



***COMPATIBILITY BASED
FRACTURING FLUID DENGAN
CROSSLINK DAN BREAKER***

**Dedy Kristanto
Dewi Asmorowati
Mia Ferian Helmy
Susanti Rina Nugraheni
Nur Aini Widyowati
Nur Ilham Tarsila**

**Penerbit
LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta
2022**

***Compatibility Based Fracturing Fluid Dengan
Crosslink Dan Breaker***

Dedy Kristanto
Dewi Asmorowati
Mia Ferian Helmy
Susanti Rina Nugraheni
Nur Aini Widyowati
Nur Ilham Tarsila

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang
Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau dengan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis
Desain Sampul : Dian Indri Astuti

Cetakan Pertama, 2022
ISBN: 978-623-389-126-4

Diterbitkan oleh:
Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur ,
Yogyakarta, 55283
Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Dicetak Oleh:
Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada
Masyarakat
UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur ,
Yogyakarta, 55283
Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku *Compatibility Based Fracturing Fluid Dengan Crosslink Dan Breaker* telah selesai dilaksanakan.

Buku ini merupakan hasil penelitian klaster tahun kedua pada tahun 2022 dan didukung oleh LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta. Buku ini mencakup informasi mulai dari teori mengenai fluida pererah yang terdiri dari *based faracturing fluid, additive* dan pengujian *compatibility*. Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan teknologi di industri Migas Indonesia.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulisan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat

bagi sivitas akademika, dosen, mahasiswa dan masyarakat di masa sekarang maupun yang akan datang.

Hormat Kami

Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	Error! Bookmark not defined.
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	ix
I. <i>ADDITIVE FRACTURING FLUID</i>	12
II. <i>PENGUJIAN COMPATIBILITY BASED FRACTURING FLUID</i> DENGAN <i>ADDITIVE</i> YANG DIPAKAI.....	54
DAFTAR PUSTAKA	61

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Mekanisme <i>Crosslinking Borate</i> Terhadap Guar	14
Gambar 2. Mekanisme <i>Crosslinking</i> untuk <i>Mettalic</i> <i>Crosslinkers</i> Terhadap Guar.....	17
Gambar 3. Reaksi <i>Breakers</i> Terhadap Guar.....	19
Gambar 4. Degradasi Guar Terhadap <i>Hemicellulase</i>	20
Gambar 5. Struktur Kimia dari Berbagai Jenis <i>Friction Reducers</i>	25
Gambar 6. Pedoman Pemilihan Fluida Perekah (Economides & Nolte, 2000)	30
Gambar 7 Pemilihan Fluida Perekah Berdasarkan Brittleness Index.....	33
(Rickman, et al., 2008)	33
Gambar 8. Bentuk Visual <i>Roundness</i> dan <i>Sphericity</i>	37

(Liang, Sayed, Al-Muntasheri, & Chang, 2016)	37
Gambar 9. Ukuran Mesh <i>Proppant</i> (Montgomery & Smith, 2015).....	40
Gambar 10. <i>Proppant Schedule</i> (Montgomery & Smith, 2015).....	54

DAFTAR TABEL

Tabel I Batas Beban Maksimum <i>Proppant</i> Berdasarkan Ukuran (Economides & Martin, 2007)	52
Tabel II Spesifikasi <i>Proppant</i> (-, FracCade, 2011)	53

BASE FRACTURING FLUID

Based Fracturing fluid adalah fluida dasar yang digunakan untuk membawa *proppant* sampai di formasi pada kedalaman tertentu, membuat rekahan, dan mengisi rekahan tersebut dengan *proppant*, sehingga didapatkan permeabilitas rekahan yang mampu mengalirkan fluida reservoir lebih mudah. Fluida ini terbagi menjadi tiga jenis yaitu fluida berbasis dasar air, minyak, atau emulsi. Pada pelaksanaannya fluida ini harus ditambahkan beberapa additive yang disesuaikan dengan kondisi mineral batuan, tekanan dan temperatur yang akan ditembus sehingga fluida dapat bekerja dengan optimal dengan sedikit problem yang ditimbulkan dari proses penginjeksian *fracturing fluid*.

Pemilihan *base fracturing fluid* dan *additive* merupakan salah satu factor keberhasilan dalam proses *hydraulic fracturing*. Ketidakcocokan *base fracturing fluid* dengan *additive* dapat menyebabkan terjadinya beberapa masalah setelah kegiatan perekahan. Salah satunya masalah yang dapat terjadi adalah adanya efek *return permeability*.

