

DESAIN PENGASAMAN MATRIKS KARBONAT PADA SUMUR “X” LAPANGAN “Y”

Oleh : Dian Wisnu Adi Wardhana

ABSTRAK

Maksud dari skripsi ini adalah memilih dan merencanakan jenis Stimulasi Acidizing yang sesuai dengan kondisi sumur produksi yang dalam hal ini batuan reservoir berjenis karbonat limestone, sehingga dengan dilakukannya Stimulasi Acidizing dengan menggunakan fluida stimulasi berbahan dasar Asam Hydrochloric (HCl), maka diharapkan kerusakan formasi (*formation damage*) akan tertanggulangi dan turunnya harga permeabilitas akibat damage akan kembali ke harga permeabilitas asli dari reservoir tersebut sehingga laju alir produksi akan meningkat.

Metode yang digunakan dalam skripsi ini adalah dengan cara menganalisa kerusakan formasi dengan melihat sejarah produksi sumur, hasil analisa Pressure Build Up Test, dan juga dengan melihat kurva IPR Sumur. Kemudian mendesain stimulasi acidizing melalui metode perhitungan trial & eror dengan beberapa persamaan yang sudah ditentukan.

A. PENDAHULUAN

Sumur “X” lapangan “Y” memproduksi hidrokarbon pada formasi “B” yang dominasi batumannya adalah batugamping. Sumur “X” pertama kali diproduksi di Formasi “B” pada tanggal 31 Januari 2007, sumur “X” dinyatakan selesai sebagai sumur penghasil minyak pada Formasi “B” selang 6474,7 – 6507,5 ft secara sembur alam. Pada saat pertama diproduksi produksi pada sumur “X” adalah produksi minyak 469,734 bopd, gas 726,6 Mcfd, liquid 710,641 blpd, dan water cut 33,9 %. Pada saat dilakukan test terakhir pada sumur “X” permeabilitas formasi masih tergolong besar yaitu 357 md sedangkan kondisi watercutnya masih tergolong rendah yaitu 11%, namun pada sumur “X” diketahui terdapat kerusakan formasi (*formation damage*), indikasinya dari adanya nilai skin positif yaitu 7,13. Dengan adanya nilai skin positif pada sumur “X” maka dapat mempengaruhi kemampuan sumur untuk dapat berproduksi, yaitu laju alir produksi akan cenderung menurun, oleh karena itu dilakukan stimulasi *matrix acidizing* untuk dapat

mengembalikan permeabilitas formasi ke kondisi semula dan meningkatkan kemampuan produksi sumur.

Pengasaman Matriks (*Matrix Acidizing*) diterapkan pada Sumur “X” bertujuan untuk mengembalikan permeabilitas formasi karena adanya kerusakan formasi yang diakibatkan oleh proses pemboran dan kompleksi sumur. Diharapkan dengan adanya pengasaman ini akan dapat mengembalikan nilai permeabilitas di sekitar lubang sumur ke kondisi awal sebelum terjadi *damage*. Pengasaman dapat menghilangkan sumbatan–sumbatan yang menyebabkan *skin damage*, sehingga diharapkan dapat menaikkan produktivitas Sumur “X”. Dengan mengetahui jenis kerusakan formasi, jenis batuan formasi maupun dugaan penyebab kerusakan tersebut maka dapat ditentukan jenis asam yang akan dipergunakan karena tiap asam memiliki kemampuan yang berbeda–beda dalam melarutkan mineral–mineral yang terkandung dalam formasi.

Pengasaman Matriks dilakukan dengan menginjeksikan secara merata larutan asam dengan tekanan injeksi di bawah tekanan rekah formasi. *Matrix Acidizing* dapat juga menimbulkan efek samping yang kurang baik seperti terjadinya korosi. Untuk meminimalisir efek samping tersebut maka perlu ditambahkan bahan *additive* ke dalam larutan asam. *Additive* yang paling utama digunakan adalah *corrosion inhibitor* untuk mengurangi efek asam yang korosif.

