

ANALISIS PERENCANAAN PENGASAMAN SUMUR PADA SUMUR JRR-2 DAN JRR-4 DILAPANGAN Y

Mety Anisa, Rachmat Sudibjo
Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

Abstrak

Kerusakan formasi disini menunjuk pada suatu daerah didekat lubang sumur yang mengalami penurunan permeabilitas. Biasanya daerah ini hanya beberapa inch dari lubang sumur, tetapi kadang-kadang dapat meluas sampai beberapa feet. Dalam penelitian kali ini akan dilakukan sebuah metode stimulasi untuk meningkatkan kembali produktivitas maupun permeabilitas dari zona tersebut. Stimulasi merupakan pekerjaan ulang menyangkut tentang perubahan sifat formasi dengan menambahkan unsur-unsur tertentu atau material lain kedalam formasi guna memperbaiki adanya well damage. Metode stimulasi dapat dibedakan menjadi dua yaitu acidizing dan hydraulic fracturing. Pada penelitian ini pengasaman dilakukan pada batuan karbonat (limestone). Mekanisme pengasaman antara batupasir dengan batu karbonat adalah berbeda. Secara prinsip perbedaannya adalah laju reaksi asam pada batuan karbonat lebih cepat dibandingkan dengan laju reaksi asam dengan mineral batu pasir. Beberapa metoda untuk mengevaluasi suatu keberhasilan pengasaman, yaitu dengan adanya kenaikan laju produksi harian (q), perbaikan skin effect (S), perbaikan permeabilitas (K), dan kurva IPR.

Kata kunci: skin effect, acidizing, kurva Inflow Performance Relationship.

Pendahuluan

Stimulasi adalah pekerjaan merangsang sumur secara chemis maupun mekanis. Suatu proses perbaikan terhadap sumur untuk meningkatkan harga permeabilitas formasi yang mengalami kerusakan sehingga dapat memberikan laju produksi yang besar. Stimulasi dilakukan pada sumur-sumur produksi yang mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh adanya kerusakan formasi (*formation damage*) disekitar lubang sumur dengan cara memperbaiki permeabilitas disekitar lubang sumur dengan beberapa upaya diantaranya yaitu membuat rekahan baru, menghilangkan scale, memperpanjang rekahan ataupun kombinasi pekerjaan tersebut.

Teori Dasar

Stimulasi

Stimulasi merupakan suatu proses perbaikan terhadap sumur untuk peningkatan permeabilitas formasi dalam upaya peningkatan laju produksi. Stimulasi dapat dilakukan dengan metoda hydraulic fracturing dan acidizing. Dampak dari stimulasi yaitu menimbulkan terbentuknya rekahan (fracture) atau pelarutan partikel penyumbat pada ruang pori-pori batuan.

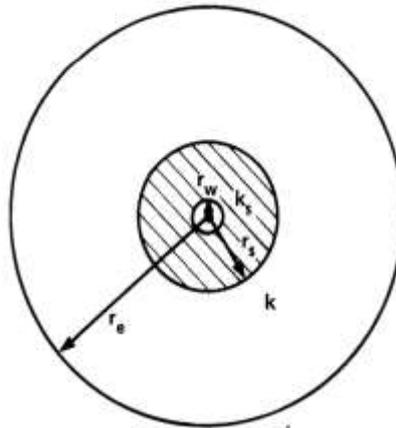
1. Acidizing

Prinsip dasar metode ini adalah melarutkan batuan dari material-material yang menghambat aliran dalam reservoir dengan cara menginjeksikan sejumlah asam ke dalam lubang sumur/ lapisan produktif. Acidizing ini biasanya dilakukan untuk menghilangkan pengaruh penurunan permeabilitas formasi di sekitar lubang sumur (kerusakan formasi) dengan cara memperbesar pori-pori batuan dan melarutkan partikel-partikel penyumbat pori-pori batuan .

2. Teori Perbaikan Produktivitas Melalui Pengasaman

Stimulasi pengasaman matriks terutama akan efektif dilakukan pada sumur-sumur yang mengalami hambatan aliran yang disebabkan oleh adanya kerusakan formasi.

Sistem terdiri dari dua bagian yaitu zona yang mengalami kerusakan yang terbentang antara radius r_w dan r_s dengan permeabilitas k_s ; dan zona diluarnya tanpa kerusakan yang terbentang antara r_e dan r_s dengan permeabilitas (k).



