

EVALUASI PERFORMA SUMUR INJEKSI MENGGUNAKAN METODE HALL PLOT DAN MENGETAHUI PROSES WATERFLOOD TERHADAP PENINGKATAN SUMUR JOB PERTAMINA – JADESTONE ENERGY (OK) LTD

EVALUATION OF INJECTION WELL PERFORMANCE USING HALL PLOT METHOD AND KNOWING WATERFLOOD PROCESS ON REFINING WELL JOB PERTAMINA - JADESTONE ENERGY (OK) LTD

Onggy Aries Seka¹, Adang Suherman,² Ubaidillah Anwar³

^{1,2,3}Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya
Jl. Srijaya Negara Bukit Besar, Palembang, Sumatera Selatan, 30139, Indonesia
E-mail :onggyariesseka3422@gmail.com

ABSTRAK

Meningkatkan tekanan reservoir dapat dilakukan dengan banyak metode, salah satunya dengan melakukan penginjeksian air. Metode penginjeksian air dapat ditujukan pada dua kondisi yakni untuk pressure maintenance maupun waterflood. Perbedaan perlakuan injeksi air yang dilakukan untuk tujuan pressure maintenance maupun pada waterflooding adalah injeksi di targetkan pada zona air saja untuk melakukan pressure maintenance, sedangkan injeksi di targetkan pada zona minyak untuk tujuan waterflooding. Namun dalam aplikasinya tidak mudah, akan ada masalah seperti kerusakan formasi. Kerusakan inilah yang akan dianalisis menggunakan metode Hall Plot. Metode Hall Plot adalah kurva yang diplot berdasarkan cumulative tekanan terhadap cumulative volume injeksi. Hall Plot adalah kurva yang dapat digunakan untuk menganalisis performa dari sumur injeksi melalui metode dengan cara membuat kurva antara tekanan yang dikalikan pada waktu tertentu dengan volume injeksi kumulatif yang diberikan kepada sumur. Dengan Hall Plot dapat diketahui seberapa besar efek damage yang terdapat pada sumur injeksi tersebut sehingga tidak perlu dibutuhkan pengujian sumur yang cukup menghabiskan waktu, menunda proses penginjeksian air, dan memakan biaya yang mahal. Untuk menggunakan teknik Hall Plot ini dibuat plot Sigma (Pressure x Days) sebagai fungsi injeksi air kumulatif. Hubungan keduanya harus linier. Penyimpangan yang terjadi merupakan kunci untuk diagnostik. Jika kondisi sumur berubah atau mengalami damage akan membuat kemiringan hall plot menjadi berubah. hal lain dapat terjadi yang berakibat pada kemiringan hall plot yang akan menjadi berkurang.

Kata Kunci: Injeksi air, Waterflood, Metode Hall Plot

ABSTRACT

Increasing reservoir pressure can be done by many methods, one of which is by injecting water. The water injection method can be aimed at two conditions namely for pressure maintenance and waterflood. The difference in water injection treatment for pre-treatment and waterflooding is that injection is targeted at the zone water only for pre-treatment maintenance, as easy as injection in the oil zone for the purpose of waterflooding. But in the application it's not easy, there will be problems like formation damage. This damage will be analyzed using the Hall Plot method. The Hall Plot method is a curve plotted based on cumulative pressure on cumulative volume injection. Hall Plots are curves that can be used to analyze the performance of injection wells through a method by making a curve between the pressure multiplied at a certain time and the cumulative injection volume given to the well. With the Hall Plot, it can be seen how much the effect of the damage on the injection well is that no well testing is needed, which is time-consuming, delaying the water injection process, and costly. To use the Hall technique the Sigma plot is created (Pressure x Days) as a function of cumulative water injection. The relationship between them must be linear. Deviations that occur are key to diagnostics. If the condition of the well changes or experiences damage it will change the slope of the plot hall. other things can happen which result in the slope of the hall plot to be reduced.

Keywords: Water injection, Waterflood, Hall Plot Method

1. PENDAHULUAN

Laju produksi dan tekanan reservoir dapat mengalami penurunan akibat produksi minyak yang dilakukan secara terus menerus, sehingga menyebabkan cadangan minyak tidak terambil seluruhnya dan masih banyak tersisa di dalam reservoir. Secondary oil recovery merupakan suatu tahapan memperoleh cadangan minyak yang masih tersisa dari sisa hasil perolehan minyak tahap pertama yang dapat dilakukan dengan memanfaatkan air sebagai media injeksi untuk membantu pengakatan minyak untuk meningkatkan perolehan minyak saat produksi. [1].