B. DASAR TEORI

Pengasaman Matriks (*Matrix acidizing*) adalah proses penginjeksian asam ke dalam formasi produktif pada tekanan dibawah tekanan rekah, dengan tujuan agar reaksi dapat menyebar ke dalam batuan secara radial. Asam akan menaikkan permeabilitas matrix dengan cara membesarkan lubang pori-pori ataupun dengan melarutkan partikel-partikel yang menyumbat saluran pori-pori tersebut. Matrix acidizing baik digunakan untuk batuan karbonat (batugamping atau dolomite) maupun batupasir, meski jenis acidnya berbeda. Matrix acidizing akan sangat baik bila dilakukan pada sumur dengan kedalaman formasi yang rusak sekitar 1-2 feet. Bila sumur tidak mengalami kerusakan, matrix acidizing tidak akan banyak membantu pada upaya peningkatan produksi.

Adapun anggapan-anggapan yang digunakan dalam acidizing ini adalah :

1. Formasinya homogen
2. Ukuran pori-porinya seragam

3. Kecepatan reaksi menurun secara uniform dengan berkurangnya konsentrasi asam.
4. Beratnya limestone yang terlarut pada tiap penambahan jarak menurun secara uniform sampai seluruh asam terpakai.

Kelarutan partikel-partikel batuan / efektivitas pengasaman tergantung dari faktor-faktor yang mempengaruhi, diantaranya :

1. Surface area terhadap volume pori
2. Tekanan
3. Temperatur
4. Konsentrasi Asam
5. Kecepatan Aliran
6. Komposisi Batuan

- Penyebaran Asam Kedalam Media Berpori.

Pergerakan asam di dalam media berpori tergantung pada banyak hal antara lain konsentrasi asam, jenis-jenis mineral yang diasam dan yang dikandung oleh lapisan, dan temperatur lapisan. Kecepatan rambat asam di dalam media berpori menentukan penyebaran asam di dalam media berpori. Semakin cepat asam tersebut bergerak, maka makin luas pula daerah yang akan terkena asam.

Untuk mengetahui kecepatan pergerakan “front” asam di dalam media berpori perlu diketahui tentang kinetika antara reaksi asam dengan mineral batuan. Sifat heterogenitas batuan serta distribusi mineral yang tidak merata menyebabkan kecepatan dan penyebaran asam yang tidak merata dalam lapisan.

Sebagai akibat pengaruh ketidak homogenan tersebut, telah dikembangkan model penyebaran asam yang dapat digunakan sebagai latar belakang perencanaan operasi pengasaman antara lain adalah model pembentukan dan pertumbuhan “wormhole”. Model-model tersebut antara lain menggambarkan tentang compact dissolution, diffusion-limited wormholing, fluid-loss limited wormholing dan uniform dissolution.

- Kerusakan Formasi

Secara umum, kerusakan formasi didefinisikan sebagai penurunan permeabilitas awal formasi yang terjadi akibat adanya penyumbatan pada bagian atau seluruh daerah di sekitar lubang bor. Umumnya, kerusakan formasi dapat disebabkan oleh penyumbatan partikel –

partikel padat pada ruang –ruang berpori, migrasi *finnes*, pengendapan bahan kimia, pengaruh fluida, pengaruh mekanis dan pengaruh biologis.

Secara umum, kerusakan formasi selama pengoperasiaan sumur dapat bersumber dari kegiatan pemboran, kompleksasi, produksi maupun injeksi.

- Prosedur Pelaksanaan *Matrix Acidizing*

Sebelum melaksanakan pengasaman, perlu diketahui tentang penempatan fluida selama stimulasi pengasaman. Disini ada tiga tahap pemompaan fluida selama pengasaman, yaitu *preflush*, *fluida treatment*, dan *fluida overflush*.

1. *Pre-Flush*

Fluida *pre-flush* harus dipompakan di depan larutan asam untuk menghindari terjadinya kontak langsung antara asam dengan fluida formasi. Hal ini dimaksudkan untuk mengurangi kemungkinan terbentuknya sodium dan *potassium fluosilicate* sebagai reaksi antara asam dengan ion-ion yang ada. Endapan tersebut terbentuk jika asam *fluosilicate* dan *fluoaluminic* bertemu dengan *potassium* atau *sodium* yang terkandung dalam air formasi. Jenis-jenis *pre-flush* yang dapat dipilih antara lain asam HCl, *diesel*, *kerosene* dan *ammonium chloride* (NH₄Cl)

2. *Flush* atau Fluida *Main Treatment*

Pada *main treatment* ini fluida dirancang untuk mengatasi kerusakan-kerusakan yang ada pada formasi. Fluida *treatment* yang dipakai dalam pengasaman bergantung pada jenis batuan dan fluida *reservoir* yang akan distimulasi.

