

**STUDI ANALISIS PENGARUH SUMUR *WATER INJECTION* TERHADAP PERFORMA
SUMUR PRODUKSI MENGGUNAKAN METODE *VOIDAGE REPLACEMENT RATIO* DI
LAPANGAN KAMBOJA**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik



OLEH :

M. HAFIIZH ALHAADI

153210467

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU 2022

1 HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : M. Hafizh Alhaadi

NPM : 153210467

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Studi Analisa Pengaruh Sumur Water Injection Terhadap Peforma Sumur Produksi Menggunakan Metode Voidage Replacement Ratio Di Lapangan Kamboja

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI :

Pembimbing : Fitrianti,S.T.,M.T (.....)

Penguji : Dr.Eng.Adi Novriansyah,M.T (.....)

Penguji : Novrianti,S.T.,M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 22 Juli 2022

Diketahui Oleh :

Ketua Program Studi
Teknik Perminyakan

Novia Rita,S.T.,M.T
KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya meyakini bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Kedua Orang Tua saya Alm Bapak Ariswan dan Ibu Zabuarni yang selalu mendoakan dan memberi semangat selama pengerjaan proposal penelitian.
2. Bapak Dr.Eng. Muslim,ST.,MT selaku Dekan Fakultas Teknik
3. Ibu Novia Rita ST,MT selaku Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
4. Bapak Tomi Erfando ST, MT selaku Sekertaris Prodi Studi TeknikPerminyakan.
5. Ibu Fitrianti ST, MT selaku penasehat Akademis dan juga Dosen Pembimbing
6. Para Dosen beserta Staff Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau
7. Bapak Norahmasyah,ST.,MT yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan tugas akhir
8. Seluruh keluarga besar, sahabat, yang selalu mendoakan mensuport selama pengerjaan proposal ini
9. Teman-teman seperjuangan angkatan 2015 Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Teriring doa saya, semoga Allah swt memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 20 Mei 2022



M. Hafiizh Alhaadi

2 PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwasannya tugas akhir ini merupakan hasil tulisan atau karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum pada tugas akhir ini telah saya nyatakan dengan benar dan sesuai dengan ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data, maka saya bersedia menerima konsekuensinya.



Pekanbaru, 20 Mei 2022

M. Hafiizh Alhaadi



STUDI ANALISIS PENGARUH SUMUR *WATER INJECTION* TERHADAP PERFORMA SUMUR PRODUKSI MENGGUNAKAN METODE *VOIDAGE REPLACEMENT RATIO* DI LAPANGAN KAMBOJA

M. HAFIIZH ALHAADI

153210467

ABSTRAK

Minyak dan gas bumi termasuk sumber kekayaan alam yang tidak dapat diperbarui. Produksi minyak dan gas bumi secara terus menerus dapat mengakibatkan laju produksi yang semakin menurun dan tekanan reservoir akan mengalami penurunan. Produksi minyak tahap kedua dalam eksplorasi migas disebut *Secondary Oil Recovery*. Salah satu metode yang sering digunakan dalam tahap *Secondary Oil Recovery* adalah *Waterflooding*. *Monitoring & Surveillance* kinerja waterflood diantaranya adalah menggunakan metode *Voidage Replacement Ratio* (VRR). Metode VRR *waterflooding* dilakukan dengan mengamati perbandingan antara air yang diinjeksikan terhadap fluida yang terproduksi. Semakin nilai VRR besar dari 1, maka penginjeksian bisa dikatakan semakin efektif. Sedangkan jika nilai VRR lebih kecil dari 1, maka injeksi yang dilakukan belum dapat memberikan pengaruh yang besar bagi produktivitas sumur produksi. Bahkan beberapa lapangan tahap *secondary recovery* (water flood / EOR) yang dinilai efektif pola injeksinya memiliki target nilai VRR melebihi 1 hingga mencapai 2 ($VRR \geq 2$).

Kata Kunci : *Waterflooding, Monitoring, Voidage Replacement Ratio*

**ANALYSIS STUDY OF THE EFFECT OF WATER INJECTION WELLS ON
PRODUCTION WELL PERFORMANCE USING THE VOIDAGE REPLACEMENT
RATIO METHOD IN THE KAMBOJA FIELD**

M. HAFIIZH ALHAADI

153210467

ABSTRACT

Oil and gas are non-renewable natural resources. Continuous production of oil and gas can result in decreased production rates and a decrease in reservoir pressure. The second stage of oil production in oil and gas exploration is called Secondary Oil Recovery. One method that is often used in the Secondary Oil Recovery stage is Waterflooding. Monitoring & Surveillance of waterflood performance includes using the Voidage Replacement Ratio (VRR) method. The VRR waterflooding method is carried out by observing the ratio between the injected water and the produced fluid. The higher the VRR value, the more effective the injection is. Meanwhile, if the VRR value is less than 1, then the injection has not been able to have a big impact on the productivity of production wells. Even some fields in the secondary recovery (water flood / EOR) stage which are considered effective for their injection pattern have a target VRR value exceeding 1 to reach 2 (VRR 2).

Keywords: Waterflooding, Monitoring, Voidage Replacement Ratio

5 DAFTAR ISI



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

6 DAFTAR GAMBAR



7 DAFTAR TABEL

Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau



8 DAFTAR SINGKATAN

A_s	= Area to swept between inject & Producer
A_{cross}	= Flow area, Ft^2
B_o	= Formation Volume Factor, RB/STB
d	= Distance between well, ft
E_{abt}	= Areal sweep efficiency
f_w	= Water fractional flow
h	= Formation thickness, ft
i_w	= Inject rate, bwpd
k_o	= Effektif permeability to oil, md
K_{ro}	= Relatif Permeability to oil, md
K_{rw}	= Relatif Permeability to water, md
M	= Mobility ratio
N	= Original oil in place
N_p	= Cumulatif oil production, bbl
Q_o	= Oil rate, bbl/day
S_g	= Gas saturation
S_o	= Oil saturation
V_p	= Pore Volume, bbl
w_i	= Water injected, bbl/day
w_{ibt}	= injected at water breakthrough, bbl
w_{if}	= Water injected at fillup, bbl
ϕ	= Porosity, %

μ_o	= Oil viscosity, cp
μ_w	= Water viscosity, cp
n	= Number of layer
S_{gi}	= Gas saturation at the start of waterflood
V_b	= Volume bulk
WOR	= Water oil ratio
M	= Slope
Re	= Radius Injeksi
R_w	= Radius Sumur
K_w	= Permeabilitas Air



9 BAB I

10 PENDAHULUAN

10.1 Latar Belakang

Produksi minyak dan gas bumi yang dilakukan secara terus menerus akan mengakibatkan laju produksi yang semakin menurun sehingga tekanan pada reservoir juga akan mengalami penurunan sehingga menyebabkan cadangan minyak pada reservoir juga akan ikut menurun. (Juliansyah and Alida 2016)

