

ANALISIS PERBANDINGAN PENGGUNAAN METODE PCP DAN GAS LIFT PADA SUMUR I LAPANGAN H

Hilman Afryansyah, Widartono Utoyo
Jurusan Teknik Perminyakan FTKE Universitas Trisakti

Abstrak

Lapangan H merupakan salah satu lapangan yang diproduksi oleh PT. Energi Mega Persada Malacca Strait. Dari lapangan H ini akan dianalisa produksi dari satu sumur, yakni sumur I. Pada penelitian tugas akhir kali ini, akan dilakukan penelitian mengenai analisa perbandingan penggunaan *Progressive Cavity Pump* dengan *Gas Lift* pada sumur I. Pemilihan *artificial lift* tersebut didasarkan dari beberapa pertimbangan yaitu terhadap kondisi reservoir, kondisi fluida, kondisi sumur, kondisi diatas permukaan, ketersediaan tenaga listrik, ketersediaan gas, dan lain sebagainya. Sumur I ini mengandung laju produksi maksimum yang cukup rendah yakni sebesar 110 BFPD dengan *water cut* sebesar 50 % dan produktivitas indeks yang kecil < 0.5 stb/day/psi yakni sebesar 0.113 stb/day/psi, sumur I ini juga memiliki kandungan gas bebas yang terkandung didalam formasi, temperatur dibawah permukaan pada sumur I ini sebesar 273 °F, dan merupakan sumur miring dengan kemiringan maksimum pada suatu lintasan sebesar 5.4°. Dari berbagai karakteristik sumur yang diketahui, maka jenis *artificial lift* yang cocok digunakan pada sumur I ini adalah PCP dan *intermittent gas lift*. Tujuan dilakukannya perencanaan dan optimasi *Progressive Cavity Pump* dan *Gas Lift* ini adalah untuk meningkatkan laju produksi sumur yang lebih baik lagi dari keadaan sebelumnya dengan membandingkan segi keekonomisan dari kedua jenis *artificial lift* ini. Pada analisa perbandingan kedua *artificial lift* ini, dilakukan analisa pendisainan pompa yang didasarkan pada nilai *lifting cost*, dimana semakin kecil nilai *lifting cost*, maka semakin ekonomis. Dari hasil analisa keekonomian *oil lifting cost*, untuk desain PCP dengan pompa model R&M NOV Moyno 50-N-095 sebesar US\$ 4.79/bbl, dan untuk *intermittent gas lift* sebesar US\$ 6.16/bbl. Dengan perbandingan *oil lifting cost* tersebut maka dipilih metoda dengan *oil lifting cost* terendah yaitu desain PCP dengan laju produksi 97 BFPD (48.5 BOPD) dan *pay out time* (POT) selama 104 hari.

Kata kunci: Progressive Cavity Pump, Gas Lift, lifting cost

Pendahuluan

Proses produksi merupakan suatu tahapan pengambilan cadangan minyak dan gas dari reservoir. Dalam proses pengambilan cadangan tersebut, tenaga dorong yang digunakan pada mulanya merupakan suatu tenaga dorong alamiah atau *natural flow*. Seiring berjalannya waktu, tenaga dorong yang digunakan tersebut tidak mampu lagi untuk mengalirkan cadangan minyak dan gas bumi dari reservoir ke permukaan. Tenaga dorong alamiah yang tidak mampu lagi untuk mengalirkan minyak dan gas bumi ke permukaan disebabkan oleh menurunnya tekanan reservoir (P_r) sumur tersebut.

Untuk dapat mengalirkan minyak dan gas bumi ke permukaan, maka digunakan teknik pengangkatan buatan atau biasa disebut dengan *artificial lift*. *Artificial lift* bertujuan untuk menurunkan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). *Artificial lift* terbagi atas beberapa macam, diantaranya adalah *gas lift*, *Sucker Rod Pump* (SRP), *Hydraulic Pump Unit* (HPU), *Progressing Cavity Pump* (PCP), *Jet Pump* dan *Electric Submersible Pump* (ESP). Penggunaan *artificial lift* disesuaikan dengan kondisi sumur.

