

Studi Simulasi Reservoir pada Reservoir Strong Water Drive untuk Meningkatkan Oil Recovery

Gorgeous L.E Wenno^{*1}, Suryo Prakoso², Puri Wijayanti³

^{1,2,3}Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jl. KyaiTapa No.1, Grogol, Jakarta Barat,

^{1*}georgywanno99@gmail.com, ²suryo_prakoso@trisakti.ac.id, ³puri.wijayanti@trisakti.ac.id

Abstract

The "DMH" field has the main thrust coming from the large aquifer layer so this field is classified as a strong water drive reservoir. The cumulative amount of DMH field oil production since 1998 amounted to 2,796 MMSTB or about 43.5% of oil in place. The purpose of this study is to carry out dynamic modeling of reservoir X of the DMH field, while the goal is to obtain the most likely field development scenario to be applied to obtain the most optimal incremental recovery. Dynamic reservoir modeling is carried out using simulators using the Fully Implicit method. This research began by preparing some of the data needed to be input into the simulator, namely PVP data, core data, pressure data, and production history data. The initial equilibrium condition is constructed by inputting the pressure on a particular datum and the distribution of water saturation in the wake using capillary pressure and relative permeability. After all of them are set up and inputted into the simulator, then initialization is carried out to obtain OOIP with volumetric OOIP control. Furthermore, history matching is carried out to align the production of simulation results and the history of production data for wells and fields. The constrain used for his-tory matching is liquid production. After initialization and history matching, several water injection scenarios were prepared with varying injection patterns and injection rate sensitivity. The sensitivity parameters used in the preparation of the scenario are the injection pattern and the rate of water injection. The injection pattern is divided into six patterns by utilizing existing field wells, while the water injection rate varies between 150 – 3500 bwpd. there is an injection pattern A, the most optimal injection scenario with the rf value and the highest INC/WI ratio is the A4 injection scenario with RF of 49.5% and the INC/WI value of 0.002198. In the B injection pattern, the most optimal scenario is the B3 scenario with RF of 50.152% and an INC/WI ratio of 0.0036. In the C injection pattern, the most optimal injection scenario is scenario C1 with RF of 49.288% and INC/WI ratio of 0.0076. In the D injection pattern, the most optimal injection scenario is scenario C1 with RF of 49.79% and INC/WI ratio of 0.00233. In the injection pattern E, the most optimal injection scenario is scenario E with RF of 49.16% and INC/WI ratio of 0.0078. In the F injection pattern, the most optimal injection scenario is the F2 scenario with RF of 48.95% and inc/WI ratio of 0.00349. The best injection scenario with the highest injecting efficiency is found in the E1 injection scenario with an E injection pattern and an injection rate sensitivity of 150 bwpd

Keywords : field, water injection, reservoir simulation,

Abstrak

Lapangan "DMH" memiliki tenaga dorong utama yang berasal dari lapisan akuifer besar sehingga lapangan ini tergolong sebagai strong water drive reservoir. Jumlah kumulatif produksi minyak lapangan DMH sejak tahun 1998 sebesar 2.796 MMSTB atau sekitar 43,5% dari oil in place. Maksud dilakukannya penelitian ini adalah melakukan pemodelan dinamik reservoir X lapangan DMH adapun tujuannya adalah mendapatkan skenario pengembangan lapangan yang paling memungkinkan diterapkan untuk memperoleh incremental recovery yang paling optimum. Pemodelan reservoir dinamik dilakukan menggunakan simulator dengan menggunakan metode Fully Implicite. Penelitian ini dimulai dengan mempersiapkan beberapa data yang dibutuhkan untuk diinput ke dalam simulator, yaitu data PVT, data core, data tekanan, dan data histori produksi. Kondisi kesetimbangan awal dibangun dengan menginput pressure pada datum tertentu dan distribusi saturasi air di bangun menggunakan tekanan kapiler dan relative permeability. Setelah seluruhnya diper-siapkan dan diinputkan ke dalam simulator, selanjutnya dilakukan inialisasi untuk mendapatkan OOIP dengan kontrol OOIP volumetrik. Selanjutnya history matching dilakukan untuk menyelaraskan produksi hasil simulasi dan histori data produksi untuk sumur dan lapangan. Adapun konstrain yang digunakan untuk his-tory matching adalah produksi liquid. Setelah dilakukan inialisasi dan history matching, kemudian dipersiapkan beberapa skenario injeksi air dengan pola injeksi dan sensitivitas laju injeksi yang bervariasi. Parameter sensitivitas yang digunakan pada penyusunan skenario ialah pola injeksi dan laju injeksi air. Pola injeksi dibagi menjadi enam pola dengan memanfaatkan sumur eksisting lapangan, sementara laju injeksi air bervariasi antara 150 – 3500 bwpd. ada pola injeksi A, skenario injeksi paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi A4 dengan RF sebesar 49,5% dan nilai INC/WI sebesar 0,002198. Pada pola injeksi B, skenario yang paling optimal ada-lah skenario B3 dengan RF sebesar 50,152% dan rasio INC/WI sebesar 0,0036. Pada pola injeksi C, skenario injeksi yang paling optimal adalah skenario C1 dengan RF sebesar 49,288% dan rasio INC/WI sebesar 0,0076. Pada pola injeksi D, skenario injeksi yang paling optimal adalah skenario C1 dengan RF sebesar 49,79% dan rasio INC/WI sebesar 0,00233. Pada pola injeksi E, skenario injeksi yang paling optimal adalah skenario E dengan RF sebesar 49,16% dan rasio INC/WI sebesar 0,0078. Pada pola injeksi F, skenario injeksi yang paling optimal adalah skenario F2 dengan RF sebesar 48,95% dan rasio INC/WI sebesar 0,00349. Skenario injeksi terbaik dengan efisiensi penginjeksian tertinggi terdapat pada skenario injeksi E1 dengan pola injeksi E dan sensitivitas laju injeksi 150 bwpd.

