

Bab II Tinjauan Pustaka

Penurunan tekanan reservoir akan menyebabkan penurunan produktivitas sumur minyak yang kemudian menyebabkan penurunan laju produksi sumur. Hal ini terjadi karena dua hal yaitu berkurangnya kemampuan pada kondisi masukan (*inflow performance*) dan kondisi keluaran (*outflow performance*). Yang dimaksud dengan berkurangnya *inflow performance* adalah terjadinya penurunan kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida dari dasar sumur dan yang dimaksud dengan berkurangnya kemampuan *outflow performance* adalah terjadinya penurunan kemampuan yang dibutuhkan untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan. Salah satu cara untuk mengatasi masalah pada masukan adalah dengan menurunkan tekanan di dasar sumur. Salah satu metodenya adalah dengan metode pengangkatan buatan. Metode ini akan mempengaruhi performa dari keluaran suatu sumur.

II.1 Sistem Injeksi *Gas lift*

Gas lift adalah salah satu metode pengangkatan buatan yang menggunakan gas yang relative bertekanan tinggi yang dipergunakan sebagai medium pengangkat melalui mekanisme mekanikal. Tujuan penggunaan *gas lift* adalah untuk meningkatkan produksi sumur dengan menurunkan densitas fluida dengan cara menginjeksikan gas ke dalam sumur yang akan menurunkan tekanan dasar sumur *Flowing Bottom Hole Pressure* (FBHP) di bagian bawah sehingga fluida lebih mudah terangkat mencapai ke permukaan. Proses ini dapat dilakukan dengan dua tipe *gas lift* yang umum dipergunakan yaitu dengan cara aliran terus menerus (*continuous*) atau secara intermitten.

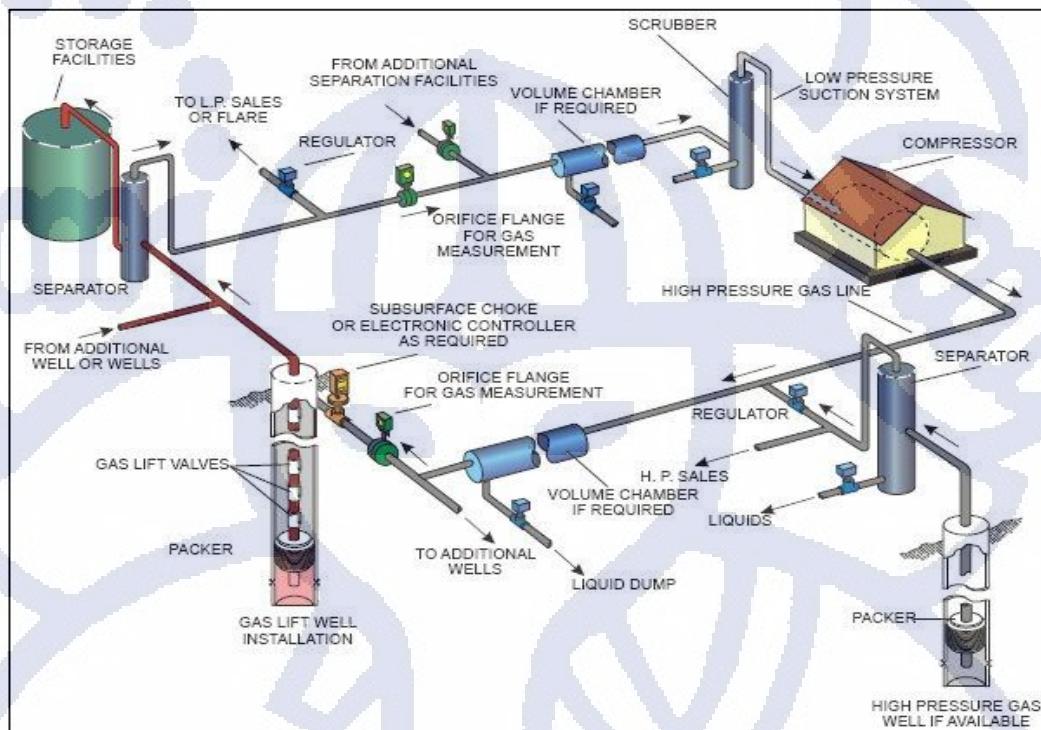
Metoda injeksi *gas lift* kontinyu (*continuous flow gas lift*) adalah dengan cara menginjeksikan gas bertekanan tinggi secara kontinyu yang dimasukkan ke dalam *tubing* untuk meringankan kolom cairan atau untuk mengurangi FBHP yang memberikan adanya perbedaan yang memadai di *sandface*, yang menyebabkan sumur menghasilkan laju aliran yang diinginkan. Untuk mencapai hal tersebut katup aliran dipergunakan pada titik terdalam gas injeksi yang juga

secara bersamaan katup akan bertindak sebagai variabel untuk mengatur gas yang diinjeksikan dari permukaan yang tergantung pada tekanan *tubing*. Kedalaman katup injeksi dapat disebut dengan titik injeksi. Titik kedalaman injeksi akan mempengaruhi dari tekanan gas injeksi yang dibutuhkan dan untuk mengurangi tekanan injeksi yang diperlukan ketika proses produksi dengan metode *gas lift* berlangsung, terdapat beberapa katup (*unloading valve*) sebelum sampai ke katup injeksi terdalam.

Gambar II.1 memperlihatkan gambaran umum system sumur *gas lift* yang terdiri dari beberapa komponen yaitu sebagai berikut:

- Injeksi Gas
- Annulus *casing-tubing* sebagai media penyalur gas di dalam sumur
- *Tubing, Wellhead, Production Flowline*
- Katup *Gas lift* yang terpasang di dalam kompleksi sumur
- Separator produksi, untuk memisahkan fasa cairan dan gas
- *Scrubber*, yaitu alat yang berfungsi untuk mengeringkan gas. Sehingga pada saat gas masuk ke dalam kompresor relatif sudah dalam keadaan kering atau *dry gas*.
- Kompresor untuk mengkompresi gas menjadi bertekanan lebih tinggi.

Pada Gambar II.2 dapat dilihat system *gas lift* di dalam sumur. Gas injeksi masuk ke dalam *tubing* melalui *gas lift valve* yang terdapat di dalam sumur. Gas masuk dari annulus menuju *tubing* melalui *gas lift valve* yang tersimpan di side pocket mandrel. Gas injeksi akan mengalir bersama dengan fluida dari reservoir menuju permukaan. *Production packer* pada sumur berfungsi untuk menahan fluida reservoir menuju annulus dan sekaligus menyekat gas injeksi tidak mengalir menuju zona reservoir untuk menjaga integritas sumur.



