

EVALUASI KINERJA WATER TREATMENT INJECTION PLANT UNTUK PRESSURE MAINTENANCE PADA SUMUR X STRUKTUR Y DI PT PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

EVALUATION OF WATER TREATMENT INJECTION PLANT FOR MAINTENANCE PRESSURE IN WELL X STRUCTURE Y IN PT PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

Emil Yazid¹, Maulana Yusuf², Weny Herlina³

¹²³*Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya*

Jl. Raya Palembang – Prabumulih KM.32, Indralaya, Sumatera Selatan, 30662, Indonesia

Telp/fax: (0711) 850137 ; E-mail: emilyazid27@gmail.com

ABSTRAK

PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field merupakan perusahaan nasional yang bergerak dalam produksi minyak dan gas bumi yang berlokasi di daerah Kabupaten Pali, Pendopo, Sumatera Selatan. Proses produksi dilakukan dengan beberapa lifting method, diantaranya natural flow, gas lift, electric submersible pump dan sucker rod pump. Namun seiring berjalannya waktu proses produksi semakin menurun, disebabkan oleh berbagai hal salah satunya kurangnya tekanan dari dalam sumur produksi tersebut. Sehingga pada saat ini sedang dilakukan proses peningkatan tekanan reservoir sumur produksi tersebut dengan cara menginjeksikan air terproduksi ke dalam reservoir dengan menggunakan sumur injeksi. Air yang ikut terproduksi bersama minyak nantinya diolah dan diinjeksikan kembali ke dalam reservoir. Air terproduksi diolah sesuai dengan karakteristik air yang terdapat didalam reservoir yang nantinya jika berbeda akan merusak reservoir. Pada awal pengecekan didapat produksi fluida sebesar 48 bfpd yang mengalami penurunan produksi. Dilakukan langkah menggunakan metode water treatment injection plant untuk meningkatkan hasil dari produksi tersebut. Setelah dilakukan perhitungan produksi maksimum yang bias dihasilkan oleh sumur tersebut didapat kenaikan menjadi 54,45 bfpd. Proses penginjeksian menggunakan pompa injeksi dan diinjeksikan melalui sumur injeksi. Metoda ini lebih sering digunakan karena metoda ini lebih praktis dan efisien.

Kata kunci: lifting method, natural flow, gas lift, electric submersible pump, sucker rod pump, reservoir.

ABSTRACT

PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field is a national company engaged in oil and gas production located in Pali Regency, Pendopo, South Sumatra. The production process is done with several lifting method, such as natural flow, gas lift, electric submersible pump and sucker rod pump. But over time the production process decreases, caused by various things one of them lack of pressure from within the production well. So now the process of increasing the reservoir well production pressure by injecting the production water into the reservoir by using injection wells. The water that goes into production with the nat oil is processed and reinjected into the reservoir. Produced water is processed in accordance with the characteristics of water contained in the reservoir which later if different will damage the reservoir. At the beginning of the check obtained fluid production of 48 bfpd which decreased production. Conducted steps using the methods of water treatment injection plant to improve the yield of such production. After the maximum production calculation that can be produced by the well is obtained increased to 54,45 bfpd. The injection process uses an injection pump and is injected through the injection well. This method is more often used because it is more practical and efficient.

Keywords: lifting method, natural flow, gas lift, electric submersible pump, sucker rod pump, reservoir

1. PENDAHULUAN

Rendahnya produksi sumur merupakan persoalan utama pada industri minyak dan gas, baik pada sumur yang telah lama berproduksi, pada sumur baru, atau pada sumur yang baru dikerja ulang (*workover*). Rendahnya produksi dapat disebabkan karena tekanan yang terdapat di dalam reservoir telah mengalami penurunan. Sehingga tekanan yang tersisa tidak dapat mengangkat fluida tersebut ke atas permukaan bumi. Langkah yang tepat untuk hal tersebut adalah dengan melakukan penginjeksian air ke dalam reservoir untuk mempertahankan tekanan (*pressure maintenance*) yang terdapat di reservoir [1].

