

## OPTIMASI PRODUKSI LAPANGAN MINYAK MENGUNAKAN METODE ARTIFICIAL LIFT DENGAN ESP PADA LAPANGAN TERINTEGRASI

Oleh : Agus Sugiharto, ST. MT \*)

### ABSTRAK

*Tahapan – tahapan dalam memproduksi minyak dari reservoir dimulai dengan proses perolehan primer, perolehan sekunder, dan perolehan tersier. Proses primer memanfaatkan energi alami reservoir dan menambahkan artificial lift (baik ESP, Sucker Rod Pump, Gas Lift) atau dengan metode lain untuk memproduksi minyak. Proses secara sekunder dengan menginjeksikan fluida tak tercampur seperti air atau gas baik untuk mendesak minyak agar bisa naik ke permukaan atau bisa disebut juga pressure maintenance. Dan untuk proses yang terakhir adalah proses tersier dengan cara menginjeksikan fluida tercampur untuk memaksimalkan perolehan minyak atau yang lazim disebut metode Enhanced Oil Recovery (EOR)*

*Studi ini menekankan pada pemodelan reservoir heterogen, fluida berupa black oil model dengan jenis heavy oil and gas dan batuan berupa consolidated sandstone sehingga asumsinya tidak ada masalah kepasiran selama proses produksi fluida ke permukaan. Reservoir ini mempunyai Original Oil In Place (OOIP) sebesar 28.648.828 STB, dimana data ini didapat dari Simulasi Petrell, yang dijadikan acuan perhitungan Recovery Factor perolehan minyak. Sumur pada model reservoir diproduksi secara natural dan kemudian dioperasikan dengan ESP dapat digunakan untuk memperkirakan waktu operasi dari sebuah reservoir pada laju produksi tertentu. Model reservoir juga dapat digunakan untuk memilih spesifikasi ESP yang dapat beroperasi pada laju produksi sesuai dengan spesifikasinya, dengan menggunakan kriteria rancangan pada laju produksi optimum sehingga dapat beroperasi untuk selang waktu produksi jangka panjang. Model terpadu dapat digunakan untuk menyusun jadwal operasional dari sebuah sumur.*

*Dari hasil perhitungan diperoleh Recovery Factor sebesar 11,52 % atau total produksi kumulatif 3,300,100 STB dari OOIP (Original Oil In Place) sebesar 28,648,828 STB. Rentang waktu operasional sumur adalah 3296 sampai dengan 3631 hari atau sekitar 10 tahun, maka hal inilah yang dijadikan dasar penentuan waktu operasional secara primary recovery untuk lapangan ini.*

*Kata kunci : optimasi produksi, ESP*

### I. LATAR BELAKANG MASALAH

Dalam studi ini penulis akan mencoba melakukan analisa optimasi produksi minyak secara natural dalam jangka waktu tertentu sampai produksi minyak dianggap tidak mampu mengalir secara natural dan kemudian diikuti dengan penggunaan ESP (*Electric Submersible Pump*) untuk memperoleh

produksi optimal dari suatu lapangan terintegrasi. Hasil dari analisa ini adalah untuk mengetahui apakah sebuah sumur bisa diproduksi secara optimal dengan menggunakan ESP sebagai artificial lift dengan mempertimbangkan kemiringan, heterogenitas, sifat-sifat petrofisik, mekanisme pendorong reservoir, saturasi minyak sisa, dan hal-

hal lain yang ikut diperhatikan dalam studi ini.

Dalam upaya peningkatan pengurusan cadangan yang dinilai masih cukup besar tersebut perlu dilakukan studi penerapan metode pengurusan lebih lanjut, dalam hal ini metoda optimasi penggunaan ESP sebagai pertimbangan layak atau tidaknya usaha ini dilakukan .

## II. TUJUAN PENELITIAN

Berdasarkan latar belakang masalah di atas akan dilakukan studi dan analisa tentang optimasi produksi untuk tujuan sebagai berikut :

1. Memproduksi reservoir secara *natural flowing* sampai batas waktu tertentu dan kemudian diganti dengan penggunaan *artificial lift* yang sesuai.
2. Memilih jenis ESP yang beroperasi dalam selang waktu yang panjang pada kisaran laju produksi optimum sesuai dengan kemampuan reservoir serta memenuhi persyaratan operasi ESP.
3. Menghitung peningkatan *Recovery Factor* perolehan minyak dan menentukan jangka waktu operasi untuk pompa ESP yang dipilih.

## III. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian diawali dengan membangun model sistem sumur yang terpadu mulai dari pemodelan *reservoir*, sumur, *flowline*, dan separator. Pemodelan reservoir dilakukan dengan menggunakan Simulator Petrell dan Eclipse dengan menggunakan batasan-batasan tertentu. Selanjutnya dibuat model fasilitas produksi dengan menggunakan Simulator Pipesim yang terdiri dari sumur dengan *tubing*, *flowline*, dan separator. Model *reservoir* dan model fasilitas produksi diintegrasikan dengan menggunakan Simulator FPT (*Field Planning Tool*).