Gambar II.1 Skema sumur *gas lift* (API, 2003)

II.2 Desain Pemasangan *Gas lift*

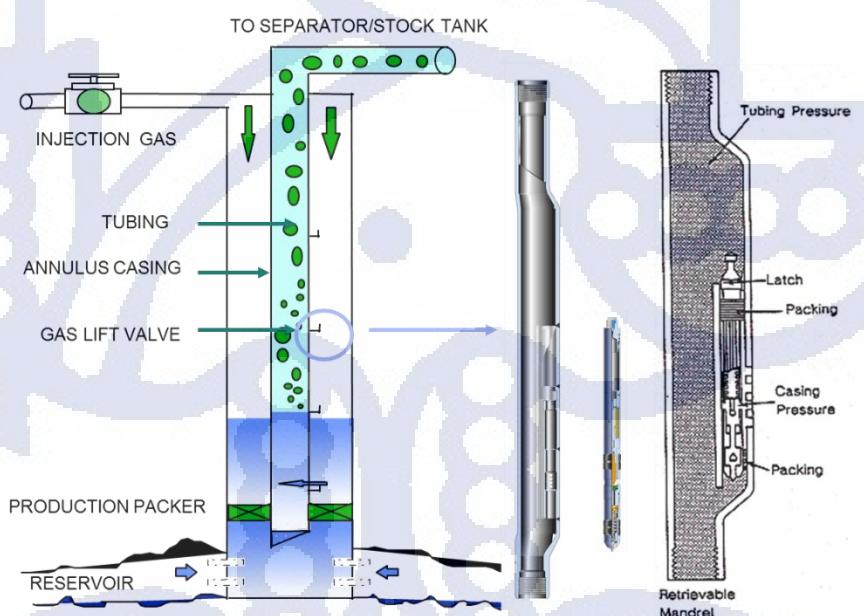
Banyak faktor yang perlu dipertimbangkan dalam merancang pemasangan *gas lift* beberapa faktornya adalah ketersedianya gas dalam jumlah yang memadai untuk injeksi, adanya gas bertekanan tinggi, dan ketinggian fluida di dalam sumur yang masih tinggi.

Parameter-parameter yang perlu diketahui pada perencanaan instalasi *continuous gas lift* dalam peningkatan produktivitas sumur antara lain: penetuan letak titik injeksi, penentuan spasi *valve*, penentuan jumlah gas injeksi, penetuan ukuran *port* dan tekanan buka katup di bengkel serta penetuan GLR optimum untuk mengetahui tekanan alir dasar sumur yang terjadi pada laju produksi yang diinginkan.

Tujuan dari *gas lift valve* adalah untuk mengangkat fluida dari sumur sehingga gas gas dapat diinjeksikan pada kedalaman optimum dari rangkaian *tubing* dan untuk mengendalikan laju gas injeksi baik dalam proses *unloading* dan kondisi operasi.

Gas lift valve yang digunakan untuk laju alir *continuous* harus sensitive terhadap tekanan *tubing* ketika dalam keadaan terbuka. Katup tersebut harus merespon secara proporsional terhadap kenaikan atau penurunan dari tekanan *tubing*. Hal ini akan menjaga tekanan laju alir *tubing* atau menjaga tekanan konstan di dalam *tubing*.

Lokasi dari katup *gas lift* dipengaruhi beberapa faktor yang antara lain dipengaruhi oleh ketersediaan dari tekanan gas untuk proses *unloading*, gradient dari fluida di dalam sumur, *inflow performance*, tekanan balik di permukaan. *Gas lift valve* memiliki berbagai macam ukuran sesuai dengan target gas injeksi yang akan dialirkan dan ukuran side pocket mandrel yang dipasang pada sistem kompleks sumur. Satu sumur bisa dilengkapi dengan lebih dari satu *gas lift valve* bila tekanan injeksi yang tersedia tidak cukup tinggi. Dalam kondisi tersebut *gas lift valve* yang terpasang dilengkapi dengan *unloading valve* yang ditempatkan pada bagian yang paling atas, sehingga tekanan injeksi yang dibutuhkan tidak setinggi tekanan injeksi pada kondisi hanya satu *valve* terpasang.



Gambar II.2 Diagram sistem *gas lift* di dalam sumur (Schlumberger, 2001)

Gambar II.2 menunjukkan pemasangan secara umum untuk laju alir *continuous*. Tipe ini membuat aliran FBHP yang dibutuhkan untuk membuat sumur

berproduksi pada flow rate tertentu. Gas diinjeksikan pada kedalaman tertentu agar tekanan yang diperlukan tercapai. Faktor-faktor seperti ketersedian tekanan gas injeksi, volume gas, konfigurasi ukuran aliran, dan tekanan di permukaan akan mempengaruhi produksi.

II.3 Desain Instalasi *Gas lift* Laju Alir Kontinyu

Untuk merancang instalasi *gas lift* aliran kontinyu memerlukan informasi yang cukup untuk memperbesar desain instalasi, semakin banyak informasi yang ada akan semakin baik pula desainnya. Berikut adalah beberapa data yang diperlukan seperti antara lain data kedalaman sumur, ukuran *tubing* dan *casing*, sifat fluida reservoirnya seperti mengandung pasir, parafin, dll, ukuran dan panjang *flowline*, tekanan balik separator, *water cut*, spesifik gravity gas injeksi, tekanan gas injeksi dan volume yang tersedia di lokasi sumur, inflow performance sumur, temperatur *bottom hole* dan gradien geothermal, API gravitasi minyak, BHP statis, dll.

Basis desain dari *gas lift* aliran kontinyu adalah untuk membuat FBHP yang cukup agar sumur dapat berproduksi pada laju alir tertentu. Gas di injeksikan di suatu titik sehingga FBHP tersebut bisa di dapatkan. Faktor seperti ketersediaan tekanan gas injeksi, volume gas injeksi, tekanan flowing *tubing* di permukaan akan mempengaruhi produksi.

$$P_{wf} = P_{wh} + G_{fa}L + G_{fb}(D-L) \quad (\text{II.1})$$

Dimana:

P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psia

P_{wh} = Tekanan pada well head, psia

G_{fa} = Gradien tekanan rata-rata di atas titik injeksi, psi/ft

G_{fb} = Gradien tekanan rata-rata di bawah titik injeksi, psi/ft

L = Kedalaman titik injeksi, ft

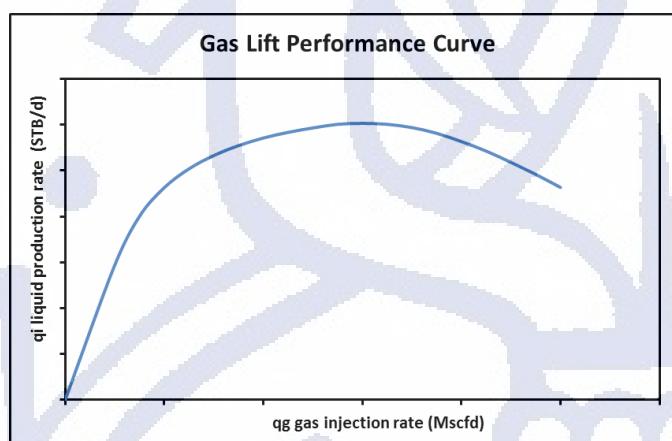
D = Kedalaman sumur total, ft

Titik penentuan gas injeksi perlu diperhatikan untuk mendapatkan perolehan produksi yang optimum. Jika data-data produksi dan skematik sumur tersedia, langkah pertama dalam desain aliran kontinyu adalah menentukan titik injeksi gas.

Dalam prosedur ini manfaat yang maksimum berasal dari tekanan injeksi yang tersedia. Ini berarti titik injeksi terdalam akan diperoleh tergantung pada tekanan gas injeksi yang tersedia.

II.4 *Gas lift Performance Curve*

Gas lift Performance Curve (GLPC) merupakan suatu kurva yang menunjukkan hubungan antara laju produksi sumur terhadap jumlah gas injeksi. Istilah GLPC diperkenalkan oleh Poettman dan Carpenter di tahun 1952 serta Bertuzzi tahun 1953 dan mulai sejak itu banyak digunakan. GLPC sangat berperan dalam menunjukkan volume injeksi gas yang paling optimum untuk menghasilkan laju produksi yang maksimum pada sumur-sumur minyak pada suatu lapangan minyak. Ilustrasi mengenai GLPC dapat dilihat pada Gambar II.3.