Pada penelitian tugas akhir kali ini, akan dilakukan penelitian mengenai analisis perbandingan metode PCP dengan *gas lift* pada sumur I Lapangan H. Pemilihan *artificial lift* tersebut didasarkan dari beberapa pertimbangan yaitu terhadap kondisi reservoir, kondisi fluida, kondisi sumur, kondisi diatas permukaan, ketersediaan tenaga listrik, ketersediaan gas, dan lain sebagainya.

Pada pendesainan PCP ini memiliki beberapa kendala yang dihadapi diantaranya yaitu memiliki kandungan gas yang tinggi, sehingga perlu dianalisa bagaimana efisiensi

pompa pada sumur tersebut, lalu memiliki *Bottom Hole Temperatur* (BHT) yang tinggi, sehingga perlu dianalisa penggunaan *elastomer* yang cocok digunakan, kemudian sumur I ini merupakan sumur miring, sehingga penentuan *rod guide* pada lintasan *sucker rod* harus di perhatikan agar tidak terjadi gesekan antara *sucker rod* dengan tubing, dan juga yang perlu diperhitungkan pada desain PCP ini adalah pemilihan pompa yang tepat dan ukuran *rotor* serta *stator* yang sesuai, agar pemompaan dapat berjalan dengan efektif.

Sumur I ini memiliki nilai *productivity index* yang rendah ($PI < 0.5$ BFPD/PSI) yaitu sebesar 0.113 BFPD/PSI, maka dapat disimpulkan pendesainan *gas lift* yang cocok diaplikasikan pada sumur I ini menggunakan metoda *intermittent lift*.

Adapun tujuan dilakukannya perencanaan dan optimasi *Progressive Cavity Pump* dan *Gas Lift* ini adalah untuk meningkatkan laju produksi sumur yang lebih baik lagi dari keadaan sebelumnya dengan membandingkan segi keekonomisan dari kedua jenis *artificial lift* ini.

Studi Pustaka

Pada penyusunan tugas akhir kali ini, penulis akan menganalisa perbandingan penggunaan metode *progressive cavity pump* dan *gas lift* pada sumur I lapangan H. Kendala yang di hadapi pada sumur I ini adalah terdapatnya kandungan gas, serta temperature yang tinggi yaitu 273°F, sehingga perlu dianalisa bagaimana efisiensi pompa PCP pada sumur dengan kandungan gas yang tinggi. Setelah dilakukan evaluasi, maka akan dilakukan setting kedalaman pompa hingga mencapai kedalaman batas aman dari adanya kandungan gas bebas yakni kurang dari 40%, mengingat temperatur yang tinggi maka elastomer pada pompa PCP akan dilakukan compatibility test untuk memilih jenis elastomer yang terbaik terhadap ketahanan formasi sumur I. Tujuan dilakukannya perencanaan dan optimasi *Progressive Cavity Pump* dan *Gas Lift* ini adalah untuk meningkatkan laju produksi sumur yang lebih baik lagi dari keadaan sebelumnya dengan membandingkan segi keekonomisan dari kedua jenis *artificial lift* ini.

Metodologi Penelitian

Untuk melakukan pendesainan *Progressive Cavity Pump* (PCP) dibutuhkan langkah-langkah yang perlu diperhitungkan, diantaranya yaitu, Perkiraan *Pump Setting Depth*, Evaluasi *Free Gas*, Menentukan Nilai *Total Dynamic Head*, Pemilihan Ukuran dan Type Pompa, Penentuan Jenis Stator, Perhitungan Spacing Pompa, Penentuan Torque, Penentuan *Rod Guide*, dan Penentuan *Drive Head*.

Sebagai pembanding penggunaan pompa PCP, akan dilakukan desain *gas lift* untuk Sumur I dikarenakan tersedianya gas injeksi dan fasilitas pendukung di permukaan. Dikarenakan nilai *productivity index* yang kecil pada sumur I maka dipilih metoda *intermittent gas lift*. Berikut ini adalah perhitungan desain *intermittent gas lift*, Menentukan plot Pso, Psc, *unloading*, dan garis *gradient flowing* (GFA), Membuat desain *intermittent gas lift*, Mengisi tabel data *intermittent gas lift*, Menentukan siklus injeksi, Menentukan jumlah gas injeksi per cycle, Menentukan laju produksi per siklus.

Setelah selesai melakukan perhitungan desain PCP dan *intermittent gas lift*, maka selanjutnya akan dianalisa aspek keekonomiannya dengan perhitungan *lifting cost* dari kedua *artificial lift*.