Skenario awal reservoir akan diproduksi secara natural sampai jangka waktu tertentu sampai dianggap tidak mampu berproduksi, kemudian dilakukan pemasangan ESP agar sumur dapat diproduksi pada laju produksi tertentu.

## IV. CARA KERJA DAN PERALATAN ESP (ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP)

### a. Cara Kerja Pompa Electric Submersible

Salah satu cara untuk mengalirkan minyak bumi dari dalam perut bumi adalah dengan bantuan alat berupa suatu pompa yang dibenamkan dalam fluida minyak yang mempunyai kedalaman yang sangat jauh dari permukaan tanah (*deep well*) dan diameter lubang yang sangat kecil. Dalam pemilihan pompa ESP tentunya dipertimbangkan secara teknis maupun ekonomis, serta disesuaikan dengan kondisi sumur yang ada. Penggunaannya antara lain untuk hal – hal sebagai berikut :

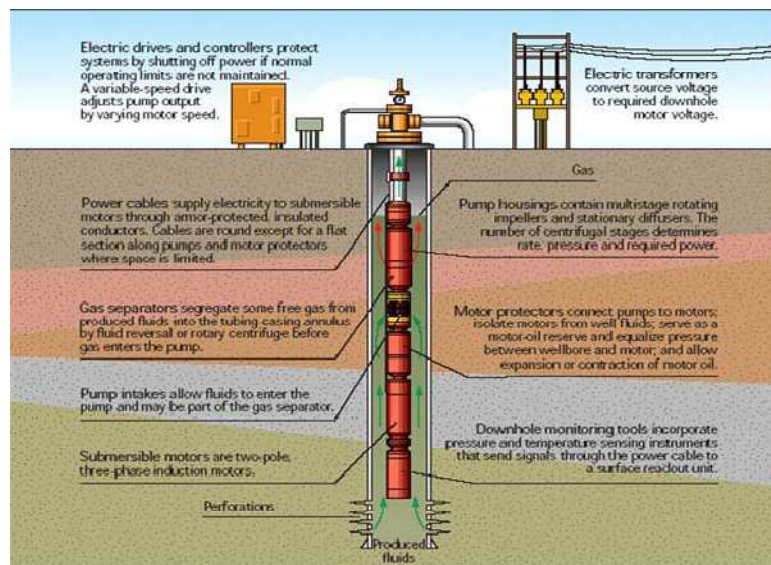
- Untuk sumur produksi atau sumur injeksi pada proyek *water flood*
- Sangat sesuai untuk sumur-sumur di lepas pantai
- Fluida produksi dengan kandungan pasir yang rendah
- Untuk mempermudah penanggulangan scale.
- Untuk memompa cairan dalam jumlah yang besar.
- Gas oil ratio rendah dan viskositas yang tinggi
- Untuk sumur yang mempunyai masalah paraffin
- Untuk sumur miring atau vertikal

ESP memiliki beberapa kelemahan, yaitu biaya operasi yang relatif tinggi, hal ini dikarenakan oleh efisiensi yang rendah (55%-60%) dari energi yang masuk ke dalam sistem, teknologi yang rumit, dan resiko kerusakan kabel pada waktu

memasukkan peralatannya ke dalam lubang sumur, serta banyak ESP yang hanya tahan beroperasi antara 1-3 bulan saja.

## b. Peralatan Pompa ESP

Secara umum peralatan ESP dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu peralatan di atas permukaan dan di bawah permukaan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1 Sistem ESP bawah dan atas permukaan

- **Peralatan Atas Permukaan**
  - a) Kepala Sumur (wellhead)
  - b) Junction Box
  - c) Switchboard
  - d) Transformer
  - e) Kabel permukaan
- **Peralatan Bawah Permukaan**
  - a) Pompa
  - b) Seal Section/Protector/Equalizer
  - c) Electric Motor
  - d) Intake
  - e) Power Kabel
  - f) Check Valve dan Drain Valve
  - g) Centralizer

## c. Kondisi Kerja Optimum ESP

ESP mempunyai sifat seperti pompa sentrifugal bertingkat. Setiap tingkat (stage) terdiri dari impeller dan diffuser. Dalam operasinya, fluida diarahkan ke dasar impeller dengan arah tegak. Gerak putar diberikan pada cairan oleh sudu-sudu impeller. Gaya sentrifugal

fluida menyebabkan aliran radial sehingga fluida meninggalkan impeller dengan kecepatan tinggi dan diarahkan kembali ke impeller berikutnya oleh diffuser. Proses terus berjalan hingga mencapai impeller pada tingkatan terakhir. Fluida produksi akan melewati impeller-impeller yang disusun berurutan dan setiap tingkat akan meningkatkan tekanan (head). Head total yang terjadi adalah jumlah masing-masing head yang terbentuk di setiap impeller.