Secondary oil recovery dalam pengelolaannya sangat memerlukan pengawasan terhadap tekanan reservoir untuk dapat meningkatkan recovery minyaknya. Pada reservoir jenis ini perlu sekali dilakukan pemeliharaan tekanan reservoir (*pressure maintenance*) untuk meningkatkan recovery, salah satu caranya dengan menginjeksikan air atau gas ke dalam reservoir tersebut. Metode yang paling banyak digunakan ialah *waterflooding*[2]. *Waterflooding* merupakan suatu metode yang dilakukan dengan memanfaatkan air sebagai media injeksi, kemudian menginjeksikan ke dalam reservoir untuk dapat mendorong minyak yang masih tersisa naik samapai ke permukaan[3].

Penginjeksian air dalam metode *waterflooding* akan mengakibatkan minyak terdesak naik mengikuti jalur-jalur arus dari mulai sumur injeksi menuju pada sumur produksi. Beberapa pertimbangan yang digunakan sebagai dasar penentuan dilakukannya *waterflooding* di antaranya mobilitas yang menguntungkan, berat kolom air, fluida pendesak berupa air, jalur penyebaran fluida didalam reservoir, dan efisiensi.[4].

Meknisme pendesakan oleh air didasarkan pada prinsip bahwa air yang bergerak dari saturasi air yang tinggi ke saturasi air yang rendah, sehingga dalam hal ini (*waterflooding*) air akan mengubah daerah yang didesaknya bersama minyak menjadi bersaturasi tinggi, sehingga mengakibatkan bagian reservoir yang diinjeksikan air akan terus bertambah dan minyak dapat terus produksikan. [5]. Pada *Water Injection* pengujian sumur di analisis dengan metode *Fall Off Test* dan Hall Plot, dan dalam hal ini metode hall plot adalah metode yang sering di pakai. [6].

Metode hall plot bertujuan untuk mengetahui performa injeksi dan masalah yang mungkin terjadi pada sumur injeksi. Metode *Hall plot* mulai dilakukan untuk menganalisis sumur injeksi air pada tahun 1963[7]. Pada prosedur konvensional, jika ditemukan adanya *problem* pada sumur melalui Hall Plot, langsung dilakukan pengujian sumur untuk menentukan nilai *formation damage*. Nilai *formation damage* dapat diketahui tanpa melaksanakan pengujian sumur yang lebih tidak ekonomis. Dengan cara mengevaluasi data laju injeksi dan tekanan pada waktu tertentu, dengan menggunakan kurva Hall Plot, maka nilai *formation damage* bisa didapatkan. Sehingga pengujian sumur tidak perlu lagi dilakukan untuk menentukan nilai *formation damage* atau *skin factor* pada sumur tersebut[8]. Oleh karena itu nilai *skin factor* dihitung untuk mengetahui seberapa seriuskah efek *damage* yang terdapat pada sumur, *pressure drop* yang terdapat karena adanya skin, dan memperkirakan jumlah produksi yang dapat ditingkatkan[9].

Dari indikasi-indikasi ini, dapat diperkirakan *treatment* atau prosedur *workover* apa yang dapat dilakukan. Hall Plot untuk sumur injeksi menggunakan data tekanan kepala sumur dan laju injeksi air pada penelitian ini digunakan tekanan bawah sumur dengan asumsi *pressure loss* yang terdapat sepanjang tubing dianggap konstan dan menggunakan laju alir fluida terproduksi [10].

Permasalahan di atas melatar belakangi untuk dilakukan penelitian mengenai evaluasi sumur injeksi dengan menggunakan metode *hall plot* dan mengetahui proses *waterflood* terhadap peningkatan sumur. Rumusan masalah dalam penelitian ini meliputi perhitungan radius injeksi, menghitung *slope*, menghitung *skin hall plot*, menghitung pwf dan perubahan tekanan dan menghitung *injectivity Index*, analisis terhadap pengaruh kinerja dari sumur injeksi terhadap sumur produksi, bagaimana cara melakukan *screening* sumur berdasarkan performance injeksi dan grafik *hall plot*. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi radius injeksi dan *injectivity index* pada sumur injeksi, mengevaluasi pengaruh kinerja terhadap sumur produksi, mengevaluasi cara melakukan *screening* sumur berdasarkan *performancedari* sumur injeksi injeksi dan grafik *hall plot*..

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan pada 09 April –9 mei 2018 di JOB PERTAMINA - Jadestone (OK) Ltd. Topografinya ada pada ketinggian \pm 35 mdpl dan membentang dari arah barat laut ke selatan dengan luas daerah operasi 1.115 km². Metode penelitian yang digunakan meliputi :

1. Analisis dan mengidentifikasi data geologi, data reservoir, data kualitas air injeksi dan data injeksi harian dari awal injeksi sampai data yang terbaru pada lapangan JOB PERTAMINA– Jadestone (Ok) Ltd Air Sredang.

