

STUDI SIMULASI RESERVOIR UNTUK MENENTUKAN POLA INJEKSI SUMUR YANG SESUAI PADA LAPANGAN X

**Jason Kristiadi Darmawan¹⁾, Sugiatmo Kasmungin²⁾, Widia Yanti³⁾,
Reno Pratiwi⁴⁾, Muhammad Rafif⁵⁾**

^{1,2,3,4,5)} Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jl. Kyai
Tapa No.1, Grogol, Jakarta Barat,

Jasonkd1205@gmail.com, sugiatmo@trisakti.ac.id, widia@trisakti.ac.id,
renopratiwi@trisakti.ac.id, rafiffalah98@gmail.com

ABSTRAK

Dalam rangka mempercepat peningkatan produksi, diusulkan untuk dilakukan perencanaan pengembangan dengan dilakukan beberapa skenario dan injeksi air yang diterapkan untuk lapisan X1 dan lapisan X2 lapangan X. Penelitian ini dilakukan menggunakan simulasi reservoir dengan menggunakan black oil simulator CMG 2015. Data yang diperlukan untuk input ke simulator adalah data PVT, data SCAL, dan data sejarah produksi. Setelah dilakukan input data, kemudian dilakukan inisialisasi, history matching, dan kemudian dilakukan perencanaan pengembangan lapangan dengan 3 skenario yang berbeda. Simulasi dilakukan dengan rentang waktu antara 2019 sampai dengan 2035. Pada simulasi basecase dilakukan terhadap delapan sumur produksi dan satu sumur injeksi existing yang disimulasikan hingga tahun 2035 tanpa mengubah parameter yang berkaitan. Pada simulasi skenario 1 dilakukan workover terhadap 13 sumur yang sudah tidak beroperasi. Pada simulasi skenario 2 dilakukan penerapan pola injeksi air adjusted inverted five spot yaitu gabungan antara inverted four spot dan inverted five spot dengan menambahkan sembilan sumur injeksi. Pada skenario 2 ini dilakukan juga uji sensitivitas laju injeksi. Pada simulasi skenario 3 dilakukan penerapan pola injeksi air adjusted normal five spot dengan menggabungkan normal five spot dan normal four spot dengan menambahkan 45 sumur injeksi. Pada skenario 3 ini dilakukan juga uji sensitivitas laju injeksi. Hasil yang didapat dari penelitian ini didapatkan skenario terbaik adalah skenario 3. Pada skenario ke 3, injection rate terbaik adalah 200 bwpd sehingga dapat menghasilkan kenaikan recovery factor sebesar 5.46% dengan N_p sebesar 8.4 MMSTB.

Kata kunci: simulasi reservoir, injeksi air, *five spot*, pola injeksi, *recovery factor*.

ABSTRACT

In order to accelerate the increase in production, it is proposed that development planning be carried out with several scenarios and water injection applied to layer X1 and layer X2 of the X field. The research was conducted using reservoir simulation using the black oil simulator CMG 2015. The data required for input to the simulator are PVT data, SCAL data, and production history data. After inputting the data, initialization, historical matching, and field development planning were carried out with 3 different scenarios. Simulations are carried out with a time span between 2019 and 2035. In the basic simulation, eight production wells and one injection well are simulated until 2035 without changing the related parameters. In the simulation scenario 1, a workover was performed on 13 wells that were no longer operating. In the

scenario simulation, the application of an air injection pattern, five inverted points, is a combination of four points and five inverted points by adding nine injection points. In scenario 2, the injection rate sensitivity test is also carried out. In scenario 3 simulation, the application of an air injection pattern adjusted to five normal points by combining five normal points and four normal points by adding 45 injection wells in scenario 3 is carried out as well as the injection rate sensitivity test. The results that can be obtained from this research is the best placement scenario 3. In the third scenario, the best injection rate is 200 bwpd so that it can increase the increase in the recovery factor by 5.46% with an Np of 8.4 MMSTB.

