



Evaluasi Produktivitas Sumur Horizontal Di Lapangan Jatibarang PT Pertamina EP Region Jawa

Adrian Indarti

Teknik Perminyakan, Akamigas Balongan Indramayu
adrianindarti@gmail.com

Info Artikel :

Diterima : 27 Januari 2022

Disetujui : 31 Januari 2022

Dipublikasikan : 24 Februari 2022

ABSTRAK

Sumur X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3 adalah sumur-sumur horizontal tipe short radius yang ketiganya memproduksi hidrokarbon dari lapisan vulkanik Jatibarang yang batuan reservoirnya berekah-rekah. Dari perhitungan PI horizontal (J_h) dan PI vertikal (J_v) untuk kondisi existing pada setiap sumur, diketahui bahwa pada umumnya J_h jauh lebih besar dari J_v . Pada sumur X-HZ1, $J_h = 9.42$ b/d/psi dan $J_v = 2.67$ b/d/psi, untuk sumur X-HZ2, $J_h = 2.62$ b/d/psi dan $J_v = 0.44$ b/d/psi, kemudian pada sumur X-HZ3, $J_h = 7.1$ b/d/psi dan $J_v = 1.44$ b/d/psi. Sehingga didapatkan productivity ratio untuk sumur X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3 berturut-turut, 3.53, 5.98, dan 4.93. Dari grafik inflow-outflow masing-masing sumur (X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3) dapat diketahui bahwa laju alir optimum untuk sumur X-HZ1 sebesar 1907 bpd pada tekanan katup operasi (operating gas lift valve) 1000 psi dan untuk sumur X-HZ2 laju alir optimumnya 950 bpd pada tekanan katup operasi 995 psi. Kemudian, pada sumur X-HZ3 yang menggunakan ESP, laju alir optimumnya 1100 bpd dengan ΔP pompa yang diperlukan sebesar 900 psi. Dari perhitungan total perolehan sampai QEL diketahui bahwa sumur X-HZ1 dapat menghasilkan minyak sampai 421 MBbl, sumur X-HZ2 dan X-HZ3 total produksinya mencapai 165 MBbl dan 268 MBbl.

Kata Kunci :
sumur
horizontal,
reservoir
rekah,
productivity
index, laju alir

ABSTRACT

Well X-HZ1, X-HZ2, and X-HZ3 are horizontal wells of short radius type that all of them produce hydrocarbons from the volcanic layer of Jatibarang which its reservoir rock characteristic is matrix-fracture. Calculation of the horizontal PI (J_h) and vertical PI (J_v) for the existing condition in each well, note that in general J_h is much larger than J_v . For well X-HZ1, $J_h = 9.42$ b/d /psi, and $J_v = 2.67$ b/d /psi, for well X-HZ2, $J_h = 2.62$ b/d/psi, and $J_v = 0.44$ b/d / psi, then at well X-HZ3, $J_h = 7.1$ b/d/psi, and $J_v = 1.44$ b/d /psi. Thus productivity ratio obtained for the well X-HZ1, X-HZ2, and X-HZ3 consecutively, 3.53, 5.98, and 4.93. From the calculations of total gains till QEL known that well X-HZ1 can produce up to 421 MBbl oil, the well X-HZ2 achieve 165 MBbl and well X-HZ3 produce up to 268 MBbl.

Keywords :
horizontal well,
fracture
reservoir,
productivity
index, flow rate

PENDAHULUAN

Teknologi sumur horizontal merupakan suatu teknologi yang belum begitu berkembang di lapangan-lapangan minyak dan gas (migas) yang ada di Indonesia. Kemungkinan hal tersebut disebabkan karena teknologi ini cukup rumit dan memerlukan biaya pemboran dan kompleksi sumur yang jauh lebih besar dari biaya pemboran sumur vertikal. Salah satu lapangan di Indonesia yang telah menerapkan teknologi sumur horizontal pada beberapa sumurnya adalah Lapangan Jatibarang, Pertamina EP Region Jawa, karena salah satu reservoir hidrokarbon yang ada pada lapangan tersebut merupakan struktur lapisan batuan vulkanik yang sifatnya berekah-rekah (reservoir rekah alami), sehingga akan sangat efektif bila diproduksi dengan teknologi sumur horizontal. Dengan mengaplikasikan teknik pemboran horizontal maka dapat memperbesar penyerapan dari hidrokarbon yang masih tersisa baik dalam rekahan maupun matrix-nya.