2. Analisis monitoring dan screening sumur berdasarkan
 - a. Membuat dan melihat grafik *Performance Injeksi* berdasarkan tekanan injeksi dan *rate* injeksi harian.
 - b. Membuat dan melihat grafik *Hall Plot* berdasarkan *Cumulatif Tekanan* dan *Cumulatif Volume Injeksi*.
 - c. Melakukan screening sumur untuk di analisis lebih lanjut.
3. Tahapan analisis lebih lanjut yaitu sebagai berikut
 - a. Menghitung radius injeksi setiap sumur berdasarkan karakteristik reservoir dan kedalaman masing-masing dengan menggunakan rumus sebagai berikut.

$$r = 43560 \sqrt{\frac{v}{\frac{(7758 h \Phi)}{\pi}}} \quad (1)$$

Keterangan

- r : Radius injeksi
 v : Volume
 h : Ketebalan formasi (ft)
 Φ : Porositas

- b. *Slope* pada grafik dihitung menggunakan persamaan :

$$m = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)} \quad (2)$$

Dari *slope* tersebut kemudian mencari nilai *Tm1 (Transmibility Undamaged)* dan *Tma (Transmibility Damaged)* dengan menggunakan rumus sebagai berikut

$$Tm1 = \frac{4,844 Bo \ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{m1} \quad (3)$$

Keterangan

- Tm1* : *Transmibility* Pada Zona *Undamaged*
 re : Radius Injeksi, (Ft)
 rw : Radius sumur, (Ft)

$$Tma = \frac{4,844 Bo \ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{ma} \quad (4)$$

Keterangan

- Tma* : *Transmibility* Pada Zona *damaged*
 re : Radius Injeksi, (Ft)
 rw : Radius sumur, (Ft)

- c. Menghitung faktor skin dari sumur yang telah di screening dan diindikasikan terjadi kerusakan formasi dengan pendekatan dengan rumus yaitu rumus dari Hall Plot.

$$S = \frac{(Tm1 - Tma)}{Tma} \ln\left(\frac{re}{rw}\right) \quad (5)$$

Keterangan

- Tma* : *Transmibility* Pada Zona *Damaged*
Tm1 : *Transmibility* Pada Zona *Undamaged*
 Re : Radius injeksi (ft)
 Rw : Radius sumur (ft)

4. Tahapan dalam pertimbangan sumur yang akan di stimulasi adalah
 - a. Menghitung *Injectivity Index* sebelum dan jika dilakukan stimulasi dengan menggunakan rumus sebagai berikut

$$Ii = \frac{Qw}{\Delta P} \quad (6)$$

Keterangan

- Ii : *Injektivty Index*
- Qw : Laju Alir Injeksi Air, BWPD
- ΔP : Perubahan tekanan

- b. Melihat Kualitas Air Injeksi pada sumur yang diindikasikan terjadi penurunan performa pada sumur injeksi.
- 5. Berdasarkan perhitungan *Injektivty Indeks*, Kualitas Air Injeksi. Maka sumur yang mengalami penurunan performa akan direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi.

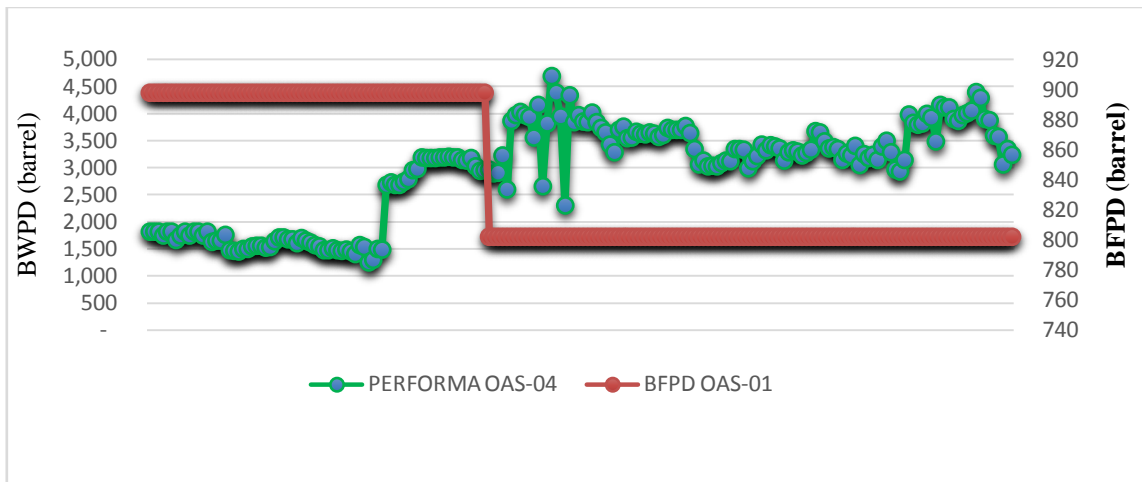
3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. *Performance* Injeksi dan Analisis Kurva Hall Plot

