

REDESIGN HYDRAULIC FRACTURING DALAM USAHA OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR X-100 LAPANGAN X BLOK RIMAU PT. XYZ

A. Jasipto^{1*}, H. S. Komar², U. A. Prabu³, K. Hamzah, dan Rizky MK⁴

¹ Teknik Pertambangan, Institut Teknologi Sumatera, Lampung Selatan

^{2,3} Teknik Pertambangan, Universitas Sriwijaya, Palembang

^{3,4} Petroleum Engineering Department PT.XYZ, Musi Banyuasin

Corresponding author: alio.jasipto@ta.itera.ac.id

ABSTRAK : Suatu reservoir yang memiliki cadangan hidrokarbon dalam jumlah yang besar dan hidrokarbon tersebut tidak dapat diproduksi secara optimal dikarenakan oleh kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida yang kurang baik (*tight permeability*). Permasalahan tersebut bisa diatasi dengan stimulasi *hydraulic fracturing*. Konsep dasar dari *hydraulic fracturing* adalah membentuk volume rekahan dengan target tinggi, panjang, dan lebar rekahan yang optimal sehingga memperbesar jari-jari efektif sumur (rw') dan membuat permeabilitas batuan yang baru (k'), guna mendapatkan peningkatan produksi yang optimal. Hasil produksi sumur X-100 menunjukkan bahwa produksi maksimal 60 BOPD tetapi setelah dilakukan perekahan, produksi pertama kali yang diperoleh 46,17 BOPD, selanjutnya menurun menjadi 20,44 BOPD hingga mencapai 7,32 BOPD, dengan penurunan produksi tersebut menjadikan alasan akan dilakukan perekahan kembali. Selain itu, hal yang menjadi alasan dilakukan *redesign* adalah tinggi dan panjang rekahan yang melebihi target perencanaan. Hasil *redesign* menunjukkan bahwa arah rekahan akan terjadi secara vertikal, panjang rekahan lebih jauh dari tinggi rekahan, jumlah *proppant* yang diperlukan 12900 lbs, jumlah fluida perekah 5887 gallon, tekanan injeksi dipermukaan 3375 psi, daya pompa yang diperlukan 1157 hp, laju injeksi 14 BPM sehingga waktu injeksi slurry untuk tercapainya rekahan optimum selama 11,65 menit. Perencanaan ulang perekahan hidrolik menghasilkan panjang rekahan optimum 157,87 ft, jari-jari sumur baru (rw') 81,64 ft, peningkatan produksi 3,85 kali, dan total biaya stimulasi \$68935. Dengan adanya jari-jari sumur yang baru (rw') dan peningkatan produksi, maka biaya stimulasi dapat terkembalikan selama 9,6 hari dari hasil produksi sumur setelah perekahan ulang.

Kata Kunci : Reservoir, *Permeability*, Perekahan, dan Optimalisasi

ABSTRACT: A reservoir with hydrocarbon reserves in large numbers and the hydrocarbons cannot be produced due to the ability to optimally rock to drain fluids that are less good (*tight permeability*). These problems can be overcome by *hydraulic fracturing* stimulation. The basic concept of *hydraulic fracturing* is formed with a target volume of fracture height, length, and width of the optimal fracture thereby expanding the effective radius of the well (rw') and create a new rock permeability (k'), in order to obtain optimum production increase. Production wells X-100 showed that the maximum production of 60 BOPD but after fracturing, the production was first obtained 46.17 BOPD, subsequently decreased 20.44 BOPD until to reach 7.32BOPD, with a decrease in the production will be performed to make the reason cracking again. In addition, it is the reason redesign is carried high and fracture length exceeding planning targets. Redesign results indicate that the direction of the fracture will occur vertically, fracture length further from the fracture height, the required number of 12,900 lbs of proppant, the amount of fracturing fluid 5887 gallon, surface injection pressure of 3375 psi, the required pump power 1157 hp, injection rate of 14 BPM so slurry injection timing to achieve optimum fracture for 11.65 minutes. Redesign hidrolik hydraulic got fracture length optimum 157.87 ft, new well radius (rw') 81.64 ft, 3.85 times increase in production, and total cost of the stimulation \$ 68,935. With the radius of new wells (rw') and an increase production, so the cost of stimulation can put it away during 9.6 days of production wells after fracturing again.

