

Perencanaan Ulang Sumur Gas Lift pada Sumur X

Amanu Pinandito, Sisworini, Sisworini, Djunaedi Agus Wibowo

Abstrak

Sumur X yang sudah beroperasi sejak 2004 merupakan sumur yang menggunakan gas lift sejak tahun 2010. Oleh karena adanya penurunan produksi, maka diperlukan stimulasi dengan melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan laju produksi. Dari program kerja *hydraulic fracturing* yang akan dilakukan diharapkan akan meningkatkan productivity index. Productivity index pada awalnya sebesar 0,65 psi/bpd, dari perhitungan yang dilakukan, productivity index naik menjadi 1,15 psi/bpd. Menurut teori dari *hydraulic fracturing* kenaikan productivity index seharusnya naik lebih besar dari tiga kali harga productivity index sebelumnya. Dari hasil yang didapat dapat dikatakan bahwa pekerjaan *hydraulic fracturing* yang dilakukan kurang berhasil. Selanjutnya dilakukan pemasangan kembali gas lift oleh perusahaan tersebut tetapi pelaksanaan yang dilakukan oleh perusahaan tidak sesuai dengan perencanaan yang telah dibuat. Data FBHP menunjukkan bahwa pada sumur X ini injeksinya terhenti pada katub keempat yaitu pada kedalaman 2818 feet, dimana didalam perencanaan seharusnya titik injeksi berada pada katub paling dasar yaitu pada kedalaman 4221,9 feet. Maka dari itu akan dilakukan perencanaan ulang agar sumur gas lift ini bekerja secara efisien. Produksi sumur X saat ini sebesar 604 bpd dengan laju injeksi sebesar 0,38 MMscfd. Setelah dilakukan perencanaan ulang dengan menggunakan metode grafis Otis *Procedure*, didapat titik injeksi berada pada kedalaman 3200 feet. Diharapkan laju produksi sumur X akan naik menjadi 730 bpd, dengan laju injeksi gas sebesar 0,365 MMscfd.

Pendahuluan

Gas lift merupakan proses pengangkatan buatan fluida *reservoir* dengan cara menginjeksikan gas bertekanan ke dalam *annulus* kemudian masuk ke tubing melalui *gas lift valve* yang didudukkan pada rangkaian tubing. Tujuan utama suatu sumur dilakukan injeksi gas lift adalah memperoleh produksi minyak yang lebih banyak melalui penurunan gradien alir tekanan kolom fluida dalam tubing.

Seperti yang sudah dijelaskan diatas pada metode gas lift, gas diinjeksikan melalui *annulus* pada kedalaman tertentu dan masuk melalui *gas lift valve* ke dalam tubing dengan tujuan memperkecil densitas fluida campuran (antara fluida sumur dengan gas injeksi). Masuknya gas ke dalam tubing ini diharapkan terdistribusi secara merata sehingga dapat membentuk aliran *mist*. Akibat turunnya densitas fluida campuran akan menyebabkan gradien tekanan alir fluida terutama di atas titik injeksi akan menurun. Dengan menurunnya gradien tekanan alir fluida tersebut, maka tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) akan mengecil atau tekanan *drawdown* ($P_s - P_{wf}$) membesar. Karena P_{wf} mengecil, maka akan terjadi aliran fluida dasar sumur yang mendorong fluida di atasnya, sehingga kolom fluida yang semula hanya pada kedalaman tertentu akhirnya akan mencapai permukaan.

Perumusan Masalah

Pada sumur X telah dilakukan perekahan, sebelum dilakukannya perekahan sumur tersebut sudah menggunakan tenaga dorong bantu berupa gas lift. Oleh karena itu, setelah dilakukannya pekerjaan perekahan, maka dilakukan perencanaan ulang gas lift oleh perusahaan yang terkait. Hasil dari perencanaan ulang gas lift pada sumur X tidak sesuai dengan apa yang diharapkan. Katub yang bekerja sebagai katub operasi tidak berada pada titik injeksi yang seharusnya. Maka dari itu akan dilakukan analisa mengapa hal ini terjadi dan merencanakan ulang sumur gas lift tersebut agar sumur gas lift X ini efisien dan bekerja optimal.

Maksud dan Tujuan Penulisan

Tujuan dari penulisan Tugas Akhir ini adalah untuk melakukan analisa pada sumur X, dimana setelah dilakukan analisa permasalahannya maka akan dilakukan perencanaan ulang gas lift guna mengoptimalkan produksi pada sumur X.

