

ANALISA KINERJA INJEKSI AIR DENGAN METODE VOIDAGE REPLACEMENT RATIO DI PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD RAMBA

¹⁾Roni Alida, ²⁾Ockta Juliansyah

Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas Politeknik Akamigas Palembang
Jl. Kebon Jahe, Komperta Plaju, Palembang, Indonesia

Abstrak

Water injection adalah metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dalam tahap secondary recovery. Water injection digolongkan menjadi 3 jenis yaitu, water disposal (digunakan untuk menginjeksikan air formasi ke lapisan yang tidak produktif sehingga tidak meningkatkan produksi minyak), pressure maintenance (digunakan untuk mempertahankan tekanan reservoir agar tetap tinggi bila memungkinkan masih diatas tekanan gelembung) dan waterflood (pendorongan air injeksi dengan pola tertentu untuk mendorong minyak didalam reservoir hingga minyak terdorong menuju ke sumur produksi). Pada lapangan Akihabara akan dilakukan analisa kinerja waterflooding dengan metode voidage replacement ratio. VRR (Voidage Replacement Ratio) merupakan perbandingan antara besarnya air terproduksi yang diinjeksikan ke dalam reservoir terhadap kumulatif fluida yang telah diproduksi. Metode ini digunakan untuk mengetahui respon tekanan reservoir akibat adanya injeksi, membantu menentukan strategi optimasi produksi dan mengetahui performa injeksi (withdrawal balance). Analisa VRR ini dimulai dengan pengelompokan area sumur injeksi dan sumur monitor produksinya berdasarkan pengamatan terhadap data performa produksi, performa injeksi dan performa tekanan reservoir. Berdasarkan hasil analisa VRR pada Desember 2014, menunjukkan bahwa sumur produksi di keseluruhan area lapangan Akihabara memiliki potensi untuk dilakukan upaya peningkatan dan optimasi produksi. Pada area SF-A dan KF nilai VRR menunjukkan kecenderungan stabil yaitu 4.37 dan 2.73 ($VRR > 1$), sehingga dapat dikatakan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi telah dapat dilakukan. Pada area SF-B nilai VRR cenderung stabil yaitu 0.47 ($VRR < 1$), yang berarti laju injeksi masih kurang dan belum optimal bila dibanding dengan jumlah produksi.

Kata Kunci : Injeksi Air, Pemeliharaan Tekanan dan Voidage Replacement Ratio.

1. Pendahuluan

Minyak dan gas bumi merupakan sumber kekayaan alam yang tak terbarukan. Produksi minyak dan gas bumi secara terus menerus menyebabkan laju produksi yang semakin menurun dan tekanan reservoir akan mengalami penurunan yang menyebabkan cadangan minyak masih tersisa didalam reservoir. Metode produksi minyak tahap kedua setelah suatu reservoir mendekati batas ekonomis melalui perolehan tahap pertama disebut secondary oil recovery. Cara peningkatan perolehan cadangan tahap kedua yaitu dengan menginjeksikan air (water flooding) untuk menambah energi dan meningkatkan perolehan minyak. Cara menginjeksikan air kedalam reservoir memenuhi pori batuan reservoir yang ditinggalkan minyak karena minyak tersebut diproduksi (reservoir voidage) dan kemudian mendorong minyak yang tersisa di

pori batuan reservoir sehingga produksi dapat ditingkatkan.

Pelaksanaan waterflooding memerlukan peramalan laju injeksi air kedalam reservoir melalui sumur injeksi sehingga injeksi air dapat meningkatkan tingkat penyapuan (sweep efficiency) terhadap saturasi minyak yang tersisa sehingga perlu dilakukan monitor kinerja dari waterflooding.

Monitoring kinerja waterflood diantaranya adalah menggunakan metode Voidage Replacement Ratio (VRR). Metode VRR waterflooding dilakukan dengan mengamati perbandingan air yang diinjeksikan terhadap fluida yang terproduksi.

Adapun tujuan dari penelitian ini diantaranya adalah untuk :

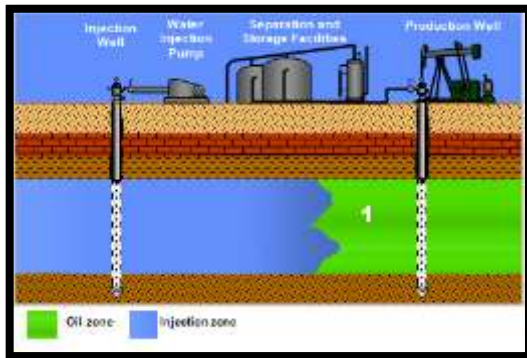
1. Mengevaluasi data reservoir dan mengelolah data injeksi air untuk mendapatkan nilai radius injeksi air.