Gambar II.3 *Gas lift performance curve*

Pada mulanya peningkatan laju injeksi gas akan meningkatkan laju produksi minyak. Sampai dengan pada saat dimana tercapai kondisi laju injeksi gas menjadi tidak efisien lagi sebagai media pengangkat fluida dari reservoir ke permukaan, yang ditunjukkan dengan semakin ditambahkan jumlah gas injeksi semakin menurun jumlah produksi minyak. Pada saat dimana kondisi ini terjadi disebut sebagai kondisi setelah optimum. Kondisi tepat sebelum ini terjadi disebut sebagai kondisi optimum.

Kondisi optimum menggambarkan bahwa banyaknya gas yang diinjeksi ke dalam sumur merupakan jumlah gas injeksi optimum yang akan mengakibatkan sumur memproduksi total cairan maksimum. Berdasarkan GLPC dapat ditentukan total gas injeksi yang diperlukan pada sebuah sumur jika sumur akan diproduksi pada laju produksi tertentu. Pada GLPC, kemiringan kurva atau *slope* menunjukkan derajat perubahan laju produksi dengan penambahan injeksi gas ($\Delta Q_L / \Delta Q_g$) dimana ketika *slope* bernilai sama dengan nol menunjukkan bahwa injeksi gas telah optimum dan menghasilkan laju produksi cairan yang maksimum.

Dalam prakteknya, jumlah gas injeksi optimum tersebut dapat dipenuhi jika persediaan gas di lapangan tidak terbatas tetapi untuk suatu lapangan dengan jumlah gas injeksi terbatas, jumlah gas injeksi yang diberikan untuk sumur-sumur minyak ditentukan pada saat kemiringan GLPC berharga positif.

Suatu plot GLPC menunjukkan pada suatu keadaan tertentu dari rentang waktu sumur minyak *gas lift* berproduksi, dan untuk masa yang akan datang perlu dibuat plot GLPC yang baru sebagai akibat perubahan parameter dalam sistem produksi reservoir-sumur, misalnya penurunan tekanan rata-rata reservoir, penurunan harga GLR formasi, dan parameter operasional lainnya.

Untuk membangun sebuah konstruksi GLPC dapat menggunakan metode nodal analisis yang akan menggabungkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan kurva *Vertical Lift Performance* (VLP). Setelah dua kurva ini terbentuk perpotongan antara kurva IPR dan kurva VLP akan menghasilkan laju produksi untuk sistem sumur. Jika *tubing* intake dibuat untuk berbagai Gas Liquid Rasio (GLR) maka dapat diproleh hubungan antara GLR dengan laju produksi. Titik-titik perpotongan ini kemudian disimpan untuk dijadikan dalam sebuah kurva baru yang menunjukkan hubungan antara laju produksi dan GLR yang disebut (GLPC).

II.5 Sistem *Gas lift* Pack Off (GLPO)

Gas lift Pack Off (GLPO) adalah suatu metode pengembangan dari sistem *gas lift* konvensional. Teknik GLPO adalah salah satu cara menempatkan *gas lift* di dalam sumur tanpa mengganggu rangkaian *tubing* original yang pada awalnya sudah terpasang pada sumur yang mengalir dan dibahas oleh Brown, Donaldson dan Canalizo (Brown, 1980). GLPO pada prinsipnya bekerja seperti *gas lift valve* konvensional yang dipasang sebagai tambahan peralatan pada sistem kompleks yang sudah ada di dalam sumur. Pemasangan GLPO merupakan salah satu pemasangan alternatif dari *gas lift valve* yang pemasangannya dapat menggunakan slickline dengan biaya yang lebih murah dibandingkan dengan pemasangan *gas lift valve* secara umum yang mempergunakan coiled *tubing*. GLPO dapat dipasang untuk sumur yang sebelumnya sudah memiliki sistem *gas lift* ataupun belum.

Teknik ini terdiri dari pemasangan katup *gas lift* di dalam rangkaian *tubing* yang berada diantara rakitan atas dan bawah pack-off. Kedua pack-off ditempatkan sehingga dapat melewati lubang yang sebelumnya dilubangi di *tubing*. Gas dari anulus masuk melalui *tubing*, melalui katup *gas lift*, dan masuk ke dalam rangkaian. Fluida sumur diproduksikan melalui pusat perakitan pack-off. Sejumlah rakitan ini bisa ditempatkan di sumur yang mirip dengan instalasi lift gas biasa. Rangkaian GLPO dapat dilihat pada Gambar II.4.

Beberapa aplikasi tambahan yang dapat dilakukan dengan pemasangan *pack-off* antara lain adalah sebagai berikut:

1. Unload air dari sumur gas
2. *Pack-off* kesalahan katup *gas lift*
3. Memperbaiki kebocoran di *tubing*
4. Memperbaiki blast pipe di dalam pemasangan dual *tubing*
5. Menambah kedalaman dari katup *gas lift* dari original *gas lift* yang sudah terpasang di dalam sumur.

Pada lapangan ini pemasangan GLPO dipergunakan untuk menambah titik kedalaman dari sumur yang mana desain awalnya *gas lift* terpasang masih dangkal karena hanya dipergunakan untuk proses awal *kick off* sumur. Sering nerjalannya waktu lambat laun sumur-sumur pada lapangan ini tidak memiliki kemampuan untuk mengalir secara alami. Dengan sistem GLPO gas injection valve dapat ditempatkan sedalam mungkin sesuai kebutuhan sehingga produksi dari sumur dapat diperpanjang umurnya.

II.5.1 Rangkaian Pemasangan GLPO

Secara umum rangkaian pemasangan GLPO dapat dilihat pada Gambar II.4 yang terdiri dari 4 komponen utama yaitu antara lain:

1) *Tubing* stopper (Lower and Upper AA-Stop)

Tubing stopper (Lower AA-Stop) fungsi utamanya adalah untuk menahan rangkaian GLPO pada lokasi yang diinginkan di dalam *tubing*. Rangkaian GLPO memerlukan *tubing* stopper pada bagian atas dan bawah di dalam rangkaian GLPO. Lower AA-stop dapat dijadikan sebagai referensi kedalaman untuk aktifitas slickline/wireline.

