

BAB III

TEORI DASAR

3.1. Analisa Sistem Nodal

3.1.1 Pengantar Analisa Sistem Nodal

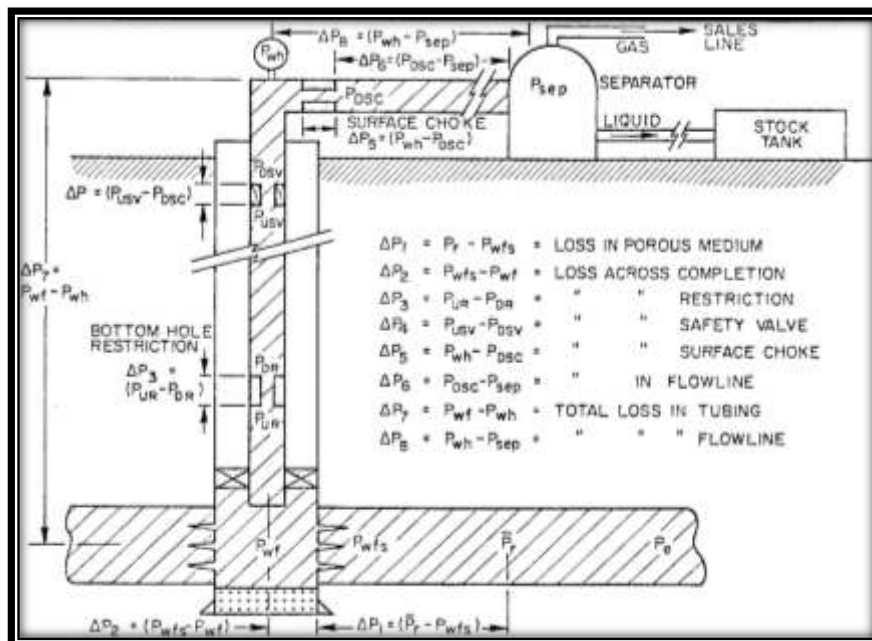
Analisa sistem nodal atau biasa disebut sistem analisis optimasi produksi adalah sebuah prosedur untuk menentukan *flow rate* pada sumur oil dan gas yang berproduksi dan untuk mengevaluasi efek dari beberapa komponen seperti ukuran *tubing-string*, ukuran *flow-line*, tekanan separator, posisi *choke*, *safety valves*, dan kondisi *well completion* termasuk *gravel pack* dan perforasi pada sumur biasa. Komponen-komponen tersebut dievaluasi terpisah-pisah dan dikombinasi untuk mengoptimasi seluruh sistem sehingga mendapatkan aliran produksi yang paling efisien. Adapun tujuan dari nodal analisis adalah sebagai berikut :

1. Untuk menentukan *flow rate* pada sumur oil dan gas yang berproduksi dengan mempertimbangkan *geometry wellbore* dan batasan kompleksitas (awalnya secara natural flow).
2. Untuk menentukan kondisi aliran ketika sumur masih mengalir atau mati.
3. Untuk menentukan waktu yang tepat untuk memasang instalasi *artificial lift* dan membantu dalam memilih metode pengangkatan yang optimum.
4. Untuk mengoptimasi sistem agar memproduksi *flow rate* yang diinginkan.
5. Untuk mengecek setiap komponen dalam sistem sumur untuk menentukan bagian mana yang tidak diperlukan untuk menahan *flow rate*.
6. Untuk membantu management operator dan engineer staff dalam menambah laju produksi.

Sebelum ada analisa sistem nodal, banyak sumur minyak dan gas diseluruh dunia yang belum dioptimasi untuk mendapatkan *rate* yang efisien, faktanya adalah beberapa sumur bahkan belum mencapai laju alir maximumnya, karena hal tersebut menyebabkan penempatan *artificial lift* tidak mendapatkan efisiensi yang seharusnya. Optimasi sistem produksi sumur minyak dan gas dengan analisa sistem nodal telah berkontribusi untuk meningkatkan teknik

kompleksi, produksi, dan efisiensi banyak sumur. Walaupun analisa dengan tipe ini sudah diajukan oleh Gilbert pada tahun 1954 tapi analisa ini baru intensif digunakan pada tahun 1980an.

Hal dasar yang diperlukan untuk analisa optimasi sumur dengan analisa sistem nodal adalah *Inflow Performance Relationship (IPR)* sumur pada kondisi terkini. Data *well test* yang akurat harus didapatkan dan IPR dapat dibuat sehingga analisa sukses dilakukan. Kemudian model dari komponen-komponen sumur dapat digunakan untuk memprediksi performa sumur. Pada gambar 3.1. diperlihatkan detail *flowing well system* yang berawal dari reservoir diteruskan sampai ke separator.



Gambar 3.1. Kemungkinan Pressure Losses Dalam Sistem Sumur yang Lengkap³⁾

3.1.2 Productivity Index

Productivity Index adalah suatu indeks atau derajat pengukuran kemampuan produksi suatu sumur yang didefinisikan sebagai perbandingan antara laju alir produksi terhadap tekanan *drawdown*, dinyatakan dalam *stock tank barrel per day*.

