

PENERAPAN METODE *CYCLIC WATERFLOODING* UNTUK PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK “AP” MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

M. Arif Perdana^{1*}, Ratna Widyaningsih², H. Hariyadi³

¹)Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN Veteran Yogyakarta

*email korespondensi: hariyadi@upnyk.ac.id

ABSTRAK

Lapangan “AP” merupakan salah satu lapangan *mature* yang terletak di blok AP, Cekungan Salawati, Papua Barat. Lapangan ini sudah berproduksi sejak tahun 1948 sehingga memiliki *decline rate* produksi yang sudah cukup tinggi dan nilai *water cut* diatas 90%. Pengembangan minyak Lapangan “AP” menggunakan metode injeksi *cyclic waterflooding* dengan mempertimbangkan jumlah cadangan minyak yang masih ada di reservoir. Kajian simulasi reservoir ini dilakukan sesuai flow chart dengan tujuan untuk menerapkan metode *cyclic waterflooding* untuk meningkatkan *oil recovery factor* di lapangan “AP” menggunakan simulasi reservoir. Skenario *cyclic waterflooding* yang paling optimal dalam perencanaan pengembangan Lapangan “AP” adalah Skenario III-D. Skenario ini dikembangkan dengan pola *periferal* dengan tambahan 13 sumur injeksi air, tekanan injeksi 400 psi, laju injeksi 1.200 bbl/d, periode dasar *cylic* 90 hari dengan rasio skema injeksi 1:1. Pengembangan skenario III-D menghasilkan nilai 12.770 MSTB untuk produksi minyak kumulatif, 177.659 MSTB untuk produksi air kumulatif, 99,56% untuk *water cut*, 36,65% untuk *recovery factor* dan kumulatif kebutuhan injeksi air 46.985 MSTB. Lapangan tersebut merupakan salah satu lapangan matang yang terletak di blok AP, Cekungan Salawati, Papua Barat. Lapangan ini telah berproduksi sejak tahun 1948 sehingga memiliki tingkat penurunan produksi yang tinggi dan nilai *water cut* diatas 90%. Pengembangan minyak Lapangan “AP” menggunakan metode injeksi *cyclic waterflooding* dengan mempertimbangkan jumlah cadangan minyak yang masih ada di reservoir. Kajian simulasi *reservoir* ini dilakukan sesuai flow chart dengan tujuan untuk menerapkan metode *cyclic waterflooding* untuk meningkatkan *oil recovery factor* di lapangan “AP” menggunakan simulasi *reservoir*. Skenario *cyclic waterflooding* yang paling optimal dalam perencanaan pengembangan Lapangan “AP” adalah Skenario III-D. Skenario ini dikembangkan dengan pola *periferal* dengan tambahan 13 sumur injeksi air, tekanan injeksi 400 psi, laju injeksi 1.200 bbl/d, periode dasar *cylic* 90 hari dengan rasio skema injeksi 1:1. Pengembangan skenario III-D menghasilkan nilai 12.770 MSTB untuk produksi minyak kumulatif, 177.659 MSTB untuk produksi air kumulatif, 99,56% untuk *water cut*, 36,65% untuk *recovery factor* dan kumulatif air yang dibutuhkan injeksi 46.985 MSTB.