2) Pack-Off Tools (Lower and Upper pack-off)

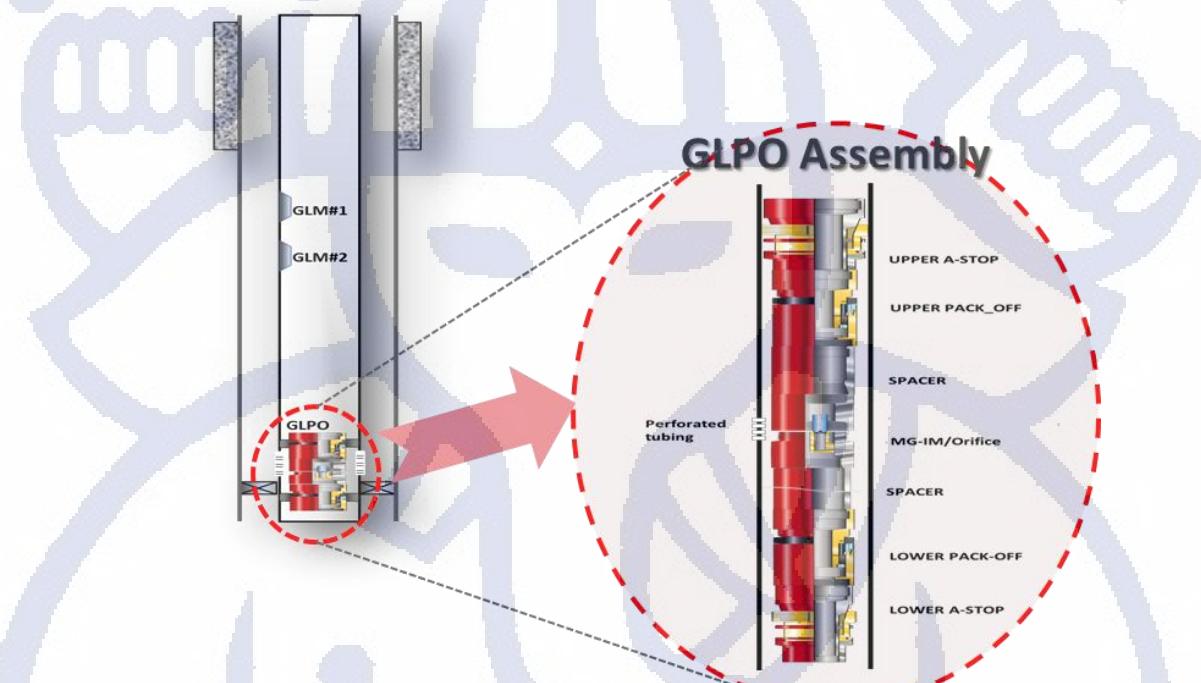
Perlengkapan Pack-Off dilengkapi dengan element karet yang berfungsi untuk mengisolasi lubang yang dibuat ketika pekerjaan *tubing* perforation. Lubang pada *tubing* tersebut diperlukan sebagai titik gas injeksi yang baru. Lower dan upper pack-off akan menjaga integritas dari *tubing* oleh karenanya *gas lift* yang diinjeksikan hanya akan mengalir ke dalam *tubing* melalui orifice di dalam *gas lift* mandrel.

3) *Gas lift* Mandrel/Orifice

Gas lift Mandrel dilengkapi dengan orifice yang berfungsi untuk menyediakan jalan *gas lift* dari annulus ke *tubing*. Rangkaian ini dapat juga disebut dengan titik *gas lift* injeksi yang baru. *Gas lift* mandrel juga terdapat blast joint yang berfungsi untuk mencegah potensi erosi yang disebabkan oleh gas yang terus menures diinjeksikan. Secara umum blast joint ditempatkan di bagian depan dari perforated *tubing*.

4) Spacer

Spacer pipe dibutuhkan untuk mengatur panjang dari rangkaian GLPO sehingga *gas lift* mandrel (blast joint) dapat ditempatkan di depan perforated tubing. Spacers dapat dipasang dibawah atau diatas *gas lift* mandrel.



Gambar II.4 Skematik rangkaian GLPO (PT Abdi Patra Sejati, 2016)

II.5.2 Prosedur Pemasangan GLPO

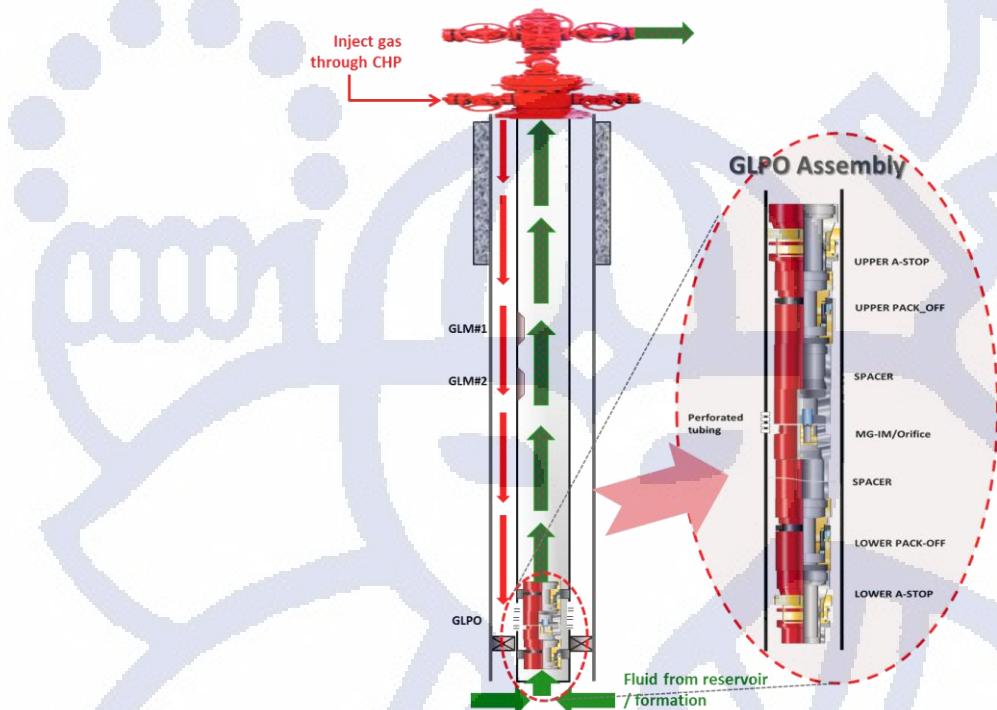
Prosedur pemasangan GLPO berikut adalah cara pemasangan rangkaian GLPO yang khas.

1. Begitu lokasi optimum telah pemasangan GLPO telah diperkirakan selanjutnya perlu dilakukan pekerjaan *tubing* clearance untuk memastikan *tubing* bebas dari segala macam hambatan/penghalang.
2. Lakukan drift run (dummy run) untuk memastikan rangkaian toolstring dapat ditempatkan pada target kedalaman yang diinginkan tanpa ada hambatan yang signifikan.
3. Pasang lower *tubing* AA-stop yang merupakan rakitan paling bawah untuk menopang dan menahan rangkaian *gas lift* pack off.
4. Pasang lower pack off yang ditempatkan di atas lower AA-stop.

5. Kemudian masukan *tubing* perforator ke titik yang sudah diperkirakan, alat ini berfungsi untuk dapat membuat lubang di dalam *tubing* dengan cara mekanikal.
6. Sebelum dilakukan pemasangan rangkaian selanjutnya lakukan pengetasan komunikasi antara *tubing* dan annulus.
7. Pasang spacer seperlunya.
8. Pasang *Gas lift* mandrel (*gas lift* mandrel + Orifice + blast joint).
9. Pasang Upper Pack-off.
10. Pasang Upper *tubing* AA-stop yang ditempatkan di atas upper pack off.
11. Setelah rangkaian GLPO terpasang kemudian sumur di unload dan dialirakan *gas lift* secara konvensional.

