

PERAMALAN KURVA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)
SUMUR GAS KERING BERDASARKAN PERMODELAN DATA LAPANGAN

TUGAS AKHIR

Oleh :

BENEDICTA NANDA KUSUMA PRATIWI

NIM 12205018

Diajukan untuk memenuhi salah satu persyaratan untuk
mendapatkan gelar
SARJANA TEKNIK
pada Program Studi Teknik Perminyakan
Fakultas Teknik Pertambangan Dan Perminyakan
Institut Teknologi Bandung



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK PERTAMBANGAN DAN PERMINYAKAN
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG
2009

**PERAMALAN KURVA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)
SUMUR GAS KERING BERDASARKAN PERMODELAN DATA LAPANGAN**

TUGAS AKHIR

Oleh :

BENEDICTA NANDA KUSUMA PRATIWI

NIM 12205018

Diajukan untuk memenuhi salah satu persyaratan untuk
mendapatkan gelar
SARJANA TEKNIK
pada Program Studi Teknik Perminyakan
Fakultas Teknik Pertambangan Dan Perminyakan
Institut Teknologi Bandung

Disetujui oleh:

Pembimbing,

Dr. Ir. Pudjo Sukarno

Peramalan Kurva IPR (Inflow Performance Relationship) Sumur Gas Kering Berdasarkan Permodelan Data Lapangan

Benedicta Nanda Kusuma Pratiwi
Ir. Pudjo Sukarno, PhD

Sari

Untuk menyusun sebuah IPR, (*Inflow Performance Relationship*) perlu dilakukan sebuah tes terlebih dahulu untuk mengetahui sebuah nilai tekanan dan laju alir fluida yang dihasilkan sumur. Namun, dengan dilakukannya prediksi IPR, penulis tidak perlu lagi melakukan tes terlebih dahulu untuk menyusun sebuah IPR. Sumur pada tugas akhir ini adalah *sumur gas kering*. Untuk melakukan prediksi tersebut, perlu disusun sebuah IPR dari periode sebelumnya di mana telah dilakukan tes dan diketahui datanya. Sebelumnya, dibutuhkan proses *permodelan sumur* menggunakan software berdasarkan data lapanagan. Dengan demikian, diharapkan, IPR dapat disusun tanpa harus melakukan tes pada sumur terlebih dahulu. Penyusun menggunakan software IPM MBAL dan ECLIPSE untuk mengerjakan tugas akhir ini.

Kata kunci : Inflow Performance Relationship, sumur gas kering, permodellen sumur

Abstract

To build an *IPR* (*Inflow Performance Relationship*), a test has to be run to get a value of pressure and rate of a well. But, with an IPR prediction, we don't have to run a test to get a value of pressure and fluid rate of a well. The well type in this final assignment is a dry gas well. To do the IPR prediction, IPRs from previous periods have to be built, whose pressure and rate data have been obtained. Before, we need to do the well modeling using software using field data. So, with this prediction, a well test doesn't have to be run to build an IPR. The writer used IPM MBAL and ECLIPSE software to do this final assignment.

Keywords : Inflow Performance Relationship, dry gas well, well modeling

I. PENDAHULUAN

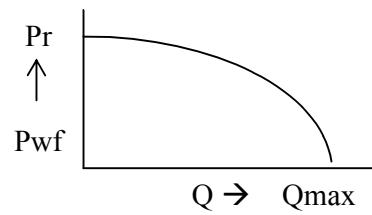
Pada teknik produksi, terdapat berbagai macam persamaan IPR, tergantung dari jenis fluida dan fasanya. Namun, kadang, persamaan-persamaan IPR tersebut bersifat hipotetik dan kurang cocok/akurat untuk diterapkan pada suatu lapangan. Pada tugas akhir ini, penulis mencoba membuat persamaan IPR khusus untuk sebuah sumur pada suatu lapangan, yaitu sumur gas kering VAIO 43 . Pada tugas akhir ini, akan dibahas juga mengenai peramalan IPR bagi sumur VAIO 43.

Setelah data lapangan dikumpulkan dan diolah, sumur dimodelkan. Setelah model sumur dinilai valid melalui inisialisasi dan history matching, model sumur tersebut digunakan untuk pengembangan dan peramalan IPR. Setelah IPR sumur dihasilkan, dibuatlah beberapa plot untuk keperluan peramalan IPR mendatang. Plot-plot tersebut diuji validitasnya agar diketahui sampai sejauh mana peramalan dapat diterapkan. Penulis juga memberi contoh predisi IPR pada akhir bagian dari Tugas Akhir ini.

II. TEORI DASAR

Inflow Performance Relationship adalah grafik atau persamaan yang menunjukkan kinerja sebuah sumur dengan hubungan antara tekanan dan laju alir fluida yang dihasilkan oleh sumur.

Salah satu jenis IPR yang umum adalah IPR dengan nodal pada dasar sumur. Jadi, yang diplot adalah hubungan antara tekanan dasar sumur (Pwf) dan laju alir fluida (Q). Pada umumnya, bentuk IPR yang dihasilkan adalah seperti berikut :



Gambar 1 – IPR

Hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju produksi dapat dinyatakan dengan persamaan¹⁾:

$$P_{wf} = aQ^2 + bQ + c \dots \dots \dots (1)$$

Dan jika ditulis dalam format IPR tak berdimensi pada umumnya menjadi persamaan²⁾:

$$\left(\frac{Q}{Q_{\max}} \right) = x \left(\frac{Pwf}{Pr} \right)^2 + y \left(\frac{Pwf}{Pr} \right) + 1 \dots\dots\dots(2)$$

Jadi, untuk menyusun persamaan IPR tersebut, ada variabel yang harus diketahui, yaitu tekanan reservoir, dan dua buah data tes berupa

pasangan tekanan dasar sumur dan laju alir. Jika semuanya telah didapat, maka nilai konstanta a, b, c dapat diperoleh.

Pada tugas ini, IPR bukan disusun dengan melakukan tes pada sumur, melainkan diprediksi dengan menggunakan IPR pada periode sebelumnya. Dengan demikian, diharapkan, IPR dapat disusun tanpa harus melakukan tes pada sumur terlebih dahulu

III. DATA & PENGOLAHAN

Bagian ini dibagi menjadi dua bagian, yaitu bagian data dan bagian pengolahan. Bagian data membahas data tersedia yang perlu disiapkan untuk membangun model sumur, sedangkan bagian pengolahan membahas perhitungan lanjutan dari data, agar menjadi data baru yang akan dimasukkan sebagai data observasi.

Data

Dimensi sumur :

$$\begin{aligned} \text{Radius sumur} &= 0.5 \text{ ft} \\ \text{Kedalaman} &= 1281 \text{ ft} \end{aligned}$$

Dimensi reservoir :

Bentuk reservoir = silindris

Tebal reservoir = 20 ft

Drainage radius = dihitung pada bagian pengolahan data

Properti Batuan :

$$\begin{aligned} \text{Porositas} &= 0.2 \\ \text{Swi} &= 0.4 \\ \text{Sgirr} &= 0.05 \\ \text{Permeabilitas} &= \text{diprediksi pada history matching (bagian validasi model)} \end{aligned}$$

Properti Fluida :

$$\begin{aligned} \text{Bgi} &= 0.025366 \text{ rcf/scf} \\ \text{Gas gravity} &= 0.5857 \\ \text{Salinity (kadar NaCl)} &= 0.01 \\ \text{Fraksi NO}_2 &= 0.0177 \\ \text{Fraksi CO}_2 &= 0.0047 \\ \text{Temperature} &= 166^{\circ}\text{F} \\ \text{Tekanan awal reservoir} &= 666.274 \text{ psi} \end{aligned}$$

Data Tekanan :

8 November 1987 = 650 psi

31 Januari 1993 = 550 psi

Data Produksi : dapat dilihat pada lampiran.

Pengolahan

Ekstrapolasi Data Tekanan

Untuk data tekanan, karena hanya terdapat dua buah titik (karena jarangnya dilakukan tes sumur), maka dilakukanlah ekstrapolasi untuk melengkapi data yang kurang. Diasumsikan bahwa sumur VARIO 43 tidak mengalami workover apapun yang dapat mempengaruhi tekanan. Kurun waktu yang dinilai singkat (1987-1997) dinilai cukup singkat sehingga ekstrapolasi linear dapat dilakukan.

Ekstrapolasi linear terhadap tekanan dilakukan dengan rumusan berikut:

Diketahui dua buah data tekanan dasar sumur VARIO 43(well tekanan dasar sumur) :

$$\begin{aligned} 8 \text{ November 1987 (x1)} &= 650 \text{ psi (y1)} \\ 31 \text{ Januari 1993 (x2)} &= 550 \text{ psi (y2)} \end{aligned}$$

Tanggal tertentu yang diketahui (x3).

Dicari :

Tekanan dasar sumur pada tanggal tertentu yang diketahui (y3) Maka :

$$y_3 = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x_3 - x_1) + y_1 \dots \dots \dots (3)$$

Tabel 1- Tekanan Reservoir

Tanggal	Tekanan (psi)
8-Nov-1987	650
31-Jan-1993	550
1-Jan-1987	666.27
1-Feb-1988	645.55
1-Jan-1989	628.02
1-Jan-1990	608.92
1-Jan-1991	589.82
1-Jan-1992	570.72
1-Jan-1993	551.57
1-Jan-1994	532.47
1-Jan-1995	513.37
1-Jan-1996	494.27

Pengolahan Data Produksi

Untuk menghasilkan titik data dengan periode tahunan, data produksi perlu diolah. Produksi Kumulatif perlu dihitung. Maka, dihasilkanlah pasangan titik berupa tekanan reservoir dan produksi kumulatifnya, data ini yang akan dipakai dan dimasukkan ke software IPM MBAL

Tabel 2 – Tekanan Reservoir & Produksi Kumulatif Per Periode

Tanggal	Tekanan psi	Prod. Kum MMscf
1/1/1987	666.27	0.00
2/1/1988	645.55	313.90
1/1/1989	628.02	635.49
1/1/1990	608.92	878.82
1/1/1991	589.82	1146.72
1/1/1992	570.72	1468.28
1/1/1993	551.57	1873.62
1/1/1994	532.47	2269.94
1/1/1995	513.37	2624.52
1/1/1996	494.27	2961.56

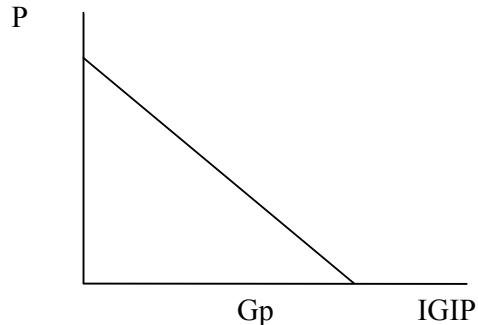
Sedangkan data yang dimasukkan ke software ECLISE adalah data berupa tekanan dan data laju alir rata-rata per periode. Laju alir rata-rata per periode diperoleh dengan cara membagi produksi kumulatif per periode dengan lamanya periode (biasanya satu tahun) :

Tabel 3 – Rate Rata-Rata Per Periode

Tanggal	Tekanan psi	Laju alir rata2 (Mscfd)
1/1/1987	666.27	1046.32
2/1/1988	645.55	1071.99
1/1/1989	628.02	675.90
1/1/1990	608.92	744.19
1/1/1991	589.82	893.22
1/1/1992	570.72	1125.94
1/1/1993	551.57	1100.88
1/1/1994	532.47	984.95
1/1/1995	513.37	936.21
1/1/1996	494.27	881.88

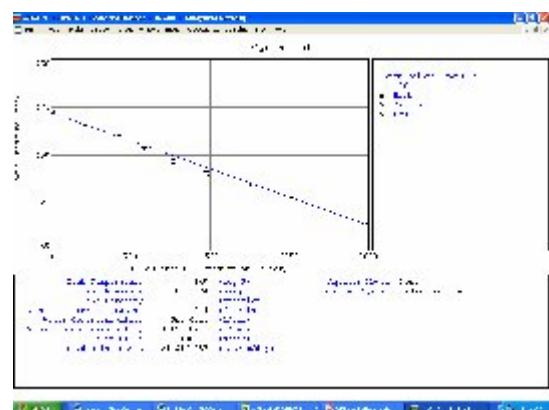
Perhitungan Volume Awal Gas (IGIP) pada MBAL

IGIP dapat diperkirakan dengan cara berikut. Seperti penulis ketahui, dengan terus menerusnya sumur gas diproduksi, maka tekanan reservoir pun akan turun. Apabila diproduksi terus hingga habis, dalam arti tekanan reservoir gas mencapai nilai nol, maka nilai produksi kumulatif pun mencapai puncaknya, yaitu sama dengan cadangan gas awal. Jadi, dibuatlah plot antara tekanan reservoir dan produksi kumulatif :



Gambar 2 – Tekanan Reservoir vs Produksi Kumulatif

Setelah dilakukan input data dan perhitungan pada MBAL, nilai IGIP yang diperoleh adalah 11802.9 MMscf.



Gambar 3 – Tekanan Reservoir vs Produksi Kumulatif pada IPM MBAL

Perhitungan Drainage Radius Reservoir

Seperti yang penulis lihat di atas, belum terdapat data drainage radius reservoir karena untuk mengetahuinya, penulis tidak dapat dengan langsung mengasumsikan nilainya, penulis perlu mengetahui IGIP terlebih dahulu agar dihasilkan sebuah dimensi reservoir yang benar-benar tepat untuk premodelan. IGIP dapat dihitung dengan persamaan²⁾:

(Craft&Hawkins, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*)

Maka :

$$r_e = \sqrt{\frac{IGIP \times Bg_i}{\pi \times h \times \phi \times (1 - Sw_i)}} \dots \dots \dots (6)$$

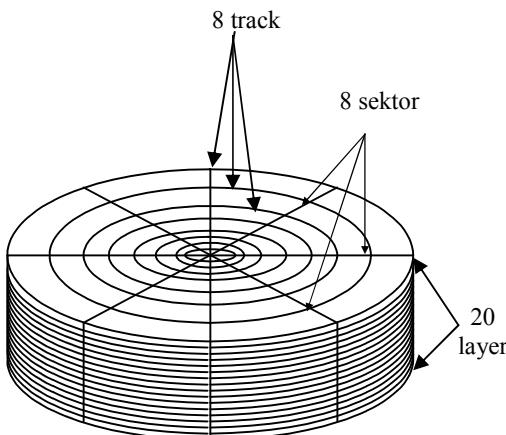
setelah variabel-variabel dimasukkan, didapatkan drainage radius sebesar 6301.17 ft.

IV. PEMODELAN SUMUR

Penulis membuat dua buah model untuk keperluan berbeda. Model pertama berupa silinder utuh yang digunakan untuk history matching. Sedangkan mdel kedua adalah seperdelapan dari model pertama yang digunakan untuk pengembangan IPR. Model pertama dapat dibagi menjadi delapan karena diasumsikan bersifat homogen.

Model Pertama

Penyusun membuat 2 buah model untuk keperluan yang berbeda. Model pertama berupa silinder utuh yang dibagi sumur menjadi 20 layer ke bawah, 8 sektor yang masing-masing sektornya sebesar 45° , dan 8 track (keliling) dengan jari-jari yang membesar secara logaritmik. Jadi, jumlah blok keseluruhan dari model ini adalah 1280 blok. Pada model radial, R (track/keliling) menggantikan X, θ (sektor) menggantikan Y. Model ini terdiri dari 1 region saja. Model ini dipakai untuk keperluan inisialisasi dan history matching, yaitu mencari nilai-nilai yang belum diketahui dengan data-data riwayat sumur yang diketahui sebagai patokannya.



Gambar 4 – Model Pertama

Keterangan model :

Keterangan model : Sudut per sektor = 45°

Sudut per sektor = 45°
Ketebalan satu layer ≡ 1 ft

Ketebalan satu lapisan = 1 mm
(Untuk melihat tampilan model pada software ECLIPSE silakan lihat lampiran)

Sedangkan untuk dimensi radius secara logaritmik terdapat suatu ketentuan⁴⁾:

$$\frac{R_i}{R_{i-1}} = \left(\frac{OUTRAD}{R_{I_i-1}} \right)^{\frac{1}{NR-i_l}} \dots \dots \dots \quad (7)$$

(Schlumberger, *Eclipse Software Manual*)

Jika yang diketahui hanya inner radius (INRAD) dan radius terluar (OUTRAD), maka radius-radius di atas dihitung dengan $i_l = 1$ dan $R_o = INRAD$.

Jika jari-jari sumur = 0.5 ft, drainage radius reservoir 6301.1682 ft, dan reservoir dibagi menjadi 8 track, maka :

INRAD = 0.5 ft
OUTRAD = 6301.17 ft
NR = 8

Namun, untuk mencegah terjadinya error perhitungan pada software ECLIPSE karena selisih ukuran antar grid block yang mencolok akibat terlalu kecilnya R_o , maka nilai R_o diubah menjadi 5 ft. Dengan demikian, hasil perhitungannya adalah :

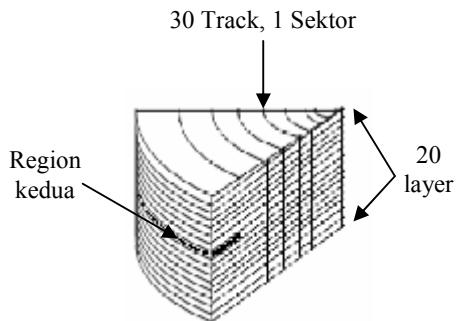
Tabel 4 – Radius Grid Model Pertama

i	R _i	Dr _i
0	5.00	5.00
1	13.86	8.86
2	38.44	24.58
3	106.59	68.15
4	295.57	188.97
5	819.55	523.99
6	2272.48	1452.92
7	6301.17	4028.69
Jumlah		6301.17

Model Kedua

Selain model di atas, penyusun juga membuat model kedua untuk keperluan pengembangan IPR. Model kedua adalah 1/8 silinder (45°) dengan 20 layer dan 30 track dengan jari-jari yang membesar secara logaritmik. Jadi, jumlah blok keseluruhan dari model ini adalah 600 blok. Model ini terdiri dari 2 region. Region pertama mencapai hampir keseluruhan reservoir. Sedangkan region kedua adalah sebuah blok yang terletak di ujung paling luar, pada layer kesepuluh (diwarnai hitam) Tracknya juga diperbanyak, untuk keakuratan. Region kedua dibuat untuk melihat perubahan tekanan yang terjadi pada ujung reservoir. Model ini berasal dari model awal yang dibagi jadi delapan. Karena properti reservoir adalah homogen, tidak menjadi masalah jika hanya 1/8-nya saja yang dimodelkan. Model ini dibagi delapan agar waktu perhitungan berlangsung lebih cepat.

mengingat bertambah banyaknya track. Sebab, waktu perhitungan akan lebih cepat bila jumlah blok pada model lebih sedikit.



Gambar 5 – Model Kedua

Keterangan model :

$$\text{Sudut sektor} = 45^\circ$$

$$\text{Ketebalan satu layer} = 1 \text{ ft}$$

(Untuk melihat tampilan model pada softwae ECLIPSE, silakan lihat lampiran)

Jika jari-jari sumur = 0.5 ft, drainage radius reservoir 6301.182 ft, dan reservoir dibagi menjadi 30 track, maka :

$$\text{INRAD} = 0.5 \text{ ft}$$

$$\text{OUTRAD} = 6301.17 \text{ ft}$$

$$\text{NR} = 30$$

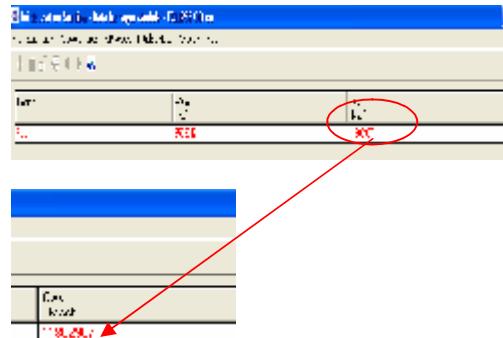
Setelah dimasukkan ke dalam persamaan (7) dan (8), didapatkan hasil : Tabel 5

V. UJI VALIDASI MODEL SUMUR

Uji validasi sumur meliputi dua tahap, yaitu inisialisasi dan history matching. Inisialisasi adalah penghitungan IGIP pada model yang telah dibangun pada ECLIPSE. Jika telah sesuai dengan yang diperoleh pada perhitungan sebelumnya pada IPM MBAL, maka model sudah benar. Sedangkan history matching adalah proses pencocokan hasil simulasi dengan data observasi lapangan. Hal ini bertujuan Dari sini dapat diketahui nilai variable yang sebelumnya belum diketahui, seperti permeabilitas. Selain itu, dari tahap history matching juga dapat diketahui adanya akuifer yang membantu menyokong tekanan sumur.

Inisialisasi

Tahap inisialisasi adalah tahap mencocokkan IGIP pada software ECLIPSE. Setelah data diinput dan sumur serta reservoir dimodelkan, dilakukanlah penghitungan volume oleh ECLIPSE.



Gambar 6 – Inisialisasi pada ECLIPSE

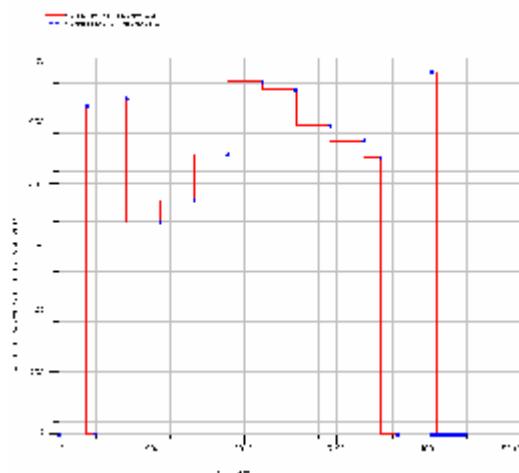
Dari gambar di atas, dapat dilihat bahwa volume pada inisialisasi sudah cocok dengan yang diharapkan (11802907 Mscf), yaitu sesuai dengan hasil perhitungan pada IPM MBAL sebesar 11802.9 MMscf. Perlu diingat, untuk tahap inisialisasi, yang digunakan adalah model pertama.

Tabel 5 –Radius Ruas model Kedua

i	R _i	D _{r_i}
0	0.50	0.50
1	0.69	0.19
2	0.96	0.27
3	1.33	0.37
4	1.84	0.51
5	2.55	0.71
6	3.53	0.98
7	4.88	1.36
8	6.76	1.88
9	9.37	2.60
10	12.97	3.60
11	17.96	4.99
12	24.87	6.91
13	34.44	9.57
14	47.70	13.25
15	66.05	18.36
16	91.47	25.42
17	126.67	35.20
18	175.42	48.75
19	242.93	67.51
20	336.41	93.48
21	465.87	129.46
22	645.14	179.28
23	893.41	248.27
24	1237.22	343.81
25	1713.33	476.11
26	2372.67	659.33
27	3285.73	913.06
28	4550.16	1264.43
29	6301.17	1751.01
Jumlah		6301.17

History Matching

History matching adalah bagian sangat penting dari simulasi. Dalam history matching, penulis berusaha untuk membuat bagaimana sedemikian hingga garis-garis hasil simulasi dapat berhimpit dengan garis atau titik-titik data pada history-nya, dengan sebuah pengontrol/atau constraint tertentu. Constraint adalah suatu parameter dalam simulasi di mana simulator memakasakan agar nilai parameter historis berhimpit dengan nilai hasil simulasi. Pada tugas ini, constraint-nya adalah laju alir gas. Jadi, laju alir gas hasil simulasi dengan history-nya harus berhimpit. Jika belum berhimpit, berarti nilai permeabilitasnya terlalu kecil. Diperoleh permeabilitas sebesar 65 mD. Tahap ini juga berguna untuk mencari nilai permeabilitas karena tidak terdapat data tes sumur untuk menentukan permeabilitas sumur.



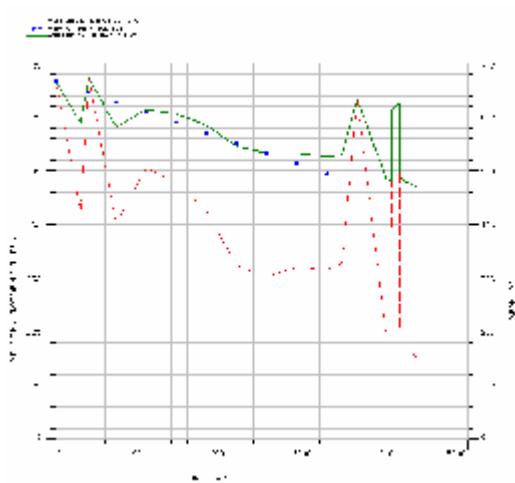
Gambar 8 – Laju Alir Gas

Keterangan gambar :

Titik = history laju alir gas

Garis = hasil simulasi laju alir gas

Selain rate, parameter lain yang perlu di-match adalah tekanan. Pada tugas ini, untuk memaintain tekanan, diperlukan bantuan aquifer dengan tebal 25 ft dan radius sebesar radius drainage reservoir, dan porositas serta permeabilias yang sama dengan reservoir. Aquifer terletak di bawah reservoir. Perlu dicatat juga, yang digunakan untuk history matching adalah model pertama.



Gambar 9 – Tekanan Reservoir dan Dasar Sumur

Keterangan gambar :

Titik-titik = histori tekanan reservoir

Garis utuh = hasil simulasi tekanan reservoir

Garis putus-putus= hasil simulasi tekanan dasar sumur

VI. PENGEMBANGAN IPR

Pada bab ini, penyusun akan menguraikan cara membuat Inflow Performance Relationship (IPR) Sumur VAIO 43. Pada dasarnya, membuat IPR dimulai dengan mendata pasangan P & Q. Prosedurnya adalah :

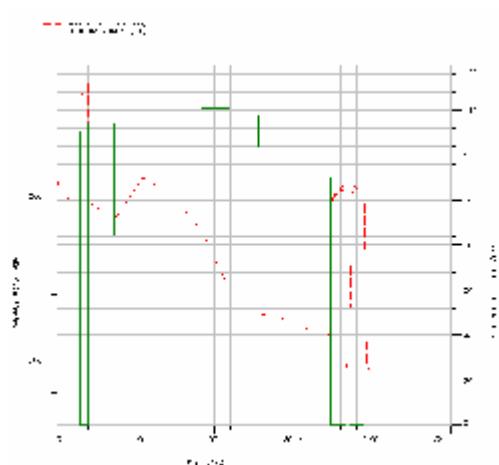
1. Memproduksikan sumur dalam kurun waktu tertentu.

Penyusun membuat 11 durasi waktu yang berbeda. Setiap durasi yang berbeda nilainya berbeda 1 tahun.

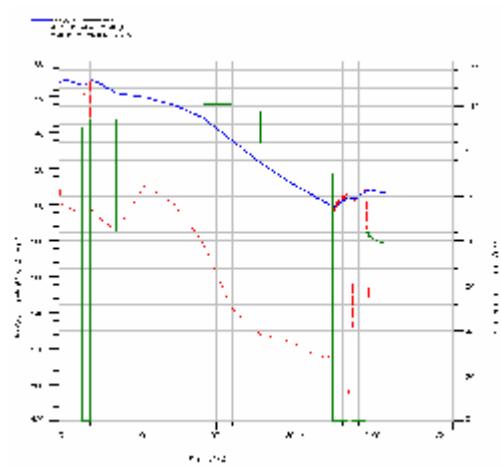
2. Membuild-up sumur selama enam bulan (karena reservoir berukuran besar, butuh waktu panjang untuk mencapai tekanan tertinggi, yaitu tekanan reservoir) dengan tujuan mendapatkan nilai tekanan reservoir dan mengalirkan kembali sumur dengan constraint berupa constant rate (tekanan dasar sumur).

Tahap ini dilakukan pada akhir periode. Pada tahap ini, yang dilakukan adalah forecasting atau peramalan. Tahap ini berbeda dengan tahap sebelumnya. Pada tahap sebelumnya, terdapat data rate serta tekanan dasar sumur sebagai patokan. Sedangkan pada tahap ini, produksi belum berjalan, hanya diramalkan saja berdasarkan constraint atau batasan tertentu. Constraint dapat berupa tekanan atau rate. Pada tahap no.2 ini, yang menjadi constraint adalah rate terakhir yang terdapat dalam data produksi.

3. Pada tahap ini dilakukan skenario seperti no.2, tetapi dengan constraint berupa constant pressure (tekanan dasar sumur) yang bernilai lebih kecil dari reservoir pressure. Tahap No.3 ini dilakukan sebanyak 10 kali dengan mengambil 10 nilai constraint yang berbeda, di mana nilainya lebih rendah dari reservoir pressure. Yang dilakukan selanjutnya adalah mencatat laju alir gas ketika pseudo steady time telah dicapai. Tercapainya pseudo steady state time yang telah dicapai dapat ditunjukkan dengan adanya penurunan tekanan reservoir pada boundary-nya. Laju alir gas dicatat ketika reservoir pressure pada batas reservoir mengalami sedikit penurunan (dalam tugas ini, penyusun mengambil nilai 0.1). Hal ini dilakukan pada setiap periode waktu pada langkah nomor 1.
4. Jadi, akan dihasilkan 11 buah IPR. Untuk satu buah IPR, penyusun melakukan waktu perhitungan sebanyak 10 kali (10 constraint berupa constant tekanan dasar sumur) untuk dicatat ratenya sehingga didapatkan 10 pasangan rate dengan tekanan dasar sumur untuk satu buah IPR. Jika ditotal, penyusun melakukan waktu perhitungan sebanyak 110 kali waktu perhitungan pada ECLIPSE untuk keperluan pengembangan IPR pada bab ini.



Gambar 10 - tahap no.1&2 periode 1987-1997



Gambar 11 - tahap no.3 periode 1987-1997

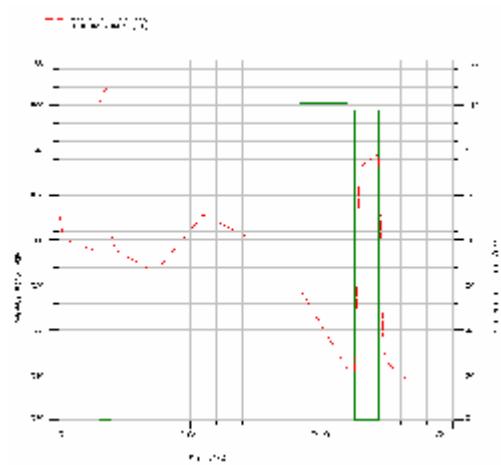
Keterangan gambar :

Garis utuh tebal = tekanan reservoir pada daerah ujung/boundary/ batas

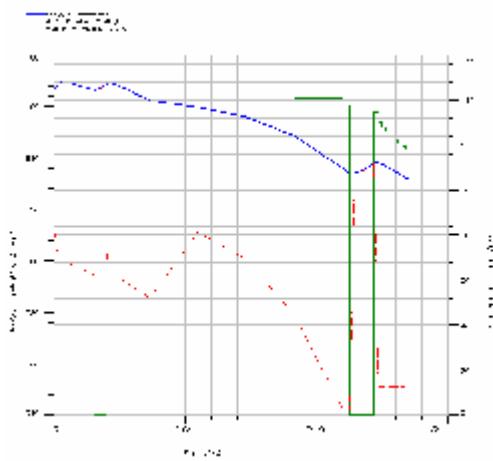
Garis putus-putus= tekanan dasar sumur

Garis utuh tipis = laju alir gas

Jika diperhatikan, pada akhir periode, ada perbedaan pada garis utuh tipis dan garis putus-putus. Pada tahap no.1&2, garis utuh tipis yang menggambarkan laju alir terlihat datar, konstan, sedangkan garis putus-putus yang menggambarkan tekanan dasar sumur terlihat tidak konstan. Hal ini dikarenakan laju alir yang menjadi constraint-nya. Sedangkan pada tahap no.3, yang terlihat adalah sebaliknya, ketika tekanan dasar sumur menjadi constraint



Gambar 12 - tahap no.1&2 periode 1987-1993

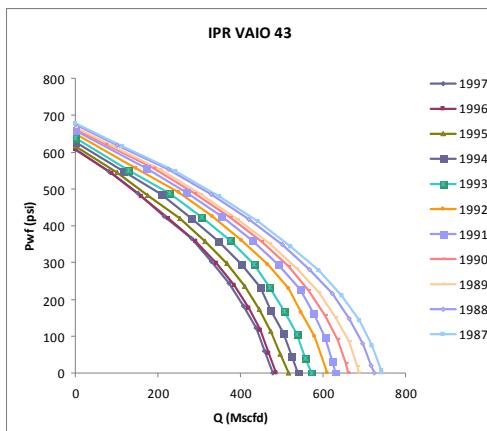


Gambar 13 - tahap no.3 periode 1987-1997

Keterangan gambar :
 Garis utuh tebal = tekanan reservoir pada daerah ujung/boundary/ batas
 Garis putus-putus= tekanan dasar sumur
 Garis utuh tipis = laju alir gas

Dapat dilihat bahwa jangka waktu pada grafik di atas lebih pendek, karena hanya mencakup tahun 1987-1993.

Berikut adalah hasilnya, sedangkan tabelnya dapat dilihat pada lampiran.



Gambar 14 – IPR 11 Periode

Dapat dilihat bahwa IPR paling kiri adalah IPR pada periode tahun 1987-1997, makin ke kanan, periodenya makin pendek. Jadi, yang paling kanan adalah IPR dengan periode paling pendek, yaitu hanya mencakup tahun 1987 saja. Dari IPR di atas dapat dilihat pula penurunan tekanan reservoir dari tahun ke tahun.

VII. PENERAPAN PREDIKSI IPR

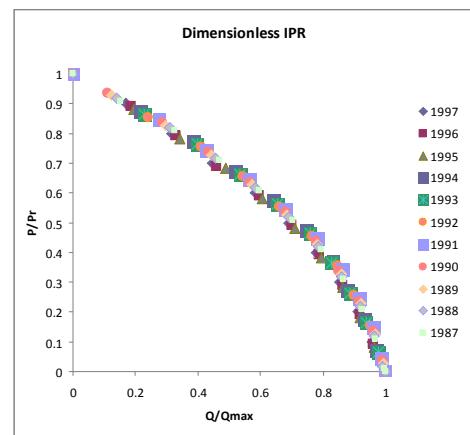
Untuk melakukan prediksi IPR, perlu disusun beberapa plot.

Plot Dimensionless IPR

Plot ini adalah kumpulan data Pwf/Pr vs Q/Qmax dari semua periode.

Tabel 6 – Laju Alir Maksimum dan Tekanan Reservoir

Tanggal	Pr (psi)	Qmax (Mscfd)
1/1/1987	676.60	742.56
1/1/1988	674.53	722.80
1/1/1989	667.00	686.19
1/1/1990	664.19	662.01
1/1/1991	659.30	630.77
1/1/1992	650.70	608.89
1/1/1993	638.00	662.01
1/1/1994	626.10	539.04
1/1/1995	616.37	516.03
1/1/1996	607.30	486.53
1/1/1997	608.20	479.00



Gambar 15 – Dimensionless IPR

Jadi, persamaan Dimensionless IPR VAIO 43 adalah :

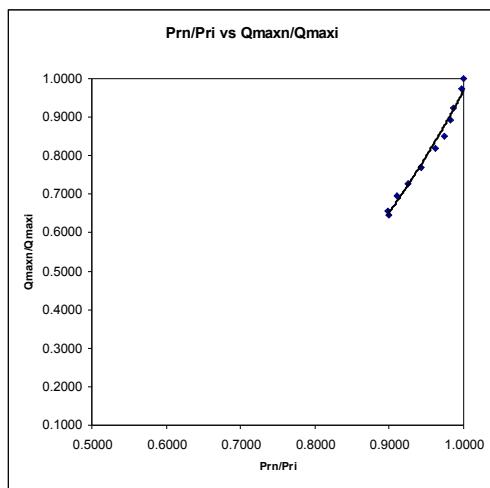
$$\left(\frac{Q}{Q_{\text{max}}} \right) = 0.4949 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_r} \right)^4 - 1.0763 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_r} \right)^3 - 0.0969 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_r} \right)^2 - 0.322 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_r} \right) + 1 \dots\dots (9)$$

Plot $P_{\text{rn}}/P_{\text{ri}}$ vs $Q_{\text{maxn}}/Q_{\text{maxi}}$

Yang dimaksud dengan P_{rn} adalah tekanan resevoir pada periode tertentu (1987-19xx), sedangkan P_{ri} adalah tekanan reservoir pada periode tahun 1987 saja (676.6 psi). Demikian juga yang dimaksud dengan $Q_{\text{maxn}}/Q_{\text{maxi}}$.

Tabel 7 – $P_{\text{rn}}/P_{\text{ri}}$ vs $Q_{\text{maxn}}/Q_{\text{maxi}}$

Tanggal	Pr _n /Pr _i	Qmax _n /Qmax _i
1/1/1987	1.0000	1.0000
1/1/1988	0.9969	0.9734
1/1/1989	0.9858	0.9241
1/1/1990	0.9817	0.8915
1/1/1991	0.9744	0.8494
1/1/1992	0.9617	0.8200
1/1/1993	0.9430	0.7692
1/1/1994	0.9254	0.7259
1/1/1995	0.9110	0.6949
1/1/1996	0.8976	0.6552
1/1/1997	0.8989	0.6451



Gambar 16 – Plot Prn/Pri vs Qmaxn/Qmaxi

Jadi, persamaan Dimensionless IPR VAIO 43 adalah :

$$\left(\frac{Q_{\max n}}{Q_{\max i}}\right) = 0.9688 \left(\frac{Pr_n}{Pr_i}\right)^{3.7468} \quad \dots \dots \dots (10)$$

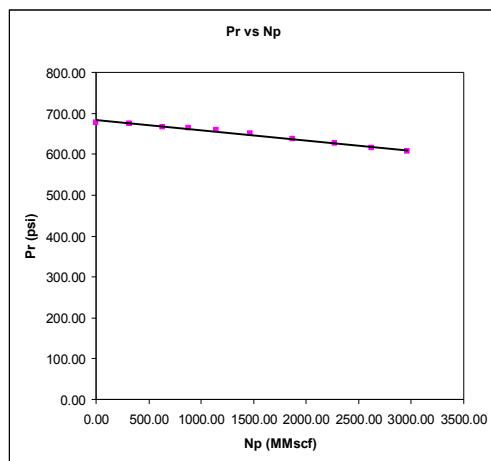
Plot Pr vs Np

Plot antara tekanan reservoir versus produksi kumulatif, sesuai dengan yang tertera.

Tabel 8 – Produksi Kumulatif dan Tekanan Reservoir

Tanggal	Np (MMscf)	Pr (psi)
1/1/1987	0.00	676.60
1/1/1988	313.90	674.53
1/1/1989	635.49	667.00
1/1/1990	878.82	664.19
1/1/1991	1146.72	659.30
1/1/1992	1468.28	650.70
1/1/1993	1873.62	638.00

1/1/1994	2269.94	626.10
1/1/1995	2624.52	616.37
1/1/1996	2961.56	607.30



Gambar 17 – Plot Tekanan Reservoir vs. Produksi Kumulatif

Jadi, persamaan Dimensionless IPR VAIO 43 adalah :

$$Pr = -0.0246Np + 682.82 \quad \dots \dots \dots (11)$$

Contoh :

Mari penulis lakukan sedikit pembuktian.

Sejak 1 Januari 1995, sumur VAIO 43 diproduksi dengan rate sebesar 936 Mscf/day (lihat bagian pengolahan data). Berapakah Pr dan Qmax pada 1 Januari 1996 ?

1. Hitung produksi kumulatifnya berdasarkan tabel Np .
Np = 2624.52 MMscf +
936 Mscfd x 12 month x
30 days
= 2961.48 MMscf
2. Cari tekanan reservoarnya dari persamaan hasil plot Pr vs Np
Pr = 0.0246 x 2961.48 + 682.82
= 609.97 psi
3. Hitung Nilai Pr_n/Pr_i
Pr_n/Pr_i = 609.97/676.6
= 0.9015
4. Cari nilai Qmaxn/Qmaxi dari persamaan hasil plot Prn/Pri vs Qmaxn/Qmaxi
$$\left(\frac{Q_{\max n}}{Q_{\max i}}\right) = 0.9688(0.9015)^{3.7468}$$

$$\left(\frac{Q_{\max n}}{Q_{\max i}}\right) = 0.6569$$
5. Hitung nilai Qmax
Qmax = Qmaxn/Qmaxi x Qmaxi

Tabel 9 – Parameter titik uji

Dari IPR, diketahui bahwa
 $Q_{max_i} = 742.56 \text{ Mscfd}$

Jadi,
 $Q_{max} = 0.6569 \times$
 742.56 Mscfd
 $= 487.83 \text{ Mscfd}$

6. Mari penulis hitung galatnya :

Data Dimensionless IPR :
 $Pr \text{ tahun } 1996 = 607.3 \text{ psi}$
 $Q_{max} \text{ tahun } 1996 = 486.53 \text{ Mscfd}$

Hasil Perhitungan :

$Pr \text{ tahun } 1996 = 609.97 \text{ psi}$
 $Q_{max} \text{ tahun } 1996 = 487.83 \text{ Mscfd}$

Galat :

$$\begin{aligned} Pr &= (609.97 - 607.3) / 607.3 \\ &= 0.0043 \\ Q_{max} &= (487.83 - 481.44) / 486.53 \\ &= 0.0026 \end{aligned}$$

VIII. UJI VALIDASI PLOT Pr_n/Pr_i VS Q_{max_n}/Q_{max_i}

Seperti penulis lihat pada Plot Pr_n/Pr_i vs Q_{max_n}/Q_{max_i} , angka Pr_n/Pr_i baru mencapai $Pr_n/Pr_i = 0.9$. Agar dapat digunakan sebagai alat prediksi untuk periode selanjutnya, perlu dilakukan uji validasi plot ini. Uji validasi dilakukan pada tiga titik yaitu, $Pr_n/Pr_i = 0.8$ (awal tahun 2000), $Pr_n/Pr_i = 0.7$ (awal tahun 2005), dan $Pr_n/Pr_i = 0.6$ (awal tahun 2009).

Untuk mendapatkan titik Pr_n/Pr_i vs Q_{max_n}/Q_{max_i} , diperlukan empat buah variabel : Pr , Q_{max} , serta Pwf dan Q pada suatu tes. Adapun tahap-tahap dalam mendapatkan keempat komponen tersebut :

1. Menentukan suatu nilai Pr (tekanan reservoir) agar nilainya sesuai dengan titik uji, misalkan agar dhasilkan nilai $Pr_n/Pr_i = 0.6$ atau 0.7 atau 0.8 .
2. Setelah nilai Pr diputuskan, pilih sebuah nilai Pwf (tekanan dasar reservoir) yang lebih rendah dari Pr , kemudian run model sumur pada Pwf konstan. Catat nilai Q .
3. Setelah mendapat Pr , Pwf , dan Q , maka Q_{max} dapat dicari dengan memasukkan ktiannya ke dalam persamaan dimensionless IPR.
4. Setelah semua komponen didapat, titik Q_{max_n}/Q_{max_i} dan Pr_n/Pr_i dapat diperoleh dan dapat digambar pada plot.

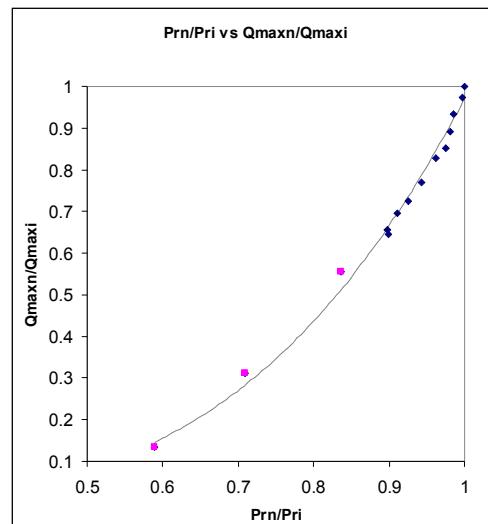
Berikut adalah hasilnya :

Pr_n/Pr_i	Pr (psi)	Pwf/Pr	Pwf (psi)	Q (Mscfd)
0.6	399	0.5	199.5	89
0.7	480	0.5	240	156
0.8	566	0.5	283	266

Tabel 10 – Lanjutan Tabel 10

Q/Q_{max}	Q_{max} (Mscfd)	Q_{max_n}/Q_{max_i}
0.8809	101.0373	0.0688
0.6913	225.6487	0.1204
0.6913	384.7598	0.1695

Mari lihat gambar berikut. Titik-tik berwarna ungu merupakan titik-titik uji $Pr_n/Pr_i = 0.6$ dan 0.7 .



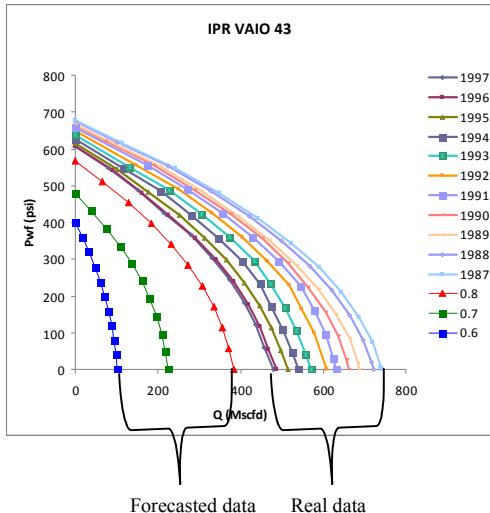
Gambar 18 – Titik-Titik Uji Validasi pada Plot Pr_n/Pr_i vs Q_{max_n}/Q_{max_i}

Jadi, persamaan Dimensionless IPR VAIO 43 yang baru adalah :

$$\left(\frac{Q_{max_n}}{Q_{max_i}} \right) = 0.9722 \left(\frac{Pr_n}{Pr_i} \right)^{3.58844} \quad \dots(11)$$

Terlihat bahwa titik uji tersebut masih mengikuti trend. Berarti, plot ini dapat digunakan untuk prediksi pada tahun 2009.

Adapun IPR pada $Pr_n/Pr_i = 0.6, 0.7$, dan 0.8 :



Gambar 19 – IPR pada $Pr_n/Pr_i = 0.6, 0.7$, dan 0.8

IX. CONTOH PENERAPAN PREDIKSI IPR PADA TAHUN MENDATANG

Seperti yang telah dibahas di atas, plot-plot yang digunakan untuk keperluan prediksi IPR telah lolos uji validasi. Pada bagian ini, akan dibari contoh penerapannya.

Contoh :

Pada awal tahun 1996 hingga akhir 1998, sumur VAIO 43 diproduksi dengan rate sebesar 881.87 Mscfd. Susunlah IPR untuk tahun 1998.

1. Hitung produksi kumulatifnya berdasarkan tabel Np .

$$Np = 2624.52 \text{ MMscf} + \\ 881.87 \text{ Mscfd} \times 12 \text{ month} \times \\ 30 \text{ days} \\ = 3605.32 \text{ MMscf}$$

2. Cari tekanan reservoirnya dari persamaan hasil plot Pr vs Np

$$Pr = 0.0246 \times 3605.32 + 682.82 \\ = 594.13 \text{ psi}$$

3. Hitung Nilai Pr_n/Pr_i

$$Pr_n/Pr_i = 594.13 / 676.6 \\ = 0.8781$$

4. Cari nilai Q_{maxn}/Q_{maxi} dari persamaan hasil plot Pr_n/Pr_i vs Q_{maxn}/Q_{maxi} yang baru :

$$\left(\frac{Q_{max_n}}{Q_{max_i}} \right) = 0.9722(0.8781)^{3.58844}$$

$$\left(\frac{Q_{max_n}}{Q_{max_i}} \right) = 0.6098$$

5. Hitung nilai Q_{max}

$$Q_{max} = Q_{max_n}/Q_{max_i} \times Q_{max_i}$$

Dari IPR, diketahui bahwa $Q_{maxi} = 742.56 \text{ Mscfd}$

$$\text{Jadi,} \\ Q_{max} = 0.6098 \times 742.56 \text{ Mscfd} \\ = 452.81 \text{ Mscfd}$$

7. Setelah penulis dapatkan nilai Pr dan Q_{max} , berarti IPR dapat disusun. Diambillah berbagai nilai Pwf yang kemudian dicari nilai Q pasangannya dengan memasukkannya ke dalam persamaan berikut :

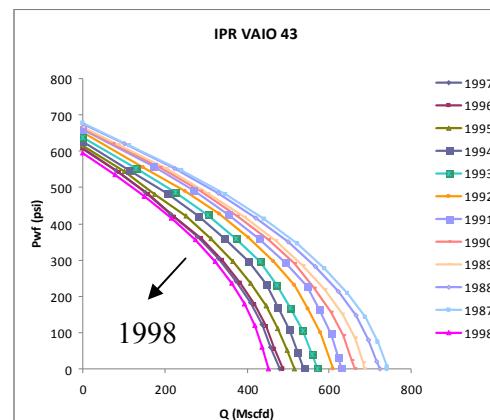
$$\left(\frac{Q}{452.81} \right) = 0.4949 \left(\frac{Pwf}{594.13} \right)^4 - 1.0763 \left(\frac{Pwf}{594.13} \right)^3 \\ - 0.0969 \left(\frac{Pwf}{594.13} \right)^2 - 0.322 \left(\frac{Pwf}{594.13} \right) + 1$$

Berikut adalah hasilnya :

Tabel 11-Hasil IPR 1998

Pwf(psi)	Q(Mscfd)
0.00	452.81
59.41	437.33
118.83	418.36
178.24	393.78
237.65	362.02
297.06	322.03
356.48	273.31
415.89	215.89
475.30	150.35
534.72	77.79
594.13	0.00

Lalu, apabila hasil tersebut diplot :



Gambar 20 – IPR Tahun 1998 bersama IPR pada tahun-tahun sebelumnya

Terlihat bahwa IPR pada tahun 1998 masih mengikuti tren kurva IPR tahun-tahun sebelumnya.

X. KESIMPULAN

1. Prediksi IPR dapat dilakukan, mengingat galat yang dihasilkan pada pembuktian tahun 1995-1996 bernilai kecil, yaitu 0.4 % pada estimasi tekanan reservoir dan 0.2% pada estimasi laju alir gas maksimum
2. Dari hasil uji validasi, plot masih valid untuk prediksi hingga nilai $Pr_n/Pr_i < 0.9$ hingga $Pr_n/Pr_i \geq 0.6$. Karena lebih dari itu, sumur sudah sulit berproduksi.
3. Dari contoh penerapan prediksi IPR untuk tahun mendatang, hasilnya masih terlihat mengikuti tren kurva IPR pada tahun-tahun sebelumnya.

XI. NOMENKLATUR

ϕ	= porositas
A	= Luas Area (acre)
Bg	= Formation Volume Factor (scf/ft ³)
Bgi	= Formation Volume Factor awal (scf/ft ³)
DR _i	= selisih radius ruas ke-i pada model
h	= tebal reservoir (ft)
IGIP	= Initial Gas In Place (ft ³)
INRAD	= inner radius, radius ruas paling dalam pada model
NR	= jumlah ruas radius pada model
OUTRAD	= outer radius, radius ruas terluar model
Pr	= tekanan reservoir
Pr _i	= tekanan reservoir inisial, pada tahun 1987
Pr _n	= tekanan reservoir pada tahun ke-n
Pwf	= tekanan dasar sumur
Q	= laju alir fluida
Qmax	= laju alir fluida maksimum
Qmax _i	= laju alir fluida maksimum Inisial, pada tahun 1987
Qmax _n	= laju alir fluida maksimum Pada tahun ke-n
r _e	= drainage radius
R _i	= radius ruas ke-i pada model
Sg _{irr}	= saturasi gas irreducible standar, 14.7 Psi standar, 60 °F = 520 °R
Sw _i	= saturasi air mula-mula
T	= Temperatur pada kondisi tertentu
Tsc	= Temperatur pada kondisi

Z standar
= Gas Deviation Factor

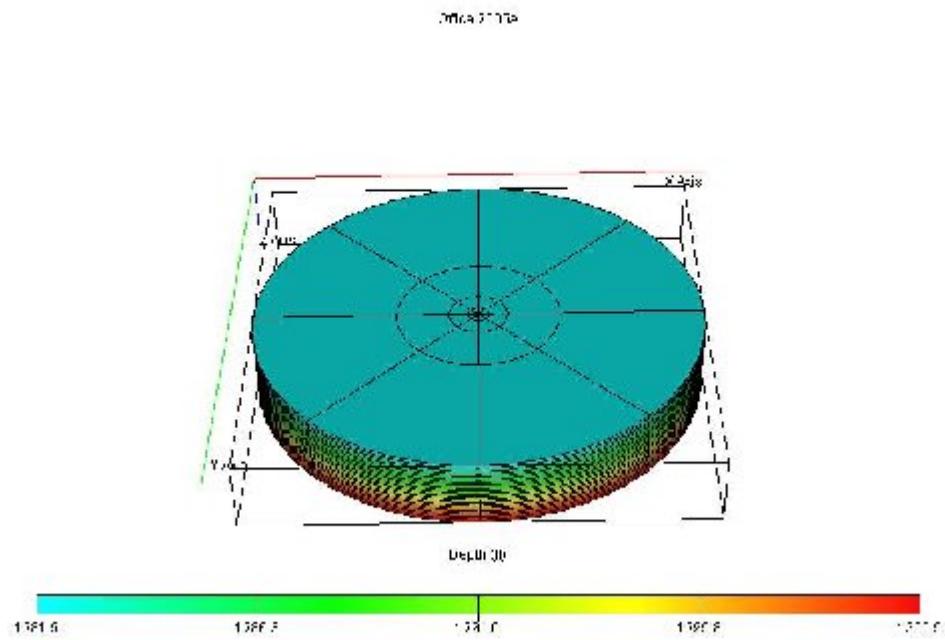
XII. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada Ir. Wahyu Dradjad Santoso dan Ir. Amega Yasutra, Msc. yang telah turut membantu dalam pembangunan dan pengkajian model dan kepada Schlumberger atas penyediaan software ECLIPSE dan IPM MBAL di laboratorium komputer Program Studi Teknik Perminyakan.

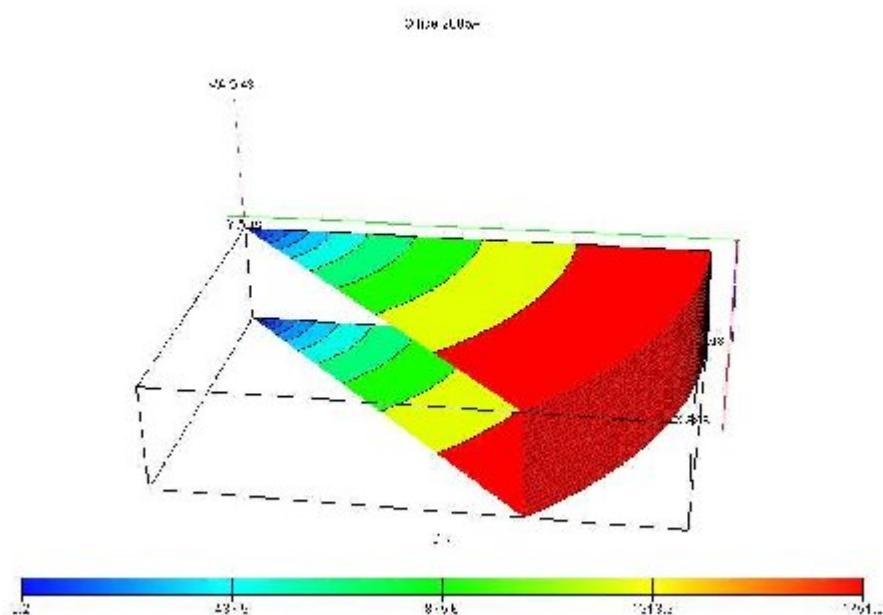
XIII. DAFTAR PUSTAKA

- 1) Beggs, Dale, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, OGCI Publications, Tulsa, 1999
- 2) Craft & Hawkins, *Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition*, Prentice Hall, New Jersey, 1991
- 3) Lee, John, *Well Testing*, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, 1982
- 4) Schlumberger, *Eclipse Software Manual*
- 5) Schlumberger, *Eclipse-100 User Course*

LAMPIRAN



Model Pertama (Silinder Penuh)



Model Kedua (Seperdelapan Silinder)

Tabel Data Produksi

Tanggal	Laju Alir Gas (Mscf/day)	Produksi Gas (Mscf)
1-Jan-87	806.45	24193.55
2-Jan-87	892.86	26785.71
3-Jan-87	868.52	26055.48
4-Jan-87	1029.00	30870.00
5-Jan-87	1202.00	36060.00
6-Jan-87	535.00	16050.00
7-Jan-87	1236.90	37107.10
8-Jan-87	1252.19	37565.81
9-Jan-87	1275.80	38274.00
10-Jan-87	1364.52	40935.48
11-Jan-87	0.00	0.00
12-Jan-87	0.00	0.00
1-Feb-88	1002.21	60132.41
1-Jun-88	908.80	109056.00
1-Jul-88	918.90	27567.10
1-Aug-88	288.45	8653.55
1-Sep-88	359.20	10776.00
1-Nov-88	1164.70	69882.00
1-Dec-88	1184.29	35528.71
1-Jan-89	811.10	24332.90
1-Feb-89	917.18	27515.36
1-Mar-89	500.00	15000.00
1-Apr-89	550.00	16500.00
1-May-89	745.00	22350.00
1-Jun-89	701.00	21030.00
1-Jul-89	718.00	21540.00
1-Aug-89	718.32	21549.68
1-Sep-89	655.83	19675.00

1-Oct-89	652.52	19575.48	1-Jul-92	1164.84	34945.16	1-Apr-95	1100.07	33002.00
1-Nov-89	621.57	18647.00	1-Aug-92	1143.23	34296.77	1-May-95	1073.74	32212.26
1-Dec-89	520.29	15608.71	1-Sep-92	1143.47	34304.00	1-Jun-95	936.23	28087.00
1-Jan-90	650.52	19515.48	1-Oct-92	1152.45	34573.55	1-Jul-95	829.71	24891.29
1-Feb-90	639.64	19189.29	1-Nov-92	1048.93	31468.00	1-Aug-95	789.00	23670.00
1-Mar-90	661.77	19853.23	1-Dec-92	1329.55	39886.45	1-Sep-95	943.73	28312.00
1-Apr-90	652.97	19589.00	1-Jan-93	1645.77	49373.23	1-Oct-95	920.32	27609.68
1-May-90	917.97	27539.03	1-Feb-93	1215.25	36457.50	1-Nov-95	924.43	27733.00
1-Jun-90	1007.90	30237.00	1-Mar-93	1071.52	32145.48	1-Dec-95	908.94	27268.06
1-Jul-90	769.90	23097.10	1-Apr-93	996.30	29889.00	1-Jan-96	913.23	27396.77
1-Aug-90	711.94	21358.06	1-May-93	997.42	29922.58	1-Feb-96	929.34	27880.34
1-Sep-90	719.83	21595.00	1-Jun-93	1021.37	30641.00	1-Mar-96	801.94	24058.06
1-Oct-90	739.23	22176.77	1-Jul-93	1011.32	30339.68	1-Apr-96	846.93	25408.00
1-Nov-90	721.77	21653.00	1-Aug-93	1015.13	30453.87	1-May-96	815.19	24455.81
1-Dec-90	736.81	22104.19	1-Sep-93	986.47	29594.00	1-Jun-96	984.63	29539.00
1-Jan-91	734.06	22021.94	1-Oct-93	1078.94	32368.06	1-Jul-96	0.00	0.00
1-Feb-91	762.14	22864.29	1-Nov-93	977.57	29327.00	1-Aug-96	0.00	0.00
1-Mar-91	759.00	22770.00	1-Dec-93	1193.55	35806.45	1-Sep-96	0.00	0.00
1-Apr-91	754.07	22622.00	1-Jan-94	1087.13	32613.87	1-Oct-96	0.00	0.00
1-May-91	903.45	27103.55	1-Feb-94	1183.89	35516.79	1-Nov-96	0.00	0.00
1-Jun-91	980.90	29427.00	1-Mar-94	900.13	27003.87	1-Dec-96	0.00	0.00
1-Jul-91	975.35	29260.65	1-Apr-94	995.60	29868.00	1-Jan-97	868.26	26047.74
1-Aug-91	1032.32	30969.68	1-May-94	995.61	29868.39	1-Feb-97	843.21	25296.43
1-Sep-91	990.03	29701.00	1-Jun-94	1085.30	32559.00	1-Mar-97	878.90	26367.10
1-Oct-91	847.06	25411.94	1-Jul-94	1030.65	30919.35	1-Apr-97	876.27	26288.00
1-Nov-91	900.60	27018.00	1-Aug-94	1015.00	30450.00	1-May-97	0.00	
1-Dec-91	1079.65	32389.35	1-Sep-94	977.10	29313.00	1-Jun-97	0.00	
1-Jan-92	1091.84	32755.16	1-Oct-94	916.58	27497.42	1-Jul-97	0.00	
1-Feb-92	1084.03	32521.03	1-Nov-94	829.03	24871.00			
1-Mar-92	1079.87	32396.13	1-Dec-94	803.35	24100.65			
1-Apr-92	1073.27	32198.00	1-Jan-95	793.03	23790.97			
1-May-92	1087.87	32636.13	1-Feb-95	840.43	25212.86			
1-Jun-92	1111.90	33357.00	1-Mar-95	1174.94	35248.06			

Tabel IPR

Tahun	Pwf	Q	Pwf/Pr	Q/Qmax
1997	0.00	479.00	0.0000	1.0000
	60.82	458.00	0.1000	0.9562
	121.64	437.00	0.2000	0.9123
	182.46	408.50	0.3000	0.8528
	243.28	373.00	0.4000	0.7787
	304.10	330.00	0.5000	0.6889
	364.92	280.00	0.6000	0.5846
	425.74	214.40	0.7000	0.4476
	486.56	151.30	0.8000	0.3159
	547.38	81.20	0.9000	0.1695
	608.20	0.00	1.0000	0.0000
1996	0.00	486.53	0.0000	1.0000
	55.21	467.80	0.0909	0.9615
	115.94	447.20	0.1909	0.9192
	176.67	419.40	0.2909	0.8620
	237.40	384.16	0.3909	0.7896
	298.13	341.30	0.4909	0.7015
	358.86	290.75	0.5909	0.5976
	419.59	224.10	0.6909	0.4606
	480.32	160.70	0.7909	0.3303
	541.05	89.70	0.8909	0.1844
	607.30	0.00	1.0000	0.0000
1995	0.00	516.03	0.0000	1.0000
	50.43	497.19	0.0818	0.9635
	112.07	474.16	0.1818	0.9189
	173.70	445.76	0.2818	0.8638
	235.34	409.35	0.3818	0.7933
	296.98	366.25	0.4818	0.7097
	358.62	313.35	0.5818	0.6072
	420.25	252.30	0.6818	0.4889
	481.89	175.80	0.7818	0.3407

	543.53 616.37	101.60 0.00	0.8818 1.0000	0.1969 0.0000		650.70 0.00	0.00 1.0000	0.0000 0.0000		551.79 618.49	204.00 85.50	0.8273 0.9273	0.2973 0.1246	
1994	0.00	539.04	0.0000	1.0000	1991	0.00	630.77	0.0000	1.0000	1988	0.00	722.80	0.0000	1.0000
	45.53	523.72	0.0727	0.9716		29.97	622.80	0.0455	0.9874		20.00	716.10	0.0182	0.9907
	108.14	502.65	0.1727	0.9325		95.90	605.27	0.1455	0.9596		79.72	696.10	0.1182	0.9631
	170.75	473.70	0.2727	0.8788		161.83	577.30	0.2455	0.9152		147.17	664.40	0.2182	0.9192
	233.36	447.00	0.3727	0.8292		227.76	545.00	0.3455	0.8640		214.62	621.66	0.3182	0.8601
	295.97	402.80	0.4727	0.7472		293.69	492.40	0.4455	0.7806		282.08	567.00	0.4182	0.7845
	358.58	346.46	0.5727	0.6427		359.62	429.00	0.5455	0.6801		349.53	500.22	0.5182	0.6921
	421.19	281.10	0.6727	0.5215		425.55	354.76	0.6455	0.5624		416.98	420.90	0.6182	0.5823
	483.80	206.50	0.7727	0.3831		491.48	269.50	0.7455	0.4273		484.44	329.00	0.7182	0.4552
	546.41	115.28	0.8727	0.2139		557.41	173.20	0.8455	0.2746		551.89	224.60	0.8182	0.3107
	626.10	0.00	1.0000	0.0000		659.30	0.00	1.0000	0.0000		619.34	100.60	0.9182	0.1392
1993	0.00	571.15	0.0000	1.0000	1990	0.00	662.01	0.0000	1.0000	1987	0.00	742.56	0.0000	1.0000
	40.60	557.48	0.0636	0.9761		24.15	655.06	0.0364	0.9895		6.15	740.60	0.0091	0.9974
	104.40	536.00	0.1636	0.9385		90.57	635.94	0.1364	0.9606		73.81	719.00	0.1091	0.9683
	168.20	506.20	0.2636	0.8863		156.99	605.36	0.2364	0.9144		141.47	687.47	0.2091	0.9258
	232.00	472.00	0.3636	0.8264		223.41	563.30	0.3364	0.8509		209.13	644.50	0.3091	0.8679
	295.80	432.83	0.4636	0.7578		289.83	515.40	0.4364	0.7785		276.79	590.00	0.4091	0.7945
	359.60	374.00	0.5636	0.6548		356.25	451.00	0.5364	0.6813		344.45	522.50	0.5091	0.7036
	423.40	305.42	0.6636	0.5347		422.67	375.00	0.6364	0.5665		412.11	442.10	0.6091	0.5954
	487.20	227.13	0.7636	0.3977		489.09	287.70	0.7364	0.4346		479.77	348.66	0.7091	0.4695
	551.00	130.22	0.8636	0.2280		555.50	188.80	0.8364	0.2852		547.43	242.10	0.8091	0.3260
	638.00	0.00	1.0000	0.0000		621.92	73.30	0.9364	0.1107		615.09	114.00	0.9091	0.1535
1992	0.00	608.89	0.0000	1.0000	1989	0.00	686.19	0.0000	1.0000	1987	0.00	742.56	0.0000	1.0000
	100.56	578.74	0.1545	0.9505		18.19	682.77	0.0273	0.9950		676.60	0.00	1.0000	0.0000
	165.63	547.37	0.2545	0.8990		84.89	662.89	0.1273	0.9660					
	230.70	516.40	0.3545	0.8481		151.59	631.44	0.2273	0.9202					
	295.77	465.20	0.4545	0.7640		218.29	589.00	0.3273	0.8584					
	360.84	403.60	0.5545	0.6628		284.99	535.56	0.4273	0.7805					
	425.91	331.75	0.6545	0.5448		351.69	470.43	0.5273	0.6856					
	490.98	249.50	0.7545	0.4098		418.39	393.50	0.6273	0.5735					
	556.05	146.60	0.8545	0.2408		485.09	304.67	0.7273	0.4440					