2. Melakukan analisa sumur *water injection* terhadap *performance* sumur produksi.
3. Melakukan analisa dan perhitungan *Voidage Replacement Ratio* pada suatu segmen reservoir yang dilakukan injeksi air.

2. Kajian Literatur

2.1 Water Injection

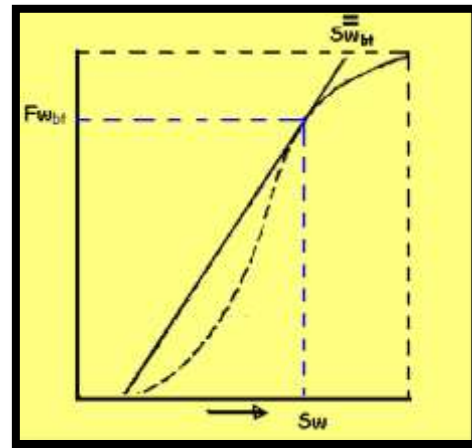
Mekanisme kerja *waterflooding* adalah menginjeksikan air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi, sehingga akan meningkatkan produksi minyak (sebagaimana tersebut gambar 2.1). Prinsip kerja *water injection* sangat mudah dipahami namun banyak faktor yang dipertimbangkan yaitu permeabilitas, saturasi air, saturasi minyak yang tersisa, jenis batuan reservoir, debit dari penginjeksian air, jenis air yang diinjeksikan, dan lain – lain. Apabila penginjeksian berada di reservoir yang mengandung batuan lempung, maka perlu dilakukan *treatment* terhadap air injeksi agar lapisan lempung tidak mudah mengembang.



Gambar 2.1 Skema Water Injection

2.2.1. Persamaan Fraksi Aliran

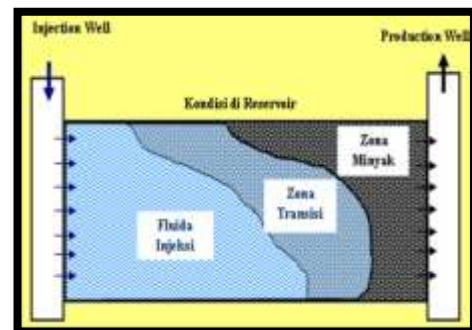
Persamaan fraksi aliran merupakan persamaan dasar pada proses pendorongan fluida di dalam media berpori, digunakan untuk menghitung efisiensi pendesakan dikembangkan pertama kali oleh Buckley-Leverett. Fraksi aliran merupakan fungsi dari saturasi dan variasi permeabilitas relatif. Plot antara fraksi aliran versus saturasi fluida pendesak disebut kurva fraksi aliran (*fractional flow curve*) yang biasanya berbentuk kurva S. Seperti tercantum pada gambar 2.2.



Gambar 2.2 Bentuk Kurva Fraksi Aliran

2.2.2. Mekanisme Pendesakan Fluida

Dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir maka air akan mendesak minyak dan menempati pori - pori batuan dengan membentuk batas pendesakan yang disebut *front*. Pada bidang *front* ini saturasi fluida terdesak akan meningkat, kemudian diikuti dengan saturasi fluida pendesak di belakang *front* yang berangsur-angsur meningkat, sampai mencapai saturasi maksimal. Gambar 2.3 adalah mekanisme pendesakan fluida.



Gambar 2.3 Mekanisme Pendesakan Fluida

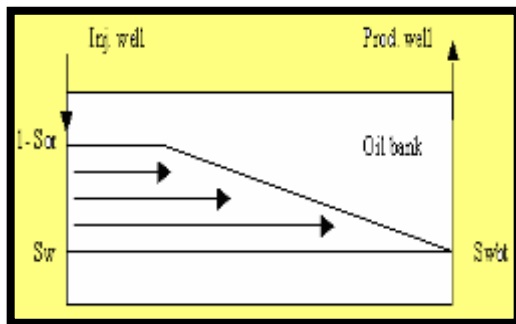
- Kondisi yang terjadi pada proses pendesakan minyak pada gambar di atas adalah :
- Saturasi minyak dan air mula-mula seragam (*initial condition*).
- Air di injeksikan dengan laju alir (q_i) tertentu menyebabkan minyak terdesak dari reservoir sehingga saturasi air meningkat tajam.
- Air dan minyak mengalir pada wilayah ini bersamaan dengan perubahan saturasi. Tidak terdapat aliran didepan perubahan saturasi air. Kondisi pada saat air tiba di sumur produksi disebut injeksi air telah *breakthrough*.
- Setelah *breakthrough* fraksi air akan mengalami peningkatan minyak masih tetap

dapat diproduksi meskipun sebagian air telah mencapai sumur produksi.