Hasil dan Pembahasan

Setelah dilakukan uji pemilihan jenis *artificial lift* terhadap karakteristik sumur yang ada, penggunaan *Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Gas Lift* sangat sesuai diaplikasikan pada sumur I dibandingkan dengan jenis *artificial lift* lainnya. Hal ini dikarenakan sumur I merupakan sumur miring dengan kedalaman sumur mencapai 4792 ft, yang memiliki laju produksi dan *productivity index* yang rendah dengan karakteristik fluida 32,7°API dan

memiliki kandungan gas bebas yang cukup besar. Dengan kondisi sumur yang demikian, maka dipilihlah jenis *artificial lift* yang tepat yaitu *progressive cavity pump* dan *intermittent gas lift*.

Untuk menentukan pompa yang akan digunakan, hal pertama yang harus dilakukan yaitu mengetahui target produksi yang dibutuhkan. Target produksi dapat dihitung dari nilai Q_{max} yang dapat diperoleh dari kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), pada penggambaran kurva IPR untuk kondisi saat ini menggunakan metode Wiggins dan kombinasi dua fasa dengan *water cut* sebesar 50%. Dari hasil Perhitungan kurva IPR diperoleh nilai Q_{max} sebesar 110 BFPD. Selanjutnya pemilihan pompa dapat disesuaikan dengan target produksi yang ingin dicapai dan diperhitungkan pada pendesainan pompa. Pada perencanaan PCP, jumlah fluida yang ingin diproduksi berdasarkan $Q_{desired}$ yang ingin dicapai, yakni sebesar 97 BFPD dengan *pwf* sebesar 300 psi.

Untuk mengatasi masalah *free gas* pada sumur I maka direncanakan peletakkan pompa pada kedalaman yang sesuai (*pump setting depth*). *Pump setting depth* yang sesuai untuk sumur I direncanakan pada kedalaman 4538 ft dengan kadar *free gas* sebesar 39.1 % dari jumlah volume gas total atau sebesar 7038 scf. Dengan didapatkan kadar gas dengan jumlah di bawah 40%, maka dapat ditentukan bahwa perencanaan pemasangan PCP tidak memerlukan lagi penggunaan gas *anchor*.

Setelah diketahui kedalaman *pump setting depth* yang sesuai, maka nilai TDH dapat ditentukan, dari perhitungan didapat kedalaman TDH sebesar 4320 ft. Setelah diketahui nilai TDH maka desain pompa dapat ditentukan sesuai dengan yang diinginkan dengan laju produksi yang dibutuhkan. Dengan demikian tipe pompa yang sesuai dengan sumur I yaitu R&M 50-N-095. Dari penentuan ukuran dan tipe pompa maka didapat grafik *pump performance* 50-N-095, dari grafik tersebut dapat ditentukan besarnya kecepatan putar pompa sebesar 122 rpm yang memiliki kemampuan membawa fluida sebesar 97 BFPD. Selain itu dari grafik *pump performance* dapat memperoleh nilai *running HP* motor, dari pembacaan grafik didapat besaran *running horse power* motor sebesar 5 HP yang dikalikan dengan *safety factor* sebesar 1.5, maka diperoleh HP motor sebesar 7.5 HP.

Dengan ditentukannya jenis pompa yang dibutuhkan, maka dapat ditentukan ukuran diameter dan panjang dari stator dan rotor, didapatkan OD stator sebesar 3.5 inchi dengan panjang 8.4 feet, dan rotor pin size sebesar 7/8 inchi berdiameter 1.91 inchi dengan panjang rotor 20.3 feet. Untuk pemilihan jenis elastomer yang terdapat pada stator, berdasarkan *oil gravity* 32.7°API, dan temperatur formasi sebesar 273°F, maka dapat direkomendasikan elastomer yang sesuai dengan keadaan sumur tersebut yaitu UF-167 dan UF-175, rekomendasi elastomer dapat dilihat pada Lampiran B Tabel B.3 dan Tabel B.4.

Dari kedua jenis elastomer yang telah direkomendasikan, maka dapat dilakukan uji ketahanan elastomer dengan dicampurkannya *sample* fluida formasi yang terdapat pada sumur I dengan temperatur dan tekanan yang sudah *setting* sesuai keadaan sumur yang sebenarnya. Dari Tabel 4.4 dapat dilihat hasil dari elastomer *compatibility test* sumur I.