## d. Penyebab-Penyebab Kegagalan pada Operasi ESP

Pada penelitian ini sistem reservoir, sumur ESP, dan fasilitas permukaan diasumsikan beroperasi dengan baik dan tidak memperhitungkan faktor-faktor yang dapat mengganggu operasi tersebut. Namun berikut ini akan adalah hal-hal yang dapat menyebabkan

rentang waktu operasi ESP lebih pendek dari yang seharusnya.

Hal-hal tersebut antara lain :

- Desain ESP yang tidak tepat
- Kualitas yang buruk pada peralatan ESP yang digunakan
- Korosi pada peralatan pompa dan motor housing
- Pengendapan scale pada motor dan stage pompa
- Kepasiran
- Temperatur reservoir yang terlalu tinggi
- Gas masuk ke dalam pompa

#### e. Parameter-Parameter Optimasi Rentang Waktu Operasi ESP

Desain ESP yang tepat akan menetapkan pompa untuk beroperasi pada kisaran laju alir optimumnya, dimana laju alir tersebut disesuaikan dengan kemampuan reservoir. Desain ESP membutuhkan data yang akurat, antara lain tekanan reservoir, indeks produktivitas sumur, data fluida reservoir, dan lain-lain. Berikut ini adalah parameter-parameter yang

dipertimbangkan pada optimasi rentang waktu operasi ESP, yaitu :

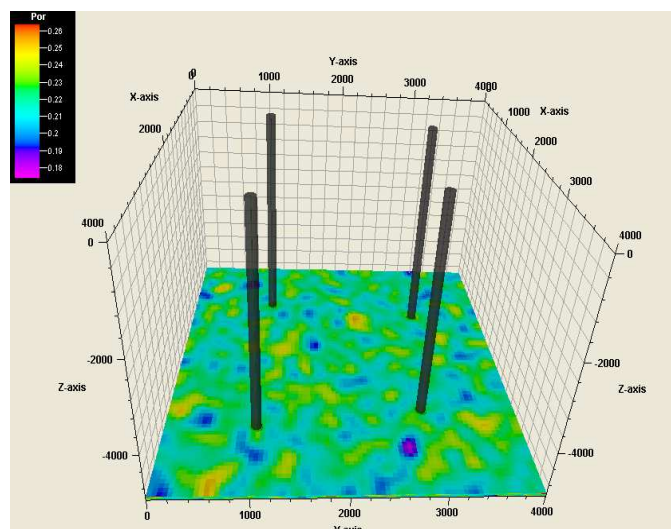
- Kecepatan laju produksi 1feet/detik
- Letak kedalaman ESP

#### V. PEMODELAN TERPADU PADA LAPANGAN TERINTEGRASI

Pemodelan terpadu merupakan gabungan dari *reservoir* dan model fasilitas produksi di permukaan. Pada tesis ini reservoir dimodelkan dengan menggunakan Simulator PETREL dan ECLIPSE, sedangkan fasilitas produksi yang mencakup sumur produksi hingga ke separator dimodelkan dengan menggunakan simulator PIPESIM dan dan diintegrasikan dengan FPT (*Field Planing Tools*).

##### a. Pemodelan *Reservoir* Dengan Simulator PETREL

*Reservoir* dimodelkan dengan menggunakan data konseptual dimana sifat fisik batuan *reservoir* heterogen, terdapat *aquifer* yang terletak di bawah reservoir dan sumur produksi sebanyak 4 buah. Reservoir dianggap multi fasa sebagai *black oil and gas* dengan tekanan *buble point* sebesar 1800 psi.



Gambar 2 *Reservoir* dan Komplexinya

Data pada Simulator PETREL adalah data fluida reservoir (PVT) dan

data sifat fisik batuan *reservoir*. Data sifat fisik fluida (minyak dan air) *reservoir*