Dalam upaya peningkatan pengurasan dan perolehan minyak secara efektif dan efisien, pemboran sumur horizontal di Lapangan Jatibarang dilakukan pada sumur-sumur vertikal yang laju produksinya sudah rendah, tetapi masih memiliki sisa cadangan hidrokarbon yang ekonomis pada lapisan produktifnya dan dari struktur lapisannya memenuhi syarat untuk diproduksi dengan teknik sumur horizontal.

Hal tersebut yang membuat penulis sangat tertarik untuk melakukan penelitian untuk mengevaluasi produktivitas sumur horizontal yang telah diterapkan di lapangan tersebut.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Sejarah Sumur X-HZ1

Sumur X-HZ1 adalah sumur minyak yang dibor secara horizontal (reentry drilling) melalui sumur vertikal X-060 (sumur lama) yang saat itu dinilai sudah kecil produksinya padahal sesungguhnya cadangan minyak yang terdapat dalam reservoir lapisan vulkanik masih cukup besar. Akhirnya diputuskan untuk melakukan pemboran horizontal untuk menguras minyak yang masih banyak tersimpan dalam rekahan dan matriks dari lapisan vulkanik pada struktur Jatibarang tersebut. Pemboran horizontal dimulai pada tanggal 16 November 2000 dan selesai pada 15 Desember 2000. Dari sumur vertikal X-060, KOP (Kick of Point) pertama dilakukan pada kedalaman 1197.5 m (3927.8 ft) dan KOP kedua (horizontal) berada pada kedalaman 1823 m (5979.44 ft). Sumur horizontal X-HZ1 diselesaikan dengan open hole completion berdiameter 6" dan panjang horizontal section 900 ft. Gambar penampang sumur X-HZ1 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran 8.

Pada akhir Desember 2000, setelah selesai pemboran dan kompleksi, sumur X-HZ1 diproduksi dengan metode gas lift dan menghasilkan produksi awal 4201 bpd (gross) dengan nett produksi minyak 3150 bopd dan water cut 25%. Seiring berjalannya waktu, sumur X-HZ1 pun mengalami banyak permasalahan baik secara teknis maupun mekanis. Selain laju produksinya yang fluktuatif dan juga kadar air yang cenderung naik, sumur horizontal ini juga sempat berganti-ganti metode produksi dari gas lift menjadi ESP dan sebaliknya. Untuk kondisi terkini (5 Februari 2010), sumur X-HZ1 ini memproduksi dengan metode gas lift dan telah mencapai kumulatif produksi minyak (27 Desember 2000 – 5 Februari 2010) sebesar 227116 bbl dan water cut 95%.

Sejarah Sumur X-HZ2

Sumur X-HZ2 juga memiliki sejarah yang tidak jauh berbeda dengan sumur X-HZ1 dan keduanya juga memproduksi hidrokarbon dari lapisan yang sama. Sumur ini merupakan sumur minyak yang dibor secara horizontal (reentry drilling) melalui sumur lama yaitu sumur vertikal X-160 yang saat itu juga dinilai sudah kecil produksinya padahal sesungguhnya cadangan minyak yang terdapat dalam lapisan produksinya masih cukup besar. Akhirnya diputuskan untuk melakukan pemboran horizontal untuk menguras minyak yang masih banyak tersimpan dalam sistem rekahan dan matriks dari lapisan produksinya (lapisan vulkanik). Pemboran horizontal dimulai pada tanggal 16 September 2000 dan selesai tanggal 29 Oktober 2000. Dari sumur vertikal X-160, KOP (Kick of Point) pertama dilakukan pada kedalaman 1210 m (3968.8 ft) dan KOP kedua (horizontal) berada pada kedalaman 1829 m (5999.12 ft). Sumur horizontal X-HZ2 diselesaikan dengan open hole completion berdiameter 6'' dan panjang horizontal section 1000 ft. Gambar penampang sumur X-HZ2 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran 9.

