

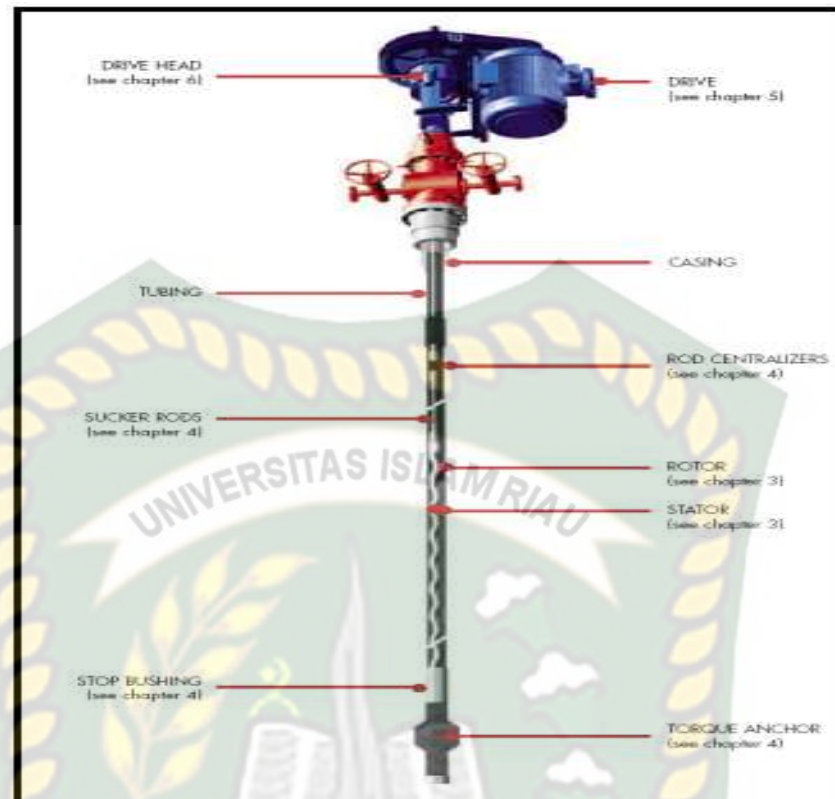
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Progressive Cavity Pump*

Progressive Cavity Pump (PCP) merupakan salah satu alat yang digunakan untuk melakukan *lifting* minyak dari sumur-sumur produksi. *Progressive Cavity Pump* (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda *artificial lift*. PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi *problem* minyak *parafin* dan tidak menyebabkan *gas lock* pada sumur produksi. *Progressive Cavity Pump* (PCP) merupakan jenis pompa putar (*Rotary Pump*) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu *Rotor* dan *Stator*.

Rotor yang berbentuk ulir bergerak berputar dan digerakkan oleh *prime mover* (Penggerak Mula) melalui *sucker rod* yang dihubungkan ke *drive head*. *Stator* adalah bagian yang diam dari pompa dan dirangkai menjadi satu dengan rangkaian tubing. Penggerak mula yang umum digunakan adalah *electric* motor yang dihubungkan ke *drive assembly* melalui perantaraan *V-belt*. *Electric* motor ini dirangkai menjadi satu komponen utama dipermukaan bersama *drive head assembly* dan dipasang di atas *well head*. Untuk meneruskan putaran dari motor penggeraknya digunakan *V-belt* yang memutar *drive shaft* yang memutar *rotor* melalui rangkaian *sucker rod*. *Back stop break assembly* atau *Anti back spin* digunakan sebagai alat pengaman bila terjadi torsi putaran balik (Wincy, Alan Putra., dkk. 2013)



Gambar 2.1 *Progressive Cavity Pump (PCP)*
(Kemenbud, 2013)

2.1.2 Kelebihan dan Kekurangan *Progressive Cavity Pump (PCP)*

Beberapa kelebihan *Progressive Cavity Pump* antara lain :

1. Kapital investasi rendah
2. *Effisiensi* Tinggi
3. Keperluan tenaga rendah
4. Cocok untuk sumur berpasir dan minyak kental
5. Tidak ada internal komponen yang menimbulkan *gas lock*
6. Sempel instalasi dan tidak memakan tempat di permukaan
7. Minimal *maintenance cost*
8. Operasinya *smooth* sehingga tidak merusak formasi
9. *Equipment* di permukaan tidak berat dan motor penggerakannya sangat *compatible* (PT. Patria Utama Humanindo, 2011)