Proses pendesakan dikenal ada 2 konsep, yaitu pendesakan *frontal* dan pendesakan torak. Dua konsep pendesakan tersebut dapat dijelaskan yaitu :

1. Pendesakan Frontal

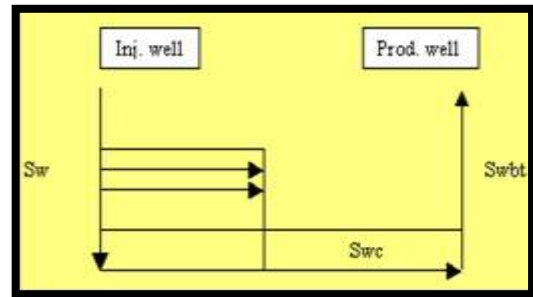
Merupakan pendesakan dengan arah linier dimana saturasi air berangsur bertambah disekitar sumur injeksi dengan kemajuan *front* tidak bersamaan. Konsep ini dikembangkan oleh Buckley-Leverett tahun 1941 dengan menerapkan hukum aliran fluida Darcy, sehingga diperoleh teori aliran *frontal advance*. Dalam penerapan teori *frontal advance* Buckley-Leverett dibutuhkan karakteristik permeabilitas relative minyak dan permeabilitas relative air, serta viskositas minyak dan juga viskositas air injeksi. Mekanisme pendesakan ini dapat lihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Pendesakan Frontal

2. Pendesakan Torak

Pendesakan yang menyerupai torak merupakan hal khusus dari pendesakan *frontal*. Pendesakan torak merupakan proses pendesakan minyak oleh air dengan menganggap minyak tersapu oleh air, dengan kata lain minyak dapat dikuras habis oleh pendorongan air. Sehingga didepan maupun dibelakang *front* hanya terdapat satu fasa fluida yang mengalir. Pendesakan torak terjadi bila mobility ratio (M) = 1. Bentuk grafik hubungan antara saturasi fluida pendesak dengan jarak dari sumur injeksi untuk pendesakan pendesakan torak ditunjukkan Gambar 2.5.



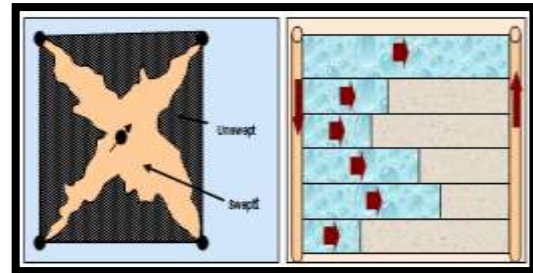
Gambar 2.5 Pendesakan Torak

2.1.3. Efisiensi Pendesakan Minyak

Effisiensi pendesakan minyak diantaranya :

1. Areal Sweep Efficiency

Pada pelaksanaan *waterflood*, air diinjeksikan dari beberapa sumur injeksi dan produksi akan terjadi dari sumur yang berbeda. Ini akan menyebabkan terbentuknya distribusi tekanan dan *streamlines* di daerah antara sumur injeksi dengan sumur produksi. Dua faktor ini akan menentukan seberapa besar kontak *waterflood* dengan daerah antara tersebut. Besar daerah reservoir yang mengalami kontak dengan air ini yang disebut dengan *areal sweep efficiency*.



Gambar 2.6 Areal Sweep Efficiency, (b) Vertical Sweep Efficiency

Secara rumus, *areal sweep efficiency* di definisikan sebagai :

$$E_A = \frac{\text{Luas Area Yang Mengalami Kontak Dengan Air}}{\text{OIP di Reservoir (Pattern)}}$$

2. Mobility Efficiency

Efisiensi mobilitas merupakan efisiensi yang dipengaruhi oleh nilai saturasi minyak tersisa dan sifat pembasahan batuan. Didefinisikan sebagai fraksi minyak pada awal proses yang dapat diambil pada 100% area vertikal. Persamaan efisiensi mobilitas adalah sebagai berikut :

$$E_M = \frac{(S_{oi}/B_{oi} - S_{orp}/B_{oi})}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}}$$

