



ANALISIS PERBANDINGAN PRODUKSI SEBELUM DAN SETELAH *WELLSERVICE* PADA SUMUR X LAPANGAN Y PT PERTAMINA EP

Yehuda Eric ¹⁾, Riska Laksmita Sari ^{2*)}

¹⁾ Teknik Perminyakan, Universitas Jember

²⁾ Teknik Perminyakan, Universitas Jember

* corresponding email: riskalaksmita@unej.ac.id

ABSTRACT

Well X started production on February 9, 2012 with oil production of 217 BOPD and peak production on March 1, 2012 with oil production of 2756 BOPD. As production progresses, the reservoir pressure will decrease resulting in a decrease in the production rate. Well X was shut-in on March 7, 2023 with oil production of 197 BOPD and watercut reaching 91.27%. The location of this study is administratively located in Campurejo Village, Bojonegoro District, Bojonegoro Regency. Analysis of well potential and well forecasting are carried out by the Wiggins method. This method was chosen because the X well has a three-phase fluid and a high water cut. The calculation results show a maximum flow rate of 4111.52 BFPD and an optimum flow rate of 2466.91 BFPD. After calculating the optimum flow rate, and to avoid water coning, it is recommended that wells be produced with a production flow rate of 2412.54 BFPD at a well base flow pressure (P_{wf}) of 1368 Psi.

Keywords: *wellservice; IPR; forecasting future IPR*

I. PENDAHULUAN

PT Pertamina EP Regional 4 Zona 11 Sukowati *Field* berdiri sejak 20 Mei 2018. Sebelum di lakukan akuisisi oleh Pertamina EP, lapangan sukowati telah dikelola oleh beberapa perusahaan. PT Pertamina EP memiliki kerja utama yaitu sebagai penyelenggara kegiatan usaha di sektor hulu minyak dan gas bumi yang meliputi proses eksplorasi dan eksploitasi. PT Pertamina EP Regional 4 Zona 11 Sukowati *Field* terdiri atas 2 *cluster* yaitu Sukowati PAD A yang terletak di Desa Campurejo, Kecamatan Bojonegoro, Kabupaten Bojonegoro dan Sukowati PAD B yang terletak di Desa Ngampel, Kecamatan Kapas, Kabupaten Bojonegoro. Lapangan Sukowati terletak pada salah satu cekungan di Jawa Timur yang terletak pada Blok Tuban dan tersusun oleh napal pasir dan endapan batu lempung serta sisipan batu gamping [1].

Lapangan Sukowati pertama kali berproduksi pada tahun 1988, sumur X mulai di produksikan pada 9 Februari 2012, dengan produksi minyak sebesar 217 BOPD dan mencapai puncak produksi pada 1 Maret 2012 dengan produksi minyak sebesar 2756 BOPD. Seiring berjalannya produksi, tekanan *reservoir* akan turun yang berakibat pada turunnya laju produksi [2]. Sumur X di shut-in pada 7 Maret 2023 dengan produksi minyak 197 BOPD dan *watercut* yang mencapai 91,27%.

Dengan terdapat permasalahan tersebut, maka dilaksanakan *workover* untuk dilakukan pembukaan zona perforasi baru yang lebih ekonomis. *Workover* adalah pekerjaan untuk memperbaiki sumur produksi agar produksi dapat meningkat [3]. Setelah dilakukan *workover* dilanjutkan dengan proses *matrix acidizing* agar pori disekitar sumur produksi dapat terlarutkan [4]. *Matrix acidizing* adalah proses penginjeksian asam kedalam sumur untuk membersihkan pori pada lapisan produktif [5]. Sumur yang telah dilaksanakan *matrix acidizing* akan dievaluasi potensi sumur untuk menentukan produksi sumur X sehingga terhindar dari *water coning problem*. Analisis potensi sumur dilaksanakan dengan menggunakan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang merupakan sebuah kurva yang menunjukkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, dinyatakan dengan hubungan tekanan dasar sumur (PWF) terhadap laju alir produksi (q) [6] [7]. Dalam penelitian ini akan dilaksanakan perbandingan laju alir produksi sebelum dan setelah *wellservice* serta melakukan analisis potensi dan peramalan pada sumur X menggunakan metode *Wiggins*, penggunaan metode ini dikarenakan sumur X terdiri atas fluida tiga fasa dan *watercut* tinggi.