Disamping mempunyai beberapa kelebihan *Progressive Cavity Pump* juga punya beberapa keterbatasan dan kesulitan dalam operasionalnya antara lain :

1. Usia *stator* maksimal 2 tahun
2. Tidak dapat dipergunakan untuk sumur yang aromatik dan mengandung H₂S yang tinggi (Melysa R, 2009).
3. Laju produksi terbatas terhadap kedalaman
4. Pada waktu lampau pernah ada *problem elastomer* mengelupas dari rumah *stator* dan *fatigue* di *rod string* untuk laju produksi besar.
5. Tidak baik untuk sumur *directional*
6. *Stator* tidak tahan terhadap asam (HCl, juga sumur H₂S)
7. Kadang-kadang tubing terlepas sambungannya
8. Perlu *elastomer* khusus untuk sumur dengan minyak aromatik (atau >42°API (HMTM, 2008).

2.2 Tahap-Tahap Perencanaan *Progressive Cavity Pump* (PCP)

1. Persiapan data-data sumur kajian.
2. Berdasarkan pada *oil gravity*, *ph of water* dan *temperature*, pilih jenis *stator* dan *rotor*.
3. Menentukan *Pump Setting Depth* (PSD)
4. Menentukan *Lifting Capacity* (TNL) dengan persamaan sebagai berikut :

$$\text{TNL} = (\text{Pump Setting Depth} \times \text{Gradien Fluida}) + \text{Flow Line Pressure}$$
5. Berdasarkan *Lifting Capacity* yang didapat dan *rate* produksi yang diinginkan kemudian tentukan jenis pompa dengan menggunakan selection card.
6. Dari *lifting Capacity* yang diperoleh, selanjutnya ditentukan besarnya RPM pompa.
7. Menentukan *Torque*, dengan persamaan :

$$\text{Torque} = \frac{\text{TNL (m)} \times Q_{\text{pump displacement}} (\text{m}^3/\text{D}/\text{RPM})}{125} + \text{Friction Torque}$$

Keterangan : Harga *Friction Torque* antara 50 – 200 lb-ft. Untuk pipa baja diambil = 100 -120.

8. Menentukan *Horse Power Motor*, dengan rumus :

$$HP_{\text{Polishrod}} = \frac{\text{RPM} \times \text{Torque}}{5252}$$

$$HP_{\text{Hydraulic}} = \frac{Q(\text{m}^3/\text{D}) \times \text{PSD}_{\text{optimum}}(\text{m})}{4360}$$

$$HP_{\text{motor}} = HP_{\text{Polishrod}} + HP_{\text{Hydraulic}}$$

9. Kemudian tentukan jenis *drive head* dan *rod* berdasarkan grafik *drive head and rod selection*
10. Kemudian didapatkan spesifikasi hasil dari *design* pompa *Progressive Cavity Pump* (PCP) meliputi kecepatan *motor*, jenis *belt*, *pump speed*, *diameter motor sheave*, *gear reducer sheave* dan tipe *bushing*.

2.3 Penentuan *Pump Setting Depth*

Suatu batasan umum untuk menentukan letak kedalaman pompa dalam suatu sumur adalah bahwa pompa harus ditenggelamkan didalam fluida sumur. Sebelum perhitungan perkiraan *Pump Setting Depth* dilakukan, terlebih dahulu diketahui parameter yang menentukannya, yaitu *static fluid level* (SFL) dan *working fluid level* (WFL) dimana untuk menentukannya digunakan alat *sonolog* atau dengan operasi *wireline*, bila sumur tersebut tidak menggunakan *packer*. Jika sumur menggunakan *packer*, maka penentuan SFL dan WFL dilakukan dengan pendekatan :

A. *Static Fluid Level (SFL, ft)*

Apabila sumur dalam keadaan mati (tidak diproduksi), sehingga tidak ada aliran, maka tekanan didepan perforasi sama dengan tekanan statik sumur (P_s). Sehingga kedalam permukaan fluida di *annulus* (SFL, ft) adalah (Pertamina, 2003):

$$SFL = D_{\text{mid perf}} - \left(\frac{P_s}{Gf} + \frac{P_c}{Gf} \right), \text{feet.} \dots\dots\dots (1)$$

B. Working Fluid Level / Operating Fluid Level (WFL, ft).

Bila sumur diproduksi dengan *rate* produksi sebesar q (bbl/D), dan tekanan alir dasar sumur adalah P_{wf} (psi), maka ketinggian (kedalaman bila diukur dari permukaan) fluida di *annulus* adalah (Pertamina, 2003) :

$$WFL = D_{mid\ perf} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right), \text{ feet.} \quad \dots\dots\dots (2)$$

dimana :

SFL = *Statik Fluid Level*, ft

WFL = *Working Fluid Level*, ft.