Secara khusus, PI didasarkan pada *gross liquid production*, tapi ada juga yang berdasarkan dengan *rate* produksi minyak (q_o). Secara matematis bentuknya dapat dituliskan sebagai berikut :

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots (3-1)$$

dimana :

- q = *gross liquid rate*, STB/day
- P_s = tekanan statik reservoir, psi
- P_{wf} = tekanan aliran di dasar sumur, psi
- $(P_s - P_{wf})$ = *drawdown*, psi

Persamaan *Darcy* untuk aliran radial dinyatakan dalam STB/hari ialah:

$$q_o = \frac{7.082 \times 10^{-3} k_o h (P_s - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots (3-2)$$

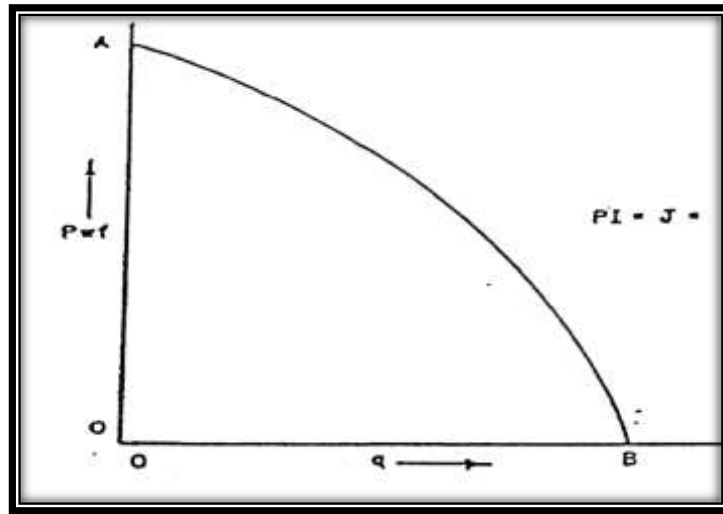
Bila $P_s - P_{wf}$ pada persamaan 3-2 dipindah ruas maka akan diperoleh nilai PI,

$$J = \frac{q_o}{(P_s - P_{wf})} = \frac{7.082 \times 10^{-3} k_o h}{B_o \mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots (3-3)$$

3.1.3 Inflow Performance Relationship

Productivity index yang diperoleh secara langsung maupun secara teoritis hanya merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, ataupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk memproduksi, maka harga PI dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut dengan grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR). Berdasarkan definisi *productivity index*, maka variabelnya adalah laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}). Oleh karena itu persamaan tersebut dapat diubah menjadi :

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{PI} \dots\dots\dots (3-4)$$



Gambar 3.2. Kurva *Inflow Performance Relationship* ³⁾

Arah lengkungan menunjukkan bahwa PI akan berkurang dengan naiknya laju produksi. Hal ini terutama pada reservoir yang mempunyai mekanisme pendorong *solution gas drive*, sedangkan pada *water drive reservoir* harga PI-nya relatif konstan. Arah lengkungan yang terjadi seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.2., disebabkan karena harga P_{wf} berada di bawah *bubble point pressure*, sewaktu minyak mendekati sumur, tekanan akan turun terus dan akan mengakibatkan terlepasnya gas dari minyak. Jadi gas bebas yang terjadi akan meningkat jumlahnya, sehingga menaikkan saturasinya, juga permeabilitas efektif gas naik, maka akibatnya akan menurunkan permeabilitas efektif minyak. Harga GOR (*Gas Oil Ratio*) pada rate produksi yang tinggi akan naik, karena dengan naiknya *drawdown*, permeabilitas efektif akan naik pula. Alasan-alasan inilah yang menyebabkan kurva IPR tidak lurus apabila P_{wf} berada di bawah tekanan *bubble point* atau pada kondisi ini diketahui bahwa ada 2 fasa fluida yang mengalir. Untuk membuat kurva IPR pada kondisi 2 fasa ada sebuah persamaan yang terkenal yang disebut dengan persamaan Vogel.

3.1.4 Kurva IPR 2 Fasa

Pembuatan grafik IPR untuk aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh Weller, dimana Weller menurunkan persamaan *Productivity Index* atau J untuk reservoir gas. melihat persamaan yang digunakan serta cara pemecahannya, ternyata cara Weller tersebut cukup rumit dan tidak praktis serta memerlukan komputer. Selanjutnya Vogel mengemukakan suatu cara yang lebih sederhana dibandingkan dengan metode Weller. Dasar pengembangan metode Vogel adalah persamaan Weller, yang menghasilkan suatu bentuk persamaan sebagai berikut :

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (3-5)$$

Umumnya di sekitar lubang sumur terjadi kerusakan formasi, baik sebagai akibat invasi lumpur pemboran, maupun sebagai akibat peningkatan saturasi gas dan air di sekitar lubang bor. Apabila hal ini ditemui, maka kondisi pengembangan persamaan Vogel tidak bisa lagi dipergunakan.

3.1.5 Kurva IPR 3 Fasa

Metode *composite* merupakan metode IPR tiga fasa pengembangan metode Darcy dan metode Vogel. Parameter yang dibutuhkan dalam membuat IPR *composite* adalah tekanan reservoir (Ps), tekanan *bubble point* (Pb), tekanan alir sumur (Pwf), total laju alir dan fraksi kandungan air.

Saat tekanan laju alir pada saat test lebih besar dari pada tekanan *bubble point* (Pwf > Pb), kurva IPR *composite* dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$J = \frac{qt \text{ test}}{Pr - Pwf \text{ test}} \dots\dots\dots (3-6)$$

