

Jurnal Ilmu Kebumihan

Teknologi Mineral

ISSN 0854 - 2554

Volume 22, Nomor 2, Desember 2009

Aplikasi kriging non-linier pada penaksiran kadar bijih emas

Analisis kestabilan tambang bawah tanah berdasarkan data konvergenmeter

Rezim keberpihakan rakyat pertambangan Indonesia

Evaluasi aplikasi shotcrete di *draw point 1 north fringe drift panel 1a Deep Ore Zone (DOZ) underground PT. Freeport Indonesia*

Kajian kinerja boiler pada pembangkit listrik tenaga uap berbahan bakar batubara

Endapan emas epitermal berumur neogen di daerah Kulon Progo dan sekitarnya, Daerah Istimewa Yogyakarta

Hidrokimia airtanah daerah lereng selatan Merapi pasca erupsi 2006

Fluktuasi permukaan airtanah menggunakan teori *water balance* (Studi kasus wilayah Kabupaten Sleman DIY)

Prospeksi bijih besi dengan metode geomagnet di dusun Nalo Baru kabupaten Merangin - Jambi

Efek kehadiran sifat anisotropi "miring" terhadap kecepatan gelombang seismik (Studi laboratorium)

Evaluasi *hydraulic fracturing* dalam rangka peningkatan produktivitas formasi

Pengelolaan Pertambangan Batubara di Kutai Kartanegara Kalimantan Timur



Jurnal Ilmu Kebumihan
Teknologi Mineral

PENANGGUNGJAWAB

Dr. Ir. S. Koesnaryo, M.Sc., IPM
Dekan Fakultas Teknologi Mineral
UPN "Veteran" Yogyakarta

PEMIMPIN REDAKSI

Nur Ali Amri, MT

WAKIL PEMIMPIN REDAKSI

Ir. Hasywir Thaib Sirl, M.Sc.

PENYUNTING / EDITOR

Prof. Dr. Ir. Bambang Prastitho, M.Sc. (Teknik Geologi), Prof. Dr. Ir. C. Danisworo, M.Sc. (Teknik Geologi),
Prof. Dr. Ir. Sari Bahagiarti, M.Sc. (Teknik Geologi), Prof. Ir. D. Haryanto, M.Sc., Ph.D. (Teknik Pertambangan),
Prof. Dr. Ir. Supranto, SU. (Teknik Kimia/Lingkungan), Dr. Ir. Waterman Sulistyana B., MT. (Teknik Pertambangan),
Dr. Ir. Dyah Rini Ratnaningsih, MT. (Teknik Perminyakan), Dr. Ir. Sudarmoyo, SE, M.Sc. (Teknik Perminyakan),
Dr. Ir. Suharsono, MT. (Teknik Geofisika)

REDAKTUR PELAKSANA

Dr. Ir. C. Prasetyadi, M.Sc., Dr. Ir. Harry Budiharjo S., MT., Dr. Ir. Barlian Dwinagara, MT., Ir. Kresno, M.Sc., MM.,
Ir. F. Suhartono, M.Si., Ir. Bambang Triwibowo, MT., Dra. Yatini, M.Si., Ir. Andy Sungkowo, M.Si.
Ir. Mahap Maha, MT., Boni Swadesi, ST., MT.

SEKRETARIS

Ardian Novianto, ST., MT., Nurkhamim, ST., MT.

BENDAHARA

Ir. Siti Umiyatun Choiriah, MT.
Margono

TATA GRAFIS DAN CETAK

Herwin Lukito, ST., M.Si., M.Th. Kristiati EA, MT.

SIRKULASI

Budi Iriyanti, Pardiyo

PENERBIT

Fakultas Teknologi Mineral - Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
JIK Tek Min terbit secara berkala setiap semester: Juni dan Desember.

ALAMAT REDAKSI / TATA USAHA

Fakultas Teknologi Mineral, Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta 55283
Telp. (0274) 487813, 487814 Fax. (0274) 487813,
E-mail : jiktm@gmail.com

DICETAK OLEH

Unit Pelaksana Teknik Penerbitan UPN "Veteran" Yogyakarta

Daftar Isi

Aplikasi kriging non-linier pada penaksiran kadar bijih emas Waterman Sulistyana B.	101
Analisis kestabilan tambang bawah tanah berdasarkan data konvergenmeter Barlian Dwinagara	108
Rezim keberpihakan rakyat pertambangan Indonesia Nur Ali Amri	114
Evaluasi aplikasi shotcrete di draw point 1 north fringe drift panel 1a Deep Ore Zone (DOZ) underground PT. Freeport Indonesia R. Andy Erwin Wijaya dan Pieter Lodewik Siburi	121
Kajian kinerja boiler pada pembangkit listrik tenaga uap berbahan bakar batubara Indah Setyowati	127
Endapan emas epitermal berumur neogen di daerah Kulon Progo dan sekitarnya, Daerah Istimewa Yogyakarta Agus Harjanto, Emmy Suparka, Sukendar Asikin dan Y. S. Yuwono	133
Hidrokimia airtanah daerah lereng selatan Merapi pasca erupsi 2006 Sari B. Kusumayudha, Puji Pratiknyo dan Arif Riyanto	144
Fluktuasi permukaan airtanah menggunakan teori water balance (Studi kasus wilayah Kabupaten Sleman DIY) Purwanto dan Bambang Triwibowo	154
Prospeksi bijih besi dengan metode geomagnet di dusun Nalo Baru kabupaten Merangin - Jambi Winda	165
Efek kehadiran sifat anisotropi "miring" terhadap kecepatan gelombang seismik (Studi laboratorium) Ardian Novianto	175
Evaluasi hydraulic fracturing dalam rangka peningkatan produktivitas formasi Suwardi	182
Pengelolaan Pertambangan Batubara di Kutai Kartanegara Kalimantan Timur Akhmad Rifandy dan Nur Ali Amri	192