Pada tanggal 29 Oktober 2000, setelah selesai pemboran dan kompleksi, sumur X-HZ2 diproduksi dengan metode gas lift dan menghasilkan produksi awal 4182 bpd (gross) dengan nett produksi minyak 3176 bopd dan water cut 24%. Seiring berjalannya waktu, sumur X-HZ2 pun mengalami banyak permasalahan baik secara teknis maupun mekanis seperti sumur-sumur lain. Selain laju produksinya yang fluktuatif dan juga kadar air yang cenderung cepat naik, untuk mengoptimalkan produksinya, sumur horizontal ini juga sempat berganti-ganti metode produksi dari gas lift menjadi ESP dan sebaliknya. Untuk kondisi sekarang, sumur X-HZ2 ini berproduksi dengan metode gas lift dan telah mencapai kumulatif produksi minyak (29 Oktober 2000 – 3 November 2009) sebesar 151310 bbl dan water cut 97%.

Sejarah Sumur X-HZ3

Sumur X-HZ3 juga memiliki sejarah yang tidak jauh berbeda dengan sumur X-HZ1 dan X-HZ2. Sumur ini merupakan sumur minyak yang dibor secara horizontal (reentry drilling) melalui sumur lama yaitu sumur vertikal X-198 yang saat itu berstatus tidak produksi padahal sesungguhnya cadangan minyak yang terdapat dalam reservoir lapisan vulkanik masih cukup besar. Akhirnya diputuskan untuk melakukan pemboran horizontal untuk memperluas bidang kontak dengan reservoir sehingga dapat menguras minyak yang masih banyak tersimpan dalam sistem rekahan dan matriks dari lapisan vulkanik tersebut. Pemboran horizontal dimulai pada tanggal 15 Agustus 2001 dan selesai tanggal 29 September 2001. Dari sumur vertikal X-198, KOP (Kick of Point) pertama dilakukan pada kedalaman 915 m (3001.2 ft) dan KOP kedua (horizontal) berada pada kedalaman 1621 m (5316.88 ft).

Sumur horizontal X-HZ3 diselesaikan dengan open hole completion berdiameter 6'' dan panjang horizontal section 965 ft. Gambar penampang sumur X-HZ3 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran 10.

Pada tanggal 3 Oktober 2001, setelah selesai pemboran dan kompleksi, sumur X-HZ3 diproduksi dengan metode gas lift dan menghasilkan produksi awal 245 bpd (gross) dengan water cut 24%. Seiring berjalannya waktu, sumur X-HZ3 pun mengalami banyak permasalahan baik secara teknis maupun mekanis seperti sumur-sumur yang lain. Selain laju produksinya yang fluktuatif dan juga kadar air yang cenderung cepat naik, sumur horizontal ini juga sempat berganti-ganti metode produksi dari gas lift menjadi ESP dan sebaliknya. Untuk kondisi sekarang, sumur X-HZ3 ini berproduksi dengan

metode ESP dan telah mencapai kumulatif produksi minyak (31 Oktober 2001 – 2 Februari 2010) sebesar 237423 bbl minyak dan water cut 95%.