Untuk nilai B_{oi} konstan, maka persamaan diatas menjadi :

$$E_M = \frac{S_{oi} - S_{orp}}{S_{oi}}$$

Dimana :

E_M = Efisiensi mobilitas
 S_{oi} = Saturasi minyak awal
 S_{orp} = Saturasi minyak residual/*immobile oil*

3. Vertical Sweep Efficiencies

Bervariasinya nilai permeabilitas pada arah vertikal dari reservoir menyebabkan fluida injeksi akan bergerak dengan bentuk *front* yang tidak beraturan. Semakin sedikit daerah berpermeabilitas bagus, semakin lambat pergerakan fluida injeksi.

Ukuran ketidakseragaman invasi air adalah *vertical sweep efficiency* (Gambar 2.6), yang juga sering disebut sebagai *invasion efficiency*. *Vertical sweep efficiency* ini bisa didefinisikan sebagai bidang tegak lurus yang mengalami kontak dengan air injeksi dibagi dengan keseluruhan bidang tegak lurus di daerah belakang *front*. Secara sederhana, *vertical sweep efficiency* ini menyatakan seberapa banyak bagian tegak lurus (vertikal) reservoir yang dapat dijangkau oleh air injeksi. Persamaan untuk *vertical sweep efficiency* adalah :

$$E_{vert} = \frac{\text{Luas bidang tegak lurus}}{\text{Bidang tegak lurus yang tertutupi oleh water front}}$$

Ada beberapa hal yang mempengaruhi *vertical sweep efficiency* ini :

- **Mobility Ratio**

Term injektivitas relatif ini adalah perbandingan indeks injektivitas pada sembarang waktu dengan injektivitas pada saat dimulainya *waterflood*. Pada $M=1$, injektivitas relatif cenderung konstan. Pada $M < 1$, terlihat bahwa injektivitas menurun seiring naiknya radius *flood front*. Sedangkan untuk $M > 1$, injektivitas relatif meningkat seiring naiknya radius *flood front*.

- **Gaya Gravitasi**

Karena air merupakan fluida dengan densitas yang tinggi, maka ia cenderung untuk bergerak di bagian bawah reservoir. Efek ini disebut dengan *gravity segregation* dari fluida injeksi, merupakan akibat dari perbedaan densitas air dan minyak. Terlihat bahwa baik untuk sistem linear maupun untuk sistem *five spot*, derajat dari *gravity segregation* ini tergantung dari perbandingan antara gaya *viscous* dengan gaya gravitasi, $\frac{\Delta P_k}{\Delta P_v}$. Sehingga laju alir yang lebih besar akan menghasilkan *vertical sweep efficiency* yang lebih baik pula.

- **Gaya kapiler**

Penelitian membuktikan bahwa volume hanya menurun sedikit walaupun laju alir injeksi dinaikkan sampai sepuluh kali lipat.

- *Cross flow* antar lapisan
- Laju alir

Perhatikan semua *properties* yang mempengaruhi *vertical sweep efficiency* diatas. Keseluruhannya dipengaruhi oleh laju alir.

4. Volumetric Sweep Efficiency

Volumetric sweep efficiency ini merupakan ukuran pendesakan tiga dimensi. Definisi *volumetric sweep efficiency* adalah perbandingan antara total volume pori yang mengalami kontak dengan air injeksi dibagi dengan total volume pori area injeksi. *Volumetric sweep efficiency* dirumuskan dalam persamaan berikut :

$$E_{vol} = E_{area} * E_{vert}$$

Faktor-faktor yg mempengaruhi *volumetric sweep efficiency* sama dengan faktor-faktor yang mempengaruhi *vertical sweep efficiency*.

5. Displacement Efficiency

Displacement Efficiency didefinisikan sebagai jumlah total minyak yang berhasil didesak dibagi dengan total *Oil in Place* yang ada di daerah sapuan tersebut. Berdasarkan pengertian tersebut, *Displacement Efficiency* dapat dirumuskan dengan persamaan :

$$E_D = \frac{\text{Oil Volume Displaced By Water}}{\text{OIP In The Region Swept By Water}}$$

Efisiensi pendesakan ini merupakan efisiensi pendesakan tak bercampur dalam skala makroskopik yang digunakan untuk menggambarkan efisiensi pendesakan volume spesifik minyak oleh injeksi air pada batuan reservoir, sehingga dapat ditentukan seberapa efektifnya fluida pendesak menggerakkan minyak pada saat fluida pendesak telah membentuk kontak dengan minyak. Efisiensi pendesakan fluida reservoir dapat dilihat pada dua konsep berikut :

- **Konsep Desaturasi**

Terjadi perubahan saturasi fluida dibelakang *front* sehingga satu dikurangi saturasi residual fluida yang didesak, sehingga terdapat dua fasa yang mengalir yaitu minyak dan air. Sedangkan di depan *front* hanya minyak yang mengalir.