P_s = Tekanan Statik sumur, psi

P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psi.

q = Rate produksi, B/D

$D_{mid\ perf}$ = Kedalaman mid perforasi, ft.

P_c = *Casing Head Pressure*, psi

G_f = Gradient Fluida , psi/ft.

2.3.1. Pump Setting Depth Minimum

Posisi minimum dalam waktu yang singkat akan terjadi *pump-off*, oleh karena ketinggian fluida level diatas pompa relatif sangat kecil atau pendek sehingga gas yang akan dipompakan. Pada kondisi ini *pump intake pressure* (PIP) akan menjadi kecil. Jika PIP mencapai harga dibawah tekanan *bubble point* (P_b), maka akan terjadi penurunan *efficiency volumetric* dari pompa (disebabkan terbebasnya gas dari larutan). *Pump Setting Depth* (PSD) minimum dapat ditulis dengan persamaan (Pertamina, 2003) :

$$PSD_{min} = WFL + \frac{P_b}{G_f} + \frac{P_c}{G_f}, \text{ feet.} \quad \dots\dots\dots (3)$$

dimana :

PSD_{min} = *Pump Setting Depth minimum*, ft

WFL = *Working Fluid Level*, ft.

P_b = Tekanan *buble point*, psi

P_c = *Casing Head Pressure*, psi

G_f = Gradient Fluida, psi/ft.

2.3.2. *Pump Setting Depth Optimum*

Untuk menentukan kedalaman pompa optimum dapat dipergunakan persamaan sebagai berikut (Pertamina, 2003) :

$$P_{fop} = PIP - P_c \quad \dots\dots\dots(3)$$

Dimana ;

P_{fop} = Tekanan kolom fluida diatas pompa, psi.

PIP = *Pump intake pressure*, psi.

Apabila gradien fluida (G_f) diketahui, maka dapat ditentukan tinggi kolom fluida diatas pompa , yaitu :

$$H_{fop} = \frac{P_{fop}}{G_f} \quad \dots\dots\dots(4)$$

Sehingga apabila kedalaman level fluid pada kondisi operasi (WFL) diketahui, maka kedalaman pompa dapat ditentukan dengan persamaan :

$$PSD_{optm} = WFL + H_{fop} \quad \dots\dots\dots(5)$$

Dimana :

PSD_{optm} = *Pump setting depth optimum*, ft

H_{fop} = Tinggi kolom fluida diatas pompa, ft

2.3.3 *Pump Setting Depth Maksimum*

Pompa pada keadaan maksimum, juga kedudukan yang kurang menguntungkan. Karena dalam keadaan ini memungkinkan terjadinya *overload* (pembebanan berlebihan), yaitu pengangkatan beban kolom fluida yang terlalu berat. Kedalaman *Pump Setting Depth* (PSD_{max}) dapat didefinisikan (Pertamina, 2003) :

$$PSD_{max} = D_{midperf} - \frac{P_b}{G_f} - \frac{P_c}{G_f}, \text{ feet.} \quad \dots\dots\dots(6)$$

Dimana :

$D_{midperf}$ = Kedalaman mid perforasi, ft.

P_b = Tekanan *buble point*, psi

P_c = *Casing Pressure*, psi

G_f = Gradien Fluida, psi/ft.

2.4 Evaluasi Volumetris pada *Progressing Cavity Pump* (PCP)

Penentuan efisiensi volumetrik pompa *Progressing Cavity* dilakukan dengan maksud untuk mengetahui kerja dari pompa sudah bekerja sesuai dengan desain yang telah dilakukan atau bekerja secara tidak efisien. Untuk mengetahui keadaan tersebut, maka perlu dilakukan penentuan besarnya efisiensi pompa.

Suatu penggantian tipe pompa atau perubahan unit dapat dilakukan agar didapatkan kapasitas produksi yang sesuai. Besarnya efisiensi volumetris pompa diperoleh dengan membandingkan *rate* produksi aktual (sebenarnya) dari sumur terhadap *rate* produksi teoritis.