Keyword: *reservoir simulation, water injection, five spots, injection pattern, recovery factor.*

I PENDAHULUAN

Penerapan *Waterflooding* pada suatu lapangan dibutuhkan beberapa kajian terhadap data – data yang ada. Kajian tersebut dilakukan terhadap data geologi, hubungan antara sumur, sejarah produksi letak minyak pada reservoir, dll. Hal ini diintegrasikan sebagai landasan dasar untuk menentukan pola injeksi *Waterflooding* yang paling tepat untuk suatu lapangan

Pada penelitian optimalisasi injeksi air ini penting digunakan simulator sebagai media untuk memprediksi pengaruh suatu pola injeksi *Waterflooding* terhadap suatu lapangan. Dalam simulasi juga dapat dilakukan pengkondisian suatu reservoir dan skenario produksi yang nantinya akan di lihat mana pola injeksi yang memberikan nilai *Recovery Factor* paling baik dan akan diterapkan sebagai pola injeksi lapangan tersebut.

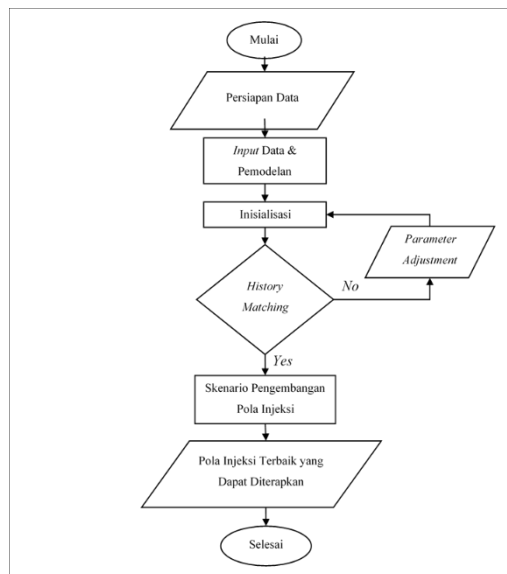
Adapun manfaat dari penelitian ini agar hasil penelitian ini dapat dijadikan sebagai data untuk mengevaluasi pengembangan lebih lanjut yang akan di lakukan terhadap suatu lapangan dalam upaya meningkatkan produktifitas dan efektifitas dari produksi minyak pada suatu lapangan. Sehingga dapat ditentukan mana pola injeksi yang paling optimal dibandingkan dengan beberapa opsi yang ada sehingga penggunaan *Waterflooding* menjadi tepat sasaran dan sesuai dengan apa yang diinginkan.

Penelitian ini dilakukan pada lapangan X yang termasuk dalam wilayah Prabumulih Timur, berjarak ± 30 km di sebelah tenggara kota Prabumulih dan dikelilingi oleh Lapangan Tanjung Tiga di sebelah barat, Lapangan Tanjung Miring Timur di sebelah selatan, dan lapangan Tanjung Miring Barat-Tangai di sebelah baratdaya, Cekungan lapangan X merupakan cekungan Sumatra Selatan yang telah dikenal kaya kandungan minyak dan gas bumi yang berasal dari batuan induk (*source rock*) zaman *Eocene* Awal atau bahkan lebih tua. Di Cekungan Sumatra Selatan, pada umumnya hidrokarbon djumpai pada graben yang terbentuk pada batuan berumur Cretaceous Akhir. Batuan induk (*source rock*) yang paling mungkin adalah yang berfacies coal dan local lacustrine dari formasi Lahat/Lemat. Ketebalan rata-rata lapisan ini adalah sebesar 1-10 m, berdasarkan peta isopach relatif menebal kearah Selatan dengan porositas berkisar 18-31 %. Berikut ini berturut-turut adalah hubungan kelarutan gas di dalam minyak terhadap waktu, hubungan faktor volum formasi minyak terhadap tekanan dan hubungan viskositas minyak terhadap tekanan. Dari data komposisi komponen fluida reservoir (C7+ mol %

>20) , API gravity (<40) dan GOR(<300 sm³/m³), maka *sample well* tersebut dapat disimpulkan bahwa jenis fluida reservoir lapisan X1 & X2 adalah *Black Oil*. Lapisan X1 & X2 pada lapangan X merupakan reservoir batu pasir karbonatan yang memiliki tenaga dorong solution gas drive dengan pressure awal di atas *bubble point* namun data tekanan terakhir tercatat bahwa tekanan sudah jauh berada dibawah *bubble point pressure*. Skenario pengembanaan dilakukan dengan harapan dapat meningkatkan perolehan minyak pada lapangan X. Skenario hasil injeksi juga diharapkan mampu menaikkan tekanan reservoir yang terbilang sudah cukup rendah. Untuk itu dilakukan pola injeksi air dalam upaya peningkatan minyak dengan pendesakan air sehingga dapat diperoleh minyak yang lebih baik lagi dan tekanannya juga dapat meningkat seiring diinjeksikannya air.