Kata Kunci: waterflooding; recovery factor; simulasi reservoir

ABSTRACT

The “AP” field is one of the mature fields located in the AP block, Salawati Basin, West Papua. This field has been in production since 1948 so it has a relatively high production decline rate and a water cut value above 90%. The development of the “AP” Field oil uses the cyclic waterflooding injection method by considering the amount of oil reserves that are still in the reservoir. This reservoir simulation study was carried out according to the flow chart with the aim of applying the cyclic waterflooding method to increase the oil recovery factor in the “AP” field using reservoir simulation. The most optimal cyclic waterflooding scenario in planning the development of the “AP” Field is Scenario III-D. This scenario was developed with a peripheral pattern with an additional 13 water injection wells, an injection pressure of 400 psi, an injection rate of 1,200 bbl/s, a basic cyclic period of 90 days with an injection scheme ratio of 1:1. The development of scenario III-D produces a value of 12,770 MSTB for cumulative oil production, 177,659 MSTB for cumulative water production, 99.56% for water cut, 36.65% for recovery factor and cumulative water injection needs of 46,985 MSTB. The field is one of the mature fields located in the AP block, Salawati Basin, West Papua. This field has been in production since 1948 so it has a high rate of decline in production and a water cut value above 90%. The development of the “AP” Field oil uses the cyclic waterflooding injection method by considering the amount of oil reserves that are still in the reservoir. This reservoir simulation study was carried out according to the flow chart with the aim of applying the cyclic waterflooding method to increase the oil recovery factor in the “AP” field using reservoir simulation. The most optimal cyclic waterflooding scenario in planning the development of the “AP” Field is Scenario III-D. This scenario was developed with a peripheral pattern with an additional 13 water injection wells, an injection pressure of 400 psi, an injection rate of 1,200 bbl/s, a basic cyclic period of 90 days with an injection scheme ratio of 1:1. The development of scenario III-D produces a value of 12,770 MSTB for cumulative oil production, 177,659 MSTB for cumulative water production, 99.56% for water cut, 36.65% for recovery factor and cumulative water needed for injection of 46,985 MSTB.

Keywords: waterflooding; recovery factors; reservoir simulation

I. PENDAHULUAN

Lapangan “AP” merupakan lapangan minyak onshore yang terletak di Blok AP, Cekungan Salawati, Provinsi Papua Barat. Lapangan ini dikelola oleh PT. Perdana dan mulai diproduksi secara komersial sejak tahun 1948. Struktur lapangan ini adalah platform karbonat yang tersusun dari batuan karbonat dari Formasi Kais. Lapisan yang dihasilkan sejak pemboran pertama adalah Formasi Kais yang berada pada kisaran kedalaman 100 – 250 meter.

Lapangan “AP” memiliki total *Original Oil in Place* (OOIP) sebesar 34.844 MSTB, dengan produksi kumulatif (sampai Maret 2014) sebesar 11.574 MSTB dan *recovery factor* saat ini sebesar 34,549%. Jumlah sumur di Lapangan Minyak “AP” sebanyak 10 sumur, terdiri dari sumur yang masih aktif memproduksi yaitu sumur AP-007, AP-011, AP-022, AP-024, AP-035, AP-036, AP-037, AP-048 dan AP-053.

Berdasarkan nilai OOIP dan *recovery factor* saat ini, masih banyak potensi minyak di lapangan “AP” yang belum memproduksi. Nilai *water cut* yang telah mencapai 98,57% (sampai Maret 2014), menjadi perhatian khusus yang harus ditinjau kembali dalam memilih skenario lapangan terbaik untuk meningkatkan produksi minyak tetapi juga untuk menjaga produksi air tidak berlebihan sehingga *waterflooding* siklik, digunakan sebagai pemulihan sekunder.

Cyclic waterflooding merupakan metode *waterflooding* lama yang akhir-akhir ini diterapkan kembali untuk meningkatkan produksi minyak dengan jumlah injeksi air yang sama dengan injeksi air kontinyu, perbedaan antara kedua metode tersebut hanya perubahan siklus injeksi yang pada *waterflooding* kontinyu akan menginjeksikan air dalam jumlah yang konstan dan berkelanjutan, sedangkan pada *cyclic waterflooding* injeksi air dilakukan dengan sistem bukaan sumur injeksi dimana akan ada 2 periode yaitu pada periode pertama air sumur akan diinjeksikan dengan kecepatan yang besar dalam beberapa waktu, bulan dan pada periode kedua, sumur injeksi akan ditutup selama beberapa bulan kemudian.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Cylic waterflooding merupakan salah satu metode IOR yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak pada reservoir heterogen dengan perbedaan permeabilitas yang tinggi. Efek utama dari siklus sumur injeksi adalah peningkatan produksi minyak yang disertai dengan penurunan produksi air. Dengan menerapkan tekanan secara bergantian ke reservoir, efek berdenyut pada tekanan transien akan terjadi di antara lapisan reservoir dan akan mempengaruhi sifat reservoir. (Surguchev et al., 2002). Surguchev mengidentifikasi 6 karakteristik reservoir yang baik untuk injeksi siklik, diantaranya adalah:

- *Layering dan heterogeny*
- Memiliki konektivitas antara lapisan permeabilitas tinggi dan rendah
- Adanya batuan dan fluida reservoir yang *compressible*
- Perbedaan tekanan didalam reservoir
- Adanya rekahan
- Permeabilitas yang bergantung pada rekahan

Secara umum simulator terbagi menjadi 3 jenis yaitu black oil, compositional, dan thermal simulator. Pembagian berdasarkan aliran fluida, panas, dan perpindahan massa, sehingga jenis simulator dapat dibagi menjadi:

a. *Black Oil Simulator*

Black oil simulator adalah simulator yang digunakan untuk kondisi isothermal, aliran simultan minyak, gas, dan air yang melibatkan gaya kapiler, gravitasi, dan viskositas. Minyak hitam digunakan pada jenis cairan yang homogen dan tidak memperhatikan komposisi kimianya meskipun kelarutan gas dalam minyak dan air dipertimbangkan.

b. *Compositional Simulator*

Compositional model mempertimbangkan variasi dalam komposisi fase berdasarkan tekanan dalam kaitannya dengan aliran berbagai fase. Model ini sering digunakan untuk reservoir kondensat minyak dan gas yang mudah menguap.

c. *Thermal Simulator*

Thermal simulator banyak digunakan untuk mempelajari aliran fluida, simulasi ini digunakan jika komposisi cairan atau gas dipertimbangkan untuk perubahan tekanan. Jenis simulasi ini banyak digunakan untuk mempelajari perilaku reservoir yang mengandung kondensat minyak dan gas yang mudah menguap.

According to H.B. Crichlow (1977), prinsip dasar yang digunakan dalam penurunan persamaan pada simulasi terdiri dari:

1. Kesetimbangan Masa

Besarnya massa fluida yang terakumulasi pada suatu sistem harus sebanding dengan selisih antara massa fluida yang memasuki dan massa fluida yang keluar dari sistem tersebut.

2. Kesetimbangan Energi

Besarnya peningkatan energi pada suatu sistem harus sama dengan selisih antara besarnya energi yang memasuki dan energi yang keluar dari sistem tersebut.

3. *Darcy's Law Equation*

Persamaan yang menggambarkan pergerakan fluida memasuki ataupun keluar dari elemen reservoir.

4. *Equation of State*

Persamaan yang menunjukkan karakteristik tekanan, volume dan temperatur (PVT) dari fraksi aliran fluida pada elemen reservoir.

Adapun tahapan-tahapan dari pengolahan simulasi reservoir adalah sebagai berikut:

- a) Persiapan data
- b) Input data
- c) Pembuatan grid & pemodelan simulasi
- d) Inisialisasi
- e) *History matching*
- f) *PI matching*
- g) Perencanaan *scenario*

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Keakuratan hasil simulasi dipengaruhi oleh kelengkapan data yang digunakan. Data yang perlu disiapkan antara lain:

1. Data geologi (peta kontur, peta isopach, peta isopermeabilitas, peta isoporositas, dan peta isosaturasi), geofisika (data lintasan, interpretasi seismik, dll) dan petrofisika (data fasies, porositas, permeabilitas, dan volume serpih)
2. Data batuan reservoir (permeabilitas absolut (K), permeabilitas relatif (Kro, Krg, Krw), porositas (\emptyset), ketebalan formasi (h), kompresibilitas batuan (Cf), saturasi fluida (So, Sg, Sw) dan tekanan kapiler (Pc)
3. Data fluida reservoir (densitas fluida, faktor volume formasi, dan viskositas fluida)

4. Data tekanan
5. Data pendukung (lintasan sumur, ukuran casing dan tubing, metode produksi, tenggat waktu perkiraan, lokasi sumur, kendala produksi, dan data riwayat sumur)

Inisialisasi adalah peninjauan terhadap data yang dimasukkan ke dalam simulator. Inisialisasi bertujuan untuk melihat kestabilan model, menyelaraskan model in place dengan hasil perhitungan volumetrik atau geostatik di tempat (Rukmana, 2013). Pencocokan histori adalah proses modifikasi parameter yang digunakan dalam pembuatan model, untuk menciptakan keselarasan antara model dan kondisi nyata, yang didasarkan pada data parameter yang diukur selama periode tertentu. Di lapangan minyak, setelah melakukan *history matching* dan sebelum melakukan prediksi, langkah selanjutnya adalah melakukan *PI matching*. Pencocokan PI yang bertujuan untuk menyamakan tren produksi minyak dan air dalam 3 hingga 6 bulan terakhir sebelum melakukan prediksi. Peramalan atau prediksi adalah tahap akhir dari simulasi reservoir dengan tujuan utama untuk memperkirakan kinerja reservoir dengan menjalankan beberapa skenario pengembangan.