Kata Kunci: injeksi air, lapangan, simulasi reservoir

PENDAHULUAN

Lapangan "DMH" secara geografis terletak di Prabumulih, Sumatera Selatan. Lapangan tersebut berada pada cekungan Sumatera Selatan Sub Basin dengan luas area 18.25 km². Lapangan "DMH" telah berproduksi sejak tahun 1998 dengan total sumur produksi sebanyak 3 sumur dan 1 sumur temporary suspended. Target lapisan pada lapangan ini ialah lapisan X yang merupakan fasies sand rich zone pada formasi Talang Akar. Tipe jebakan hidrokarbon pada lapangan ini ter-masuk ke dalam tipe structural trap dengan tipe migrasi hidrokarbon vertical and lateral migration.

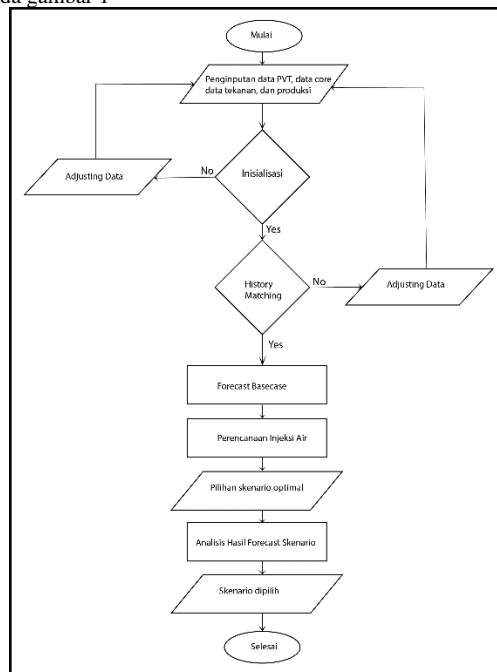
Jumlah kumulatif produksi minyak lapangan DMH sejak tahun 1998 - 2021 sebesar 2.21 MMSTB atau sekitar 35,4% dari oil in place. Jumlah kumulatif produksi tersebut masih dapat ditingkatkan dengan berbagai usaha pengembangan lapangan yang pada kesempatan ini akan diterapkan sumur infill dan injeksi air dengan water flooding. Water flooding dilakukan dengan harapan dapat mening-katkan gaya dorong pada minyak sehingga produksi dapat meningkat. Skema injeksi air yang akan diterapkan pada skenario pengembangan lapangan DMH yaitu irregular pattern yang memaksimalkan letak sumur – sumur eksisting dengan mengonversi beberapa sumur produksi menjadi sumur injeksi.

Tujuan dari penelitian ini adalah mendapatkan pola injeksi yang optimal, mendapatkan laju injeksi air yang optimal, dan mengetahui seberapa besar peningkatan *oil recovery* pada skenario injeksi yang optimal.

Penelitian ini diharapkan dapat menjadi referensi bagi para pelaksana operasi lapangan minyak dan gas dalam melakukan studi pengembangan lapangan dengan metode simulasi reservoir serta dapat menjadi *comparable model* bagi perusahaan terkait.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dimulai dengan mempersiapkan beberapa data yang dibutuhkan untuk diinput ke dalam simulator, yaitu data PVT, data core, data tekanan, dan data histori produksi. Setelah seluruhnya dipersiapkan dan diinputkan ke dalam simulator, selanjutnya dilakukan inisialisasi dan history matching untuk menyelaraskan jumlah cadangan dan sejarah produksi sumur. Setelah dilakukan inisialisasi dan history matching, kemudian dipersiapkan beberapa skenario injeksi air dengan pola injeksi dan sensitivitas laju injeksi yang bervariasi. Proses simulasi juga dilakukan dengan peramalan produksi sampai pada tahun produksi yang diinginkan. Indikator pemilihan skenario didasarkan kepada incremental produksi yang paling tinggi. Simulasi reservoir ini dilakukan dengan software Petrel Reservoir Engineering 2014. Diagram alir penelitian diperlukan sebagai acuan dan gambaran alur pengerjaan penelitian. Diagram alir penelitian berisi tahapan - tahapan alur pengerjaan penelitian dalam bentuk diagram alir agar lebih mudah dipahami. berikut adalah alur pengerjaan penelitian studi simulasi reservoir pada reservoir strong water drive untuk meningkatkan oil recovery yang digambarkan melalui diagram alir penelitian pada gambar 1



Gambar 1 Diagram Alir Penelitian

Analisa Data Core

Analisa data core bertujuan untuk menghasilkan data sifat fisik batuan seperti rock type, kurva permeabilitas relatif, kurva tekanan kapiler, dan sifat kebasahan batuan yang akan diinput ke dalam simulator untuk mengetahui penyebaran batuan pada model. Analisa ini dilakukan dengan menggunakan data dari RCAL (*Routine Core Analysis*) untuk menghasilkan model *rock type* dan SCAL (*Special Core Analysis*) untuk menghasilkan model denormalisasi tekanan kapiler dan permeabilitas relatif.

Analisa Data PVT

Analisa data PVT bertujuan untuk menghasilkan data sifat fisik fluida reservoir seperti faktor volume formasi, tekanan saturasi, *viskositas fluida*, *specific gravity*, dan lainnya. Data sifat fisik fluida tersebut kemudian akan diinputkan ke dalam simulator sebagai model fluida formasi. Data tersebut

diperoleh dari data uji laboratorium fluida reservoir sumur DMH-05. Hasil analisis sifat fisik fluida ini berguna untuk memodelkan perilaku fluida reservoir pada perubahan temperatur dan tekanan.