- **Konsep Pendesakan**

Saturasi fluida pendesak pada *front* sama dengan satu dikurangi saturasi residual fluida itu sendiri. Dianggap minyak telah habis didesak sehingga yang dibelakang *front* hanya fluida pendesak yang mengalir.

Displacement Efficiency mempunyai nilai maksimum, yang dirumuskan sebagai berikut:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{(1 - S_{wc}) - S_{or}}{1 - S_{wc}}$$

Sedangkan nilai *displacement efficiency* pada saat *breakthrough* adalah :

$$E_{DM} = \frac{S_{wDc} - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

2.1.3.1. Pendesakan Dengan Pola

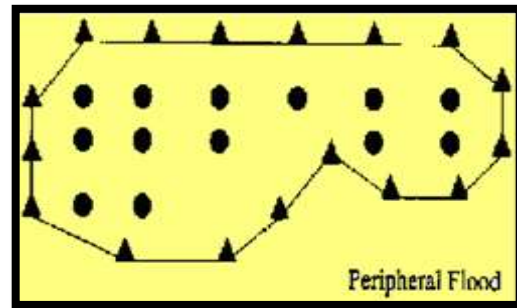
Salah satu cara untuk meningkatkan factor perolehan minyak adalah dengan membuat pola sumur injeksi-produksi, yang bertujuan untuk mendapatkan pola penyapuan yang seefisien mungkin. Tetapi kita tetap harus memegang prinsip bahwa sumur yang sudah ada sebelum injeksi harus dapat digunakan semaksimal mungkin pada waktu berlangsungnya injeksi nanti. Pertimbangan-pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi tergantung pada :

- Tingkat keseragaman formasi yaitu penyebaran permeabilitas kearah lateral maupun ke arah vertical
- Struktur batuan reservoir meliputi patahan, kemiringan dan ukuran
- Sumur sumur yang sudah ada (lokasi dan penyebaran)
- Topografi dan Ekonomi

Pada injeksi air, sumur sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan, misalnya pola 3 titik, 5 titik, 7 titik dan sebagainya. Pola sumur dimana sumur produksi di kelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan Pola Normal. Sedangkan bila sebaliknya yaitu sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut dengan Pola Inverted. Masing-masing pola mempunyai sistem jaringan tersendiri yang mana memberikan jalur arus berbeda beda sehingga memberikan luas daerah penyapuan yang berbeda beda. Di antara pola-pola yang paling umum digunakan adalah : *peripheral flood pattern*, *peripheral and crestal flood pattern* dan *line drive pattern*.

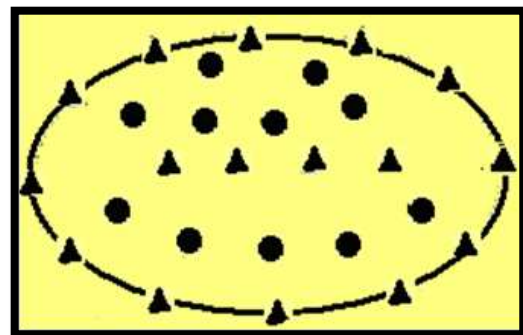
• *Peripheral Flood Pattern*

Peripheral adalah injeksi air yang dilakukan oleh sumur-sumur injeksi pada tepi reservoir atau pada batas air dan minyak (WOC) sedangkan sumur produksi diletakkan dibagian dalam sumur-sumur injeksi tersebut. Perhatikan Gambar 2.7.