Penurunan produksi pada struktur Sopa salah satu penyebabnya adalah karena berkurangnya tekanan dari reservoir. Penurunan tekanan ini sangat berdampak pada hasil produksi dari suatu struktur. Langkah antisipasi ini disikapi PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo *field* dengan melakukan penginjeksian air terproduksi ke dalam reservoir untuk mempertahankan tekanan di dalam reservoir tersebut [2]. Air yang diinjeksikan bukanlah air biasa, melainkan air yang ikut terproduksi bersama minyak dan terlebih dahulu dilakukan *filtrasi* dan *treatment* untuk mendapatkan air terproduksi yang diinginkan. Kesalahan penginjeksian air dapat merusak formasi di dalam reservoir dan dapat mempengaruhi produksi [3].

Evaluasi terhadap kinerja *water treatment injection plant* perlu dilakukan agar dapat melihat efektifitas dari kegiatan *water treatment injection plant* tersebut. Kriteria keberhasilan yang digunakan dalam evaluasi kinerja *water injection plant* adalah laju produksi, *water cut*, dan *water influx*. Hasil dari evaluasi kinerja *water treatment injection plant* ini dapat digunakan PT Pertamina EP Asset 2 Pendopo *Field* dalam upaya meningkatkan produksi di perusahaan.

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah (1) Mengetahui dan mengevaluasi proses pengolahan air terproduksi, (2) Mengkaji pengaruh penginjeksian air terproduksi terhadap peningkatan produktivitas index dan pengstabilan tekanan dasar sumur produksi, dan (3) Mengkaji cara mengoptimalkan tekanan dan produksi suatu sumur produksi.

Kinerja *water treatment injection plant* merupakan kegiatan yang difungsikan untuk menetralkan kembali tekanan di dalam reservoir. *Water treatment injection plant* dilakukan diawali dengan pemisahan air yang terangkat bersama minyak [4]. Pada kegiatan ini air akan di *treatment* di stasiun pengumpul dengan menggunakan alat-alat pemisahan dan pemberian zat kimia untuk membantu mempercepat dan menjadikan air tersebut sesuai dengan yang diinginkan. Setelah dilakukan kegiatan tersebut, air akan diinjeksikan ke reservoir untuk menjaga tekanan reservoir melalui sumur injeksi.

Productivity index (PI) merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan sumur berproduksi pada kondisi tertentu. Kegiatan *water treatment injection plant* diharapkan peningkatan PI yang berarti adanya peningkatan kemampuan produksi sumur tersebut [5]. Perhitungan PI menggunakan rumus sebagai berikut:

$$PI = Q_o / ((P_s - P_{wf})) \quad (1)$$

Data tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) didapat dengan menggunakan perhitungan dengan data *dynamic fluid level* (DFL) yang didapat dari pengukuran sonolog test yang menggunakan alat echometer dan di bawa ke stasiun pengumpul [6].

$$SG_{mix} = SG_{air} \times WC + SG_{minyak} \times OC \quad (2)$$

$$P_{wf} = SG_{mix} \times 0,433 (\text{mid perfo} - \text{DFL}) \quad (3)$$

Penentuan kurva IPR dua fase Vogel dilakukan dengan menggunakan data tekanan statis (P_s) dan laju produksi (Q) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Data tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) didapat dengan menggunakan perhitungan dengan data *dynamic fluid level* (DFL) yang didapat dari pengukuran sonolog test yang menggunakan alat echometer. Tekanan alir dasar sumur yang didapatkan digunakan untuk menentukan besarnya laju produksi maksimum (Q_{max}) yang digunakan untuk menentukan kurva IPR. Perhitungan Q_{max} dilakukan dengan persamaan sebagai berikut:

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2} \quad (4)$$

Air yang ikut terproduksi bersama dengan minyak ataupun gas biasa disebut dengan air terproduksi. Air yang terproduksi nantinya akan dilakukan *water treatment* sebelum nantinya di injeksikan kembali ke dalam sumur injeksi jika nantinya dibutuhkan untuk menstabilkan tekanan di dalam sumur produksi [7]. Sebelum dilakukan *water treatment* air terproduksi dilakukan uji sample untuk mengetahui PH, dan kualitas dari air terproduksi [8].