II. METODOLOGI PENELITIAN

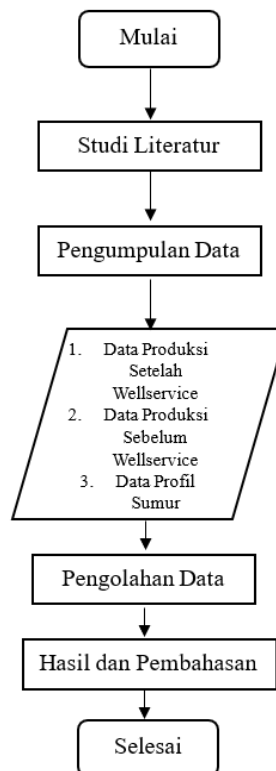
Lokasi penelitian ini secara administratif terletak di Desa Campurejo, Kecamatan Bojonegoro, Kabupaten Bojonegoro. Secara geografis lokasi ini terletak di 7°09'14.1" LS dan 111°54'36.1" BT. Berikut adalah peta lokasi dilakukan penelitian dapat dilihat pada gambar 1.

Reservoir minyak di lapangan Sukowati terletak di formasi Tuban yang terdiri atas lapisan napal pasiran berwarna putih abu-abu. Seiring bergerak ke atas, struktur ini berubah menjadi endapan batu lempung berwarna biru kehijauan dengan penambahan batu gamping berwarna abu-abu kecoklatan yang kaya akan foraminifera orbitoid, koral, dan alga. Pada tingkatan yang lebih tinggi, formasi ini mengalami perubahan menjadi batuan gamping pasiran dengan warna yang berdegradasi dari putih kekuningan hingga coklat kekuningan. Formasi Tuban memiliki kandungan platonik sekitar 20% hingga 30% yang terendapkan dalam lingkungan sublittoral [1].

Penelitian ini dimulai dengan melakukan studi literatur terkait *wellservice* dan *inflow performance relationship* (IPR), setelah itu dilakukan pengumpulan data yang diperlukan seperti data produksi dan data profil sumur seperti data tekanan *reservoir*, *watercut*, dan laju total produksi (qt). Data yang diperoleh dilakukan pengolahan analisis perbandingan laju alir dan dilanjutkan potensi sumur dengan menggunakan kurva IPR metode *Wiggins*. Hasil pengolahan akan dilakukan pembahasan serta kesimpulan. Diagram alir penelitian disajikan pada gambar 2.



Gambar 1. Peta lokasi PT Pertamina EP Regional 4 lapangan Sukowati [8]

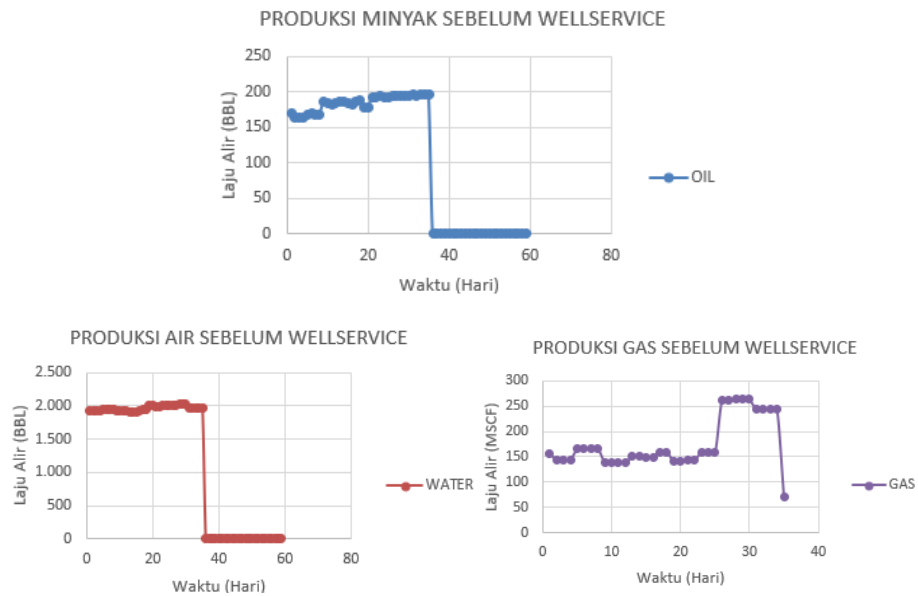


Gambar 2. Diagram alir penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Perbandingan Produksi Sebelum dan Setelah Wellservice