II METODOLOGI

Tahapan pengerjaan penelitian ini diawali dengan *input* data ke simulator, lalu di lakukan proses inialisasi, *history matching*, skenario produksi, dan penentuan skenario yang terbaik. Berikut adalah diagram alir penelitian



Analisa Data

Analisa data dilakukan bertujuan untuk mempermudah *input* data ke dalam simulator dengan cara mempersiapkan data-data yang di butuhkan untuk di *input* ke dalam simulator seperti data PVT, data core, data tekanan, dan juga sejarah produksi.

Analisa Data PVT

Dari Analisa data PVT ini dapat di peroleh berbagai macam data yaitu nilai faktor volume formasi, viskositas, gas yang terlarut, kompresibilitas, dan saturasi. Analisa PVT ini dilakukan kepada sumur XXR-14. Setelah data tersebut diperoleh kemudian di input kedalam simulator.

Analisa Data Core

Analisa data core ini dilakukan dengan *Special Core Analysis* (SCAL) yang bertujuan untuk mengetahui beberapa nilai yaitu permeabilitas relatif, tekanan kapiler, dan sifat kebasahan batuan. *Output* dari analisa core ini berupa *rock type* yang berguna untuk mengetahui penyebaran batuan pada model simulasi.

Analisa Data Tekanan

Analisa data tekanan dilakukan terhadap sejarah tekanan yang tercatat dengan tujuan untuk menyesuaikan sejarah data tekanan dengan data simulasi pada saat proses *history matching* berlangsung.

Data Sejarah Produksi

Data sejarah produksi diperlukan sebagai acuan pada saat proses *history matching* berlangsung agar hasil simulasi mendekati dengan keadaan yang sebenarnya. Data sejarah produksi yang digunakan sebagai acuan adalah data laju produksi air, laju produksi minyak, dan data tekanan.

Inisialisasi Model Reservoir

Inisialisasi model reservoir merupakan tahap pertamakali yang dilakukan sebelum proses simulasi dilakukan. Inisialisasi adalah proses menyamaan nilai *original oil in place* (OOIP) pada hasil simulasi dengan data yang sebenarnya dengan memiliki ketentuan perbedaan selisih 5%. Parameter yang mempengaruhi pada proses ini adalah tekanan kapiler dan juga *volume modifier*.

History Matching

Pada tahap *history matching* ini dilakukan penyelarasan data produksi sejarah dengan data produksi hasil simulasi. Tujuan dari dilakukannya *history matching* ini adalah untuk memvalidasi hasil dari model simulasi. Penyelarasan dilakukan terhadap beberapa parameter yaitu laju produksi *liquid*, laju produksi minyak, laju produksi air, dan tekanan. Parameter yang dirubah untuk menyelaraskan data tersebut adalah permeabilitas dan transmisibilitas. Ketika data sudah selaras baru dapat dilakukan scenario pengembangan.

Skenario Pengembangan

Tahap ini dilakukan setelah proses history matching menunjukkan keselarasan antara data history dengan menggunakan Simulasi Reservoir CMG IMEX Black Oil Simulator tahun 2015.

Data SCAL (*Special Core Analysis*) adalah salah satu metode pengelolaan data core yang terdiri dari analisa tekanan kapiler serta permeabilitas relatif. Berikut merupakan data sample core yang di analisa yaitu sample core X10 terapkan untuk di aplikasikan ke dalam model simulasi. Selain penentuan pola injeksi, dilakukan juga uji sensitivitas tekanan laju injeksi sehingga diperoleh hasil yang optimum. Dari hasil simulasi dengan peningkatan perolah minyak terbesar akan dipilih sebagai skenario yang paling optimal.

III HASIL DAN PEMBAHASAN .