Kinerja *water treatment and injection plan* merupakan kegiatan yang difungsikan untuk menetralkan kembali tekanan di dalam reservoir [9]. *Water treatment and injection plan* dilakukan diawali dengan pemisahan air yang terangkat bersama minyak. Pada kegiatan ini air akan di treatment di stasiun pengumpul dengan menggunakan alat-alat pemisahan dan pemberian zat kimia untuk membantu mempercepat dan menjadikan air sesuai dengan yang diinginkan. Setelah kegiatan tersebut, air akan diinjeksikan ke reservoir untuk menjaga tekanan reservoir melalui sumur injeksi [10].

Proses penginjeksian air injeksi di stasiun pengumpul ini dilakukan oleh pompa injeksi bertipe HPS (*Horizontal Pump System*) untuk menginjeksikan air injeksi ke beberapa sumur injeksi yang tersebar di struktur tersebut. Pompa injeksi ini bekerja non-stop setiap harinya. Setiap harinya dilakukan pengecekan setiap 1 jam terhadap pompa tersebut untuk mencegah terjadinya *pressure loss* yang diberikan oleh pompa tersebut. Tekanan yang diinjeksikan pompa injeksi ini adalah tekanan yang sangat tinggi berkisar 650psi. Tekanan ini yang nantinya tidak akan sama dengan tekanan yang diterima di sumur injeksi. Setelah dilakukan pengecekan di sumur injeksi didapatkan tekanan yang diterima sumur injeksi yang berbeda-beda tergantung jarak dari sumur tersebut.

2. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian dilakukan pada tanggal 1 Februari 2017 – 14 maret 2017. Penelitian dilakukan di PT Pertamina EP Asse2 Pendopo Field yang terletak pada Kabupaten Pali, Provinsi Sumatera Selatan, Indonesia. Tahapan penelitian yang dilakukan meliputi studi literatur, pengambilan data, pengolahan data dan analisis data.

Pengambilan data yang dibutuhkan berupa data primer dan data sekunder. Data primer yang dibutuhkan berupa laju alir produksi (laju produksi fluida, laju produksi minyak dan *water cut*), stasiun pengumpul, foto fragmentasi kinerja peralatan, dan data sonolog (*static fluid level, dynamic fluid level*). Data sekunder yang dibutuhkan berupa data laporan injeksi air terproduksi.

Data produksi dan produksi maksimal yang diperoleh di lapangan diolah dengan menggunakan *Microsoft Office Excel*. Kemudian, data disusun dalam tabel untuk mengetahui produksi maksimal yang dapat dihasilkan oleh sumur x. Selanjutnya, data penggunaan bahan kimia dan kinerja pompa injeksi didapatkan di lapangan.

Metode yang dilakukan untuk penelitian ini yaitu dengan menentukan dan mendapatkan terlebih dahulu produksi yang dimiliki oleh sumur x, kemudian ditentukan jumlah produksi minyak dan air (*water cut*). Setelah didapatkan nantinya menentukan produksi maksimal yang kemungkinan bias dihasilkan oleh sumur x tersebut. Sehingga kita dapat menentukan langkah yang akan dilakukan untuk mendapatkan produksi maksimal tersebut. Sebelum itu kita harus mendeteksi terlebih dahulu masalah dari sumur tersebut serta mencarikan langkah penanganannya. Setelah didapat yaitu dengan melakukan injeksi air terproduksi yang didapatkan lebih ekonomis.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur produksi X merupakan suatu sumur produksi yang terdapat pada struktur Sopa *field* Pendopo PT. Pertamina EP Asset 2. Pada struktur ini terdapat 22 sumur produksi yang terdiri dari bermacam-macam metode lifting. Dari 22 sumur yang terdapat di struktur Sopa, ada 13 sumur produksi yang aktif. Dan terdapat 10 sumur injeksi yang nantinya digunakan untuk menstabilkan tekanan *reservoir* dengan cara menginjeksikan air terproduksi ke dalam *reservoir*. Penurunan tekanan di dalam formasi sangat mempengaruhi produktivitas sumur X. Metode *water treatment injection plan* sangat membantu untuk menstabilkan kembali tekanan di dalam formasi sehingga fluida dapat diangkat kembali ke permukaan bumi. Untuk pelaksanaan metode ini harus diketahui terlebih dahulu kondisi aktual dari sumur tersebut serta produksi maksimal yang dapat dicapai oleh sumur X. Sumur yang mengalami kerusakan terhadap formasi akan menunjukkan penurunan laju produksi yang juga akan menyebabkan penurunan *productivity index* (PI) dan perubahan kurva *inflow performance relationship* (IPR). Perhitungan PI dan IPR sebelum kegiatan *water treatment injection plant* dilakukan dengan menggunakan data reservoir sumur X (Tabel 1).

