

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Kinerja Aliran Fluida dalam Media Berpori

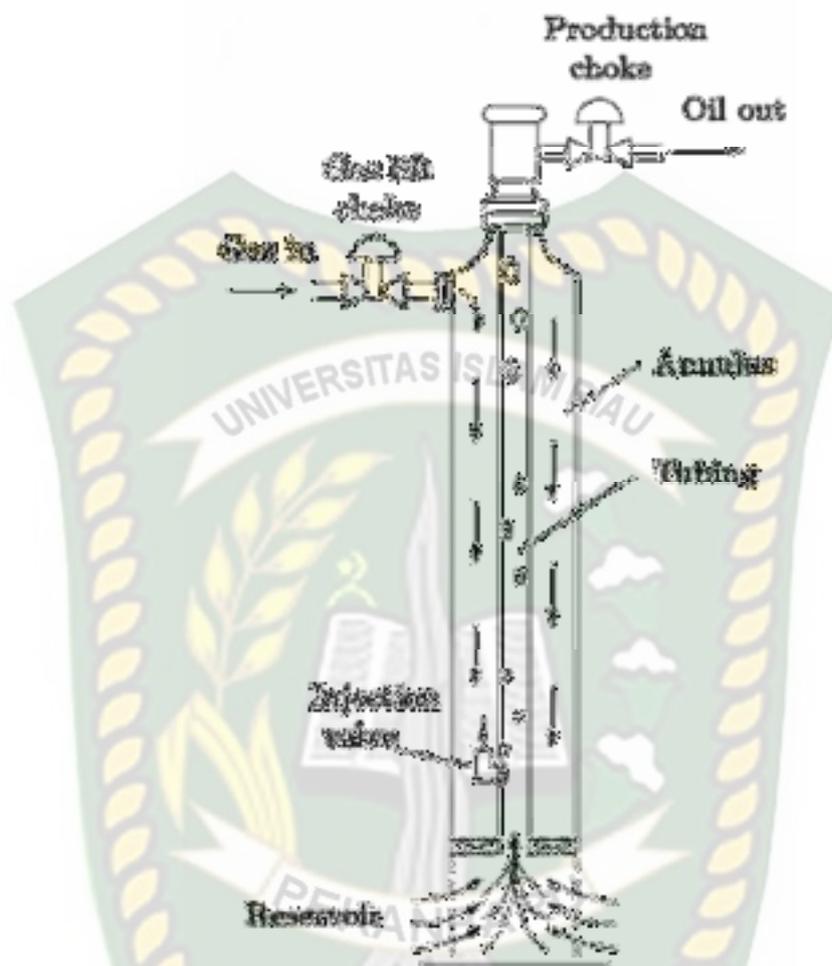
Hal utama yang harus diperhatikan saat memproduksi sumur minyak adalah menentukan berapa besarnya laju alir yang bisa diperoleh berdasarkan tekanan *Reservoir*. Laju alir yang dihasilkan akan menggambarkan besarnya *deliverability* suatu formasi produktif. Fluida yang terdapat dalam media berpori dapat mengalir ke lubang sumur jika ada perbedaan tekanan. *Reservoir deliverability* juga mempengaruhi jenis kompleksi dan metode *artificial lift* yang digunakan (Guo & William, 2007).

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

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

#### 2.2 Gas Lift

*Gas lift* merupakan suatu proses pengangkatan fluida sumur ke permukaan dengan cara menginjeksikan gas melalui *annulus tubing-casing* pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu (Ebrahimi, 2010) . Tujuan utama suatu sumur dilakukan injeksi *gas lift* adalah untuk mendapatkan laju produksi yang sesuai dengan yang diharapkan melalui penurunan gradien tekanan alir fluida dalam *tubing*.