Gambar 2.7 Pola *Peripheral*

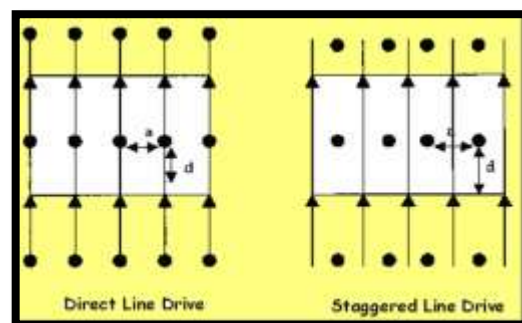
- *Peripheral and Crestal Flood Pattern*
Peripheral dan *Crestal Flood* (sekeliling + puncak) adalah kombinasi dari *peripheral flood* ditambah peletakan sumur injeksi pada posisi puncak reservoir, dengan demikian perolehan atau *recovery* pada pola ini tidak akan memberikan waktu yang lama seperti sebelum penambahan sumur injeksi pada puncak. Perhatikan Gambar 2.8.



Gambar 2.8 Pola *Peripheral and Crestal Flood*

• *Line Drive Pattern*

Merupakan pola pendesakan yang mempunyai kecepatan aliran dalam satu arah pada setiap tempat dan gambaran pendesakan dalam 1-dimensi (linier). Pola ini dapat dibagi menjadi dua yaitu : *Direct* dan *Staggered Line Drive*. Perhatikan Gambar 2.9.



Gambar 2.9 Pola *Line Drive*

2.2. VRR (*Voidage Replacement Ratio*)
VRR (*Voidage Replacement Ratio*) merupakan perbandingan antara besarnya air

terproduksi yang diinjeksikan ke dalam reservoir terhadap fluida (minyak, air dan gas) yang telah diproduksi, dimana metode ini digunakan untuk mengetahui respon tekanan reservoir akibat adanya injeksi, membantu menentukan strategi optimasi produksi, dan mengetahui performa injeksi (*withdrawal balance*).

$$VRR = \frac{\text{Injected Reservoir Volumes}}{\text{Produces Reservoir Volumes}}$$

$$VRR = \frac{Bw(iw)}{Bo(qo) + Bw(qw) + qo(GOR - Rs)Bg}$$

Dimana :

- Bw = Faktor volume formasi air (Rb/STB)
- Bo = Faktor volume formasi minyak (Rb/STB)
- Bg = Faktor volume formasi gas (Rb/SCF)
- Qw = Laju alir air
- Qo = Laju alir minyak
- Iw = Laju injeksi air
- GOR = Gas oil ratio (SCF/STB)
- Rs = Kelarutan gas dalam minyak (SCF/STB)

Nilai VRR kurang dari 1 ($VRR < 1$) maka laju injeksi belum optimal, dan harus ditingkatkan untuk optimasi produksinya. Namun jika hasil perhitungan menunjukan kumulatif VRR lebih dari 1 ($VRR > 1$) maka laju injeksi sudah cukup optimal sehingga laju produksi minyak dapat dioptimasi untuk ditingkatkan. Bahkan beberapa lapangan tahap *secondary recovery* (*water flood / EOR*) yang dinilai efektif pola injeksinya memiliki target nilai VRR melebihi 1 hingga mencapai 2 ($VRR \geq 2$).

Performa grafik kumulatif VRR akan menunjukkan korelasi dengan performa tekanan reservoir, namun jika terjadi anomali $VRR > 1$ namun performa tekanan reservoir menunjukkan penurunan maka kemungkinan *injection lost* terjadi, dan jika $VRR < 1$ namun performa tekanan menunjukkan *trend* kenaikan maka kemungkinan terdapat *influx* dari sumber lain.

3. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian ini berdasarkan pengumpulan data-data yang didapatkan di lapangan pada wilayah kerja PT. Pertamina EP Asset 1 Ramba Field ± 2 (dua) bulan.

Dalam upaya pengumpulan data-data dan pemahaman yang berhubungan dengan penelitian ini penulis menggunakan beberapa metode.

Adapun metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur.
2. Diskusi dan Wawancara.

3. Observasi Lapangan.

4. Hasil dan Pembahasan

4.1. Identifikasi Radius Injeksi Sumur Water Injection

Pada sumur injeksi lapangan Akihabara dilakukan identifikasi berdasarkan radius injeksi yang bertujuan untuk mengetahui apakah *swept radius* (jari – jari pendesakan) sudah mencapai sumur produksi. Berdasarkan perhitungan radius injeksi diatas maka sumur injeksi FY-03 dan FY-05 untuk *swept radius* sudah mencapai sumur produksi dimana besar radius injeksi sudah melebihi jarak antara sumur injeksi dengan sumur produksi. Sedangkan sumur injeksi FY-01, FY-02, FY-04, FY-06, FY-07 dan FY-08 untuk *swept radius* belum mencapai sumur produksi.