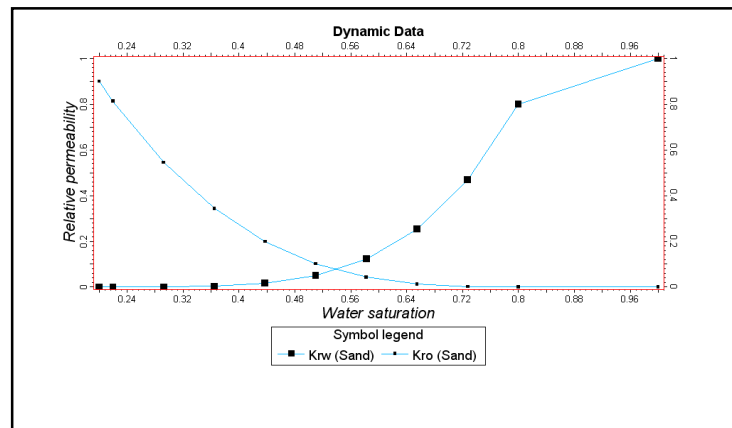
meliputi *formation volume factor* ( $B_o$ ), viskositas ( $\mu_o$ ), dan kelarutan gas dalam minyak ( $R_s$ ). Sedangkan data sifat fisik batuan reservoir meliputi data saturasi dan permeabilitas relatif air-minyak, porositas, dan permeabilitas batuan. Model reservoir diproduksi melalui empat (4) sumur produksi pada laju produksi yang konstan untuk periode produksi tertentu. Parameter penting hasil simulasi reservoir antara lain tekanan reservoir ( $P_{ws}$ ), tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ), watercut, dan Productivity Index (PI). Keempat parameter tersebut akan menjadi data penting sebagai input model fasilitas permukaan (PIPESIM).

Tabel 1 Data Geometri Reservoir

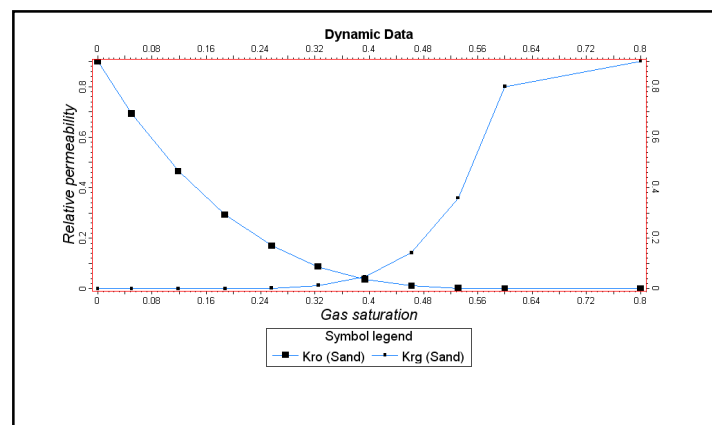
Jenis	Ukuran
Bentuk reservoir	Cartesian
Dimensi	80x80x8
Ukuran grid x,y (feet)	2500
Ukuran grid z (feet)	10
Ketebalan reservoir (feet)	80
Luas reservoir (acre)	734
Puncak lapisan reservoir (feet)	5000

Tabel 2 Data Reservoir

Pr (psi)	2300
Pb (psi)	1800
Tr (°F)	170
WOC (feet)	5070



Gambar 3 Permeabilitas Relatif Air Minyak



Gambar 4 Permeabilitas Relatif Gas Minyak

Tabel 3 Porositas dan Permeabilitas Batuan

Parameter	Value
Porositas (%)	22
Permeabilitas XY	157
Permeabilitas Z	15,7

### b. Teori Dasar Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi adalah kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang ada didalam reservoir pada kondisi tekanan tertentu. Pada umumnya sumur-sumur baru mempunyai tenaga pendorong alami yang mampu mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir ke permukaan. Parameter-parameter yang menyatakan nilai dari sebuah produktivitas formasi adalah *index produktivitas* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR).

#### • Indeks Produktivitas

*Indeks produktivitas* (PI) merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu formasi untuk memproduksi pada suatu beda tekanan tertentu atau merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada saat drawdown test yang merupakan beda tekanan dasar sumur saat kondisi statis ( $P_s$ ) dan saat terjadi aliran ( $P_{wf}$ ). PI ini bisa dituliskan dalam bentuk persamaan :

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \text{STB/Day/Psi} \quad (2-1)$$

Jarang sekali ada fluida formasi dengan satu fasa, bila tekanan reservoir ini nilainya dibawah tekanan bubble point minyak, dimana gas yang semula terlarut akan terbebaskan dan membuat fluida menjadi dua fasa. Menurut Muskat, bentuk IPR pada kondisi tersebut melengkung, sehingga PI menjadi suatu perbandingan antara perubahan laju

produksi  $dq$  dengan perubahan tekanan alir dasar sumur,  $dP_{wf}$ .

$$PI = \frac{dq}{dP_{wf}} \quad (2-2)$$

#### • Inflow Performance Relationship (IPR)

##### ➤ Kurva IPR Satu Fasa

Persamaan aliran fluida dalam media berpori untuk kondisi aliran radial dalam satuan lapangan berbentuk:

$$q_o = 0,007082 \frac{k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(re / rw)} \quad (2-3)$$

Keterangan :