Kajian Produktivitas Sumur

Berikut adalah data-data yang digunakan dalam penelitian ini

Tabel 1. Data Reservoir

Data	Sumur			Satuan
	X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
Lapisan	Vulkanik	Vulkanik	Vulkanik	
Porositas (Φ)	15	18	18	%
Permeabilitas (k)	92.5	448	142	md
k_o	0.617	6.02	7.66	md
k_w	10.1	23.9	25.6	md
k_g	1.68	1.6	1.93	md
Pr	1890	1750	1570	psi
Pb	1620	1645	1500	Psi
Pwf	1300	1325	1000	Psi
Skin	-5.2	-1.2	0.617	
Temp.res	283	273	289	°F
Omega (ω)	0.000055	0.232	-	
Lambda (λ)	0.0000177	0.0000331	-	
Sw	0.5	0.5	0.3	
So	0.48	0.46	0.0640374	
Sg	0.015	0.043	0.635963	
Ct	0.00003137	0.000045414	0.000068588	psi ⁻¹

Tabel 2. Data PVT

Data	Sumur			Satuan
	X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
SG oil	0.89	0.89	0.88	
SG water	1.02	1.02	1.02	
SG gas	0.7	0.7	0.7	
°API	27.5	27.8	28.54	
μ_o	0.64	2.262	0.605927	cp
Bo	1.26627	1.236	1.28997	bbl/stb
Pb	1620	1645	1500	psi
WC	0.95	0.97	0.95	

Tabel 3. Data Sumur

Data	Sumur			Satuan
	X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
H	350	110.77	98.43	ft
Rw	0.3542	0.365	0.2916	ft
Conductor Casing	20	20	20	inch
	H-40	K-55	H-40	
	94	94.5	94	ppf
	280.5	293	300	m
Surface Casing	13 3/8	13 3/8	13 3/8	inch
	J-55	K-55	K-55	
	54.5	54.5	54.5	ppf
Int Casing	511.5	476.5	494	m
	9 5/8	9 5/8	9 5/8	inch
	N-80	N-80	K-55	
	43.5	43.5	40	ppf
Prod Casing	1180.2	1205	890	m
	7	7	7	inch
	N-80	N-80	N-80, K-55	
	23 dan 26	23-60	23 dan 26	ppf
Tubing	1065-2019	1125-2112	2125.73	m
	2 7/8	2 7/8	2 7/8	inch
Kedalaman	1991.23	1942.54	1759.54	m
L (hor)	2125	2387	2300	m
Build angle	900	1000	965	ft
artificial lift	2.6°	2.6°	2.6°	Per ft
Kompleksi	gas lift	gas lift	ESP	
	open hole	open hole	open hole	

Berdasarkan data-data yang ada, baik data sumur saat kondisi vertikal maupun data sumur setelah menjadi sumur horizontal, dapat dihitung besarnya laju alir produksi horizontal (Q_h), laju alir produksi vertikal (Q_v), Productivity Index (PI) baik PI untuk kondisi vertikal (J_v) maupun PI untuk kondisi horizontal (J_h) dan harga Productivity Ratio (PR) dari setiap sumur. Selain itu juga dibuat grafik Inflow Performance Relationship (IPR) nya untuk masing-masing sumur. Perhitungan dalam pembahasan ini dibuat untuk dua kondisi yaitu kondisi harapan (forecasting) artinya kondisi yang diinginkan sesuai dengan perencanaan awal pemboran dan kondisi yang sesungguhnya (setelah sumur selesai dibor, dikompleksi dan berproduksi kembali).

Sebagai hasil perhitungan, terdapat dalam tabel berikut :

Tabel 4. Hasil Perhitungan PI dan PR

Kondisi	Parameter	Sumur			Satuan
		X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
Forecasting	Qh	6031.04	1624.22	4448.11	bbl/d
	Qv	3511.70	385.83	1001.26	bbl/d
	Jh	10.77	2.71	7.41	bbl/d/psi
	Jv	6.27	0.64	1.67	bbl/d/psi
	PR	1.72	4.21	4.44	
Awal produksi	Qh	5324.31	1573.06	3938.30	bbl/d
	Qv	3513.95	409.47	958.97	bbl/d
	Jh	9.42	2.62	7.10	bbl/d/psi
	Jv	6.22	0.68	1.73	bbl/d/psi
	PR	1.52	3.84	4.11	

Dari tabel di atas, dapat diketahui bahwa ternyata hasil perhitungan antara kondisi harapan (forecasting) berbeda dengan hasil perhitungan pada kondisi yang sebenarnya (setelah sumur selesai kompleksi dan mulai berproduksi). Secara umum, perhitungan forecasting lebih besar dari kondisi yang sebenarnya saat sumur horizontal mulai berproduksi.