Dari hasil test perendaman terhadap *sample* fluida formasi, maka didapatkan bahwa elastomer jenis UF-175 merupakan elastomer terbaik karena memiliki ketahanan terhadap *sample* fluida formasi tersebut, elastomer jenis ini memiliki ketahanan rata-rata sekisr 5.2 dengan adanya penambahan volume kekerasan elastomer hanya naik 0.12 saja, hal tersebut dapat dikatakan masih dalam batas normal, batasan kekerasan elastomer tersebut berkisar antara -5.5 hingga 8.

Tahapan yang terpenting dalam mendesain *progressive cavity pump* adalah menentukan *spacing* pompa, sebelumnya dilakukan terlebih dahulu perhitungan *sucker rod stretch to fluid load* dengan hasil sebesar 24 inchi. Selanjutnya menentukan besaran dari harga *rod stretch* dapat ditentukan dengan grafik *mechanical rod stretch* yang ditujukan pada Lampiran B Gambar B.1 dengan hasil yang didapat sebesar 12.8 inchi. Setelah didapat harga *rod stretch* yang dibutuhkan dan *sucker rod to fluid load*, maka dapat dicari

harga dari *total space out* dengan ditambahkan *safety factor* sebesar 8 inchi, sehingga untuk menentukan *total space out* dengan nilai sebesar 55 inchi.

Diketahui pada sumur I ini merupakan sumur miring dengan sudut kemiringan tertinggi pada suatu lintasan sebesar 5.4^o yang diketahui dari data deviasi sumur, maka dari itu penggunaan *rod guide* pada sumur ini sangat dianjurkan agar mencegah terjadi gesekan antara *sucker rod* dengan tubing. Banyaknya jumlah *rod guide* yang digunakan pada sumur I sebanyak 27 *rod guide*, pemasangan *rod guide* ini berdasarkan pada besarnya penambahan kemiringan pipa (*dogleg*) lebih dari 1^o pada suatu lintasan *sucker rod*.

Pemilihan *drive head* didasarkan pada *horse power* yang diperlukan, beban *torque* yang diterima oleh pompa, dan kecepatan putar pompa (RPM). Jadi, berdasarkan perhitungan HP yang diperlukan sebesar 7.5 HP, maka akan dipilih spesifikasi *drive head* yang mencakupi kebutuhan HP yang telah dihitung sebelumnya. Pemilihan *drive head* juga didasarkan pada beban torsi yang diterima oleh pompa untuk mengangkat fluida ke permukaan. Penentuan besarnya beban torsi ini dapat dicari dengan menggunakan grafik *performance on torque pump type 50-N-095* dapat dilihat pada Lampiran B Gambar B.2, dengan memplot garis total *dynamic head* yang dimiliki, maka didapatkan hasil *torque* sebesar 175 ft-lb.

Setelah mengetahui hasil HP, *torque*, dan RPM, maka *drive head* yang dapat digunakan pada pendesainan *progressive cavity pump* dengan model R&M Energy AA4 type Right Angel. Spesifikasi pemilihan *drive head* dapat dilihat pada Lampiran B Tabel B.5.

Sebagai perbandingan telah dilakukan desain *intermittent gas lift* untuk Sumur I karena PI yang rendah yaitu 0,113 STB/Day/psi. Hasil desain *intermittent gas lift* menggunakan 8 (delapan) katup gas lift dengan port size 0,25 inch. Jumlah siklus per hari yaitu 26 siklus dengan jumlah gas injeksi per siklus yang dibutuhkan sebesar 4000 Scf/siklus. Dengan penggunaan *intermittent gas lift* akan mampu memproduksi sekitar 95.3 BFPD (47.7 BOPD).

Pada analisa dan perhitungan keekonomian ini, akan dilakukan analisa pendisainan pompa yang didasarkan pada nilai *lifting cost*, dimana semakin kecil nilai *lifting cost*, maka semakin ekonomis. Dari hasil analisa keekonomian *oil lifting cost*, untuk desain PCP dengan pompa model R&M NOV Moyno 50-N-095 sebesar US\$ 4.79/bbl, dan untuk *intermittent gas lift* sebesar US\$ 6.16/bbl. Dengan perbandingan *oil lifting cost* tersebut maka dipilih metoda dengan *oil lifting cost* terendah yaitu desain PCP dengan laju produksi 97 BFPD (48.5 BOPD) dan *pay out time* (POT) selama 104 hari.