Keywords: Reservoir, *Permeability*, *Fracturing*, and *Optimalization*

PENDAHULUAN

PT. XYZ merupakan perusahaan swasta nasional yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Perusahaan ini memiliki beberapa wilayah kerja pertambangan di berbagai wilayah di seluruh Indonesia, seperti wilayah Sumatera Selatan memiliki dua daerah operasi yaitu operasi bagian barat yaitu *South Sumatera Extension* (Stasiun Soka) dan daerah timur yaitu *Rimau* (Stasiun Kaji-Semoga). Saat ini, rata-rata produksi minyak mentah sekitar 26.000 sampai 27.000 BOPD.

Konsep dasar *hydraulic fracturing* adalah kegiatan yang membentuk rekahan di dalam formasi dengan menggunakan media perekah berupa fluida yang berviskositas tinggi serta menggunakan material pengganjal untuk menjaga rekahan tetap terbuka.

Pihak perusahaan telah melakukan *hydraulic fracturing* di berbagai sumur yang memiliki tingkat efisiensi keberhasilan sangat baik, akan tetapi tidak seluruh sumur yang direkahkan berhasil salah satunya sumur X-100 lapangan X Blok Rimau. Berdasarkan analisa reservoir, sumur X-100 dapat menghasilkan minyak maksimal 20,71 BOPD dengan *water cut* rata-rata 40%. Setelah dilakukan perekahan, produksi pertama kali sumur 46,17 BOPD dengan *water cut* 19 % hal ini merupakan indikasi bahwa perekahan sumur X-100 dapat dikatakan berhasil, akan tetapi produksi terus menurun dengan *water cut* terus meningkat. Dalam jangka waktu 10 hari produksi sumur X-100 terus menurun dari 20,44 BOPD hingga 7,32 BOPD dengan peningkatan *water cut* 28 % hingga 40 %. Selain faktor penurunan produksi, target rekahan yang melebihi batas optimal mengakibatkan formasi lain yang memiliki kandungan air cukup besar ikut terekahkan. Kedua hal tersebut menjadi alasan bahwa sumur X-100 dapat dilakukan perencanaan ulang *hydraulic fracturing* sesuai target peningkatan produksi yang diharapkan. Untuk menyelesaikan perencanaan ulang menggunakan metode langsung yang memanfaatkan data perekahan sebelumnya.

Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan volume rekahan sesuai dengan batas formasi yang memiliki porositas efektif tanpa merekahkan formasi lain.

Volume rekahan yang terdiri dari tinggi, panjang, dan lebar rekahan ditentukan dari data log sumur X-100. Untuk memperoleh tinggi dan panjang rekahan dipelajari gambar 2D geometri hasil perekahan sebelumnya serta analisa tegangan insitu yang bekerja pada formasi untuk menentukan model geometri rekahan. Apabila tinggi dan panjang rekahan telah didapat serta model rekahan telah diketahui maka lebar rekahan dapat diperoleh dengan pendekatan metode Perkins, Kern & Noordgreen (PKN) atau metode Kristianovch, Greetzma & De klerk (KGD) dengan syarat fluida perekah bersifat non-newtonial.

Lebar rekahan menurut metode PKN :

$$w = 9,15^{\frac{1}{(2n^{\wedge}+2)}} \times 3,98^{\frac{n^{\wedge}}{(2n^{\wedge}+2)}} \times \left[\frac{1+2,14n^{\wedge}}{n^{\wedge}}\right]^{\frac{n^{\wedge}}{(2n^{\wedge}+2)}} \times K^{\frac{1}{(2n^{\wedge}+2)}} \times \left[\frac{q_i n^{\wedge} h f^{(1-n^{\wedge})} X_f}{E^{\wedge}}\right]^{\frac{1}{(2n^{\wedge}+2)}} \tag{1}$$

dengan lebar rekahan rata-rata,

$$W_{avg} = (\pi/5) \cdot w$$

Lebar rekahan menurut metode KGD :

