

Identifikasi Data Reservoir Dengan Menggunakan Pemodelan Software RFD Untuk Mengetahui Production Forecast Rate Di Sumur J Lapangan A

Edy Soesanto ^{1,*}, Eko Prastio ², Jessica Abidin ³

¹ Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: edy.soesanto@dsn.ubharajaya.ac.id

² Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id

³ Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: jessicaabidin11@gmail.com

* Korespondensi: e-mail: edy.soesanto@dsn.ubharajaya.ac.id

Submitted: 29/09/2021; Revised: 03/11/2021; Accepted: 02/12/2021; Published: 11/03/2022

Abstract

Reservoir simulation is a process of mathematically modeling reservoir conditions by integrating various existing data (geology, geophysics, petrophysics, reservoirs, etc) to obtain reservoir performance in well conditions so that the purpose of reservoir simulation is to determine the current and future reservoir performance to estimate the rate of oil production (production forecast rate). Rapid technological developments encourage experts to create computer software that is used as a simulation tool. The method in this study uses reservoir modeling simulation software. The production forecast rate in this reservoir model is carried out for 2 years by only adding one production well in the reservoir area that has not been drained, namely infill well A. This shows that the oil production rate continues to decrease but increases the cumulative oil production. The cumulative oil production produced by well A was 33,80 STB in 2014 with an average increase of 12%. Therefore, it is necessary to evaluate the reservoir model after 2014 in detail the value of the data again so that the reservoir simulation process for the next forecast gets good oil production results.

Keywords: Reservoir, Modeling Reservoir Simulation, Production Forecast Rate

Abstrak

Simulasi reservoir adalah tahap memodelkan kondisi reservoir secara matematik dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada (geologi, geofisika, petrofisika, reservoir, dan sebagainya) untuk memperoleh kinerja reservoir pada kondisi sumur sehingga tujuan dari simulasi reservoir adalah mengetahui *performance* reservoir pada saat sekarang dan di masa yang akan datang untuk memperkirakan laju produksi minyak (*production forecast rate*). Perkembangan teknologi yang sangat pesat mendorong para ahli untuk membuat perangkat lunak komputer yang digunakan sebagai alat simulasi oleh karena itu. Metode pada penelitian ini menggunakan *software* simulasi reservoir. *Production forecast rate* pada reservoir model ini dilakukan selama 2 tahun hanya dengan menambahkan satu sumur produksi pada daerah reservoir yang belum terkuras yaitu *infill well J*. Hal ini menunjukkan bahwa laju produksi minyak tetap mengalami penurunan tetapi meningkatkan kumulatif produksi minyak. Kumulatif produksi minyak yang dihasilkan oleh sumur J yaitu sebesar 33.80 STB ditahun 2014 dengan rata-rata perubahan kenaikan sebesar 12%. Oleh karena itu, reservoir model setelah tahun 2014 perlu dilakukan evaluasi nilai data kembali secara detail agar proses simulasi reservoir untuk *next forecast* mendapatkan hasil produksi minyak yang baik.

Kata kunci: Reservoir, Simulasi Reservoir Pemodelan, *Production Forecast Rate*

1. Pendahuluan

Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi yang paling banyak dibutuhkan oleh manusia. Untuk memenuhi kebutuhan manusia akan minyak dan gas yang semakin meningkat dilakukan berbagai cara untuk mencari daerah baru yang berpotensi adanya hidrokarbon didalamnya. Selain itu juga, dilakukan kegiatan pengembangan pada daerah yang sudah diketahui potensi produksinya dengan baik. Minyak dan/atau gas terdapat di dalam reservoir di bawah permukaan bumi. Untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir yang mengandung minyak dan gas, perlu dilaksanakan kegiatan eksplorasi hidrokarbon. Kegiatan eksplorasi merupakan kegiatan yang bertujuan untuk menemukan cadangan hidrokarbon berdasarkan struktur batuan dan kandungan mineral yang ada di bawah permukaan bumi. Secara umum, kegiatan ada tahap pra eksplorasi dapat menghasilkan data geologi dan data log sumur, sedangkan tahap eksplorasi dapat data reservoir, data produksi, dan data lainnya.