**Gambar 2.1.** *Gas Lift Schematic* (Camargo E. , Aguilar, Rios, Rivas, & Martin, 2007)

Dinamika arus aliran yang sangat berosilasi tinggi pada suatu sumur *gas lift* dapat digambarkan sebagai berikut:

- (1) Gas dari casing mulai mengalir kedalam tubing. Saat gas memasuki tubing, tekanan di tubing menurun. Ini mempercepat masuknya gas.
- (2) Gas mendorong bagian utama dari cairan yang keluar dari tubing.
- (3) Cairan dalam tubing menghasilkan hambatan pemblokiran di bagian hilir lubang injeksi. Oleh karena itu, tubing terisi dengan cairan dan anulus dengan gas.
- (4) Bila tekanan di bagian hulu, *injektion orifice* mampu mengatasi tekanan

pada sisi hilir, yang dimulai pada sebuah siklus baru (Camargo, Aguilar, Rios, Rivas, & Martin, 2007)

Ada dua bentuk dasar metode *gas lift* yang digunakan berdasarkan waktu penginjeksian gasnya, yaitu *continous gas lift* dan *intermittent gas lift*. Pemilihan metode mana yang paling cocok bagi suatu sumur dipertimbangkan dari kondisi masing-masing sumur tersebut. Dalam pembahasan ini yang digunakan adalah sistem *continuous gas lift* sebab sesuai kondisi yang ada pada sumur-sumur yang menjadi kajian.

### 2.3 Tipe Gas Lift

Selanjutnya, ditinjau dari cara penginjeksian gas ke dalam sumur, injeksi gas dapat dibedakan menjadi dua cara, (Terotos, I.E, 2015 P. 30) yaitu :

#### 1. *Continuous Gas Lift*

Dimana gas diinjeksi secara terus menerus ke dalam annulus dan melalui *valve* yang dipasang pada tubing, hingga gas masuk ke dalam tubing tersebut. Gas injeksi ini bersama-sama dengan gas formasi akan mengangkat fluida ke permukaan dengan satu atau lebih dari proses berikut :

1. Pengurangan densitas fluida dan berat kolom fluida di dalam tubing, sehingga tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) akan berkurang. Penurunan ini mengakibatkan perbedaan tekanan (*drawdown*) yang semakin besar antara tekanan alir dasar sumur dengan tekanan formasi. Sehingga fluida dari dalam formasi dapat mengalir ke lubang bor dan naik ke permukaan.
2. Ekspansi gas injeksi akan mendorong fluida yang selanjutnya mengurangi berat kolom fluida di dalam tubing, dengan demikian menambah perbedaan tekanan antara *reservoir* dan lubang sumur.
3. Pemindehan *slug* fluida oleh gelembung gas yang besar sebagaimana kerja piston.

Dilihat dari prosesnya maka *continous gas lift* dipilih dengan pertimbangan :

- a. Untuk mengangkat fluida yang sangat besar kapasitasnya di dalam sumur.
- b. Tidak perlu menggunakan intermitter (pengatur injeksi).