Upaya untuk mengantisipasi masalah tersebut ialah dengan mengoptimalkan sumur-sumur yang telah ada. Pada tahap produksi, minyak tidak sepenuhnya terkuras habis dikarenakan ada berbagai macam fenomena yang terjadi di lapangan. Salah satu penyebabnya ialah variasi dari sifat fisik batuan dan fluida yang ada pada reservoir minyak tersebut. (Rita 2012)

Perolehan minyak tahap kedua disebut dengan *secondary oil recovery*. *Waterflooding* menjadi salah satu metode yang sering diaplikasikan guna meningkatkan kembali hasil produksi dari suatu sumur pada tahap *secondary oil recovery* ini. *Waterflooding* merupakan metode menginjeksikan air kedalam reservoir melalui sumur injeksi yang diharapkan dapat mendorong minyak menuju sumur produksi hingga permukaan guna meningkatkan hasil produksi. (Lubis, Arief, and Prabu 2014)

Monitoring dan *surveillance* menjadi kunci sukses dalam penerapan metode *waterflooding*. (Andalucia and Ariansyah 2016). *Monitoring* dan *Surveillance* ialah menganalisis keadaan sumur injeksi, sumur produksi dan hubungan kedua sumur tersebut. (Ginting et al., 2021)

Salah satu metode yang diaplikasikan pada penerapan tahap *waterflooding* ialah *Voidage Replacement Ratio (VRR)*. *Voidage Replacement Ratio (VRR)* adalah metode yang membandingkan volume total air yang di injeksikan terhadap volume fluida yang terproduksi. (Awotunde and Sibaweih 2012)

Batuan yang terdapat di reservoir ini ialah *sandstone*. *Sandstone* merupakan batuan sedimen utama yang terdiri dari mineral yang berukuran butir-butir atau disebut dengan pasir yang berasal dari pecahan batuan lainnya. (Saputry 2021). Batuan ini terbentuk karena adanya sedimentasi yang terjadi saat pasir terlepas dari suspensi sehingga batuan terakumulasi.

Pada lapangan kamboja terdapat sumur yang mengalami penurunan produksi sehingga dilaksanakan metode *waterflooding* dengan beberapa sumur injeksi disekitar sumur produksi. *Waterflooding* yang telah dilakukan dinyatakan (oil gain/loss) sehingga minyak tidak naik sesuai yang diharapkan. Proses *waterflooding* memiliki beberapa pola yang terdefinisi dengan baik di mana sumur injeksi memiliki rangkaian selektif yang dipasang dan produksi bercampur,

Lapangan ini mulai beroperasi pada tahun 1984, proses *secondary recovery "waterflooding"* dimulai pada tahun 1993 hingga sekarang (2022) sampai saat ini ada 45 sumur injeksi dengan target injeksi ke reservoir utama 2830' sand & 2900' sand, namun ada juga beberapa injeksi ke 2800' sand & 2970' sand.

10.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Melakukan analisis pengaruh sumur injeksi terhadap sumur produksi
2. Melakukan analisis dan perhitungan Voidage Replacement Ratio

10.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah :

1. Menambah pengetahuan mengenai penerapan *waterflooding*
2. Mengetahui performa sumur produksi setelah dilakukan injeksi
3. Menjadi referensi untuk penelitian selanjutnya

10.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak lari dari konteksnya, maka beberapa hal dibatasi :

1. Proses penginjeksian air telah dilaksanakan
2. Perhitungan dan analisis dilakukan dengan Metode *Voidage Replacement Ratio* (VRR)

11 BAB II

12 TINJAUAN PUSTAKA

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui sehingga dapat punah atau habis. Maka dari itu proses eksplorasi minyak bumi dilakukan dengan sebijak mungkin dan dimanfaatkan sebagaimana mestinya lalu dikontrol dengan baik tanpa harus merusak alam dan lingkungan sekitar, sebagaimana firman Allah dalam Al Quran Surat An Nahl ayat 13 yaitu :

“dan (Dia juga mengendalikan) apa yang Dia ciptakan untukmu di bumi ini dengan berbagai jenis dan macam warnanya. Sungguh, pada yang demikian itu benar-benar terdapat tanda (kebesaran Allah) bagi kaum yang mengambil pelajaran.”

Tafsiran dari ayat diatas adalah Allah SWT telah mengisyaratkan segala sesuatu dimuka bumi ini termasuk minyak dan gas bumi telah diciptakan-Nya untuk dapat dimanfaatkan guna memudahkan kebutuhan hidup manusia. Di akhir ayat dijelaskan bahwa sesungguhnya pada nikmat-nikmat yang telah diciptakan Allah yang beraneka ragam bentuk itu terdapat tanda-tanda kekuasaan Allah bagi orang-orang yang mengambil pelajaran. Yaitu bagi mereka yang memahami betapa besarnya nikmat Allah yang telah diberikan kepada mereka dan mensyukuri dengan memanfaatkannya sebagaimana mestinya dan sesuai dengan keperluan mereka menurut keridaan Allah

12.1 *Waterflooding* (Injeksi Air)

Injeksi air (*waterflood*) merupakan metode perolehan minyak tahap kedua dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir, untuk mendapatkan perolehan minyak yang bergerak dari reservoir menuju ke sumur produksi setelah reservoir tersebut mendekati batas ekonomis produktif melalui perolehan tahap pertama. Pada pelaksanaan metode ini, telah menggunakan pola sumur injeksi dan produksi, hal ini disebabkan karena air memiliki sifat keefektifan untuk mendesak

minyak relatif baik untuk berbagai kondisi reservoir jenis batuan dan sifat-sifat fluidanya. Proses ini disebut *displace oil with water* (mengganti minyak dengan air). Kelebihan metode *waterflooding* dibandingkan dengan metode perolehan tahap kedua yang lainnya, antara lain adalah tersedianya air dalam jumlah yang melimpah, relatif mudah diinjeksikan dan mampu menyebar dalam reservoir, lebih efisien dalam mendesak minyak dan menguntungkan secara ekonomis.

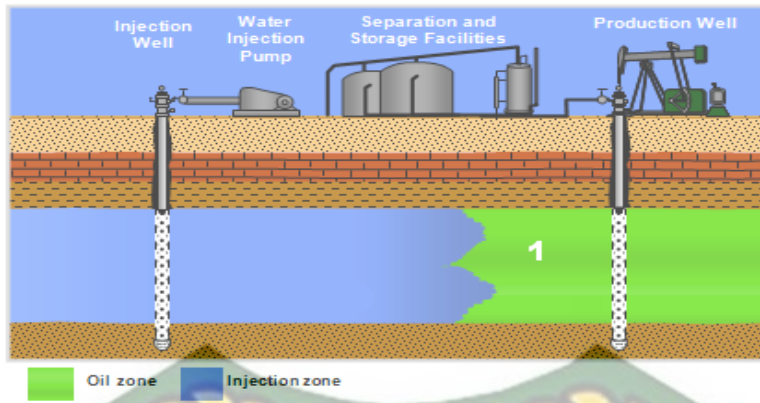
Injeksi air *waterflooding* ini juga bertujuan dalam mempertahankan tekanan reservoir yang berkurang sehingga terjadi juga proses *pressure maintenance*, dan prosesnya dilakukan pada zona reservoir. Penentuan dilakukannya injeksi ini didasarkan pada beberapa pertimbangan diantaranya:

1. Mobilitas pendesak yang menguntungkan (cukup rendah),
2. Berat kolom air dalam sumur membantu menekan, sehingga mengurangi tekanan injeksi.
3. Fluida pendesak (air) mudah tersebar di dalam reservoir.
4. Efisiensi pendesak baik

Pada proses *waterflooding* ini ada salah satu program penting yang dilakukan yang membuat keberhasilan pada prosesnya yaitu program *monitoring dan surveillance*, untuk melakukan program ini kita harus mengetahui kondisi lapangan yang akan dilakukan program tersebut. *Waterflooding* tiap sumur memiliki ciri khas masing masing sumur sekitarnya, dalam program *surveillance* ada beberapa hal penting yang akan diperhatikan seperti kondisi reservoir, kondisi sumur injeksi dan produksi, serta hasil setelah menginjeksikannya.