$$w = 11,1^{\frac{1}{(2n^{\wedge}+2)}} \times 3,24^{\frac{n^{\wedge}}{(2n^{\wedge}+2)}} \times \left[\frac{1+n^{\wedge}}{n^{\wedge}}\right]^{\frac{n^{\wedge}}{(2n^{\wedge}+2)}} \times K^{\frac{1}{(2n^{\wedge}+2)}} \times \left[\frac{q_i n^{\wedge} X_f^2}{h f n^{\wedge} \cdot E^{\wedge}}\right]^{\frac{1}{(2n^{\wedge}+2)}} \tag{2}$$

dengan lebar rekahan rata-rata,

$$W_{avg} = (\pi/4) \cdot w$$

dimana :

- Xf = Panjang rekahan, m
- hf = tinggi rekahan disumur, m
- qi = laju injeksi, m³/det
- w = lebar rekahan dimuka perforasi, m
- W_{avg} = lebar rekahan rata-rata
- n[∧] = flow behaviour index
- K[∧] = consistency index, Pa.Det^{1/2}
- E[∧] = Plain strain modulus, Pa

Apabila volume yang terdiri tinggi, panjang, dan lebar rekahan telah diperoleh, maka volume tersebut akan direkahkan oleh fluida sesuai target yang telah ditentukan serta rekahan akan tetap terjaga oleh material pengganjal yang diletakkan di dalam rekahan. Hipotesis untuk penelitian ini adalah semakin besar target volume rekahan, maka semakin banyak pula fluida perekah dan material pengganjal yang diperlukan, maka perencanaan volume rekahan yang optimum sangat diperlukan.

Melalui penelitian ini diharapkan volume rekahan optimum terbentuk sesuai perencanaan dan adanya peningkatan produksi setelah dilakukan perekahan, dengan metode Cinco-Ley Samaniego dan Dominique.

METODE PENELITIAN

Secara umum metode penelitian terdiri dari empat bagian, yaitu persiapan, pengumpulan data, pengolahan data, analisa pengolahan data, kesimpulan dan saran :

1. Persiapan
 - Mempelajari literatur-literatur yang ada baik berupa *text book* maupun berbagai referensi laporan penelitian yang berkaitan dengan tujuan penelitian. Studi literatur ini dilakukan sebelum dan selama penelitian ini berlangsung.
2. Pengumpulan data
 - Data-data yang dikumpulkan penulis berupa :
 - a. Data primer, yaitu proses kegiatan *hydraulic fracturing* sebenarnya yang terdiri dari *mini fracturing* dan *main fracturing*.

- b. Data sekunder, yaitu data yang dikumpulkan berdasarkan referensi dari perusahaan seperti data kompleksi sumur, data reservoir, data batuan reservoir (sandstone), dan data perekahan sebelumnya.

3. Pengolahan data

Data-data yang telah diperoleh kemudian diolah untuk mencari :

- a. Produksi setelah perekahan hidrolik dari pihak perusahaan.
- b. Hubungan laju tinggi dan panjang rekahan berdasarkan gambar 2D geometri rekahan pada *main fracturing*.
- c. Menentukan target tinggi, panjang, dan lebar rekahan serta total fluida perekah dan total material pengganjal.
- d. Total tekanan injeksi dan kapasitas pompa yang diperlukan agar batuan formasi dapat merekah.
- e. Memperkirakan peningkatan produksi berdasarkan metode Cinco-Ley Samaniego dan Dominique.

4. Analisa data

Setelah diperoleh hasil pengolahan data, dilakukan analisa pada sebagian parameter yang menjadi faktor pembentukan volume rekahan. Parameter tersebut terdiri dari viskositas fluida perekah, ukuran butir material pengganjal, total biaya perekahan hidrolik, dan waktu kembali modal terhadap peningkatan produksi.