Dalam industri perminyakan, identifikasi reservoir merupakan salah satu tahapan yang penting untuk mengetahui daerah prospek kandungan hidrokarbon pada suatu lapangan. Faktor yang sangat penting untuk mengembangkan dan memproduksi minyak dan gas bumi dari suatu reservoir adalah mengetahui *production forecast rate* yang dapat memperkirakan besarnya cadangan hidrokarbon untuk mengetahui nilai bisnis dan keekonomian suatu lapangan. Oleh karena itu, diperlukan data di dasar sumur untuk membuat suatu model reservoir dengan menggunakan simulasi reservoir pemodelan. Simulasi reservoir adalah suatu proses memanfaatkan model buatan yang mengilustrasikan kondisi atau keadaan reservoir yang sebenarnya. Simulasi reservoir dapat digunakan untuk mempelajari, mengetahui ataupun memprediksi kinerja reservoir pada saat sekarang dan di masa yang akan datang serta memperkirakan besarnya cadangan hidrokarbon secara optimum.

Simulasi Reservoir

Simulasi adalah dari kata "*simulate*" yang artinya "*as to assume the appearance of without reality*". Simulasi reservoir adalah tahap memodelkan kondisi reservoir secara matematik dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada (geologi, geofisika, petrofisika, reservoir, produksi, dll) untuk memperoleh *performance* reservoir yang akurat pada berbagai kondisi sumur dan skenario produksi sehingga akan diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana/tahapan *field development* selanjutnya. (Pamungkas, 2011)

Tujuan Simulasi Reservoir Pemodelan

Tujuan simulasi reservoir pemodelan adalah :

1. Mengetahui performa reservoir pada saat sekarang dan di masa mendatang.
2. Memprediksi kandungan hidrokarbon secara optimum.
3. Menentukan *production forecast rate* (peramalan produksi).
4. Untuk mendapatkan inovasi model matematik reservoir dengan memprediksi sifat aliran multifasa pada reservoir. (Pamungkas, 2011)

Pengolahan Data Reservoir

Hasil simulasi reservoir sangat ditentukan oleh kelengkapan data yang tersedia serta bagaimana dalam proses pengolahan data reservoir tersebut. Tujuan dari pengolahan data reservoir adalah untuk memaksimalkan data yang terbatas dengan pengolahan data secara detail sehingga akan menghasilkan model simulasi reservoir yang sesuai dengan kondisi reservoir yang sebenarnya. Pengolahan data reservoir tersebut meliputi antara lain (Pamungkas, 2011) :

1. Pengolahan Data Permeabilitas
2. Pengolahan Data *Saturation Oil*
3. Pengolahan Data Porositas
4. Pengolahan Data PVT
5. Penentuan *Rock Region*

Model Simulasi Reservoir

Model simulasi reservoir adalah penggabungan dari model geologi dengan data reservoir, pemboran, dll ke dalam *software* simulasi reservoir. (Pamungkas, 2011)

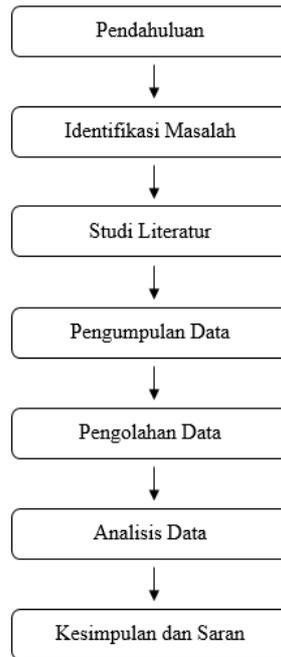
Initialization

Initialization adalah tahap pada simulasi reservoir yang diperlukan untuk mengetahui apakah kondisi model yang dibuat sudah sama dengan kondisi awal reservoir. (Pamungkas, 2011)

Prediksi Performance Produksi

Tujuan utama dari prediksi *performance* produksi reservoir adalah untuk memperkirakan kinerja reservoir serta untuk mengetahui tingkat perkiraan produksi yang dihasilkan di masa mendatang. (Pamungkas, 2011).