Inisialisasi

Inisialisasi dilakukan untuk memperoleh nilai jumlah cadangan pada model reservoir yang sesuai dengan nilai cadangan yang dihitung secara volumetris. Inisialisasi dilakukan dengan membandingkan nilai jumlah cadangan secara volumetrik dengan jumlah cadangan simulasi atau jumlah cadangan pada model reservoir.

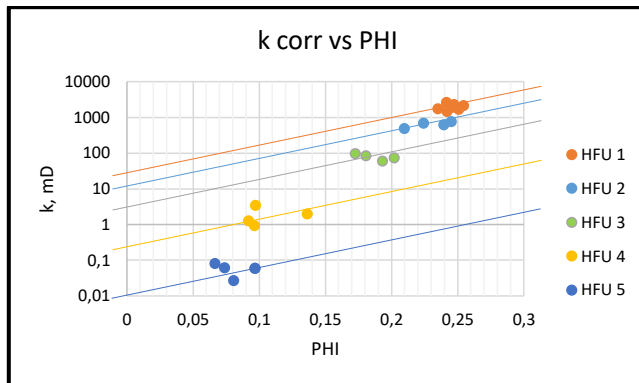
History Matching

Penyelarasan data sejarah produksi atau *history matching* dilakukan dengan mengubah parameter sumuran atau parameter model untuk mencapai keselarasan antara model dinamik dengan model statik. Parameter yang diselaraskan pada saat *history matching* yaitu kumulatif produksi, laju alir produksi, dan tekanan pada masing-masing sumur. Proses ini dilakukan untuk memvalidasi model dinamik agar model mendekati keadaan aslinya.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisa CORE

Rock typing atau pengklasifikasian batuan dilakukan guna mempermudah penentuan penyebaran batuan beserta sifat fisiknya. Metode yang digunakan dalam penentuan *rock type* ini adalah metode *Hydraulic Flow Unit* dengan analisis data RCAL. *Hydraulic Flow Unit* adalah volume yang mewakili volume total batuan reservoir yang memiliki *properties* geologi dan petrofisik yang sama (Bintarto & Asmorowati, 2014). Berdasarkan hasil perhitungan, grafik permeabilitas koreksi versus porositas yang menunjukkan masing – masing *rock type* pada masing – masing kelompok HFU dapat dilihat pada Gambar 2



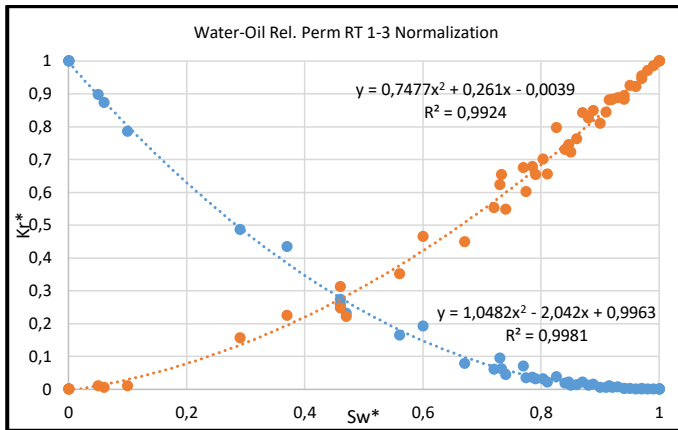
Gambar 2 Grafik Permeabilitas Koreksi versus Porositas

Tabel 1 *Rock Type*

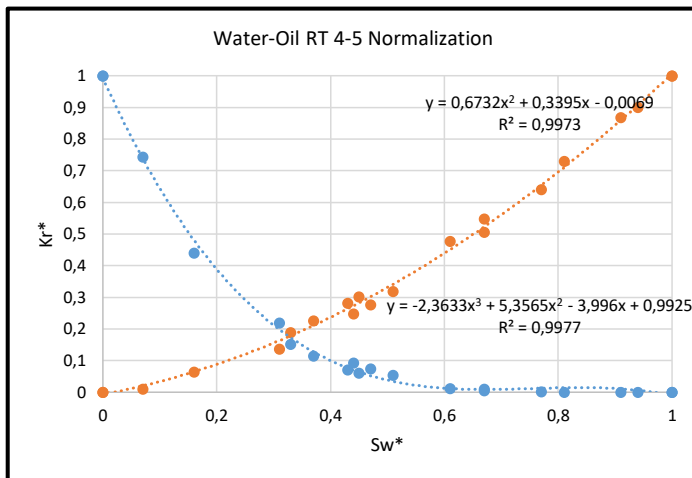
	HFU	Permeability
Rock type 5	< 10.02	$k < 0.919$
Rock type 4	$10.02093 \leq \text{HFU} < 12.23$	$0.919 \leq k < 57.5$
Rock type 3	$12.23262 \leq \text{HFU} < 13.829$	$57.5 \leq k < 480$
Rock type 2	$13.829 \leq \text{HFU} < 14.648$	$480 \leq k < 1430$
Rock type 1	$\text{HFU} \geq 14.64885$	$k \geq 1430$

Pengolahan data permeabilitas relatif dilakukan berdasarkan data permeabilitas relatif yang diperoleh dari SCAL. Proses pengolahan data permeabilitas relatif tersebut meliputi normalisasi dan

denormalisasi kurva permeabilitas relatif. Normalisasi merupakan proses penggabungan data *core* atas berbagai sampel menjadi satu grafik yang dapat mewakili keseluruhan sampel. Tujuan proses normalisasi ini ialah untuk menentukan garis besar persebaran data sehingga dapat ditemukan persamaan yang mewakili data – data tersebut. Hasil normalisasi kurva permeabilitas relatif pada masing – masing *rock type* dapat dilihat pada Gambar 3 dan Gambar 4.