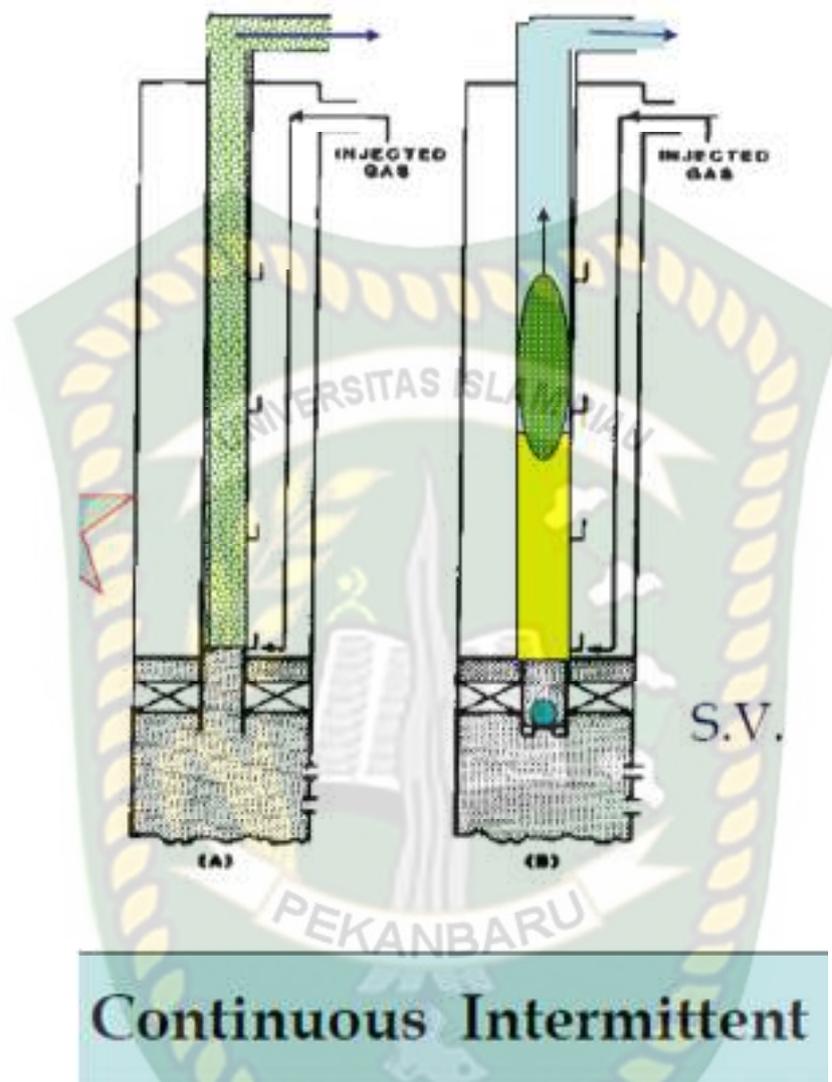
- c. Untuk sumur dengan berbagai macam kompleksi
- d. Untuk pengangkatan melalui pipa sempit
- e. Untuk sumur dengan GLR tinggi, dimana kecepatan aliran rendah.

Adapun batasan-batasan digunakannya *continuous gas lift* adalah :

- a. Gas tersedia terus menerus
- b. Kolom fluida lebih tinggi dari 70 % total kedalaman
- c. *Produktivitas Index* (PI) tinggi ( $> 0.5$  BFPD/Psi) dengan tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) tinggi
- d. Namun apabila tekanan dan volume gas injeksi yang tersedia cukup besar, *continuous gas lift* dapat dilakukan pada sumur dengan produktivitas indeks ( $PI < 0.2$  BFPD/Psi).

## 2. *Intermittent Gas Lift*

Dimana gas hanya diinjeksikan pada setiap selang waktu tertentu sehingga injeksi gas merupakan suatu siklus injeksi. Digunakan pada sumur yang mempunyai  $P_{wf}$  dan PI rendah atau salah satunya rendah. Dalam system ini produksi dilakukan secara terputus-putus dan didesain untuk memproduksi pada laju sebesar fluida yang masuk ke lubang sumur dari formasi. Dalam sistem *intermitten* fluida dibiarkan terakumulasi dan bertambah di dalam tubing pada dasar sumur selama proses penutupan sumur. Secara periodik, gelombang besar dari gas injeksi bertekanan tinggi diinjeksikan dengan cepat kedalam tubing di bawah kolom fluida dan kolom fluida akan terdorong ke permukaan. Frekuensi penutupan atau *shut-in intermitten* ditentukan oleh jumlah waktu yang diperlukan oleh slug liquid masuk kedalam tubing. Lama periode injeksi gas tergantung *slug* cairan ke permukaan.



Gambar 2.2. Gas Lift Types (Putra, 2014)

Tabel 2.1

Kriteria Penentuan Sistem Injeksi (Pudjo Sukarno, 1990)

PI	BHP	Sistem Injeksi
Tinggi	Tinggi	Continuous
Tinggi	Rendah	Intermittent
Rendah	Tinggi	Intermittent
Rendah	Rendah	Intermittent

Keterangan :

- a. PI tinggi bila harganya  $> 0.5$  bpd/psi.
- b. PI rendah bila harganya  $< 0,5$  bpd/psi.
- c. BHP tinggi bila dapat mengangkat kolom cairan minimum 70% dari kedalaman sumur.
- d. BHP rendah bila kolom cairan yang terangkat kurang dari 70% atau minimum 40% dari kedalaman sumur.

Dalam penelitian ini, sumur-sumur kajian menggunakan instalasi *gas lift* dengan tipe *continuous*. Karena *continuous gas lift* digunakan pada sumur yang mempunyai PI (*Productivity Index*) dan Pwf besar serta kolom fluida di dalam sumur minimal 40% dari kedalaman total sumur.