Tinjauan Pustaka

Peralatan yang digunakan pada sumur minyak sembur alam (*Natural Flow*) tetap digunakan pada sumur gas lift, hanya saja ada penambahan peralatan yang dirangkaikan pada tubing. Alat tambahan tersebut berupa katub yang berguna sebagai tempat masuknya gas injeksi. Secara garis besar ada tiga macam instalasi sumur gas lift, yaitu instalasi terbuka, instalasi setengah tertutup dan instalasi tertutup. Jenis-jenis instalasi gas lift adalah sebagai berikut :

1. Instalasi Terbuka

Pada instalasi terbuka rangkaian tubing digantungkan kedalam sumur tanpa adanya penyekat dan *standing valve*. Gas diinjeksikan dari *annulus* casing-tubing, kemudian fluida formasi dialirkan ke permukaan. Instalasi jenis ini memungkinkan terjadinya hubungan antara tubing dan casing, sehingga menyebabkan gas injeksi akan masuk dari kaki tubing. Kesulitan yang timbul akibat pemakaian instalasi jenis ini adalah Sulit mendapatkan titik injeksi yang tepat dan untuk menghidupkan kembali sumur, dibutuhkan tekanan gas injeksi yang besar karena tekanan ini digunakan untuk mendorong fluida sepanjang tubing sampai ke permukaan. Instalasi gas lift jenis ini biasanya dipakai pada sumur-sumur *gas lift continue* dimana tekanan *reservoir* dan PI (*Productivity Index*) masih tinggi.

2. Instalasi Setengah Tertutup

Pada instalasi setengah tertutup

digunakan *packer*. Tipe instalasi ini cocok untuk digunakan pada sumur yang mempunyai tekanan *reservoir* rendah tetapi *Productivity Index* nya tinggi. Ada pula kelebihan dari instalasi tipe ini adalah dengan adanya penyekat (*Packer*), fluida formasi dapat dicegah untuk tidak naik ke dalam *annulus* tubing-casing dan dapat mencegah pengaruh tekanan injeksi gas terhadap formasi, apabila sumur memiliki tekanan alir dasar sumur yang rendah.

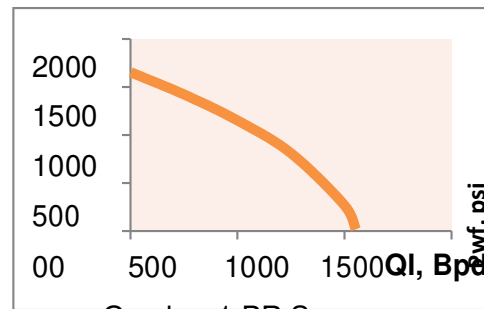
3. Instalasi Tertutup

Pada jenis instalasi ini selain dipasang penyekat (*packer*) juga digunakan *standing valve*. Fungsi dari *standing valve* adalah sebagai penahan berat kolom fluida sepanjang tubing, agar tekanan di dalam sumur tidak mengalami beban fluida sehingga *drawdown* antara tekanan di lubang sumur dengan tekanan formasi menjadi besar.

Berikut merupakan gambaran dari tipe-tipe instalasi yang sudah dijelaskan sebelumnya. Dapat terlihat perbedaan dari masing-masing tipe instalasi terdapat pada rangkaiannya dimana pada instalasi setengah tertutup digunakan *packer* dan pada instalasi tertutup selain digunakan *packer* digunakan pula *standing valve* pada ujung rangkaian.

Analisa dan Perencanaan Sumur Gas Lift

Dari hasil analisa yang telah dilakukan didapat IPR dari sumur X yang telah dilakukan stimulasi dapat dilihat pada gambar berikut. Didapat laju alir maksimum sebesar 1056 bpd.



Gambar 1 PR Sumur

Pada Perencanaan design gas lift, sumur ini diketahui bahwa untuk jumlah atau kapasitas gas injeksi dibatasi sebesar 0.3 hingga 0.4 MMSCF. Berdasarkan sumur-sumur referensi yang berada dekat dengan sumur X, jumlah gas injeksi pada sumur X sebesar 0.365 MMSCF dan diharapkan dapat memproduksi fluida sebanyak 730 bpd. Langkah-langkah dalam penentuan design gas lift secara grafis berdasarkan Otis Design Procedure.