II.5.3 Prinsip Kerja GLPO

Prinsip kerja GLPO hampir sama dengan cara kerja *gas lift* konvensional (Gambar II.5). Gas injeksi yang dialirkan melalui annulus akan masuk ke dalam *tubing* melewati suatu akses pada *tubing* yaitu melalui perforate *tubing* (punch hole) kemudian gas masuk melalui *gas lift* mandrel yang sudah terpasang. Gas injeksi yang masuk ke dalam *tubing* kemudian akan bercampur dengan liquid di dasar sumur, dan sesuai konsep sistem *gas lift* akan menurunkan densitas fluida dan gradien tekanan dasar sumur sehingga fluida formasi dapat terproduksi. Pada Gambar II.5 terlihat bahwa gas injeksi aliran yang berwarna merah masuk melalui annulus kemudian membawa fluida formasi yang berwarna hijau.



Gambar II.5 Prinsip kerja GLPO

II.5.4 Pemilihan Material GLPO

Mengacu pada data survey tekanan downhole, temperatur pada kedalaman yang diinginkan berkisar rata-rata sebesar 320 °F. Dari hasil drill stem *test* fluida formasi juga mengandung H₂S yang berkisar antara 10-20 ppm dan CO₂ sekitar 5-15% (Tabel II.1). Dengan pertimbangan tersebut maka pemilihan material yang sesuai diperlukan agar dapat bertahan di dalam lingkungan tersebut yang mana rangkaian GLPO akan dipasang. Material GLPO yang perlu diuji agar dapat dipergunakan pada lapangan ini adalah material karet dan logam, berikut adalah hasil test material karet dan logam yang telah diujicoba pada skala laboratorium.

1) Elemen Karet

Tes laboratorium telah dilakukan untuk mengamati kualitas dari karet yang akan ditempatkan pada kondisi reservoir. Terdapat tiga jenis karet yang cocok untuk kondisi pada lapangan ini. Material karet tersebut adalah HNBR, Vitton dan Aflas.

Tabel II.1 Komponen H₂S dan CO₂ dari drill stem *test*

DST No.	Sumur-1		Sumur-2		Sumur-3		Sumur-4		Sumur-5		Sumur-6	
	H ₂ S	CO ₂										
	(ppm)	(%)										

DST#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
DST# 1	0	9	15	10	25	8	-	-	-	-	15	8
DST# 2	N/A	N/A	30	8	N/A	N/A	4	9	18	4.5	28	13
DST# 3	10	11	45	10	0	0	4	9	35	6.5	20	10
DST# 4	15	9	0	4	-	-	15	11	80	7	20	10
DST# 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	12

a) *Test Perendaman*

- Contoh karet direndam dalam fluida formasi dan dipanaskan sampai dengan 320 °F.
- Diharapkan bahwa karet tersebut akan bertahan untuk tidak mengembang ataupun melembek lebih dari 5%.
- Penggelembungan ataupun pelembukan dari karet akan menyebabkan karet menjadi lebih mudah rusak dan mempengaruhi dari integritas karet tersebut sehingga menjadi tidak efektif untuk *pack-off* yang harus menyegel diantara dinding dalam *tubing*.

b) Pengetesan Beban

- *Load test* diperlukan untuk dapat menahan beban tidak kurang dari 180 pound karena dianggap bahwa slickline akan dioperasikan pada beban tersebut.
- Karet yang cocok perlu dapat menahan beban tanpa menyebabkan pecah, menjadi rapuh atau patah setelah dilakukan *test*.



Gambar II.6

Kondisi pengujian material karet untuk Lapangan X
(PT Abdi Patra Sejati, 2016)

c) *Hydro Test*

- Karet *pack-off* dipasang pada *pack-off body*, dan *pack-off* ditempatkan di dalam *tubing* kemudian *hydro-test* dilakukan sampai dengan tekanan 3,000 psi. Jika *test* ini gagal maka semua karet yang dipergunakan akan diganti.
- 2) Elemen Logam
- Untuk bagian logam, material 13Cr dipilih karena lingkungan yang mengandung H₂S dan CO₂ pada lapangan ini.

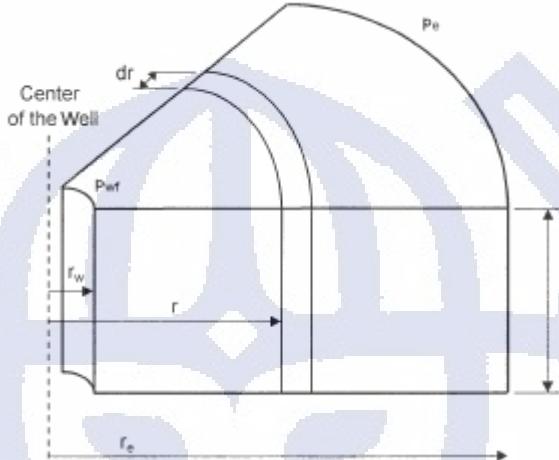
II.6 Inflow Performance Relationship (IPR)

Persamaan laju alir fluida yang dipergunakan untuk menggambarkan perilaku aliran di reservoir dapat bervariasi tergantung dari kareasteristik dari reservoir itu sendiri seperti tipe aliran dari reservoir, geometry reservoir, jumlah aliran yang mengalir di dalam reservoir dan lain lain.

Analisa sistem produksi minyak, gas, dan air digambarkan oleh Inflow Performance Relationship. IPR suatu sumur merepresentasikan kemampuan sumur untuk mengalirkan fluida produksi pada penurunan tekanan reservoir tertentu atau yang dinamakan *flowing bottom hole pressure* (P_{wf}).

Penggunaan Hukum Darcy sangat penting untuk dipertimbangkan dalam meramalkan laju alir dari reservoir menuju sumur. Persamaan Darcy ditemukan oleh Henry Darcy pada tahun 1856 yang menyatakan bahwa laju alir dari fluida homogen di dalam poros media adalah proporsional terhadap gradient tekanan dan berbanding terbalik terhadap viskositas fluida. Untuk system horizontal-radial persamaan Darcy dapat di gambarkan sebagai berikut:

$$v = \frac{q}{A_r} = \frac{k dP}{\mu dr} \quad (\text{II.2})$$



Gambar II.7 Model aliran radial

Pada Gambar II.7 luas permukaan A pada radius r adalah luar permukaan silinder dengan ketebalan sumur h , $A_r = 2\pi rh$. Laju alir dari minyak secara umum diungkapkan dalam unit permukaan stock-tank barrels (STB) dengan simbol Q_o , $q = B_o Q_o$. Sehingga persamaannya menjadi sebagai berikut:

$$Q_o = \frac{2\pi kh}{B_o \mu} r \frac{dP}{dr} \quad (\text{II.3})$$

Pada kondisi Boundary dimana $P = P_{wf}$ pada $r = r_w$ (radius sumur) dan $P = P_r$ pada $r = r_e$ (radius pengurasan), maka diperoleh persamaan akhir:

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]} \quad (\text{II.4})$$

Dimana:

q = Laju produksi, stb/hari.

k = Permeabilitas, mD

h = Ketebalan formasi produktif, ft.

P_r = Tekanan reservoir, psig.

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

μ = Viskositas minyak, cp.

B_o = Faktor volume formasi minyak, bbl/stb.

r_e = Jari-jari pengurasan sumur, ft.

r_w = Jari-jari sumur, ft.

Secara umum untuk mengukur kemampuan dari sumur untuk berproduksi disebut dengan Productivity Index (PI) yang disimbolkan dengan J . PI adalah rasio antara total laju aliran liquid terhadap tekanan *drawdown*, untuk laju produksi minyak tanpa air PI dapat dideskripsikan sebagai berikut:

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} = \frac{q_o}{\Delta P} \quad (\text{II.5})$$

Dimana:

PI = Indeks produktivitas, bbl/hari/psi.

q = Laju produksi, bbl/hari.