Tabel 1. Data Reservoir Sumur X

No.	Data	Nilai	Satuan
1.	SG air	1,02	Kg/m ³
2.	SG minyak	0,85	Kg/m ³
3.	Water Cut	14,58	%
4.	Mid Perforasi	2.338	m
5.	Static Pressure	1.835	Psi
6.	Dinamic Fluid Level	983	m

Tabel 2. Kualitas Air Terproduksi

No.	Kualitas	Standar	Hasil
1.	Ph	6-8	6,2
2.	DO (Dissolved Oxygen)	<50	65
3.	Oil Content	20	17

Air yang ikut terproduksi bersama dengan minyak ataupun gas biasa disebut dengan air terproduksi. Air yang terproduksi nantinya akan dilakukan *water treatment* sebelum nantinya di injeksikan kembali ke dalam sumur injeksi jika nantinya dibutuhkan untuk menstabilkan tekanan sumur produksi. Sebelum dilakukan *water treatment* air terproduksi dilakukan uji sample untuk mengetahui PH, dan kualitas air terproduksi tersebut (Tabel 2).

Setelah dilakukan pengukuran maka didapat kualitas air yang ikut terproduksi merupakan air dengan kualitas yang tidak terlalu buruk. Namun tetap harus dilakukan *water treatment* untuk mendapatkan kualitas air terproduksi yang lebih baik untuk diinjeksikan kembali ke dalam sumur *reservoir* melalui sumur injeksi.

Pengukuran laju produksi sumur X dilakukan dengan cara mengalirkan hasil produksi dari sumur selama 6 jam ke dalam *test tank* yang berada di stasiun pengumpul SP Sopa. Kegiatan pengukuran laju produksi menghasilkan data berupa nilai produksi *gross*, produksi minyak, serta *water cut* sumur tersebut. Pengukuran laju produksi sumur X sebelum kegiatan stimulasi *water treatment injection plant* dilakukan pada tanggal 5 Februari 2017 dan mendapatkan hasil berupa jumlah produksi *gross* sebesar 48 BFPD dengan *water cut* 14,58 % dimana nilai produksi tersebut dibawah nilai laju produksi optimum karena adanya gangguan akibat kerusakan formasi.

Productivity index (PI) merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan sumur berproduksi pada kondisi tertentu. Kegiatan *water treatment injection plant* mengharapkan peningkatan PI yang berarti adanya peningkatan kemampuan produksi sumur tersebut. Perhitungan PI menggunakan data laju produksi dan aliran dasar sumur sebelum kegiatan dengan persamaan (1) sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{PI} &= 48/1.835-513,25 \\ &= 0,036 \end{aligned}$$