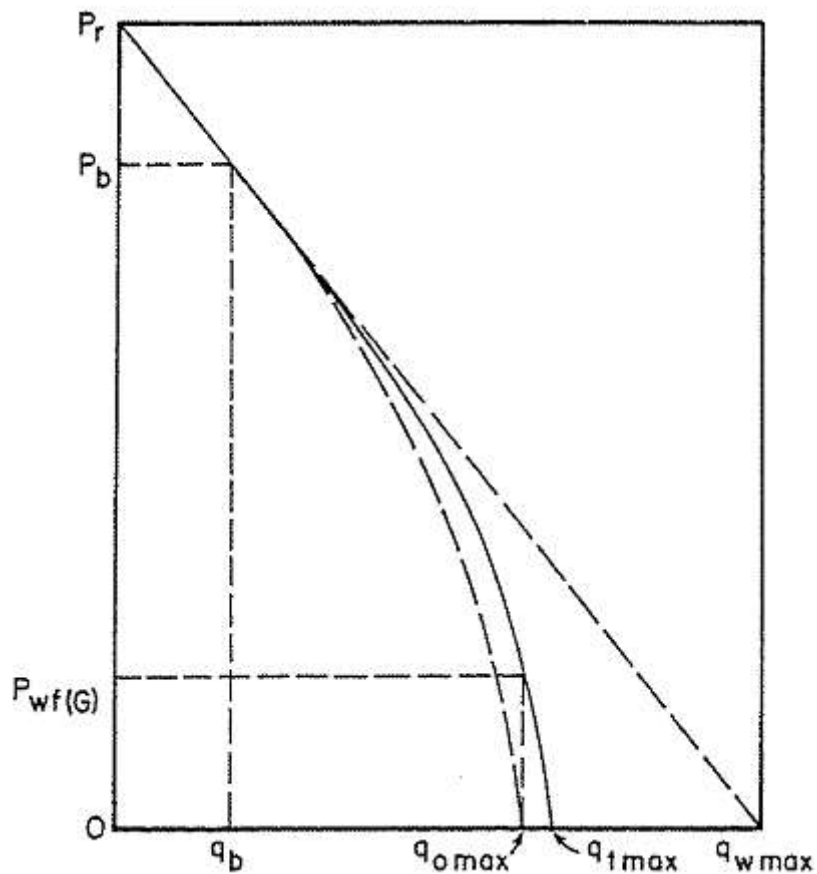
$$qb = J (Pr - Pb) \dots\dots\dots (3-7)$$

$$qo \text{ max} = qb + \frac{J Pb}{1.8} \dots\dots\dots (3-8)$$

$$qt \text{ max} = qo \text{ max} + Fw \left(Pr - \frac{qo \text{ max}}{J} \right) (\tan \alpha) \dots\dots\dots (3-9)$$

Sedangkan saat tekanan laju alir pada saat test lebih kecil dari pada *bubble point* ($P_{wf} < P_b$), untuk menentukan q_b , $q_o \max$ dan $q_t \max$, nilai *productivity index* harus dihitung. Berikut rumus untuk menghitung nilai PI tersebut :

$$J = \frac{q_{test}}{\left\{Pr - Pb + \frac{Pb A}{1.8}\right\} + Fw(Pr - P_{wf test})} \dots\dots\dots(3-10)$$