P_s = Tekanan statik di dasar sumur, psig.

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

Metode PI mengasumsikan bahwa semua perubahan laju produksi di masa depan akan berada dalam proporsi yang sama dengan *pressure drawdown*. Ini tidak selalu benar, terutama pada reservoir *solution gas drive* yang menghasilkan tekanan dibawah *bubble point*. Tekanan *bubble point* adalah kondisi suhu dan tekanan dimana gas bebas pertama keluar dari larutan dalam minyak. Ketika tekanan dalam formasi turun di bawah tekanan gelembung, gas dilepaskan di reservoir dan aliran dua fase gas dan minyak yang dihasilkan di sekitar sumur bor dapat menyebabkan penurunan produktivitas sumur.

Pembuatan kurva IPR untuk aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh Weller (Weller, 1966), dimana Weller menurunkan persamaan PI untuk solution gas drive reservoir, namun cara penyelesaiannya cukup rumit, sehingga cara Weller ini dianggap tidak praktis. Selanjutnya Vogel menemukan suatu cara yang lebih sederhana jika dibanding dengan metode Weller (Beggs, 1991).

Vogel menghitung kurva IPR untuk sumur yang memproduksi dari beberapa waduk gas waduk fiktif. Dari kurva ini Vogel dapat mengembangkan referensi kurva IPR yang tidak hanya dapat digunakan untuk sebagian besar reservoir *solution gas drive* yang muncul pada sumur minyak, namun akan memberikan proyeksi yang jauh lebih akurat daripada yang dapat diperoleh dengan menggunakan metode PI. Karyanya didasarkan sepenuhnya pada hasil yang

diperoleh dari sumur yang diproduksi dari reservoir *solution gas drive*. Namun hasil yang baik telah diperoleh dengan menggunakan Vogel IPR dalam kondisi aliran dua fasa.

Solusi persamaan aliran fluida yang dikembangkan oleh Vogel secara empirik adalah dalam bentuk persamaan berikut:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{II.6})$$

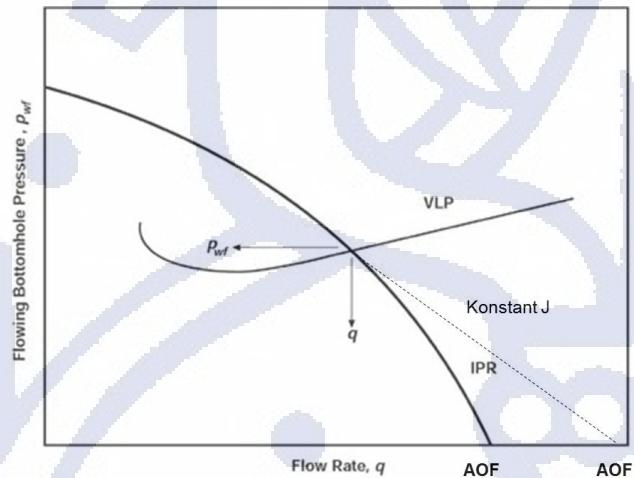
Dimana:

PI = Indeks produktivitas, bbl/hari/psi.

q = Laju produksi, bbl/hari.

P_s = Tekanan statik di dasar sumur, psig.

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

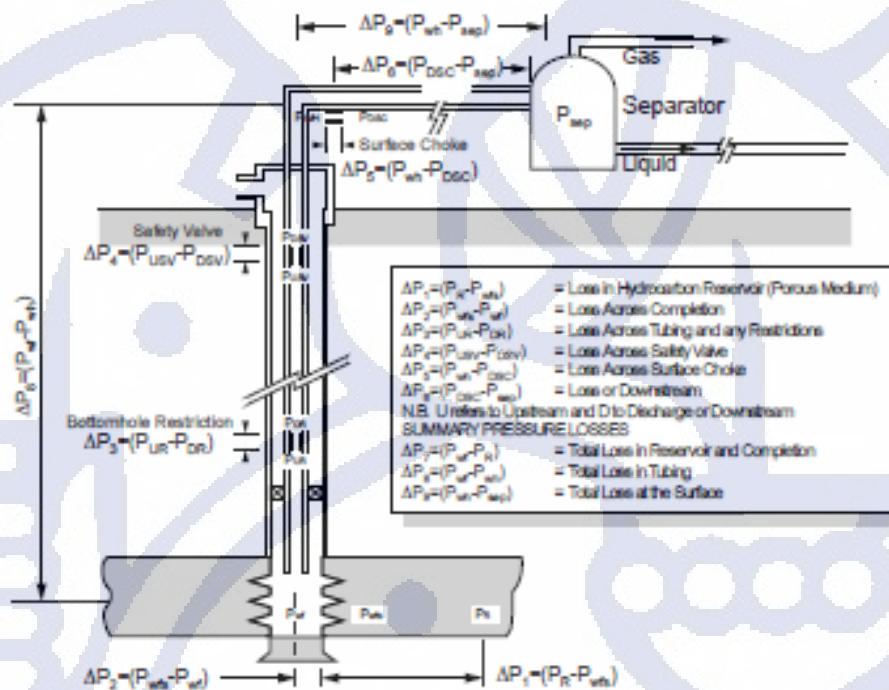


Gambar II.8 Grafik kombinasi antara *inflow performance relationship* dan *vertical lift performance*

Grafik yang menyatakan antara hubungan antara laju alir minyak dengan tekanan di dalam sumur disebut dengan *inflow performance relationship* atau disebut dengan IPR. Intercept antara sumbu y adalah tekanan reservoir Pr. Interseksi dengan sumbu x pada nol flowing bottomhole pressure adalah karakteristik nilai dari laju alir reservoir dan dinamakan *absolute open-flow* (AOF).

II.7 Outflow Performance Relationship

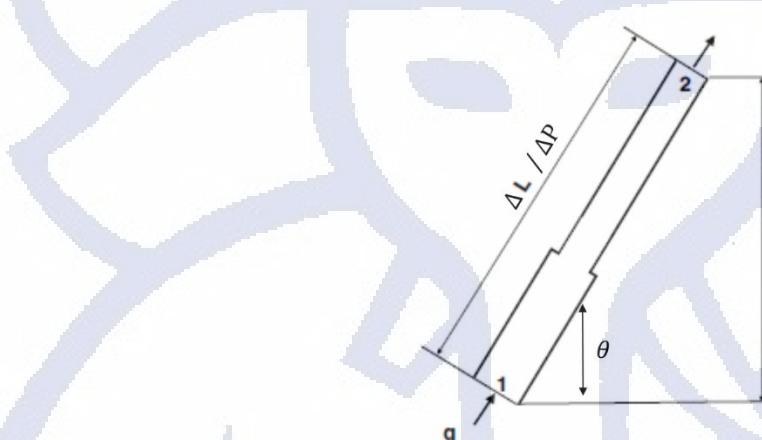
Dalam sebuah sumur migas fluida sumur yang melalui *sandface* baik itu melalui sumur vertikal, deviasi atau horizontal, harus bergerak sampai ke permukaan melalui hambatan yang cukup rumit. Hambatan ini menyebabkan kehilangan tekanan yang dapat terdiri dari perforasi, downhole packers, rangkaian *tubing*, wellhead dan choke *valve*. Kemudian fluida berlanjut melalui pipa permukaan, fitting dan katup-katup, kemudian sampai ke separator (Gambar II.9). Kemampuan untuk mengangkat fluida sumur ke permukaan ini disebut dengan *outflow performance* atau *vertical lift performance* (VLP).