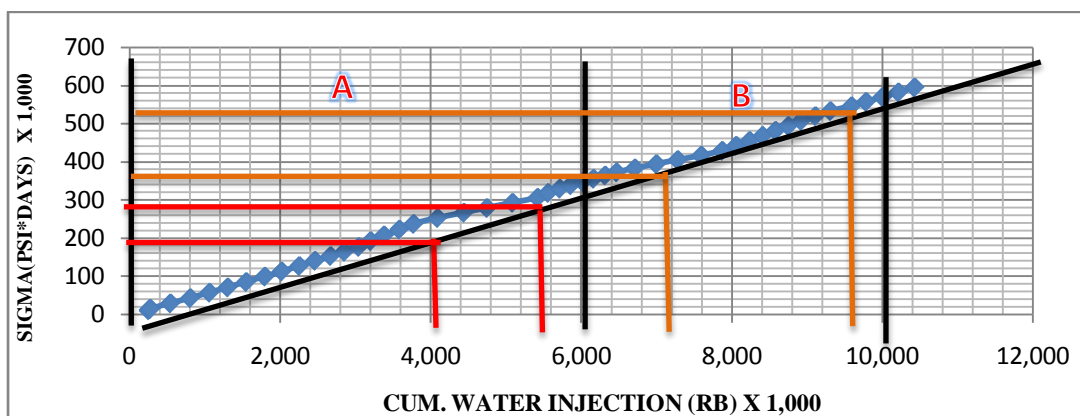
Performance injeksi ini bertujuan untuk melihat kelakuan dari sumur setiap hari. *Performance* injeksi ini dilihat berdasarkan rate terhadap tekanan yang terbaca dikepala sumur. Berikut merupakan *performance* injeksi dan kurva Hall Plot dari masing-masing sumur yang dianalisis.

3.1.1. Performa sumur water injeksi OAS-04.

Pada Gambar 1. menjelaskan *performance* Injeksi sumur OAS-04, dimana pada bulan oktober 2017 sampai dengan april 2018 perbandingan antara BWPD (barrel water per d) dan BFPD (barrel fluid per d) terjadi ketidakstabilan. Ini diindikasikan adanya hambatan pada waktu penginjeksian dikarenakan adanya penyumbatan atau kotoran pada pipa water injeksi dan diindikasikan adanya *slug*.



Gambar 1. Performa sumur water injeksi OAS-04 periode 1 oktober 2017 – 1 april 2018.

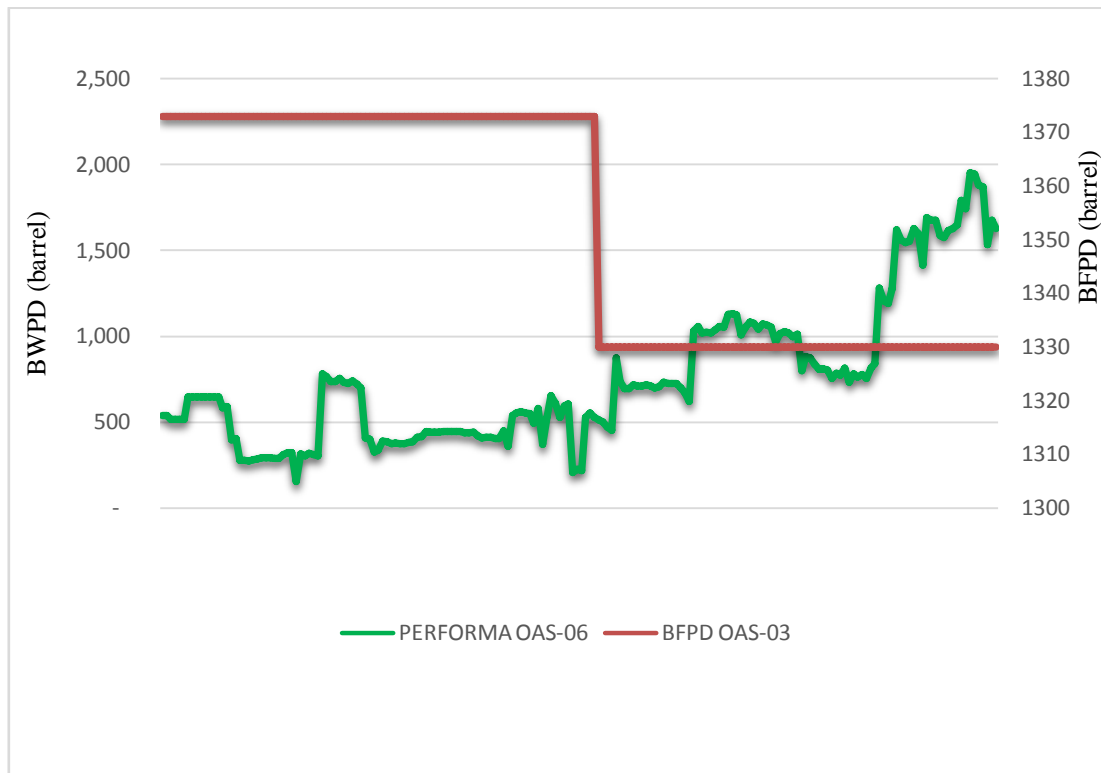


Gambar 2. Kurva *hall plot* OAS-04 periode 1 Oktober 2017 - 1 April 2018.