Untuk pengembangan lapangan ini diterapkan metode injeksi air untuk dapat membantu peningkatan perolehan minyak. Optimasi penginjeksian air dilakukan dengan cara mendesain beberapa pola injeksi kemudian dapat di pilih pola injeksi

Tabel 1. Data Core X10

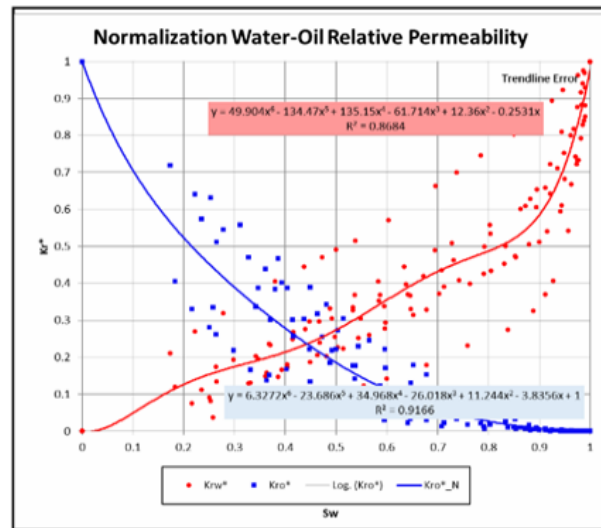
Kedalaman	1305.17 ft
Porositas	32.427 %
Permeabilitas	767.1254 mD

mana yang terbaik untuk di terapkan di lapangan ini. Penelitian dilakukan dengan Kemudian pada pengolahan data SCAL dapat dianalisa *rock type*. Hasil analisa *rock type* yang telah dilakukan dapat dilihat pada tabel berikut

Tabel 3. Rock Type

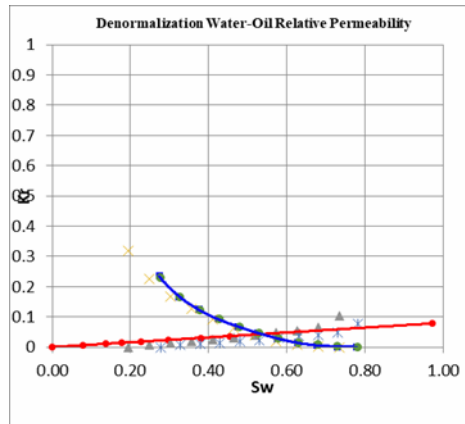
RT	Min	Max	K md	Por	Swc	Sor
I	9.71	10.6	9.05	0.2	27.4	22.06
II	11.33	12.4	177.7	0.28	19.46	26.5
III	12.85	13.9	565.3	0.26	27.82	21.82

Pada data core sample yang di olah harus dilakukan proses normalisasi terlebih dahulu. Berikut merupakan hasil dari proses normalisasi

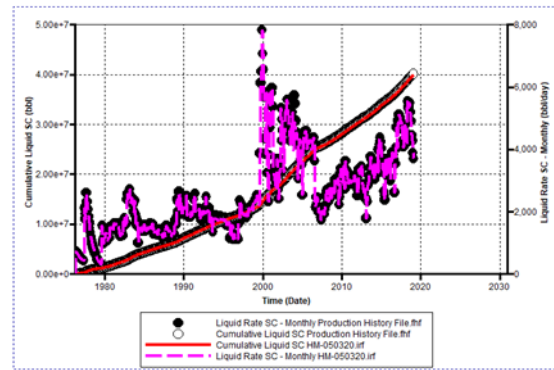


Gambar 2. Normalisasi Sample Core

Kemudian setelah dilakukannya proses normalisasi maka dilakukan proses denormalisasi. Berikut merupakan hasil dari denormalisasi yang telah di lakukan



Gambar 3 Denormalisasi sampel



Gambar 4. History Matching Produksi Liquid

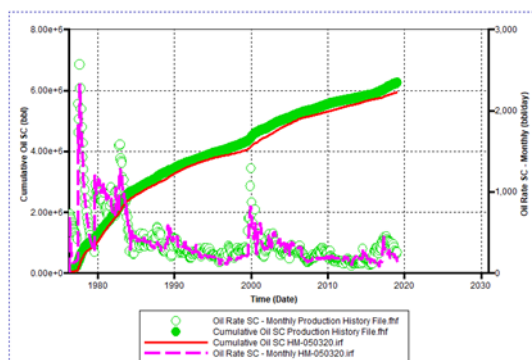
Pada tahapan inialisasi dilakukan penyamaan kondisi awal reservoir dengan data simulasi dengan toleransi perbedaan sebesar 5%. Dalam proses inialisasi ini lapangan X memperoleh nilai sebesar 1%. Berikut data dari inialisasi lapangan X