#### 2.4 Prinsip Dasar *Gas Lift*

Tujuan operasi *gas lift* secara umum adalah untuk menciptakan “drawdown” sedemikian rupa sehingga *reservoir* mampu mengalirkan sejumlah fluida seperti yang diinginkan. Faktor utama yang menentukan dalam metode *gas lift* adalah perbandingan jumlah gas dengan cairan (GLR atau *Gas Oil Ratio*) formasi pada sumur tersebut sudah lebih kecil dari GLR optimum, di samping adanya penurunan tekanan dalam *reservoir*-nya. Maka dengan menginjeksikan gas bertekanan tinggi ke dalam tubing melalui annulus, menyebabkan densitas cairan di dalam tubing menurun dan gradient tekanan dalam kolom tubing juga menurun, akhirnya timbul perbedaan tekanan antara *reservoir* dengan tekanan dasar sumur (*drawdown*) yang lebih besar dari sebelumnya dan mengakibatkan mengalirnya minyak dari *reservoir* ke permukaan, atau dapat pula digunakan untuk menambah laju produksi total pada sumur minyak yang masih *flowing* tetapi laju produksinya kecil (Shagir, 2007)

#### 2.5 Keuntungan Dan Kerugian Sumur *Gas Lift*

##### 2.5.1 Keuntungan Sumur *Gas Lift*

1. Biaya awal untuk peralatan down hole sangat murah.
2. Laju produksi dapat dikontrol dari permukaan.

3. Pasir yang ikut terproduksi tidak berpengaruh terhadap peralatan *gas lift*.
4. tidak dipengaruhi oleh kemiringan lubang.
5. peralatan yang bergerak tidak banyak sehingga tidak memerlukan perawatan khusus.
6. biaya operasi murah.
7. peralatan penting (*gas compressor*) dalam *gas lift system* di instal di permukaan sehingga mudah untuk perawatan dan perbaikan.

#### 2.5.2 Kekurangan Sumur *Gas Lift*

1. Harus ada sumber gas memerlukan gas yang cukup.
2. Bila gas yang digunakan bersifat korosif akan menambah biaya operasi.
3. Tidak efisien untuk lapangan yang kecil jika peralatan *compression* diperlukan.
4. Problem *gas freezing* dan *hydrate*.
5. Problem *safety* untuk tekanan gas yang tinggi.

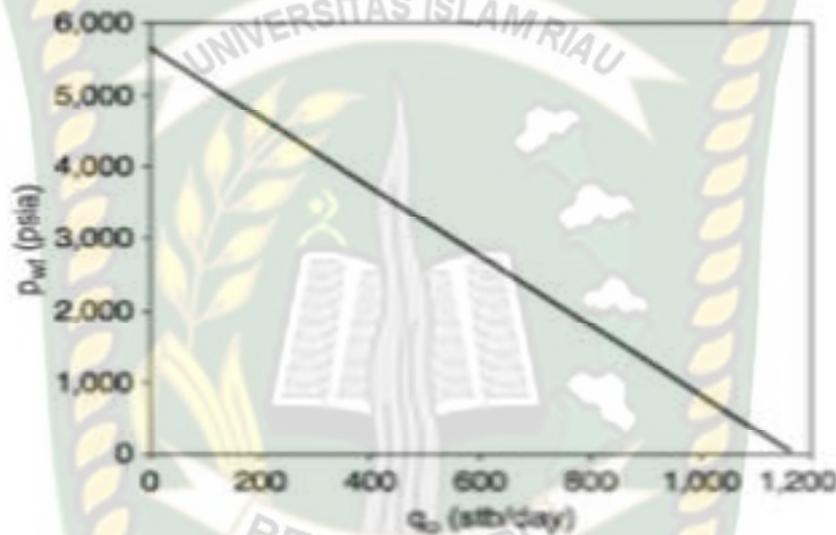
#### 2.6 Inflow Performance Relationship (Ipr)

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) merupakan grafik yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi ( $q$ ) terhadap tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ). Dalam persiapan pembuatan IPR terlebih dahulu harus diketahui *Productivity Index* (PI) sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. (Ariadi & Regina, 2001)