Return permeability adalah penurunan nilai permeabilitas akibat invasi fluida pemboran atau kompleks ke dalam reservoir (Mehmet Karaaslan, 2021). Problem ini dapat disebabkan oleh adanya *plugging* yang diakibatkan oleh adanya percampuran dua atau lebih jenis fluida yang berbeda komposisi dan kandungan mineralnya. Fluida perekah juga harus sesuai dengan batuan formasi yang ditembus agar tidak terjadi swelling atau fine migration dari mineral batuan tersebut.

Terdapat beberapa jenis fluida perekah yang biasa digunakan untuk merekahkan formasi. Secara umum, fluida dasar dapat berupa *water based fluid*, *oil based fluid*, *energized based fluid*, *foam based fluid*, *emulsion based fluid* dan *unconventional fluid*. Fluida perekah dapat dikategorikan berdasarkan bahan dasar yang digunakan seperti berikut.

A. *Water based fluid*

Fluida dengan bahan dasar ini dapat digunakan pada reservoir minyak maupun gas. Viskositas fluida dengan bahan dasar air mudah untuk diatur sesuai dengan yang diinginkan baik dengan penyesuaian kandungan *polymer* atau *additive* selama operasi perekahan.

Fluida perekah ini mempunyai beberapa keuntungan antara lain tidak ada resiko kebakaran, tersedia dalam jumlah yang banyak dan harganya murah, dapat mengurangi terjadinya *friction loss*, viskositasnya yang rendah, hal ini akan lebih mudah dalam pemompaan, *specific gravity* air yang tinggi akan memberikan kekuatan penopang yang lebih besar pada propping agent, serta mempunyai tekanan hidrostatik yang tinggi sehingga mengurangi tekanan pompa yang diperlukan untuk perekahan.

Terdapat beberapa jenis fluida yang termasuk kedalam fluida berbaahan dasar air yaitu.

1. *Low-Viscosity Fluid*, merupakan fluida perekahan dengan viskositas yang rendah. Perekahan dilakukan dengan cara memompakan air yang banyak dengan rate yang sangat tinggi memungkinkan untuk membuat rekahan yang panjang dengan penggunaan *proppant* yang sedikit dan menciptakan partial *proppant* monolayer.
2. *Crosslinked Fluid*, fluida perekahan berbaahan dasar air memiliki viskositas rendah. *Crosslinked* merupakan metode yang paling efektif untuk

meningkatkan viskositas fluida dengan cara meningkatkan *molecular weight polymer*. Fluida jenis ini dapat digunakan pada pH tinggi dan pH rendah.

3. *Borate Crosslinked Fluid*, fluida ini memiliki sifat *shear-recoverable*, yang akan terdegradasi dengan adanya shear namun harga viskositas akan kembali ketika shear telah tiada dengan mekanisme *crosslink* pada fluida ini dasarnya adalah ikatan hidrogen. Hal tersebut terjadi apabila pH menurun hingga dibawah 8, dan apabila terdapat produksi air yang memiliki pH netral, atau pH rendah maka fluida ini menjadi *uncrosslink*.
4. *Metallic Ion Crosslinked Fluid*, fluida jenis ini dapat digunakan pada pH tinggi dan pH rendah. Terdapat macam-macam ion yang digunakan pada fluida ini, aluminium, titanium, chromium, dan zirconium. Karena ketidakstabilan bila digunakan pada temperatur tinggi, dan tidak bersahabat dengan lingkungan, maka selain titanium dan zirconium sudah jarang digunakan.

5. *Delayed-Crosslink System*, waktu dan temperatur dapat memperlambat waktu *crosslink*. Tujuan utama memperlambat waktu *crosslink* adalah meminimalisir friksi dan mencegah pemompaan fluida dengan viskositas tinggi karena membutuhkan *horsepower* yang tinggi. Selain itu memperlambat *crosslink* pada lingkungan lubang sumur yang *high-shear* akan meminimalisir degradasi shear yang menyebabkan penurunan viskositas fluida.

B. *Oil based fluid*

Merupakan jenis fluida perekah berbahan dasar minyak berat. Fluida perekah jenis ini digunakan pada formasi yang sangat sensitif terhadap air. Namun, kekurangan fluida *oil base fluid* yaitu harganya yang lebih mahal dan lebih sulit untuk ditangani.