12.2 Mekanisme *Water Injection*

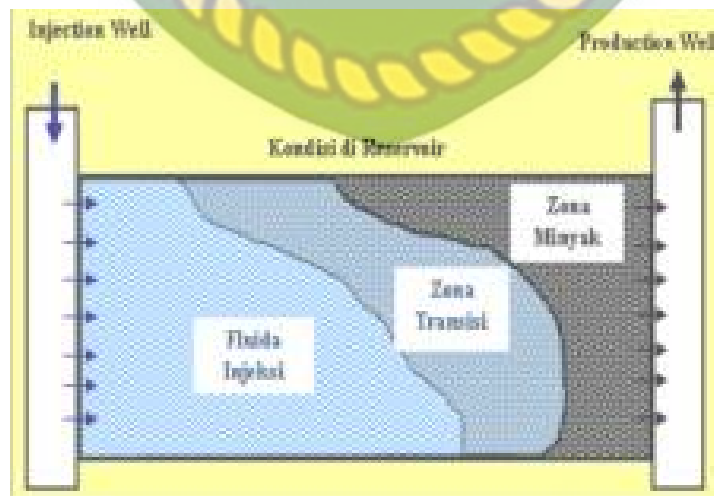
Mekanisme kerja *waterflooding* ialah air diinjeksikan ke dalam formasi yang dapat mendesak minyak menuju sumur produksi, yang diharapkan akan meningkatkan produksi minyak. Prinsip kerja *water injection* sangat mudah dipahami tetapi banyak faktor yang harus dipertimbangkan, yaitu permeabilitas, saturasi 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.

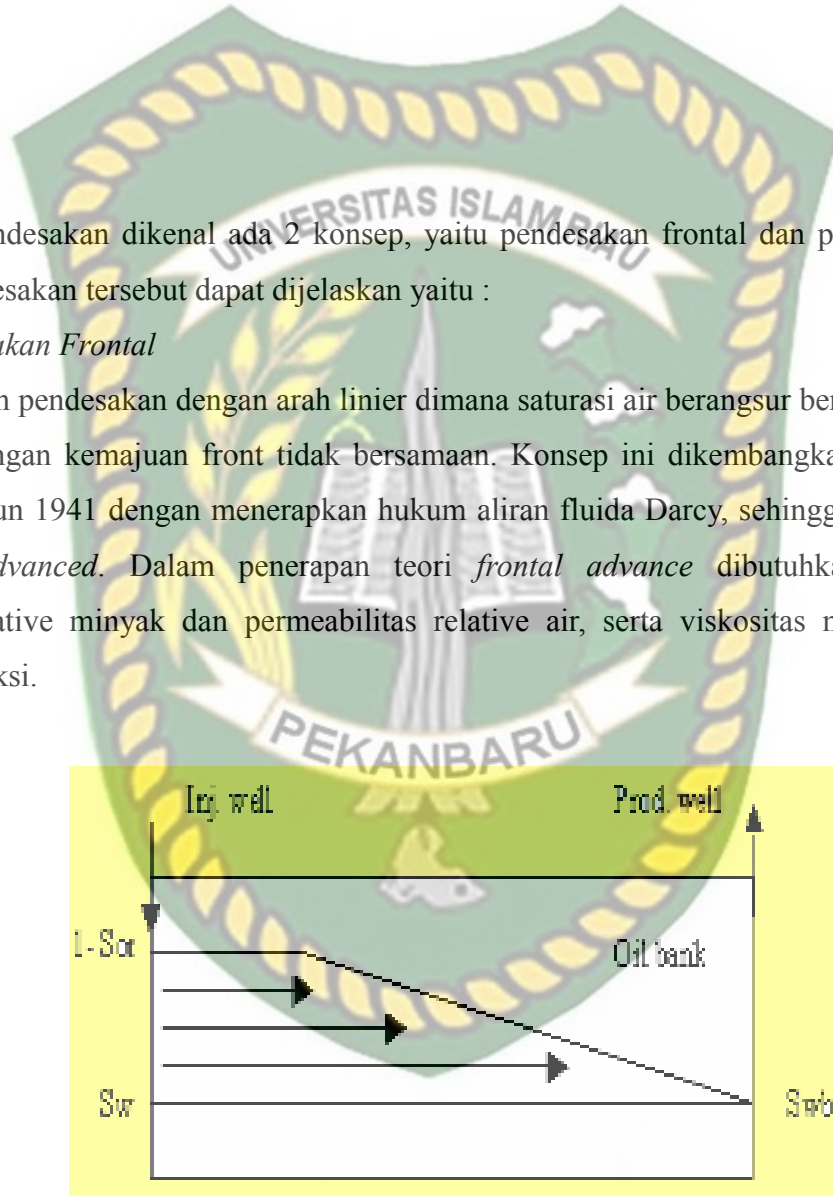


Gambar 3.1. : Mekanisme waterflood

12.3 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. 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 rasio (M) =1.



12.4 VRR (*Voidage Replacement Ratio*)

VRR (*Voidage Replacement Ratio*) merupakan metode yang membandingkan 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 peforma injeksi.

Semakin nilai VRR lebih dari 1, maka penginjeksian bisa dikatakan semakin efektif. Sedangkan jika nilai VRR lebih kecil dari 1, maka injeksi yang dilakukan belum dapat memberikan pengaruh yang besar bagi produktifitas sumur-sumur produksi.(Terrado, Yudono, and Thakur 2007). Bahkan beberapa lapangan tahap lanjut (*secondary oil recovery*) 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.