III. METODOLOGI

Penelitian ini diawali dengan persiapan dan pengumpulan beberapa data yang dibutuhkan seperti PVP fluida reservoir, data inti, dan data tekanan. Setelah itu dilakukan *history matching* untuk menyelaraskan data tekanan dan data produksi reservoir dengan history kondisi yang sebenarnya. Kemudian lakukan pencocokan indeks produktivitas (*PI matching*) untuk menyelaraskan produktivitas sumur. Setelah itu, penelitian dilanjutkan dengan memvariasikan pola injeksi air dengan laju dan tekanan injeksi air yang sama untuk mendapatkan pola sumur injeksi air terbaik. Pada bidang ini pola injeksi yang akan diterapkan adalah pola perifer, *convert to injection*, *four spot*, dan *five spot*. Prediksi dilakukan selama 20 tahun setelah kontrak ditandatangani yaitu pada 1 Maret 2034. Hasil yang diharapkan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui apakah lapangan AP masih dapat berproduksi secara optimal dengan diterapkannya skenario *cyclic waterflooding*.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada lapangan "AP" terdapat 9 sumur produksi dan 1 sumur tersuspensi yang terdiri dari sumur yang masih aktif berproduksi yaitu sumur AP-007, AP 011, AP-022, AP-024, AP-035, AP-036, AP-037, AP-048 dan AP-053. Lapisan ini terus berproduksi dan mengalami penurunan produksi dari waktu ke waktu. Sampai Maret 2014, debit minyak hanya mencapai 45,4 STB/D dengan *water cut* 99,21%. Kumulatif produksi minyak lapangan "AP" mencapai 11.442.882 STB dan kumulatif produksi air mencapai 37.757.452 STB hingga saat ini. Dengan produksi tersebut, lapangan "AP" memiliki *recovery factor* saat ini sebesar 34,549%.

Data RCAL tersebut diolah sehingga menjadi dasar penentuan wilayah batuan pada bidang "AP". Penentuan wilayah batuan pada bidang "AP" dibagi menjadi 3 wilayah. Wilayah 1 memiliki rentang permeabilitas kurang dari 500 mD, kemudian wilayah 2 memiliki rentang permeabilitas 500 mD – 950 mD, dan wilayah 3 memiliki rentang permeabilitas lebih dari 950 mD. Data analisis teras khusus digunakan untuk menentukan sifat dinamis reservoir (matriks), yaitu tekanan kapiler dan permeabilitas relatif.

Dalam pengolahan data dan analisis PVT hanya dapat dilakukan dengan model *quick black oil* dan pengambilan data lapangan PVP "AP" dilakukan dengan mengambil sampel dari Sumur AP-002 dengan tekanan reservoir (Pres) sebesar 429 psia dan temperatur reservoir (Tres) dari 140 °F. Hasil

uji sampel PVP di Lapangan “AP” hanya berupa *differential liberation*, dimana berdasarkan hasil tersebut fluida hidrokarbon di Lapangan “AP” tergolong *heavy oil* dengan API 18.39°, Pb 184.7 psia, Bo 1.0344bbl/STB, Rs 10 SCF /STB, dan Viskositas 23,86.

Dari hasil inisialisasi didapatkan data original in place untuk lapangan AP dan produksi kumulatif pada bulan Maret 2014. Oil in place di lapangan “AP” sebesar 34.844 MSTB dengan produksi kumulatif (sampai dengan Maret 2014) sebesar 11.574 MSTB dan faktor pemulihan saat ini sebesar 34,549%. Sehingga besarnya sisa cadangan tersebut menjadi dasar perlunya pengembangan lebih lanjut guna meningkatkan perolehan minyak pada reservoir di lapangan “AP”.