Oil base fluid digunakan sebagai fluida perekah mempunyai keuntungan yaitu, viskositas yang tinggi sebagai sifat alamiahnya dibandingkan *water base fluid*, kompatibel pada formasi produktif yang mengandung hidrokarbon, *rate injeksi* yang rendah untuk peretakan dangkal atau dalam, dapat dijual kembali setelah pemakaian.

Ada beberapa jenis cairan bahan dasar minyak untuk perekahan, yaitu :

1. Napalm Gel, bahan dasar yang digunakan adalah kerosin atau minyak diesel atau crude oil yang dipadatkan dengan penambahan napalm (*aluminium fatty acid salt*). Jel ini mempunyai viskositas tinggi dan mampu membawa material pengganjal (*proppant*) serta *fluid loss*-nya rendah.
2. *Viscous Refined Oil*, lebih menguntungkan daripada napalm gel karena mudah diperoleh dari *refinery*, dapat dimanfaatkan kembali sebagai hasil produksi, dan viskositasnya akan berkurang bila bercampur dengan fluida formasi, sehingga mudah dikeluarkan kembali setelah operasi perekahan selesai.
3. *Lease Crude Oils*, pada beberapa area *lease crude oil* dapat digunakan untuk perekahan, namun setelah ditambahkan *fluid loss control agent*.
4. *Gelled Lease Oils*, merupakan campuran minyak-air dengan sedikit *fatty acid soap* dan *caustic*, sehingga membentuk jel. Jenis ini menjadi populer karena mudah didapat, relative murah dan gesekan dengan dinding pipa relative kecil. *Gelled Lease Oils* ini

tidak dapat digunakan pada temperatur tinggi. Oil base fluid jarang digunakan pada perekahan pada reservoir gas karena sifatnya yang mudah terbakar.

C. *Energized based fluid*

Fluida ini merupakan pencampuran antara liquid dan gas (biasanya nitrogen atau karbondioksida). Fluida dikatakan *energized* bila percent volume dari medium yang digunakan tersebut kurang dari 53%. Fluida *energized* bertujuan untuk meminimalisir jumlah fluida yang masuk ke formasi dan meningkatkan pembersihan fluida. Fluida ini dapat digunakan untuk operasi perekahan pada sumur gas bertekanan rendah.

Penggunaan N_2 dan *foam* CO_2 memiliki keuntungan masing-masing. N_2 memiliki sifat *inert* sehingga tidak bercampur dengan fluida formasi serta memiliki harga yang lebih ekonomis dibandingkan CO_2 . Sedangkan CO_2 yang dipompakan adalah berupa fasa cair atau *supercritical fluid* yang memiliki kemampuan untuk terdifusi seperti gas. Penggunaan CO_2 akan menghasilkan gas yang terproduksi akan menjadi lebih cepat tanpa harus *flaring*. Kekurangan pada CO_2 ini adalah akan

menyebabkan permasalahan asphalt atau parafin bila tercampur dengan minyak berat. Karena CO₂ reaktif maka tidak semua fluida dapat dicampurkan dengan senyawa ini.

D. Foams based fluid

Seperti *energized* fluid fluida ini merupakan pencampuran antara liquid dan gas (biasanya nitrogen atau karbondioksida) yang mengandung hampir 95 % fasa gas. *Foam* ini ditambahkan *surfactant* untuk membuat campuran antara liquid dan gas yang stabil.

Keunggulan dari fluida jenis ini antara lain meminimalisir terkontaminasinya formasi dengan fluida perekah, baik untuk pembersihan ruang rekahan, baik digunakan pada reservoir bertekanan rendah dan kandungan gas didalamnya mengandung energi yang besar sehingga dapat membantu proses produksi fluida hidrokarbon setelah *hydraulic fracturing* dilaksanakan.

Selain memiliki keunggulan, fluida jenis ini memiliki kekurangan antara lain sulit untuk menjaga kestabilan saat pemompaan berlangsung karena sifatnya yang tidak solid, kebutuhan tekanan pemompaan akan lebih besar bila

dibandingkan dengan fluida perekah berfasa cair. Fluida perekah ini baik sekali digunakan pada reservoir bertekanan rendah sehingga dapat membantu produksi kembali dan karena *foam* ini mengandung hampir 95% fasa gas maka liquid-nya minimal sehingga baik untuk pembersihan ruang rekahan (*clean up*).