Evaluasi hydraulic fracturing dalam rangka peningkatan produktivitas formasi

Suwardi
Jurusan Teknik Perminyakan FTM UPN "Veteran" Yogyakarta

Abstrak

Hydraulic Fracturing adalah salah satu metode stimulasi untuk meningkatkan produktivitas formasi dengan jalan merekahkan formasi, dimana rekahan tersebut diisi oleh proppant sehingga tidak menutup kembali. Alasan dilakukannya hydraulic fracturing pada sumur "X" adalah karena permeabilitas yang relative kecil, laju produksi sumur kecil, tekanan reservoir relative masih besar dan cadangannya relative besar

Sumur kajian yang dianalisa adalah Sumur "X" Lapangan "Y". Parameter yang dievaluasi meliputi evaluasi desain maupun evaluasi produksi setelah hydraulic fracturing. Dalam mengevaluasi desain hydraulic fracturing, parameter yang dibandingkan adalah geometri rekahan yang terbentuk (panjang, lebar rekahan dimuka perforasi, dan tinggi rekahan). Dari segi desain perekahan dikatakan berhasil jika hasil perencanaan mendekati hasil pelaksanaan, dimana untuk membuat desain dilakukan dengan simulator.

Analisa produksi dilakukan untuk mengetahui tingkat keberhasilan maupun kegagalan dari pelaksanaan hydraulic fracturing terhadap produktivitas sumur. Parameter yang digunakan untuk mengevaluasi pekerjaan hydraulic fracturing dari segi produksi adalah peningkatan potensial produksi (kh/μ), peningkatan laju produksi fluida (Q_{fluid}), laju produksi minyak (Q_{oil}), dan perbandingan indeks produktivitasnya (PI).

Kata kunci: Hydraulic fracturing, produktivitas.

Abstrac

Hydraulic Fracturing is one of the stimulation method that use to increase formation productivity with formation cracked method, where that cracked are filled with proppant so it cannot close again. Reason use hydraulic fracturing method is because it has relative small permeability, relative small production rate, reservoir pressure still big and relative big reserve.

Well that analised is "X" Well in "Y" field. Parameter that evaluated include design evaluation and production evaluation after hydraulic fracturing. In evaluated hydraulic fracturing, parameter that compared is cracked geometry that form (length, width, cracked in front of perforation and high cracked). From cracked design aspect called success if planning result close to realization result, where to make design did with simulator.

Production analsys was did to know success level and failed from held hydraulic fracturing about well productivity. Parameter that used to evaluate hydraulic fracturing from production aspect is increase potential production (kh/μ), increase fluid rate production (Q_{fluid}), increase oil production (Q_{oil}), dan compare productivity index (PI)

Key word: Hydraulic fracturing, productivity

PENDAHULUAN

Sejalan dengan bertambahnya waktu produksi maka akan terjadi penurunan produktivitas formasi yang tercermin melalui penurunan laju produksi minyak dari sumur-sumur produksi. Penurunan laju produksi minyak tersebut disebabkan oleh banyak hal diantaranya adalah terjadinya kerusakan formasi. Selain itu kecilnya laju produksi minyak dapat juga disebabkan oleh rendahnya permeabilitas alami batuan.

Dengan adanya penurunan produktivitas formasi tersebut, maka perlu dilakukan upaya untuk meningkatkan kembali produktivitas formasi tersebut, dimana salah satunya adalah dengan metode stimulasi hydraulic fracturing.

Permasalahan yang dievaluasi adalah keberhasilan hydraulic fracturing pada Sumur "X" Lapangan "Y". Tinjauan keberhasilan dilihat dari segi desain, yaitu geometri rekahan yang terbentuk dan evaluasi kenaikan produktivitas sumurnya dengan membandingkan tingkat kenaikan produktivitas sebelum dan sesudah pelaksanaan hydraulic fracturing.

DASAR TEORI Mekanika batuan

Pada batuan terdapat gaya-gaya yang mempertahankan bentuk dan ukuran batuan tersebut. Pada proses hydraulic fracturing memerlukan nilai dari besaran-besaran batuan tersebut, karena rekahan akan terbentuk jika diketahui nilai besaran-besaran mekanika batuan, yaitu:

sehingga dapat ditentukan arah dan besarnya kekuatan (tekanan) untuk rekahan tersebut.

Stress pada batuan

Stress didefinisikan sebagai perbandingan antara gaya yang bekerja dengan bidang kontak gaya tersebut (gaya persatuan luas).

$$\sigma = F/A \quad \dots\dots(1)$$

Keterangan :

σ = Stress, (psi)

F = Gaya yang bekerja, (lb)

A = Luas bidang kontak, (inch²)

Stress pada batuan ada tiga macam, yaitu stress vertical (tekanan overburden), stress horizontal maksimum, dan stress horizontal minimum. Tekanan overburden merupakan tekanan yang dialami batuan yang terjadi sebagai akibat tekanan lapisan batuan di atasnya

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho(z) dz, \text{ (psi)} \quad \dots\dots(2)$$

Jenis formasi ada yang berpori, sehingga terdapat harga effective stress (σ_v) yaitu stress yang dialami oleh pori-pori batuan, yang secara matematis dapat dituliskan dengan persamaan :

$$\sigma_v' = \sigma_v - \alpha.P_{res}, \text{ (psi)} \quad \dots\dots(3)$$

α = konstanta poroelastic biot (1956) yang kebanyakan reservoir mempunyai harga sekitar 0.7. Stress efektif horizontalnya dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$\sigma_H' = \frac{v}{1-v} \sigma_v' = \sigma_H' \min, \text{ (psi)} \quad \dots\dots(4)$$