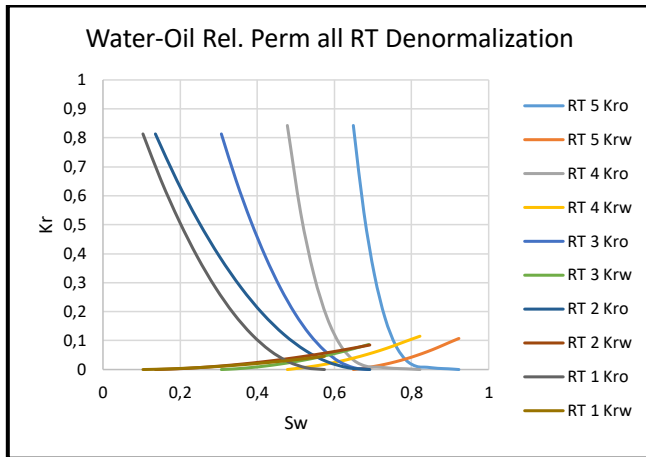


Gambar 3 Normalisasi Permeabilitas Relatif RT 1-3



Gambar 4 Normalisasi Permeabilitas Relatif RT 4-5

Setelah dilakukan normalisasi kurva permeabilitas relatif, selanjutnya dilakukan tahap denormalisasi kurva permeabilitas relatif.



Gambar 5 Grafik Denormalisasi Permeabilitas Relatif All RT

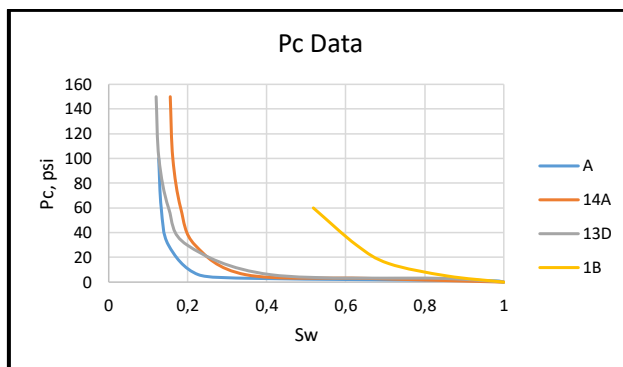
Hasil denormalisasi tersebut mencerminkan perbedaan dari ke-lima rock type tersebut. Perbedaan tersebut dapat dilihat dari end point dari masing – masing kurva permeabilitas relatif. End point dari masing – masing rock type tersebut dapat dilihat pada Tabel IV.2.

Tabel 2 End Point Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif All RT

Parameter	RT 5	RT 4	RT 3	RT 2	RT 1
Swc	0.649081	0.47801	0.306955	0.1358	0.1036
Sor	0.077246	0.1781	0.31096	0.308081	0.42583
Kro@Swc	0.84276	0.84276	0.81363	0.81363	0.81363
Krw@Sor	0.107318	0.11502	0.0865	0.08474	0.04566

Commented [as1]: Format tabel III.1 dan III.2 berbeda. Sebaiknya disergamkan atau mengikuti standar format pada jurnal ini.

Kurva tekanan kapiler dibutuhkan untuk mengetahui dan memodelkan distribusi fluida pada reservoir dalam hal ini diketahui berdasarkan ketebalan zona transisi pada *water oil contact*. Kurva tekanan kapiler dihasilkan berdasarkan data tekanan kapiler yang diperoleh dari proses SCAL beberapa sampel *core*. Kurva tekanan kapiler dari data SCAL tersebut dapat dilihat pada Gambar IV.6.

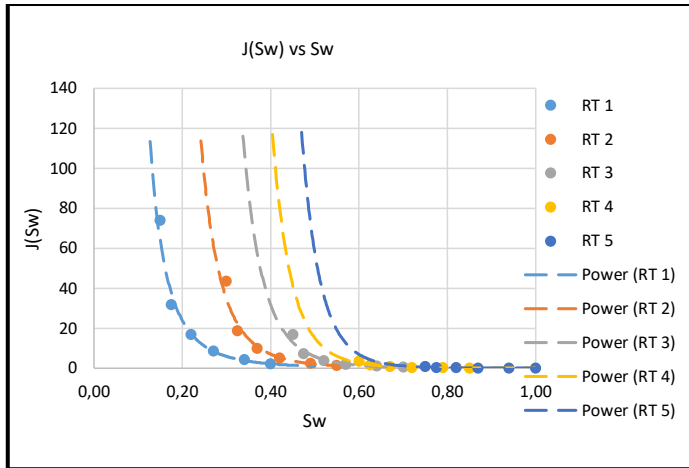


Gambar 6 Kurva Tekanan Kapiler Data SCAL

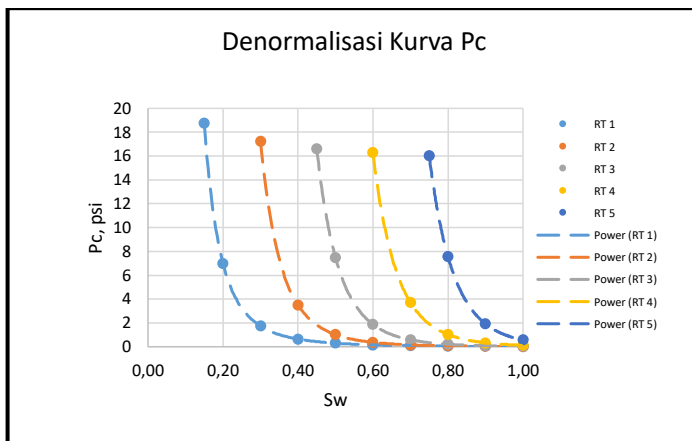
Data tekanan kapiler tersebut kemudian perlu dinormalisasi menggunakan fungsi J-Function. Kurva J(Sw) vs Sw yang merupakan hasil normalisasi kurva tekanan kapiler tersebut dapat dilihat pada

Commented [as2]: Paragraf yang baik adalah terdiri dari lebih dari 2 kalimat.