Voidage replacement ratio (VRR) merupakan kunci dalam proses *monitoring surveillance* pada tahapan *waterflooding*. (Merina 2021). Tidak hanya untuk menjaga tekanan reservoir tetapi juga untuk mencegah terjadinya *surface subsidence*.

$$Q_{inj} - Q_p = B_w (i_w) B_o (Q_o) + B_w (Q_w) + Q_o GOR - R_s B_g$$

Dimana :

- VRR : Voidage Replacement Ratio
- B_w : Faktor Volume Formasi Air Injeksi, bbl/stb
- i_w : Laju injeksi air, stb
- Q_o : Laju alir minyak, bopd
- Q_w : Laju alir air, bwpd
- B_o : Faktor Volume Formasi Minyak, bbl/stb
- B_g : Faktor volume formasi gas, Rb/SCF
- GOR : Gas oil ratio, SCF/STB
- R_s : Kelarutan gas dalam minyak, SCF/STB

12.5 State Of The Art

(Roni Alida, Ockta Juliansyah, 2016) “*Analisis kinerja injeksi air dengan metode Voidage Replacement Ratio di PT. Pertamina EP Aset 1 Field Ramba*” Penelitian ini dilakukan dilapangan Akhibara. Metode analisis dan perhitungan yang digunakan ialah *Voidage Replacement*. VRR ialah perbandingan volume air terproduksi yang di injeksikan ke dalam reservoir terhadap fluida yang terproduksi. Dari hasil penelitiannya ialah sumur injeksi FY-03 dan FY-05 untuk *swept radius* telah mencapai sumur produksi dimana besar radius injeksi telah 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* masih belum mencapai sumur produksi. Pengaruh sumur injeksi dikelompokan berdasarkan 3 area injeksi, yaitu : *Area SF-A* sumur injeksi FY-02, FY-06 dan FY-07, yang mana 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,

yang mana sumur produksi FY-10 dan FY-20 mendapatkan pengaruh injeksi sedangkan sumur FY-30 belum mendapatkan pengaruh injeksi. *Area KF* sumur injeksi FY-04, Yang mana sumur produksi FY-40 mendapatkan pengaruh injeksi. Perhitungan VRR pada Desember 2014, adalah bahwa sumur produksi di keseluruhan area lapangan Akhibara masih berpotensi dilakukan upaya peningkatan dan optimasi produksi. Dimana pada *area SF-A* nilai VRR stabil di nilai 4.37 ($VRR > 1$), sehingga dapat disimpulkan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi dapat dilakukan. Pada *area SF-B* nilai VRR 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 stabil di nilai 2.73 ($VRR > 1$), sehingga dapat disimpulkan bahwa laju injeksi sudah optimal di area ini dan optimasi produksi dapat dilakukan.

(Ir. Mulia Ginting, et al, 2021) “ *Surveillance dan Monitoring Injeksi air di lapangan X* “
Peneliti melakukan penelitian di sebuah lapangan X yang mana terdiri dari 1 sumur injeksi dan 6 sumur produksi. Dari sumur yang ada di lapangan X tersebut peneliti menganalisis dan memonitoring sumur injeksi Z-1 dan sumur-sumur produksi Z-2, Z-3, Z-4, Z-5, Z-6, Z-7 dengan metode *hall plot, chan diagnostic plot, konektivitas sumur, dan VRR*. Analisis *hall plot* dilakukan dengan membuat plot tekanan kumulatif sumur dengan kumulatif air yang di injeksikan. *Chan diagnostic plot* dilakukan untuk mengamatai dan mengetahui apakah terjadi chaneling atau coning pada saat penginjeksian. Konektivitas sumur dilakukan agar mengetahui respon sumur produksi setelah dilakukannya penginjeksian. Dan VRR merupakan metode yang membandingkan volume air yang di injeksikan dengan volume fluida yang diproduksi. Sumur injeksi Z-1 dalam keadaan normal. Dari hasil analisis *chan diagnostic plot*, sumur produksi Z-2, Z-4, Z-6 mengalami chaneling dan sumur produksi Z-3, Z-5, Z-7 mengalami coning. Hasil konektivitas sumur antara sumur injeksi Z-1 dengan Z-2, Z-3, Z-4 cukup bagus, sedangkan sumur Z-5, Z-6, Z-7 hasilnya buruk. Sedangkan nilai VRR yang diperoleh ialah 0,45 yang artinya penginjeksian belum efektif dan belum memberikan pengaruh besar di lapangan X.

(Amarullah Iqbal et al, 2017) “ *Evaluasi kinerja reservoir dengan injeksi air pada pattern 8 di lapangan TQL* “ Penelitian dilaksanakan di lapangan TQL di daerah Sumatra Selatan. Pada pattern nomor 8 lapangan-TQL mempunyai kumulatif produksi sebesar 12 MMstb. Pattern ini mempunyai Recovery Factor sebesar 30%. Karena terjadi penurunan produksi minyak, air diinjeksikan sebesar 1330 bbl/day melalui sumur injeksi 227. Usaha untuk meningkatkan produksi menggunakan pattern 5 spot. Metode yang digunakan pada penelitian ini ialah metode Craig Geffen Morse. Metode ini dinilai cukup praktis untuk memprediksikan performance 5-spot. Dari hasil

penelitian ini didapati hasil sebagai berikut : Sumur injeksi 227 dan sumur produksi 91 secara teoritis waktu yang diperlukan dari awal pelaksanaan injeksi air mencapai *interference* adalah 13,9 hari. Dalam perhitungan didapatkan untuk *fillup time* diperlukan waktu 32,6 hari dari *interference*. Maka waktu yang diperlukan dari tahap awal hingga *interference* ialah 46,5 hari dengan volume air injeksi sebesar 246.619 bbl. Sumur injeksi 227 dan sumur produksi 91 dengan jarak 368 ft waktu yang diperlukan *breakthrough time* ialah 110 hari dengan kumulatif produksi minyak saat *breakthrough* sebesar 7402,927 STB. Dengan metode peramalan Craig Geffen Morse ini memperoleh nilai *Recovery Factor* 17% dalam jangka panjang 412 hari atau 1,1 tahun. Oleh karena itu peramalan *waterflooding* dengan metode CGM ini dapat dinyatakan berhasil.

(Indah Tri Wardani Lubis et al,) “ *Perencanaan injeksi waterflooding dengan metode prediksi Buckley Leverett dan Craig Geffen Morse pada sumur injeksi I di lapisan W3 struktur niru PT PERTAMINA EP Aset 2 lapangan Limau* “ Pemilihan sumur injeksi dan monitoring harus dalam satu lapisan sehingga diketahui apakah proses injeksi berjalan dengan baik atau tidak. Dalam perencanaan injeksi *waterflooding* dibutuhkan dua sumur yaitu sumur injeksi dan sumur monitoring. Sumur monitoring merupakan sumur yang dijadikan untuk sasaran injeksi. Letak dan jarak antara sumur injeksi dan sumur monitoring harus diperkirakan sehingga proses injeksi akan berjalan secara efisien.