E. Emulsion based fluid

Fluida dasar ini berasal dari dispersi dua macam fluida yang *immiscible*, seperti minyak dalam air atau air dalam minyak. Fasa yang *immiscible* tersebut distabilkan dengan *surfactant*. Perbedaan fluida ini dengan *foam* adalah ketika fasa internal berupa gas maka disebut *foam* dan ketika fasa internal berupa cairan maka disebut emulsi. Fluida perekah berbahan dasar emulsi ini memberi efek yang baik untuk pembersihan ruang rekahan, akan tetapi kelemahannya adalah viskositasnya yang tidak stabil karena sangat rentan terhadap perubahan temperatur.

F. Unconventional based fluid

Karena industri semakin beralih ke formasi yang semakin tight seperti *shale* atau *coalbed* yang mana produksi dikontrol oleh desorpsi gas dari *matrix* maka fluida yang tidak menghasilkan damage pada formasi dan juga *proppant* pack menjadi sangat penting. Terdapat beberapa *unconventional fluid* yang digunakan seperti.

1. *Viscoelastic surfactant fluid*, fluida ini merupakan campuran antara surfactant dengan garam inorganik atau *surfactant* lainnya untuk menghasilkan viskositas dan elastisitas tinggi. Fluida VES dapat digunakan pada temperature berkisar antara 160-200 °F.
2. *Viscoelastic surfactant foam*, fluida ini digunakan pada formasi gas dengan temperature kurang lebih 250°F. Fluida ini juga cocok digunakan untuk operasi rekahan pada *coalbed methane* yang mengandung air karena foams akan mengontrol *leak-off* ke dalam *cleats* tanpa menghasilkan *damage* berupa residu.
3. Emulsi CO₂ dengan aqueous methanol base fluid, fluida ini digunakan pada formasi yang sensitif, karena methanol menggantikan penggunaan air. Sistem methanol aqueous ini menghasilkan

viskositas yang terbaik dan memiliki titik beku hingga -40°C . Kadar CO_2 yang biasa digunakan berkisar 85% yang menghasilkan peningkatan permeabilitas dan pembersihan yang cepat pada sumur gas.

4. *Crosslinked foams*, fluida ini dapat diklasifikasikan sebagai fluida konvensional atau *unconventional*. Kadar *foam* yang digunakan pada fluida ini biasanya berkisar 70-75% baik CO_2 atau N_2 . *Foam crosslink* tersebut berfungsi untuk meningkatkan viskositas fluida sehingga fluida tersebut dapat diaplikasikan pada temperatur yang lebih tinggi.
5. *Non aqueous methanol fluid*, fluida ini digunakan pada formasi dengan permasalahan seperti air dan juga hidrokarbon yang terperangkap pada formasi. Terdapat beberapa keuntungan bila menggunakan *alcohol base fluid*, keuntungan tersebut adalah titik beku yang rendah, tegangan permukaan yang rendah, kelarutan air yang tinggi, tekanan uap yang tinggi, dan kompatibilitas formasi. Yang harus diperhatikan bila menggunakan methanol adalah keselamatan karena titik nyala yang rendah dan mudah terbakar.

6. *Liquid CO₂ based fluid*, penggunaan gas atau gas bertekanan tinggi yang dicairkan berfungsi untuk membuat fluida *compressible*. Fluida ini selanjutnya akan mengembang pada kondisi reservoir. Ekspansi termal tersebut mencegah *leak-off* dan membantu mengembangkan lebar rekahan. Fluida ini memiliki viskositas yang sangat kecil dan tidak menghasilkan *damage* sama sekali. Kekurangannya adalah harga treatment yang mahal karena rate pemompaan yang tinggi, dan menghasilkan friksi yang besar dan membutuhkan HP pompa yang besar.
7. *Liquid CO₂ Base Foams*, fluida ini terdiri dari campuran gas N₂ dalam cairan CO₂ sebagai fasa eksternal yang distabilkan menggunakan *foamer* yang larut dalam cairan atau *supercritical* CO₂. Keuntungan utama dari fluida ini adalah viskositas yang meningkat akibat penggunaan foam atas cairan CO₂.