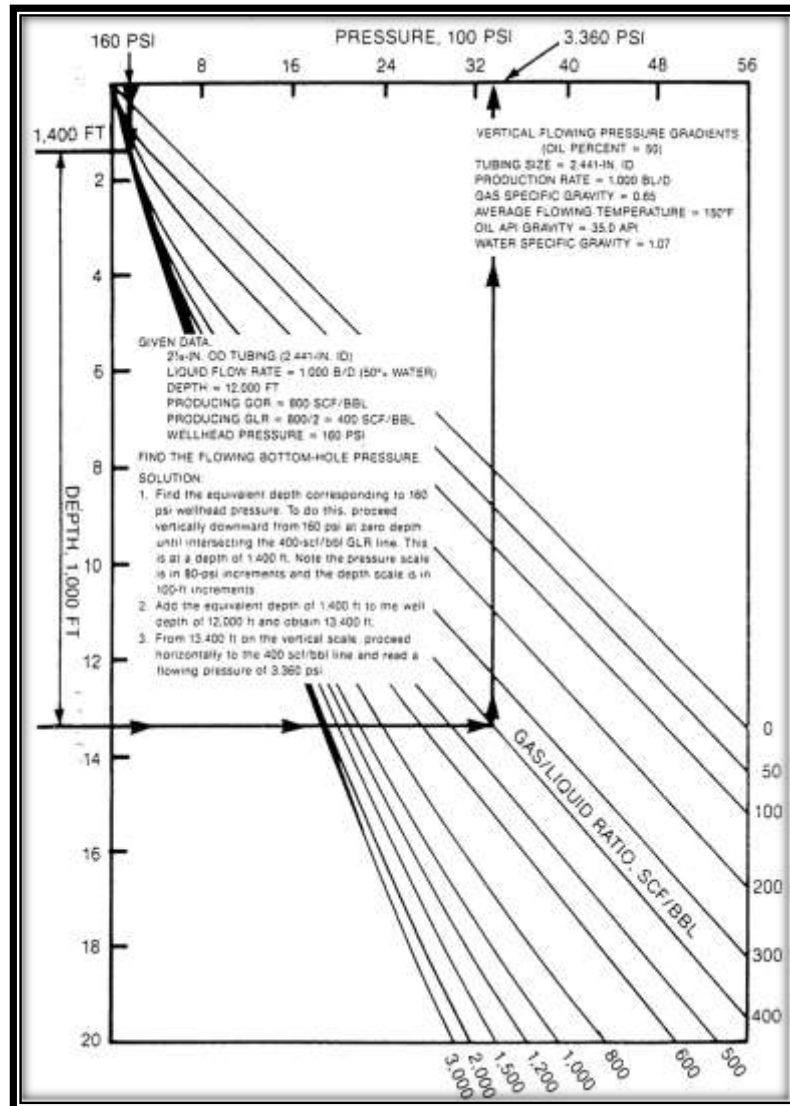


Gambar 3.3. Kurva IPR Aliran Tiga Fasa ³⁾

3.1.6 Outflow Performance Relationship

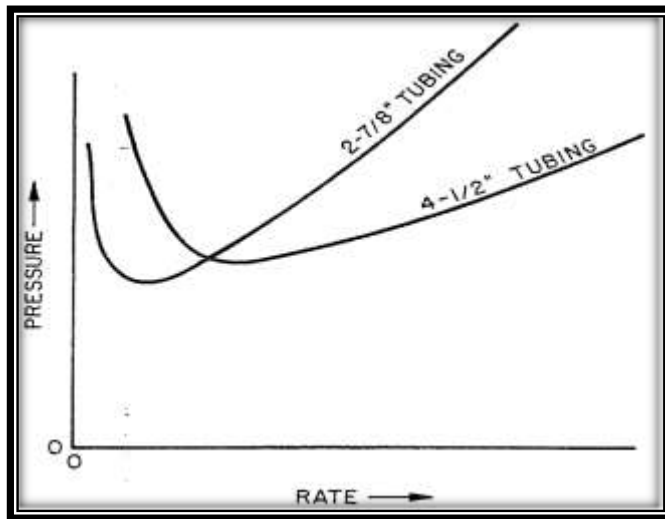
Outflow Performance Relationship dikenal dengan berbagai macam nama, ada yang menyebutnya dengan *Tubing Intake* atau *Tubing Performance Relationship*. Dengan mengetahui kondisi OPR, dapat dilihat performa sumur pada beberapa kondisi permukaan. Dengan menghubungkannya terhadap kurva IPR maka akan didapat suatu performa sumur dengan keadaan pada kondisi permukaan-permukaan tertentu.

Salah satu penggunaan OPR adalah untuk mengetahui ukuran *choke* serta tekanan pada wellhead yang cocok digunakan pada suatu sumur dengan keadaan IPR tertentu untuk mendapatkan laju produksi yang optimum. Cara untuk membuat kurva OPR dapat dilihat pada Gambar 3.4.



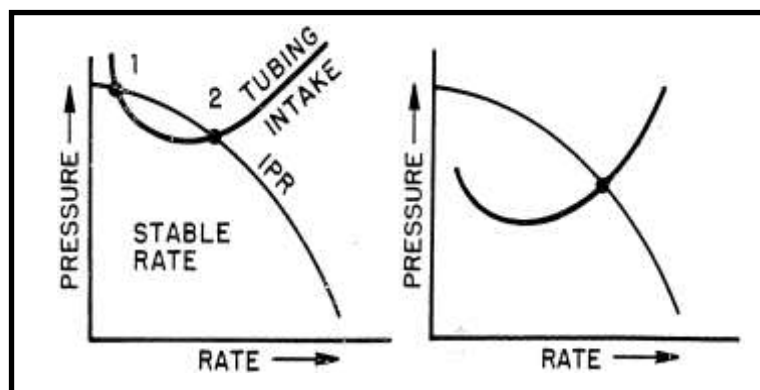
Gambar 3.4. Mencari nilai Pwf dengan Kurva Vertical Flowing Pressure Gradient ³⁾

Dengan menggunakan beberapa laju alir, plotkan titik yang didapat dari cara diatas pada grafik Tekanan (P) terhadap Laju alir (Q). Maka akan didapatkan plot sebagai berikut:



Gambar 3.5. Kurva Outflow Performance Relationship ³⁾

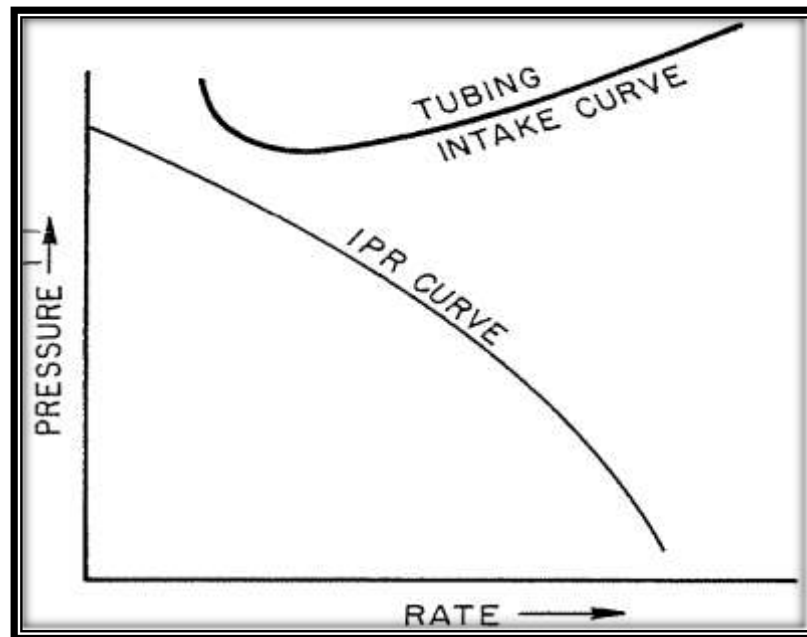
Dengan menggabungkan kurva IPR dan kurva OPR akan terlihat performa produktivitas suatu sumur. Untuk itulah kedua kurva ini sangat penting digunakan agar tidak terjadi kesalahan dalam pemilihan ukuran peralatan produksi yang akan digunakan terhadap suatu sumur. Untuk beberapa contoh hubungan kurva IPR dan kurva OPR dapat dilihat pada gambar-gambar berikut.