Gambar II.9 Profil kehilangan tekanan dari dasar sumur sampai ke separator (setelah Mach, Proario, dan Brown, SPE of AIME)

Outflow performance bergantung pada banyak faktor kompleks yang seringkali sulit disimulasikan seperti *inflow performance*. Parameter yang bervariasi seperti karakteristik fluida, konfigurasi sumur, ukuran *tubing*, tekanan balik kepala sumur, kecepatan fluida dan *roughness* pipa yang kesemuanya berkontribusi secara signifikan terhadap *outflow performance*.

Memahami mekanisme ini sangat penting dalam upaya menjaga dan mengoptimalkan produksi sumur. Persamaan aliran fluida dalam *tubing* diturunkan dari persamaan konversi energi. Hukum ini menyatakan, energi fluida yang masuk dari titik 1 pada pipa, ditambah beberapa usaha tambahan yang dikerjakan terhadap fluida di antara titik 1 dan 2, dikurangi beberapa energi yang hilang dalam sistem di antara titik 1 dan 2, adalah sama dengan energi fluida yang meninggalkan titik 2 pada pipa (Gambar II.10).



Gambar II.10 Skematik aliran di dalam *tubing*

Berdasarkan hukum konversi energi tersebut, persamaan kesetimbangan energi dapat dituliskan menjadi:

$$U_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + P_1 V_1 + q - W = U_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgh_2}{g_c} + P_2 V_2 \quad (\text{II.7})$$

Dari hukum konversi energi diatas jika disederhanakan bahwa dalam menentukan penurunan tekanan di dalam laju alir fluida yaitu komponen elevasi atau statis, gesekan dan percepatan. Untuk laju alir vertikal dan menanjak komponen elevasi adalah komponen yang sangat penting.

Persamaan untuk laju alir fluida didalam pipa baik untuk satu fasa atau multi fasa dan untuk bebagai sudut total penurunan tekanan di dalam pipa secara sederhana adalah sebagai berikut:

$$\begin{array}{rclcl} \text{Total} & = & \text{Loss} & + & \text{Loss} & + & \text{Loss} \\ \text{Pressure} & = & \text{Caused by} & + & \text{Caused by} & + & \text{Caused by} \end{array}$$

Loss

Elevation

Friction

Acceleration

Jika kehilangan tekanan (ΔP) yang terjadi sepanjang jarak (ΔZ) persamaan dapat ditulis dalam kondisi pressure gradient yang bisa digunakan pada satuan psi/ft:

$$\frac{dP}{dZ_{total}} = \frac{dP}{dZ_{elevation}} + \frac{dP}{dZ_{friction}} + \frac{dP}{dZ_{acceleration}} \quad (II.8)$$

Persamaan yang lebih spesifik untuk aliran fase tunggal yang mewakili semua kondisi dapat ditulis sebagai berikut:

$$\frac{dP}{dZ_{total}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v d v}{g_c d Z} \quad (II.9)$$

Untuk aliran multi fasa dapat ditulis sebagai berikut:

$$\frac{dP}{dZ_{total}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m v_m (d v_m)}{g_c (dZ)} \quad (II.10)$$

Komponen elevasi untuk aliran vertikal atau miring sejauh ini merupakan komponen terpenting dari ketiga komponen tersebut. Untuk aliran vertikal, umumnya memberikan kontribusi lebih besar dari 80% dari total kerugian. Hal ini juga yang paling sulit untuk dievaluasi karena begitu banyak variabel yang berpengaruh pada kondisi ini. Ini adalah komponen utama yang menyebabkan sumur *load up* dan mati. Salah satu cara termudah untuk menggambarkannya adalah dalam kasus pengangkatan sumur gas. Banyak sumur gas dengan laju aliran rendah jika menghasilkan cairan akhirnya akan mengakumulasi cairan yang cukup untuk menyebabkan sumur mati atau mengalir dengan laju alir yang sangat rendah.

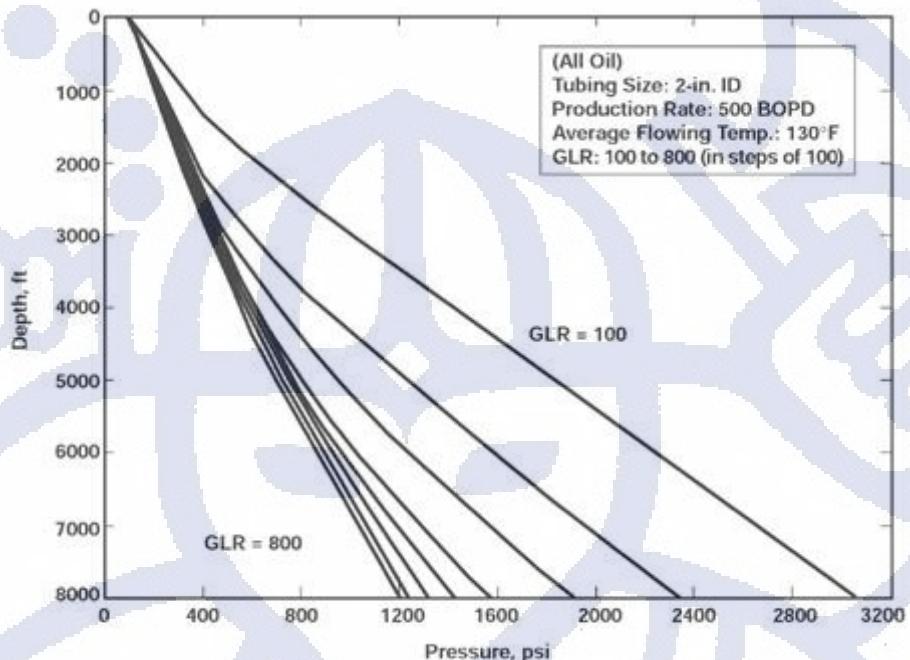
Korelasi aliran multifasa telah digunakan bertahun-tahun untuk mengkalkulasi pressure drop di *tubing* dan *flow lines*. Mulanya dengan modifikasi sederhana dari kalkulasi laju alir satu fasa, kemudian aliran 2 fasa tanpa mempertimbangkan flow pattern atau slip velocity, menjadi model yang 2 fasa yang kompleks yang menghitung flow pattern mao, ke model yang lebih kompleks lagi yaitu 2 dan 3 fasa model mekanistik (Ansari, 1990).

Berdasarkan persamaan umum kehilangan tekanan (II.10), Hagedorn and Brown mengembangkan korelasi kehilangan tekanan alir dalam pipa untuk fluida dua fasa secara empiris, yang ditunjukkan oleh persamaan.

$$144 \frac{dp}{dz} = \frac{g}{g_c} \bar{\rho}_m \sin\theta + \left(\frac{fw^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \bar{\rho}_m} \right) + \bar{\rho}_m \frac{\Delta \left(\frac{v_m^2}{2g_c} \right)}{\Delta z} \quad (\text{II.11})$$

dimana, d adalah diameter *tubing* (in), P menyatakan tekanan sepanjang *tubing* (psia), $\bar{\rho}_m = \bar{\rho}_L H_L + \bar{\rho}_g (1 - H_L)$ menyatakan kerapatan campuran antara liquid dan gas (lb_m/cuft), f sebagai faktor gesekan antara *tubing* dengan fluida, w mewakili laju alir massa (lb_m/day), v_m mewakili kecepatan campuran (ft/sec) dan g_c menyatakan gaya gravitasi. Dengan demikian, persamaan gradien di atas dapat dinyatakan sebagai fungsi dari tekanan dan kedalaman, dimana untuk suatu laju injeksi gas akan dicari besar laju produksi minyak.