Berikut ini diberikan perhitungan besarnya produksi teoritis, dimana *pump displacement* dari tipe pompa terhadap RPM pompa yang digunakan. Persamaannya adalah sebagai berikut (Pertamina, 2003) :

$$Q_{theo} = V \cdot N \quad \dots\dots\dots(7)$$

Dimana :

$$Q_{theo} = \text{Theoretical flow rate (bbl/day atau } m^3/\text{day)}$$

$$V = \text{Pump displacement (bbl/day/RPM atau } m^3/\text{day/RPM)}$$

$$N = \text{Rotation speed (RPM)}$$

Sehingga, persamaan efisiensi volumetrik adalah sebagai berikut ini :

$$\xi = \frac{Q_{actual}}{Q_{theori}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(8)$$

Dimana :

$$\xi = \text{Volumetric pumping efficiency (\%)}$$

$$Q_{actual} = \text{Actual flow rate (bbl/day, } m^3/\text{day)}$$

$$Q_{theori} = \text{Theoretical Flow Rate (bbl/day atau } m^3/\text{day)}$$

2.5 Pengertian Cadangan

Cadangan adalah perkiraan volume awal hidrokarbon di tempat (*initial volume in place*) dan volume hidrokarbon yang dapat diperoleh (*recoverable volume*) atau dapat didefinisikan sebagai perkiraan jumlah minyak mentah, gas alam, gas *condensate*, fasa cair yang diperoleh dari gas alam, dan material lainnya (misalnya sulfur), yang dianggap bernilai komersial untuk diambil dari akumulasi di dalam reservoir menggunakan teknologi yang ada pada suatu saat dalam keadaan ekonomi dan dengan peraturan pemerintah yang berlaku pada saat yang sama (AKP, 2005).

2.5.1 Cadangan Minyak Mula-Mula (OOIP)

Original Oil In Place (OOIP) mempunyai pengertian yaitu jumlah minyak mula-mula yang menempati sebuah reservoir, dimana tidak ada kaitannya dengan kelakuan reservoir tersebut. Apabila volume batuan reservoir total (V_b) telah dihitung dengan bantuan peta cadangan, maka volume minyak mula-mula yang terakumulasi di reservoir dapat dihitung dengan menggunakan metode volumetris yang ditentukan dengan persamaan berikut :

$$OOIP = 7758 \times V_b \times \phi \frac{1-S_{wi}}{B_{oi}} \dots \dots \dots (9)$$

Keterangan :

OOIP	=	<i>Original Oil In Place (STB)</i>
V_b	=	Volume total batuan reservoir (<i>Acre.Feet</i>)
ϕ	=	Porositas batuan (fraksi)
S_{wi}	=	Saturasi air formasi mula-mula (fraksi)
B_{oi}	=	Faktor volume formasi minyak mula-mula (bbl/STB)
7758	=	Faktor konversi (bbl/ <i>acre.feet</i>)

Parameter-parameter yang digunakan seperti porositas, saturasi air, *bulk volume* dan faktor volume formasi minyak yang digunakan pada persamaan tersebut merupakan kondisi awal untuk masing-masing lapisan (AKP, 2005).

2.5.2 Remaining Reserve (RR)

Remaining reserve adalah besarnya minyak pada reservoir yang masih belum diproduksi sehingga dapat dikatakan cadangan minyak yang masih dapat diambil (diproduksi). Maka persamaan untuk menghitung *remaining reserves* (RR) adalah :

$$\text{Remaining Reserve (RR)} = \text{OOIP} - N_p \dots\dots\dots(10)$$

Keterangan :

OOIP = *Original Oil In Place* (STB)

N_p = Total Produksi (STB)

2.5.3 Recovery Factor (RF)

Recovery factor adalah besarnya minyak yang dapat diproduksi dengan menggunakan tenaga dorong alamiahnya. Besarnya *recovery factor* ini tergantung kepada jenis tenaga dorong alamiahnya.

$$RF = \frac{\text{Recoverable reserve}}{\text{Initial oil in place}} = \frac{\text{Vol minyak awal} - \text{vol sisa}}{\text{vol minyak awal}} \dots\dots\dots(11)$$

Keterangan :

Recoverable Reserve = Jumlah minyak terangkat (STB)

Initial Oil In Place = Jumlah minyak awal (STB)

2.6 Penilaian Formasi

Penilaian formasi adalah proses penggunaan pengukuran lubang bor untuk mengevaluasi karakteristik dari formasi-formasi dibawah permukaan. Untuk mendapatkan data geologi bawah permukaan secara cepat dan tepat, maka dilakukan *logging*. Data *logging* digunakan untuk menentukan zona yang produktif, menentukan kedalaman, menentukan ketebalan lapisan antara minyak, gas dan air di dalam reservoir (Gorge B. Asquith, 1982). Data data *log* yang digunakan yaitu *log gamma ray*, *log permeability*, dan *log resistivity*.