Gambar 7. Kurva $J(S_w)$ menghasilkan persamaan – persamaan normalisasi yang setelahnya akan digunakan untuk melakukan denormalisasi.

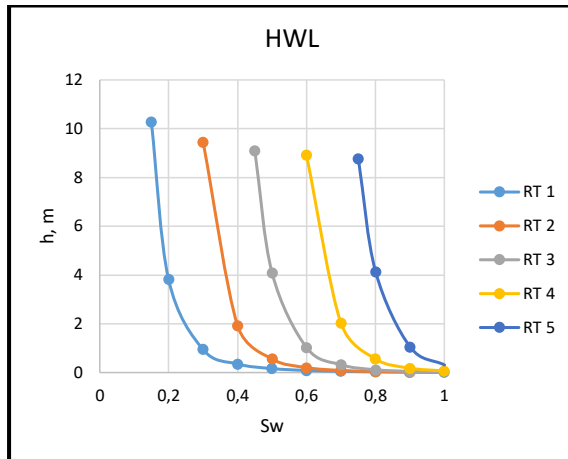


Gambar 7 Grafik Normalisasi Tekanan Kapiler



Gambar 8 Grafik Denormalisasi Kurva Tekanan Kapiler

Hasil denormalisasi kurva tekanan kapiler kemudian dikonversi menjadi kurva HWL (Height of Water Level) untuk mendapatkan data ketebalan zona transisi pada masing – masing rock type. Hasil konversi kurva tekanan kapiler menjadi kurva HWL dapat dilihat pada Gambar 9.



Gambar 9 Kurva Height of Water Level

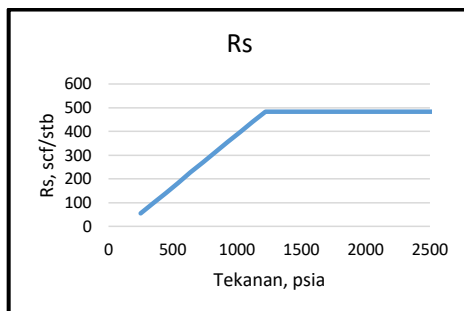
Analisa PVT

Analisis PVT dilakukan untuk mendapatkan parameter – parameter sifat fisik flu-ida reservoir yang kemudian diinputkan ke dalam simulator untuk memodelkan fluida reservoir pada model dinamik. Hasil analisis data PVT yang diambil ber-dasarkan sampel fluida DMH-05 dapat dilihat pada Tabel 3.

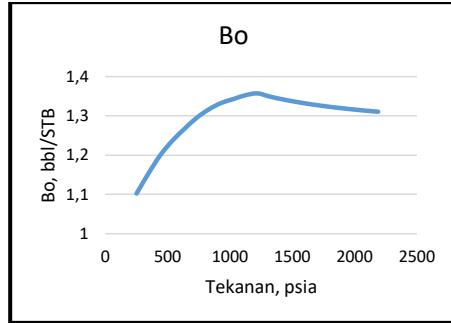
Tabel 3 Tabel PVT DMH-05

Parameter	Nilai/Keterangan
Well	DMH-05
Tekanan Reservoir	1654 psia
Suhu Reservoir	227 F
Tekanan Saturasi	1205 psia
Oil Gravity	37.30
Gas Gravity	1.0488
FVF Minyak	1.2936 bbl/STB
Kelarutan Gas dalam Minyak (Rs)	483.28 scf/stb

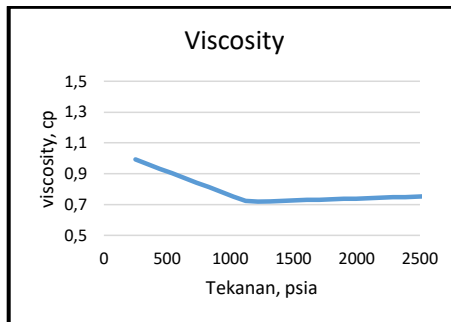
Berdasarkan pengolahan data PVT tersebut, dapat dibentuk grafik hubungan sifat – sifat fisik fluida reservoir dengan tekanan. Gambar IV.10 merupakan grafik hubungan tekanan dengan kelarutan gas.



Gambar 10 Grafik Rs versus Tekanan



Gambar 11 Grafik Bo Versus Tekanan



Gambar 12 Grafik Viskositas Versus Tekanan

Inisialisasi

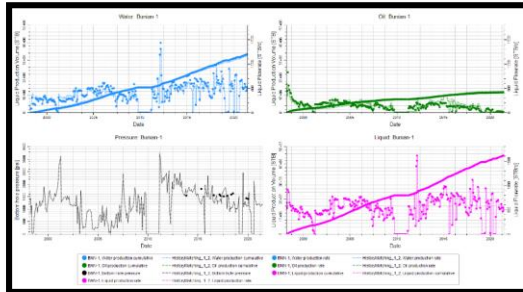
Tahap inisialisasi dilakukan untuk menyesuaikan kondisi awal reservoir pada model statik (volumetrik) dengan kondisi awal reservoir pada model dinamik. Parameter yang disesuaikan ialah OOIP dengan toleransi perbedaan sebesar 5% (Pamungkas, 2011). Hasil inisialisasi lapangan DMH dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4 Hasil Inisialisasi Lapangan DMH