2. Metode Penelitian



3. Hasil dan Pembahasan

Tahap awal yang dilakukan sebelum melakukan simulasi pada reservoir Lapangan A adalah mempersiapkan data-data yang diperlukan untuk keperluan simulasi itu sendiri. Lalu, semua data yang telah tersedia diinput ke dalam *software* simulasi reservoir untuk mendapatkan sebetuk model reservoir. Reservoir model Lapangan A merupakan *Black Oil Model Reservoir* yang memiliki dimensi 48 x 35 x 128 (XYZ) dengan total *blocks* sebanyak 215040 dan *active blocks* sebanyak 58302. Data Lapangan A dari reservoir model tersebut dapat dilihat pada tabel 1.

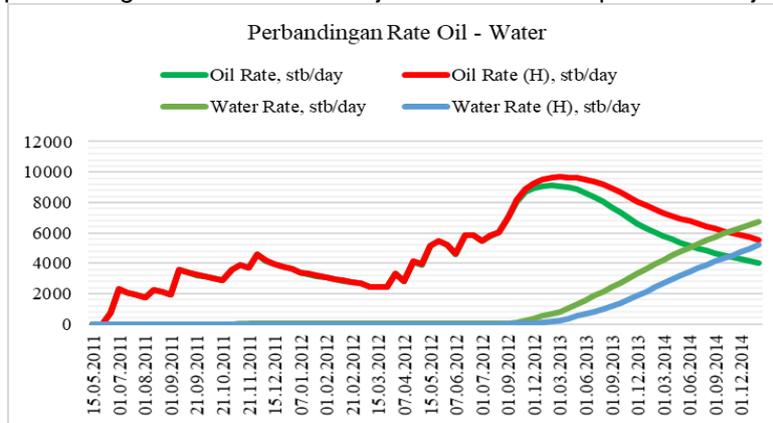
Tabel 1. Data Reservoir Lapangan A

Data Lapangan A		
Densitas	807,57	kg/m ³
Depth	1503	ft
Permeability along X	503,741	mDarcy
Permeability along Y	503,741	mDarcy
Permeability along Z	10,075	mDarcy
Porositas	0,284	<i>fraction</i>
Pressure	145,762	Psia
Saturasi Minyak	0,733	<i>fraction</i>
Viskositas Minyak	0,589	centipoise
Faktor Volume Formasi Minyak	0,924	bbl/STB

Sumber: Data Penelitian

3.1. Initialization (Perbedaan Akurasi Oil Rate)

Setelah mengetahui model reservoir Lapangan A hasil simulasi, kemudian dilanjutkan dengan *running* data pada simulasi. *Running* data pada simulasi bertujuan untuk mengetahui apakah antara *history oil rate* dengan *oil rate* (laju produksi minyak) hasil perhitungan simulasi sudah dianggap *matching* atau belum untuk dijalankan ke dalam proses selanjutnya.



Gambar 1. Grafik Perbandingan antara Oil Rate dengan Water Rate

Sumber: Data Penelitian

Pada gambar 1 terlihat bahwa laju alir produksi minyak dari tanggal 15 Mei 2011 sampai tanggal 1 September 2012 mendominasi hingga mencapai 7049,04 stb/day, sedangkan laju alir air tidak dan grafik antara *history oil rate* dengan *oil rate* hasil perhitungan simulasi masih cocok atau *matching*. Hal ini menunjukkan bahwa semua sumur pada lapangan A masih dapat menjaga kestabilan *water coning* yang terjadi. Namun, pada tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 Februari 2015 laju alir produksi minyak terus mengalami penurunan hingga mencapai 4013,80 stb/day, sedangkan laju alir air terus meningkat dan grafik antara *history oil rate* dengan *oil rate* hasil perhitungan simulasi sudah tidak cocok atau *matching*. Untuk mengetahui nilai perbedaan antara *history oil rate* dengan *oil rate* hasil perhitungan simulasi yang tidak cocok atau *matching* dapat dilihat pada tabel 2.