13 BAB III

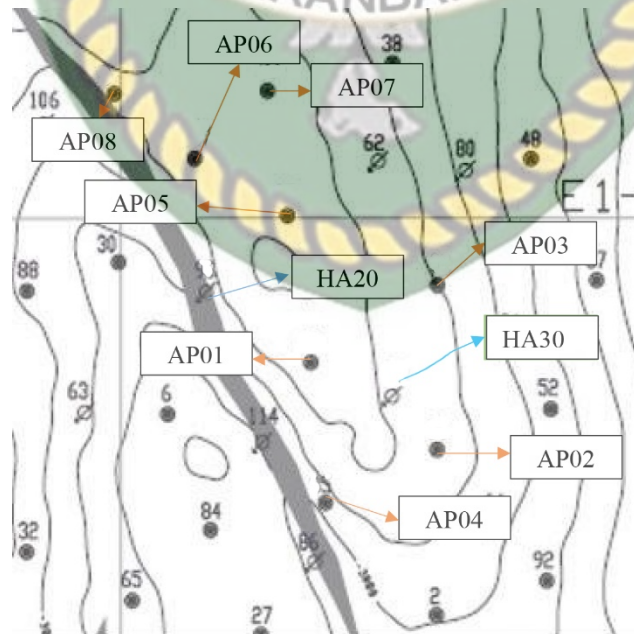
14 METODE PENELITIAN

14.1 Metodologi Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan mengumpulkan data-data yang diperlukan untuk melakukan perkiraan kinerja *waterflood*. Metode penelitian dilakukan dengan menggunakan data sekunder yaitu data lapangan Kamboja dan ditambah data yang dikumpulkan dari *Paper/Journal* dan didukung dengan literatur yang berhubungan dengan topik penelitian berupa buku-buku penelitian, jurnal yang relevan dan diskusi dengan dosen pembimbing, nantinya membawa kepada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

Sumur yang akan dianalisis ialah sumur injeksi HA30 dengan target sumur produksi AP01, AP02, AP03, AP04 dan sumur injeksi HA20 dengan target sumur produksi AP05, AP06, AP07, AP08.

Pada penelitian ini penulis akan melakukan analisis nilai kumulatif pada sumur menggunakan metode VRR (*Voidage Replacement Ratio*).





14.2 Tinjauan Lapangan

Lapangan Kamboja merupakan salah satu lapangan minyak yang terletak dalam Block Coastal Plains Pekanbaru (CPP) di Propinsi Riau terletak lebih kurang 90 km sebelah Timur dari Pekanbaru. Lapangan ini ditemukan oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (CPI) dalam bulan September 1975 atas berhasilnya pemboran sumur KBJ#01. Produksi komersial lapangan ini telah dimulai sejak Maret 1982 dan puncak produksi dicapai pada bulan September 1983 dengan produksi minyak sebesar 40.000 BOPD. Sejak itu produksi minyaknya telah menurun terus dan mencapai 13.500 BOPD pada April 1993.

Kandungan Awal Minyak (OOIP) Lapangan Kamboja diperkirakan sebesar 670.2 MMBL yang merupakan hasil studi PPPTMGB "LEMIGAS" yang dilakukan dalam tahun 2000, terkandung dalam 6 (enam) lapisan yang dinamakan lapisan 2800 Sand, 2830 Sand, 2900 Sand, 2970 Sand, 3050 Sand dan 3120 Sand. Sekitar 76 % dari OOIP tersebut terdapat dalam lapisan 2830 Sand dan 2900 Sand.

14.3 Flow Chart



14.4 Jadwal Penelitian

Tabel 3. Jadwal Penelitian

Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)															
					Maret 2022				April 2022				Juni 2022			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur	■	■	■	■												
Pembuatan Proposal					■	■	■	■								
Seminar Proposal								■								
Pengumpulan Data dan Simul											■	■				

asi												
Hasil dan Pembahasan												



15 BAB IV

16 HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini akan dilakukan pada lapangan Kamboja yang telah berproduksi sejak tahun 1982 dengan menggunakan *primary recovery* atau dengan menggunakan tenaga alami reservoir. Sementara itu, produksi minyak yang diperoleh pada lapangan Kamboja kian hari semakin menurun terhitung sejak memperoleh produksi puncaknya yaitu pada tahun 1983. Maka

dari itu perusahaan memutuskan untuk melakukan metode waterflood pada lapangan Kamboja pada tahun 1993. Maka dari itu peneliti mencoba melakukan penelitian *surveillance* pada injeksi air (*waterflood*) dengan menggunakan metode VRR (*Voidage Replacement Ratio*) untuk melihat seberapa respon sumur produksi ketika telah dilakukan penginjeksian.

Adapun pada lapangan Kamboja yang akan diteliti terdapat 2 sumur injeksi air (*waterflood*) dan terdapat 8 sumur produksi diantaranya ialah sumur injeksi HA30 dengan target sumur produksi AP01, AP02, AP03, AP04 dan sumur injeksi HA20 dengan target sumur produksi AP05, AP06, AP07, AP08.

4.1 Analisis Radius Sumur Injeksi Air (*Waterflood*)

Pada sumur injeksi lapangan kamboja terlebih dahulu dilakukan identifikasi berdasarkan radius injeksi yang mana bertujuan untuk mengetahui apakah *swept* radius (jari – jari pendesakan) sudah mencapai sumur produksi. Berdasarkan analisis perhitungan radius injeksi melalui peta map kedalaman dan posisi letak sumur injeksi dengan sumur produksi maka didapatkan hasil bahwasannya sumur injeksi HA30 dan HA20 untuk *swept* radius sudah mencapai sumur produksi dimana besar radius injeksi sudah melebihi jarak antara sumur injeksi dengan sumur produksi. Hal tersebut ditunjukkan dengan pada letak kedalaman sumur injeksi dan produksi berada pada kedalaman reservoir yang berkisar diantara 2925 – 3000 ft. Namun kedua sumur injeksi tersebut memiliki target sumur injeksi masing – masing diantaranya sumur injeksi HA30 mentarget langsung sumur produksi AP01, AP02, AP03, AP04 dan sumur injeksi HA20 dengan target sumur produksi AP05, AP06, AP07, AP08.

4.2 Analisis Pengaruh Sumur Injeksi Terhadap Performa Sumur Produksi

Berdasarkan analisis yang dilakukan pada sumur injeksi air (*waterflood*) dan sumur produksi minyak di lapangan Kamboja yang dilihat berdasarkan kurva trend performa produksi yang diikuti dengan performa laju injeksi air, maka terdapat pula beberapa sumur produksi yang dipengaruhi oleh injeksi air. Adapun sumur injeksi HA30 yang diperkirakan berpengaruh terhadap sumur produksi yang ada disekitarnya yakni sumur AP01, AP02, AP03, AP04. Begitu pula dengan sumur injeksi HA20 yang diperkirakan berpengaruh terhadap sumur produksi AP05, AP06, AP07, AP08. Hal ini terlihat pada pengaruh injeksi air terhadap trend kurva laju produksi minyak pada keempat sumur produksi tersebut. Dimana sumur injeksi HA30 beroperasi dilapisan 2900' – 3000' sand begitu juga dengan sumur injeksi HA20 yang beroperasi pada lapisan yang sama. Sehingga kedua sumur injeksi dan kedelapan sumur produksi beroperasi pada lapisan yang sama. Jika tidak berada pada 1 layer yang sama maka sumur injeksi diperkirakan tidak dapat memberikan kontribusi sebagai *waterflood* yang memberikan energi tambahan berupa tekanan di dalam reservoir. Agar hasil

pembahasan pengaruh sumur injeksi terhadap sumur produksi dapat lebih mudah difahami maka hasil analisis data alir produksidan injeksi akan di plot menjadi grafik.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP01

Pada **Gambar 4.1** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 162 hingga 641 BFPD. Hingga tampak pula pada trand kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni berkisar antara 966 hingga 5.765 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP01

Pada **Gambar 4.2** merupakan kurva histori sumur produksi AP01 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trand kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 58 – 988 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 1.251 – 1.567 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 58 bopd.