Dalam memproduksi suatu sumur, baik itu sumur minyak ataupun gas, sangat diperlukan adanya informasi mengenai kelakuan dari reservoirnya. Kelakuan reservoir biasanya ditunjukkan dengan adanya aliran (*inflow*) dari reservoir itu sendiri yang disebabkan adanya tekanan reservoir ( $P_r$ ). Aliran dari reservoir kedalam lubang sumur tergantung dari *drawdown* atau *pressure drop*

dalam reservoir,  $P_r - P_{wf}$ , dimana  $P_{wf}$  adalah tekanan alir didasar sumur (*bottomhole flowing pressure*) (Hermadi).

Aliran dari reservoir ke lubang sumur tersebut dinamakan inflow performance dan kurva yang dihasilkan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur disebut inflow performance relationship, atau lebih dikenal dengan istilah kurva IPR. Jadi kurva IPR merupakan kurva yang menunjukkan kelakuan produksi suatu sumur (Hermadi).



**Gambar 2.3.** Kurva IPR (Raharjo, 2016)

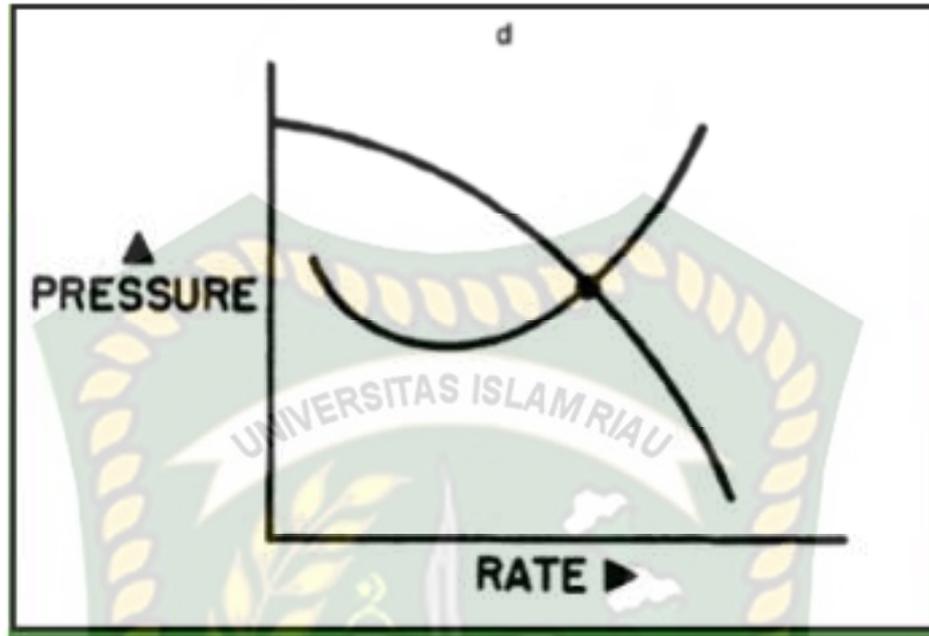
### 2.7 Vertical Lift Performance / VLP

*Vertical Lift Performance* (VLP) adalah kemampuan sumur untuk menghasilkan batasan tekanan permukaan konstan. dalam sumur yang mengalir, (Sibeudu, S.O, 2015).

Aliran fluida di dalam *tubing* ini merupakan aliran serentak *free gas* dan cairan, yang keduanya dapat bercampur secara homogen atau cairan berupa slug yang didorong oleh kolom gas. Kurva VLP juga merepresentasikan kemampuan tubing untuk mengalirkan fluida. Optimasi tubing perlu dilakukan untuk menghasilkan suatu sistem produksi yang optimal (Vina,2011). Kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida dari bawah sumur harus dikombinasikan dengan kinerja *vertical lift performance* (VLP). Untuk tekanan alir dikepala

sumur yang diperlukan akan berhubungan dengan tekanan alir didasar sumur,  $p_{wf}$ , yang merupakan fungsi dari perbedaan tekanan hidrostatik dan pengaruh adanya tekanan gesekan (Economides, 1993).