1. Menentukan harga Pwf untuk produksi yang diinginkan sebesar 730 bbl/day. Dari rumus Vogel, didapat Q_{max} dari sumur X ini adalah sebesar 1056,42 bbl/day. Maka pwf untuk laju alir 730 bbl/day, dapat dihitung. Maka, didapat harga pwf untuk laju produksi 730 bbl/day adalah sebesar 697 psi.
2. Penentuan harga tekanan kepala sumur design (pwhd). Untuk menentukan pwhd didapat harga Pwhd sebesar 140 psi
3. Tentukan kedalaman titik injeksi (Point Of Injection) sumur X secara grafis.

Langkah-langkahnya adalah sebagai berikut :

- a. Pada koordinat kartesian plot kedalaman pada sumbu vertikal (0-5392,32 ft) dan tekanan pada sumbu horizontal (0-697 Psi).
- b. Tentukan $P_{so} = 380$ Psi dan $P_{ko} = 480$ Psi pada kedalaman 0 ft. Plot juga tekanan P_{so} dan P_{ko} pada kedalaman 5392,32 ft yaitu 440 Psi dan 540 Psi. Hubungkan masing-masing kedua titik tekanan pada kedalaman yang berbeda tersebut.
- c. Plot flowing gradien dari $P_{wf}=697$ Psi di kedalaman mid perforasi 5392,32 ft. Tentukan kemiringan Pwf dari GLR formasi = 200 SCF/Bbl. Pilihlah kurva pressure traverse yang sesuai dengan kapasitas produksi sumur. Kurva pressure traverse dapat diplot dengan cara sebagai berikut sesuai dengan GLR = 200 SCF/Bbl.
- d. Tentukan perpotongan antara garis P_{so} dan kurva Pwf. Perpotongan terdapat pada kedalaman 3800 ft dengan tekanan 420 Psi. Titik tersebut merupakan titik keseimbangan dimana tekanan casing sama dengan tekanan tubing.
- e. Dari titik keseimbangan tarik garis ke kiri sebesar $\Delta P = 100$ Psi, didapatkan pada tekanan 320 Psi pada kedalaman 3200 ft. Titik tersebut merupakan titik injeksi (POI) dan merupakan letak dari katup operasi.
4. Menentukan letak kedalaman tiap katup (spasi katup). Berikut langkah-langkah dalam menentukan letak kedalaman tiap katub :
 - a. Plot Pwh dan Pwhd pada kedalaman 0 ft. Kemudian hubungkan ke titik injeksi. Plot garis gradien killing fluid 0,442 Psi/ft dari titik pwhs sampai memotong garis P_{ko} , ini merupakan letak kedalaman katup pertama = 980 feet. Titik perpotongan garis gradient killing fluid dengan p_{ko} merupakan harga P_{vo} atau tekanan buka valve, dimana pada valve pertama didapat $P_{vo} = 480$ psi
 - b. Plot garis horizontal dari katub pertma ke kiri sampai memotong garis gradien tekanan alir pada tubing (Pwhd) diatas titik injeksi. Perpotongan garis horizontal dengan garis gradient tekanan alir pada tubing merupakan harga P_{vt} , dimana pada valve pertama

$P_{vt} = 200$ psi

- c. Plot garis sejajar garis gradien killing fluid 0,442 Psi/ft sampai memotong garis P_{so} . Ini adalah letak kedalaman katub gas lift kedua = 1620 feet
 - d. Lakukan proses a sampai b hingga mencapai titik injeksi (Point Of Injection).
5. Penentuan tekanan tutup katub. Untuk menentukan tekanan tutup katub pada masing-masing valve. Dimana harga R merupakan perbandingan luas port dengan luas bellow yang harganya sebesar 0,067 dengan ukuran port sebesar 16/64".
6. Penentuan temperature tiap kedalaman katub. Temperature memiliki pengaruh yang cukup signifikan dalam penentuan tekanan pada kedalaman yang berbeda.
7. Penentuan tekanan dome pada saat temperature 60°F. Untuk menentukan tekanan dome pada temperature 60°F. C_t merupakan nilai koreksi tekanan gas, dimana nilai C_t ini dapat dilihat pada tabel yang disediakan pada lampiran. Harga C_t ini ditentukan dari besarnya temperature.
8. Penentuan tekanan buka valve dipermukaan (P_{tro}) P_{tro} dibutuhkan untuk mengetahui berapa jumlah tekanan yang harus diisi sesuai dengan perubahan parameter nilai koreksi tekanan gas (C_t) dimana waktu pengisian tekanan valve ini dilakukan dipermukaan. Tekanan P_{tro} ini lah yang nantinya diisi oleh bengkel sesuai dengan design yang dibuat.