Wellservice merupakan kegiatan perawatan sumur minyak yang melibatkan parameter *reservoir* seperti rekompletasi, perbaikan, stimulasi, perforasi, pengeboran ulang, dan frakturisasi [9]. Sumur X adalah sumur *directional* dengan kedalaman 8516 ft. Setelah berproduksi cukup lama, *watercut* sumur X mencapai hingga 91,29% dengan laju produksi fluida mencapai 2145 BFPD dan produksi gas 175 MSCFD. Berdasarkan skematik sumur di atas, sumur X diproduksi pada interval 8151-8171 ft. Laju alir pada sumur X terus mengalami penurunan. Data laju alir produksi sebelum *wellservice* disajikan pada grafik 3.



Gambar 3. Grafik laju alir produksi sebelum wellservice

Dari gambar 3 rata-rata produksi yang di peroleh selama 35 hari sebelum dilakukan *wellservice* dimana laju alir mencapai 184 BOPD dengan produksi tertinggi 197 BOPD, rata-rata gas mencapai total 175 MSCFD dengan produksi tertinggi 263 MSCFD, dan produksi air yang mencapai 1.961 BWPD dengan produksi tertinggi 2.033 BWPD. Produksi gas mengalami penurunan menjadi 71 MSCFD dari sebelumnya 244 MSCFD yang menyebabkan kegagalan pada pompa pada hari ke 35 sehingga perlu dilakukan *well intervention*. Sumur X sudah tidak produktif sehingga perlu dilakukan program *well intervention*.

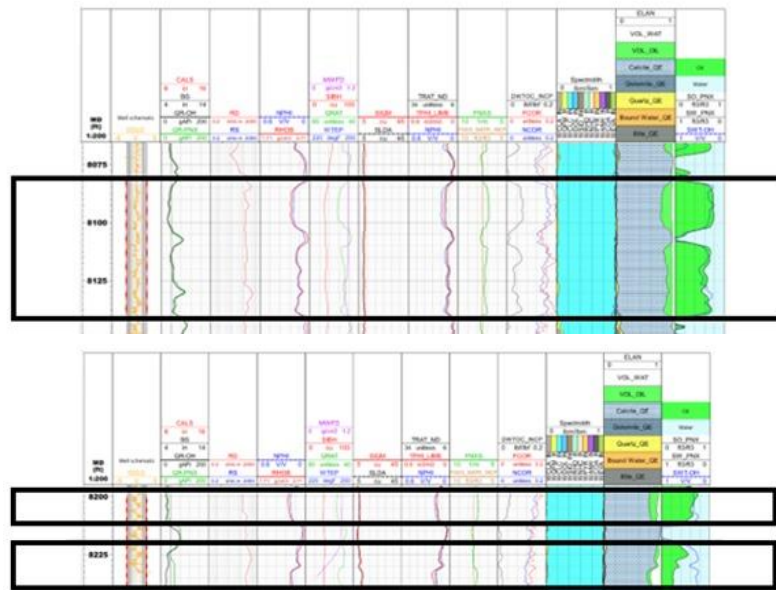
Kegiatan stimulasi *acidizing* dan *unload* berfungsi untuk zona formasi yang mengalami *tight* sehingga pori-pori batuan dapat terbuka dan berfungsi mempermudah terangkatnya fluida ke permukaan. Tahapan stimulasi *acidizing* dan *unloading* adalah sebagai berikut:

1. *Coil* masuk ke dalam sumur kedalaman tertentu (dilihat pada indikator reel)
2. Dinjeksikan *brine* untuk melindungi *coil*
3. Diinjeksikan acid ke dalam sumur melalui *coil* dan *coil* akan naik turun kedalaman tertentu
4. Dilakukan soking agar zona yang di tuju terendam acid

Berdasarkan Gambar 4 pada kedalaman 8080 ft-8140 ft berada pada zona permeable dengan respon *log gamma ray low* dan memiliki respon resistivitas cenderung lebih besar dari respon pada kedalaman di atasnya atau *high*. *Neutron log* menunjukkan respon lebih besar dari kedalaman sebelumnya dan *density log* menunjukkan respon lebih kecil dari kedalaman sebelumnya. Berdasarkan interpretasi *CO log* menunjukkan adanya potensi hidrokarbon.