3.2. Persentase Perbedaan Oil Rate

Tabel 2 merupakan perhitungan persentase perbedaan antara *oil rate* dengan *history oil rate* yang diketahui bahwa pada tanggal 25 Juni 2011 sampai pada tanggal 1 September 2012 terdapat perbedaan antara *oil rate* dengan *history oil rate*, dengan rata-rata perbedaan sebesar 0,31% artinya model yang dibuat masih *matching* karena nilai dari laju minyak tidak terlalu jauh berbeda. Sedangkan, mulai dari tanggal 1 Oktober 2012 sampai pada tanggal 1 Februari 2015 terdapat perbedaan antara *oil rate* dengan *history oil rate* secara signifikan yaitu dengan rata-rata perbedaan sebesar 20,72% artinya model yang dibuat sudah tidak *matching* atau sudah tidak menggambarkan kondisi yang sebenarnya. Hal ini dikarenakan faktor nilai permeabilitas relatif minyak (*kro*) terlalu kecil dan nilai permeabilitas relatif air (*krw*) terlalu besar. Namun, dalam hal ini tidak dilakukan *history matching* kembali karena data yang telah didapatkan merupakan data yang sudah di *history matching* kan. Oleh karena itu, *lesson learn* yang didapat adalah ketika ingin melakukan *history matching* maka yang harus dilaksanakan adalah mencoba kembali untuk *adjustment* kurva permeabilitas, kemudian mengubah data, seperti permeabilitas, *transmissibility*, ataupun yang lainnya.

Tabel 2. Perbedaan antara Oil Rate dengan History Oil Rate

Date	Oil Rate, stb/day	Oil Rate (H), stb/day	Different Rate, %
25 Juni 2011	737,94	743,57	0,31%
1 September 2012	7049,04	7069,91	
1 Oktober 2012	8069,54	8156,49	20,72%
1 Februari 2015	4013,80	5561,03	

Sumber: Data Penelitian

Tahap selanjutnya yaitu melakukan *production forecast rate* atau meramalkan laju produksi minyak bumi untuk mengetahui besarnya laju produksi minyak di masa mendatang. Perhitungan selanjutnya berdasarkan dengan penurunan laju produksi di masa mendatang, dengan mengasumsikan bahwa laju produksi secara kontinu mengikuti kecenderungan yang sudah ada, maka besarnya cadangan akan dapat diperkirakan dari model yang telah dibuat.

3.3. Prediksi *Performance* Produksi

Sebelum melakukan *production forecast*, terlebih dahulu mengetahui faktor yang diperlukan untuk menentukan prospek hidrokarbon pada daerah permeabilitas yaitu porositas, permeabilitas, saturasi minyak, dan *pressure*. *Production Forecast* yang dilakukan dibatasi sampai dengan waktu tertentu pada suatu lapangan produksi. *Forecasting* pada reservoir model ini dilakukan selama 2 tahun berdasarkan laju produksi minyak terakhir yang masih bagus atau *matching* karena *forecasting* dilakukan hanya untuk mengetahui hasil *production forecast rate* minyak sampai tahun 2014 saja. Dalam hal ini, tidak ada parameter sumur maupun parameter reservoir yang dirubah. *Forecasting* dilakukan dengan menambahkan sumur (*add well*) produksi pada daerah reservoir yang belum terkuras atau yang belum diproduksi. Dari tabel 3 diketahui bahwa terdapat hubungan antara porositas, resistivitas, dan saturasi hidrokarbon dari suatu batuan reservoir.

Tabel 3. Data Reservoir Sumur J

Data Sumur J		
Depth	1424	ft
Pressure	138,968	Psia
Permeability along X	58,090	mDarcy
Permeability along Y	58,090	mDarcy
Permeability along Z	0,093	mDarcy
Resistivitas Formasi Batuan	0,314	Ω m
Tahanan Formasi Sebenarnya	3,568	Ω m
Porositas	0,242	<i>fraction</i>
Faktor Formasi	13,729	<i>fraction</i>
Resistivitas Air	0,023	Ω m
Saturasi Air	0,296	<i>fraction</i>
Saturasi Minyak	0,704	<i>fraction</i>