Gambar 3.6. Kondisi Aliran Produksi Stabil ³⁾

Jika didapatkan kondisi seperti Gambar 3.7, maka dapat dikatakan bahwa sumur tersebut mati karena tidak ada fluida yang dapat terproduksi dari sumur tersebut. Pada keadaan seperti ini penyebabnya bisa jadi beberapa hal, misalnya ukuran tubing tidak sesuai dengan kondisi sumur atau sumur tersebut telah

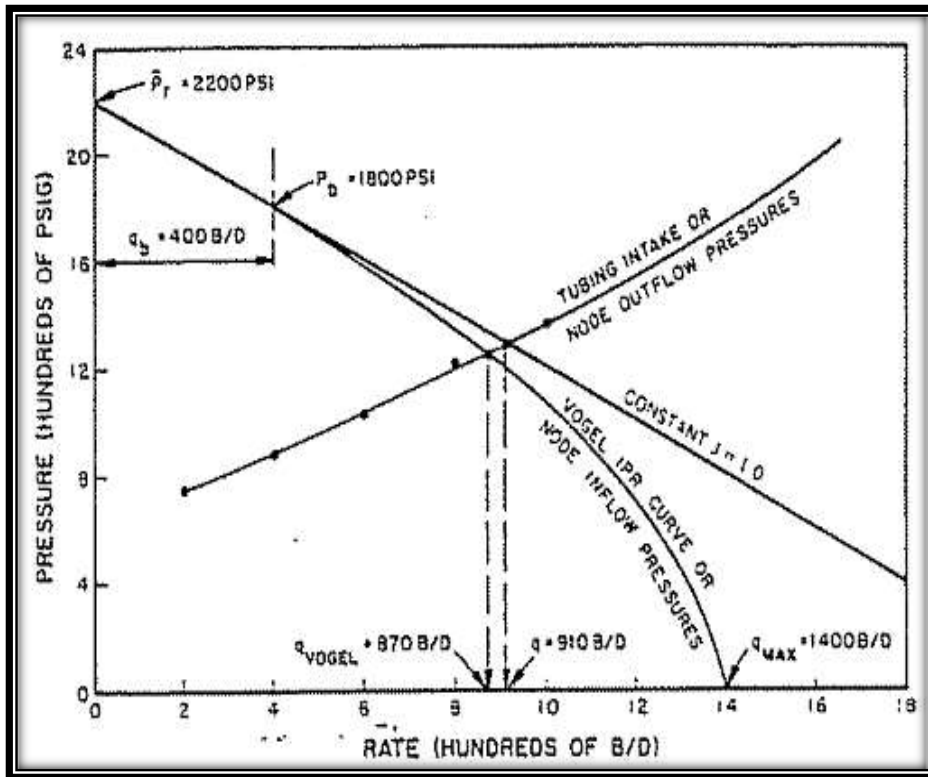
beberapa waktu berproduksi dan mengalami penurunan tekanan, sehingga kondisi dimana sebelumnya sumur dapat terproduksi dengan baik namun karena mengalami penurunan tekanan, fluida produksi tidak dapat naik ke permukaan. Jika dengan kondisi demikian, pada saat inilah *artificial lift* mulai digunakan.



Gambar 3.7. Kondisi Tidak Ada Aliran³⁾

3.1.7 Analisa Nodal di Berbagai Titik

Analisa sistem nodal merupakan suatu sistem pendekatan untuk optimasi sumur minyak dan gas dengan cara mengevaluasi secara menyeluruh. Nodal merupakan titik pertemuan antara dua komponen dan pada titik pertemuan tersebut secara fisik akan terjadi kesetimbangan dalam bentuk kesetimbangan masa fluida yang mengalir ataupun kesetimbangan tekanan. Analisa sistem nodal ini dilakukan dengan membuat diagram tekanan laju produksi yang merupakan grafik yang menghubungkan antara perubahan tekanan dan laju produksi untuk setiap komponen, menghasilkan perpotongan kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)* dan *Outflow Performance Relationship (OPR)*, perpotongan kedua kurva tersebut akan menghasilkan laju produksi optimum seperti yang terlihat pada Gambar 3.8.



Gambar 3.8. Kurva Performa Nodal Analysis ³⁾

Dengan adanya pilihan titik nodal dan berdasarkan fasilitas serta ketersediaan peralatan penunjang di lapangan dapat memberikan referensi dan informasi apa yang harus dilakukan di sumur tersebut agar mendapatkan rate produksi optimum. Berikut empat lokasi titik nodal yang umum sering digunakan:

1. Titik nodal di dasar sumur.

Merupakan pertemuan antara komponen formasi produktif/*reservoir* dengan komponen *tubing* apabila kompleksi sumur adalah *open hole* atau pertemuan antara komponen *tubing* dengan komponen kompleksi yang diperforasi atau ber-*gravel pack*.

2. Titik nodal di kepala sumur.

Merupakan pertemuan antara komponen *tubing* dan pipa salur dalam hal sumur tidak dilengkapi dengan jepitan atau merupakan pertemuan komponen *tubing* dengan komponen jepitan bila sumur dilengkapi jepitan.

3. Titik nodal di *separator*.

Merupakan pertemuan antara komponen pipa salur dengan komponen *separator*.

4. Titik nodal di *upstream* dan *downstream* jepitan.

Sesuai dengan letak jepitan, titik nodal merupakan pertemuan antara komponen jepitan dengan komponen *tubing*, apabila jepitan dipasang di *tubing* sebagai *safety valve* atau pertemuan antara komponen *tubing* di permukaan dengan komponen jepitan apabila jepitan dipasang di kepala sumur.