5. Kesimpulan dan Saran

Setelah dilakukan analisa hasil penelitian, dapat ditarik kesimpulan serta diberikan suatu saran sebagai rekomendasi perbaikan kepada perusahaan.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil *Redesign* dan Pembahasan

Tegangan Insitu

Hasil tegangan insitu yang bekerja pada formasi telisa sumur X-100 menunjukkan tegangan vertikal jauh lebih besar dari tegangan horizontal ($\sigma_v \gg \sigma_H$), hal ini dapat menjelaskan bahwa perekahan yang terjadi pada formasi akan memiliki arah rekahan vertikal dan sesuai dengan metode PKN (Perkins, Kern & Noordgreen). Tabel 1 merupakan hasil perhitungan tegangan insitu.

Tabel 1 Tegangan insitu formasi Sumur X-100

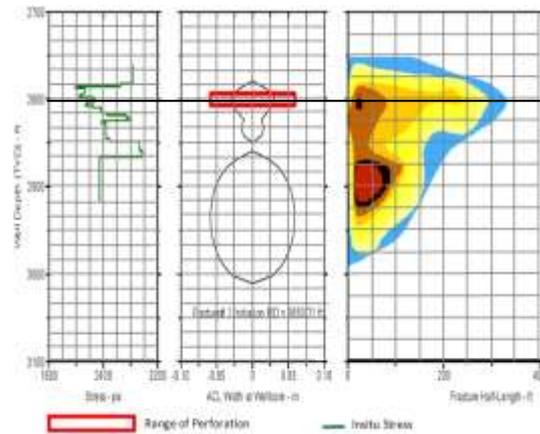
Parameter	Nilai (psi)
Tegangan Vertikal	2605,55
Tegangan Vertikal Efektif	2147,75

Tegangan Horizontal Efektif	868,52
Tegangan Horizontal	1326,32
Tegangan Horizontal Maks	2041,32

Model Geometri Rekahan

Berdasarkan gambar 2D geometri rekahan (Gambar 1) diperoleh hubungan laju tinggi dan panjang rekahan, dimana tinggi rekahan (h_f) 240 ft dan panjang rekahan (x_f) 343 ft, hal ini menunjukkan $1,43h_f = x_f$.

Selain itu perbandingan tinggi rekahan yang terbentuk ke arah atas dan ke arah bawah masing-masing 50 ft dan 190 ft, hasil model menunjukkan bahwa tinggi rekahan ke arah bawah 3,8 kali lebih panjang dibandingkan tinggi rekahan ke arah atas.



Gambar 1 Geometri rekahan sebelum redesign¹⁾

Target Volume Rekahan

Volume rekahan terdiri dari tinggi, panjang, dan lebar rekahan. Untuk menentukan tinggi rekahan digunakan data log sumur X-100, langkah ini dipilih untuk mengetahui batas-batas formasi dengan porositas yang efektif. Berdasarkan data log diperoleh :

- a. Tinggi rekahan ke arah atas 23 ft sehingga ke arah bawah,
 - = 23 ft x 3,8 = 87,4 ft
 - Total tinggi rekahan 110,4 ft
- b. Panjang rekahan
 - = 110,4 ft x 1,43 ft = 157,87 ft
 Hasil perhitungan target tinggi dan panjang rekahan pada Tabel 2.

Tabel 2 Target tinggi dan panjang rekahan

Target	Tinggi Rekahan	Total Tinggi Rekahan	Panjang Rekahan
Ke arah atas	23 ft	110,40 ft	157,87 ft
Ke arah bawah	87,4 ft		

c. Lebar rekahan

Penentuan lebar rekahan berdasarkan model rekahan PKN dan data yang diperlukan antara lain data fluida perekah, modulus young batuan formasi (sandstone), dan laju injeksi pada perekahan sebelumnya.

1. Plain Strain Modulus (E')

Berdasarkan software fracCADE, untuk closure pressure 1985 psi menunjukkan modulus youngs (E) rata-rata sebesar 5619704 psi.