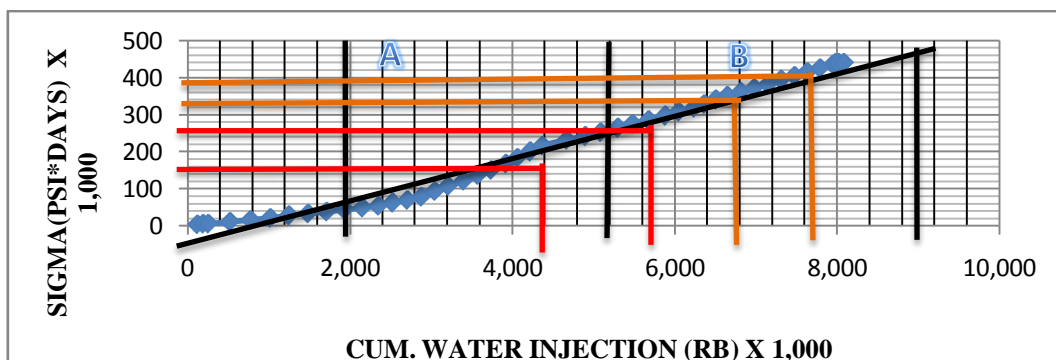
Pada Gambar 2. Kurva Hall Plot OAS-14 dapat dilihat bagian kurva yang berlabel A trend *pressure* dan volume injeksi air yang ada terlihat stabil. Sementara pada kurva yang berlabel B terjadi ketidakstabilan antara volume injeksi air dan *pressure* yang terlihat pada kurva yang berpotongan dengan trend linier. Dapat disimpulkan bahwa sumur diindikasikan mengalami kerusakan formasi.

3.1.2 Performa sumur water injeksi 06

Pada Gambar3. menjelaskan *performance* Injeksi sumur GRH-06, dimana pada 1 oktober 2017 sampai dengan januari 2018 perbandingan antara BWPD (barrel water per d) dan BFPD (barrel fluid per d) stabil. Pada tanggal 1 maret 2018 sampai dengan 1 april 2018 perbandingan antara rate BWPD dan BFPD terjadi ketidakstabilan dimana rate BWPD meningkat sampai 2.000 tetapi BFPD menurun hingga 1.330 Ini diindikasikan kualitas *water* injeksi tidak bagus karena *well content* tinggi tidak sesuai dengan standar.



Gambar 3. Performa sumur water injeksi OAS-06 periode 1 oktober 2017 – 1 april 2018.



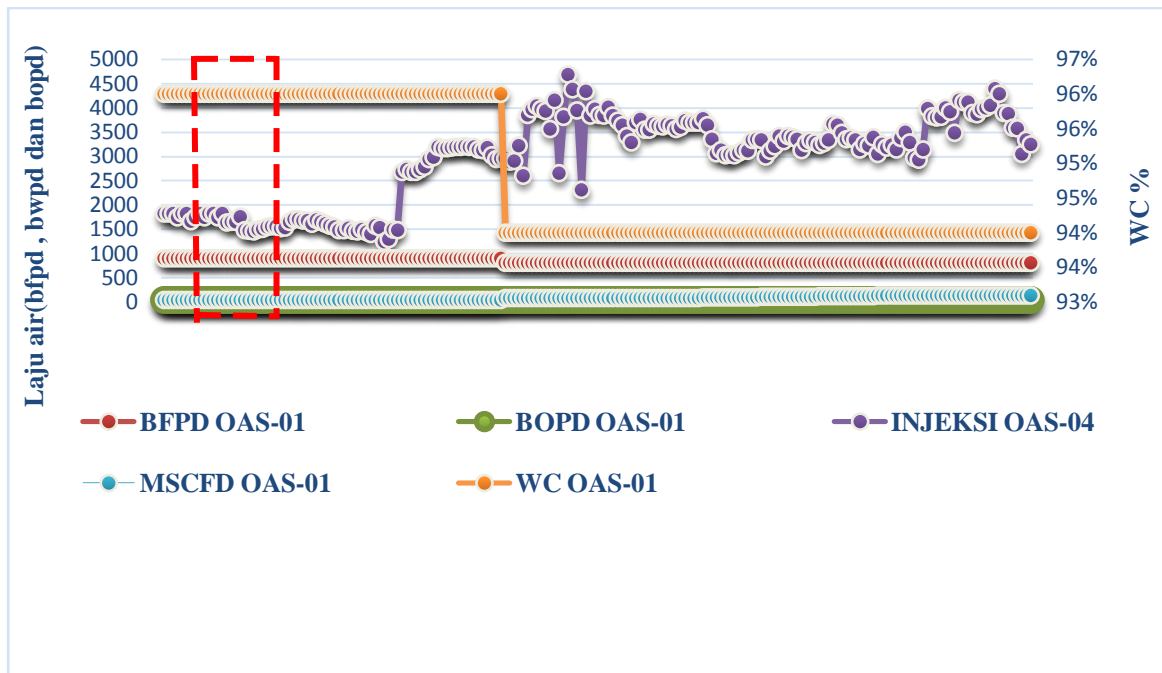
Gambar 4. Kurva *hall plot* OAS-06 periode 1 Oktober 2017 - 1 April 2018.