Ketika sebuah jepitan diinstall pada sistem sumur (contohnya *safety valve* atau *choke*) maka akan memberikan pressure drop yang berpengaruh terhadap fungsi laju alir. Formula umum yang digunakan untuk menghitung tekanan yang berhubungan dengan aliran multifasa yang melewati choke telah dibuat oleh Gilbert. Berikut adalah persamaannya :

$$P_{wh} = \frac{435 R^{0,546} (q)}{S^{1,89}} \dots\dots\dots (3-11)$$

Dimana :

P_{wh} = Wellhead Pressure, psig

R = gas-liquid ratio, Mcf/bbl

q = *flow rate*, b/d

S = *choke bean diameter*

Gilbert mengembangkan persamaan ini dari data di California dan menyimpulkan bahwa persamaan ini valid selama *downstream pressure* kurang dari 70% dari *upstream pressure* atau rasio dari $P_d/P_{wh} \leq 0,7$. Persamaan ini cukup akurat untuk menentukan mengatur ukuran choke yang dibutuhkan di awal.

3.2 Simulator PROSPER (Production and System Performance Analysis)

PROSPER merupakan salah satu bagian simulator dari PETROLEUM EXPERT IPM Toolkit yang mensimulasikan dan memodelkan sumur-sumur produksi secara single well model. Simulator ini dapat membantu para engineer untuk mendesain dan optimasi performa produksi sumur sesuai data-data yang ada di lapangan dengan keadaan aktualnya (*natural flow* ataupun *artificial lift*).

Simulator ini menghasilkan hitungan yang seakurat mungkin dan sensitif terhadap berbagai parameter yang digunakan untuk setiap aspeknya seperti data PVT (karakteristik fluida), korelasi VLP (Vertical Lift Performance, untuk perhitungan flowline dan pressure loss pada tubing) dan IPR (Inflow Performance Relationship).

Permodelan masing-masing komponen secara terpisah dari sistem sumur produksi, seperti proses matching pada PVT, korelasi aliran multifasa dan IPR yang harus diselaraskan dengan data lapangan, tentunya dengan hasil model yang sangat akurat karena apabila model sudah sesuai dengan data lapangan akan digunakan untuk memproduksi dan membuat skenario produksi yang berbeda-beda dari model sumur tersebut.

Seperti halnya dalam simulator-simulator lain, secara garis besar PROSPER memiliki 3 tahap dalam permodelan performa sumur:

1. Penginputan data-data aktual
2. Validasi model dengan kondisi aktual
3. Simulasi beberapa skenario optimasi produksi

Dengan bantuan simulator ini, proses evaluasi dan perhitungan optimasi produksi dapat dilakukan dengan lebih cepat dan akurat.

3.2.1 Penginputan Data Aktual

Tahap ini adalah tahap dimana data-data utama yang berhubungan dengan sumur dimasukkan ke dalam simulator sesuai dengan kolom/isian yang tersedia. Data-data utama yang dimaksud adalah;

1. Pada kolom pertama yaitu kolom *Option Summary* (dilihat pada Gambar 3.9) data yang diinput:

- Jenis fluida produksi (gas/ kondesat/ oil)
- Metode simulator
- Jenis Sumur (produksi / *Injector*)
- Jenis *artificial lift* atau *natural flow*
- Jenis kompleksi sumur (*cased hole / open hole*)

System Summary (TApake choke0.5 rev11.Out)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description

Fluid: Oil and Water

Method: Black Oil

Separator: Single-Stage Separator

Emulsions: No

Hydrates: Disable Warning

Water Viscosity: Use Default Correlation

Viscosity Model: Newtonian Fluid

Calculation Type

Predict: Pressure and Temperature (offshore)