4.2. Analisa Pengaruh Sumur Water Injection Terhadap Performance Sumur Produksi

Berdasarkan analisa yang dilakukan pada sumur injeksi dan sumur produksi di lapangan Akihabara yang dilihat berdasarkan *trend performance* produksi yang diikuti dengan *performance* laju injeksi, maka terdapat beberapa sumur produksi yang dipengaruhi oleh injeksi air.

Berikut sumur injeksi FY-01 diperkirakan berpengaruh terhadap sumur produksi yang ada disekitarnya, hal ini terlihat pada pengaruh injeksi air terhadap *trend performance* produksi pada FY-20. Dimana sumur injeksi FY-01 beroperasi dilapisan SF sedangkan FY-20 berproduksi dilapisan SF sehingga berada pada 1 layer yang sama, jika tidak berada pada 1 layer yang sama maka sumur injeksi tidak dapat memberikan kontribusi sebagai *waterflooding*. Supaya mengetahui lebih lanjut pengaruh sumur injeksi terhadap sumur produksi dapat menggunakan *performance* produksi sumur FY-20. Dari *performance* sumur produksi inilah dapat ditentukan apakah *water injection* berpengaruh terhadap sumur produksi yang berada disekitar sumur injeksi. Parameter yang diamati setelah dilakukan *water injection* yaitu berupa naiknya *trend* produksi, dimana semakin besar *rate* injeksi air yang dilakukan maka *trend* produksi semakin naik yang diindikasikan injeksi air tadi menyapu minyak menuju sumur produksi.

Setelah analisa pengaruh sumur injeksi terhadap *performance* sumur produksi dari lapangan Akihabara, maka selanjutnya pengaruh sumur injeksi dikelompokkan berdasarkan 3 area injeksi, diantaranya sebagai berikut :

- Area SF-A sumur injeksi FY-02, FY-06 dan FY-07, dimana sumur produksi FY-

- 50 mendapatkan pengaruh injeksi sedangkan sumur FY-60 belum mendapatkan pengaruh injeksi.
- Area SF-B sumur injeksi FY-01, FY-03, FY-05 dan FY-08, dimana sumur produksi FY-10 dan FY-20 mendapatkan pengaruh injeksi sedangkan sumur FY-30 belum mendapatkan pengaruh injeksi.
- Area KF sumur injeksi FY-04, dimana sumur produksi FY-40 mendapatkan pengaruh injeksi.

4.3. Analisa VRR (*Voidage Replacement Ratio*)

Pada lapangan Akihabara untuk area SF-A, SF-B dan KF dilakukan analisa VRR berdasarkan perhitungan tentang perbandingan antara besarnya air terproduksi yang diinjeksikan ke dalam reservoir terhadap fluida yang telah diproduksi, adapun tujuannya untuk mengetahui respon laju produksi dan tekanan reservoir akibat adanya injeksi air.

Pada area SF-A menunjukkan nilai VRR yang kecil pada awal injeksi pada Maret 1991 sebesar 0.69 ($VRR < 1$). Hal ini mengakibatkan tekanan rata-rata di area ini semakin menurun sehingga perlu dilakukannya peningkatan laju injeksi yang bertujuan supaya tekanan pada area itu tetap terjaga dan diharapkan dapat memberikan hasil positif berupa kenaikan tekanan. Pada Desember 2014 nilai VRR sebesar 4.37 ($VRR > 1$) yang berarti laju injeksi sudah optimal sehingga laju produksi dapat dioptimasi untuk ditingkatkan. Walaupun injeksi sudah optimal tetapi pada area SF-A performa tekanan reservoir masih menunjukkan penurunan, maka diindikasikan kemungkinan *injection lost* terjadi.

Pada area SF-B menunjukkan nilai VRR yang besar pada awal injeksi pada Maret 1991 sebesar 1.26 ($VRR > 1$) yang berarti laju injeksi sudah cukup optimal. Hal ini mengakibatkan tekanan rata-rata di area ini semakin meningkat. Pada September 2005 nilai VRR sebesar 0.348 ($VRR < 1$) yang berarti nilai VRR mengalami penurunan sehingga mengakibatkan tekanan rata-rata di area ini semakin menurun. Maka dari itu perlu dilakukannya peningkatan laju injeksi yang bertujuan supaya tekanan pada area itu tetap terjaga. Pada Desember 2014 nilai VRR sebesar 0.47 ($VRR < 1$) yang berarti laju injeksi masih belum optimal dan diindikasikan bahwa volume fluida yang terproduksi masih lebih besar dari pada volume injeksi.