Hal ini dapat terjadi karena adanya beberapa sebab misalnya penentuan parameter-parameter yang diperlukan untuk perhitungan laju alir dan produktivitas yang kurang sesuai seperti :

1. Kemungkinan panjang horizontal section (L_{hor}) yang dihasilkan tidak benar-benar sesuai dengan panjang horizontal section (L_{hor}) yang diharapkan.
2. Terdapat kemungkinan terjadi kerusakan formasi akibat aktivitas pemboran yang lebih besar dari perkiraan sehingga menyebabkan kesalahan pada prediksi harga skin factor.
3. Penentuan permeabilitas batuan baik permeabilitas vertikal (k_v) maupun permeabilitas horizontal (k_h) yang kurang tepat.
4. Penentuan radius pengurasan (r_e) yang kurang tepat.
5. Ketidaktepatan pada analisa tekanan untuk memprediksikan tekanan reservoir (P_r) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}).

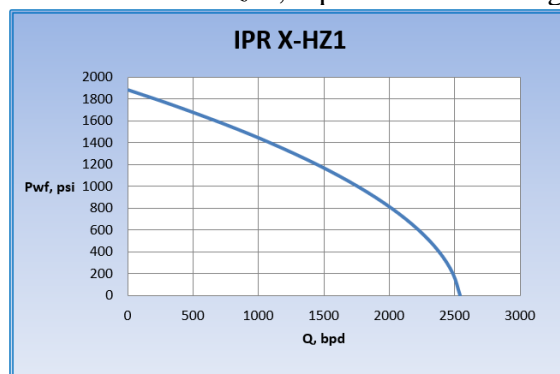
Tidak dapat dibantah lagi, bahwa produktivitas suatu sumur itu semakin lama akan semakin menurun dan hasil minyak yang diproduksi pun akan semakin sedikit. Berikut adalah hasil perhitungan produktivitas dan laju alir produksi untuk kondisi sekarang (existing) :

Tabel 5. Hasil Perhitungan PI dan PR Untuk Kondisi Existing

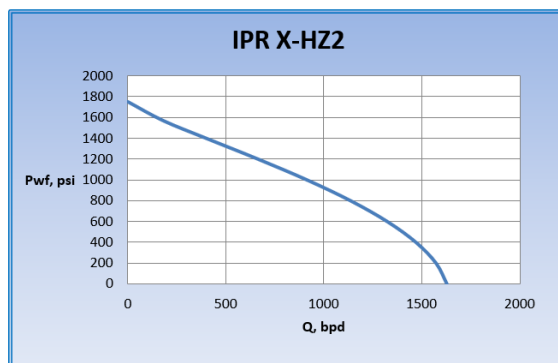
Parameter	Sumur			Satuan
	X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
Q_h	5559.90	1112.40	4044.75	bbl/d
Q_v	1576.85	186.06	820.35	bbl/d
J_h	9.42	2.62	7.10	bbl/d/psi
J_v	2.67	0.44	1.44	bbl/d/psi
PR	3.53	5.98	4.93	

Inflow Performance Relationship (IPR)

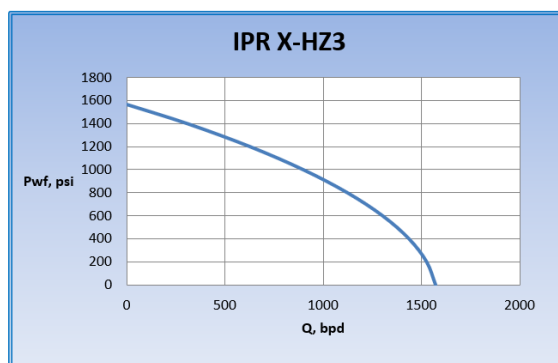
Grafik Inflow Performance Relationship (IPR) dalam pembahasan ini merupakan IPR pada kondisi existing. Evaluasi grafik IPR disini bertujuan untuk mengetahui besarnya laju alir produksi maksimum sesuai dengan tekanan reservoir saat ini pada masing-masing sumur (kemampuan inflow-nya). Berdasarkan metode pembuatan IPR sumur horizontal dari *Bendakhlia and Azis* , diperoleh hasil sebagai berikut:



Gambar 1. Grafik IPR X-HZ1



Gambar 2. Grafik IPR X-HZ2



Gambar 3 Grafik IPR X-HZ3

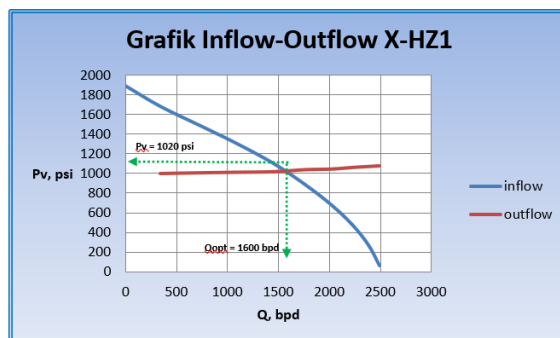
Dapat diketahui bahwa potensi produksi untuk sumur X-HZ1, pada tekanan reservoir (P_r) saat ini yang sebesar 1890 psi, laju produksi maksimum nya sebesar 2543 bpd. Untuk potensi dari sumur X-HZ2 dan X-HZ3 terdapat dalam tabel berikut :

Tabel 6. Potensi Produksi Sumur (existing)

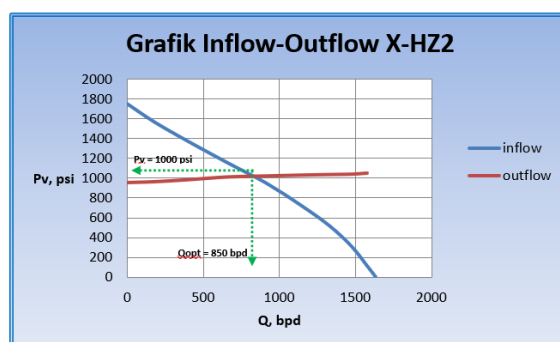
Parameter	Sumur			Satuan
	X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
P_r	1890	1750	1570	psi
Q_{max}	2543	1630	1571	bpd
PI	9.42	2.62	7.10	bbbl/d/psi

Analisis Sistem Nodal

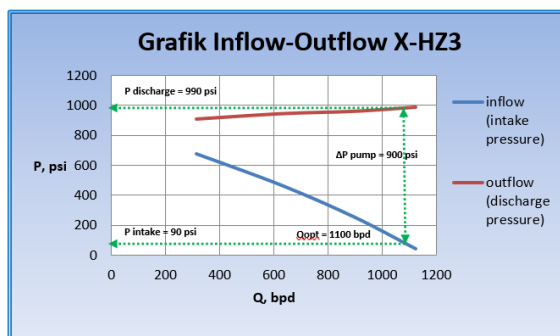
Setelah membuat grafik IPR, dapat dilanjutkan dengan pembuatan analisis sistem nodal pada ketiga sumur horizontal tersebut. Dalam hal ini, analisis sistem nodal digunakan untuk menentukan laju alir optimum pada masing-masing sumur. Sesuai dengan dasar teori mengenai penerapan analisis sistem nodal pada artificial lift, untuk sumur X-HZ1 dan X-HZ2 yang menggunakan metode produksi gas lift, analisis dilakukan dengan menentukan node pada katup operasi gas lift, sedangkan untuk sumur X-HZ3 yang menggunakan ESP ditentukan node pada pompa. Dari hasil perhitungan inflow dan outflow diperoleh grafik sebagai berikut :