Kesimpulan

Dari hasil evaluasi perencanaan *Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Gas Lift* dapat diberikan beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Setelah dilakukan *screening* terhadap berbagai faktor keadaan sumur dan formasi penggunaan *artificial lift* yang cocok digunakan pada sumur I ini adalah *Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Gas Lift*.
2. Pembuatan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dilakukan dengan metode Wiggins dan kombinasi dua fasa, dikarenakan *water cut* yang terkandung sebesar 50% dan adanya kandungan gas. Pada sumur I diperoleh Q_{max} sebesar 110 BFPD.
3. Pada sumur I batas aman untuk pemasangan pompa pada kedalaman 4538 ft dengan kadar gas bebas di bawah 40 %, yakni sebesar 39.1% dari jumlah volume gas total atau sebesar 7038 SCFD. Dengan didapatkan kadar gas dengan jumlah di bawah 40%, maka dapat ditentukan bahwa perencanaan pemasangan PCP tidak memerlukan lagi penggunaan gas *anchor*.
4. Dengan kedalaman *total dynamic head* (TDH) sebesar 4320 ft dan laju produksi yang dibutuhkan sebesar 97 BFPD maka tipe pompa yang digunakan adalah 50-N-

- 095 dengan kecepatan putar pompa sebesar 122 Rpm, HP motor sebesar 7.5 HP, beban torsi yang diterima oleh pompa sebesar 175 ft-lb, maka *drive head* yang akan digunakan dengan model AA4 (Right Angel).
5. Dari hasil test peredaman terhadap sample fluida formasi pada sumur I, elastomer jenis UF-175 merupakan *elastomer* terbaik karena memiliki ketahanan terhadap sample fluida formasi.
 6. Metode *gas lift* yang digunakan pada sumur I menggunakan metode Intermittent gas lift, dikarenakan PI yang diperoleh pada sumur I kurang dari 0.5 STB/Day/psi, yakni sebesar 0.113 STB/Day/psi.
 7. Desain *intermittent gas lift* menggunakan 8 (delapan) katup gas lift dengan *port size* 0.25 inch, jumlah siklus per hari sebesar 26 siklus dengan jumlah gas injeksi per siklus yang dibutuhkan sebesar 4000 Scf/siklus dengan demikian akan mampu memproduksi fluida sebesar 95.3 BFPD (47.7 BOPD). Maka hasil analisa keekonomian *oil lifting cost* untuk desain PCP sebesar US\$ 4.79/bbl, dan untuk *intermittent gas lift* sebesar US\$ 6.16/bbl. Dengan perbandingan *oil lifting cost* tersebut maka dipilih metoda dengan *oil lifting cost* terendah yaitu desain PCP dengan laju produksi 97 BFPD (48.5 BOPD) dan *pay out time* (POT) selama 104 hari.

Daftar Pustaka

- "Data Gambar EMP". File Energi Mega Persada. Jakarta. 2001.
- Ahmad, Tarek."Advavanced Reservoir Engineering". Elsevier Inc. United States of America. 2005.
- Brown, K.E., "The Technology Of Artificial Lift Methods", Volume 1, Penwell Publishing Co., The University of Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Brown, K.E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 4, Pennwell Publishing Co., The University of Tulsa, Oklahoma. 1977.
- Brown, K.E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 2b, Pennwell Publishing Co., The University of Tulsa, Oklahoma. 1980.
- Brown, K.E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 2a, Pennwell Publishing Co., The University of Tulsa, Oklahoma..
- Centrilift, "Nine Step Design ESP", A Baker Hughes Company, Claremore, Oklahoma, 1992.
- Iqbal, Muhammad. "Optimasi Sumur Gas Lift Pada Lapangan Jaya Dengan Menggunakan Pipesim 2000". Skripsi. Universitas Trisakti. 2006.
- Nurizky, Hasriadi. "Evaluasi Perencanaan Progressive Cavity Pump Pada Lapangan Kenali Asam". Skripsi. Universitas Trisakti. 2005.
- Putra, Indra. "Perencanaan Progressive Cavity Pump Pada Sumur A-10 dan Sumur B-15 di Lapangan X PT.Pearl Energy". Skripsi. Universitas Trisakti. 2009.
- Satria, Dani. "Perencanaan dan Penanganan Problematik Sumur-Sumur Produksi Dengan Menggunakan Artificial Lift Berdasarkan Data Reservoir dan Data Produksi". Komprehensif. Universitas Pembangunan Nasional. 2006.
- [http://www.moyno.com/leterature.php."pump selection".March 30,1996.](http://www.moyno.com/leterature.php.)
- <http://www.nov.com/artificiallift>.
- <http://www.netzsch.com>.