Perhitungan *productivity index* sebelum stimulasi menunjukkan nilai 0,036 yang berarti *productivity index* sumur tersebut rendah. Data tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) didapat dengan menggunakan perhitungan dengan data *dynamic fluid level* (DFL) yang didapat dari pengukuran sonolog test yang menggunakan alat echometer. Pengukuran DFL sebelum kegiatan *water treatment injection plant* mendapatkan ketinggian fluida pada level 983 m. Perhitungan dapat menggunakan persamaan (1) dan (2) sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{SG}_{\text{mix}} &= 1,02 \times 0,1458 + 0,85 \times 1-0,1458 \\ &= 0,8747 \end{aligned}$$

$$P_{wf} = 0,8747 \times 0,433(2338 - 893) = 513,25 \text{ Psi}$$

Penentuan kurva IPR dua fase Vogel dilakukan menggunakan data tekanan statis (Ps) dan laju produksi (Q) dan tekanan alir dasar sumur (Pwf). Data tekanan alir dasar sumur (Pwf) didapat dengan menggunakan perhitungan dengan data *dynamic fluid level* (DFL) yang didapat dari pengukuran sonolog test yang menggunakan alat echometer. Pengukuran DFL sebelum kegiatan *water treatment injection plant* mendapatkan ketinggian fluida pada level 983 m.

$$SG_{mix} = 1,02 \times 0,1458 + 0,85 \times 1-0,1458 = 0,8747$$

$$P_{wf} = 0,8747 \times 0,433(2338 - 893) = 513,25 \text{ Psi}$$

Tekanan alir dasar sumur yang didapatkan digunakan untuk menentukan besarnya laju produksi maksimum (Q_{max}) yang digunakan untuk menentukan kurva IPR. Perhitungan Q_{max} dilakukan dengan persamaan (4) sebagai berikut:

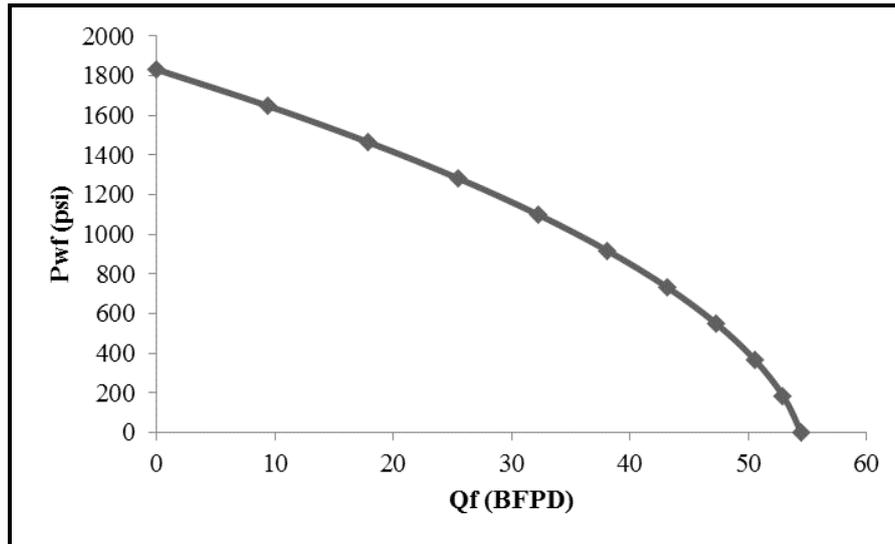
$$Q_{max} = \frac{48}{1 - 0,2 \left(\frac{513,25}{1885} \right) - 0,8 \left(\frac{513,25}{1885} \right)^2} = 54,454 \text{ BFPD}$$

Perhitungan dengan persamaan Vogel menghasilkan nilai yang ditampilkan dalam (Tabel 3).

Hubungan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur ditunjukkan pada (Gambar 1) dengan Pwf pada sumbu Y dan Q pada sumbu X sehingga menghasilkan kurva *inflow performance relationship* sebelum stimulasi.

Tabel 3. Hasil Perhitungan Q Sumur

No.	Pwf/Ps	Ps	Pwf	Q
1.	0	1.835	0	54,454
2.	0,1	1.835	183,5	52,930
3.	0,2	1.835	367	50,534
4.	0,3	1.835	550,5	47,266
5.	0,4	1.835	734	43,128
6.	0,5	1.835	917,5	38,118
7.	0,6	1.835	1.101	32,237
8.	0,7	1.835	1.284,5	25,485
9.	0,8	1.835	1.468	17,861
10.	0,9	1.835	1.651,5	9,366



Gambar 1. Kurva IPR Sumur X Sebelum Kegiatan *Water Treatment and Injection Plan*

Berdasarkan perhitungan kurva IPR, sumur X sebelum kegiatan memiliki nilai produksi maksimum sebesar 54,45 BFPD. Proses kerja *water treatment* yang terpenting berada pada stasiun pengumpul. Pada stasiun pengumpul yang telah dilakukan penelitian, terdapat kekurangan yang masih sangat berpengaruh terhadap hasil dari air terproduksi itu sendiri. Berikut penjelasan dari stasiun pengumpul Sopa yang dirangkum dalam (Tabel 4).