Sumber: Data Penelitian

Pada saat *production forecast* dilakukan dengan menambahkan sumur (*add well*), laju produksi minyak (*oil rate*) pada sumur J sudah dicontrol (laju produksi yang diizinkan oleh suatu sumur untuk diproduksi) terlebih dahulu dengan *oil rate* sebesar 1000 sm³/day. Setelah itu, dilanjutkan dengan *running* data kembali untuk mengetahui hasil laju produksi minyak dari simulasi reservoir. Hasil *running* data pada simulasi didapatkan nilai dari laju produksi minyak (*oil rate*) dan laju produksi air (*water rate*) yaitu sebagai berikut :

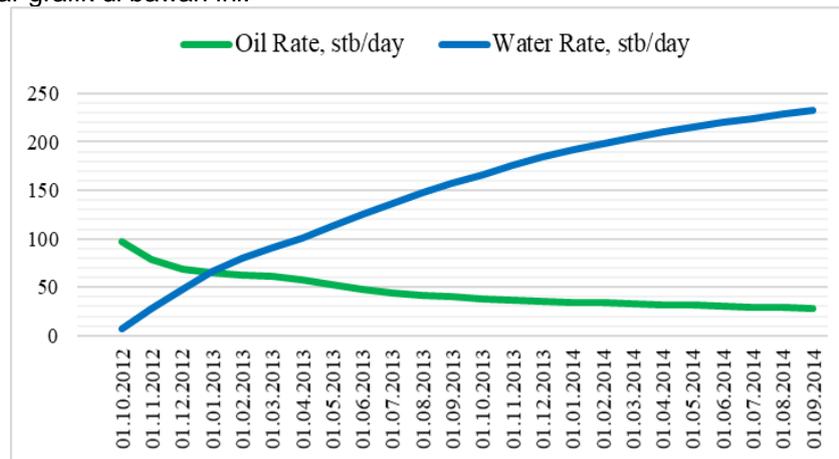
Tabel 4. *Oil Rate vs Water Rate*

Date	Oil Rate, stb/day	Water Rate, stb/day
1 Oktober 2012	97,7	6,8
1 November 2012	78,0	27,6
1 Desember 2012	69,0	47,7
1 Januari 2013	65,2	66,9
1 Februari 2013	62,9	80,4
1 Maret 2013	61,1	90,3
1 April 2013	57,9	100,5

1 Mei 2013	52,9	113,1
1 Juni 2013	48,1	125,6
1 Juli 2013	44,5	136,5
1 Agustus 2013	42,1	147,6
1 September 2013	39,9	157,6
1 Oktober 2013	38,2	166,7
1 November 2013	37,0	176,0
1 Desember 2013	35,9	184,0
1 Januari 2014	34,8	191,7
1 Februari 2014	33,8	198,5
1 Maret 2014	33,0	204,2
1 April 2014	32,0	209,9
1 Mei 2014	31,2	215,1
1 Juni 2014	30,4	220,0
1 Juli 2014	29,7	224,5
1 Agustus 2014	28,9	228,8
1 September 2014	28,2	232,9
Nilai Maksimum	97,7	232,9
Nilai Minimum	28,2	6,8
Rata-Rata	46,3	148

Sumber: Data Penelitian

Pada tabel 4 diketahui bahwa nilai laju produksi minyak dan air pada tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 September 2014 terjadi perbedaan yang sangat signifikan. Rata-rata data laju produksi minyak per hari sebesar 46,3 stb/day. Laju produksi minyak paling rendah sebesar 28,2 stb/day dan paling tinggi sebesar 97,7 stb/day. Sedangkan, laju produksi air per hari dimulai dari tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 September 2014 terus mengalami peningkatan disetiap bulannya dengan laju maksimum mencapai 232,9 stb/day. Laju produksi air paling rendah sebesar 6,8 stb/day dan rata-rata data laju produksi air sebesar 148 stb/day. Untuk memudahkan dalam mengetahui perbedaan antara *oil rate* dan *water rate* dapat dilihat pada gambar grafik di bawah ini.



