

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Inflow Performance Relationship (IPR)

Menurut Sukarno, Ariadji dan Regina (2001), grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR) adalah grafik yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan dasar sumur (p_{wf}). Dalam persiapan grafik IPR terlebih dahulu harus diketahui produktivitas indeks (PI) sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi.

2.1.1. Aliran Dalam Media Berpori

Fluida yang mengalir dari formasi produktif ke dasar sumur, di pengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu :

- Sifat- sifat fisik batuan formasi
- Geometri sumur dan daerah pengurusan
- Sifat-sifat fisik fluida formasi
- Perbedaan tekanan antara formasi produktif dengan dasar sumur pada saat terjadi aliran.

Menurut Sarip (2015), perhitungan aliran fluida satu fasa dari formasi ke dasar sumur pertama kali dikemukakan oleh Darcy dalam persamaan:

$$V = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\alpha} \frac{dp}{dL} \dots\dots\dots (1)$$

Persamaan tersebut berlaku untuk aliran horizontal, fluida satu fasa dan incompressible. Persamaan ini selanjutnya dikembangkan untuk kondisi aliran dari formasi ke lubang sumur, yang merupakan aliran radial, dimana dalam satuan lapangan persamaan tersebut berbentuk :

$$q = \frac{0,007082 kh (Pe - P_{wf})}{\alpha_0 B_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2)$$

Persyaratan yang harus di penuhi untuk penggunaan persamaan (2) adalah :

- a. Fluida berfasa satu
- b. Aliran mantap
- c. Formasi homogen
- d. Fluida incompressible

Dengan demikian jika variabel-variabel dan persamaan (2) tersebut diketahui, maka laju produksi sumur dapat ditentukan.

2.1.2 Produktiviti Indeks (PI)

Menurut (Brown, K.E, 1997), produktivity indeks (PI) adalah indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan produksi dari suatu sumur pada kondisi tertentu. Secara definisi PI adalah perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}), atau dapat dinyatakan dalam persamaan:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \text{ bbl/d/psi} \dots\dots\dots (3)$$

Dengan melakukan substitusi persamaan (2) kedalam persamaan (3) maka PI juga dapat ditentukan berdasarkan sifat fisik batuan dan fluida reservoir, serta geometri sumur, yaitu :

$$PI = \frac{0,007082 k h \text{ bbl}}{\alpha_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) d} / \text{psi} \dots\dots\dots (4)$$

Dengan catatan bahwa persamaan (4) tersebut dapat digunakan asalkan memenuhi persyaratan dari persamaan (3). Persyaratan pada persamaan (3) tidak selalu dapat di penuhi, misalnya yang sering di jumpai dalam praktek adalah adanya gas dalam aliran.

Hal ini terjadi jika tekanan reservoir berada di bawah tekanan *bubble point* minyak. Pada kondisi ini PI tidak dapat ditentukan dengan persamaan (3) dan (4) dan harga PI untuk setiap harga P_{wf} tertentu tidak sama dan selalu

berubah. Sehubungan dengan perubahan tersebut, maka untuk kondisi diatas, maka persamaan PI, dapat diperluas menjadi :

$$PI = \frac{dq}{dP_{wf}} \dots\dots\dots (5)$$

Persyaratan fasa untuk persamaan (3), dapat juga tidak terpenuhi jika dalam aliran fluida tersebut terdapat air formasi. Tetapi dalam praktek, keadaan ini masih dapat di anggap berfasa satu, sehingga persamaan (3) dapat lebih diperjelas dengan memasukkan laju produksi air kedalam persamaan tersebut :

$$PI = \frac{q_0+q_w}{P_S-P_{wf}} \dots\dots\dots (6)$$

Sesuai dengan persamaaan Darcy (persamaan 2), maka persamaan dapat dinyatakan dalam bentuk :

$$PI = \frac{0,007082 h}{\ln(r_e.r_w)} \left[\frac{k_0}{\alpha_0 B_0} + \frac{k_w}{\alpha_w B_w} \right] \dots\dots\dots (7)$$

Bentuk yang sering digunakan untuk mengukur produktivitas sumur adalah *Spesific Produktivity Indek* (SPI) dengan ketebalan, yaitu :

$$SPI = \frac{PI}{h} \dots\dots\dots (8)$$

SPI ini sering digunakan untuk membandingkan produktivitas sumur- sumur yang berada dalam suatu lapangan.