Daftar Simbol

Ab	= Luas Penampang <i>Bellow</i> , inch
Ap	= Luas Penampang <i>Port</i> , inch
Bg	= Faktor Volume Formasi gas, bbl/scf
BHT	= Temperature Dasar Sumur, °F
Bo	= <i>Faktor Volume Formasi Oil</i> , bbl/stb
Bw	= <i>Faktor Volume Formasi water</i> , bbl/stb
Ct	= <i>Temperature Correction</i>
DFL	= <i>Dynamic Fluid Level</i> , ft
F	= <i>Frictional line losses</i> , ft
Fg	= <i>Free gas</i> , scf
Fl	= <i>frictional line losses</i> , ft
Gf	= Gradient Fluida Sumur, psi/ft
Gfa	= <i>Gradient Flowing</i> , psia
GLR	= Perbandingan antara Gas dan Liquid, scf/bbl
GOR	= Perbandingan antara Gas dan Minyak, scf/bbl
GT	= <i>Gradient Temperature</i> , °F/ft
H	= kedalaman <i>surface</i> sampai <i>fluid level</i> , ft
HP	= Daya Kuda, HP
ID	= <i>Inside Diameter</i> , inchi
J	= <i>Produktivitas Indeks</i> , stb/day/psi
K	= <i>Capital Cost</i> , US\$
k	= konstanta dari <i>rod stretch</i>
L	= panjang dari <i>rod string</i> , ft
OD	= <i>Outside diameter</i> , inchi
Op	= <i>Operating Cost</i> , US\$
P	= <i>flow line pressure</i> , psi
Pb	= Tekanan <i>Bubble Point</i> , psia
Pc	= Tekanan di Casing, psia
Pd	= <i>Dome Pressure</i> , psia
PIP	= <i>Pump Intake Pressure</i> , psi
Ps	= Tekanan Statis, psia
Psc	= <i>Surface Closing Pressure</i> , psia
PSD	= <i>Pump Setting Depth</i> , ft
Pso	= <i>Surface Operating Pressure</i> , psi
Pt	= <i>Tubing Pressure</i> , psia

P _{tro}	= <i>Test Rack Opening Pressure</i> , psia
P _{vc}	= <i>Valve Closing Pressure</i> , psia
P _{vo}	= <i>Valve Opening Pressure</i> , psia
P _{wf}	= Tekanan Alir Dasar Sumur, psia
P _{wh}	= Tekanan Kepala Sumur, psia
Q _b	= Laju Produksi Liquid pada <i>Bubble Point</i> , bfpd
Q _l	= Laju Produksi Liquid, bfpd
Q _{maks}	= Laju Produksi Liquid Maksimum, bfpd
R	= Luas Penampang <i>Bellow & Port</i>
RPM	= Kecepatan Putaran Pompa per Menit
R _s	= Kelarutan gas dalam minyak, scf/stb
S	= <i>Lifting Cost</i> , US\$
SG _f	= <i>specific gravity</i> dari fluida
S _{fl}	= <i>rod stretch due to fluid load</i>
SFL	= <i>Static Fluid Level</i> , ft
SG _g	= <i>Spesifik Grafity Gas</i>
SG _o	= <i>Spesifik Grafity Oil</i>
SG _w	= <i>Spesifik Grafity Water</i>
T	= <i>Temperature</i> , °F
t	= Waktu, years
TDH	= <i>Total Dynamic Head</i> , ft
TG	= Total Gas, scf
TNL	= <i>Total Net Lift</i> , psi
V _g	= Volume Gas, bgpd
V _o	= Volume Oil, bopd
V _t	= Volume Total, bfpd
V _w	= Volume Water, bwpd
Z	= Faktor Kompresibilitas