Pada area KF menunjukkan nilai VRR yang besar pada awal injeksi pada Maret 1991 sebesar 2.056 ($VRR > 1$) yang berarti laju injeksi sudah optimal tetapi untuk tekanan

reservoir menunjukkan penurunan. Pada Desember 2014 nilai VRR sebesar 2.73 ($VRR > 1$) yang berarti laju injeksi sudah optimal sehingga laju produksi dapat dioptimasi untuk ditingkatkan. Tetapi pada area KF performa tekanan reservoir masih menunjukkan penurunan, maka diindikasikan kemungkinan *injection lost* terjadi selama proses injeksi air.

Berdasarkan hasil analisa dan perhitungan VRR pada Desember 2014, menunjukkan bahwa sumur produksi di keseluruhan area lapangan Akihabara memiliki potensi untuk dilakukan upaya peningkatan dan optimasi produksi. Dimana pada area SF-A nilai VRR menunjukkan kecenderungan stabil di nilai 4.37 ($VRR > 1$), sehingga dapat dikatakan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi dapat dilakukan. Pada area SF-B nilai VRR cenderung stabil di nilai 0.47 ($VRR < 1$), berarti laju injeksi masih kurang dan belum optimal bila dibanding dengan jumlah produksi, namun optimasi produksi juga dapat dilakukan. Pada area KF nilai VRR menunjukkan kecenderungan stabil di nilai 2.73 ($VRR > 1$), sehingga dapat dikatakan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi dapat dilakukan.

5. Kesimpulan

Beberapa hal yang dapat disimpulkan oleh penulis dalam artikel ini adalah sebagai berikut :

1. Berdasarkan perhitungan radius injeksi maka sumur injeksi FY-03 dan FY-05 untuk *swept radius* sudah mencapai sumur produksi dimana besar radius injeksi sudah melebihi jarak antara sumur injeksi dengan sumur produksi. Sedangkan sumur injeksi FY-01, FY-02, FY-04, FY-06, FY-07 dan FY-08 untuk *swept radius* belum mencapai sumur produksi.
2. Setelah analisa pengaruh sumur injeksi terhadap *performance* sumur produksi dari lapangan Akihabara, maka selanjutnya pengaruh sumur injeksi dikelompokkan berdasarkan 3 area injeksi, diantaranya sebagai berikut :
 - Area SF-A sumur injeksi FY-02, FY-06 dan FY-07, dimana sumur produksi FY-50 mendapatkan pengaruh injeksi sedangkan sumur FY-60 belum mendapatkan pengaruh injeksi.
 - Area SF-B sumur injeksi FY-01, FY-03, FY-05 dan FY-08, dimana sumur produksi FY-10 dan FY-20 mendapatkan pengaruh injeksi

sedangkan sumur FY-30 belum mendapatkan pengaruh injeksi.

- Area KF sumur injeksi FY-04, dimana sumur produksi FY-40 mendapatkan pengaruh injeksi.

3. Berdasarkan hasil analisa dan perhitungan VRR pada Desember 2014, menunjukkan bahwa sumur produksi di keseluruhan area lapangan Akihabara memiliki potensi untuk dilakukan upaya peningkatan dan optimasi produksi. Dimana pada area SF-A nilai VRR menunjukkan kecenderungan stabil di nilai 4.37 ($VRR > 1$), sehingga dapat dikatakan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi dapat dilakukan. Pada area SF-B nilai VRR cenderung stabil di nilai 0.47 ($VRR < 1$), berarti laju injeksi masih kurang dan belum optimal bila dibanding dengan jumlah produksi, namun optimasi produksi juga dapat dilakukan. Pada area KF nilai VRR menunjukkan kecenderungan stabil di nilai 2.73 ($VRR > 1$), sehingga dapat dikatakan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi dapat dilakukan.

Daftar Pustaka

- Ahmad, Tarek. 2006. *“Reservoir Engineering Handbook, Third Edition”*. USA: Elsevier 30 Corporate Drive.
- B, Bradley Howard. 1987. *“Petroleum Engineering Handbook”*. USA: The Society Of Petroleum Engineers.
- D, Holstein Edward. 2007. *“Reservoir Engineering and Petrophysics”*. USA: The Society Of Petroleum Engineers.
- Dake, L.P. 1991. *“Fundamentals Of Reservoir Engineering”*. Netherland: Elsevier Science Publishers B.V.
- Kristanto, Dedy. 2011. *“Teknik Reservoir : Teori dan Aplikasi”*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.