- $q$  = Laju aliran fluida, bbl/hari
- $q_o$  = Laju aliran fluida dipermukaan, STB/d
- $h$  = Ketebalan lapisan, ft
- $k$  = Permeabilitas batuan, md
- $\mu_o$  = Viscositas minyak, cp
- $B_o$  = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
- $P_s$  = Tekanan static reservoir, psi
- $P_{wf}$  = Tekanan alir dasar sumur, psi
- $P_{wf}$  = Tekanan alir dasar sumur, psi
- $P_e$  = Tekanan formasi pada jarak  $re$ , psi
- $re$  = Jari-jari pengurasan sumur, ft
- $rw$  = Jari-jari sumur, ft

##### ➤ Kurva IPR Dua Fasa

Untuk membuat persamaan kurva IPR dua fasa, Vogel mengembangkan persamaan hasil regresi yang sederhana dan mudah pemakaiannya, yaitu :

$$\frac{q_i}{q_{i,max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2-4)$$

Keterangan :

$qt$  = rate produksi pada  $P_{wf}$  tertentu, BOPD

$qt_{max}$  = rate produksi maksimum @  $P_{wf} = 0$ , BOPD

$P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur, psi

$P_r$  = tekanan reservoir, psi

$Q_o$  = laju produksi minyak, STB/D

$Q_o \text{ max}$  = laju produksi minyak maksimum, STB/D

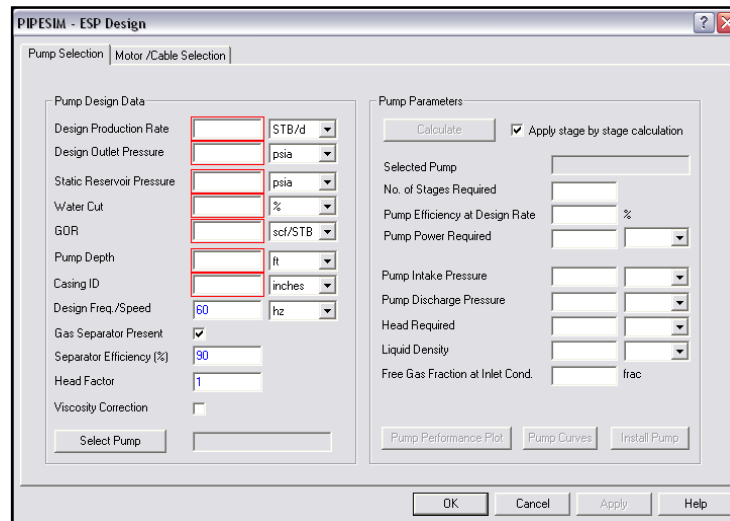
### c. Pemodelan Untuk Fasilitas Produksi dengan Simulator PIPESIM

PIPESIM adalah simulator yang digunakan untuk memodelkan suatu sistem sumur produksi mulai dari dasar sumur, sistem pemipaan di permukaan sampai dengan separator. Simulator ini dapat menghitung profil temperatur dan tekanan dari titik ke titik sepanjang pipa mulai dari sumur sampai separator. Data

yang harus disediakan meliputi *Watercut*, *GOR*, *Specific Gravity* gas, minyak, dan air, yang akan digunakan untuk memperkirakan sifat-sifat fisik minyak, gas dan air. Gambar dibawah ini adalah contoh format masukan data fluida reservoir pada Simulator PIPESIM.

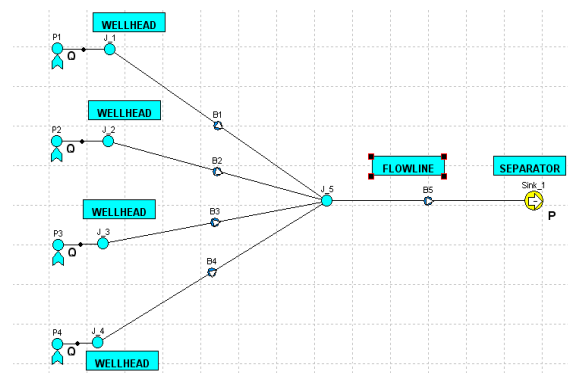
Pemodelan sistem sumur dengan pengangkatan buatan, dalam hal ini ESP, dapat dilakukan dengan menggunakan Simulator PIPESIM, dimana kelakuan produksi sumur dengan ESP terhadap waktu dapat diperkirakan. Perubahan kelakuan produksi sistem sumur dengan ESP yang dipengaruhi oleh perubahan tekanan reservoir, peningkatan *watercut*, penurunan *GOR*, letak kedalaman pompa, jenis dan ukuran pompa, jumlah stage pompa dapat disimulasikan. Untuk dapat mengetahui kelakuan produksi sistem sumur tersebut data tentang spesifikasi ESP perlu dimasukkan.