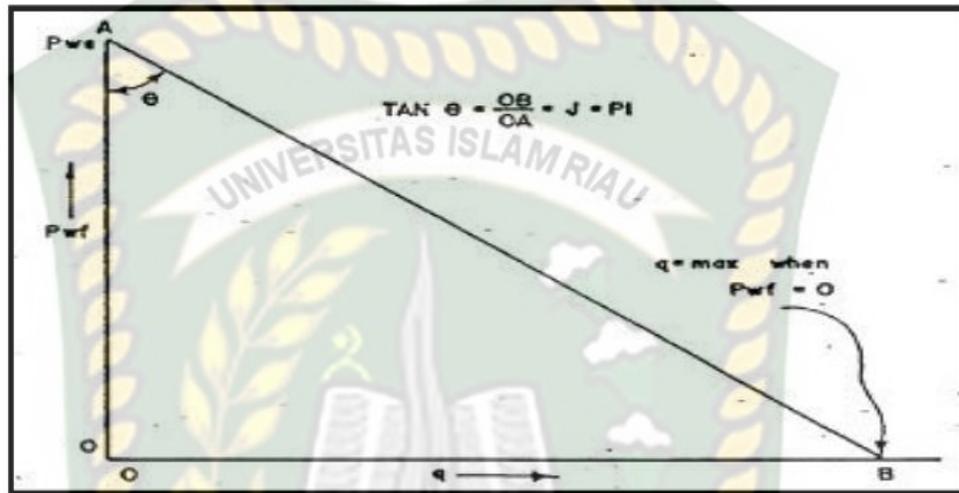
2.1.3. Grafik Inflow Performance Relationship

Produktivity indek (PI) yang diperoleh dari hasil test maupun dari perkiraan, merupakan gambaran secara kuanlitatif tentang kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Dalam kaitanya dengan perencanaan suatu sumur, maupun untuk berproduksi maka harga PI tersebut dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut grafik Inflow Performance Relationship (IPR). Berdasarkan defenisi PI pada persamaan (3), untuk suatu saat tertentu dimana P_s konstan dan PI juga konstan, maka variabelnya adalah laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}).

Persamaan (3) dapat di rubah menjadi :

$$Pwf = P_s - \frac{q}{PI} \dots \dots \dots (9)$$

Berdasarkan asumsi diatas, maka bentuk persamaan (3) merupakan garis lurus, seperti ditunjukkan pada **gambar 2.1**.



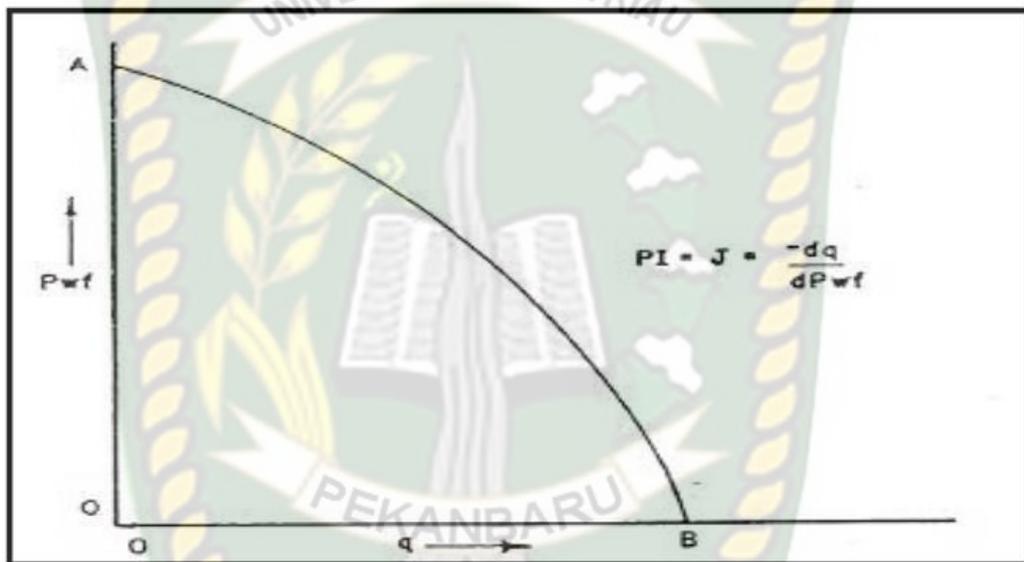
Gambar 2.1 Grafik IPR ideal (linear) (Ahmad, Tarek, 2006)

Titik A adalah merupakan harga pwf pada saat $Q = 0$ dan sesuai dengan persamaan(3), $pwf = p_s$. Sedangkan titik B adalah harga q pada saat $pwf = 0$ dan sesuai dengan persamaan (3) : $q = PI \times p_s$, dan laju produksi ini merupakan batas laju produksi maksimum, yang dapat disebut sebagai potensial sumur, dan merupakan batas laju produksi maksimum yang diperbolehkan dari suatu sumur. Jika AOB adalah θ , maka :

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = \frac{P_s \times PI}{P_s} = PI \dots \dots \dots (10)$$

Dengan demikian harga PI menyatakan kemiringan dari garfik IPR bentuk garis IPR yang linear tersebut dapat juga diturunkan dari persamaan aliran radial dan *Darcy*, yaitu persamaan (2) dan (4) juga harus dipenuhi jika garis IPR merupakan garis linier.

Seperti telah dikemukakan sebelumnya, bahwa persyaratan yang sulit untuk dipenuhi adalah persyaratan fluida yang mengalir satu fasa. Muskat, M (1945) menyatakan jika fluida yang mengalir terdiri dari dua fasa (minyak dan gas), maka bentuk grafik IPR akan merupakan lengkungan, dan harga PI tidak lagi merupakan harga yang konstan, karena kemiringan garis IPR akan berubah secara kontiyu, untuk setiap harga Pwf (Gambar 2.2). Dalam hal ini persamaan (3) tidak berlakulagi,dimana secara umum defenisi yang tepat adalah persamaan (5).



Gambar 2.2 Grafik IPR Aktual (Tidak linear) (Ahmad, Tarek, 2006)

Pembuatan grafik IPR untuk aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh weller, dimana Weller (1966) menurunkan persamaan PI untuk solution gas drive reservoir , sebagai berikut :

$$PI = \frac{kh (r_e^2 - r_w^2) \int_{P_w}^{P_e} \frac{kr_o}{\alpha_o B_o} \dots \dots \dots (11)}$$

Dalam menurunkan persamaan (2-11) tersebut, diterapkan beberapa asumsi,yaitu :

- a. Bentuk reservoir adalah lingkaran dan terbatas (*bounded reservoir*) dan sumur berada tepat ditengah lingkaran.

- b. Media berpori uniform dan isotropis , dan harga sw konstan di setiap titik.
- c. Pengaruh gradien tekanan diabaikan.
- d. Kompresibilitas air dan batuan diabaikan.
- e. Komposisi minyak dan gas konstan.
- f. Tekanan pada fasa minyak dan gas sama.
- g. Kondisi semi-steady state, dimana laju desaturasi minyak sama disetiap titik pada saat tertentu.

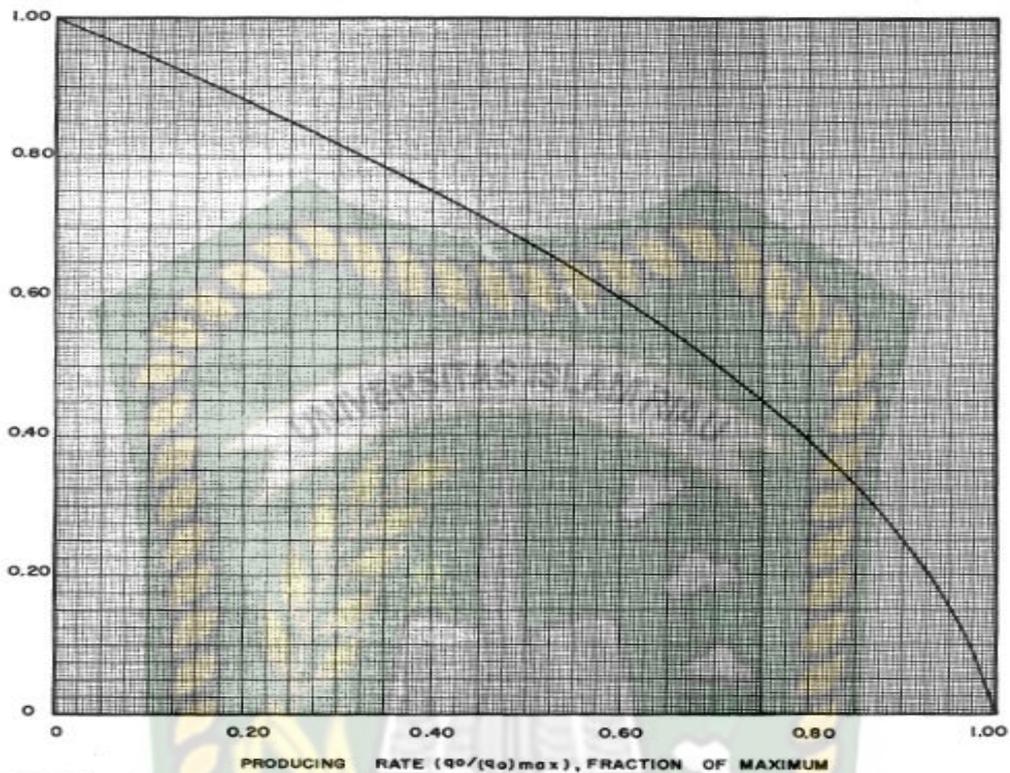
Melihat persamaan tersebut cara pemecahan cukup rumit, sehingga cara Weller ini di anggap tidak praktis. Selanjutnya Vogel mengemukakan suta cara yang lebih sederhana jika dibanding dengan metode Weller. Dasar pengembangan metode Vogel, adalah persamaan Weller, dimana berdasarkan persamaan tersebut, Vogel membuat grafik IPR untuk :

- a. Beberapa harga recovery kumulatif tertentu
- b. Beberapa harga viscositas minyak tetentu
- c. Beberapa harga permeabilitas relatif dan kondisi – kondisi lain.

Hal yang sama dilakukan Vogel untuk berbagai viskositas minyak yang berbeda, kemudian grafik – grafik tersebut diplot sebagai “*Dimensionless IPR*” dan berdasarkan hasil IPR tak berdimensi tersebut, Vogel membuat grafik dasar IPR yang mewakili semua kondis yang diiamati, dan merupakan peratarataan dari grafik – grafik IPR tak berdimensi yang diperoleh. Untuk tujuan praktis, garfik IPR tak berdimensi dinyakan dalam bentuk persamaan :

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots(3-12)$$

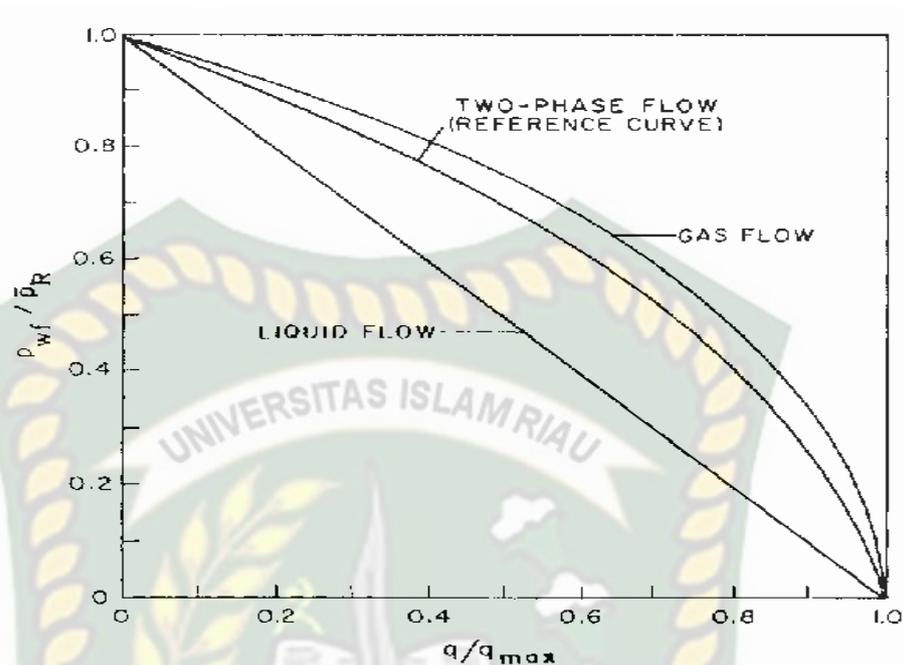
Seberapa jauh ketelitian dari grafik dasar IPR tersebut setelah diuji oleh Vogel, dengan membandingkan IPR hasil perhitungan dengan komputer dan IPR yang dibuat dengan menggunakan Gambar 2.3 atau persamaan (3-12). Ternyata



Gambar 2.3 *Inflow Performance Relationship Solution Gas Drive Reservoir*
(Brown, K.E, 1997)

kesalahan maksimum untuk reservoir yang bersangkutan kurang dari 5% untuk hampir seluruh masa produksi dan meningkat menjadi 20% selama masa terakhir produksi.

Meskipun kesalahan 20% kelihatanya cukup tinggi, tetapi harus kesalahan sebenarnya kurang dari 0,5 bbl/hari. Pada gambar 2.4 menunjukan perbedaan perhitungan IPR.



Gambar 2.4 perbandingan IPR untuk aliran cairan, aliran gas dan aliran dua fasa⁽²⁾ (Brown, K.E, 1997)

Sesuai dengan persamaan Weller yang digunakan untuk solution gas drive reservoir, yang merupakan dasar pengembangan cara Vogel, maka penggunaan cara dasar IPR tersebut, hanya berlaku untuk solution gas drive reservoir saja, selain itu juga hanya berlaku untuk aliran dua fasa (minyak dan gas). Tetapi dalam hal reservoir – partial water drive, dimana terdapat sumur – sumur yang terisolasi dari pembesaran air, grafik dasar IPR masih dapat digunakan.

2.1.4. Pembuatan Grafik IPR

Sesuai dengan definisi, PI maka untuk membuat grafik IPR diperlukan data :

- a. Laju Produksi
- b. Tekanan alir dasar sumur
- c. Tekanan statis

Ketiga data tersebut diperoleh dari test produksi dan test tekanan yang dilakukan pada sumur yang bersangkutan. Berdasarkan data ketiga tersebut dapat dibuat IPR sesuai dengan kondisi aliran fluidanya, baik satu fasa maupun

dua fasa (multifasa).Selanjutnya dalam sub bab ini hanya akan dijelaskan tentang pembuatan grafik IPR untuk aliran multifasa.

Menurut Ali Musnal (2011) laju alir minyak diketahui dari (*swab test*), dan tekanan diketahui dari test tekanan atau dapat juga dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

Nilai Datum perforasi

$$\text{Datum} = \frac{\text{Top perforasi} + \text{bottom Perforasi}}{2} \dots \dots \dots (3-13)$$

Dimana :

$$Gf = Sg \text{ mix} \times 0,433 \dots \dots \dots (3-14)$$

$$Sg \text{ mix} = (WC \times Sg \text{ water}) + (1 - WC) \times Sg \text{ oil} \dots \dots \dots (3-15)$$

Maka dari persamaan diatas

$$P_r = (\text{Datum} - \text{SFL}) \times GF \dots \dots \dots (3-16)$$

Tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) didapat dengan persmaan sebagai berikut:

$$P_{wf} = (\text{Datum} - \text{WFL}) \times GF \dots \dots \dots (3-17)$$

2.1.4.1. Metode Klins-Clark

Klins dan Clark (1993) mengusulkan pernyataan aliran serupa untuk vogel's dan dapat untuk memperkirakan IPR yang akan datang. Untuk meningkatkan kemampuan prediksi dari persamaan vogel, penulisnya memperkenalkan exponent baru d ke pernyataan vogel. Penulis mengusulkan hubungan sebagai berikut:

a. Undersaturated Oil resrevoir $P_r \geq P_b$

- Gunakan laju alir pada tekanan konstan (q_o dan P_{wf}), hitunglah produktivity indek dengan persamaan

$$PI = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} \text{ untuk } P_{wf} > P_b \dots \dots \dots (3-18)$$

- Hitunglah laju alir minyak pada tekanan *bubble point*

$$q_{ob} = PI \times (P_r - P_b) \dots \dots \dots (3-19)$$

- Buatlah kurva IPR pada nilai P_{wf} asumsi dan hitunglah Q_o sesuai dengan persmaan ini :

$$Q_o = q_{ob} + \frac{PI \times P_b}{1,8} \left(1 - 0,295 \left(\frac{P_{wf \text{ asumsi}}}{P_b}\right) - 0,295 \left(\frac{P_{wf \text{ asumsi}}}{P_b}\right)^d \right) \dots (3-20)$$

b. Saturatated Oil resevoir $P_r \leq P_b$

$$\frac{Q_o}{Q_{o \text{ maks}}} = \left[1,0 - 0,295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^d \right] \dots (3-21)$$

Dimana, $Q_{o \text{ maks}}$ = laju produksi maksimum pada $s = 0$

$$d = (0,281 + 0,719 \frac{P_r}{P_b}) (1,235 + 0,001 P_b) \dots (3-22)$$

Langkah dari Klins and Clark dijelaskan dibawah ini:

1. Mengetahui tekanan bubble point dan tekanan reservoir , menghitung exponen d dari persamaan (3-22).
2. Dari data yang tersedia satabil Q_0 dan P_{wf} , menentukan $(Q)_{\text{maks}}$ pada persamaan (3-18) untuk $P_{wf} > P_b$.
3. Menghitung laju alir minyak Q_0 pada P_{wf} asumsi pada persamaan (3-18) untuk $P_{wf} > P_b$.
4. Menghitung laju alir fluida pada tekanan *bubble point* (Q_b) menggunakan persamaan (3-19)
5. Menghitung laju alir minyak $P_{wf} < P_b$ dengan menggunakan persamaan (3-20).
6. Membuat grafik IPR.