I. ADDITIVE FRACTURING FLUID

Selain menggunakan fluida dasar, ditambahkan juga fluida *additive* ke dalam fluida dasar dengan komposisi

tertentu sehingga menghasilkan *performance* suatu fluida perekah yang diinginkan. Suatu fluida perekah harus menghasilkan friksi tekanan yang kecil dan tetap berviskositas besar agar dapat menahan *proppant*. Selanjutnya viskositas dapat turun kembali viskositasnya setelah selesai pelaksanaan perekahan dan penempatan *proppant* agar dapat memproduksi dari formasi dengan mudah. Jenis-jenis additive yang dipakai antara lain:

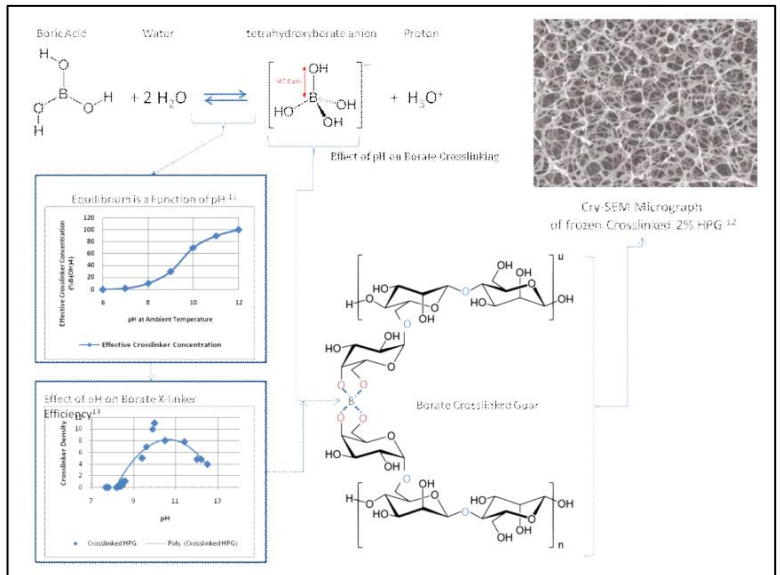
A. *Thickener/ Gelling agents*

Thickener berupa polimer yang ditambahkan sebagai pengental fluida dasar. *Thickener* berfungsi untuk meningkatkan viskositas air, baik air bersih, ataupun *brine water*. Contoh aditif ini adalah Guar, HPG (*Hydropropyl Guar Gum*), CMG, CMHPG (*Carboxymethyl Hydropropyl Guar Gum*), HPC, CMHEC, HEC (*Hydroxy Ethyl Cellulose*) dan *Xantan gum*.

B. *Crosslinker*

Crosslinkers merupakan *additive* yang berfungsi untuk menambah berat molekul polimer. Dimana viskositas dari linear gel akan bertambah kurang

dari 50 cps dengan kisaran 100 atau 1000 cps. Terjadinya *crosslinking* juga menambah elastisitas dan kemampuan fluida untuk membawa *proppant*.



Gambar 1. Mekanisme *Crosslinking Borate* Terhadap Guar

C. Borate

Dalam pengaplikasian di lapangan, borate dibuat dengan mencampurkan base polymer ke dalam air dengan pH diatas 7, menyesuaikan pH di bawah 6 dan menambahkan *borate crosslinker* dan *additive*

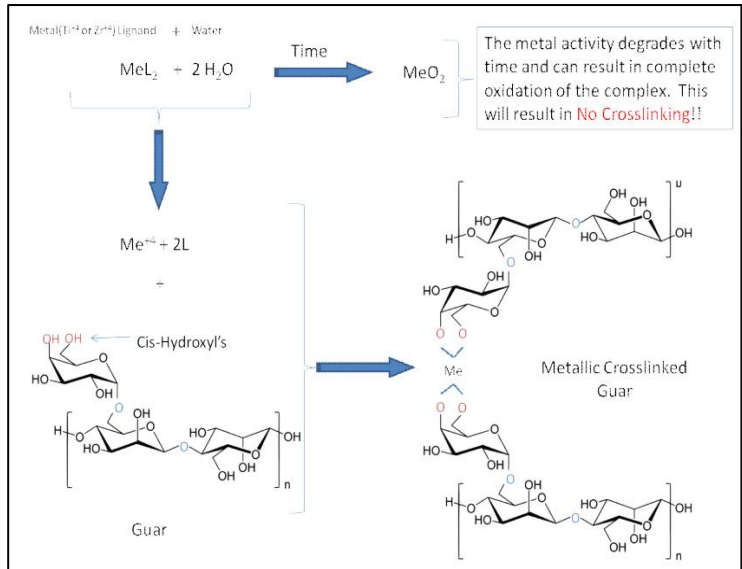
lainnya. Borate dapat bekerja secara optimum pada pH 10.5. Penggunaan beberapa polimer yang memiliki *cis-hydroxyl* dapat mengalami *crosslinked* dengan *borate*, termasuk guar dan semua turunannya dan CMHEC.