Gambar 5 Input Untuk Sifat Fisik pada Black Oil



Gambar 6 Input Untuk Desain ESP

Jaringan pipa antara kepala sumur sampai ke separator dapat dimodelkan dengan menggunakan Simulator PIPESIM mulai dari kepala sumur, sampai ke separator. *Branch* merepresentasikan panjang pipa yang menghubungkan dua fasilitas di permukaan antara wellhead dengan separator. Gambar dibawah ini menunjukkan jaringan pipa dari kepala sumur sampai ke separator. *Sink* pada separator menunjukkan ujung akhir dari jaringan pipa. Dalam pemodelan jaringan pipa ini dianggap bahwa kedudukan pipa horisontal dengan panjang flowline 1000 feet dan diameter 3 inch. Tekanan pada sumur sebesar 2300 psi pada kedalaman 5000 feet dimana fluida produksi dialirkan melalui tubing 3 inch, dan tekanan di separator (*sink*) sebesar 200 psi. Untuk mengetahui kemampuan sumur maka dilakukan *nodal system analysis* dengan tekanan pada kepala sumur sebesar 210 psi.

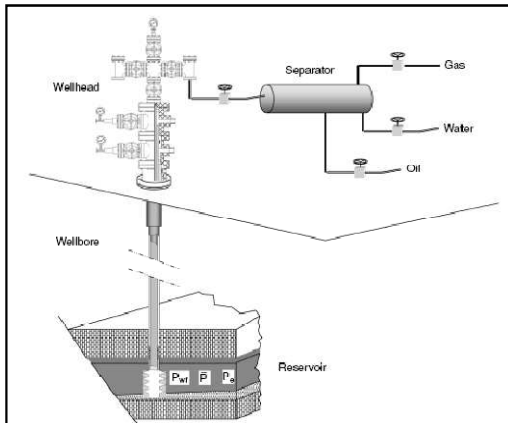


Gambar 7 Sistem Sumur Produksi Pada Lapangan Terintegrasi

## VI. OPTIMASI PRODUKSI SUMUR DENGAN MENGGUNAKAN ESP PADA LAPANGAN TERINTEGRASI

Penelitian ini dimulai dari pemodelan *reservoir* (dengan simulasi Petrel dan Eclipse) hingga pemodelan fasilitas produksi di permukaan (simulasi Pipesim), kedua model tersebut diintegrasikan dengan menggunakan FPT (*Field Planing Tools*). Gambaran skema sistem terpadu dari *reservoir* hingga ke separator ditunjukkan oleh gambar dibawah ini.





Gambar 8 Skema Optimasi Produksi Terpadu

pada simulasi Petrel dan Eclipse dan Tabel Produksi kumulatif secara *Natural Flow* dengan menggunakan integrasi FPT pada masing – masing sumur.

Pada penelitian ini model reservoir dirun selama 5 tahun pada laju alir setiap sumur sebesar kurang lebih 1000 STB/hari (40 % dari IPR awal), 1200 STB/hari (50 % dari IPR awal) dan 1500 STB/hari (60 % dari IPR awal) dengan kedalaman perforasi 5010-5030 feet. Dibawah ini adalah data hasil run dengan FPT untuk laju alir pada tiap skenario produksi

Berikut ini adalah data gambar dari IPR awal yang diperoleh dari data *welltest*

Tabel 4 Data Hasil *Welltest* Pada Masing-Masing Sumur

DATA	SUMUR			
	P1	P2	P3	P4
Q <i>welltest</i> (STB/D)	2000	2000	2000	2000
Pwf (Psi)	909	929	943	961
Pws (Psi)	2280	2279	2279	2278
Qmax (STB/D)	2522	2546	2563	2586
Q 40% dari QMax (STB/D)	1007	1016	1023	1032
Q 50% dari QMax (STB/D)	1258	1270	1279	1290
Q 60% dari QMax (STB/D)	1510	1524	1535	1549

Tabel 5 Produksi Kumulatif Minyak untuk Q sebesar 40 % dari IPR

SUMUR	LAJU PRODUKSI	RENTANG WAKTU OPERASI	PRODUKSI MINYAK KUMULATIF
	(STB/DAY)	(HARI)	(STB)
1	1007	762	303,800
2	1016	762	300,200
3	1023	762	283,300
4	1032	762	306,700
<b>TOTAL KUMULATIF PRODUKSI</b>			<b>1,194,000</b>

Tabel 6 Produksi Kumulatif Minyak untuk Q sebesar 50 % dari IPR

SUMUR	LAJU PRODUKSI	RENTANG WAKTU OPERASI	PRODUKSI MINYAK KUMULATIF
	(STB/DAY)	(HARI)	(STB)
1	1258	762	303,600
2	1270	762	295,500
3	1279	762	274,400
4	1290	762	305,500
<b>TOTAL KUMULATIF PRODUKSI</b>			<b>1,179,000</b>