Tahap selanjutnya yaitu *history matching* akan dilakukan dengan menyelaraskan tekanan, laju produksi, dan produksi kumulatif dalam simulasi dengan data *history* lapangan yang ada. Penyelarasan ini dilakukan dari Januari 1948 hingga Maret 2014. Lapangan “AP” memiliki penggerak *water drive* sehingga digunakan kontrol cairan dan asumsi tekanan abaikan sebesar 28 psia digunakan sebagai kendala dalam membantu melakukan tahapan *history matching*. Selain itu, modifikasi dibuat pada kurva permeabilitas relatif untuk mencapai keselarasan.

Selanjutnya juga dilakukan penyelarasan indeks produktivitas atau PI *matching*. Pencocokan PI dilakukan agar prediksi produksi minyak tidak terlalu optimis atau pesimis. Dalam penelitian ini, PI matching dilakukan dengan menyelaraskan laju produksi minyak selama 6 bulan terakhir (1 September 2013 hingga 1 Maret 2014) sehingga tren produksi minyak dan air selaras. PI *Matching* dilakukan pada 118 sumur kunci yang masih berproduksi hingga 1 Maret 2014. Penentuan sumur kunci pada lapangan “AP” dapat dilihat pada Tabel IV-5 dengan ketentuan sumur kunci dijelaskan pada Bagian 3.4.4.3 . Berdasarkan tabel pada sumur-sumur kunci pada field “AP” adalah AP-035, AP-007, AP-037, dan AP-036. Dimana sumur-sumur tersebut masih berproduksi hingga akhir dan total kumulatif minyak dari sumur-sumur tersebut mencapai 75%.

Prediksi atau forecast merupakan tahap akhir dari simulasi reservoir. Tahap ini bertujuan untuk memprediksi perilaku reservoir di masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan. Prediksi untuk lapangan “AP” dilakukan untuk mengetahui hasil dari berbagai skenario pengembangan *cyclic waterflooding* dan perbandingan nilai produksi air kumulatif, nilai kumulatif injeksi air, dan *water cut* antara skenario konvensional *waterflooding* dan *cyclic waterflooding* sehingga nantinya menjadi yang terbaik. skenario diperoleh. Prediksi tersebut dibuat selama 20 tahun setelah kontrak ditandatangani, yakni pada 1 Maret 2034.

Sebelum pengembangan skenario *cyclic waterflooding*, prediksi laju, kumulatif, dan tekanan dibuat dalam kondisi tanpa upaya pengembangan atau biasa disebut dengan kondisi *basecase*. Prediksi pada basecase dilakukan untuk membandingkan hasil prediksi basecase dengan hasil prediksi dari pengembangan skenario sehingga dapat diketahui seberapa besar peningkatan kumulatif produksi minyak dan *recovery factor*. Dengan kondisi tersebut, per 1 Maret 2014, lapangan “AP” memiliki 9 sumur produksi dan 1 sumur shut-in. Pada akhir tahun 2034, produksi minyak kumulatif adalah 12.038.324 STB, RF 34,54%, dan nilai *water cut* 98,57%. Terjadi peningkatan *recovery factor* pada Field “AP” dari 33,22% menjadi 34,54%.

Dilihat dari data produksi yang ada, lapangan “AP” menghasilkan air dalam jumlah yang cukup besar dengan rata-rata *water cut* yang tinggi diatas 90% sehingga diperlukan skenario *cyclic waterflooding* untuk meningkatkan *recovery factor*” dan sekaligus juga dapat menahan meningkatkan laju produksi air dari lapangan “AP”. Berdasarkan kondisi tersebut, lapangan “AP” yang juga merupakan reservoir homogen cukup prospek untuk menjalankan skenario injeksi *waterflooding* siklik dan lebih efektif dalam meningkatkan produksi minyak mengurangi produksi

air dan nilai *water cut* reservoir lapangan “AP” dibandingkan *waterflooding* konvensional. Sebagai upaya untuk mengetahui perbandingan skenario yang paling optimal untuk diterapkan pada lapangan “AP”, sensitivitas pola injeksi dan laju injeksi dilakukan terlebih dahulu dengan *waterflooding* konvensional.