Model: Rough Approximation

Range: Full System

Output: Show calculating data

Well

Flow Type: Tubing Flow

Well Type: Producer

Well Completion

Type: Cased Hole

Sand Control: None

Artificial Lift

Method: None

Reservoir

Inflow Type: Single Branch

Gas Coning: No

User information

Company: Cico

Field: Sepinggan

Location: East Kalimantan

Well: Victor 13

Platform: Raisa

Analyst: Anders

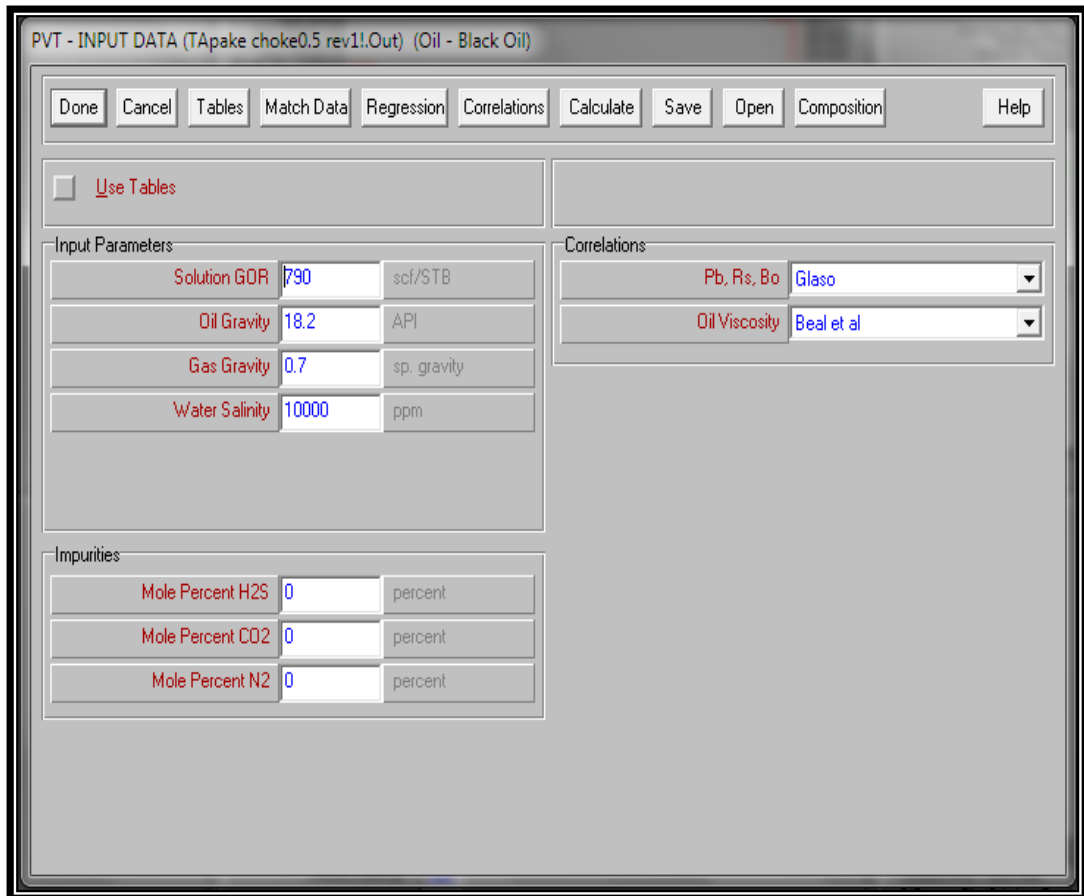
Date: Tuesday, July 28, 2015

Comments (Cntl-Enter for new line)

Gambar 3.9. Tampilan *Option Summary* pada PROSPER⁵⁾

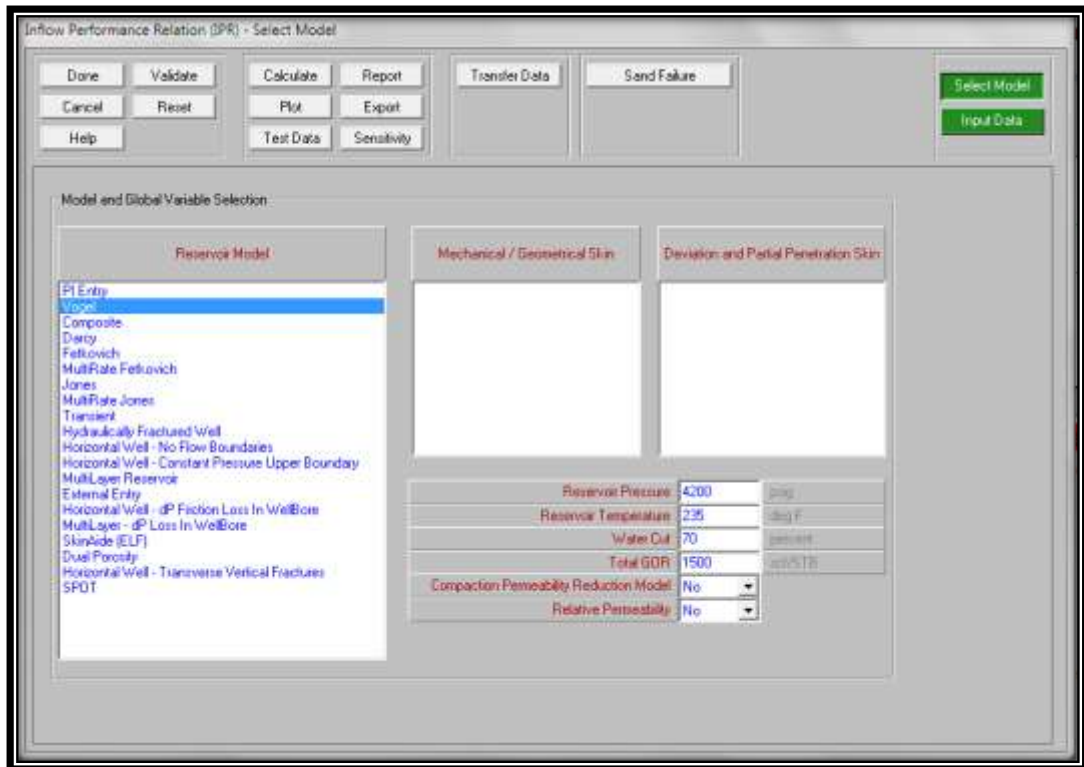
2. Kolom kedua yaitu PVT Data, data yang diinput:

- Harga GOR
- *Oil Gravity*(⁰API) dan *gas gravity*
- *Water salinity*
- Gas-gas *impurities* (jika ada)