D. *Titanium* dan *zirconium*

Titanium dan *zirconium crosslinkers* dibuat dalam bentuk metal *ligand* atau *chelant* menggunakan beberapa *complexing agents* termasuk TEA (*Triethanol Amine*), LA (*Lactic Acid*) dan AA (*Acetylactone*). Ketika *chelant* terkena air, maka logam tersebut menjadi aktif dan *crosslinking* dapat terjadi. Sekali terkena air maka ion logam mulai teroksidasi dan apabila hilang maka tidak akan aktif kembali. *Titanium* dan *zirconium* dibuat dengan pH sekitar 3.5 hingga 10.5 dan temperature di atas 350°F .

Adapun kekurangan dari *metallic crosslinked* antara lain :

- *Mettalic crosslink* memiliki ikatan kovalen yang kuat, sehingga rentan terhadap *shear rate* yang tinggi.
- Bahan metal lebih lama untuk bereaksi dengan polimer sehingga terjadinya *crosslink* akan terhambat.
- Residu yang dihasilkan *mettalic crosslink* lebih besar dibandingkan borate *crosslink*. Sehingga terjadinya kerusakan pada *proppant* juga lebih besar.



Gambar 2. Mekanisme *Crosslinking* untuk *Mettalic Crosslinkers* Terhadap Guar

E. Breakers

Penambahan *breakers* berfungsi untuk mengurangi viskositas dan memungkinkan untuk terjadinya *cleanup* pada *proppant* pack. Penggunaan *breakers* yang tidak tepat dapat menyebabkan kerusakan pada *proppant* pack dan menurunkan *productivity index*.

F. Oxidizer

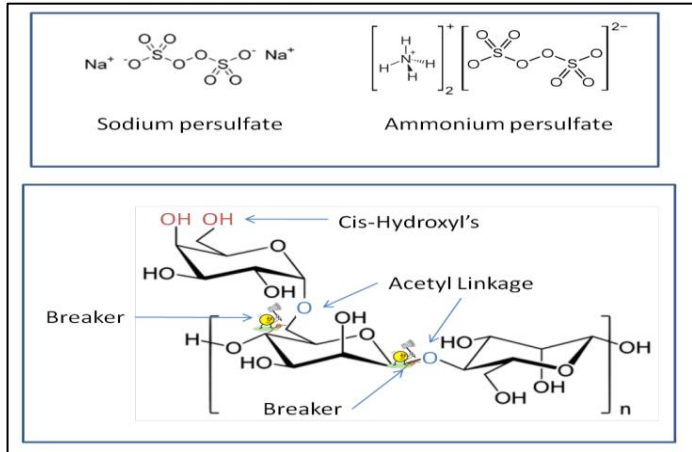
Oxidizer breakers terdiri dari *Ammonium persulfate*, *sodium persulfate*, *calcium* dan *magnesium peroxides*. *Ammonium persulfate* dan *Sodium persulfate* merupakan *oxidizer* kuat yang terbentuk dari radikal bebas. Ketika temperature lebih dari 125°F. Radikal bebas ini dapat memecah polimer menjadi gula penyusunnya dan apabila residu tersebut tertinggal di dalam rekahan maka dapat menyebabkan kerusakan konduktivitas.

Calcium dan *magnesium peroxide* melepaskan oksigen ketika bertemu dengan air. Terjadinya *breaking* tergantung dari banyaknya *peroxide* di dalam air. *Calcium* dan *magnesium peroxide* tidak dipengaruhi oleh temperature sebanyak *persulfate* dan digunakan untuk temperature yang rendah.

G. Acids

Sama seperti *oxidizing breakers*, asam seperti HCl dan asam asetat dapat memecah gel. Namun,

penggunaan asam ini dapat menyebabkan sebagian besar bahan tidak larut dan membentuk endapan.