Tabel 1 Hasil Perhitungan Design Gas List Sumur X

Valve number	Depth (ft)	$P_{vo@Depth}$ (psi)	P_{vc} (psi)	C_t	$P_d@60^\circ F$ (psi)	$P_{tro@60^\circ F}$ (psi)
1	980	480	461	0,89828	414	444
2	1620	460	445	0,8729	388	416
3	2180	440	428	0,85247	365	391
4	2600	420	411	0,83746	344	369
5	2960	400	393	0,82538	325	348
6	3200	380	oriface	0,81682	CV	CV

Pembahasan

Sumur X yang sudah beroperasi sejak 2004 merupakan sumur yang menggunakan gas lift sejak tahun 2010. Adanya penurunan produksi memerlukan stimulasi dengan melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan laju produksi. Dari program kerja *hydraulic fracturing* yang akan dilakukan diharapkan akan meningkatkan productivity index. Productivity index pada awalnya sebesar 0,65 psi/bpd, dari perhitungan atau evaluasi yang dilakukan productivity index naik menjadi 1,15 psi/bpd. Menurut teori dari *hydraulic fracturing* kenaikan productivity index seharusnya naik lebih besar dari tiga kali harga productivity index sebelumnya. Dari hasil yang didapat dapat dikatakan bahwa pekerjaan *hydraulic fracturing* yang dilakukan kurang berhasil. Selanjutnya dilakukan pemasangan kembali gas lift oleh perusahaan tersebut tetapi pelaksanaan yang dilakukan oleh perusahaan tidak sesuai dengan perencanaan yang telah dibuat.

Design yang terpasang pada sumur yang telah dilakukan fracturing, berdasarkan analisa IPR mempunyai tekanan statik sebesar 1653 psi, mendapatkan laju alir sebesar 604 bpd dengan jumlah laju gas injeksi sebesar 0,38 MMscf dengan tekanan operasi 360 psi. Jumlah katub yang terpasang sebanyak 7 katub dan satu check valve. Katub gas lift pertama terletak pada kedalaman 887,4 feet, katub gas lift kedua terletak pada kedalaman 1618 feet, katub gas lift ketiga terletak pada kedalaman 2292,17 feet, katub gas lift keempat terletak pada kedalaman 2818 feet, katub gas lift kelima terletak pada kedalaman 3275,6 feet, katub gas lift keenam terletak pada kedalaman 3647,4 feet, katub gas lift

ketujuh terletak pada kedalaman 3977,5 feet dan katub terakhir yang berupa check valve, yang merupakan katub operasi berada pada kedalaman 4221,9 feet. check valve yang berfungsi untuk menjaga arah aliran gas dari katub tetap satu arah dimana aliran mengalir dari casing ke arah tubing. Data FBHP menunjukkan bahwa pada sumur X ini injeksinya terhenti pada katub keempat yaitu pada kedalaman 2818 feet dengan tekanan *kick-off* sebesar 460 psi, dimana didalam perencanaan seharusnya titik injeksi berada pada katub paling dasar yaitu pada check valve di kedalaman 4221,9 feet. Hal ini terjadi karena tekanan *kick-off* seharusnya lebih besar dari 460 psi. Untuk mendapatkan tekanan *kick-off* yang lebih besar seharusnya dibutuhkan kompresor. Tetapi pada lapangan ini tekanan *kick-off* pada sumur X tidak dapat diatur karena tidak menggunakan kompresor, sumur ini mengandalkan tekanan produksi gas pada sumur yang berada di sekitar sumur X atau yang disebut *well-to-well*. Maka dari itu akan dilakukan perencanaan ulang agar sumur gas lift ini bekerja secara efisien. Perencanaan ulang sumur X ini dilakukan berdasarkan perhitungan laju alir maksimum, yaitu sebesar 1056 bpd, untuk mendapatkan kapasitas laju produksinya biasanya sebesar 70% dari laju alir maksimumnya sehingga didapatkan laju produksi yang diharapkan sebesar 730 bpd. Dari data yang diperoleh kedalaman titik mid perforasi dari sumur ini berada di kedalaman 5392,3 feet, dengan GLR formasi sebanyak 200 scf/bbl dan GLR total 700 scf/bbl, tekanan *kick-off* yang tersedia sebesar 480 psi dengan tekanan operasi 380 psi, tekanan kepala sumur sebesar 80 psi, dengan gradient killing fluid 0,442 psi/ft. Hasil perencanaan ulang dari sumur didapat titik injeksi atau *Point of injection*-nya berada pada kedalaman 3200 ft, hal ini menunjukkan adanya perubahan terhadap kedalaman titik injeksi gas dari yang terpasang saat ini pada katub keempat yaitu pada kedalaman 2818 feet dengan laju produksi 730 bpd.