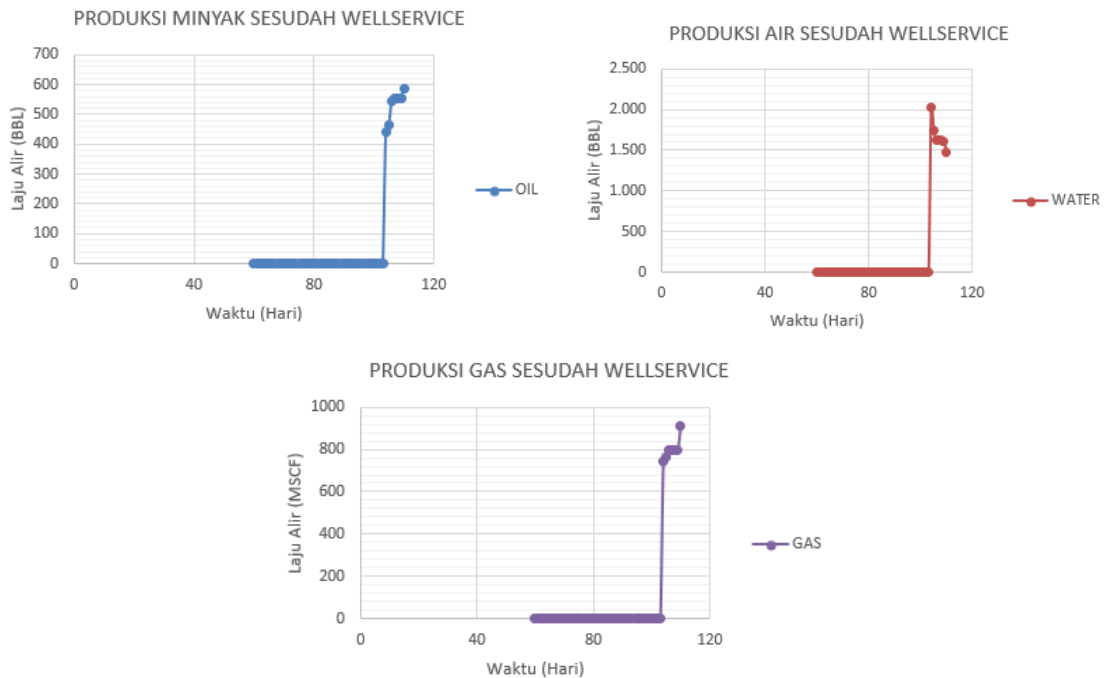
Berdasarkan interpretasi interval 8150 ft dan 8187 ft yang merupakan zona perforasi lama, *gamma ray log* menunjukkan respon low dan resistivitas cenderung besar dari kedalaman sebelumnya. Pada *neutron log* menunjukkan respon lebih besar dari kedalaman sebelumnya dan *density log* menunjukkan respon lebih kecil dari kedalaman sebelumnya. Pada interval ini menunjukkan litologi yaag *oil bearing reservoir* dengan *volume water relative* besar. Pada kedalaman 8200 ft - 8240 ft terbagi 3 respon. Untuk kedalaman 8200 ft – 8210 ft berada pada zona permeable dengan respon *gamma ray low* dan memiliki respon resistivitas cenderung besar dari kedalaman sebelumnya/ *high*. *Neutron log* menunjukkan respon *high* dari

kedalaman sebelumnya. *Density log* menunjukkan respon low. Hal ini mengindikasikan *oil bearing reservoir*. Berdasarkan interpretasi *CO log* juga menunjukkan adanya potensi hidrokarbon.



Gambar 4. CO Log pada kedalaman 8080-8140 ft, 8200-8240 ft

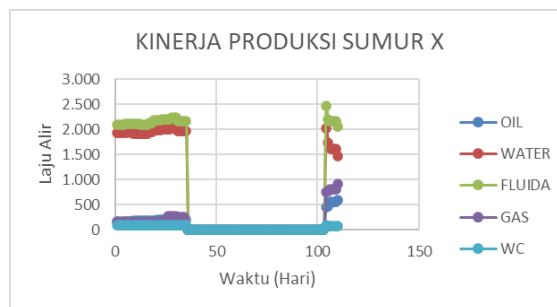
Kedalaman 8210 ft – 8215 ft menunjukkan respon yang berbeda. Kedalaman 8210 ft – 8215 ft respon *gamma ray high*, resistivitas cenderung *high*. *Neutron log* menunjukkan respon low dari kedalaman sebelumnya. *Density log* menunjukkan respon high. Hal ini mengindikasikan *tight non reservoir*. Kedalaman 8215 ft – 8240 ft memiliki respon yang sama dengan kedalaman 8200 ft – 8210 ft. Secara keseluruhan pada kedalaman 8200 ft-8240 ft adalah zona permeable yang mengandung hidrokarbon dengan *oil bearing reservoir*. Penutupan sumur/*shut in* pada sumur X dilakukan selama 68 hari dengan waktu pengerjaan *well intervention* selama 44 hari.