Untuk keseluruhan hasil pengembangan Skenario, dapat disimpulkan bahwa skenario *cyclic waterflooding* yang paling optimum dalam perencanaan pengembangan Lapangan “AP” adalah Skenario III-D. Skenario ini dikembangkan dengan pola periferal dengan penambahan 13 sumur injeksi air, tekanan injeksi 400 psi, laju injeksi 1200 bbl/d, periode dasar *cylic* 90 hari dengan rasio skema injeksi 1:1. Pengembangan skenario III-D menghasilkan nilai 12.770 MSTB untuk produksi minyak kumulatif, 177.659 MSTB untuk produksi air kumulatif, 99,56% untuk *water cut*, 36,65% untuk *recovery factor* dan kumulatif air yang dibutuhkan injeksi 46.985 MSTB.

Pada perencanaan injeksi *waterflooding* siklik di lapangan "AP", faktor pemulihan meningkat sebesar 2,1%. Untuk perbandingan nilai *recovery factor* antara skenario terbaik untuk *cyclic waterflooding* (Skenario III-D) dan konvensional *waterflooding* (Scenario II-D), *Cyclic waterflooding* masih lebih baik dengan peningkatan sebesar 2,1% dibandingkan dengan konvensional *waterflooding* sebesar 2%. Kemudian pada penerapan *cyclic waterflooding* terjadi penurunan produksi air secara kumulatif sebesar 7.982 MSTB dan penurunan nilai *water cut* sebesar 0,1% dibandingkan *waterflooding* konvensional. Hal ini juga diikuti dengan penurunan total kumulatif injeksi yang dibutuhkan dimana pada *cyclic waterflooding*, total kumulatif injeksi hanya 46.985 MSTB dibandingkan *waterflooding* konvensional yang membutuhkan total injeksi kumulatif sebesar 78.013 MSTB atau 40% lebih banyak dari *cyclic waterflooding*. Dari segi nilai *voidage replacement ratio*, menurut (Vittoratos, E., 2013) nilai $VRR < 1$ lebih optimum untuk *heavy oil* dan hal ini sejalan dengan nilai rata-rata *VRR* untuk *cyclic waterflooding* yang lebih kecil dari konvensional. banjir.

Tabel 4.1 - Tabulasi Hasil Pengembangan Skenario *Cyclic Waterflooding* pada Lapangan “AP”

| Summary Skenario Pengembangan Lapangan Minyak "AP" | | | | |
|----------------------------------------------------|-----------------------|-----------|--------|-------------|
| Skenario | Pola | NP (MSTB) | RF | Kenaikan RF |
| Basecase | Basecase | 12,038 | 34.55% | 0.00% |
| I-A | Pola Periferal | 12,651 | 36.31% | 1.76% |
| I-B | Convert to Injection | 12,068 | 34.64% | 0.09% |
| I-C | Pola Four Spot | 12,234 | 35.11% | 0.56% |
| I-D | Pola Five Spot | 12,199 | 35.01% | 0.46% |
| Skenario | Laju Injeksi (BWPD) | NP (MSTB) | RF | Kenaikan RF |
| II-A | 200 | 12,651 | 36.31% | 1.76% |
| II-B | 300 | 12,664 | 36.34% | 1.79% |
| II-C | 500 | 12,678 | 36.38% | 1.83% |
| II-D | 700 | 12,697 | 36.44% | 1.89% |
| II-E | 900 | 12,712 | 36.48% | 1.93% |
| II-F | 1200 | 12,735 | 36.55% | 2.00% |
| Skenario | Skema Cyclic | NP (MSTB) | RF | Kenaikan RF |
| II-D | - | 12,735 | 36.55% | 2,00% |
| III-A | Periode 1:3 (30 hari) | 12,772 | 36.66% | 2,11% |
| III-B | Periode 1:3 (90 hari) | 12,770 | 36.65% | 2,10% |