Gambar 1 Skematis Damaged Well dalam Reservoir Terbatas

3. Klasifikasi Pengasaman

Pengasaman merupakan salah satu metode stimulasi perangsangan sumur, selain metode perekahan hidroulik (hydraulic fracturing). Berdasarkan penggunaan asam, pengasaman dapat diklasifikasikan menjadi beberapa macam, yaitu pencucian asam (acid washing), pengasaman matriks (matriks acidizing), perkehan asam (fracturing acidizing).

4. Acid Washing

Acid washing merupakan treatment yang dilakukan untuk menghilangkan material atau scale di interval produksi, saluran perforasi dan area disekitar lubang sumur. Treatment dilakukan dengan menggunakan coiled tubing atau wash tool. Dengan coiled tubing, tubing diturunkan hingga kebagian bawah interval dan sambil menginjeksikan asam, tubing digerakkan kebagian atas interval. Proses ini dapat dilakukan berulang-ulang sesuai kebutuhan. Dengan wash tool, alat diturunkan tepat di depan perforasi dan asam diinjeksikan ke perforasi sambil menggerakkan alat disepanjang interval. Proses ini juga dapat dilakukan secara berulang sesuai kebutuhan.

5. Matrix Acidizing

Matriks acidizing dilakukan dengan cara menginjeksikan larutan asam dan additif tertentu secara langsung ke dalam pori-pori batuan formasi disekitar lubang sumur dengan tekanan penginjeksian di bawah tekanan rekah formasi, dengan tujuan agar reaksi menyebar keformasi secara radial. Asam akan menaikkan permeabilitas matriks baik dengan cara membesarkan lubang pori-pori ataupun melarutkan partikel-partikel yang membuntu saluran pori-pori tersebut. Bila sumur tidak mengalami kerusakan (damage), matriks acidizing tidak akan banyak membantu pada peningkatan produksi. Untuk mendapatkan hasil yang besar pada peningkatan produksi, maka jumlah asam yang digunakan tidak akan ekonomis.

6. Jenis Asam Yang Digunakan

Mineral Acid terbagi menjadi dua jenis asam, yaitu asam hydrochloric (HCl) dan asam hydrochloric-hydrofluoric (HF-HCl) atau biasa disebut dengan mud acid. Asam hydrochloric (HCL) merupakan jenis asam yang pertama kali dan sering digunakan dalam operasi pengasaman lapangan. Asam ini merupakan larutan hydrogen

chlorida yang berupa gas di dalam air dengan berbagai konsentrasi. Secara umum yang biasa digunakan dilapangan adalah konsentrasi 15% HCl yang dikenal dengan sebutan regular acid. Regular acid biasanya digunakan untuk pengasaman pada formasi batu gamping dan dolomite. Sedangkan untuk pengasaman batupasir dapat digunakan 5-7% HCl. Jadi konsentrasi asam ini bervariasi antara 5-35% tergantung dari kondisi formasi yang ditangani.

Tabel 1 Reaksi antara HCl dengan Beberapa Mineral

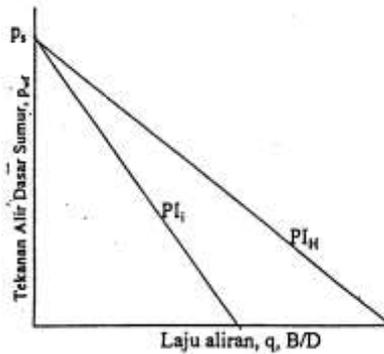
Calcite/limestone	$2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
Dolomite	$4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
Sand/silica/quartz	$\text{HCl} + \text{SiO}_2 \rightarrow$ tidak bereaksi
Siderite	$2\text{HCl} + \text{FeCO}_3 \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
Ferrous sulfide	$2\text{HCl} + \text{FeS} \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{S}$
Ferric oxide	$6\text{HCl} + \text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow 2\text{FeCl}_3 + 3\text{H}_2\text{O}$

Evaluasi Hasil Pengasaman

Keberhasilan operasi pengasaman dapat didasarkan pada beberapa parameter diantaranya yaitu :

1. Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan Parameter Laju Produksi. Mengevaluasi hasil pengasaman pertama-tama adalah dengan mengamati laju hariannya. Bila laju produksi harian setelah pengasaman lebih besar dibanding sebelum pengasaman, maka dapat dikatakan pengasaman tersebut berhasil.
2. Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan Parameter Indeks Produktivitas. Produktivity Index adalah indek yang menyatakan kemampuan suatu formasi untuk mengalirkan fluidanya ke dasar sumur pada drawdown tertentu. Menurut Kermitz E Brown (1967) bahwa batasan terhadap tingkat produktivitas sumur adalah :
 - PI rendah jika $\text{PI} < 0,5$
 - PI sedang jika $0,5 < \text{PI} < 1,5$
 - PI tinggi jika $\text{PI} > 1,5$
3. Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan Parameter Faktor Skin. Kerusakan formasi akibat faktor skin dapat dilihat dari penyimpangan harga S terhadap titik nol, dan secara kuantitatif dinyatakan sebagai :
 - $S > 0$ = adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur
 - $S = 0$ = kerusakan sumur di sekitar lubang sumur diabaikan
 - $S < 0$ = adanya perbaikan formasi di sekitar lubang sumur
4. Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan Parameter Kurva IPR. Grafik kurva performance yang disebut *Inflow Performance Relationship* (IPR) merupakan grafik kemampuan suatu sumur selama produksi, yang menunjukkan hubungan antara kapasitas produksi

dengan tekanan alir dasar sumur. Pengamatan terhadap kurva IPR dari suatu sumur sebelum dan sesudah pengasaman dapat menentukan sukses tidaknya operasi pengasaman.



Gambar 2 Perbandingan Sebelum dan Sesudah Pengasaman

Metode Penelitian

Tugas akhir ini membahas mengenai penginjeksian asam kedalam formasi zona upper parigi yang diharapkan mampu meningkatkan permeabilitas dan laju produksi zona tersebut. Ada beberapa data-data yang dapat digunakan untuk menganalisis parameter suatu perencanaan pekerjaan stimulasi.

Contohnya dalam perhitungan faktor skin suatu zona diperlukan nilai permeabilitas (k) dan permeabilitas *skin* (k_s) dari kerusakan yg dialami oleh formasi tertentu. Masalah kerusakan formasi yang diindikasikan dengan faktor *skin* (S) positif merupakan fenomena yang selalu akan dijumpai pada operasi produksi baik sumur gas maupun sumur minyak, dan sumur baru ataupun sumur lama. Adanya *skin* akan memengaruhi perilaku aliran dari reservoir ke dasar sumur. Pada dasarnya yang dimaksud faktor *skin* positif disini adalah penambahan hambatan aliran yang terjadi di sekitar lubang bor.

Persamaan yang digunakan dalam perhitungan permeabilitas adalah persamaan Darcy, dimana persamaannya adalah sebagai berikut:

$$k = \frac{162.6 \times Q \times g \times B \times \mu \times g}{m \cdot h}$$

dimana:

- k = permeabilitas (md)
- q = laju alir gas (mscfd)
- μ = viskositas gas (cp)
- B_g = faktor volume formasi (cuft/scf)
- m = slope (psia/cycle)
- h = ketebalan (ft)

Sedangkan untuk perhitungan skin persamaan yang digunakan adalah persamaan Hawkins, dimana jika dituliskan secara matematis adalah sebagai berikut:

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{C_t \mu \emptyset r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

dimana :

P_{1jam} = tekanan satu jam sumur tersebut (psia)

P_{wf} = tekanan dasar sumur (psia)

m = slope (psia/cycle)

k = permeabilitas (md)

\emptyset = porositas (%)

μ = viskositas (cp)

C_t = kompresibilitas total

R_w = jari-jari sumur (ft)

Dalam persamaan diatas nilai k_a merupakan harga permeabilitas kerusakan yang dapat dicari dengan menentukan jari-jari *altered zone* nya terlebih dahulu.

Hasil dan Pembahasan

Untuk melakukan pengasaman dengan asam nitrit pada zona upper parigi, terlebih dahulu perlu dilakukan analisis data reservoir dan produksi, fluida pengasaman yang akan diinjeksi serta tahap-tahap pelaksanaannya. Sebelum pengasaman dilaksanakan, terlebih dahulu harus diidentifikasi jenis kerusakan formasi (formation damage). Pada zona upper parigi teridentifikasi adanya produksi yang semakin menurun. Oleh karena itu pada zona tersebut perlu dilakukan pengasaman sehingga produktivitas sumurnya semakin meningkat.