Tabel 4. Hasil Inialisasi Lapangan X

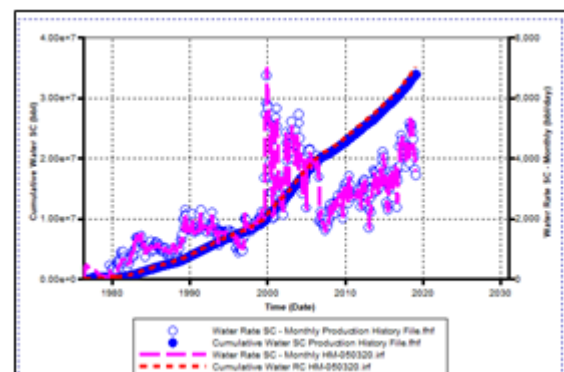
<u>Aktual</u>	<u>28.11 MMSTB</u>
<u>Simulasi</u>	<u>27.83 MMSTB</u>
<u>Perbedaan</u>	<u>1 %</u>

Pada tahapan *history matching* ini dilakukan pencocokan data produksi lapangan aktual dengan produksi dari hasil simulator. *History matching* yang dilakukan adalah matching sumur dan *matching* data lapangan.

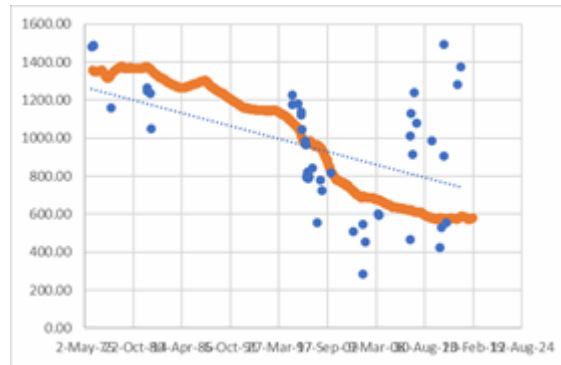
History matching yang dilakukan terhadap sumur dilakukan terhadap *key well* saja karena dianggap sudah dapat mewakili seluruh performa produksi lapangan. Data matching dilakukan dengan batasan laju produksi *liquid* <1%, data produksi minyak <5%, dan data laju produksi air <10%. Berikut dilampirkan gambar-gambar dari hasil proses *history matching* dalam skala lapangan



Gambar 5 *History Matching* Produksi minyak



Gambar 6 History Matching Produksi air



Gambar 7 *History Matching data tekan*

Dari hasil perhitungan history matching di atas dapat dihitung perbedaan data history dan data simulasi sebagai berikut:

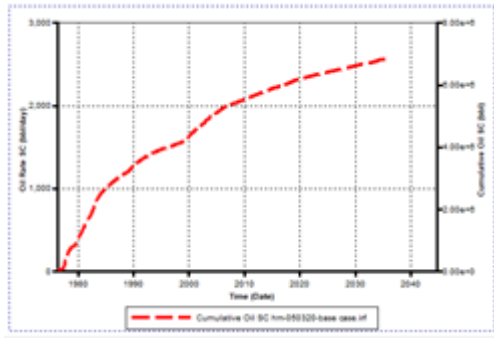
Table 5 persentase history matching

Fasa	History (bbl)	Simulasi (bbl)	%
<i>Liquid</i>	4.01 e+007	3.99 e+007	0.5
Minyak	6.25 e+006	5.94 e+006	4.96
Air	3.38 e+007	3.52 e+007	3.98

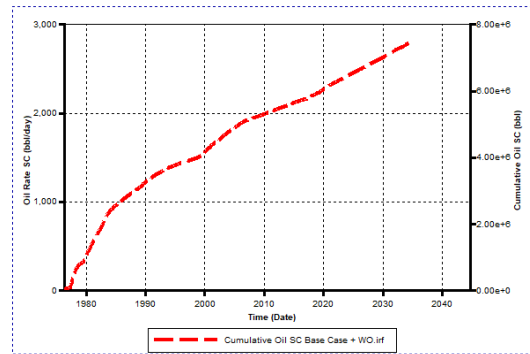
Skenario produksi pada penelitian kali ini diterapkan beberapa pola injeksi yaitu *five spot* dan *inverted five spot*. Selain pola tersebut disimulasikan juga skema *base case* serta *base case* ditambah juga dengan *workover*. Penerapan variasi laju injeksi juga dilakukan selain menentukan pola injeksi. Penerapan variasi laju injeksi yang berbeda beda dilakukan untuk menentukan laju injeksi yang paling optimum untuk diterapkan.