Gambar 5. Grafik laju alir produksi setelah wellservice

Dari gambar 5 dapat dilihat total produksi selama 7 hari setelah dilakukan *wellservice* yaitu pada tanggal 15 Mei 2023 hingga 21 Mei 2023 mencapai total produksi minyak 3.697 bbls (barell) dengan rata-rata produksi 528 BOPD, jumlah gas mencapai total 5.612 mscf dengan rata-rata produksi 802 MSCFD, dan produksi air yang mencapai 11.711 bbls (barell) dengan rata-rata produksi 1.673 BWPD.

Berdasarkan hasil plot produksi sebelum dan setelah *wellservice*, grafik menunjukkan peningkatan laju produksi minyak yang meningkat cukup signifikan sebelum dan setelah *wellservice* dengan rata-rata sebelum *wellservice* sekitar 197 BOPD mengalami peningkatan menjadi 528 BOPD. Laju produksi gas mengalami peningkatan yang signifikan sebelum dan setelah *wellservice* dengan rata-rata sekitar 263 MSCFD mengalami peningkatan menjadi 802 MSCFD. Laju produksi air mengalami penurunan secara bertahap sebelum dan setelah *wellservice* dengan rata-rata sekitar 1.961 BWPD mengalami penurunan menjadi 1.673 BWPD. Hasil diatas dapat disimpulkan bahwa pekerjaan *wellservice* telah berhasil dilakukan.



Gambar 6. Grafik kinerja produksi sebelum dan setelah wellservice

3.2. Analisis Potensi Sumur X Setelah Wellservice

Analisa potensi sumur ini menggunakan kurva IPR metode *Wiggins*. Metode *Wiggins* diasumsikan pada perlakuan setiap fase dapat dipisah, sehingga laju alir minyak (Q_o) dan laju alir air (Q_w) dapat diperhitungkan sendiri-sendiri [10]. Diketahui tekanan *reservoir* (P_r), tekanan dasar sumur saat *flowing* (P_{wf}), dan laju produksi (Q) setelah dilakukan *wellservice* sebagaimana tabel 1.

Tabel 1. Data penunjang analisa potensi sumur X

DATA	NILAI	SATUAN
Reservoir Pressure	2568	PSI
Flowing Pressure	1400	PSI
Water Cut	75,84	%
Oil Flowrate (Q_o)	528,18	BOPD
Water Flowrate (Q_w)	1672,96	BWPD
Total Flowrate (Q_t)	2201,14	BFPD

Adapun langkah-langkah perhitungan potensi sumur menggunakan kurva IPR metode *Wiggins* adalah sebagai berikut:

1. Menyiapkan data penunjang sebagaimana pada tabel
2. Menghitung nilai *Productivity Index*

$$PI = \frac{Q_o + Q_w}{P_r - P_{wf}}$$

$$PI = \frac{528,18 + 1672,96}{2568 - 1400}$$

$$PI = 1,88 \text{ bbl/psi/d}$$



3. Menghitung nilai Q_o maksimum

$$Q_{o_{max}} = \frac{Q_o}{1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$
$$Q_{o_{max}} = \frac{528,18}{1 - 0,52 \left(\frac{1400}{2568}\right) - 0,48 \left(\frac{1400}{2568}\right)^2}$$
$$Q_{o_{max}} = 920,42 \text{ BOPD}$$

4. Menghitung nilai Q_w maksimum

$$Q_{w_{max}} = \frac{Q_w}{1 - 0,72 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,28 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$
$$Q_{w_{max}} = \frac{1672,96}{1 - 0,72 \left(\frac{1400}{2568}\right) - 0,28 \left(\frac{1400}{2568}\right)^2}$$
$$Q_{w_{max}} = 3191,10 \text{ BWPD}$$

5. Menghitung nilai Q_t maksimum

$$Q_{t_{max}} = Q_{o_{max}} + Q_{w_{max}}$$
$$Q_{t_{max}} = 920,42 + 3191,10$$
$$Q_{t_{max}} = 4111,52$$