| III-C | Periode 1:1 (30 hari) | 12,623 | 36.23% | 1,68% |
|----------|-----------------------|------------------------|----------|--------|
| III-D | Periode 1:1 (90 hari) | 12,770 | 36.65% | 2,10% |
| III-E | Periode 1:2 (90 hari) | 12,680 | 36.39% | 1,84% |
| III-F | Periode 1:2 (30 hari) | 12,783 | 36.69% | 2,14% |
| Skenario | Pola | Kum Injeksi Air (MSTB) | WP (STB) | WC (%) |
| Basecase | Basecase | - | 67,262 | 98.58 |
| I-A | Pola Peripheral | 15,533 | 140,872 | 99.4 |
| I-B | Convert to Injection | 2,812 | 69,105 | 98.65 |
| I-C | Pola Four Spot | 6,848 | 84,192 | 98.88 |
| I-D | Pola Five Spot | 5,551 | 92,138 | 98.88 |
| Skenario | Pola | Kum Injeksi Air (MSTB) | WP (STB) | WC (%) |
| II-A | 200 | 15,533 | 140,872 | 99,40% |
| II-B | 300 | 23,299 | 145,348 | 99,42% |
| II-C | 500 | 38,832 | 153,796 | 99,46% |
| II-D | 700 | 54,365 | 163,225 | 99,49% |
| II-E | 900 | 67,787 | 172,208 | 99,51% |
| II-F | 1200 | 78,013 | 185,642 | 99,56% |
| Skenario | Pola | Kum Injeksi Air (MSTB) | WP (STB) | WC (%) |
| II-F | - | 78,013 | 185,642 | 99,55% |
| III-A | Periode 1:3 (30 hari) | 68,381 | 192,448 | 99,61% |
| III-B | Periode 1:3 (90 hari) | 70,379 | 189,455 | 99,56% |
| III-C | Periode 1:1 (30 hari) | 46,466 | 171,508 | 99,59% |
| III-D | Periode 1:1 (90 hari) | 46,985 | 177,659 | 99,55% |
| III-E | Periode 1:2 (90 hari) | 62,383 | 182,952 | 99,57% |
| III-F | Periode 1:2 (30 hari) | 70,257 | 188,891 | 99,55% |

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan *recovery factor* dengan persamaan J.J. Arps didapatkan harga *recovery factor* pada lapangan “AP” sebesar 53,83%, *ultimate recovery factor* sebesar 18,756,55 MSTB dan sisa cadangan sebesar 6,718,5 MSTB sehingga lapangan “AP” masih berpotensi untuk dikembangkan lebih lanjut dengan injeksi *cyclic waterflooding* metode. Kemudian pola terbaik yang dapat diterapkan pada lapangan “AP” adalah pola periferal dengan penambahan 13 sumur injeksi (Skenario I-A). Hasil pengembangan skenario ini adalah 12.651 MSTB untuk produksi minyak kumulatif, 140.871 MSTB untuk produksi air kumulatif, 99,4% untuk *water cut* dan 36,309% untuk *recovery factor*. Laju injeksi optimum untuk diterapkan pada Lapangan “AP” adalah 1.200 bbl/d. Dengan penerapan laju injeksi pada skenario II-F, hasil yang diperoleh dari pengembangan skenario ini adalah 12.735 MSTB untuk produksi minyak kumulatif, 185.642 MSTB untuk produksi air kumulatif, 99,56% untuk *water cut* dan 36,549% untuk *recovery factor*.

Skema injeksi dan periode waktu injeksi optimum yang diterapkan pada injeksi siklik *waterflooding* (Skenario III-D) di lapangan “AP” adalah skema injeksi 1:1 dan 90 hari. Pengembangan skenario III-D menghasilkan nilai 12.770 MSTB untuk produksi minyak kumulatif, 177.659 MSTB untuk produksi air kumulatif, 99,55% untuk water cut, 36,50% untuk *recovery factor* dan kumulatif kebutuhan injeksi air sebesar 46.985 MSTB.

DAFTAR PUSTAKA

- Shchipanov, A., Surguchev, L., & Jakobsen, S. (2008). Improved oil recovery by cyclic injection and production. All Days. Astuti, Elly. Isharijadi. Pengenalan Open Journal System (OJS) untuk Publikasi Ilmiah Mahasiswa. Jurnal Pengabdian Pada Masyarakat, 2019, Vol. 4 No. 4, Page: 409-414.
- Rukmana, Dadang. 2013. “Waterflooding Management Using Reservoir Simulation” Dinas Pengembangan Lapangan SKK Migas. Indonesia
- Rukmana, D., Kristianto, D., & Aji, V. D. C., (2012). Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi. Pohon Cahaya.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery. Henry L. Doherty Memorial Fund of Aime Society of Petroleum.