Jumlah katub hasil perencanaan ulang sebanyak 6 buah katub dimana katub pertama diset pada kedalaman 980 ft, katub kedua diset pada kedalaman 1620 ft, katub ketiga diset pada kedalaman 2180 ft, katub keempat diset pada kedalaman 2600 ft dan katub kelima diset pada kedalaman 2960 ft dan katub operasi yang berupa check valve diset pada kedalaman 3200 ft. Dengan kondisi water cut 80 % berarti perencanaan ulang sumur gas lift sumur X akan meningkatkan produksi, sebelum dilakukan perencanaan ulang, laju produksinya sebesar 604 bpd, setelah dilakukan perencanaan ulang laju produksi naik menjadi 730 bpd. Dengan kadar air sebesar 80%, produksi minyak pun naik, yang tadinya berproduksi sebanyak 120,8 bopd naik menjadi 146 bopd. Kenaikan laju produksi berkisar sebesar 20,8%.

Selain menaikkan laju produksi, pada perencanaan ulang hanya dibutuhkan katub sebanyak 6 buah, dimana sebelum dilakukan perencanaan ulang memerlukan katub sebanyak 8 buah katub dan hanya 4 katub yang terpakai. Hal ini akan menghemat katub dalam pemakaian. Selain itu titik injeksi setelah dilakukan perencanaan ulang berada lebih dalam dari pada kondisi saat ini, hal ini diharapkan pula meningkatkan laju produksi. Produksi sumur X saat ini sebesar 604 bpd dengan laju injeksi sebesar 0,38 MMscfd. Setelah dilakukan perencanaan ulang, diharapkan laju produksi sumur X akan naik menjadi 730 bpd, dengan laju injeksi gas sebesar 0,365 MMscfd, dimana laju injeksi yang diinjeksikan sedikit lebih sedikit dibandingkan dengan laju injeksi saat ini.

Kesimpulan

Dari analisa dan pembahasan yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Dari hasil analisa, pekerjaan perekahan yang dilakukan kurang berhasil karena kenaikan productivity index setelah perekahan tidak mencapai 3 kalinya, hanya 1,77 kalinya productivity index sebelum dilakukan perekahan.
2. Dari hasil analisa IPR kombinasi, setelah dilakukan fracturing pada sumur X didapat laju alir maksimum untuk sumur sebesar 1056,42 bpd, dan kapasitas produksi saat ini

sebesar 604 bpd.

3. Perencanaan ulang gas lift menghasilkan 6 buah katub gas lift, dengan katub operasi berada pada kedalaman 3200 feet.

4. Berdasarkan studi pada sumur X terdapat kenaikan produksi setelah dilakukan perubahan design gas lift, yaitu sebesar 126 bpd.

5. Laju produksi minyak yang akan diperoleh setelah dilakukan perubahan design gas lift adalah sebesar 146 bopd, yaitu naik 20,8% dari kondisi awal yang hanya sebesar 120,8 bopd.

Daftar Pustaka

Ahmed, Tarek, 2006, "Reservoir Engineering Handbook", Oxford, UK, Elvasier

Brown, Kermit E, 1980, "The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1", Tulsa, Oklahoma, Pennwell Publishing.

Brown, Kermit E, 1980, "The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2a", Tulsa, Oklahoma, Pennwell Publishing.

Brown, Kermit E, 1980, "The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b", Tulsa, Oklahoma, Pennwell Publishing.

Brown, Kermit E, 1980, "The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 4", Tulsa, Oklahoma, Pennwell Publishing.

Data-data dan gambar Perusahaan Pertamina EP Asset 27. Economides, Michael J, "Petroleum Production Systems", Englewood Cliffs, New Jersey, PTR Prentice hall.

Uren, Lester Charles, "Petroleum Production Engineering", New York, McGraw-Hill Book Company.

Weatherford, "Gas Lift Continuous Manual"