunnya disebabkan oleh mekanisme penggerak (drive mechanism) tekanan serta jumlah cadangan minyak yang tersisa di dalam reservoir.



Grafik 1. Laju Produksi vs Waktu

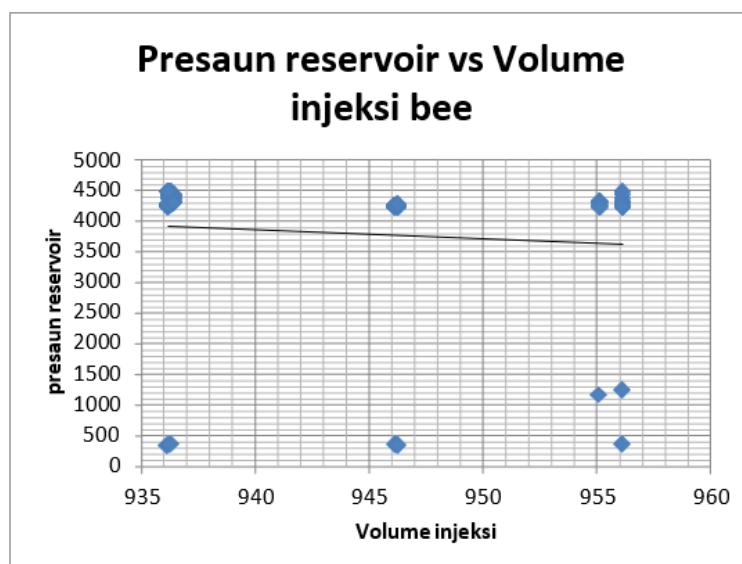
Berdasarkan Grafik 1 di atas, ditunjukkan data produksi dalam satuan *stock tank* per bulan beserta produksi kumulatifnya. Produksi dari sumur di Lapangan SNP dimulai sejak tahun 2014 hingga terakhir pada tahun 2016. Pada bulan April, produksi kumulatif menurun hingga 2.247,07 STB, dan pada bulan Juni kembali mengalami penurunan menjadi 2.415,42 STB. Setelah dilakukan injeksi air pada bulan Juli, produksi kumulatif meningkat signifikan hingga mencapai 61.432,56 STB, yang berarti injeksi air berhasil meningkatkan produksi kumulatif sebesar 36,57%. Selama hampir tiga (3) tahun, produksi minyak mengalami fluktuasi naik-

turun. Penurunan produksi minyak setiap tahunnya disebabkan oleh mekanisme penggerak (drive mechanism) tekanan serta jumlah cadangan minyak yang tersisa di dalam reservoir.



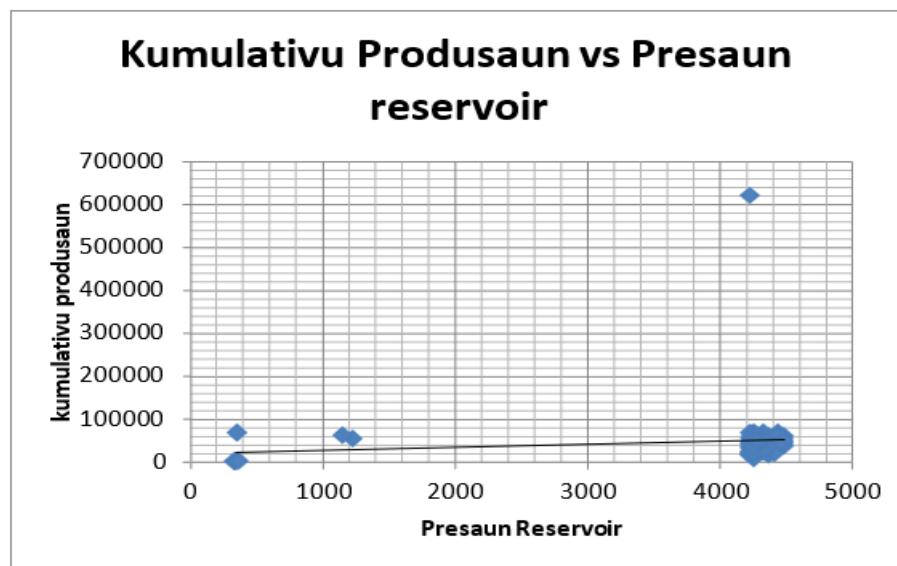
Grafik 2. Produksi Kumulatif (Np) vs Waktu