3. *Overflush*

Fluida *overflush* digunakan untuk mendorong fluida *treatment* dalam formasi. Fluida ini meyakinkan bahwa asam akan bereaksi di dalam formasi. Fluida yang umum digunakan dalam *overflush* adalah NH₄Cl, HCl solar dan *kerosene*.

Pemilihan jenis asam yang akan digunakan harus memperhatikan komposisi batuan pada formasi yang dimaksud, jenis fluida formasi, dan faktor ekonomisnya. Hal ini dimaksudkan agar pengasaman dapat bermanfaat sebagaimana mestinya dan tidak menimbulkan efek samping akibat adanya reaksi antara asam dengan mineral-mineral penyusun batuan yang akan dapat menyebabkan terbentuknya endapan baru setelah pengasaman.

- Prosedur Perhitungan

Sebelum menghitung proses pengasamannya, perlu dianalisa terlebih dahulu performa dari sumur yang akan diasam, yaitu dengan menganalisa produktivitas formasi dari sumur tersebut. Berikut langkah-langkah yang akan dilakukan.

1. Membuat kurva IPR awal dengan menggunakan metode Pudjo Sukarno
2. Menghitung IPR harapan setelah dilakukan proses pengasaman matriks
3. Menghitung volume asam yang akan digunakan

C. HASIL ANALISA

Penurunan laju produksi yang terjadi pada sumur “X” diidentifikasi terjadi karena adanya kerusakan formasi, hal ini dapat dilihat dari sejarah produksi sumur “X”, pada beberapa hari terakhir sebelum sumur dilakukan analisa PBU test laju produksi minyak dan air pada formasi “B” mengalami penurunan secara signifikan yaitu dari 605,645 bopd minyak dan 279,67 bwpd air pada 5 Juli 2008 turun menjadi 457,256 bopd minyak dan 112,78 bwpd air pada 18 Juli 2008, setelah dilakukan analisa PBU test ternyata terdapat nilai skin (faktor kerusakan formasi) yang berpengaruh pada harga permeabilitas formasi dan laju produksi sumur “X”. Harga skin faktor yang didapat adalah 7,13 sedangkan harga permeabilitasnya 357 md.

Untuk penanggulangan problem ini sendiri dipilih stimulasi pengasaman matriks karena terdapat harga skin positif, harga permeabilitas masih cukup besar sehingga tidak diperlukan proses perekahan hidrolis, dan jenis batuan yang terdapat pada formasi “B” adalah karbonat limestone (CaCO_3). Dan jenis asam yang digunakan adalah asam hydrochloric (HCl) 15%. Alasan dipilihnya HCl 15% sebagai main treatmentnya adalah karena HCl 15% mempunyai reaksi yang cukup bagus dengan limestone dan harganya yang relatif murah.

Langkah awal dalam mendesain pengasaman adalah menghitung IPR sebelum dilakukan pengasaman dan IPR harapan setelah dilakukan pengasaman. Dalam menghitung IPR ini dipilih metode persamaan Pudjo Sukarno untuk yang 2 fasa. Persamaan Pudjo Sukarno 2 fasa dipilih karena kandungan air (*watercut*) pada sumur “X” masih relatif rendah yaitu 11% dan dengan memperhitungkan faktor skin. Harga laju alir minyak (q_o) test yang didapatkan adalah 26,3 bopd sedangkan harga laju alir maksimum yang didapatkan adalah 3100,19 bopd.