Gambar 1. Grafik Fluid Rate Sumur J

Sumber: Data Penelitian

Pada gambar 2 terlihat bahwa sumur J yang telah diforecast selama 2 tahun mulai dari tanggal 1 Oktober 2012 *oil rate* per hari terus mengalami penurunan hingga mencapai 28,22 stb/day

ditahun 2014. Sedangkan, *water rate* per hari mulai dari tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 September 2014 terus meningkat. Dalam hal ini, laju produksi minyak tidak melebihi nilai batas dari *oil rate* yang sudah dicontrol, tetapi menyebabkan laju produksi minyak terus mengalami penurunan setiap bulan. Tujuan dilakukannya pengontrolan *oil rate* pada sumur J adalah untuk mencegah terjadinya problem kepasiran. Problem kepasiran adalah ikut terproduksinya pasir bersama dengan aliran fluida reservoir. Problem kepasiran terjadi akibat hancurnya kestabilan dari ikatan butir-butiran pasir yang disebabkan oleh adanya gaya gesekan (*frictional force*) serta tumbukan pada suatu aliran fluida, yang mana laju aliran yang terjadi melampaui batas maksimum dari laju aliran kritis yang diperbolehkan. Sehingga, butir-butiran pasir akan ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak ke permukaan. Salah satu cara untuk mengatasi problem kepasiran yaitu dengan melakukan *fracturing*, dll.

3.4. Persentase Perubahan Kenaikan *Oil Total*

Berdasarkan laju produksi minyak, maka didapatkan data *oil total* (kumulatif produksi minyak) yang terus meningkat disetiap bulan selama 2 tahun. Oleh karena itu, untuk mengetahui perubahan kenaikan dari *oil total* dapat menggunakan rumus persentase kenaikan yaitu sebagai berikut :

$$\text{Persentase Kenaikan} = \frac{(\text{Nilai Akhir} - \text{Nilai Awal})}{\text{Nilai Awal}} \times 100\%$$

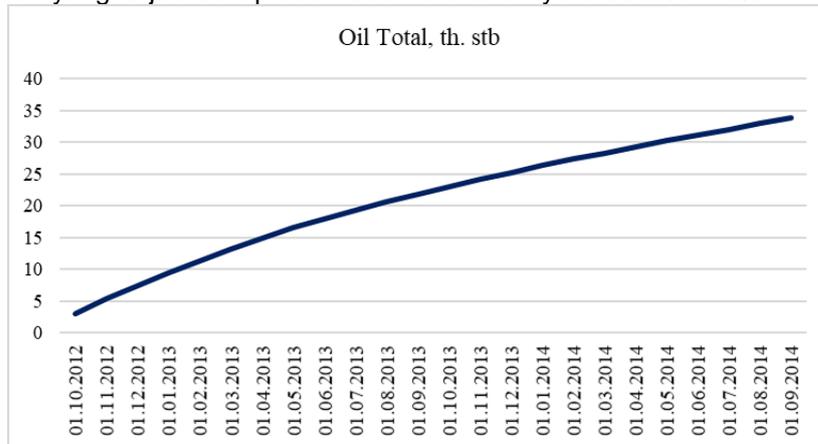
Tabel 5. Persentase Perubahan Kenaikan *Oil Total* Sumur J per Bulan

Date	Oil Total, th. stb	Perubahan Kenaikan, %
1 Oktober 2012	2,93	1,93%
1 November 2012	5,35	83%
1 Desember 2012	7,42	39%
1 Januari 2013	9,44	27%
1 Februari 2013	11,39	21%
1 Maret 2013	13,10	15%
1 April 2013	14,89	14%
1 Mei 2013	16,48	11%
1 Juni 2013	17,97	9%
1 Juli 2013	19,31	7%
1 Agustus 2013	20,61	7%
1 September 2013	21,85	6%
1 Oktober 2013	22,99	5%
1 November 2013	24,14	5%
1 Desember 2013	25,22	4%
1 Januari 2014	26,30	4%
1 Februari 2014	27,34	4%
1 Maret 2014	28,27	3%
1 April 2014	29,26	4%
1 Mei 2014	30,20	3%
1 Juni 2014	31,14	3%
1 Juli 2014	32,03	3%
1 Agustus 2014	32,93	3%
1 September 2014	33,80	3%
Nilai Maksimum		83%
Nilai Minimum		1,93%
Rata-Rata		12%

Sumber: Data Penelitian

Berdasarkan pada tabel 5 diketahui bahwa *oil total* yang dihasilkan mulai dari tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal tanggal 1 September 2014 terus mengalami peningkatan disetiap

bulannya. Oleh karena itu, kumulatif produksi minyak yang dihasilkan oleh sumur J setiap bulan terus meningkat hingga mencapai 33,80 STB ditahun 2014 dengan hasil rata-rata persentase perubahan kenaikan yang terjadi setiap bulan selama 2 tahun yaitu sebesar 12%.