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)}$$

$$E' = \frac{5619704}{(1-0,25^2)}$$

$$E' = 5994351 \text{ psi} = 41325055334 \text{ Pa}$$

2. Lebar rekahan

w

$$= 9,15 \frac{1}{(2(0,63)+2)} x 3,98 \frac{0,63}{(2(0,63)+2)} x \left(\frac{1 + 2,14(0,63)}{0,63} \right)^{\frac{0,63}{(2(0,63)+2)}}$$

$$x 0,72 \frac{1}{(2(0,63)+2)} x \left(\frac{0,037^{0,623} 33,65^{(1-0,623)} 44,12}{41325055334} \right)^{\frac{1}{(2(0,63)+2)}}$$

$$w = 0,001914 \text{ m}$$

$$w = 0,075 \text{ inci}$$

3. Lebar rekahan rata-rata

$$w_{avg} = (\pi/5) \cdot w$$

$$w_{avg} = (3,14/5) \cdot 0,075 \text{ inci}$$

$$w_{avg} = 0,047 \text{ inci}$$

4. Volume rekahan

$$V_f = x_f \times h_f \times w_{avg}$$

$$= 157,87 \text{ ft} \times 110,4 \text{ ft} \times 0,047/12 \text{ ft}$$

$$V_f = 137,46 \text{ ft}^3$$

Total Fluida Perekah dan Proppant

a. Total fluida perekah

Total fluida perekah yang dibutuhkan sesuai dengan volume rekahan dan dipengaruhi oleh kehilangan fluida perekahan yang diserap formasi. Pada perekahan sebelumnya yang dilakukan oleh pihak perusahaan diperoleh efisiensi fluida 44,7 % selama 26,7 menit, artinya kehilangan fluida perekah sebanyak 55,3 % dari total fluida perekah yang digunakan. Maka total fluida perekah:

$$T_{fluida} = \text{Volume rekahan} + (\text{Volume rekahan} \times 55,3 \%)$$

$$= 1028,27 \text{ gallon} + (1028,27 \text{ gallon} \times 55,3 \%)$$

$$= 1028,27 \text{ gal} + 578,91 \text{ gal}$$

$$= 1607,18 \text{ gallon}$$

b. Total proppant

Total proppant yang diperlukan untuk mengganjal rekahan ditentukan dari konduktifitas material pengganjal (S) jika berada di dalam formasi, sehingga diperlukan data porositas efektif formasi bersumber

dari data log dan data *proppant* bersumber dari software fracCADE v.5.41.

1. Konduktifitas *proppant*

$$S = (\text{Volume/unit lebar rekahan}) \times (1-\phi_f) \times (62,4 \times \rho_{prop})^3$$

$$S = (1 \times 0,047/12) \text{ cuft/ft}^2 \times (1-0,08) \times (62,4 \times 1,63) \text{ lb/cuft}$$

$$S = 0,004 \text{ ft} \times 0,99 \times 101 \text{ lb/ft}^3$$

$$S = 0,369 \text{ lb/ft}^2$$

2. Total Material Pengganjal

$$T_{prop} = \text{Luas Perekahan} \times S$$

$$T_{prop} = (2 \times 157,87 \times 110,40) \text{ ft}^2 \times 0,369 \text{ lb/ft}^2$$

$$T_{prop} = 34857,69 \text{ ft}^2 \times 0,369 \text{ lb/ft}^2$$

$$T_{prop} = 12.863 \text{ lbs}$$

Metode Injeksi Slurry

Injeksi *slurry* merupakan tahapan injeksi fluida perekah (*linier gelled oil*) dan material pengganjal (*carbolite*) secara bersamaan. Penulis memilih konsentrasi maksimal *slurry* 5 ppg (pound per gallon), maka metode injeksi *slurry* dimulai 1 ppg, 2 ppg, 3ppg, 4 ppg dan 5 ppg.

Penggunaan *additive* pada tahap 1 ppg hingga 5 ppg akan menggunakan *gelling agent* 1,5% dan *crosslinker additive* secara bersamaan sebanyak 1,6% dari total fluida perekah agar *linier gelled oil* dan *carbolite* tidak menggumpal dan menjaga viskositas terhadap peningkatan suhu di bawah sumur, selain itu pada tahap 5 ppg akan digunakan *propnet gold additive* sebanyak 2,3 % dari total fluida perekah agar tidak terjadi *proppant flowback*. Pada tahap *flush* akan digunakan *breaker additive* sebanyak 2 % dari total fluida perekah agar viskositas *linier gelled oil* 228 cp berkurang menjadi 6 cp.