Pada Gambar.4. adalah kurva *Hall Plot* pada sumur OAS-06. Dimulai dari bagian kurva yang berlabel A sampai pada titik akhir pada kurva yang berlabel B trend volume injeksi air dan tekanan selalu terlihat tidak stabil. Hal ini mengindikasikan adanya penyumbatan pada strener (saringan) pada pipa injeksi dan diindikasi adanya *slug*.

3.2 Performance Sumur water Injeksi Terhadap Sumur Produksi.

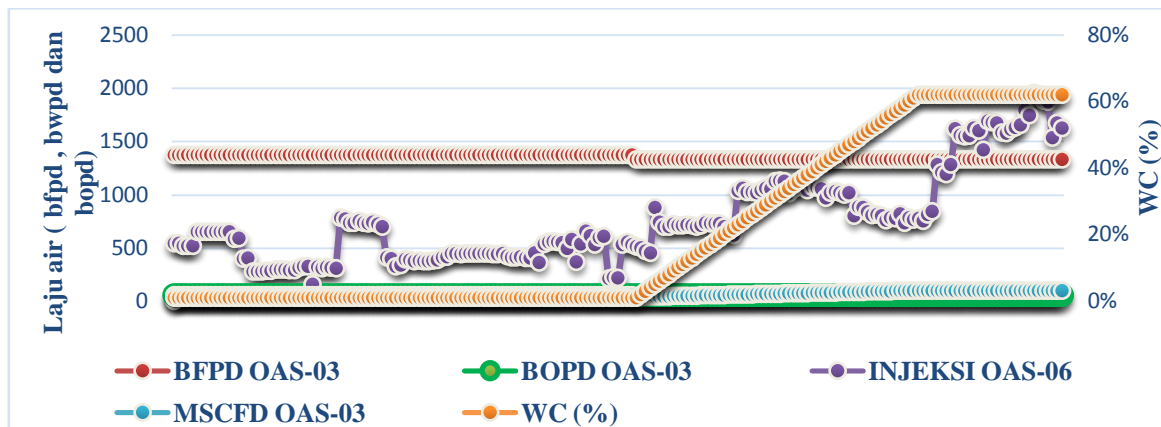
3.2.1 Performa sumur injeksi OAS-04 terhadap sumur produksi OAS-01

Pada gambar 5. diatas ditampilkan kurva *performance* sumur injeksi terhadap sumur produksi yaitu OAS-04 sebagai sumur injeksi dan OAS-01 sebagai sumur produksi. Terlihat pada bagian kurva yang telah diberi tanda, pada tanggal 22 oktober 2017 sampai dengan 5 november 2017 injeksi OAS-04 menurun sementara *water content* meningkat diindikasi sumur produksi minyak pada OAS-01 sedang mati kemudian di start kembali otomatis *water cut* meningkat, kenaikan *well content* yang mencapai 96% menyebabkan *net* yang didapatkan turun hingga 1 BOPD.



Gambar 5. Performa sumur injeksi OAS-04 terhadap sumur produksi OAS-01

3.2.3. Performa sumur injeksi OAS-06 terhadap sumur produksi OAS-03



Gambar 6. Performa sumur injeksi OAS-04 terhadap sumur produksi OAS-01.

Pada gambar 6. diatas ditampilkan kurva *performance* sumur injeksi terhadap sumur produksi yaitu OAS-06 sebagai sumur injeksi dan OAS-03 sebagai sumur produksi. Terlihat pada bagian kurva yang telah diberi tanda, perubahan *rate* injeksi berbanding lurus dengan terjadinya kenaikan pada dan nilai *water content* yang ada. Tepatnya pada tanggal 25 february 2018 sampai dengan 18 maret 2018, kenaikan *water content* yang mencapai 96% menyebabkan *net* yang didapatkan turun hingga 1 BOPD.

3.3 Analisis sumur water injeksi.

3.3.1 . Sumur water injeksi OAS-04.