Gambar 2. Grafik Oil Total per Bulan Selama 2 Tahun

Sumber: Hasil Penelitian

Berdasarkan pada tabel 5, maka dibuatlah grafik *oil total*. Dari gambar 3 dapat dilihat bahwa pada tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 September 2014 kumulatif produksi minyak yang dihasilkan pada sumur A terus meningkat setiap bulan sehingga jumlah produksi minyak yang dihasilkan selama 2 tahun sebesar 504,33 STB.

3.5. Perbandingan Oil Rate dengan Oil Total

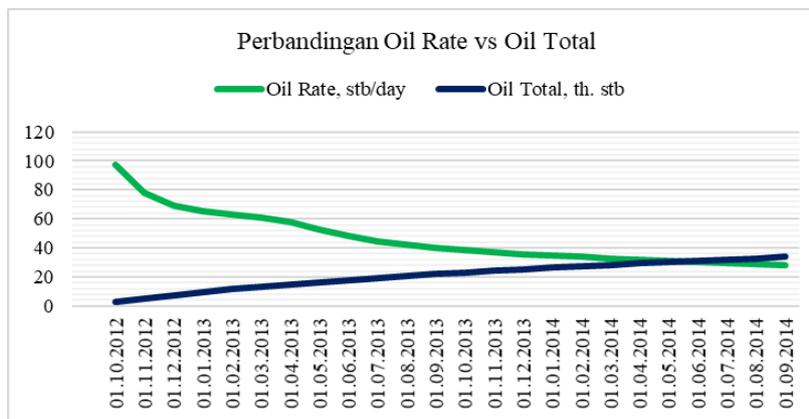
Berdasarkan pada data tabel 4 dan tabel 5 maka dibuatlah perbandingan antara laju produksi minyak (*oil rate*) dengan kumulatif produksi minyak (*oil total*) yang dihasilkan. Pada tabel 6 diketahui bahwa mulai dari tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 September 2014 rata-rata perbandingan antara *oil rate* dengan *oil total* terus mengalami penurunan yang tidak stabil disetiap bulan. Perbandingan rata-rata antara *oil rate* dengan *oil total* disetiap bulan selama 2 tahun yaitu sebesar -25,33 stb. Kemudian, nilai maksimum dari perbandingan antara *oil rate* dengan *oil total* yaitu mencapai 5,59 stb. Dan, perbandingan antara *oil rate* dengan *oil total* disetiap bulan terus mengalami penurunan hingga mencapai -94,73 stb. Hal ini menunjukkan bahwa *oil rate* tidak mempercepat produksi minyak tetapi meningkatkan kumulatif produksi minyak, hal ini dapat terlihat pada gambar 4.

Tabel 6. Perbandingan antara Oil Rate terhadap Oil Total

Date	Oil Rate, stb/day	Oil Total, th. stb	Perbandingan Oil Rate-Total
1 Oktober 2012	97,7	2,93	-94,73
1 November 2012	78,0	5,35	-72,66
1 Desember 2012	69,0	7,42	-61,54
1 Januari 2013	65,2	9,44	-55,75
1 Februari 2013	62,9	11,39	-51,48
1 Maret 2013	61,1	13,10	-47,97
1 April 2013	57,9	14,89	-42,98
1 Mei 2013	52,9	16,48	-36,40
1 Juni 2013	48,1	17,97	-30,17
1 Juli 2013	44,5	19,31	-25,24
1 Agustus 2013	42,1	20,61	-21,45
1 September 2013	39,9	21,85	-18,07
1 Oktober 2013	38,2	22,99	-15,25
1 November 2013	37,0	24,14	-12,84
1 Desember 2013	35,9	25,22	-10,66