Faktor gesekan tergantung pada *Reynolds number* dan kekasaran relative pipa. Bilangan Reynolds merupakan bilangan tak berdimensi yang dapat membedakan suatu aliran itu dinamakan laminar, transisi atau turbulen. Bilangan Reynolds adalah rasio antara gaya inersia ( $v\rho$ ) terhadap gaya viskos ( $\mu/L$ ) yang mengkuantifikasikan hubungan kedua gaya tersebut dengan suatu kondisi aliran tertentu. Bilangan ini digunakan untuk mengidentifikasikan jenis aliran yang berbeda, misalnya laminar, turbulen atau transisi. Kekasaran Relatif adalah nilai dari ukuran peralatan dipermukaan seperti pada pipa yang mengganggu pergerakan aliran fluida dibandingkan dengan diameter pipa. Namun, harus diingat bahwa kekasaran pipa dapat berubah seiring dengan lamanya pemakaian, sehingga kekasaran relatif dasarnya adalah parameter empiris yang dapat diperoleh melalui pengukuran penurunan tekanan. Besarnya bilangan Reynold yang terjadi pada suatu aliran dalam pipa dapat menunjukkan apakah profil aliran tersebut laminar atau turbulen (Chen, 1979).



**Gambar 2.4.** Kurva VLP vs IPR (Amao, 2013)

**2.8 Produktiviti Indeks (PI)**

Menurut (Brown, K.E, 1997) Indeks Produktivitas (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:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \text{ bbl/d/psi} \dots\dots\dots (1)$$

Dengan melakukan substitusi maka PI juga dapat ditentukan berdasarkan sifat fisik batuan dan fluida reservoir, serta geometri sumur, yaitu :

$$PI = \frac{0,007082 k h \text{ bbl}}{\alpha_o B_o \ln(\frac{r_e}{r_w})} \frac{1}{d} \text{ /psi} \dots\dots\dots (2)$$

Dengan catatan bahwa persamaan (2) tersebut dapat digunakan asalkan memenuhi persyaratan dari persamaan (1). Persyaratan pada persamaan (1) 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 (1) dan (2) 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 :

$$PI = \frac{dq}{dP_{wf}} \dots\dots\dots (3)$$

Persyaratan fasa untuk persamaan ( 1 ), dapat juga tidak terpenuhi jika dalam aliran fluida tersebut terdapat air formasi. Tetapi dalam praktel, keadaan ini masih dapat di anggap berfasa satu, sehingga persamaan (1) dapat lebih diperjelas dengan memasukkan laju produksi aiir kedalam persamaan tersebut :

$$PI = \frac{q_o + q_w}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (4)$$

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

$$PI = \frac{0,007082 h}{\ln(r_e/r_w)} \left[ \frac{k_o}{\alpha_o B_o} + \frac{k_w}{\alpha_w B_w} \right] \dots\dots\dots (5)$$

Setiap yang menyebabkan perubahan parameter dalam persamaan ini akan menyebabkan perubahan dalam PI dan kemudian berpengaruh terhadap kinerja perpindahan aliran. Perubahan parameter utama yaitu pada fungsi tekanan,  $f(p) = kro/\mu_o B_o$  dan faktor skin  $S' = S + Dq_o$ . Parameter yang dapat berubah adalah:

1. *Drawdown*, yang mana berpengaruh kro sekitar lubang bor dan juga berpengaruh Dqo.
2. Kerusakan formasi atau stimulasi, yang mana berpengaruh terhadap S.
3. Pengurangan, yang mana berpengaruh terhadap f (p) dalam kondisi volume pengurangan terhadap sumur seperti rendahnya nilai Pr dibawah Pb.
4. Pengaruh perofasi. (Beggs. H.Dale, 1991)

Semua komponen dari sistem produksi pada perminyakan dapat diringkas menjadi indeks produktivitas. Peran seorang teknik produksi adalah untuk memaksimalkan produktivitas sumur dengan seefektif mungkin, sehingga dalam memahami dan menghitung variabel untuk mengontrol indeks produktivitas (diagnosis sumur) menjadi sebuah keharusan (Allen and Roberts, 1982). Tekanan dasar sumur yang mengalir dapat diturunkan dengan meminimalkan kehilangan tekanan antara dasar sumur dan fasilitas separator, misalnya dengan mengoptimalkan ukuran tubing) atau dengan memperbaiki desain *artificial lift*. Meningkatkan produktivitas sumur dengan mengoptimalkan sistem aliran dari lokasi dasar sumur ke fasilitas produksi di permukaan adalah peran utama dari teknik produksi. (Muskat, 1982).