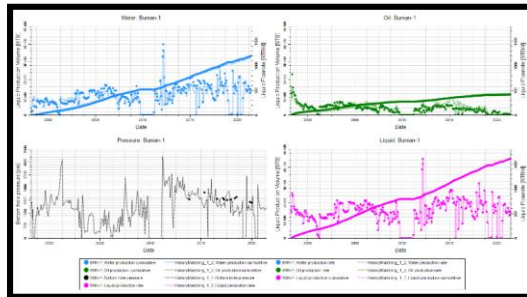
Volumetrik	6.4547 MMSTB
Simulasi	6.2284 MMSTB
Perbedaan	3%

History Matching

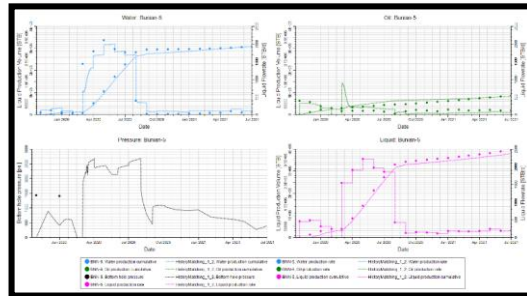
Tahap *history matching* dilakukan untuk menyamakan performa model dinamik dengan performa produksi aktual yang didapat dari data sejarah produksi masing – masing sumur. *History matching* dilakukan pada ke-tiga sumur yaitu DMH-01, DMH-03, dan DMH-05. Konstrain yang digunakan pada penyesuaian data sejarah ini adalah produksi *liquid*. Pada tahap *history matching* ini juga dilakukan analisa tekanan dan *matching* data tekanan.



Gambar 13 History Matching Sumur DMH-01



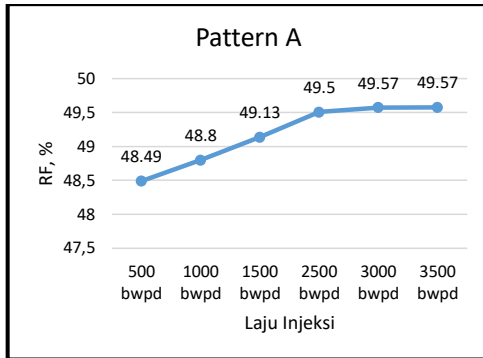
Gambar 14 History Matching Sumur DMH-03



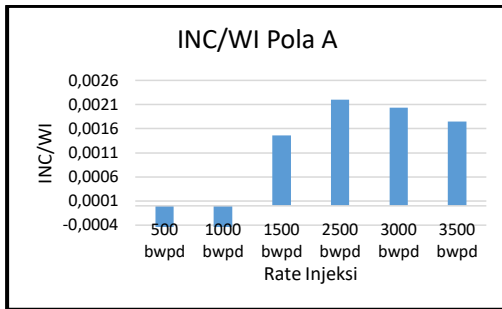
Gambar 15 History Matching Sumur DMH-06

Pola Injeksi A

Pada pola injeksi A disimulasikan enam skenario yaitu A1, A2, A3, A4, A5, dan A6 dengan sensitivitas laju injeksi 500 bwpd, 1000 bwpd, 1500 bwpd, 2500 bwpd, 3000 bwpd, dan 3500 bwpd. Hasil dari simulasi prediksi tersebut dapat dilihat melalui Gambar IV.28 dan IV.29.



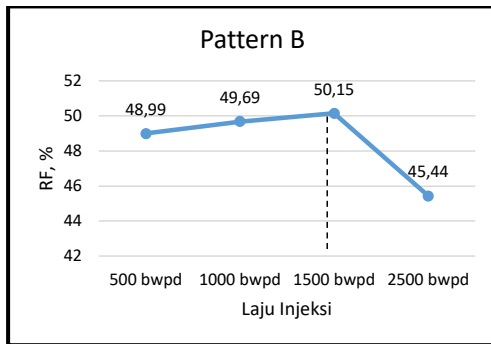
Gambar 16 Grafik RF Versus Laju Alir Injeksi Pola A



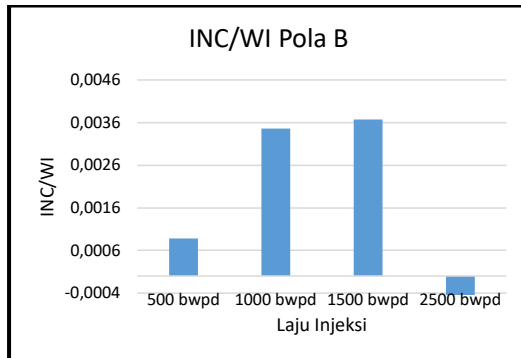
Gambar 17 Grafik INC/WI Versus Laju Injeksi Pola A

Pola Injeksi B

Pada pola injeksi B, dilakukan simulasi dengan empat skenario yaitu B1, B2, B3, dan B4 dengan laju injeksi 500 bwpd, 1000 bwpd, 1500 bwpd, dan 2500 bwpd. Hasil dari simulasi tersebut dapat dilihat pada grafik di bawah ini:



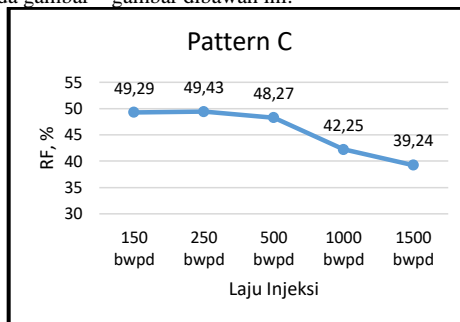
Gambar 18 Grafik RF Versus Laju Alir Injeksi Pola