Base case

Skenario base case yang dilakukan pada lapangan X ini adalah dengan mensimulasikan delapan sumur produksi yang masih berproduksi dan terdapat satu sumur injeksi. Pada skenario base case dilakukan dengan kondisi awal dengan tidak melakukan perubahan apapun pada parameter yang berkaitan sehingga hasil yang di dapatkan adalah tanpa dilakukan pengembangan lapangan. Pada hasil simulasi skenario *base case* ini diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 24.72% dengan nilai produksi minyak kumulatif sebesar 6.88 MMSTB



Gambar 8 Cumulative Oil Production Base Case



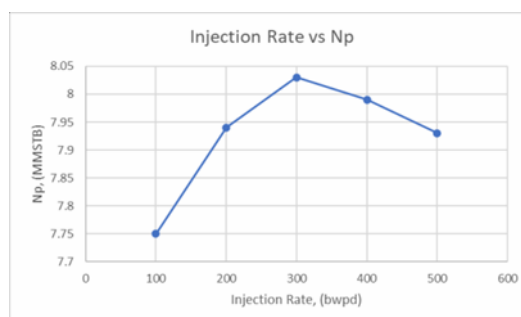
Gambar 9 Cumulative Oil Production Scenario 1

Skenario 1

Pada simulasi skenario 1 dilakukan *workover* terhadap 13 sumur yang sudah tidak beroperasi sehingga total sumur yang memproduksi dalam skenario 1 ini terdapat 21 sumur produksi dan juga terdapat sumur injeksi yaitu sumur XXR-27i. Selain dengan dilakukannya *workover* terhadap 13 sumur yang telah tidak beroperasi, tidak dilakukan perubahan terhadap parameter-parameter lainnya. Pada hasil simulasi skenario 1 ini dengan dilakukannya *workover* pada 13 sumur sehingga dapat diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 26.99% dengan nilai produksi minyak kumulatif sebesar 7.51 MMSTB dengan terdapatnya 21 sumur yang memproduksi dan 1 sumur injeksi.

Skenario 2

Pada simulasi skenario 2 dilakukan penerapan pola injeksi air *adjusted inverted five spot* yaitu gabungan antara *inverted four spot* dan *inverted five spot* dengan menambahkan sembilan sumur injeksi. Pada skema injeksi ini disimulasikan beberapa skenario dengan menggunakan *injection rate* yang berbeda-beda. *Injection rate* yang diterapkan adalah 100 bwpd, 200 bwpd, 300 bwpd, 400 bwpd, dan 500 bwpd. Selain itu diberlakukan juga *constraint* jika minyak yang diproduksi kurang dari 10 bopd & water cut mencapai 99% maka akan dilakukan *shut in* sumur produksi.



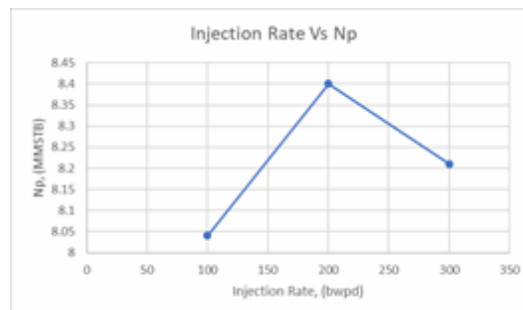
Gambar 10. Injection Rate Vs Np (skenario 2)

Dari grafik yang ditampilkan tersebut dapat ditentukan laju injeksi air terbaik yang dapat diterapkan untuk skenario 2 pengembangan lapangan X adalah

dengan menggunakan *injection rate* sebesar 300 bwpd dengan menghasilkan besar *recovery factor* sebesar 28.84% dengan memiliki nilai kumulatif produksi sebesar 8.03 MMSTB, kenaikan *recovery factor* yang di hasilkan adalah sebesar 4.12%.