Dari grafik 2 menunjukkan bahwa data produksi pada *stock tank* per bulan dan produksi kumulatif. Produksi dari sumur di lapangan SNP dimulai sejak tahun 2014 hingga terakhir pada tahun 2016. Pada bulan April, produksi kumulatif turun hingga 2.247,07 STB dan pada bulan Juni produksi meningkat kembali menjadi 2.415,42 STB. Setelah dilakukan injeksi air pada bulan Juli, produksi kumulatif meningkat menjadi 61.432,56 STB, yang menunjukkan bahwa dengan injeksi air mampu meningkatkan laju produksi hingga 36,57%. Selama hampir tiga (3) tahun, produksi minyak mengalami penurunan dan peningkatan. Produksi minyak setiap tahunnya akan menurun tergantung pada mekanisme penggerak (drive mechanism) tekanan dan jumlah cadangan minyak yang terdapat di dalam reservoir.



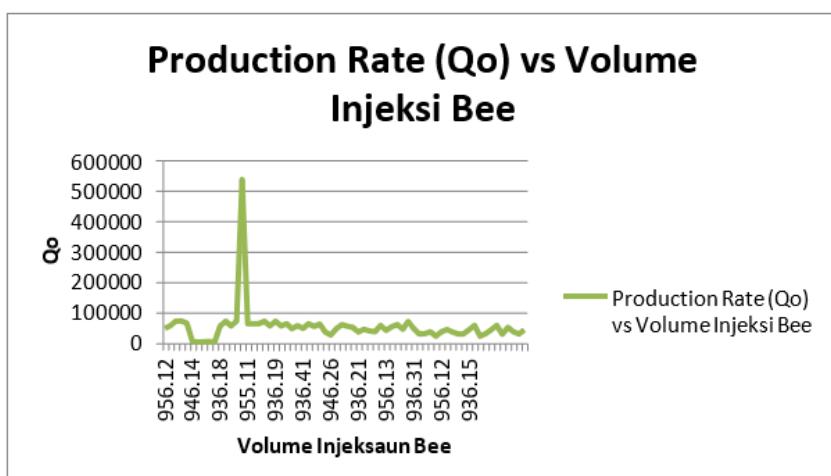
Grafik 3. Tekanan Reservoir Vs Injeksi Air

Dari grafik 3 menunjukkan bahwa volume injeksi air juga memberikan perubahan terhadap tekanan reservoir. Produksi dimulai dengan tekanan yang tinggi, namun pada bulan Juni 2014 tekanan reservoir turun menjadi 367 psi. Namun, tekanan reservoir kembali meningkat menjadi 4.282 psi ketika dilakukan injeksi air dengan volume injeksi sebesar 936,43 pada bulan Juli 2014. Hal ini menunjukkan bahwa injeksi air dengan volume 956,12 mampu meningkatkan tekanan reservoir sebesar 11,66%.



Grafik 4. Produksi kumulatif vs Tekanan Reservoir

Dari grafik 4 menunjukkan bahwa tekanan reservoir juga memberikan perubahan terhadap produksi kumulatif akibat dampak dari injeksi air. Dengan meningkatnya produksi kumulatif, injeksi air mampu meningkatkan tekanan reservoir sehingga turut meningkatkan produksi kumulatif.



Grafik 5. Laju Produksi vs Volum Injeksi Air

Barreto DTDS and Mota TM

Dari grafik 5 menunjukkan bahwa volume injeksi air juga memberikan perubahan terhadap laju produksi akibat dampak dari injeksi air. Dengan laju produksi yang sebelumnya rendah, injeksi air berhasil meningkatkan laju produksi dari 784,14 menjadi 53.823,56, yang berarti injeksi air mampu meningkatkan laju produksi sebesar 42% serta turut meningkatkan produksi kumulatif. Data lengkap dapat dilihat pada lampiran.

3.4 Penyajian Data

Data yang diperlukan untuk melakukan estimasi cadangan minyak di lapangan SNP menggunakan metode *material balance* adalah data PVT dan data produksi. Data-data tersebut disajikan dalam tabel berikut.

Tabel 3. Data Reservoir di Lapangan SNP

Data Reservoir di Lapangan SNP				
N	Nama	Sim b o l	Nilai	Satu a n
1	Produksi Kumulatif	Np	4806 9	STB
2	Faktor Dua Fase	Bt	1.541	BBL/ S T B
3	Produksi Rata-Rata	Rp	929.2	SCF/ S T B
4	Kandungan Terlarut Awal	Rsoi	49.3	SCF/ S T B
5	Gas	Bg	0.003 1 8	FT ³ /S C F
6	Volume Air yang Terinjeksi	We	11.35	MMS T B
7	Volume Air yang Diproduksi	Wp	1.8	MMS T B
8	Volume Formasi Air	Bw	1.056	BBL/ S T B
9	Faktor Formasi Minyak Awal	Bti	1.37	BBL/ S T B
1	Faktor Formasi Gas Awal	Bgi	0.000 1 1	BBL/ S T