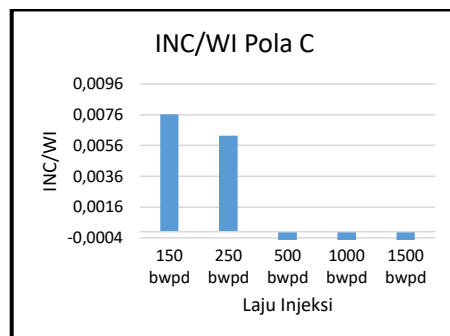
Gambar 19 Grafik INC/WI Versus Laju Alir Injeksi Pola B

Pola Injeksi C

Pada pola injeksi C, dilakukan simulasi dengan lima skenario yaitu C1, C2, C3, C4, dan C5 dengan laju injeksi 150 bwpd, 250 bwpd, 500 bwpd, 1000 bwpd, dan 1500 bwpd. Hasil dari simulasi tersebut dapat dilihat pada gambar – gambar dibawah ini:



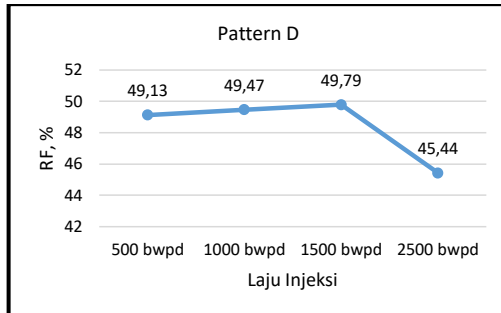
Gambar 20 Grafik RF Versus Laju Injeksi Pola Injeksi C



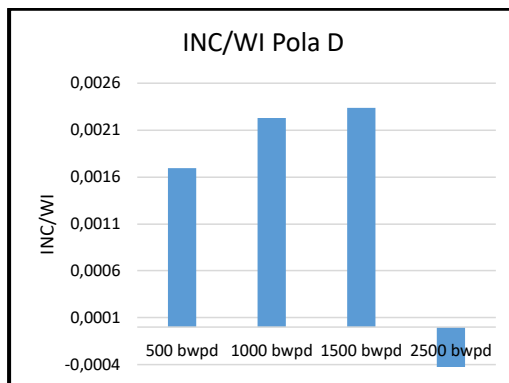
Gambar 21 Grafik INC/WI Versus Laju Injeksi Pola C

Pola Injeksi D

Pada pola injeksi D, disimulasikan empat skenario yaitu D1, D2, D3, D4, dan D5 dengan laju injeksi 500 bwpd, 1000 bwpd, 1500 bwpd, dan 2500 bwpd. Hasil dari simulasi tersebut dapat dilihat pada gambar – gambar dibawah ini:



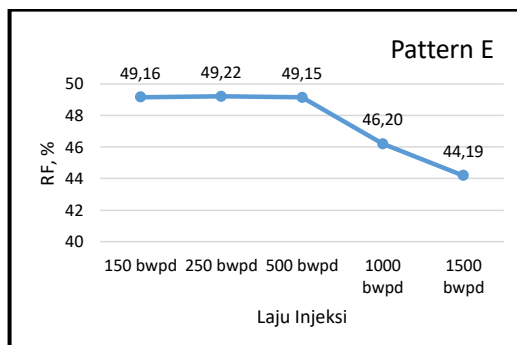
Gambar 22 Grafik RF Versus Laju Injeksi Pola D



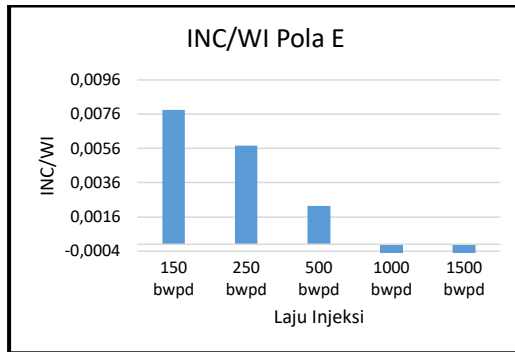
Gambar 23 Grafik INC/WI Versus Laju Injeksi Pola D

Pola Injeksi E

Pada pola injeksi E, disimulasikan sebanyak lima skenario yaitu E1, E2, E3, E4, dan E5 dengan laju injeksi 150 bwpd, 250 bwpd, 500 bwpd, 1000 bwpd, dan 1500 bwpd. Hasil dari simulasi dapat dilihat pada gambar – gambar berikut:



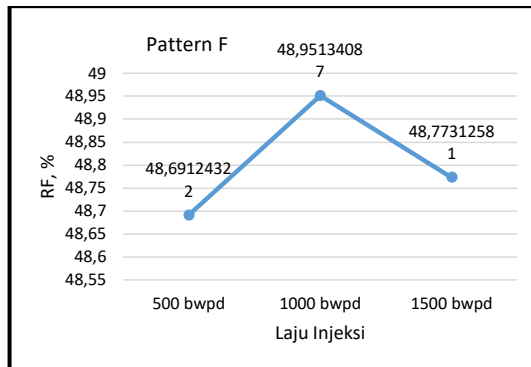
Gambar 24 Grafik RF Versus Laju Alir Injeksi Pola E