Tekanan Perekahan Hidrolik

Tekanan perekahan hidrolik merupakan tekanan yang dibutuhkan agar terjadi perekahan pada batuan. Tekanan perekahan hidrolik terdiri dari :

a. *Bottom hole Pressure*

Untuk mendapatkan *bottom hole pressure* diperlukan gradien rekah rata-rata dari proses *mini fracturing* terdiri dari tahap *mini fall off*, *step rate test*, *calibration injection test* dan proses *main fracturing* (perekahan sebenarnya). Gradient rekah rata-rata tersebut dapat dilihat pada tabel 3.

Berdasarkan gradient rekah rata-rata, maka *bottom hole pressure* :

$$= \text{welldepth} \times \text{gradien rekah rata-rata}^3$$

$$= 2807 \text{ ft} \times 0,79 \text{ psi/ft}$$

$$= 2217 \text{ psi.}$$

Tabel 3 Gradien rekah rata-rata

Prosedur Kegiatan	BHP (psi)	Gradien Rekah (psi/ft)	Gradien Rekah Rerata
Mini fall offtest	2303	0,82	0,79
Step rate test	2198	0,78	
Calibration injection	2380	0,84	
Main Fracturing	1998	0,71	

b. Pressure Loss of Friction

Pressure lose of friction (ΔPLF) merupakan tekanan yang hilang akibat gesekan fluida perekah dengan dinding dalam tubing, untuk mengetahui nilai ΔPLF dihitung terlebih dahulu kecepatan aliran dalam tubing (v_{fluid}), Sg fluida perekah dan konsentrasi slurry pada temperatur sumur, bilangan reynolds pada tabel 4 serta koefisien gesekan (f) yang diperoleh dari kurva gesekan pipa baja bilangan reynolds. Sehingga perhitungan ΔPLF sebagai berikut.

Tabel 4 Data perhitungan Pressure Loss of Friction

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Kecepatan aliran dalam tubing.	v_{fluid}	40,32	ft/s
SG fluifa perekah pada 170°F	\square_{170F}	0,79	-
Konsentrasi slurry pada 170°F	X_{170F}	9,53	lb/gal
Bilangan Reynolds	NR	967028	-

$$\Delta PLF = \frac{f \times well \ depth \times X_{170F} \times (v_{fluid})^2}{25,8 \times ID \ tubing}$$

$$\Delta PLF = \frac{0,037 \times 2807 \ ft \times 9,529 \frac{lb}{gal} \times (40,32 \frac{ft}{s})^2}{25,8 \times 2,441 \ in}$$

$$= 2548 \ psi$$

c. Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik (Ph) merupakan tekanan yang diakibatkan massa kolom fluida perekah di dalam tubing. Semakin besar konsentrasi fluida perekah dengan *proppant* maka semakin besar pula tekanan yang dihasilkan.

$$Ph = 0,052 \times X_{170F} \times Well \ Depth \ ^3$$

$$Ph = 0,052 \times 9,529 \ lb/gal \times 2807 \ ft$$

$$Ph = 1390 \ psi$$

d. Tekanan Perekahan Hidrolik

Berdasarkan perhitungan *bottom hole pressure*, *friction pressure*, dan tekanan hidrostatik, maka dapat dihitung tekanan perkahan hidrolik di permukaan agar terjadi perekahan.

$$P_T = BHP + \Delta PLF - Ph \ ^3$$

$$P_T = 2217 \ psi + 2548 \ psi - 1390 \ psi$$

$$P_T = 3375 \ psi$$

e. Kapasitas Pompa Injeksi

Kapasitas pompa injeksi (HP) merupakan daya kuda yang diperlukan menginjeksi fluida perekah (*linier gelled oil*) dan *slurry* ke dalam formasi dengan laju injeksi yang digunakan perekahan sebelumnya yaitu 14 bbl/min.

$$HP = 0,0245 \times P_T \times qi \ ^3$$

$$HP = 0,0245 \times 3375 \ psi \times 14 \ bbl/min$$

$$HP = 1157 \ hp$$

Konduktifitas rekahan

Konduktifitas rekahan (wkf) merupakan lebar rekahan yang terjaga oleh permeabilitas buatan dari material penganjal. Berdasarkan software fracCADE, maka permeabilitas material penganjal 16/20 mesh pada closure pressure 1985 psi.