Target dari desain pengasaman ini adalah menghilangkan harga skin damage, sehingga dasar untuk menghitung IPR harapan setelah dilakukan pengasaman adalah IPR dengan harga $S_d = 0$. Untuk menghitung harga skin damage harus dicari dulu harga skin perforasinya dengan persamaan Saidikowski, skin perforasi yang didapat adalah 2,51. Sehingga didapat harga skin damage adalah 4,62. Setelah diketahui harga skin damage langkah berikutnya adalah menghitung harga permeabilitas area yang terkena skin (K_s) dan radius skin damage (r_s) dengan metode *trial and error* dengan menggunakan persamaan Hawkins. Harga permeabilitas skin yang didapat adalah 125,6 md sedangkan harga radius skin damagenya adalah 0,9 ft. Dengan persamaan yang sama dapat dihitung harga K_s dan r_s yang diharapkan dengan mengasumsi harga $S_d = 0$ didapatkan harga $K_s = 357$ md. Dengan menghubungkan persamaan Pudjo Sukarno dengan persamaan pseudo steady state dapat diperoleh harga laju alir minyak yang diharapkan adalah sebesar 114,5 bopd sedangkan harga laju alir maksimum yang diharapkan adalah sebesar 7154,24 bopd.

Tahapan selanjutnya adalah menentukan volume asam yang akan diinjeksikan. Harga radius skin damage (r_s) digunakan sebagai dasar menentukan volume asam, yaitu dengan mendesain radius penetrasi asam sejauh radius skin damage, sehingga harga $r_p = r_s = 0,9$ ft. Sebelum tahapan menghitung volume asam yang akan digunakan, perlu dihitung dulu beberapa point yaitu menentukan gradien rekah formasi, tekanan rekah formasi, tekanan injeksi di dasar sumur, dan rate injeksi asam di permukaan. Harga gradien rekah formasi yang didapat adalah 0,628 psi/ft, sedangkan harga tekanan rekah formasi yang didapat 4764,43 psi, tekanan injeksi di dasar sumur 786,58 psi, dan rate injeksi asam di permukaan yang didapat adalah 810,76 BPM.

Langkah selanjutnya adalah menghitung volume asam yang akan digunakan, namun sebelumnya perlu dihitung terlebih dahulu Gravimetric Dissolving Power serta Dissolving Power Volumetric untuk asam HCl 15% angka kelarutan asam HCl 15% untuk batuan karbonat limestone (CaCO_3) adalah 0,082. Total volume asam yang didapatkan dari perhitungan adalah 135,15 gal.

D. KESIMPULAN

Dari hasil studi yang telah dilakukan, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Sumur “X” merupakan sumur yang masih berproduksi, namun dilihat dari sejarah produksi dan hasil analisa PBU test, terdapat harga skin positif 7,13 yang dapat menghambat laju produksi sumur “X”.
2. Harapan setelah dilakukan pengasaman matriks dengan menggunakan HCl 15% adalah hilangnya skin damage dari 4,62 menjadi 0, permeabilitas area skin meningkat dari 125,6 md menjadi 375 md, dan radius penetrasi asamnya adalah 0,9 ft. Sedangkan laju produksi minyak (qo) test dapat meningkat dari 26,3 bopd menjadi 114,5 bopd.
3. Perencanaan pengasaman matriks ini sendiri dipilih asam HCl 15% karena jenis batuan pada formasi “B” adalah batuan karbonat limestone yang mempunyai reaksi yang cukup bagus dengan HCl 15%, sedangkan volume asam yang dibutuhkan adalah sebanyak 135,15 galon.

E. DAFTAR PUSTAKA

Ahr, Wayne M., *“Geology Of Carbonate Reservoirs”*, John wiley & Sons Publications, New Jersey, 2008.

Bambang Tjondrodipoetro, M. Sc, *“Acidizing And Hydraulic Fracturing”*, Intermediate Course, Yogyakarta, 2005.

Economides, Michael J., *“Reservoir Stimulation”*, Schlumberger, Texas, 2000.

Gravestock, D. I ., *“Petroleum Geology of South Australia Vol4: Cooper Basin”*, Prymary Industries and Resource SA, Australia, 1998.

Guo, Boyun., *“Petroleum Production Engineering”*, Elsevier Science & Technology Books, Lousiana, 2007.

Lake, Larry W., *“Production Operations Engineering”* , Society of Petroleum Engineers, Austin, 2007.

Santoso, Anas Puji ., *“Teknik Produksi I”* , UPN “Veteran”, Yogyakarta, 1988.

Williams, Bert B., *“ Acidizing Fundamentals ”* , Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, 1979.

“Acidizing Concepts And Design” , BJ Service.

Data Lapangan Pertamina EP Region Jawa.

Data Sumu -Sumur Lapangan Tambun, Pertamina EP Region Jawa, Cirebon, 2010.