Tabel 7 Produksi Kumulatif Minyak untuk Q sebesar 60 % dari IPR

SUMUR	LAJU PRODUKSI	RENTANG WAKTU OPERASI	PRODUKSI MINYAK KUMULATIF
	(STB/DAY)	(HARI)	(STB)
1	1510	642	284100
2	1524	642	276400
3	1535	642	259100
4	1549	642	291700
<b>TOTAL KUMULATIF PRODUKSI</b>			<b>1,111,300</b>

Dari hasil produksi kumulatif diatas untuk *natural flow* maka akan didapat hasil terbesar pada laju produksi sebesar 40 % dari IPR awal untuk rentang waktu 762 hari, maka dari itu data inilah yang akan digunakan untuk membuat skenario selanjutnya. Pengembangan model sumur dan fasilitas permukaan dengan menggunakan Simulator PIPESIM berdasarkan konfigurasi pipa dan lokasi separator yang diketahui. Selanjutnya dirancang model sumur fasilitas permukaan dan dilakukan perhitungan analisa sistem nodal dengan menggunakan Simulator PIPESIM. Kemampuan sumur untuk memproduksi fluida ke permukaan dapat dilihat dengan membuat kurva *inflow* dan *outflow* dengan menggunakan Simulator PIPESIM. Data dan Gambar dibawah memperlihatkan *nodal system analysis* kedalaman perforasi 5020 feet

tanpa pemasangan ESP. Tabel dibawah ini adalah data pada saat sumur tidak mampu lagi mengalirkan fluida ke permukaan.

Tabel 8 Data Sumur Tanpa Pemasangan ESP

DATA	SUMUR			
	P1	P2	P3	P4
Tekanan Reservoir (Psi)	1530	1575	1587	1557
Water Cut (%)	19.92	22.98	20.48	21.08
PI (STB/Psi/D)	0.67	0.72	0.62	0.70
GOR (SCF/STB)	312	311	312	311
Perforasi (ft)	5020	5020	5020	5020

Dari data diatas, maka akan dipasang ESP pada masing – masing sumur dan didapat hasil pengolahan data dengan

menggunakan simulasi FPT yang akan diperlihatkan pada tabel dibawah pada keempat sumur dengan variasi ESP yang berbeda-beda.

Berdasarkan tabel 9, ESP yang beroperasi paling lama adalah Reda D400 yaitu 2869 hari untuk semua sumur. Akan tetapi kumulatif minyak paling besar berbeda pada masing-

masing sumur. Pada umumnya ESP dengan jumlah *stage* dan daya *horsepower* yang kecil menghasilkan rentang operasi yang lama dengan kumulatif produksi yang relatif besar. Berdasarkan hasil ini akan dilakukan penjadwalan optimasi produksi mulai dari *natural flow* sampai dengan penggunaan ESP.

**Tabel 9 Spesifikasi ESP, Kedalaman dengan Rentang Waktu Operasi dan Jumlah Produksi Yang Dihasilkan**

Sumur	Kedalaman Pompa (ft)	Laju Produksi (STB/hari)	ESP	Stage	HP	Rentang waktu operasi (hari)	Produksi minyak kumulatif (STB)
P1	4800	400	D400	73	8.68	2869	520900
		600	DN800	129	24.95	2534	482800
		800	DN1100	130	33.1	2778	519000
P2	4800	400	D400	51	5.91	2869	508100
		600	DN800	105	20.15	2534	531800
		800	DN1100	105	26.24	2778	470800
P3	4800	400	D400	70	8.21	2869	516000
		600	DN800	98	17.68	2534	416600
		800	DN1100	113	26.32	2778	529600
P4	4800	400	D400	62	7.32	2869	501800
		600	DN800	81	15.5	2534	529000
		800	DN1100	142	33.35	2778	496300

## VII. PENJADWALAN OPTIMASI PRODUKSI DAN PERHITUNGAN RECOVERY FACTOR

### a. Penjadwalan Optimasi

Penjadwalan dilakukan berdasarkan kepada rencana produksi dan rentang waktu produksi setiap sumur yang dilakukan pada saat *natural flow*

maupun dengan penggunaan ESP pada setiap laju produksi yang direncanakan. Penggunaan ESP ini dilakukan pada saat *natural flow* yang tidak mampu lagi untuk memproduksi fluida *reservoir*.