Maka konduktifitas rekahan dapat dihitung sebagai berikut.

$$wkf = w_{avg} \times permeabilitas \ proppant \ ^2$$

$$wkf = 0,047323 \ inci \times 891099 \ mD$$

$$wkf = 42169 \ mD.in \ atau \ 3514 \ mD.ft$$

Peningkatan Produksi

Berdasarkan konduktifitas rekahan di atas dapat dihitung perkiraan peningkatan produksi berdasarkan metode Cinco-Ley Samaniego dan Dominique. Metode ini digunakan untuk membandingkan konduktifitas rekahan yang terjaga setelah perekahan dengan kondisi permeabilitas alami formasi yang direkahkan sepanjang perekahan yang telah direncanakan ulang atau *fracture conductivity dimensionless* (FCD). Dengan adanya perbandingan tersebut maka akan diperoleh perubahan jari-jari sumur (rw) menjadi jari-jari sumur efektif (rw').

a. Fracture Conductivity Dimensionless

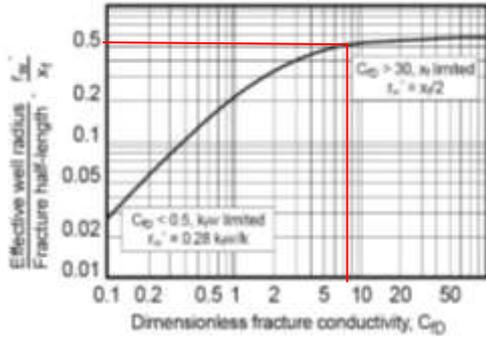
$$Fcd = \frac{WKf}{(Ki)(rf)}$$

$$Fcd = \frac{3.514}{(2,77)(157)} = 8,08$$

$Ki = 2,77$ adalah permeabilitas alami formasi.

b. Jari-jari sumur efektif

Untuk mendapatkan jari-jari sumur efektif, nilai FCD diplotkan ke dalam Gambar 2.



Gambar 2 Grafik untuk menentukan r_w'/x_f

Dari gambar didapat $r_w'/x_f = 0,52$

Maka,

$$r_w' = 0,52 \times 157 \text{ ft}$$

$$r_w' = 81,64 \text{ ft}$$

c. Peningkatan produksi

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)}$$

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{645}{0,23}\right)}{\ln\left(\frac{645}{81,64}\right)} = 3,85 \text{ kali}$$

Analisa Pengolahan Data

Penggunaan Fluida Perekah

Fluida dasar perekah yang digunakan pada redesign sama dengan fluida dasar perekah sebelumnya yaitu fluida berbahan dasar minyak mentah atau disebut YFGOIII. Ketika viskositas fluida perekah ditingkatkan maka disebut *linier gelled oil*. Hal yang berbeda saat penggunaan fluida perekah, hasil test rheology fluida sebelum dan sesudah redesign seperti pada tabel 4 dan Tabel 5.

Tabel 5 Fluida perekah sebelum redesign

Time	n'	k'	Viskositas	Temp
40 min	0,55	0,63	202 cp	170°F

Tabel 6 Fluida perekah sesudah redesign

Time	n'	k'	Viskositas	Temp
20 min	0,63	0,72	228 cp	170°F

Penggunaan fluida perekah yang berbeda menghasilkan lebar rekahan yang berbeda pula dimana sebelumnya lebar rekahan 0,061 inci dan setelah redesign 0,047 inci, hasil redesign lebar rekahan lebih kecil dikarenakan tinggi dan panjang rekahan yang terbentuk lebih pendek.

Penggunaan Material Pengganjal

Material pengganjal (proppant) yang digunakan baik sebelum dan sesudah redesign berjenis keramik dengan nama *carbolite* yang mampu menahan tekanan hingga 10.000 psi. Untuk mendapatkan konduktifitas rekahan yang lebih baik maka pada saat redesign menggunakan proppant dengan ukuran butir lebih besar yaitu 16/20 mesh, perbedaan permeabilitas antara proppant ukuran 20/40 mesh dengan 16/20 mesh. Permeabilitas hasil redesign lebih besar dibandingkan sebelumnya, maka konduktifitasnya pun lebih besar pula.