6. Menghitung nilai Q_o , Q_w , dan Q_t setiap asumsi penurunan nilai P_{wf}

$$Q_o = \left(1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right) (Q_{o_{max}})$$
$$Q_w = \left(1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right) (Q_{w_{max}})$$
$$Q_t = Q_o + Q_w$$

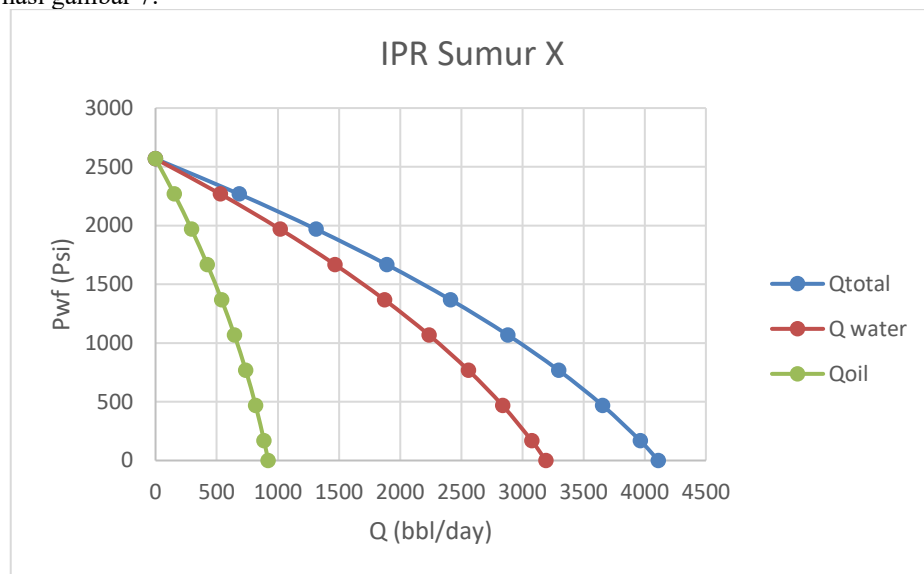
7. Perhitungan Q_o , Q_w , dan Q_t selama penurunan P_{wf} menggunakan *Microsof Excel* dan didapatkan hasil perhitungan sebagaimana dapat dilihat pada tabel 2.

Tabel 2 Hasil Perhitungan Q_o , Q_w , dan Q_t menggunakan excel

P_{wf}	Q_o (BOPD)	Q_w (BWPD)	Q_t (BFPD)
2568	0,00	0,00	0,00
2268	153,11	530,83	683,94
1968	294,16	1019,85	1314,01
1668	423,15	1467,06	1890,21

1368	540,08	1872,46	2412,54
1068	644,95	2236,06	2881,01
768	737,77	2557,84	3295,61
468	818,52	2837,82	3656,34
168	887,22	3075,99	3963,21
0	920,42	3191,10	4111,52

8. Membuat grafik IPR, dimana nilai P_{wf} di plot pada sumbu Y dan nilai Q_o , Q_w , dan Q_t di plot pada sumbu X, didapatkan hasil gambar 7.



Gambar 7. Kurva IPR sumur X

9. Menentukan Q optimum

$$Q_{t_{optimum}} = SF \times Q_{t_{max}}$$

$$Q_{t_{optimum}} = 60\% \times 4111,52$$

$$Q_{t_{optimum}} = 2466,91 \text{ BFPD}$$

Berdasarkan perhitungan didapatkan nilai laju alir maksimum dan laju alir optimum dari sumur FS-09ST, laju alir maksimum sebesar 4111,52 BFPD dan laju alir optimum sebesar 2466,91 BFPD. Setelah dihitung laju alir optimum, dan untuk mengurangi terjadinya *water cloning* disarankan sumur diproduksi dengan laju alir produksi 2412,54 BFPD pada tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) 1368 Psi.