Skenario 3

Pada simulasi skenario 3 dilakukan penerapan pola injeksi air *adjusted inverted five spot* dengan menggabungkan *normal five spot* dan *normal four spot* menambahkan 45 sumur injeksi. Pada skema injeksi *adjusted normal five spot* ini disimulasikan beberapa skenario dengan menggunakan *injection rate* yang berbeda-beda. *Injection rate* yang di terapkan adalah 100 bwpd, 200 bwpd, 300 bwpd, 400 bwpd, dan 500 bwpd. Selain itu diberlakukan juga *constraint* jika minyak yang di diproduksi kurang dari 10 bopd & water cut mencapai 99% maka akan dilakukan *shut in* sumur produksi.



Gambar 11. *Injection Rate Vs Np* (skenario 2)

Dari grafik (gambar yang di ditampilkan tersebut dapat ditentukan laju injeksi air terbaik yang dapat diterapkan untuk skenario 3 pengembangan lapangan X adalah dengan menggunakan *injection rate* sebesar 200 bwpd dengan menghasilkan besar *recovery factor* sebesar 30.18% dengan memiliki nilai kumulatif produksi sebesar 8.4 MMSTB, kenaikan *recovery factor* yang di hasilkan adalah sebesar 5.46%.

IV KESIMPULAN

Dari penelitian tugas akhir tentang peningkatan jumlah produksi minyak pada lapangan X pada lapisan X1 & X2 dengan simulasi reservoir dapat disimpulkan bahwa:

1. Pada penerapan skenario produksi base case menghasilkan nilai *recovery factor* sebesar 24.72% dengan nilai nilai kumulatif produksi minyak yang di hasilkan sebesar 6.88 MMSTB
2. Pada penerapan skenario produksi 1 menghasilkan nilai *recovery factor* sebesar 26.99% dengan nilai nilai kumulatif produksi minyak yang di hasilkan sebesar 7.51 MMSTB
3. Pada penerapan skenario produksi 2 dengan menerapkan pola injeksi *adjusted inverted five spot* dengan digunakan rate injeksi optimal sebesar 300 bwpd dapat menghasilkan nilai *recovery factor* sebesar 28.84% dengan nilai nilai kumulatif produksi minyak yang di hasilkan sebesar

8.03 MMSTB

4. Pada penerapan skenario produksi 3 dengan menerapkan pola injeksi *adjusted normal five spot* dengan digunakan *rate* injeksi optimal sebesar 200 bwpd dapat menghasilkan nilai recovery factor sebesar 30.18% dengan nilai nilai kumulatif produksi minyak yang di hasilkan sebesar 8.4 MMSTB
5. Dari hasil perbandingan skenario produksi yang di terapkan, skenario dengan metode injeksi *adjusted normal five spot* adalah yang paling baik untuk di terapkan pada

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2010): *Reservoir Engineering Handbook* (Fourth), Gulf Professional Publishing.
- Alinda, R., & Ockta, J. (2016). Analisa Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. Palembang: Politeknik Akamigas Palembang.
- Alotaibi, M. B. (2011). Waterflood and Enhanced Oil Recovery Studies Using. December, 1-298. Altubayyeb, A. S. (2014). A Numerical Study of the Impact of Waterflood Pattern Size on Ultimate Recovery in Undersaturated Oil Reservoirs. 1-90.
- Amer, Badr Bin Merdhahand M. Yassin, Abu Azam, 2009. ScaleFormationDue to Water Injection in Malaysian Sandstone Cores, University Technology Malaysia, Malaysia.
- Callaway, F. H. (1959): Evaluation of Water Flood Prospects, *J Pet Technol (Journal of Petroleum Technology) About J Pet Technol*, **11**(10), 11–16.
- Craft, B. C., and Hawkins, M. F. (2015): *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (Second), Prentice Hall, New Jersey.
- Iqbal, A., Sugiatmo, I., & Pratiwi, P. R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir dengan Injeksi Air Pada Pattern 8 Lapangan "TQL". Jakarta, Indonesia: Universitas Trisakti.
- Klepe, J. (2013). Reservoir Recovery Technis. Norwegia : Department Geophysics Norwegia. University of Science and Technology.
- Rose, Stephen C., dkk (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding*, SPE Monograph, Richardson, Texas.
- Yuniastuti, F. P. (2011). Evaluasi Kinerja Waterflooding Pada Lapisan M Sumur LS 135 – LS 129 Block VII Dengan Pola Direct Line Lapangan Sogo Unit Bisnis PT. Pertamina EP Lirik. Skripsi, Fakultas Teknologi Mineral: Universitas Pembangunan Nasional Veteran.