Tabel 4. Tabel Kinerja Stasiun Pengumpul

Fasilitas	Check List	Keterangan
Header Manifold	✓	Tersedia
Separator	✓	Tersedia
Scrubber	✓	Tersedia
FWKO	✓	Tersedia
Heater	✓	Tersedia
Test Tank	✓	Tersedia
Wash Tank		Dalam Perbaikan
Skim Tank		Dalam Perbaikan
Production Tank	✓	Tersedia
Storage Tank	✓	Tersedia
Media Filter		Dalam Perbaikan
Injection Pump	✓	Tersedia

Tabel 5. Pemakaian Zat Kimia Pada Stasiun Pengumpul Sopa

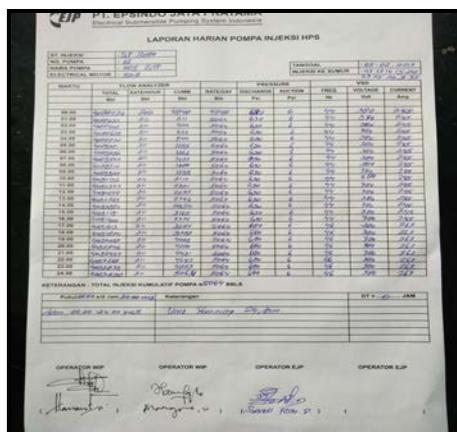
Zat Kimia	Check List	Kegunaan	Keterangan
Biocide		Membunuh bakteri yang dapat menyebabkan terjadinya <i>sludge</i> (gumpalan minyak)	Tidak Tersedia
Corrothion Inhibitor		Mencegah terjadinya korosi pada <i>trunk line</i>	Tidak Tersedia
Demulsifier	✓	Mempercepat proses pemisahan fluida	Tersedia
Oxygen Scafanger	✓	Menghilangkan oksigen yang dapat menyebabkan korosi karena proses oksidasi	Tersedia
Scale Inhibitor	✓	Mencegah terbentuknya <i>scale</i> pada <i>trunk line</i>	Tersedia

Kinerja *water treatment and injection plan* merupakan kegiatan yang difungsikan untuk menetralkan kembali tekanan di dalam reservoir. *Water treatment and injection plan* dilakukan diawali dengan pemisahan air yang terangkut bersama minyak. Pada kegiatan ini air akan di treatment di stasiun pengumpul dengan menggunakan alat-alat pemisahan dan pemberian zat kimia untuk membantu mempercepat dan menjadikan air tersebut sesuai dengan yang diinginkan. Setelah dilakukan kegiatan tersebut, air akan diinjeksikan ke reservoir untuk menjaga tekanan reservoir melalui sumur injeksi.

Penambahan zat kimia dalam pelaksanaan proses kerja *water treatment* sangat membantu. Terutama dalam proses pemisahan fluida terproduksi, yaitu pemisahan air, minyak dan gas. Penambahan zat kimia ini juga dapat digunakan untuk pemurnian air terproduksi sebelum nantinya diinjeksikan kembali. Zat-zat kimia yang digunakan di stasiun pengumpul Sopa dapat dilihat di (Tabel 5) beserta dengan kegunaan dari tiap-tiap zat kimia.

Proses penginjeksian air injeksi di stasiun pengumpul ini dilakukan oleh 1 pompa injeksi bertipe HPS (*Horizontal Pump System*) untuk menginjeksikan air injeksi ke 10 sumur injeksi yang tersebar di struktur Y. Pompa injeksi ini bekerja non-stop setiap harinya. Setiap harinya dilakukan pengecekan setiap 1 jam terhadap pompa tersebut (Gambar 2) untuk mencegah terjadinya *pressure loss* yang diberikan oleh pompa tersebut.