3.3. Peramalan Keadaan Sumur Dimasa Depan

Future inflow performance relationship digunakan untuk memprediksi IPR dimasa depan setelah menurunnya tekanan *reservoir*, serta laju alir akibat proses produksi. Data yang digunakan sebagaimana pada tabel 5.8. Adapun langkah-langkah perhitungan *forecasting future IPR* menggunakan metode *Wiggins* adalah sebagai berikut:

1. Menentukan nilai *future* Q_o maksimum, *future* Q_w maksimum dan *future* Q_t maksimum pada saat P_r *future* @1668 psi dan @768 psi dengan menggunakan persamaan

$$Q_{o_{maxf}} = (Q_{o_{maxp}}) \left(0,15 \left(\frac{p_{rf}}{p_{rp}} \right) + 0,84 \left(\left(\frac{p_{rf}}{p_{rp}} \right)^2 \right) \right)$$

$$Q_{w_{maxf}} = (Q_{w_{maxp}}) \left(0,59 \left(\frac{p_{rf}}{p_{rp}} \right) + 0,36 \left(\left(\frac{p_{rf}}{p_{rp}} \right)^2 \right) \right)$$

$$Q_{t_{maxf}} = Q_{o_{maxf}} + Q_{w_{maxf}}$$

Didapatkan nilai sebagaimana dapat dilihat pada tabel 3

Tabel 3. Hasil perhitungan Qo, Qw, dan Qt maksimum

	P _r (psi)	Q _o max (BOPD)	Q _w max (BWPD)	Q _t max (BFPD)
Present	2568	920,42	3191,10	4111,52
Future	1668	415,86	1707,58	2123,44
Future	768	227,47	1110,42	1337,89

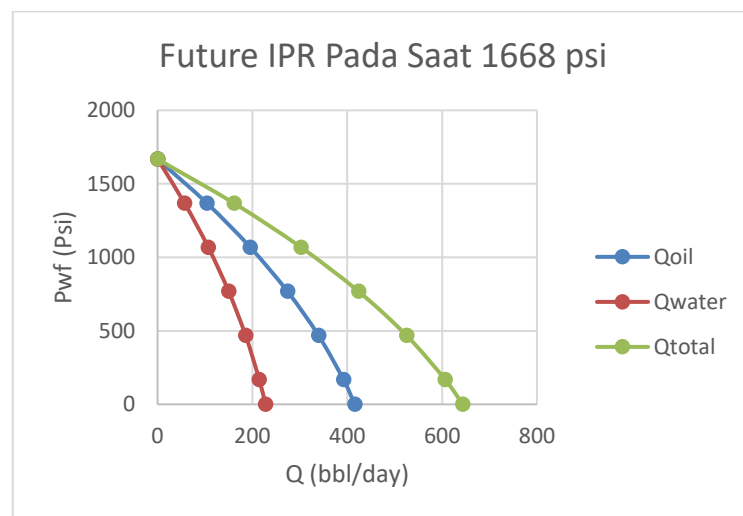
- Menentukan nilai *future* Q_o, Q_w, dan Q_t setiap asumsi penurunan nilai P_{wf} untuk P_r @1668 psi dan P_r @768 psi dengan menggunakan persamaan:

$$Q_{o_f} = (Q_{o_{maxf}}) \left(1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right)$$

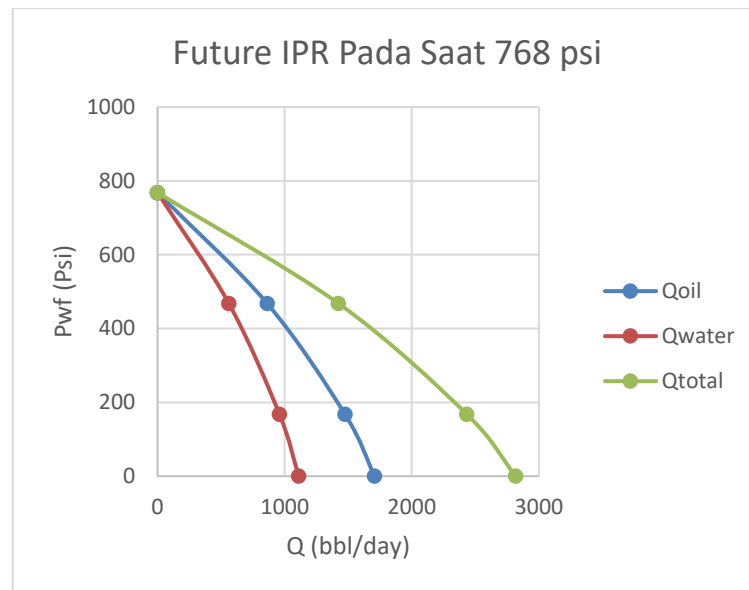
$$Q_{w_f} = (Q_{w_{maxf}}) \left(1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right)$$

$$Q_{t_f} = Q_{o_f} + Q_{w_f}$$

- Membuat grafik *future* IPR dimana nilai P_{wf} di plot pada sumbu Y dan nilai Q_o, Q_w, dan Q_t di plot pada sumbu X, didapatkan hasil pada gambar 8 dan gambar 9.