A. Perencanaan Pengasaman Sumur JRR-2 dan JRR-4

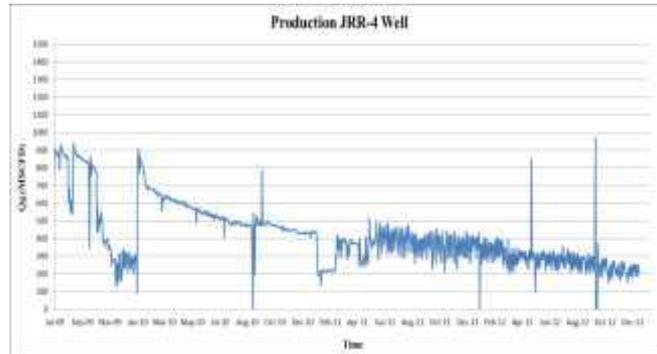
Lokasi lapangan Y terletak sekitar 17.5 Km sebelah barat daya dari kota Karawang dan Tenggara sekitar 48 Km dari Jakarta. Penurunan laju produksi sumur sering terjadi hampir pada semua zona termasuk di zona upper parigi. Penurunan produksi pada zona upper parigi tersebut diperkirakan karena adanya kerusakan formasi. Kerusakan formasi ini antara lain mungkin terjadi pada waktu pengeboran karena filtrate lumpur sebagian masuk ke formasi sehingga produksi zona upper parigi tidak maksimal.

B. Produksi Sumur JRR-2 dan JRR-4

Produksi sumur JRR-2 dan 4 sebelum diasam dapat dilihat pada gambar berikut



Gambar 3 Produksi JRR-2 Sebelum Diasam



Gambar 4 Produksi JRR-4 Sebelum Diasam

Pada gambar 3 dan 4 dapat dilihat ulah produksi zona upper parigi. Dari laju alir gas sebelum diasam terlihat adanya penurunan produksi. Penurunan laju produksi gas ini diperkirakan karena adanya kerusakan formasi atau *formation damage*. Selain penurunan produksi, kerusakan formasi biasanya ditandai oleh adanya skin dan turunnya permeabilitas. Oleh karena itu zona upper parigi perlu diasam agar produktivitasnya meningkat.

C. Permeabilitas Sumur

Permeabilitas (k) ialah ukuran kemampuan suatu batuan berpori (reservoir) untuk mengalirkan fluida. Oleh karena itu, permeabilitas berpengaruh terhadap besarnya kemampuan produksi (laju alir) pada zona upper parigi. Permeabilitas zona upper parigi sebelum pengasaman didapat dari rumus Darcy. Berikut adalah perhitungan permeabilitas dengan rumus Darcy:

$$k = \frac{162.6 \times Q_g \times B_g \times \mu_g}{m \cdot h}$$

dengan data-data :

$$q = 332.331 \text{ mmscf/d}$$

$$\mu = 0.01 \text{ cp}$$

$$B_g = 0.6 \text{ cuft/scf}$$

$$m = 7.5 \text{ psia/cycle}$$

$$h = 21.32 \text{ ft}$$

Hasil perhitungan untuk sumur JRR-2 mendapatkan hasil sebagai berikut:

$$k = \frac{162.6 \times 332.331 \times 0.6 \times 0.01}{7.5 \times 21.32}$$

$$K = 2.02 \text{ md}$$

Dan untuk sumur JRR-4 dengan data-data sebagai berikut :

$$Q = 123.9 \text{ mmscf/d}$$

$$\mu = 0.82 \text{ cp}$$

$$B_g = 0.3 \text{ cuft/scf}$$

$$m = 469.7 \text{ psia/cycle}$$

$$h = 19.87 \text{ ft}$$

$$k = \frac{162.6 \times 123.9 \times 0.297 \times 0.82}{469.7 \times 19.87}$$

$$k = 0.52 \text{ md}$$

Permeabilitas dari hasil pengukuran diatas yang didapat ialah sebesar 2.02 md dan 0.52 md untuk masing-masing sumur yaitu JRR-2 dan JRR-4. Permeabilitas sebesar ini sangat kecil sehingga fluida yang mengalir sangat kecil. Permeabilitas yang kecil menunjukkan bahwa pada zona upper parigi telah mengalami kerusakan formasi.

D. Faktor Skin Sebelum Pengasaman

Pada sumur JRR-2 dan JRR-4 ini dapat dihitung faktor kerusakan formasi (*skin*) yang terjadi. Untuk mengetahui besarnya skin sumur JRR-2 sebelum pengasaman dapat dihitung dengan rumus:

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{Ct\mu\phi rw^2} \right) + 3.23 \right]$$

dengan data-data:

$$P_{1jam} = 1101.83 \text{ psia}$$

$$P_{wf} = 987 \text{ psia}$$

$$m = 7.5 \text{ psi/cycle}$$

$$k = 2.02 \text{ md}$$

$$\phi = 23.2\%$$

$$\mu = 0.01 \text{ cp}$$

$$Ct = 2.8 \times 10^{-3}$$

$$Rw = 0.508 \text{ ft}$$

Sebelum pengasaman *skin* faktor adalah sebagai berikut:

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{1101.83 - 987}{7.5} \right) - \log \left(\frac{2.027}{2.8 \times 10^{-3} \times 0.01 \times 0.232 \times 0.508^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = + 10.62$$

Sedangkan untuk sumur JRR-4 adalah dengan data sebagai berikut :

$$P_{1jam} = 6407 \text{ psia}$$

$$P_{wf} = 3753.4 \text{ psia}$$

$$m = 469.7 \text{ psi/cycle}$$

$$k = 0.52 \text{ md}$$

$$\phi = 28.27\%$$

$$\mu = 0.82 \text{ cp}$$

$$Ct = 2.24 \times 10^{-3}$$

$$Rw = 0.397 \text{ ft}$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{6407 - 3753.4}{469.7} \right) - \log \left(\frac{0.52}{2.24 \times 10^{-3} \times 0.82 \times 0.2827 \times 0.397} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = + 5.84$$

Faktor *skin* pada zona upper parigi yang didapat dari hasil perhitungan diatas sebelum diasam adalah sebesar + 10.62 dan +5.84. Adanya parameter sumur yang didapat seperti faktor skin yang positif, produksi gas yang menurun, permeabilitas yang kecil mendukung perlunya dilakukan pengasaman di zona upper parigi.

E. Jenis Fluida dan Material Pengasaman

Bahan kimia yang akan digunakan untuk pengasaman disesuaikan dengan jenis kerusakan yang telah diketahui sebelum pengasaman dilaksanakan. Jenis material fluida yang digunakan pada pengasaman zona upper parigi dapat dilihat pada table 2. Berhasil atau tidaknya suatu pengasaman sangat tergantung dari pemilihan material dan fluida yang akan digunakan. Perencanaan peralatan mencakup semua alat yang diperlukan dalam pelaksanaan pengasaman.

Tabel 2 Fluida Pengasaman Zona Upper Parigi

TOTAL MATERIAL REQUIRED :	Qty	Unit	Qty	Drum/Sxs
HCl 32%	2,277.0	GALL	42.96	DRM
CCI-05/Cor Inhibitor	105.0	GALL	1.9	DRM
CIC-45/Iron Control	1,049.0	LBS	19.1	SXS
CMS-55/Mutual Solvent	467.0	GALL	8.5	DRM
CSO-10N/Surfactant	79.0	GALL	1.4	DRM
CPS-14/KCl	1,159.0	LBS	10.5	SXS
SODA ASH	846.0	LBS	15.4	SXS
FRESH WATER (CLEAN WATER)	7,743.8	GALL	184.4	BBL

Kesimpulan

Setelah melakukan perhitungan permeabilitas dan *skin* pada zona upper parigi, maka dapat diambil beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Fenomena faktor *skin* yang bernilai positif dapat menjadi suatu parameter yang menandakan adanya kerusakan formasi (*formation damage*).
2. Penurunan produksi yang dialami oleh sumur JRR-2 dan JRR-4 disebabkan oleh aktivitas pemboran yang sebelumnya pernah dilakukan pada kedua sumur tersebut, masuknya filtrat lumpur kedalam formasi membuat permeabilitas kedua sumur mengecil sehingga menghambat aliran fluida kedalam sumur.
3. Sebelum dilakukan pekerjaan pengasaman, semua peralatan yang akan digunakan harus dicek agar betul-betul berfungsi dengan baik dan apabila tidak berfungsi, maka peralatan tersebut harus diperbaiki dan dites agar tidak menghambat pengasaman yang akan dilakukan di zona tersebut.
4. Pengasaman sumur yang akan dilakukan pada sumur JRR-2 dan JRR-4 bertujuan untuk meningkatkan kembali produktivitas dari kedua sumur yang mengalami penurunan produksi.
5. Evaluasi keberhasilan setelah pengasaman dapat dilakukan dengan membandingkan laju produksi sebelum dan sesudah pengasaman, evaluasi keberhasilan berdasarkan parameter PI.

Daftar Pustaka

Ahmed, Tarek, "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Professional Publishing, Texas, 2000.

Brown, K.E., *"The Technology of Artificial Lift Method"*, Vol IV, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.

Fetkovich, M.J: *"The Isochronal Testing of Oil Wells,"* SPE Reprint Series No.14. Pressure Transient Testing Method, 1980 Edition.

Vogel, J. V., *"Inflow Performance Relationship for Gas Drive Well"*, JPT, January 1968.
Lee. J., Well Testing, Mono. Ser., I, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 1982.

Schechter, Robert Samuel. Oil Well Stimulation / Robert S. Schechter, 1992.