Kemudian pula terlihat trand kurva pada water rate pada sumur AP01 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trand kurva berkisar antara 77 – 877 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP01 berkisar antara 212 – 1.610 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 18 – 90 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun

1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah di lakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 10 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP02

Pada **Gambar 4.3** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 1.381 hingga 1.776 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni berkisar antara 1.989 hingga 4.982 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Namun produksi pada sumur AP02 semakin menurun hingga sampai saat ini.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP02

Pada **Gambar 4.4** merupakan kurva histori sumur produksi AP02 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 234 – 1445 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 651 – 1.617 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 13 bopd.

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP02 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trend kurva berkisar antara 19 – 832 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP01 berkisar antara 1939 – 4.988 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 2 – 85 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 46 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur AP03

Pada **Gambar 4.5** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 886 hingga 1.856 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni berkisar antara 1.656 hingga 4.870 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Namun produksi pada sumur AP03 semakin menurun hingga sampai saat ini. dan terlihat pula pada kurva ketika telah mencapai puncak produksinya sumur AP03 mengalami penurunan produksi pada tahun 2005 hingga trend naik kembali produksi menjadi berkisar 1.035 hingga 3.173 BFPD.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP03

Pada **Gambar 4.6** merupakan kurva histori sumur produksi AP03 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 78 – 1.488 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 500 – 1.367 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 25 bopd.

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP03 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trend kurva berkisar antara 277 – 1.277 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP03 berkisar antara 333 – 4.910 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 18 – 80 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 38 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP04

Pada **Gambar 4.7** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga

dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 331 hingga 447 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni berkisar antara 1.120 hingga 3.120 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Namun produksi pada sumur AP04 semakin menurun hingga sampai saat ini. dan terlihat pula pada kurva ketika telah mencapai puncak produksinya sumur AP04 mengalami penurunan produksi pada tahun 2016 hingga trend naik kembali produksi menjadi berkisar 2.077 hingga 2.575 BFPD.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP04

Pada **Gambar 4.8** merupakan kurva histori sumur produksi AP04 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 53 – 388 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 65 – 467 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 24 bopd.

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP04 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trend kurva berkisar antara 107 – 317 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP04 berkisar antara 1.075 – 3.240 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 21 – 81 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 25 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP05

Pada **Gambar 4.9** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 1.465 hingga 3.196 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni

berkisar antara 3.488 hingga 4.548 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Namun produksi pada sumur AP05 semakin menurun drastis pada tahun 2004, produksi mencapai 416 – 1.252 BFPD dan terlihat pula pada kurva ketika telah mencapai puncak produksinya sumur AP05 mengalami penurunan produksi pada tahun 2011 hingga trend naik kembali produksi menjadi berkisar 3.028 hingga 3.778 BFPD. Hingga kurva tersebut menurun hingga saat ini.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP05

Pada **Gambar 4.10** merupakan kurva histori sumur produksi AP05 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 24 – 1.388 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 99 – 1.567 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 15 bopd.

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP05 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trend kurva berkisar antara 77 – 877 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP05 berkisar antara 212 – 1.610 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 14 – 90 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 25 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP06

Pada **Gambar 4.11** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 429 hingga 2.218 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni

berkisar antara 911 hingga 3.834 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Namun produksi pada sumur AP06 semakin menurun hingga sampai saat ini. dan terlihat pula pada kurva ketika telah mencapai puncak produksinya sumur AP06 mengalami penurunan produksi pada tahun 2002. Namun pada sumur AP06 dari histori produksi dapat di simpulkan bahwa produksi tidak konstan. Laju alir seketika naik dan dapat pula turun kembali setiap harinya. Namun sumur AP06 ini tetap masih memberikan respon terbaiknya terhadap proyek *waterflood*.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP06

Pada **Gambar 4.12** merupakan kurva histori sumur produksi AP06 dari sejak sebelum dilakukan proyek *waterflood* hingga sesudah dilakukan proyek *waterflood*. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek *waterflood* berkisar antara 245 – 1.517 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek *waterflood* pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 319 – 1.667 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 17 bopd. Terlihat pada kurva sumur produksi AP06 ini tidak konstan baik produksi minyak maupun air, pada kondisi saat ini produksi turun naik setiap harinya

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP06 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trend kurva berkisar antara 77 – 877 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek *waterflood* water rate pada sumur AP06 berkisar antara 343 – 3.610 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek *waterflood* yaitu sebesar 18 – 90 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek *waterflood* nilai watercut berkisar antara 10 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%. Pada kondisi ini juga watercut pada sumur produksi AP06 nilai watercut naik turun seiring produksi tiap harinya.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP07

Pada **Gambar 4.13** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama

kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 84 hingga 1.497 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni berkisar antara 426 hingga 4.320 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Namun produksi pada sumur AP07 mengalami penurunan pada tahun 2000 hingga produksi berkisar 282 – 1480 BFPD. dan terlihat pula pada kurva naik kembali pada tahun 2002 hingga produksinya sumur AP07 berkisar 1.720 – 2.789. hingga terjadi penurunan produksi terus menerus hingga sampai saat ini.

Pada **Gambar 4.14** merupakan kurva histori sumur produksi AP07 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 58 – 418 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 251 – 2.867 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 28 bopd.

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP07 sebelum dilakukan proyek *waterflood* trend kurva berkisar antara 77 – 377 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP07 berkisar antara 212 – 3.910 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 6 – 40 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 25 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Liquid Rate Sumur Produksi AP08

Pada **Gambar 4.15** merupakan kurva liquid rate sumur produksi pada saat pertama kali berproduksi. Terlihat pada kurva tersebut pada saat pertama produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir produksi hanya berkisar antara 108 hingga 333 BFPD. Hingga tampak pula pada trend kurva tersebut pada saat dilakukan proyek waterflood produksi menjadi naik yakni berkisar antara 214 hingga 1.008 BFPD. Hal tersebut sudah terlihat jelas bahwa kenaikan produksi dikarenakan adanya pengaruh dari sumur injeksi. Hingga pada tahun 2018 sumur AP08 mengalami

produksi puncaknya yakni sebesar 2.114 BFPD. Sehingga pada saat ini produksi terus mengalami penurunan.

Gambar 4. Histori Sumur Produksi AP08

Pada **Gambar 4.16** merupakan kurva histori sumur produksi AP08 dari sejak sebelum dilakukan proyek waterflood hingga sesudah dilakukan proyek waterflood. Pada kurva tersebut merupakan perbandingan antara water rate vs oil rate vs water cut. Terlihat pada trend kurva tersebut oil rate sebelum dilakukan proyek waterflood berkisar antara 258 – 388 bopd. Hingga sejak dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993 oil rate meningkat menjadi 351 – 767 bopd, hingga produksi minyak menurun hingga saat ini menjadi 78 bopd.