Gambar 8. Future IPR pada saat Pr = 1668 psi



Gambar 9. Future IPR pada saat $P_r = 768$ psi

Berdasarkan pada perhitungan diatas (Tabel 3), diperoleh nilai laju alir pada dua kondisi (*present dan future*) yang menunjukkan penurunan laju alir produksi dimana penyebabnya penurunan tekanan *reservoir*. Berdasarkan Tabel 3 didapat nilai *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) menurun, saat tekanan *reservoir* (P_r) *future* 1668 Psi nilai AOFP yang diperoleh 2123 BFPD, dan saat tekanan *reservoir* (P_r) *future* 768 Psi nilai AOFP yang diperoleh 1338 BFPD. Penurunan tekanan akan berdampak terhadap perubahan sifat fluida ataupun sifat fisik batuan seperti faktor volume formasi (FVF), viskositas, dan kelarutan gas didalam minyak [11].

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan analisis diperoleh perbandingan laju alir sebelum dan setelah *well service* dimana rata-rata produksi minyak satu hari meningkat sebesar 331 BOPD, rata-rata produksi gas satu hari meningkat sebesar 539 MSCF/hari, dan rata-rata produksi air satu hari turun sebesar 288 BWPD. Hasil perhitungan didapatkan nilai laju alir maksimum dan laju alir optimum dari sumur X, laju alir maksimum sebesar 4111,52 BFPD dan laju alir optimum sebesar 2466,91 BFPD. Setelah dihitung laju alir optimum, dan untuk menghindari terjadinya *water coning* disarankan sumur diproduksi dengan laju alir produksi 2412,54 BFPD pada tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) 1368 Psi. Hasil dari peramalan sumur dimasa depan pada sumur X diperoleh nilai *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) untuk tekanan 1668 Psi sebesar 2123 BFPD dan pada tekanan 768 Psi diperoleh nilai 1338 BFPD.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Pringgoprawiro, H. 1983. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dan Paleogeografinya: Sebuah Pendekatan Baru. Bandung: ITB
- [2] A'yun, Q. 2021. Perhitungan Perbandingan Besarnya Laju Alir Produksi Di Masa Yang Akan Datang Dengan Metode Eickmair Dan Metode Couro's Pada Sumur X Lapangan Y. Pekanbaru: UIR
- [3] Sumarna, D. 2011. Wellwork & Completion. CPI Duri
- [4] Putra, D, W. 2021. Evaluasi Penerapan Stimulasi Matrix Acidizing Serta Analisis Keekonomiannya PAD Sumur "HDP#4" Lapangan "HH" BOB PT. Bumi Siak Pusako- Pertamina Hulu. Pekanbaru : UIR.
- [5] Safitry, W. 2020. Analisis Keberhasilan Matrix Acidizing Sumur WND-08 PT. Pertamina EP Asset 2 Field Limau. Palembang : UNSRI
- [6] Musnal, A. 2014. Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan Journal Of Earth Energy Engineering, Vol. 3(1) pp. 1-8. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>



- [7] Brown, K.E 1997. The Technology Of Artificial Lift, Vol 1 (Inflow Performance Multiphase Flow In Pipes, And The Following Well). Oklahoma : Pennwell Publishing Company.
- [8] Pertamina BPPKA. 1996. Petroleum Geology Of Indonesian Basins : Principles, Methods, And Applications. IV :East Jawa Basin
- [9] Elias N. 2016. Evaluasi Kinerja Operasional Workover dan Well Service Rig #03 dan Rig PEP #01 di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. Palembang : UNSRI.
- [10] Yasutra, A, dkk. 2007. Penerapan Metoda Wiggins Untuk Perhitungan Potensi Sumur Dengan Water Cut Tinggi Di Lapangan Tanjung. Proceeding Simposium Nasional IATMI. UPN Veteran Yogyakarta.
- [11] Chase, R.W. and Carter A, S. 2009. Optimal Use Of Vogel's Dimensionless IPR Curve To Predict Current And Future Inflow Performance Of Oil Wells. SPE Paper. <https://doi.org/10.2118/125737-MS>.