2.6.1 Log Resistivity

Resistivity Log adalah suatu alat yang dapat mengukur tahanan batuan formasi beserta isinya, yang mana tahanan ini tergantung pada porositas efektif,

salinitas air formasi dan banyaknya hidrokarbon dalam pori-pori batuan. (Schlumberger, 1998). Fungsi dari *log resistivity* yaitu :

- 1) Membedakan zona hidrokarbon dengan zona air.
- 2) Mengetahui zona *permeabel*.
- 3) Menentukan porositas dari *resistivity*.

2.7 Metode Archie

Pada mulanya archie berhasil membuat 2 hubungan empiris yang dinamakan *index resistivitas* (RI) dan faktor formasi (F). Persamaan yang pertama menjelaskan tentang hubungan antara *index resistivitas* (RI) dengan saturasi air (S_w) dapat dituliskan sebagai berikut (Archie, G.E., 1941).

$$RI = \frac{R_t}{R_o} \dots\dots\dots(12)$$

Persamaan kedua yang dibuat oleh archie menunjukkan hubungan antara faktor formasi (F) dengan porositas (Φ) yang ditunjukkan pada persamaan di bawah ini (Archie, G.E., 1941)

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{\alpha}{\Phi^m} \dots\dots\dots(13)$$

Dengan menggabungkan persamaan pertama dan keduanya terbentuklah persamaan yang paling dikenal dengan nama persamaan saturasi air archie seperti yang terlihat di bawah ini (Archie, G. E., 1941)

$$S_w = \left(\frac{1}{RI}\right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{F \times R_w}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \longrightarrow S_w^n = \frac{\alpha \times R_w}{\Phi^m \times R_t} \dots\dots\dots(14)$$

Metode Archie ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale* atau *clean sand formation*. Pada beberapa kasus metode archie juga dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang memiliki kandungan batuan karbonat. Persamaan Archie merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya. (Imam, F.D., 2014)

2.8 Produktivitas Reservoir

2.8.1 *Productivity Index* (PI)

Productivity Index merupakan *index* yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi pada suatu tekanan tertentu atau merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada *drawdown* yang merupakan beda tekanan dasar sumur saat kondisi statis (P_s) dan saat terjadi aliran (P_{wf}) (Andalucia, Sefilra. 2012). Secara matematis dapat dituliskan persamaannya sebagai berikut :

$$PI = J = \frac{q_o}{P_s - P_{wf}} \dots \dots \dots (15)$$

Dimana :

- PI = *Productivity Index*, bpd/psi
- Q = Laju Produksi, bbl/day
- Ps = Tekanan Statik Dasar Sumur, Psi
- Pwf = Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi

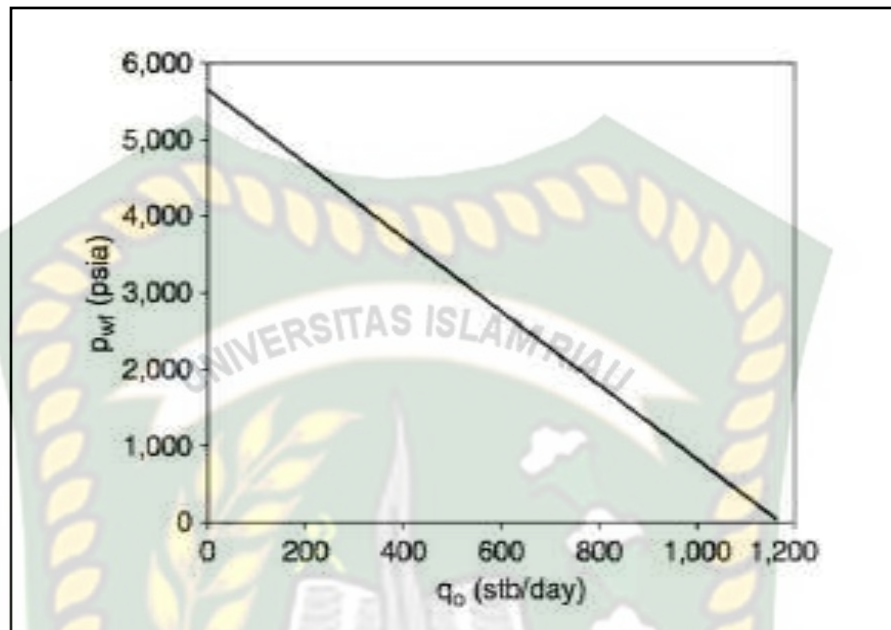
2.8.2 *IPR (Inflow Performance Relationship)*