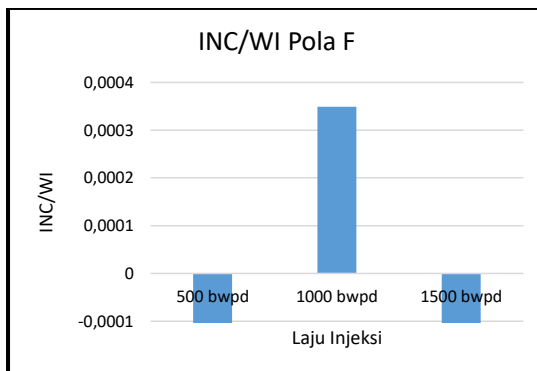
Gambar 25 Grafik INC/WI Versus Laju Alir Injeksi Pola E

Pola Injeksi F

Pada pola injeksi F, disimulasikan tiga skenario injeksi yaitu F1, F2, dan F3 dengan laju injeksi 500 bwpd, 1000 bwpd, dan 1500 bwpd. Hasil dari simulasi tersebut dapat dilihat pada gambar – gambar di bawah ini:



Gambar 26 Grafik RF Versus Laju Alir Injeksi Pola F



Gambar 26 Grafik INC/WI Versus Laju Alir Injeksi Pola F

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil penelitian studi simulasi reservoir untuk meningkatkan perolehan minyak, berikut beberapa hal yang menjadi kesimpulan yaitu pada pola injeksi A, skenario injeksi paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi A4 dengan RF sebesar 49,5% dan nilai INC/WI sebesar 0,002198, pada pola injeksi B, skenario paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi B3 dengan RF sebesar 50,152% dan rasio INC/WI sebesar 0,0036, pola injeksi C, skenario paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi C1 dengan RF sebesar 49,288% dan rasio INC/WI sebesar 0,0076, pola injeksi D, skenario paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi D3 dengan RF sebesar 49,79% dan rasio INC/WI sebesar 0,00233, pola injeksi E, skenario paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi E1 dengan RF sebesar 49,16% dan rasio INC/WI sebesar 0,0078, pola injeksi F, skenario paling optimal dengan nilai RF dan rasio INC/WI tertinggi ialah skenario injeksi F2 dengan nilai RF sebesar 48,95% dan rasio INC/WI sebesar 0,000349, skenario injeksi terbaik dengan efisiensi penginjeksian tertinggi terdapat pada skenario injeksi E1 dengan pola injeksi E dan sensitivitas laju injeksi 150 bwpd, dan studi simulasi reservoir dengan injeksi air pada lapangan DMH menghasilkan peningkatan oil recovery sebesar 13,76% dengan menerapkan skenario E1 sebagai proyek pengembangan dengan nilai nilai kumulatif produksi minyak yang di hasilkan sebesar

DAFTAR PUSTAKA

- Bintarto, B., & Asmorowati, D. (2014). *Penentuan Reservoir Rock Type Berdasarkan Metode Hydraulic Flow Unit Pada Reservoir Batuan Karbonat.pdf*.
- Clark, N. . (1969). *Elements of Petroleum Reservoirs*. Dallas, Texas: SPE.
- Cobb, W. M., & Smith, J. T. (1997). *Waterflooding*.
- Darmawan, J. K., Kasmungin, S., Yanti, W., Pratiwi, R., Rafif, M., Studi, P., ... Barat, J. (2020). *STUDI SIMULASI RESERVOIR UNTUK MENENTUKAN POLA INJEKSI SUMUR YANG SESUAI PADA LAPANGAN X*. 1(1), 1–10.
- Erie C. Donaldson. (n.d.). *Petrophysics*.
- Furqan, R. (2015). Optimasi Lapangan “ X ” Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 193–196.
- Hartantyo, E. N., & Said, L. (2016). *Volumetrik Dan Material Balance Garis Lurus Havlena-Odeh Dan Perkiraan Produksi Zona Enh Pada*. V(March 2019), 11–15.
- Lubis, G., & Djumantara, M. (2017). *EVALUASI RESERVOIR BATURAJA PADA LAPANGAN FALCON DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR UNTUK MEMAKSIMALKAN PRODUKSI*. 51(1), 51.
- Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 63(05), 106–112. <https://doi.org/10.2118/129421-jpt>
- Pamungkas, J. (2011). *Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*. UPN “Veteran” Yogyakarta.
- Pangastuti, D., & Djumantara, M. (2015). *STUDI SIMULASI RESERVOIR UNTUK PENGEMBANGAN LAPANGAN DINAR REEF ‘DAP’ Dinar*. 51(1), 51.
- Swadesi, B., Suranto, Widiyaningsih, I., Widiyaningsih, R., & Murni, S. W. (2020). Simulasi Reservoir Heavy Oil dengan Multistaging Development Modifikasi Inverted 5-Spot Kombinasi Cyclic Steam Stimulation (CSS) dan Steamflooding. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Kimia “Kejuangan” 2020*, 14–15. Retrieved from <http://jurnal.upnyk.ac.id/index.php/kejuangan/article/view/3598>
- Tarek, A. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. In *Elsevier, Inc* (Vol. 4). <https://doi.org/10.1016/B978-1-4160-5009-4.50004-2>
- Timothy, K. W. (2015). *Reservoir Dengan Black Oil Simulator*. 212–215.
- Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding* (p. 338). p. 338.
- Yu, K., Li, K., Li, Q., Li, K., & Yang, F. (2017). A method to calculate reasonable water injection rate for M oilfield. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4), 1003–1010. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0356-9>
- Yuliananda Gita, Kasmungin Sugiatmo, F. K. (2017). Optimasi perolehan minyak di lapangan “nawas” lapisan “nawas-a dan nawas-b” menggunakan simulasi reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 105–110

Gorgeous L.E Wenno, Suryo Prakoso, Puri Wijayanti

Submitted: **08/08/2022**; Revised: **09/12/2022**; Accepted: **20/01/2023**; Published: **31/01/2023**