## 2.9 Simulator Prosper (*Production And Systems Performance Analysis*)

Prosper merupakan *software* yang digunakan untuk analisa performa suatu sistem sumur. Simulator Prosper merupakan salah satu simulator di IPM untuk pembuatan model sumur. Sedangkan Simulator MBAL digunakan untuk pembuatan model *Reservoir* dan simulator GAP digunakan untuk pembuatan integrasi model jaringan di permukaan.

Penggunaan Prosper:

- a. Prosper adalah elemen mendasar dalam *integrated production model* (IPM) seperti yang didefinisikan oleh *Petroleum experts*, menghubungkan ke GAP, program optimasi jaringan Produksi untuk mengumpulkan pemodelan sistem dan pemodelan *Reservoir* dengan MBAL, *Reservoir engineer* dan *modelling tool*, untuk membuat terintegrasi total system pemodelan dan peramalan produksi.
- b. Pada bagian PVT di Prosper dapat menghitung sifat fisik fluida menggunakan ukuran korelasi Black Oil. Dengan pilihan ini pengguna dapat juga mengimpor seluruh data PVT ke dalam bentuk tabel, yang bisa saja dihasilkan dengan menggunakan model EOS milik mereka sendiri.

- c. Simulator ini dapat digunakan untuk membuat model *Reservoir* yaitu *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk *single layer*, multi layer atau sumur multilateral dengan kompleks. Seluruh aspek optimasi dari sebuah design completion termasuk rincian perforasi dan *gravel pack*.
- d. Simulator ini digunakan untuk perkiraan prediksi tekanan dan temperature profil sumur produksi, sumur injeksi, dari satu sisi hingga ke sisi lainnya dan sepanjang performa *flow line* di permukaan.
- e. Perhitungan sensitivitas mampu menyediakan suatu model bagi *engineer* dan memudahkan dalam konfigurasi optimasi tubing, *choke* dan performa *flow line* di permukaan.
- f. Simulator dapat digunakan untuk merancang, optimasi dan *troubleshoot* pada system *artificial lift*: *gas lift*, *Coiled tubing*, *ESP*, *PCP*, *HSP* (*hydraulic pump*), *jet pump* dan *sucker rod pump* (*SRP*) pada peralatan sumur.
- g. Perhitungan *Choke* digunakan untuk memprediksi laju alir berdasarkan ukuran *choke* untuk menetapkan laju alir produksi tertentu. Hal ini juga dapat menghasilkan kurva performa *choke*.
- h. Korelasi aliran multifasa dilakukan untuk mencocokkan data perhitungan lapangan untuk menghasilkan kurva *Vertical Lift Performance* (*VLP*) dalam sebuah simulator dan model jaringan produksi.
- i. Simulator ini dapat digunakan untuk mencocokkan atau cara prediktif. Mencocokkan data asli adalah di PVT, mencocokkan data IPR dan mencocokkan bagian VLP. Dalam mode prediktif, yang dibuat dapat digunakan untuk membuat estimasi performa sumur kedepannya.

Langkah-langkah pengerjaan studi ini dengan simulator Prosper yaitu terdiri dari: persiapan data, input data PVT, input data Inflow Performance Relationship (IPR), data *equipment* (*Deviation survey*, *surface equipment*, *downhole equipment*, *geothermal equipment*, dan *average heat capacities*), dan melakukan analisa data *Vertical Lift Performance* (*VLP*) serta analisa *choke size* dan

didapatkan *initial production* pada suatu model sumur. (Petroleum Experts Limited, 2013).