Beberapa korelasi aliran multifasa yang paling banyak digunakan atau korelasi yang paling dikenal adalah Gilbert (1930), Poetmann dan Carpenter (1952), Baxendell dan Thomas (1961), Fencher dan Brown (1963), Duns dan Ross (1963), Hagedorn dan Brown (1964), Orkizewski (1967), Beggs dan Brill (1973), Mukherjee dan Brill (1983), Aziz dan Govier (1972) Cornish (1976), Minami dan Brill (1987), Ansari (1990), dan lainnya yang dengan pengembangan model dengan kondisi sumur yang berbeda-beda. Korelasi-korelasi dan perhitungan tersebut hasilnya biasanya diilustrasikan dengan grafik seperti pada Gambar II.11 yaitu menyajikan kurva gradien.



Gambar II.11 Kurva gradient untuk sumur minyak

Plot pada sumbu vertikal ke bawah adalah kedalaman *tubing*; Pada sumbu horizontal adalah tekanan. Persimpangan kurva gradien dengan sumbu horizontal atas adalah tekanan kepala sumur yang mengalir. Pada kedalaman reservoir (sumbu horizontal bawah) adalah FBHP. Perhitungan seperti yang ada pada Gambar II.10 adalah spesifik karena melibatkan diameter *tubing* produksi, laju alir, rasio air minyak dan suhu. Parameter yang diperbolehkan bervariasi adalah rasio gas / cairan (GLR). Untuk nilai actual hanya terdapat satu kurva gradien, gradient lainnya adalah digunakan untuk mengantisipasi pengangkatan buatan melalui injeksi gas di bagian bawah sumur seperti dengan metode *gas lift*. Peningkatan GLR akan menghasilkan penurunan tekanan hidrostatik dan penurunan FBHP yang dibutuhkan untuk mengangkat cairan.

Dari kurva gradient tersebut setiap laju produksi pada FBHP yang dibutuhkan dihitung. Perhitungan ini diulang beberapa kali dan diplot seperti ditunjukkan pada Gambar II.8 yang berlabel VLP. Perpotongan dari IPR dengan kurva VLP adalah kemampuan deliverability pada FBHP.

II.8 Analisa Ekonomi

Biaya aktifitas intervensi sumur untuk pekerjaan GLPO perlu dipertimbangkan kelaikan ekonomi untuk projek ini. Selain dari pada pertimbangan perolehan penambahan minyak faktor biaya menjadi pertimbangan lainnya yang perlu diperhitungkan guna menilai kelaikan proyek pemasangan GLPO. Terdapat beberapa parameter ekonomi yang bisa dijadikan sebagai tolak ukur atau indikator untuk mengevaluasi keekonomian suatu proyek, yaitu:

- *Net Present Value (NPV)*

NPV didefinisikan sebagai perbedaan antara nilai sekarang dari penerimaan total dan nilai sekarang dari pengeluaran sepanjang umur proyek pada discount rate yang diberikan, atau dengan kata lain merupakan arus kas yang diperkirakan pada masa yang akan datang yang didiskonkan pada saat ini. NPV dapat digunakan untuk memperkirakan apakah suatu pembelian atau investasi itu lebih berharga dalam jangka panjang dibandingkan sekedar menginvestasikan sejumlah uang di dalam bank. NPV dapat dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

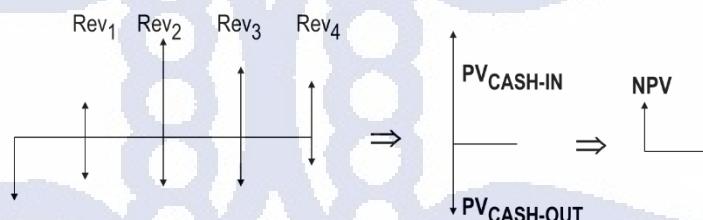
$$NPV = \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (II.12)$$

Dimana:

R_t = net cash flow pada waktu t

i = suku bunga/*discount rate* yang digunakan

t = waktu cash flow

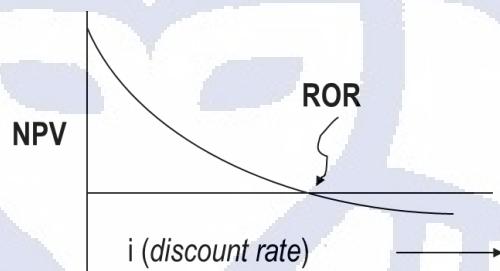


Gambar II.12 Ilustrasi skematik NPV

NPV > 0 berarti proyek tersebut laik, NPV = 0 tidak mengakibatkan dampak apapun (untung/rugi), dan NPV < 0 berarti proyek tidak laik.

- *Rate of Return (ROR)*

Merupakan discount rate yang memberikan harga NPV = 0. ROR merupakan perolehan per tahun dari investasi suatu proyek. Suatu proyek dikatakan laik apabila ROR > bunga pinjaman



Gambar II.13 Skematik posisi IRR pada grafik NPV

- *Payback Time*

Waktu yang dibutuhkan NCF untuk berganti kondisi dari negative ke positif.

- *Cost per Barrel (CPB)*

Untuk proyek sumur biasanya Opex diabaikan sehingga CPB dapat disederhanakan sebagai:

$$CPB_{(d)} = \frac{Capex_{(d)}}{production_{(d)}} \quad (\text{II.13})$$

Perkiraan prediksi produksi menjadi penting untuk menilai kelaikan suatu projek. Kurva penurunan produksi secara eksponensial didukung oleh observasi di lapangan. Salah satu hasil observasi yang sangat terkenal ditunjukkan oleh Arps (1945). Semua penurunan produksi pada periode depletion dapat dinyatakan oleh persamaan empiris berikut:

$$q = \frac{q_i}{(1+bDt)^{1/b}} \quad (\text{II.14})$$

Dimana:

q_i = laju produksi awal (dengan mengabaikan periode transient)

q = laju produksi pada waktu t

D= konstanta penurunan (decline) laju produksi
b = eksponen penurunan (decline) laju produksi

Tiga jenis *decline* masing-masing adalah sebagai berikut dimana N_p adalah kumulatif produksi:

(1) *decline* eksponensial: $b = 0$

$$q = \frac{q_i}{(1+bDt)^{1/b}} \quad (\text{II.15})$$

$$N_p = \frac{q_i}{D} (1 - e^{-Dt}) \quad (\text{II.16})$$

(2) *decline* hiperbolik: $0 < b < 1$

$$q = \frac{q_i}{(1+bDt)^{\frac{1}{b}}} \quad (\text{II.17})$$

$$N_p = \frac{q_i}{(b-1)D_i} [(1 + bD_i t)^{(b-1)/b} - 1] \quad (\text{II.18})$$

(3) *decline* harmonik: $b = 1$.

$$q = \frac{q_i}{(1+Dt)} \quad (\text{II.19})$$

$$N_p = \frac{q_i}{D} \ln(1 - D_i t) \quad (\text{II.20})$$