1. Perhitungan Radius Injeksi

Perhitungan radius injeksi digunakan untuk mengetahui seberapa jauh air yang telah diinjeksikan dan radius injeksi sangat berpengaruh dalam perhitungan skin (Persamaan 1)

$$r = 43560 \sqrt{\frac{\left(\frac{570,509}{7758 \times 22,967 \times 0,24}\right)}{3,14}}$$

$$r = 294,5823 \text{ ft}$$

2. Menentukan *Slope* dan *Transmibility*

Dapat diketahui *slope* dari sumur OAS-04 dengan melihat 2 *trend* terakhir dan diambil tarik garis lurus sehingga didapatkan *slope* dan *transmibility*. Dibawah ini merupakan perhitungan dari *slope* dan *transmibility* (Persamaan 2)

a.Untuk m1

$$m1 = \frac{(310 - 410)}{(6000 - 4000)}$$

$$m = 0,05$$

Untuk ma

$$ma = \frac{(550 - 410)}{(10000 - 6800)}$$

$$ma = 0,043$$

b.*Transmibility* Pada Zona *Undamaged*

Dari m1 maka dapat dihitung *transmibility* pada zona *undamaged* sumur OAS-04 (Persamaan 3).

$$Tm1 = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{294,5823}{0,2552}\right)}{0,05}$$

$$Tm1 = 707,719$$

c.*Transmibility* Pada Zona *Damaged*

Dari ma maka dapat dihitung *Transmibility* pada zona *Damaged* sumur OAS-04 (Persamaan 4).

$$Tma = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{294,5823}{0,2552}\right)}{0,043}$$

$$Tma = 822,929$$

d.Menghitung faktor skin dari sumur yang telah di screening dan diindikasikan terjadi kerusakan formasi dengan pendekatan dengan rumus yaitu rumus dari Hall Plot (Persamaan 5).

$$S = \frac{(707,719 - 822,929)}{822,929} \ln\left(\frac{294,5823}{0,2552}\right)$$

$$S = -0,9871$$

Hasil perhitungan faktor skin dari rumus tersebut bernilai positif yaitu sebesar -0,9871 yang menunjukkan tidak ada indikasi bahwa terjadi kerusakan disekitar lubang sumur.

3. Perhitungan *Injectivity Index*

Menganalisis perhitungan *Injectivity Index*. Harga *injectivity Index* dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (Persamaan 6)

$$Ii = \frac{3119}{1411,077}$$

$$Ii = 2,211 \text{ b/d/psi}$$

Injectivity index sumur ini dinyatakan bagus karena nilai *injectivity index*nya sudah berada diatas 1,5. sumur ini tidak perlu dilakukan stimulasi.

3.3.3 Sumur water injeksi OAS-06.

1. Perhitungan Radius Injeksi

Perhitungan radius injeksi digunakan untuk mengetahui seberapa jauh air yang telah diinjeksikan dan radius injeksi sangat berpengaruh dalam perhitungan skin (Persamaan 1)

$$r = 43560 \sqrt{\frac{\left(\frac{147,540}{7758 \times 22,967 \times 0,19}\right)}{3,14}}$$

$$r = 5324,2587 \text{ ft}$$

2. Menentukan *Slope* dan *Transmibility*

Dapat diketahui slope dari sumur OAS-04 dengan melihat 2 *trend* terakhir dan diambil tarik garis lurus sehingga didapatkan *slope* dan *transmibility*. Dibawah ini merupakan perhitungan dari *slope* dan *transmibilt* (Persamaan 2)

a. Untuk m1

$$m1 = \frac{(250 - 200)}{(6000 - 4000)}$$

$$m = 0,025$$

Untuk ma

$$ma = \frac{(400 - 310)}{(8000 - 6200)}$$

$$ma = 0,05$$

b. *Transmibility* Pada Zona *Undamaged*

Dari m1 maka dapat dihitung *transmibility* pada zona *undamaged* sumur OAS-06 (Persamaan 3).

$$Tm1 = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{5324,2587}{0,2552}\right)}{0,025}$$

$$Tm1 = 1996,4609$$

c. *Transmibility* Pada Zona *Damaged*

Dari ma maka dapat dihitung *Transmibility* pada zona *Damaged* sumur OAS-06 (Persamaan 4).

$$Tma = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{5324,2587}{0,2552}\right)}{0,05}$$

$$Tma = 998,2304$$

d. Menghitung faktor skin dari sumur yang telah di screening dan diindikasikan terjadi kerusakan formasi dengan pendekatan dengan rumus yaitu rumus dari Hall Plot (Persamaan 5).

$$S = \frac{(1996,4609 - 998,2304)}{998,2304} \ln\left(\frac{5324,2587}{0,2552}\right)$$

$$S = 9,9457$$

Hasil perhitungan faktor skin dari rumus tersebut bernilai positif yaitu sebesar 9,9457 yang menunjukkan indikasi bahwa terjadi kerusakan disekitar lubang sumur.