Stress horizontalnya dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$\sigma_H = \sigma_H' + \alpha.P, \text{ (psi)} \quad \dots\dots(5)$$

Stress minimum absolutnya dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$\sigma_{H \min} = \sigma_{\min}' + \alpha.P, \text{ (psi)} \quad \dots\dots(6)$$

Stress absolut minimumnya adalah :

$$\sigma_{H \max} = \sigma_{H \min}' + \sigma_{tect}, \text{ (psi)} \quad \dots\dots(7)$$

Arah rekahan akan tegak lurus dengan harga stress terkecil dari ketiga stress yang ada. Gambar 1. menunjukkan suatu skema dari arah rekahan terhadap ketiga stress diatas. Rekahan vertikal seperti dalam gambar tersebut terjadi karena stress horisontal (dari kanan-kiri) adalah stress terkecil, sehingga akan terbentuk rekahan tegak lurus dengan arah stress terkecil tadi, yaitu ke arah vertikal.

Tekanan Perekahan

Batuan reservoir akan rekah bila gaya-gaya yang mempertahankan keutuhan batuan tersebut dapat dilawan, termasuk tekanan reservoir itu sendiri,

sehingga perlu diketahui tekanan minimal yang diperlukan untuk merekahkan batuan reservoir. Tekanan minimal di dasar sumur yang diperlukan untuk membuat rekahan vertikal adalah :

$$P_w = \frac{2v}{1-v} (g_o \times D) + S_t + P_{res} \quad \dots\dots(8)$$

Dimana :

P_w = Tekanan minimal di dasar sumur untuk merekahkan batuan, (psi)

g_o = Gradien tekanan overburden, (psi/ft)

D = Kedalaman formasi, (ft)

P_{res} = Tekanan reservoir, (psi)

V = Poisson ratio, dimensionless

S_t = Tensile strength batuan (kekuatan menahan gaya), (psi)

FLUIDA PEREKAH

Fluida perekah adalah fluida yang digunakan pada operasi hydraulic fracturing untuk menghantarkan daya pompa ke batuan formasi sehingga memungkinkan terjadinya perekahan batuan dan sebagai pembawa proppant (material pengganjal) ke dalam rekahan. Untuk dapat menjalankan fungsinya, fluida perekah harus mempunyai sifat sifat sbb

1. Memiliki harga viskositas cukup besar, yaitu 100 – 1000 cp pada temperatur normal.
2. Cocok dengan formasi batuan dan fluidanya.
3. Dapat menciptakan lebar rekahan yang cukup untuk ditempati *proppant* (terutama di dekat lubang bor : lebar rekahan minimum 3 kali diameter *proppant*).

PROPPANT

Proppant adalah suatu material solid yang digunakan untuk mengganjal rekahan agar tidak tertutup kembali, dimana akan terbentuk saluran konduktif sebagai jalan terproduksinya fluida. Proppant harus dapat menahan tekanan (closure stress) yang diberikan setelah proppant ditempatkan pada rekahan (Tabel 1).

Pemilihan Proppant

Keberhasilan akan terbentuknya saluran konduktif dipengaruhi oleh kualitas proppant pack. Beberapa parameter yang berpengaruh terhadap permeabilitas rekahan adalah :

1. Ukuran proppant
2. Konsentrasi proppant
3. Bentuk butiran proppant
4. Kualitas proppant
5. Kekuatan proppant

Tansportasi Proppant

Distribusi atau penempatan proppant dalam ruang rekahan dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti

kecepatan settling (pengendapan) proppant, waktu penempatan pad dan proppant, serta tinggi maksimum ruang rekahan yang dapat ditempati proppant. Perhitungan untuk faktor-faktor di atas secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut :

1. Kecepatan pengendapan proppant (V_{set}) :

$$V_{set} = \left(\frac{2n' + 1}{108n'} \right) d_p \left(\frac{3n' d_p (\rho_p - \rho_f)}{72K' (2n' + 1)} \right)^{\frac{1}{n'}} \dots(9)$$

2. Waktu pengendapan proppant (t_{set}) :

$$t_{set} = \frac{h_f}{60 V_{set}} \dots\dots\dots(10)$$

3. Tinggi maksimum pengendapan proppant (h_{fp})

$$h_{fp} = h_f - \left(\frac{V_{set} t_{set}}{60 V_{set}} \right) \dots\dots\dots(11)$$

Pada proses hydraulic fracturing diinginkan agar proppant padat seragam dengan konduktivitas maksimum, selain itu distribusinya merata di seluruh rekahan dan proppant tetap di cairan sampai rekahan menutup.

MODEL GEOMETRI REKAHAN

Geometri rekahan menggambarkan hubungan antara sifat-sifat batuan dan fluida perekah serta distribusi tekanan perekahan pada formasi batuan. Ada dua model yang biasanya diaplikasikan pada analisis rekahan, yaitu jika panjang rekahan lebih besar daripada tinggi rekahan ($X_f \gg H_f$), maka model yang digunakan adalah PKN (Perkins, Kern & Nordgen) dan sebaliknya jika panjang rekahan lebih pendek dari tinggi rekahan ($X_f \ll H_f$) maka model tersebut adalah KGD (Kristanovich, Gertsma & de Klerk).

Model PKN

Model PKN mempunyai irisan berbentuk ellips di muka sumur, lebar maksimum di tengah ellips dan berharga nol dibagian ujung-ujungnya (atas dan bawah). Gambar 2 berikut mengilustrasikan model PKN.

Model tersebut berdasarkan anggapan bahwa :

1. Panjang (Penetrasi) rekahan jauh lebih besar daripada tinggi rekahannya ($X_f \gg H_f$).
2. Tinggi rekahannya sama dengan tebal reservoir.
3. Tekanan dianggap konstan pada arah irisan vertikal, stiffness batuan bereaksi vertikal.

Berdasarkan anggapan diatas, metoda ini cocok diterapkan pada formasi dengan permeabilitas kecil. Model ini memiliki bentuk eliptikal pada lubang bor,

lebar maksimum pada pusat elips, dengan lebar nol pada bagian puncak dan dasar.

Model KGD

Model KGD mempunyai lebar yang sama di sepanjang rekahannya dan berbentuk setengah ellips di ujungnya. Model KGD rekahannya relatif lebih pendek. Gambar 3 mengilustrasikan model rekahan KGD.

Asumsi-asumsi yang digunakan pada model KGD yaitu :

1. Tinggi rekahan lebih panjang daripada panjang rekahan ($h_f \gg x_f$)
2. Tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir.
3. Stiffness batuan bekerja pada arah horisontal.

Kombinasi Efek fluida Non-newtonian dan Fluid Loss

Peter Valko dan Economides memberikan solusi untuk model PKN dan KGD dengan mempertimbangkan pengaruh kombinasi fluida non-Newtonian dan adanya fluid loss (laminer). Penurunannya menggunakan harga viskositas apparent pada fluida non-Newtonian. Hasilnya adalah sebagai berikut:

$$X_f = \frac{(w + 2Sp) q_i}{4\pi h_f C_L^2} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots(12)$$

dengan :

$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{w + 2Sp} \dots\dots\dots(13)$$

Keterangan :

- X_f = Panjang rekahan, (m)
- Sp = Spurt loss, (m^3/m^2)
- C_L = Koefisien Leak-off, ($m/sec^{1/2}$)
- t = Total waktu treatment, (detik)
- w = Lebar rekahan rata-rata, (m)
- q_i = Laju injeksi, ($m^3/detik$)
- h_f = Tinggi rekahan, (m)
- E' = Plain strain modulus
- $= \frac{E}{1 - \nu^2}$

Untuk PKN :

$$w(o) = 9.15^{(2n'+2)} \times 3.98^{(2n'+2)} \left[\frac{1 + 2.14n'}{n'} \right]^{(2n'+2)} \times K^{(2n'+2)} \left[\frac{q_i^{n'} h_f^{1-n'} X_f}{E'} \right]^{(2n'+2)} \dots\dots\dots(14)$$

dengan asumsi bahwa shape faktornya adalah,

$$w = \frac{\pi}{5} w(o) \dots\dots\dots(15)$$

$$P_{net} = \Delta P_f = \frac{E'(w(o))}{2h_f} \dots\dots\dots(16)$$

Untuk KGD :

$$w(0) = 11.1^{1(2n+2)} x 3.24^{n(2n+2)}$$

$$xK^{1(2n+2)} \left[\frac{q^n x_f^2}{h_f^n E'} \right]^{1(2n+2)} \dots\dots\dots(17)$$

dengan asumsi shape faktornya :

$$w = \frac{\pi}{4} w(o) \dots\dots\dots(18)$$

$$P_{net} = \Delta P_f = \frac{E'(w(o))}{4X_f} \dots\dots\dots(19)$$

Keterangan :

$w(o)$ = lebar rekahan di sumur, inch

Persamaan diatas baik PKN dan KGD, harus diselesaikan dengan trial and error karena w dan X_f harus dihitung sekaligus.

EVALUASI HYDRAULIC FRACTURING

Hydraulic Fracturing pada sumur " X " dilakukan pada 31 Mei 2006. Pertimbangan dilakukannya *hydraulic fracturing* pada sumur "X" ini adalah karena permeabilitas yang relatif kecil (50 mD) dengan harga indeks produktivitas formasi 0.011 bfpd/psi, laju produksi fluida kecil ($Q_1 = 17.9$ BFPD; $Q_0 = 0.09$ BOPD).

Preparasi Data

Sebelum *hydraulic fracturing* dilakukan, kita harus menyiapkan semua data yang dibutuhkan seperti data reservoir, data kompleksi sumur, data formasi, dan data produksi sebagaimana terlihat dalam tabel 2 s/d Tabel 6. Untuk mempermudah pekerjaan evaluasi *hydraulic fracturing* dibantu dengan software FracCade,

Tahapan Pelaksanaan Hydraulic Fracturing

Sebelum pelaksanaan, perlu dilakukan simulasi untuk memperoleh gambaran desain *hydraulic fracturing* yang akan terjadi dengan pendekatan parameter reservoir dan konfigurasi sumur yang ada. Berdasarkan hasil simulator, maka diperoleh gambaran dimensi dari rekahan yang akan terjadi.

Injectivity Test

Injectivity Test pada sumur " X " dilakukan dengan menggunakan fluida berbahan dasar air yaitu 2% KCl sebanyak 80 bbl dengan laju injeksi (Q_{inj}) 12 bpm. Tekanan maksimum di permukaan selama pemompaan yaitu 2691 psi. Pemompaan fluida

injeksi dan data yang terekam akan digunakan untuk menganalisa *closure pressure*. Berdasarkan grafik Injectivity Test "pada sumur_ "X " (Gambar 4) didapatkan hasil sbb:

- Bottomhole Closure pressure = 2662 psi
- Estimasi Gradient rekah = 0.565 psi/ft
- Bottomhole ISIP = 3223 psi
- Closure time = 4.03 min^{0.5}
- Efisiensi Fluida (%) = 11

Step Rate Test

Pada sumur " X ", menggunakan fluida 2%KCl sebanyak 79 bbl dengan laju injeksi (Q_{inj}) sebesar 1.5; 2; 3; 4; 6; 8; 10; 11.4; 14; 10; 8; 6 dan 4 bpm selama 1 menit untuk setiap laju injeksi dengan tekanan injeksi di permukaan sebesar 1094; 1158; 1275; 1367; 1446; 1722; 2005; 2175; 2614; 1963; 1726; 1425; dan 1310 psi selama 1 menit setiap untuk setiap tekanan injeksi.. Berdasarkan *step rate test* pada sumur_ "X " grafik (Gambar 5) didapatkan :

- Fracture extension pressure = 3197 Psi
- Extension rate = 2.4 bpm
- Perforation friction @ 12 bpm = 252 psi
- Dominan friksi = pada perforasi

Minifrac / Data Frac Calibration Test

Pada sumur " X ", minifrac dilakukan dengan menggunakan fluida YF140HTD sebanyak 50 bbl diflush dengan 2% KCl air sebanyak 42 bbl dengan laju injeksi (Q_{inj}) 12 bpm dengan tekanan maksimum pemompaan 2533 psi. Penurunan tekanan memberikan informasi harga *closure pressure* 2840 psi (gradien rekah = 0.603 psi/ft). Berdasarkan data dari Minifrac sumur " X "

(Gambar 6) didapatkan :

- Bottomhole ISIP = 3384 psi
- Bottomhole Closure Pressure = 2840 psi
- Closure time = 6.46 min^{0.5}
- Estimated Fracture gradient = 0.603 psi/ft
- Koefisien leak-off = 0.0019 ft / min^{0.5}
- Spurt loss koefisien = 1.1 gal/100 ft²

Pemilihan Fluida Perekah dan Proppant

Pemilihan fluida perekah yang akan digunakan untuk pelaksanaan *hydraulic fracturing* pada sumur " X " lapisan B-Sand dilakukan agar sesuai dengan formasi yang akan direkahkan. Fluida perekah yang sesuai dengan lapisan Bekasap B-Sand sumur " X " adalah fluida YF140HTD (Tabel 7). Fluida tersebut merupakan fluida yang berbahan dasar air. Tujuannya adalah agar tidak merubah wettabilitas batuan menjadi *oil wet*, selain itu juga, penggunaan fluida ini pada pekerjaan *hydraulic fracturing* pada sumur-sumur sebelumnya tidak bermasalah.

Pemilihan fluida seri YF tergantung dari *bottomhole temperature* (BHT) dan *travelling time* nya. Berdasarkan hasil studi dan pengalaman kerja

service company di lapangan, untuk Lapangan Y, travelling time dari permukaan ke perforasi sekitar 2 menit, jadi gel harus ditunda crosslink-nya sekitar 1 – 1.5 menit untuk menghindari tekanan friksi yang besar. Semakin tinggi harga bottomhole temperature (BHT), maka diperlukan gel loading yang semakin besar.

Pemilihan proppant didasarkan pada crushing resistance atau kemampuan proppant untuk menahan tekanan dan konduktivitas yang dihasilkan. Pada sumur " X " menggunakan proppant jenis Carbolite ukuran 12/18 dengan harga crushing resistance 3000 psi sehingga mampu menahan closure pressure sebesar 2840 psi pada sumur " X " (Gambar 7) dan Tabel 8.

Main Fracturing

Hasil akhir setelah membuat desain maka kita dapat memperkirakan rekahan yang akan terbentuk. Gambar 8 adalah grafik output dari pekerjaan hydraulic fracturing yang telah dilaksanakan, sedangkan Gambar 9 merupakan profil rekahannya.

Berdasarkan grafik Main Fracturing pada sumur "X" diperoleh :

- Tinggi rekahan sebenarnya (h_f) = 127 ft
- Panjang rekahan satu sayap (X_f) = 107.8 ft
- Lebar rekahan rata-rata = 0.055 inch
- Konduktivitas rekahan (WK_f) = 4709 mD-ft

Evaluasi Hydraulic Fracturing

Evaluasi hydraulic fracturing pada sumur "X", meliputi evaluasi dari segi perhitungan geometri rekahan, analisa hasil produksi (perhitungan produktivity indeks dengan Metode Prats, Cinco-Ley, Samaniego & Dominiques, dan McGuire & Sikora), menentukan kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur yang ditunjukkan dengan kurva IPR.

Evaluasi Desain

Dalam mengevaluasi desain hydraulic fracturing, parameter yang dibandingkan adalah geometri rekahan yang terbentuk (panjang, lebar rekahan dimuka perforasi, dan tinggi rekahan). Setelah kita melakukan pengamatan terhadap hasil desain dan kondisi aktual berdasarkan software FracCade, maka didapat perbandingan antara desain dengan aktual dari pekerjaan hydraulic fracturing sumur "X" sebagaimana terlihat dalam Tabel 9. Meskipun ketebalan lapisan produktif hanya 10 ft, namun dalam perencanaannya rekahan dimodelkan dengan panjang 199.3 ft, lebar 0.051 in dan tinggi 124 ft. Hal ini disebabkan berdasarkan data transmissibilitas batuan Sumur "X" (Tabel 6) terdapat lapisan shale yang tebal diatas dan dibawahnya sehingga tidak dikhawatirkan terjadi aliran fluida dari lapisan lain

selain lapisan produktif. Berdasarkan data perekahan didapatkan panjang 107.8 ft, lebar 0.055 in, tinggi rekahan 127 ft dan tinggi rekahan terisi propan 10 ft sehingga dari segi pemodelan dianggap berhasil.

Evaluasi Produksi

Analisa ini dilakukan untuk mengetahui tingkat keberhasilan maupun kegagalan dari pelaksanaan hydraulic fracturing terhadap produktivitas sumur. Parameter yang digunakan untuk mengevaluasi pekerjaan hydraulic fracturing dari segi produksi adalah peningkatan potensial produksi (kh/μ), peningkatan laju produksi fluida (Q_{fluid}), laju produksi minyak (Q_{oil}), dan perbandingan indeks produktivitas (PI). Berikut akan dibahas mengenai evaluasi produksi setelah hydraulic fracturing yang dilakukan pada sumur "X" formasi B-Sand.

Potensial Produksi (kh/μ)

Berikut adalah perhitungan peningkatan harga permeabilitas batuan hasil pelaksanaan hydraulic fracturing pada sumur "X".

Data sumur "X" :

- o Permeabilitas batuan awal (K_i) = 50 mD
- o Lebar rekahan (w_f) = 0.055 inch = 0.004583 ft
- o Tebal formasi batuan (h) = 10 ft
- o Jari-jari pengurasan sumur (r_e) = 1859.76 ft
- o Jari-jari sumur (r_w) = 0.26525 ft
- o Panjang rekahan satu sayap (X_f) = 107.8 ft
- o Konduktivitas rekahan (WK_f) = 4709 mD.ft

Perhitungan :

$$K_f = \frac{(K \times h) + WK_f}{h} = \frac{(50 \times 10) + 4709}{10} = 520.9 \text{ mD}$$

$$K_{avg} = \frac{\log \frac{r_e}{r_w}}{\left(\frac{1}{K_f} \log \left(\frac{X_f}{r_w} \right) \right) + \left(\frac{1}{K_i} \log \left(\frac{r_e}{X_f} \right) \right)}$$

$$K_{avg} = \frac{\log \frac{1859.76}{0.26525}}{\left(\frac{1}{520.9} \log \left(\frac{107.8}{0.26525} \right) \right) + \left(\frac{1}{50} \log \left(\frac{1859.76}{107.8} \right) \right)} = 129 \text{ mD}$$

Potensial Produksi :

Sebelum Hydraulic Fracturing :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{50 \times 10}{2.4} = 208.3 \text{ mD.ft/cp}$$

Setelah Hydraulic Fracturing :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{129 \times 10}{2.4} = 537.5 \text{ mD.ft/cp}$$

Potensial produksinya mengalami kenaikan sebesar 2.6 kali.

Indeks Produktivitas (PI)

Indeks produktivitas merupakan parameter yang menunjukkan kemampuan formasi untuk memproduksi. Secara teori, harga indeks produktivitas akan naik setelah dilakukan *hydraulic fracturing*. Perhitungan indeks produktivitas dapat dilakukan dengan beberapa metode yaitu Darcy, Prats, Cinco-Ley, Samaniego dan Dominiquez, serta Mcguire dan Sikora dimana hasilnya tertera dalam tabel 10.

Laju Produksi Minyak Aktual(Q_a)

Hydraulic Fracturing dilakukan dengan tujuan untuk meningkatkan produktivitas formasi khususnya meningkatkan perolehan minyak. Tabel 11 adalah evaluasi *hydraulic fracturing* berdasarkan peningkatan laju produksi minyak dengan mengacu pada data produksi sebelum dan setelah *hydraulic fracturing*.

Kurva IPR

Inflow performance relationship (IPR) merupakan kurva yang menggambarkan kemampuan suatu formasi produktif untuk memproduksi yaitu penggambaran hubungan antara laju produksi (q) dengan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Berdasarkan data tekanan dan data produksi sumur "X" (Tabel 12) didapatkan grafik IPR sumur "X" sebelum dan sesudah *hydraulic fracturing* (Gambar 10 dan Gambar 11).

KESIMPULAN

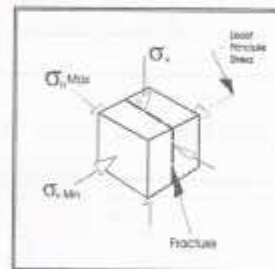
1. Pada sumur Sumur " X ", potensial produksinya meningkat 2.6 kali dari 208.3 menjadi 537.5 mD.ft/cp, meskipun ketebalan lapisan produktif hanya 10 ft namun tinggi rekahan bisa mencapai 127 ft karena diatas dan dibawah lapisan produktif adalah lapisan shale yang tebal. dengan metode Darcy Indeks produktivitas secara aktual Sumur " X " mengalami peningkatan sebesar 20 kali dari 0.011 bfpd/psi menjadi 0.22 bfpd/psi.
2. Laju produksi fluida pada sumur " X " meningkat dari 17.9 BFPD menjadi 356 BFPD dengan laju produksi minyak juga meningkat dari 0.09 BOPD menjadi 102.1 BOPD.

DAFTAR PUSTAKA

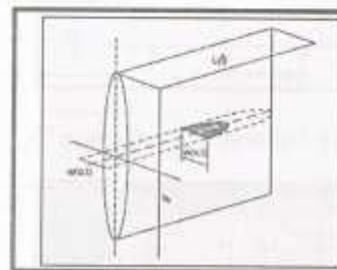
Bambang Tjondro, "*Acidizing and Hydraulic Fracturing - Intermediate*", Jakarta, March 1997.

Economides, M.J. and Nolte K.G., "*Reservoir Stimulation*", 2nd edition, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.

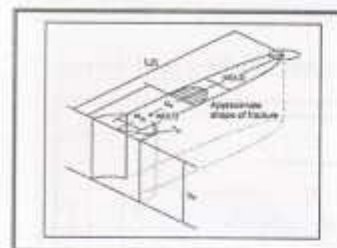
....., Paper Conductivity Endurance, "Propping-up Production", Halliburton.



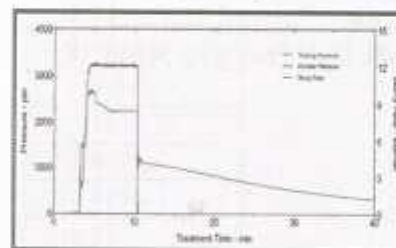
Gambar 1. Besar Ketiga Stress Utama dan Arah Rekahan (Craft, B.C., Holden, W.R., 1962)



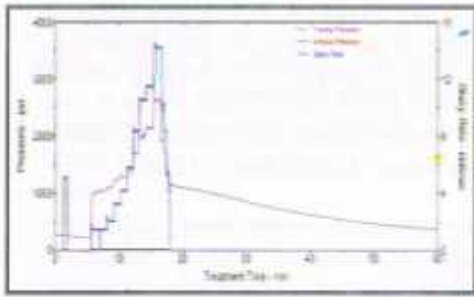
Gambar 2. Skema Model PKN (M.J.Economides, Courtesy Schlumberger, 1996)



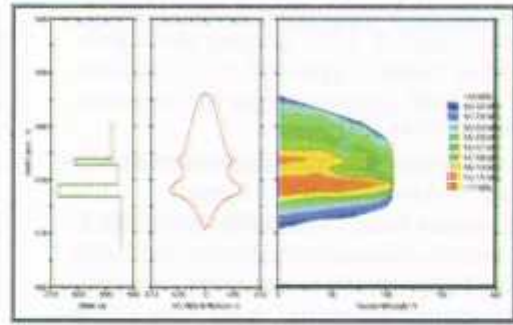
Gambar 3. Skema Model KGD (M.J.Economides, Courtesy Schlumberger, 1996)



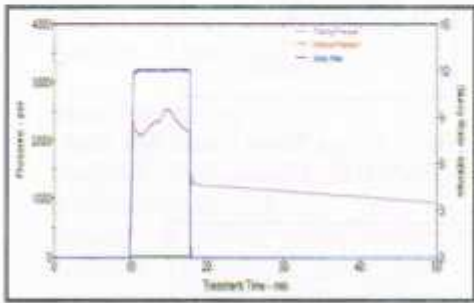
Gambar 4. Grafik Injectivity Test Sumur "X"



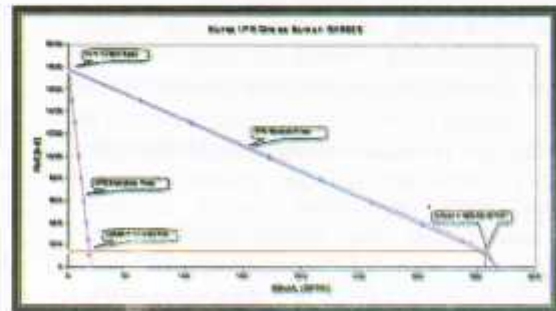
Gambar 5. Grafik Step Rate Test Sumur "X"



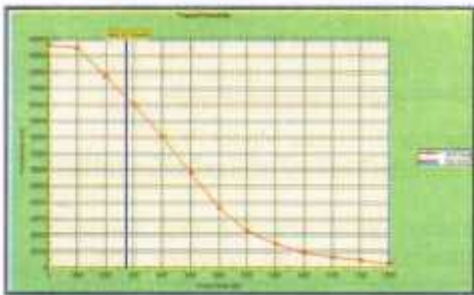
Gambar 9. Profil Retakan dan Konsentrasi Proppant Sumur "X"



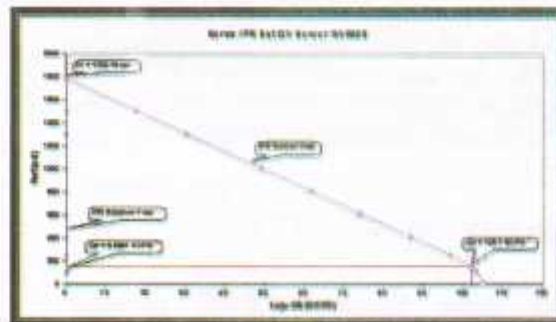
Gambar 6. Grafik Calibration Test Sumur "X"



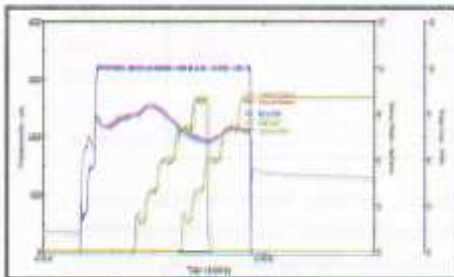
Gambar 10. Kurva IPR Gross Sumur "X"



Gambar 7. Permeabilitas Proppant Sumur "X"



Gambar 11. Kurva IPR Net Oil Sumur "X"



Gambar 8. Grafik Main Fracturing Sumur "X"

Tabel 1. Harga Closure Stress Pada Setiap Jenis Proppant

Type	Maximum Closure Stress, psi	Product Example
Frac Sand	5,000	<i>Brady, Ottawa Colorado</i>
Low Density Ceramics	9,000	<i>CarboEconoprop, CarboLife, ValueProp</i>
Intermediate Density Ceramics	12,000	<i>CarboProp, InterProp</i>
Sintered Bauxite	14,000	<i>CarboHSP, Bauxite</i>

Tabel 2. Data Reservoir Formasi B-Sand

Parameter	Unit	Formasi B-Sand
		Sumur "X "
Area reservoir	Acres	249.4
Tebal Reservoir	ft	10
Volume reservoir	Acre.ft	2494
Reservoir drive		Water Drive
Porositas	%	18.2
Sw	%	70
FVF, oil	RB/STB	1.108
Permeabilitas rata-rata	mD	50
Oil Gravity	°API	35
OOIP	STB	1525000

Tabel 3. Data Kompleksi Sumur "X "

Sumur	Profil	BHT (deg F)	Treatment melalui	Tipe Kompleksi
"X "	Vertikal	277	Tubing	Cased hole

Tabel 4. Data Konfigurasi Lubang Sumur

Parameter	Notasi	Unit	Sumur "X"
Diameter dalam tubing	ID tub	in	2.99
Diameter luar tubing	OD tub	in	3.5
Panjang tubing		ft	4670
Diameter dalam casing	ID cas	in	6.366
Diameter luar casing	OD cas	in	7
Panjang casing		ft	4843
Jari-jari sumur	rw	ft	0.26525
Jari-jari pengurasan	re	ft	1859.76
Top Perforasi (TVD)		ft	4704
Bottom Perforasi (TVD)		ft	4714
Shot density		shot/ft	13
Diameter Perforasi		in	0.36

Tabel 5. Data Mekanik Formasi Batuan Sumur "X "

Zone Name	Top MD (ft)	Tinggi Zona (ft)	Frac Grad (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Young's Modulus (mpsi)	Poisson Ratio	Toughness (psi. in 0.5)
Shale	4646	34	0.74	3451	2.94	0.34	1000
Shale	4680	5	0.65	3044	2.61	0.31	1000
Shale	4685	19	0.75	3521	3	0.35	1000
B Sand	4704	11	0.5	2355	2	0.25	1200
Shale	4715	48	0.72	3412	2.89	0.34	1000

Tabel 6. Data Transmissibilitas Batuan Sumur "X "

Zone Name	Top MD (ft)	Net Height (ft)	Permeab (md)	Porosity (%)	Res Pressure (psi)	Gas Sat (%)	Oil Sat (%)	Water Sat (%)
Shale	4646	0	0.01	19.6	1394	0	30	70
Shale	4680	0	0.01	17.1	1404	0	30	70
Shale	4685	0	0.01	19.2	1406	0	30	70
B Sand	4704	10	50	18.2	1411	0	30	70
Shale	4715	0	0.01	19.9	1415	0	30	70

Tabel 7. Penggunaan Fluida Dalam Hydraulic Fracturing

Sumur "X "	
TIPE FLUIDA	FUNGSI
J877	Sebagai Guar Polymer Slurry
2% KCl Water	Sebagai clay stabilizer dan friction reducer
F75N, EZEFL0(TM)	Sebagai surfactant
M290	Sebagai bactericides
L10 Borate	Sebagai crosslinker
W54	Sebagai non emulsifying agent
J481	Sebagai breaker

Tabel 8. Data Proppant Sumur "X"

Sumur	Jenis Proppant	SG	Mean Diameter (in)	Pack Porosity (%)	Permeability (md)
"X "	12/18 C-Lite	2.73	0.052	35	1037292

Tabel 9. Geometri Rekahan Berdasarkan Software Sumur "X"

Parameter	Unit	Sumur "X "	
		Desain	Aktual
Panjang rekahan terisi proppant (X_f)	ft	199.3	107.8
Lebar rekahan rata-rata (\bar{w})	in	0.051	0.055
Tinggi rekahan	ft	124	127
Tinggi rekahan terisi proppant (h_f)	ft	10	10
Konduktivitas efektif	mD.ft	6263	4709

Tabel 10. Peningkatan Indeks Produktivitas Secara Teoritis

	Metode Prats	Metode Cinco-Ley, Samaniego, Dominiquez dan	Metode McGuire-Sikora
Sumur "X"	2.5 kali	1.94 kali	2.05 kali

Tabel 11. Perbandingan Data Produksi

Sumur "X"		
Data Produksi	Sebelum Frac	Setelah Frac
Laju produksi fluida/ Q_L (BFPD)	17.9	356
Laju produksi minyak/ Q_o (BOPD)	0.09	102.1
Laju produksi air/ Q_w (BWPD)	17.81	253.9
Water Cut (%)	99	71.3
Peningkatan perolehan minyak (BOPD)		(+) 102.01

Tabel 12. Tabulasi Perhitungan Kurva IPR Gross Sumur "X"

Sebelum Frac			Setelah Frac		
P_{wf}	Q_{total} (bpd)	Q_{minyak} (bpd)	P_{wf}	Q_{total} (bpd)	Q_{minyak} (bpd)
1782.2	0.00	0	1782.2	0.00	0
1500	3.11	0.016	1500	61.93	17.732
1300	5.31	0.027	1300	105.82	30.230
1000	8.62	0.044	1000	171.66	49.151
800	10.82	0.055	800	215.55	61.718
600	13.02	0.066	600	259.44	74.286
400	15.23	0.077	400	303.34	86.853
243	16.96	0.086	243	337.79	96.719
141	18.08	0.090	141	356.00	101.933
136.7	17.90	0.090	136.7	356.58	102.100
100	18.12	0.091	100	360.97	103.355
0	18.44	0.093	0	367.42	105.202

Tabel 13. Perbandingan Harga Indeks Produktivitas Secara Aktual

Sumur	Sebelum Hydraulic Fracturing	Setelah Hydraulic Fracturing	Peningkatan
Sumur-X	0.011 bfpd/psi	0.22 bfpd/psi	20 kali