Total biaya perekahan hidrolis

Total biaya perekahan hidrolis terdiri dari total fluida perekah, total material pengganjal, total additive, dan biaya service treatment. Peningkatan produksi menentukan berapa lama waktu yang dibutuhkan agar total biaya perekahan hidrolis kembali. Semakin besar peningkatan produksi maka semakin cepat pula kembali modal.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengolahan data dan analisa hasil penelitian, dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Target tinggi dan panjang rekahan lebih pendek dari perekahan sebelumnya sehingga menghasilkan lebar rekahan lebih kecil.
2. Tinggi, panjang, dan lebar rekahan masing-masing adalah 110,4 ft, 157,87 ft, dan 0,047 inci, sehingga target volume rekahan lebih kecil dari sebelumnya yaitu 268,50 ft³ menjadi 137,46 ft³.
3. Total fluida perekah yang dibutuhkan untuk pad, injeksi slurry, dan flush sebanyak 5887 gallon serta total material pengganjal 12900 lbs..
4. Proses injeksi pad, slurry, dan flush akan diinjeksikan dengan laju 14 bbl/min selama 11,65 menit.
5. Untuk menginjeksi total fluida perekah dan total material pengganjal dibutuhkan tekanan pompa sebesar 3375 psi dengan kapasitas 1157 HP, untuk memenuhi *safety factor* disediakan pompa cadangan dengan kapasitas 2-3 lebih besar.
6. Peningkatan produksi yang diperoleh 3,85 kali lebih besar dari produksi sebelumnya, total biaya perekahan hidrolis sebesar \$68935 akan terkembalikan setelah sumur X-100 berproduksi selama 9,6 hari.

Saran

Dari hasil redesign, beberapa hal yang dapat penulis sarankan adalah :

1. Perekahan hidrolik pada sumur X-100 formasi telisa sebaiknya mencapai tinggi rekahan 110,4 ft agar formasi lain tidak ikut terekahkan.
2. Untuk mendapatkan lebar rekahan yang lebih besar dari sebelumnya sebaiknya menggunakan fluida perekah dengan viskositas diatas 202 cp.
3. Untuk mendapatkan konduktifitas rekahan yang lebih besar dari sebelumnya sebaiknya menggunakan material pengganjal dengan ukuran butir 16/20 mesh.
4. Untuk meminimalisir total biaya perekahan hidrolik sebaiknya menggunakan volume rekahan yang paling optimal agar total kebutuhan fluida perekah, additive, dan material pengganjal lebih sedikit.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT. XYZ blok Rimau, Musi Banyuasin Sumatera Selatan yang telah memberikan kesempatan atas kerjasama yang baik selama pengumpulan data di Sumur x dan telah mengarahkan dalam pengolahan data hingga penulisan penelitian ini dapat diselesaikan.

DAFTAR PUSTAKA

- Febrianto A. (2011). Evaluasi Keberhasilan Stimulasi Hydraulic Fracturing, Laporan Skripsi, Universitas Pembangunan Nasional Yogyakarta, Yogyakarta : 42-43.
- Koesoemadinata, R.P. (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi, Jilid 1 Edisi kedua, Institut Teknologi Bandung, Bandung : 80-82.
- Whiley J. (2008). Well Stimulation, Petroleum Well Contruction Book, Texas A&M University, Texas : 5 : 10.
- Rachmad S. (2012). Reservoir Minyak dan Gas Bumi, Buku Pintar Migas, Institut Teknologi Bandung, Bandung : 2-5.
- Wibowo W. (2011). Produktifitas dan IPR Reservoir, Laporan Skripsi, Universitas Pembangunan Nasional Yogyakarta, Yogyakarta : 1-2.
- Anonim. (2003). Perencanaan Hydraulic Fracturing, Pertamina Handbook Perencanaan Stimulasi, Jakarta : 1-4, 7--10, 51-52.