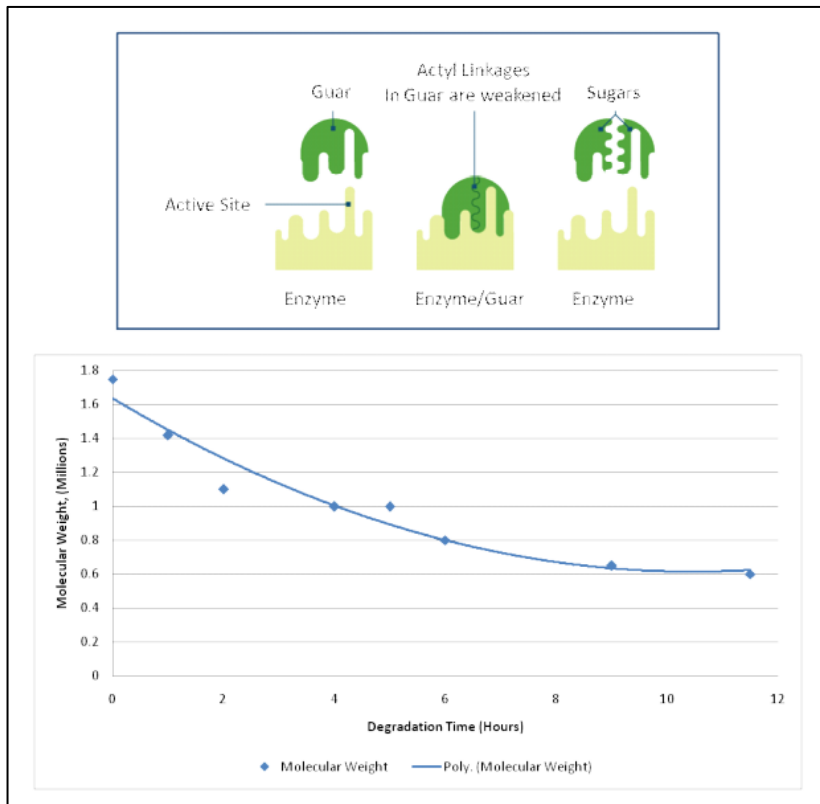


Gambar 3. Reaksi *Breakers* Terhadap Guar

H. Enzymes

Enzim merupakan protein yang berlaku sebagai katalis *organic* dalam suatu reaksi kimia. Jenis enzim yang digunakan sebagai *breakers* meliputi *hemicellulase*, *cellulose*, *amylase* dan *pectinase*. Enzim-enzim tersebut rentan terhadap degradasi termal dan denaturasi jika terkena pH yang sangat tinggi atau sangat rendah sehingga terbatas pada

suhu di bawah 150°F. **Gambar 4** menunjukkan bagaimana cara enzim bekerja dan terjadinya degradasi berat molekul HPG terhadap *Hemicellulase*.



Gambar 4. Degradasi Guar Terhadap *Hemicellulase*

I. Viscosity stabilizer

Additif ini digunakan untuk menjaga penurunan viskositas pada fluida pererah pada temperature tinggi untuk waktu yang lama diatas 200°F. *Viscosity stabilizer* yang umumnya digunakan ialah *Methanol* dan *Natrium Thiosulfat* ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$). *Ethanol* berbahaya karena mudah terbakar dan di mana dipakai 5 – 10 % volume. *Sodium Thiosulfate* dipakai sebanyak 20 lb/1.000 gal dan lebih efektif dan diperkirakan bekerja dengan mengikat oksigen.

J. *Fluid loss additive*

Berfungsi untuk memperkecil *fluid loss*. Material yang umum dipakai sebagai aditif adalah: pasir 100-Mesh, *adomite regain (corn starch)*, *calcium carbonate* dilapisi dengan *oil-soluble surfactant*, *silica fluor (325-mesh)*, *nonswelling clay*, *talc*, *guar gum*, dan Diesel 5% dengan surfactant. Mekanismenya dengan membuat lapisan filter *cake* pada dinding rekahan sehingga meminimalisir penetrasi pada pori batuan.

K. *Surfactant*

Additive ini bekerja dengan menyerap dua permukaan antara fluida yang tidak bercampur. *Surfactant* mempunyai dua sisi di mana satu sisi menghadap ke fluida pertama dan sisi yang lain menghadap ke fluida kedua sehingga antara kedua fluida tersebut dapat bercampur. Penggunaannya antara lain pada pembentukan *foam*. