

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 memproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (P_{wf}).

Dalam persiapan pembuatan grafik IPR terlebih dahulu harus diketahui *Productivity Index (PI)* sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk memproduksi.

2.1.1. Aliran Media Berpori

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

- a. Sifat-sifat fisik batuan formasi
- b. Geometri sumur dan daerah pengurasan
- c. Sifat-sifat fisik fluida formasi
- d. Perbedaan tekanan antara formasi produktif dengan dasar sumur pada saat terjadi aliran.

Tentang aliran fluida dalam media berpori telah dikemukakan oleh *Darcy* dalam persamaan :

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

Persamaan tersebut berlaku untuk aliran horisontal, 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 :

$$q = \frac{0,007082 kh (P_e - P_{wf})}{\alpha_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2)$$

Persyaratan yang harus dipenuhi untuk penggunaan persamaan (2) adalah :

- a. Fluida berfasa satu.
- b. Aliran mantap (*steady state*)
- c. Formasi homogen
- d. Fluida *incompressible*

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

2.1.2. *Productivity Index (PI)*

Menurut (Brown, K.E., 1977), *Productivity Index (PI)* adalah index 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 tertentu dengan perbedaan tekanan 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 :

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

Dengan catatan bahwa persamaan (4) tersebut dapat digunakan asalkan memenuhi persyaratan dari persamaan (3).

Persyaratan pada persamaan (3) tidak selalu dapat dipenuhi, misalnya yang sering dijumpai dalam praktek adalah adanya gas dalam aliran. Hal ini terjadi jika tekanan reservoir berada dibawah 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 satu untuk persamaan (3), dapat juga tidak terpenuhi jika dalam aliran fluida tersebut terdapat air formasi. Tetapi dalam praktek, keadaan ini masih dapat dianggap berfasa satu, sehingga persamaan (3) dapat lebih diperjelas dengan memasukkan laju produksi air kedalam persamaan tersebut :

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

Sesuai dengan persamaan Darcy (persamaan 2), maka persamaan (6) dapat dinyatakan dalam bentuk :

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

Bentuk lain yang sering digunakan untuk mengukur produktivitas sumur adalah *Specific Productivity Index* (SPI) yang didefinisikan sebagai berbanding antara PI dengan ketebalan, yaitu :

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

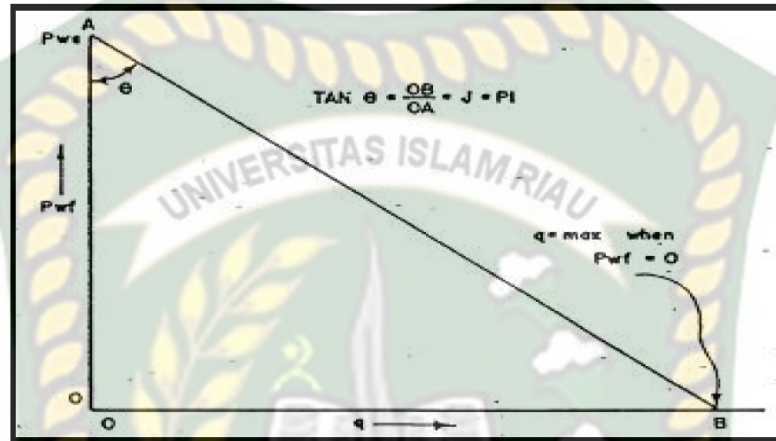
SPI ini sering digunakan untuk membandingkan produktivitas sumur-sumur yang berada dalam suatu lapangan.

2.1.3. Grafik *Inflow Performance Relationship*

Productivity Index (PI) yang diperoleh dari hasil test maupun dari perkiraan, merupakan gambaran secara kualitatif tentang kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, maupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk memproduksi, maka harga PI tersebut dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR). Berdasarkan definisi 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 dirubah menjadi :

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

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



Gambar 2.1 Grafik IPR ideal (linier) (Ahmed, Tarek, 2006)

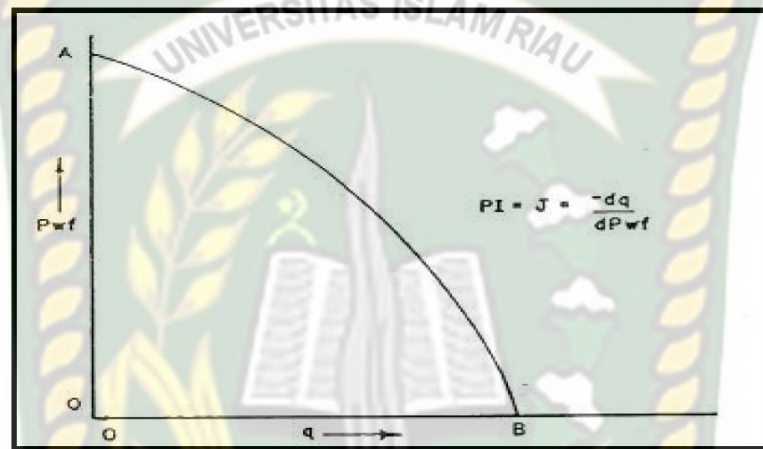
Titik A adalah merupakan harga P_{wf} pada saat $q = 0$ dan sesuai dengan persamaan (3), $P_{wf} = P_s$. Sedangkan titik B adalah harga q pada saat $P_{wf} = 0$ dan sesuai dengan persamaan (3) : $q = PI \times P_s$, dan harga laju produksi ini merupakan harga laju produksi maksimum, yang disebut sebagai potensial sumur, dan merupakan batas laju produksi maksimum yang diperbolehkan dari suatu sumur. Jika sudut 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 garis IPR. Bentuk garis IPR yang linier tersebut dapat juga diturunkan dari persamaan aliran radial dari *Darcy*, yaitu persamaan (2) dan (4). Dengan demikian 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

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 kontinyu, untuk setiap harga Pwf (Gambar 2.2). Dalam hal ini persamaan (3) tidak berlaku lagi, dan secara umum definisi yang tepat adalah persamaan (5).



Gambar 2.2 Grafik IPR Aktual (Tidak Linier) (Ahmed, Tarek, 2006)

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

$$PI = \frac{kh (r_e^2 - r_w^2) \int_{P_w}^{P_e} \frac{K_{ro}}{B_o} dp}{141,294 r_e^2 \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} (r_e^2 - r_w^2) Pe - P_w} \dots\dots\dots (11)$$

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 pemecahannya cukup rumit, sehingga cara Weller ini dianggap tidak praktis.

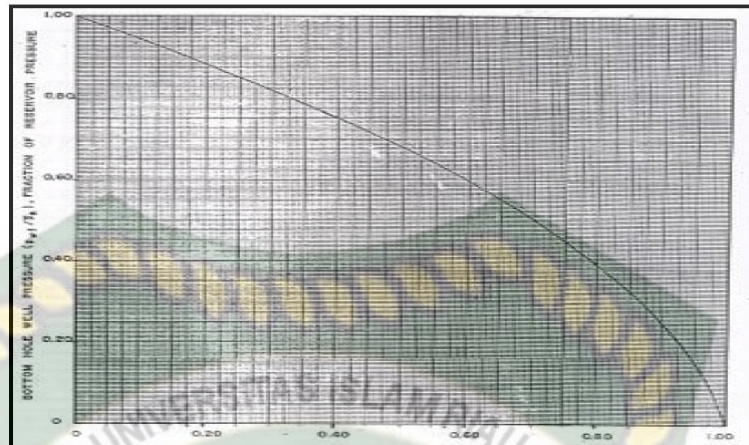
Selanjutnya Vogel mengemukakan suatu cara yang lebih sederhana jika dibanding dengan metoda *Weller*. Dasar pengembangan metoda *Vogel*, adalah persamaan Weller, dimana berdasarkan persamaan tersebut, Vogel membuat grafik IPR untuk :

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

Hal yang sama dilakukan juga oleh 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 kondisi yang diamati, dan merupakan peratarataan dari grafik-grafik IPR tak berdimensi yang diperoleh. Untuk tujuan praktis, grafik IPR tak berdimensi dinyatakan dalam bentuk persamaan:

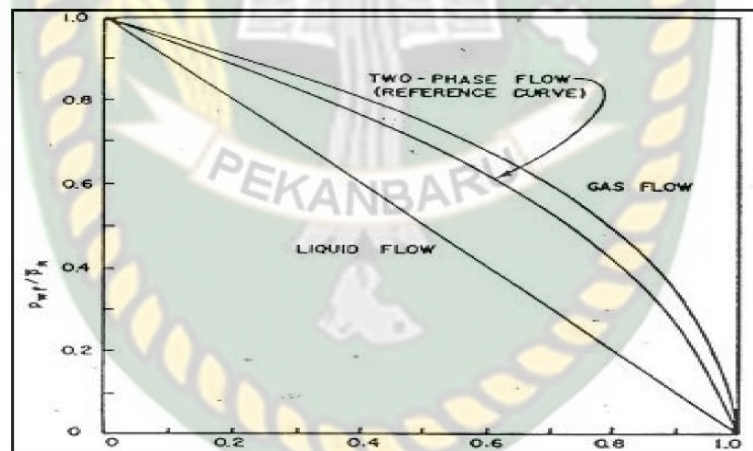
$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (12)$$

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



Gambar 2.3 IPR Untuk Solution Gas Drive Reservoir (Ahmed, Tarek, 2006)

Meskipun kesalahan 20% kelihatannya cukup tinggi, tetapi harga kesalahan sebenarnya kurang dari 0,5 bbl/hari. Pada **Gambar 2.4** menunjukkan perbedaan perhitungan IPR.



Gambar 2.4 Perbandingan IPR untuk aliran cairan, aliran gas dan aliran dua fasa (Ahmed, Tarek, 2006)

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 perembesan 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 ketiga data 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 fluida multifasa.

2.1.4.1. Metoda Darcy

Menurut Sarip (2015), Perhitungan aliran fluida satu fasa dari formasi ke dasar sumur pertama kali dikembangkan Darcy untuk aliran non-turbulen dan dikembangkan oleh Jones, Blount, dan Glaze untuk aliran turbulen. Pada aliran fluida satu fasa, saat menurunkan atau menaikkan tekanan dasar sumur laju produksi akan setara berbanding terbalik dengan penurunan atau kenaikan P_{wf} tersebut, karena aliran fluida tidak dipengaruhi oleh aliran fluida yang lain.

Berikut adalah cara menentukan dan membuat grafik IPR (inflow Performance Relationship) setelah laju alir diketahui:

- 1) Menentukan berapa besarnya Tekanan reservoir yang akan dibuat IPR nya.
- 2) Menentukan berapa besarnya Tekanan dasar sumur yang digunakan saat mencari laju produksi test atau laju alir test .
- 3) Menentukan berapa besarnya laju alir test.
- 4) Menentukan PI

$$PI = \frac{Q_0}{(P_r - P_{wf})} \dots \dots \dots (13)$$

5) Menentukan Tekanan dasar sumur asumsi (P_{wf} asumsi) sampai tekanan reservoir

6) Menghitung laju produksi menggunakan data Tekanan dasar sumur (P_{wf} asumsi) dengan rumus:

$$Q_0 = PI (P_r - P_{wf_{ass}}) \dots \dots \dots (14)$$

7) Membuat grafik IPR.

Asumsi yang dikembangkan metoda *Darcy* untuk perhitungan potensi sumur adalah : tidak dipengaruhi *water cut*, tidak dipengaruhi kelarutan gas dalam minyak.

2.1.4.2. Metoda Wiggins

Menurut Buntoro, Yasutra, Santoso, Suhardiman, dan Arifin(2007), pengembangan kurva IPR analitik oleh Wiggins didasari oleh persamaan empiris yang diajukan oleh Vogel untuk menentukan kinerja sumur pada kondisi aliran dua fasa di reservoir. Metoda ini dihasilkan dengan mengekspansikan deret Taylor dari fungsi mobilitas pada persamaan aliran fluida multifasa untuk reservoir terbatas dan homogen.

Wiggins menyetarakan metoda dua fasa dari Vogel dengan metoda tiga fasa, sehingga mendapatkan suatu metoda tiga fasa yang lebih sederhana dari metoda tiga fasa yang sudah ada. Dalam metoda Wiggins (penyetaraan IPR tiga fasa) mengasumsikan bahwa setiap fasa dapat diperlakukan terpisah, sehingga antara rate minyak (q_o) dan rate air (q_w) dapat dihitung sendiri-sendiri.

Bila dibandingkan penyetaraan IPR Wiggins dengan metoda Brown dan Pudjo Sukarno menghasilkan rate produksi yang hampir sama (setara), hal ini menunjukkan bahwa hasil penyetaraan IPR tiga fasa Wiggins adalah benar. Perbedaan maksimum dari perbandingan tersebut adalah sebesar 3,98% untuk minyak dan 7,08% untuk air.

Secara empiris, Wiggins menyatakan bentuk dasar kurva IPR tiga fasa sebagai berikut :

Untuk minyak :

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0,519167 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0,481092 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2 \dots\dots\dots (15)$$

Untuk air :

$$\frac{q_w}{q_{w_{max}}} = 1 - 0,722235 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0,284777 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2 \dots\dots\dots (16)$$

Asumsi yang dikembangkan metoda *Wiggins* untuk perhitungan potensi sumur adalah : *water cut* >40%.