			2 5	B
--	--	--	--------	---

3.5 Hasil Perhitungan OOIP, Material Balance, WDI & GDI

Menggunakan data reservoir lapangan SNP untuk melakukan perhitungan guna mengetahui cadangan minyak awal dengan menggunakan metode volumetrik. Hasil dari metode ini kemudian digunakan sebagai pembanding terhadap hasil cadangan menggunakan metode *material balance*. Perhitungan cadangan awal dengan metode volumetrik adalah sebagai berikut.

Tabel 4. Hasil Cadangan Awal dengan Metode Volumetrik

N o	Simbolo	Valor	Unidade
1	OOIP	234.674	Stb
2	RF	20	%

Tabel 4 di atas menunjukkan nilai *Original Oil in Place* (OOIP) yang dihitung menggunakan metode volumetrik. Dari hasil perhitungannya, diperoleh nilai OOIP sebesar 234.674 STB dan *Recovery Factor* (RF) sebesar 20%. **Perhitungan Cadangan dengan Metode Material Balance** berdasarkan data produksi sumur yang telah diidentifikasi, diperoleh nilai kumulatif produksi minyak (NP) sebesar 48.069 STB hingga tanggal 28 Desember 2016. Selanjutnya, data tersebut digunakan untuk melakukan perhitungan guna mengetahui total cadangan berdasarkan metode *material balance*. Cadangan awal yang dihitung menggunakan metode *material balance* adalah sebesar 156.817 STB dengan *Recovery Factor* sebesar 30%. Perhitungan *Drive Index* merupakan kekuatan relatif dari mekanisme penggerak yang berkontribusi terhadap total produksi. Dalam perhitungan ini digunakan mekanisme *Water Drive* karena efisiensinya lebih tinggi dalam mendorong minyak keluar ke permukaan. Hasil dari perhitungan diperoleh nilai sebesar 0,85 (fraksi).

Tabel 5. Hasil Perhitungan Material Balance

Hasil Perhitungan Material Balance			
N o	Simbol	Nilai	Satuan
1	Bti	1.37	Bbl/Stb
2	Bgi	0.000112 5	Bbl/Stb
3	M	0.175	Fraksi
4	mBgi/Bti	2101	Fraksi
5	Wp	1.8	Mmstb

6	Np	48069	Stb
7	Rp	929.2	Scf/Stb
8	Bg	0.00318	Ft ³
9	WDI	0.85	Fraksi
10	N Material Balance	156,817	Stb
11	Cadangan Sisa Minyak	108,748	Stb
12	Recovery Factor	30%	Fraksi

Berdasarkan hasil perhitungan yang ditunjukkan pada Tabel 5 cadangan minyak menggunakan metode *material balance* menunjukkan adanya perbedaan dengan hasil perhitungan cadangan minyak menggunakan metode volumetrik. Dari perhitungan volumetrik diperoleh cadangan minyak sebesar 234.674 STB dengan *recovery factor* 20%. Sementara itu, perhitungan cadangan awal menggunakan metode *material balance* menghasilkan nilai 156.817 STB dengan *recovery factor* sebesar 30%. Terdapat perbedaan hasil antara perhitungan cadangan minyak dengan metode volumetrik dan metode *material balance*. Hasil perhitungan cadangan dengan metode *material balance* lebih efektif dibandingkan metode volumetrik

Tabel 6. Hasil Perhitungan WDI & GDI

N o	Nama Indeks	Hasil
1	Water Drive Index	0.85
2	Gas Drive Index	0.68

Berdasarkan hasil pada Tabel 6 perhitungan *Water Drive Index* (WDI) dan *Gas Drive Index* (GDI) menunjukkan bahwa di lapangan SNP mekanisme penggerak (drive mechanism) yang paling dominan adalah *Water Drive*, dengan nilai sebesar 0,85. Sementara itu, *Gas Drive Index* hanya sebesar 0,68.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan penjelasan di atas, dapat disimpulkan bahwa:

1. Lapangan SNP memiliki potensi minyak dan formasi utamanya berupa batu pasir (sandstone). Lapangan ini mulai berproduksi pada Februari 2014, dengan laju produksi awal sebesar 45.628 BBL dan produksi kumulatif awal sebesar 44.240 STB.
2. Cadangan minyak berdasarkan metode volumetrik menghasilkan OOIP sebesar 234.674 STB, sementara dengan metode material balance diperoleh 156.817 STB. Mekanisme penggerak utama dalam produksi adalah Water Drive dengan nilai indeks sebesar 0,85, lebih dominan dibandingkan Gas Drive Index sebesar 0,68, dan recovery factor sebesar 30%.
3. Dengan metode peningkatan perolehan minyak (EOR) melalui injeksi air, volume injeksi sebesar 956,12 m³ mampu meningkatkan laju produksi hingga 42,14% dan produksi kumulatif sebesar 36,57%. Selain itu, volume injeksi tersebut juga meningkatkan tekanan reservoir

sebesar 11,66%.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek. 2001. Reservoir Engineering Hand Book. Gulf Professional Publishing Company. 2nd ed.
- Ahr, Wayne M. 2008. Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. John Wiley, & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey: John Wiley, & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/9780470370650>.
- Ali Maksum. 2012. —Pengumpulan Data. II Jurnal Metode Pengumpulan Data, no. agustus: 107. <http://ejournal.upi.edu/index.php/penjas/article/view/1539>.
- Alida, Roni. Ho Juliansyah, Ockta. 2016. "Analisa Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba" iha Jurnal Teknik Patra Akademika Vol 2, numeru 1(pajina 41-43). Palembang: Politeknik Akamigas Palembang.
- Amyx, James W., Daniel M. Bass, and Robert L. Whiting. 1988. Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties. New York: McGraw-Hill Book Company, Inc.
- Andre Albert Sahetapy Engel, Rachmat Sudibjo, Fathaddin M.T. 2018. "Peramalan Kinerja Lapangan SNP Dengan Injeksi Air Menggunakan Metode Material Balance" Iha Jurnal Earth Energy Science, Engineering, and Technology, Vol 1, No 3, 2018.
- Ansyori, Ridwan, Muhammad. 2018. "Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak". Iha Swara Patra Volume 8 numeru 1 (16).
- Cole, Frank W. 1969. Reservoir Engineering Manual. 2nd ed. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Collins, A, Gene. 1977. "Enhanced-Oil-Recovery Injection Waters" iha paper SPE-AIME SPE 6603 (pajina 155,161). Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME Texas.
- Cosentino, Luca. 2002. IntegRated Reservoir Studies. Editions Technip. Vol. 31. Paris:InstitutFrançaisduPétrole. [https://doi.org/10.1016/s09204105\(01\)00139-5](https://doi.org/10.1016/s09204105(01)00139-5).
- Ezekwe, Nnaeemeka. 2011. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Prentice Hall. 1ed: Pearson Education, Inc.
- Jason Patton. 2018 "Abandoned Oil and Gas Well at earth" Arkansas Tech University, USA.
- Lyons, William C. 2010. Working Guide to Reservoir Engineering. 1st ed. Amsterdam: Elsevier.
- Pamungkas, Joko. 2004. "Pengantar Teknik Reservoir Migas & Pabum," 1-61.
- Reza, Gerald, Christian. Setiati, Rini. Ho Husla, Ridha. 2019. "Evaluasi Efektifitas Mekanisme EOR Pada Injeksi Polimer". Iha Seminar Nasional Cendekian ISSN: 2540-7589 (pajina 1.6.1) Jakarta: Universitas Trisakti
- Richard J. Miller. 1996 "Standard Hand Book of Petroleum and Natural Gas Engineering, Volume 2.
- Rukmana, Dadang, Kristanto Dedy, & and Dedi Cahyoko Ajk. 2012. Teknik Reservoir: Teory dan Aplikasi. 1ed. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Saputri, Dwi, Diah. 2015. "Evaluasi Pelaksanaan Injeksi Air Menggunakan Data Penurunan Produksi Metode Decline Curve Pada Lapangan X". iha Seminar Nasional Cendekian ISSN:2460-8696 (pajina 316). Jakarta: Universitas Trisakti
- Speight, James G. 2017. "Reservoir –Drive Mechanism." Rules of Thumb for Petroleum Engineers, 621-621.
- Syawal,Muhamad.2015."mengapa-harus-waterflooding". <https://syamal88.wordpress.com/2015/02/25/mengapa-harus-waterflooding/>, assesu iha 21 Abril 2021 oras 22:00
- tarek_ahmed 2016. 2016. —Quantum Chemistry Mechanism Study on Preventing Slag-Bonding via Modifying the Material Surface Properties. II Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering 11 (6): 874–83. <https://doi.org/10.1002/apj>.
- Widjajono, Partowidagdo, 2009, MIGAS DAN ENERGI DI INDONESIA, Jakarta: Development Studies Foundation.