**Tabel 10 Jadwal Optimasi Sumur P1**

Tanggal	Laju produksi (STB/hari)	Jenis	Rentang waktu operasi (hari)	Produksi Minyak Kumulatif (STB)
1/5/2011	1007	Natural Flow	762	303,800
8/12/2013	400	ESP REDA D400	2869	516,000
Total			3631	819,800

**Tabel 11 Jadwal Optimasi Sumur P2**

Tanggal	Laju produksi (STB/hari)	Jenis	Rentang waktu operasi (hari)	Produksi Minyak Kumulatif (STB)
1/5/2011	1016	Natural Flow	762	300,200
8/12/2013	600	ESP DN800	2534	531,800
Total			3631	832,000

**Tabel 12 Jadwal Optimasi Sumur P3**

Tanggal	Laju produksi (STB/hari)	Jenis	Rentang waktu operasi (hari)	Produksi Minyak Kumulatif (STB)
1/5/2011	1016	Natural Flow	762	283,300
8/12/2013	400	ESP REDA DN1100	2778	529,600
Total			3540	812,900

**Tabel 13 Jadwal Optimasi Sumur P4**

Tanggal	Laju produksi (STB/hari)	Jenis	Rentang waktu operasi (hari)	Produksi Minyak Kumulatif (STB)
1/5/2011	1016	Natural Flow	762	306,700
8/12/2013	400	ESP REDA DN800	2534	529,000
Total			3296	835,700

### b. Perhitungan *Recovery Factor* (RF) dan Waktu Kontrak

Perhitungan *Recovery Factor* (RF) ini didasarkan pada Jumlah produksi kumulatif minyak yang diperoleh dari semua sumur yang ada dibagi dengan Jumlah OOIP (*Original Oil in Place*). Data dibawah ini menunjukkan jumlah total perolehan minyak, rentang waktu operasional dan *Recovery Factor* yang akan digunakan sebagai dasar waktu kontrak.

Dari data tabel diatas diperoleh *Recovery Factor* sebesar 11,52 % dengan total produksi kumulatif

3,300,100 STB dari OOIP (*Original Oil In Place*) sebesar 28,648,828 STB.

$$RF = \frac{\text{PROD. KUMULATIF MINYAK (STB)}}{\text{ORIGINAL OIL IN PLACE (STB)}} \times 100 \%$$

$$RF = \frac{3300100}{28648828} \times 100 \%$$

$$RF = 11,52 \%$$

Rentang waktu operasional sumur diatas adalah 3296 sampai dengan 3631 hari atau sekitar 10 tahun, maka hal inilah yang dijadikan dasar penentuan waktu operasional secara *primary recovery* untuk lapangan ini.

**Tabel 14 Perhitungan *Recovery Factor* dan Waktu Kontrak**

Keterangan	SUMUR				Original Oil In Place (STB)
	P1	P2	P3	P4	
Rentang Waktu (hari)	<b>3631</b>	<b>3296</b>	<b>3540</b>	<b>3296</b>	28,648,828
Produksi kumulatif (STB)	819800	832,000	812900	835700	
Total produksi (STB)	<b>3,302,100</b>				
<i>Recovery Factor</i> (%)	<b>11.53</b>				

## VIII. KESIMPULAN DAN SARAN

### a. Kesimpulan

1. Sumur pada model *reservoir* diproduksi secara natural dan kemudian dioperasikan dengan ESP dapat digunakan untuk memperkirakan waktu operasi dari sebuah *reservoir* pada laju produksi tertentu.
2. Model *reservoir* juga dapat digunakan untuk memilih spesifikasi ESP yang dapat beroperasi pada laju produksi sesuai dengan spesifikasinya, dengan menggunakan kriteria rancangan pada laju produksi optimum sehingga dapat

beroperasi untuk selang waktu produksi jangka panjang.

3. Model terpadu dapat digunakan untuk menyusun jadwal operasional dari sebuah sumur.

### b. Saran

Karena Perolehan Minyak kumulatif masih kecil maka untuk kedepannya bisa ditambahkan beberapa sumur produksi agar diperoleh *Recovery Factor* yang lebih besar.

## DAFTAR PUSTAKA

- Brown, Kermit, E.: *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2B dan 4*. USA  
ECLIPSE Reservoir Simulation, Schlumberger ©2005
- Field Planning Tool (FPT)*. Schlumberger 2002.
- Guo, Boyun.; Lyons, W. C.; Ghalambor, A.: *Petroleum Production Engineering*. Elsevier  
Science. 2007.
- Novinoer, Arie Pramudya. *Lokasi Gathering Station Berdasarkan Optimasi Terpadu*,  
Tesis, Institut Teknologi Bandung, 2000.
- Parulian Simbolon, Fernando. *Optimasi Penggunaan ESP Dalam Sistem Sumur  
Produksi Terpadu*, Tesis, Institut Teknologi Bandung, 2010
- PIPESIM 2003 Edition I Service Pack 4. Schlumberger ©2003
- Takacs, Gabor.: *Electrical Submersible Pumps Manual*, Library of Congress Catalogue in  
Publication Data. 1977.

\*) Penulis adalah Calon Widyaiswara di Pusdiklat Migas