Kemudian pula terlihat trend kurva pada water rate pada sumur AP08 sebelum dilakukan proyek waterflood trend kurva berkisar antara 77 – 97 bwpd, sehingga setelah dilakukan proyek waterflood water rate pada sumur AP08 berkisar antara 112 – 2.140 bwpd.

Sedangkan terlihat pula kondisi kurva watercut sebelum dilakukan proyek waterflood yaitu sebesar 5 – 21 %. Namun sejak pertama berproduksi pada tahun 1983 hingga tahun 1992 kondisi watercut naik turun berdasarkan produksi setiap harinya. Hingga setelah dilakukan proyek waterflood nilai watercut berkisar antara 30 – 99 %, dan pada saat ini nilai watercut sangat tinggi yaitu berada pada 99%.

Gambar 4. Injection Rate Sumur Injeksi HA30

Pada **Gambar 4.17** merupakan kurva rate injection pada sumur HA30 yang langsung mentarget ke 4 sumur produksi yaitu AP01, AP02, AP03, AP04. Pada kurva tersebut terlihat besar injeksi air yang diinjeksikan sebagai tenaga dorong yakni sebesar 4.124 bwpd dari awal dilakukannya injeksi air pada tahun 1993 hingga saat ini rate yang diinjeksikan tetap sebesar 4.124. Dari injeksi water yang diinjeksikan sebesar 4.124 bwpd maka menghasilkan produksi rata – rata dari 2.592 – 12.441 bfpd. Dan terlihat pula pada grafik kenaikan produksi bertahap perhatikan dengan jelas pada trend kurva di tahun 1993 pada awal dilakukannya proyek waterflood produksi yang di peroleh hanya sebesar 2.592 bfpd hingga di tahun 1998 produksi naik menjadi 12.441 bfpd. Pada kondisi yang seperti ini adalah kondisi yang sering terjadi ketika dilakukan proyek waterflood. Dan seiring berjalannya waktu produksi terus mengalami penurunan hingga saat ini.

Gambar 4. Injection Rate Sumur Injeksi HA20

Pada **Gambar 4.18** merupakan kurva rate injection pada sumur HA20 yang langsung mentarget ke 4 sumur produksi yaitu AP05, AP06, AP07, AP08. Pada kurva tersebut terlihat besar injeksi air yang diinjeksikan sebagai tenaga dorong yakni berkisar antara 4.482 – 6.000 bwpd. Pada sumur injeksi HA20 rate injeksi berbeda dengan sumur injeksi HA30 yang konstan pada saat menginjeksikan air, namun pada sumur injeksi HA20 pada awal tahun 1993 air yang diinjeksikan itu sebesar 4482 bwpd hingga sampai tahun 2001 diinjeksikan sebesar 5.082 bwpd hingga sampai tahun 2014 diinjeksikan sebesar 6.050 bwpd dan hingga pada saat ini penginjeksian konstan pada rate sebesar 5.082 bwpd. Dari injeksi water yang diinjeksikan melalui sumur injeksi HA20 maka menghasilkan produksi rata – rata dari 4.428 – 9.848 bfpd. Dan terlihat pula pada grafik kenaikan produksi bertahap perlihatkan dengan jelas pada trand kurva di tahun 2004 pada awal dilakukannya proyek waterflood produksi yang di peroleh hanya sebesar 4.428 bfpd hingga di tahun 2004 produksi naik menjadi 9.848 bfpd. Dan seiring berjalannya waktu produksi terus mengalami penurunan hingga saat ini.

4.3 Analisis VRR (Voidage Replacement Ratio)

Gambar 4. VRR Lapangan Kamboja Terhadap Sumur Injeksi HA30

Pada lapangan kamboja terdapat dua sumur injeksi yang mana memiliki sumur targeted produksi yang berbeda, maka dari itu dilakukan analisa VRR berdasarkan perhitungan tentang perbandingan antara besarnya air terproduksi yang diinjeksikan ke dalam reservoir terhadap fluida yang telah diproduksi, adapun tujuannya yaitu untuk mengetahui respon laju produksi dan tekanan reservoir akibat adanya injeksi air yang dilakukan.

Pada gambar diatas menunjukkan trend kurva nilai VRR untuk sumur injeksi HA30 yang mentargetkan sumur produksi AP01,AP02,AP03, dan AP04. Penginjeksian dimulai pada tahun 1993. Pada saat awal penginjeksian hasil VRR belum optimal dan belum terlalu berpengaruh untuk sumur produksi sekitarnya. Namun seiring dengan waktu penginjeksian terus di optimalkan hingga nilai VRR 1,04 di tahun 2000. Ditahun 2005 nilai VRR konstan lebih dari 1 dan terus lebih dari 1 hingga saat ini.

Gambar 4. VRR Lapangan Kamboja Terhadap Sumur Injeksi HA20

Pada **Gambar 4.20** merupakan kurva VRR pada lapangan Kamboja. Analisis VRR pada lapangan Kamboja kali ini dilakukan untuk melihat respon sumur produksi AP05, AP06, AP07, AP08 terhadap dilakukannya penginjeksian air melalui sumur produksi HA20. Terlihat pada kurva VRR tersebut nilainya VRR naik turun setiap harinya. Dari awal penginjeksian, nilai VRR belum mencapai 1. Nilai VRR lebih dari 1 pada tahun 2001. Nilai VRR tidak begitu konstan terlihat dari trend kurva VRR diatas. Dan pada tahun 2009 hingga saat ini, nilai VRR sudah lebih dari 1.

17 BAB V

18 HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan adalah bahwasannya pengaruh sumur injeksi terhadap sumur produksi dikatakan cukup baik, dapat dipastikan ketika tidak ada sumur injeksi HA30 & HA20 yang memberikan tenaga dorong tambahan kesekitar areal swept sumur produksi AP01, AP02, AP03, AP04, AP05, AP06, AP07 dan AP08 maka produksi minyak pada lapangan kamboja tidak akan dapat bertahan hingga saat ini. hal tersebut dapat dibuktikan dengan adanya peningkatan produksi ketika dilakukan proyek *waterflood*.
2. Berdasarkan analisis VRR (*Voidage Replacement Ratio*) pada lapangan Kamboja yang dilakukan maka didapatkan hasil bahwasannya pada sumur injeksi HA30 yang mentarget sumur produksi AP01, AP02, AP03 & AP04 pada saat awal penginjeksian belum efektif sehingga belum terlalu berpengaruh, namun penginjeksian terus dioptimalkan sehingga nilai VRR terus naik dan lebih dari 1 pada tahun 2000. Sementara itu, hasil analisis VRR terhadap sumur injeksi HA20 yang mentarget sumur produksi AP05, AP06, AP07 dan AP08 pada awal penginjeksian juga belum optimal, yang mana nilai VRR naik turun tiap harinya. Nilai VRR lebih dari 1 pada tahun 2001, namun tidak begitu konstan.