Disini terlihat tekanan yang diinjeksikan pompa injeksi ini yaitu sebesar 630psi. Tekanan ini yang nantinya tidak akan sama dengan tekanan yang diterima di sumur injeksi. Setelah dilakukan pengecekan di 10 sumur injeksi didapatkan tekanan yang diterima sumur injeksi dalam (Tabel 6).



Gambar 2. Laporan Harian *Horizontal Pump System*

Tabel 6. Tekanan Pompa Injeksi dan Sumur Injeksi

Nama Sumur	Tekanan Sumur Injeksi
SPA 03	598 Psi
SPA 13	606 Psi
SPA 14	603 Psi
SPA 15	592 Psi
SPA 20	601 Psi
SPA 23	618 Psi
SPA 25	623 Psi
SPA 29	611 Psi
SPA 31	596 Psi
SPA 35	599 Psi

Dari tabel 6. diatas dapat dilihat bahwa tekanan yang diberikan oleh pompa HPS (*Horizontal Pump System*) yaitu sebesar 630 psi untuk setiap sumur injeksi. Dan tekanan yang diterima sumur injeksi rata-rata berbeda dikarenakan jarak yang harus ditempuh fluida untuk mencapai sumur injeksi. Namun demikian tekanan yang diterima sumur injeksi sudah baik karena perbedaan tekanan yang diberikan dari pompa injeksi tidak terlalu berbeda jauh dengan tekanan yang diterima oleh sumur injeksi.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pembahasan sebelumnya, dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Kualitas fasilitas stasiun pengumpul sangat mempengaruhi kualitas air terproduksi yang berfungsi untuk meningkatkan *index productivity* dan menormalkan tekanan dai dalam *reservoir*.
2. Berdasarkan kriteria keberhasilan yang digunakan dalam evaluasi kegiatan *water treatment and injection plant* yang dilakukan pada sumur SPA-037 dapat dikatakan berhasil karena terjadi peningkatan laju produksi sebesar 61BOPD, peningkatan *productivity index* dari 0,036 menjadi 0,112, terjadi perubahan IPR setelah kegiatan yang menunjukkan kenaikan *perfomance* sumur.
3. Penggunaan zat kimia harus dilakukan untuk meningkatkan kualitas air terproduksi. Sebagaimana yang telah dilakukan stasiun pengumpul Sopa dengan menambahkan *demulsifier* untuk mempercepat proses pemisahan fluida.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdassah, Doddy, (2004). *Analisa Tekanan Transien*, Bandung : Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- [2] Archer, J.S., Wall, C.G. (1986). *Petroleum Engineering Principles and Practice*. USA : Gaithersburg
- [3] Aryo, Mamik. (2014). Peralatan - Peralatan di Stasiun Pengumpul. <http://mamiklagi.blogspot.co.id/2014/01/peralatan-peralatan-di-stasiun-pengumpul.html>. diakses pada tanggal 20 April 2017
- [4] Chilingarian, George V. (1987). *Surface Operations in Petroleum Production*. New York : Elsevier.
- [5] Dake, L. P., (1991). *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Amsterdam : Elsevier Science Publisher B. V. Netherlands.
- [6] Juka, Kasara. (2013). Pusat Penampung Produksi Oil. <http://kasarajukaberbagi.blogspot.co.id/2013/07/pusat-penampung-produksi-oil.html>. diakses pada tanggal 21 April 2017
- [7] Lake, Larry W. (2006). *Petroleum Engineering Handbook*. USA: Richardson.

- [8] Panduan belajar. (2009). *Proses Produksi dan Gas Bumi*. Palembang : Politeknik Akamigas Palembang Teknik Pengolahan Migas.
- [9] Permadi, Asep Kurnia, (2004). *Diktat Teknik Reservoir*, Bandung : Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- [10] Willhite, G. P., (1986). *Waterflooding*, Dallas : Society of Petroleum Engineers.