## 2.10 Viskositas

Sifat cairan ini mengindikasikan daya tahannya terhadap aliran. Ini merupakan parameter penting yang digunakan dalam persamaan dan proses aliran. Merupakan parameter dinamis karena hanya dapat diukur bila fluida bergerak. Viskositas adalah angka yang mewakili gaya tarik yang disebabkan oleh gaya tarik menarik di lapisan cairan yang berdekatan. Ini bisa dianggap sebagai gesekan internal antara molekul, terpisah antara cairan dan dinding pipa.

Viskositas cairan berubah terhadap suhu. Viskositas menurun seiring dengan meningkatnya suhu, sedangkan viskositas gas menurun pada awalnya dengan meningkatnya suhu dan kemudian meningkat seiring dengan meningkatnya suhu.

### 2.10.1 Viskositas Minyak

Viskositas minyak ( $\mu_o$ ) didefinisikan sebagai ukuran ketahanan minyak terhadap aliran atau dengan kata lain viskositas minyak adalah suatu ukuran tentang besarnya keengganan minyak untuk mengalir dengan satuan *centipoise* (cp) atau gr/ 100 detik/ 1 cm.

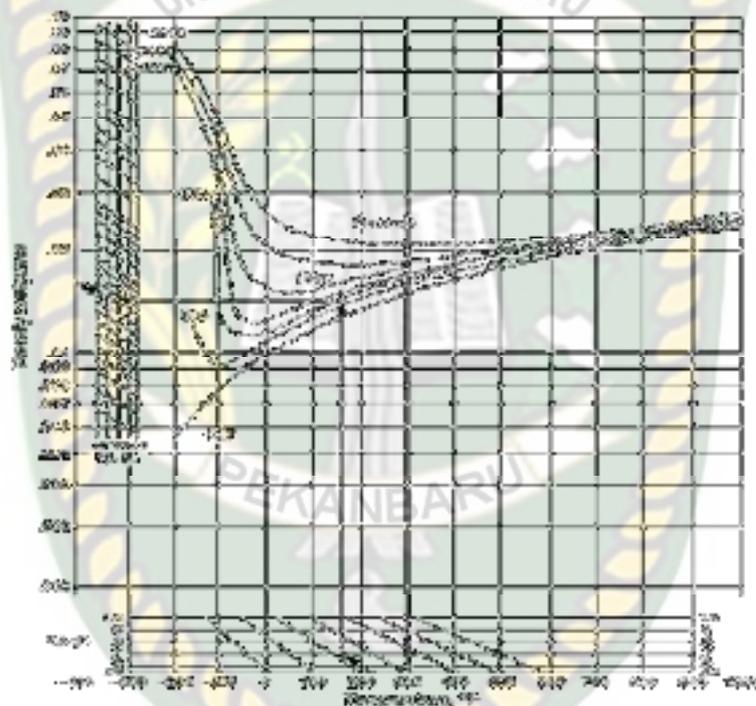
Viskositas minyak sangat dipengaruhi oleh :

1. Semakin tinggi temperatur maka semakin kecil viskositas minyaknya karena minyak akan semakin encer dan dengan bertambahnya gas yang terlarut dalam minyak maka viskositas minyak juga akan turun
2. Semakin besar tekanan maka semakin besar pula viskositasnya sebab dengan tekanan yang besar minyak akan termampatkan . (Rukmana & Kristanto)

### 2.10.2 Viskositas gas

Gambar 2.4 dapat digunakan untuk memperkirakan viskositas gas hidrokarbon pada berbagai kondisi suhu dan tekanan jika berat jenis gas pada

kondisi standar diketahui. Hal ini berguna saat komposisi gas tidak diketahui. Ini tidak membuat koreksi untuk H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, dan N<sub>2</sub>. Hal ini berguna untuk menentukan viskositas pada tekanan tinggi. Ini hanya korelasi perkiraan dan dengan demikian menghasilkan hasil yang kurang akurat daripada korelasi lainnya, Namun sebagian besar teknik perhitungannya menghasilkan hasil dalam batasan yang dapat diterima. Bila dibandingkan dengan viskositas cairan, viskositas gas sangat rendah, yang mengindikasikan jarak yang cukup jauh antara molekul (*GPSA Engineering Data Book*).



**Gambar 2.5.** *Hydrocarbon gas viscosity (Courtesy of GPSA Engineering Data Book)*