5.2 Saran

1. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka peneliti memberikan saran yaitu alangkah baiknya sumur produksi lapangan Kamboja dilakukan studi analisis performa produksi dimasa akan datang agar diketahui seberapa bertahan proyek *waterflood* mampu mempertahankan tekanan yang tujuannya agar produksi minyak tetap dikatakan layak secara ekonomi.
2. Diharapkan untuk peneliti selanjutnya ketika ingin melakukan studi analisis untuk melihat respon sumur produksi terhadap dilakukannya penginjeksian air (*waterflood*) untuk dapat menambahkan metode lain agar hasil yang di dapatkan lebih baik lagi.



19 DAFTAR PUSTAKA

- Andalucia, Selfira, and Hafidz Fachri Ariansyah. 2016. "Analisis Hall Plot Untuk Mengidentifikasi Formation Damage Dan Performance Injeksi Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan North Rifa PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba." *Jurnal Teknik Patra Akademika* 7(2): 24–37. <http://jurnal.pap.ac.id/index.php/JTPA/article/view/16>.
- Awotunde, Abee A., and Najmudeen Sibaweihi. 2012. "Consideration of Voidage Replacement Ratio in Well Placement Optimization." *Society of Petroleum Engineers - Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition 2012, KIPCE 2012: People and Innovative Technologies to Unleash Challenging Hydrocarbon Resources* 2(Sibaweihi): 763–75.
- Brice, Bradley, Samson Ning, Alecia Wood, and Gay Renouf. 2014. "Optimum Voidage Replacement Ratio and Operational Practice for Heavy Oil Waterfloods." *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2014* 2(2008): 1099–1112.

- Clark, A. Robert, and Brian Ludolph. 2003. "Voidage Replacement Ratio Calculations in Retrograde Condensate to Volatile Oil Reservoirs Undergoing EOR Processes." *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*: 2623–32.
- Edition, Third. 1993. Sigma Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition *Reservoir Engineering*.
- Erfando, Tomi, Novia Rita, and Toety Marliaty. 2017. "Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) Di Area X Lapangan Y." *Journal of Earth Energy Engineering* 6(2): 25–35.
- GINTING, MULIA, Ziad Tourik, and Cornelius Rezi. 2021. "Surveillance Dan Monitoring Injeksi Air Di Lapangan 'X.'" *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan* 10(1): 39–46.
- Grover, Kavish et al. 2019. "Application of Pseudo Voidage Replacement Ratio Pseudo VRR Concept to Optimize 5 Spot Polymer Flood: A Mangala Field Case Study." *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2019, OGIC 2019*: 1–11.
- Hamdi, Reswin. 2005. "Evaluasi Waterflood Zona 560 Dan 660 Lapangan X Menggunakan OFM Pada Tahun 1984-2005." *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952. 8696(5): 5–24.
- Hariyadi. 2013. "Evaluasi Performance Injeksi Air Pada Lapangan Minyak X Didukung Dengan Pelaksanaan Surveillance Dan Perencanaan Water Injection Plant Sederhana.Pdf."
- Iqbal, Amarullah, Ir Sugiatmo, and P Reno Pratiwi. 2017. "Evaluasi Kinerja Reservoir Dengan Injeksi Air Pada Pattren 8 LAPANGAN ' TQL .'" *In PROSIDING SEMINAR NASIONAL CENDEKIAWAN*: 13–18.
- Juliansyah, Ockta, and Roni. Alida. 2016. "Analisa Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba." *Jurnal Teknik Patra Akademika* 7(1): 41–48.
- Lubis, I., A. Arief, and U. Prabu. 2014. "Perencanaan Injeksi Waterflooding Dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse Pada Sumur Injeksi I Di Lapisan W3 Struktur Niru Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau." *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya* 2(4): 103357.
- Merina, Rice. 2021. "Prediksi Kinerja Injeksi Air Pada Reservoir Karbonat Menggunakan Metode Hall Plot Dan Metode Voidage Replacement Ratio (Vrr)." *Kocenin Serial Konferensi (E) Issn: 2746-7112* 2(1): 1–9.

- Mursyidah, Dike Putra, and Lazuardhy Futur. 2020. "Re-Design Waterflood Pattern by Utilizing the Tracers Test Technique and Interwell Streamline Simulator." *AIP Conference Proceedings* 2230(May).
- Musnal, Ali. 2014. "Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan." *Journal of Earth Energy Engineering* 3(1): 1–8.
- Nugroho, Muhammad Rizky, Cahyadi Julianto, Aldi Priambodo, and Hidayat Tulloh. 2020. "Pengaruh Low Salinity Waterflooding Dalam Meningkatkan Perolehan Minyak Pada Reservoir Batupasir Dan Karbonat." *Seminar Nasional Sains dan Teknologi Terapan VIII 2020* (December): 383–88.
- Rita, Novia. 2012. "Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer Pada Reservoir Berlapas Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir." *Journal of Earth Energy Engineering* 1(1): 22–36.
- Rosario, O., J. C.Fernandez Hernandez, A. I. Korabelnikov, and L. Albornett. 2017. "Analytical Method for Voidage Replacement Ratio Calculation in Reservoirs with Quasicritical Fluids." *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition 0*.
- Saputry, Ananda Reggy Cornelia. 2021. "Analisa Reservoir Batupasir Menggunakan Metode Atribut Root Mean Square (Rms) Di Analisa Reservoir Batupasir Menggunakan Atribut Root Mean Square (Rms) Di Cekungan."
- Silin, D. B. et al. 2005. "Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis." *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (January 2005): 1191–1205.
- Temizel, Cenk et al. 2016. "Production Optimization through Voidage Replacement Using Triggers for Production Rate." *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference and Exhibition 2016*.
- Terrado, Martin, Suryo Yudono, and Ganesh Thakur. 2007. "Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice." *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* 10(5): 552–62.
- Veri, Irfan Nofta. 2012. "Evaluasi Kinerja Injeksi Air Menggunakan Analisa Fall-Off Test Dan Analisa Kualitas Air Menggunakan Metode Stiff-Davis Di Lapangan Selta." *Journal of Earth Energy Engineering* 1(1): 80–91.
- Vittoratos, E. Steven, Zhouyuan Zhu, and C. C. West. 2014. "Optimal Waterflood Voidage Management Significantly Increases Oil Recovery with Minimal Incremental Cost." *Society of*

Petroleum Engineers - 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years 4(December): 2771–93.

Widyastuti, Maria Irmina, and Maman Djumantara. 2018. “Peningkatan Produksi Lapangan ‘M’ Dengan Pendekatan Simulasi Untuk Menentukan Skenario Pengembangan Menggunakan Metode Waterflooding.” *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan* 5(1).



20

LAMPIRAN

Perhitungan VRR

Sumur Injeksi HA30

Diketahui :

Injection Rate (iw):	4124 bwpd
Qo actual	: 15 bopd
Qw actual	: 1438 bwpd
Bo	: 1,11 bbl/stb
Bw	: 2,2 bbl/stb