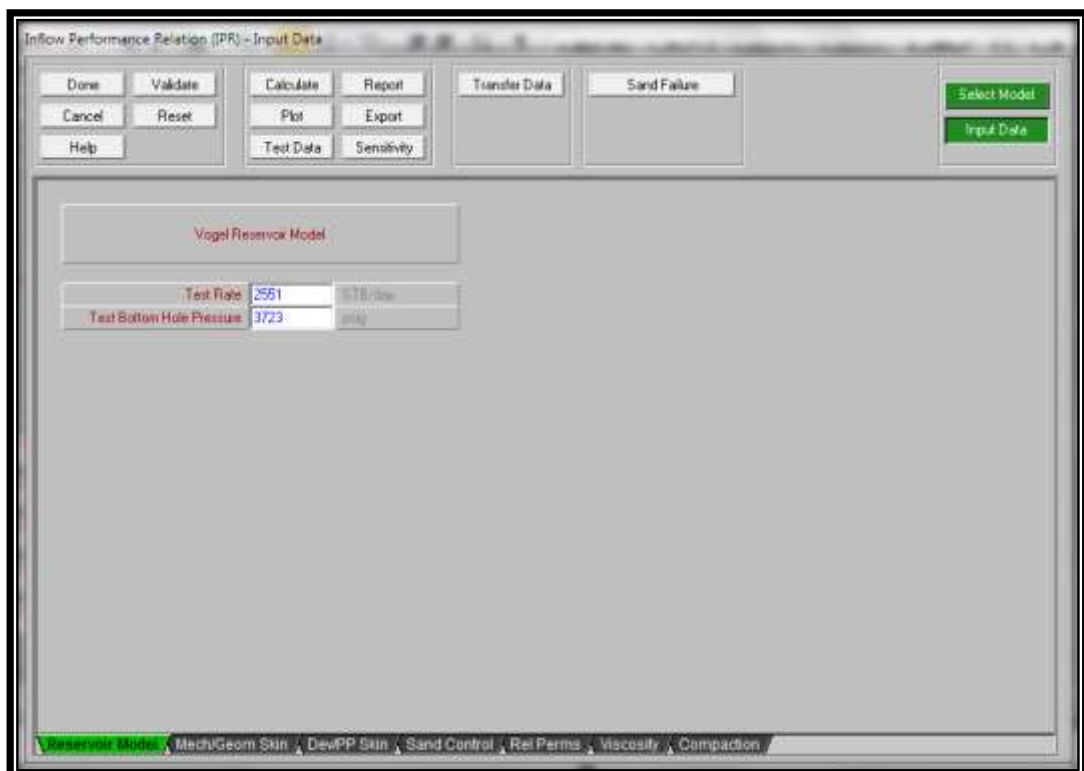


Gambar 3.10. Tampilan PVT Data pada PROSPER ⁵⁾

3. Kolom ketiga yaitu IPR (*Inflow Performance Relationship*) Data dengan memilih metode yang digunakan terlebih dahulu seperti PI *Entry*, Vogel, Darcy dll, sesuai dengan batasan-batasan yang ada. Data yang diinput:
- Tekanan reservoir (P_r)
 - Temperatur reservoir
 - *Water cut*
 - Tekanan alir dasar sumur (P_{wf})
 - *Rate* actual sumur

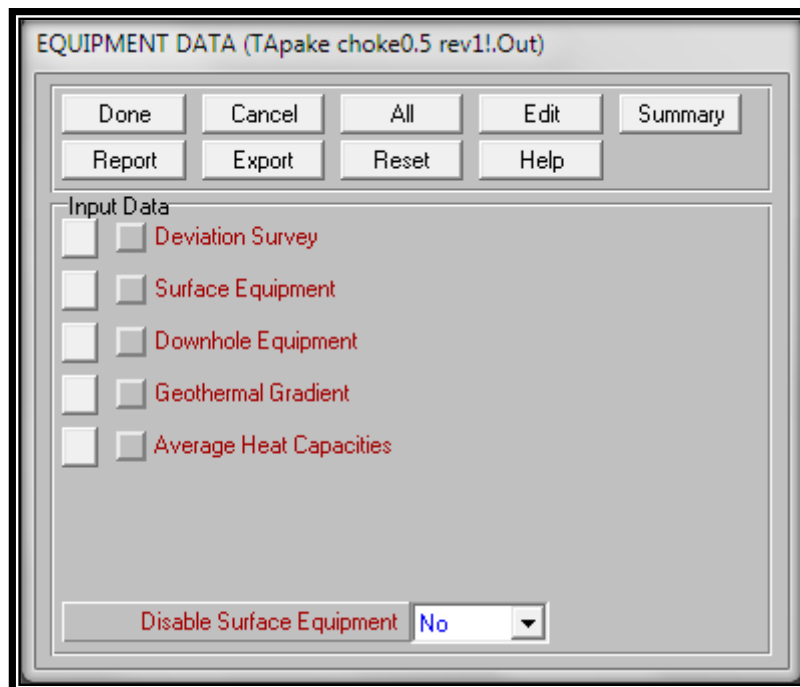


Gambar 3.11. Tampilan IPR Data (*Select Model*) pada PROSPER ⁵⁾



Gambar 3.12. Tampilan IPR Data (*Input Data*) pada PROSPER ⁵⁾

4. Kolom keempat yaitu kolom *Equipment Data*, data yang diinput yaitu:
- Data deviasi sumur (tegak atau miring)
 - Data peralatan permukaan (*choke* dan pipa beserta ukurannya)
 - Data peralatan bawah permukaan (*tubing* dan *casing* beserta ukurannya)
 - Data gradient temperature



Gambar 3.13. Tampilan *Equipment Data* pada PROSPER ⁵⁾

3.2.2 Validasi Model

Berdasarkan data-data diatas, simulator akan dapat memodelkan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) sumur yang bersangkutan, berikutnya untuk mengetahui performa produksi sumur, maka dibutuhkan kurva VLP (*Vertical Lift Performance*) dari sumur tersebut. VLP akan dibangun sesuai dengan data diatas dengan penambahan harga tekanan alir kepala sumur. Perpotongan kedua kurva tersebut adalah kondisi *rate* dan tekanan sumur tersebut berproduksi.

Model yang didapat sesuai dengan data produksi tentunya harus divalidasi terlebih dahulu. Validasi adalah proses perbandingan model dengan kondisi aktual di lapangan. Validasi dapat dilakukan dengan memperhatikan / membandingkan parameter utama, yaitu laju alir aktualnya, jadi jika laju alir pada model kurang lebih sama dengan kondisi aktual, maka model yang dibuat dapat dikatakan *valid*.

3.2.3 Evaluasi dan Optimasi Produksi

Model yang didapatkan jika sudah *valid* atau sesuai dengan kondisi aktual, maka proses evaluasi dan optimasi dapat dilakukan pada sumur tersebut. Banyak parameter yang dapat dianalisa dengan menggunakan simulator produksi PROSPER sehingga dapat diketahui langkah-langkah apa saja yang akan dilakukan dalam meningkatkan laju produksi sumur tersebut.