Indek produktivitas yang diperoleh dari hasil tes ataupun dari perkiraan, hanya merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan sumur untuk berproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, ataupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk berproduksi, maka harga J atau PI (*productivity index*) dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut dengan grafik kurva *inflow performance relationship* (IPR). Berdasarkan definisi J atau PI, untuk suatu saat tertentu dimana P_s konstan dan J juga konstan, maka variabelnya adalah laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}) (Dadang dkk. 2011).

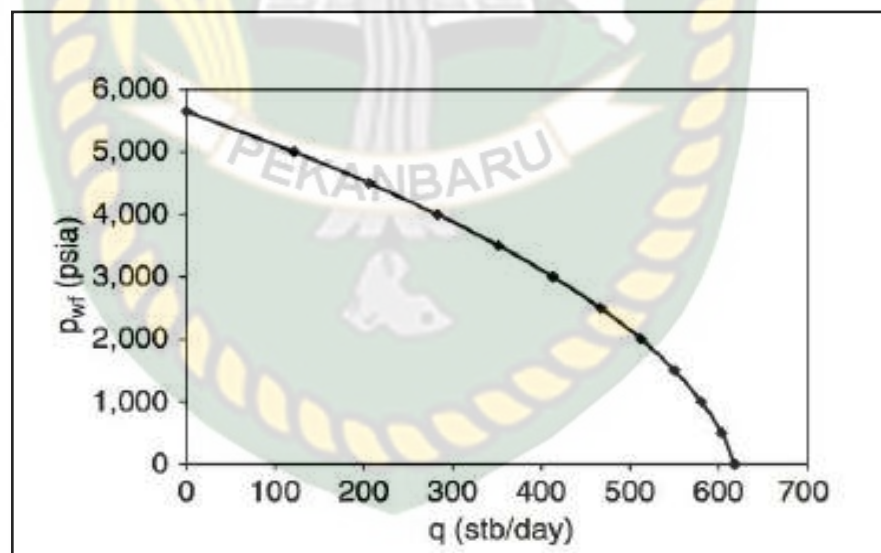
$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{J} \dots \dots \dots (16)$$

Berdasarkan anggapan di atas, maka bentuk garis dari persamaan 2 adalah merupakan garis lurus, seperti ditunjukkan pada gambar 1. Titik A adalah harga P_{wf} pada saat $q = 0$, dan sesuai dengan persamaan 2, maka $P_{wf} = P_s$. Sedangkan titik B adalah harga q pada saat $P_{wf} = 0$, dan sesuai dengan persamaan 2, maka

$q = J \times P_s$, dan harga laju produksi ini merupakan harga laju produksi maksimum (Dadang dkk. 2011).



Gambar 2.2 IPR Aliran Satu Fasa



Gambar 2.3 IPR Aliran Dua Fasa

Kurva IPR Dua Fasa pertama kali dikembangkan oleh Weller, untuk kemudian disederhanakan oleh Vogel untuk mempermudah perhitungan. Berdasarkan persamaan yang dikembangkan Weller, Vogel mengembangkan

kurva dasar dimensionless IPR yang dapat mewakili semua kondisi yang diamati. Persamaan dimensionless IPR Vogel adalah sebagai berikut (Rahaarjo, Austinus Denny U. 2016):

$$q = q_{max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \dots\dots\dots(17)$$

Dimana q_{max} adalah laju alir maksimal. Kurva IPR 2 Fasa Vogel akan berbentuk seperti Gambar 2. Kurva IPR Tiga Fasa Wiggins merupakan pengembangan dari metode Vogel. Perhitungan dua fasa Vogel disetarakan dengan aliran tiga fasa sehingga menghasilkan metode tiga fasa yang lebih sederhana (Aris Buntoro dkk. 2007). Metode Wiggins mengasumsikan bahwa setiap aliran fluida diberlakukan sendirian sehingga laju aliran minyak (q_o) dan air (q_w) dapat dihitung secara terpisah. Wiggins menyatakan bentuk dasar kurva IPR dengan persamaan:

Untuk aliran air :

$$\frac{q_w}{q_{w \max}} = 1 - 0,722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots(18)$$

Untuk aliran minyak :

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0,519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots(19)$$