1 Januari 2014	34,8	26,30	-8,53
1 Februari 2014	33,8	27,34	-6,48
1 Maret 2014	33,0	28,27	-4,69
1 April 2014	32,0	29,26	-2,79
1 Mei 2014	31,2	30,20	-1,02
1 Juni 2014	30,4	31,14	0,73
1 Juli 2014	29,7	32,03	2,37
1 Agustus 2014	28,9	32,93	4,01
1 September 2014	28,2	33,80	5,59
Nilai Maksimum			5,59
Nilai Minimum			-94,73
Rata-Rata			-25,33

Sumber: Data Penelitian



Sumber: Hasil Penelitian

Gambar 3. Grafik Perbandingan antara Oil Rate terhadap Oil Total

Berdasarkan pada gambar 4 dapat terlihat bahwa *oil rate* pada tanggal 1 Oktober 2012 sampai tanggal 1 September 2014 terus mengalami penurunan. Grafik penurunan terbentuk akibat adanya penurunan produksi yang disebabkan oleh penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya minyak. Sedangkan, kumulatif produksi minyak (*oil total*) terus meningkat hingga mencapai 33,80 STB, karena kumulatif produksi minyak merupakan jumlah minyak yang diproduksikan dari awal sampai akhir produksi. Hal ini menunjukkan bahwa reservoir model setelah tahun 2014 tidak dapat digunakan untuk *field development plan*, kecuali dilakukan metode lain untuk meningkatkan hasil produksi minyak seperti injeksi (*secondary recovery*), karena nilai kumulatif produksi minyak yang dihasilkan pada sumur J terbilang kecil.

4. Kesimpulan

Faktor yang diperlukan untuk menentukan daerah prospek sumur J yaitu ditinjau berdasarkan porositas, permeabilitas, saturasi minyak, dan *pressure*. Nilai dari parameter tersebut dapat diketahui disimulasi reservoir berdasarkan data yang paling baik atau tinggi.

Tingkat perkiraan laju produksi (*production forecast rate*) minyak selama 2 tahun terus mengalami penurunan, tetapi meningkatkan kumulatif produksi minyak. Hal ini dikarenakan adanya penurunan produksi yang disebabkan oleh penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya minyak. Sedangkan, kumulatif produksi minyak merupakan jumlah minyak yang diproduksikan dari awal sampai akhir produksi.

Kumulatif produksi minyak yang dihasilkan oleh sumur J yaitu 33,80 STB ditahun 2014 dengan rata-rata perubahan kenaikan yang terjadi setiap bulan selama 2 tahun yaitu sebesar 12%.

Daftar Pustaka

- Abdassah, D. 2007. Basic reservoir engineering. Bandung, Institut Teknologi Bandung.
- Ahmed, T. 2006. Reservoir engineering handbook (3rd ed). Houston, Texas, Gulf Professional Publishing.
- Amin, M. Mustaghfirin. 2013. Teknik dasar eksplorasi minyak dan gas bumi. Jakarta, Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia.
- Amin, M. Mustaghfirin. 2015. Teknik reservoir dan cadangan migas. Jakarta, Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia.
- Anggoro. (2021, April 28). Dasar pengukuran tekanan (Pressure). <http://un.lasshit.com/dasar-pengukuran-tekanan-pressure/>.
- Harsono, P. 1983. Biostratigrafi north east java basin. Bandung, disertasi Doktor.
- Kloer, A. O. (2018, April 3). Perangkap hidrokarbon. <http://minykdangasbumipetroleum.blogspot.com/2018/04/perangkap-hidrokarbon.html>.
- Kusumadinata, R. P. 1978. Geologi minyak dan gas bumi. Bandung, Institut Teknologi Bandung.
- Pamungkas, J. 2004. Pengantar teknik reservoir migas dan panas bumi. Yogyakarta, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran".
- Pamungkas, J. 2011. Pemodelan dan aplikasi reservoir (1st ed). Yogyakarta, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran".
- Rukmana, D., Kristanto, D., & Aji, V. D. C. 2011. Teknik reservoir teori dan aplikasi. Yogyakarta, Pohon Cahaya.
- Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. 2018. Pedoman tata kerja tentang plan of development. Jakarta, SKK Migas.