3. Perhitungan *Injectivity Index*

Menganalisis perhitungan *Injectivity Index*. Harga *injectivity Index* dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (Persamaan 6)

$$Ii = \frac{1565}{1449,850}$$

$$Ii = 1,07 \text{ b/d/psi}$$

Injectivity index sumur ini dinyatakan kurang bagus karena nilai *injectivity index*nya sudah berada dibawah 1,5. sumur ini layak direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi

4. KESIMPULAN

1. Berdasarkan analisis pengaruh performa sumur injeksi terhadap sumur produksi, banyak terjadi penurunan nilai *net* yang didapatkan akibat naiknya *water contentt*. Hal ini seringkali terjadi bersamaan dengan naiknya *rate* injeksi diindikasikan kualita air injeksi tidak bagus karena *water content* tinggi yang tidak sesuai dengan yang diharapkan. Sehingga, tinggi rendahnya *rate* injeksi sebaiknya harus selalu dimonitor agar kenaikan *watercontent* juga tidak terlalu signifikan.
2. Dari hasil analisis lebih lanjut dengan menggunakan analisis perhitungan radius injeksi , menghitung *slope* , menghitung skin hall plot , menghitung pwf dan perubahan tekanan , dan Menghitung *Injectivity Index* yang dilakukan didapatkan :
 - a. OAS-04 nilai radius injeksi sebesar 294,5823 *ft*, nilai slope untuk m1 sebesar 0,056 dan untuk mma sebesar 0,1 , nilai skin hall plot sebesar 5,5402 , nilai perubahan tekanan 1411,077psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 2,211b/d/psi.

- b. OAS-06 nilai radius injeksi sebesar 5324,2587 ft, nilai slope untuk m1 sebesar 0,05 dan untuk ma sebesar 0,066, nilai skin hall plot sebesar 3,182 nilai perubahan tekanan 1449.850psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1,07b/d/psi.
 - c. Berdasarkan analisis kelayakan stimulasi ada 3 sumur yang layak untuk dilakukan stimulasi yaitu OAS-04 dan OAS-06. Pada sumur OAS-04 dan OAS-06, diharapkan dilakukan upaya stimulasi yang bertujuan untuk menghilangkan nilai-nilai skin positif sehingga tekanan turun dan *rate* injeksi naik atau tinggi. Sebagai usulan stimulasi yang akan dilakukan adalah *Acid Fracturing* karena formasi batuan reservoirnya tersusun atas batuan limestone yang memiliki sifat yang lebih kompak dan keras daripada sandstone dan harganya yang murah serta dapat melarutkan *scale* yang ada disekitar formasi.
3. Dari *screening* sumur berdasarkan *Performance* Injeksi dan *Hall Plot* pada lapangan Guruh area terdapat 4 sumur yang diindikasikan terjadi penyumbatan pada *strainer* (saringan) sehingga laju penginjeksi air sering tidak sampai dan juga tekanan injeksi air menurun sementara volume injeksi air terus meningkat yaitu pada sumur injeksi OAS-04 dan OAS-06.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Yuniasti, F. P. (2011). *Evaluasi Kinerja Waterflooding pada lapisan M Sumur LS 135 – LS 129 Block VII Dengan Pola Direct Line Lapangan Sogo Unit Bisnis PT.Pertamina EP Lirik*. Skripsi, Fakultas Teknologi Mineral : Universitas Pembangunan Nasional Veteran.
- [2] Siregar, S., dan Kristanto, D., (1999). "*Pengurusan Minyak Tahap Lanjut*", Jurusan Teknik Perminyakan, Yogyakarta, Fakultas Teknologi Mineral: Universitas Pembangunan Nasional.
- [3] El-Khatib, N. (1999). *Waterflooding Performance Of Communicating Stratified Reservoir With Log-Normal Permeability Distribution*. *Jurnal Society of Petroleum Engineering*, 2(1), 542-543
- [4] Dake L.P. (1978). *Fundamentals Of Reservoir Engineering ; Chapter 4 Darcy Law and Application* (Hal 160). Shell Learning.
- [5] L.P. Dake (2001). *The Practice of reservoir Engineering*. Paris: Development Petroleum science Trondheim University.
- [6] Brown, K.E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Volume 1. The University of Tulsa, Petroleum Publishing Co. Tulsa.
- [7] Hawe E. Daniel. (1967). *Direct APOCH Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Damage Calculation And Eliminates Pressure Fall Of Testing*.
- [8] Altinay, E.I. (2002). *The Application of Hall Plot Method to the Injection Analysis in Geothermal Well, Graduation Study (in Turkish)*, *Petrol and Natural Gas Eng.* Turkey ; Dept. Istanbul Tech. Univ., Istanbul.
- [9] Economides, M.J., Nolte, K.G., (2000) *Reservoir Stimulation, Third Edition*, England : Wiley.
- [10] Beull, R., Kazemi and Poettmann, F.H. (1990). *Analyzing Injectivity of polymer Solutions with the Hall Plot*, *SPE Reservoir Engineering*, 41-46.