Gambar 4. Grafik Inflow-Outflow X-HZ1



Gambar 5. Grafik Inflow-Outflow X-HZ2



Gambar 6. Grafik Inflow-Outflow X-HZ3

Dari ketiga grafik inflow-outflow tersebut dapat diketahui laju alir optimum untuk sumur X-HZ1 sebesar 1600 bpd pada tekanan katup operasi (operating gas lift valve) 1020 psi dan untuk sumur X-HZ2 laju alir optimumnya 850 bpd pada tekanan katup operasi 1000 psi. Kemudian, pada sumur X-HZ3 yang menggunakan ESP, laju alir optimumnya 1100 bpd dengan ΔP pompa yang diperlukan sebesar 900 psi.

Evaluasi Perhitungan Perolehan Produksi Minyak

Pada pembahasan kajian perolehan minyak disini akan dihitung perolehan total kumulatif produksi minyak hingga batas waktu yang ditentukan dalam penelitian, ditambah dengan prediksi perolehan ke depan sampai produksi sumur dinilai sudah tidak ekonomis lagi (Q_{EL}). Untuk mendapatkan total kumulatif produksi tersebut, yang diperlukan adalah menentukan harga penurunan laju produksi sumur ("d") dari analisis decline curve tipe exponential, penentuan laju alir produksi pada batas ekonomis (Q_{EL}), prediksi perolehan tambahan dan penjumlahan total perolehan.

Penentuan Laju Alir Produksi Pada Batas Ekonomis (Q_{EL})

Besarnya laju alir produksi pada batas ekonomis (economic limit) (Q_{EL}) merupakan perbandingan antara biaya operasi produksi per hari (US\$/d) terhadap harga minyak (US\$/bbl). Dari data yang ada, ditentukan bahwa besarnya biaya operasi produksi di Lapangan Jatibarang ini adalah sebesar 22 US\$ per 1 barrel minyak dan untuk harga minyak ditentukan sebesar 65 US\$/bbl. Sehingga diperoleh perhitungan Q_{EL} untuk ketiga sumur horizontal sebagai berikut :

Tabel 7. Hasil Perhitungan Q_{EL}

Data	Sumur			Satuan
	X-HZ1	X-HZ2	X-HZ3	
Produksi (Feb 2010)	20	32	30	bopd
Biaya operasi	22	22	22	US\$/bbl
Biaya operasi (total prod)	439	702	658	US\$/d
Harga minyak (8-2-2010)	65	65	65	US\$/bbl
Q_{EL} (economic limit)	6.75	10.80	10.12	bbl/d

Penentuan Penurunan Laju Produksi Sumur ("d")

Penurunan laju produksi (decline rate) pada sumur X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3 ditentukan dengan cara plotting antara data produksi tahunan dengan waktu dalam suatu bentuk decline curve exponential, sehingga diperoleh harga decline rate ("d") per tahun (dapat juga dijadikan per bulan) dengan asumsi bahwa sumur horizontal akan tetap terus berproduksi, ukuran bukaan choke sumur tidak berubah, serta masalah produksi dan workover diabaikan. Untuk perhitungan selengkapnya terdapat dalam lampiran 6. Berikut adalah tabulasi hasil perhitungan harga decline rate ("d") untuk ketiga sumur.

Tabel 8. Hasil Perhitungan "d" (Decline Rate)

Sumur	Q_{oi} (bopd)	Q_{ot} (bopd)	Δt (tahun)	Δt (bulan)	d/tahun	d/bulan
X-HZ1	60	6.75	9	108	0.242794	0.020233
X-HZ2	20	10.80	2	24	0.308264	0.025689
X-HZ3	40	10.12	2.2	26	0.624643	0.052054

Prediksi Perolehan Tambahan

Berdasarkan harga laju penurunan produksi "d" dan harga Q_{EL} untuk masing-masing sumur (X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3), maka prediksi perolehan minyak tambahan sampai Q_{EL} adalah sebagai berikut :

Tabel 9. Hasil Perhitungan Total Perolehan Produksi Minyak

Sumur	N_p sekarang (bbl)	Waktu (bulan)	N_p prediksi (bbl)	Waktu (bulan)	Total N_p (bbl)	Waktu prod (bulan)	Waktu prod (tahun)
X-HZ1	227116	108	194400.00	108	421516.31	216	18.0
X-HZ2	151310	120	14400.00	24	165710.24	144	12.0
X-HZ3	237423.	120	31200.00	26	268623.36	146	12.2

Total Perolehan Produksi Minyak

Total perolehan produksi minyak untuk setiap sumur (X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3) adalah kumulatif perolehan produksi minyak sekarang (N_p sekarang) ditambah dengan prediksi kumulatif perolehan produksi minyak sampai Q_{EL} .

Berikut adalah hasil perhitungan total perolehan produksi minyak pada masing-masing sumur :

Tabel 10. Hasil Perhitungan Total Perolehan Produksi Minyak

Sumur	N_p sekarang (bbl)	Waktu (bulan)	N_p prediksi (bbl)	Waktu (bulan)	Total N_p (bbl)	Waktu prod (bulan)	Waktu prod (tahun)
X-HZ1	227116	108	194400.00	108	421516.31	216	18.0
X-HZ2	151310	120	14400.00	24	165710.24	144	12.0
X-HZ3	237423.	120	31200.00	26	268623.36	146	12.2

KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan pembahasan, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari perhitungan Productivity Index (J_h), untuk sumur X-HZ1, $J_h = 9.42$ b/d/psi sumur X-HZ2, $J_h = 2.62$ b/d/psi dan sumur X-HZ3, $J_h = 7.1$ b/d/psi.
2. Bila produktivitas horizontal dibandingkan dengan produktivitas vertikal, maka harga productivity ratio (PR) untuk sumur X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3, secara berturut-turut adalah 3.53, 5.98, dan 4.93.
3. Dari grafik inflow-outflow masing-masing sumur (X-HZ1, X-HZ2, dan X-HZ3) dapat diketahui bahwa laju alir optimum untuk sumur X-HZ1 sebesar 1600 bpd pada tekanan katup operasi (operating gas lift valve) 1020 psi dan untuk sumur X-HZ2 laju alir optimumnya 850 bpd pada tekanan katup operasi 1000 psi. Kemudian, pada sumur X-HZ3 yang menggunakan ESP, laju alir optimumnya 1100 bpd dengan ΔP pompa yang diperlukan sebesar 900 psi.
4. Perkiraan perhitungan total perolehan dan waktu berproduksi untuk sumur XHZ-1, XHZ-2, dan XHZ-3, berturut-turut adalah 421 Mbbl (18 tahun), 165 Mbbl (12 tahun), dan 268 Mbbl (12.2 tahun).

DAFTAR PUSTAKA

- Aguilera, Roberto, 1980, "Naturally Fractured Reservoir", Tulsa : PennWell Publishing Company.
- Beggs, H.D, 1991, "Production Optimization Using Nodal Analysis", Tulsa, Oklahoma.
- Joshi, Sadad, 1990, "Horizontal Well Technology", Tulsa : PennWell Publishing Company.
- Rachmat, Sudjati, 2003, "Horizontal Well Technology (Edited)", Bandung : Teknik Perminyakan ITB.
- Sunjaya, Ahmad, 1999, "Studi Awal Perencanaan Pemboran Mendatar pada Lapisan Vulkanik Jatibarang", Cepu : Pusdiklat Migas Cepu.
- Sunjaya, Ahmad, 2004, "Keekonomian Industri Migas", Cepu : Pusdiklat Migas Cepu.
- Sunjaya, Ahmad, 2000, "Teknik Eksploitasi 3", Diktat, Cepu : Pusdiklat Migas Cepu.
- Untoro, Edi, 2009, "Kajian Penentuan Permeabilitas Reservoir Rekah Alami di Lapangan Jatibarang PT Pertamina EP Region Jawa", Cepu : PTK-Akamigas STEM.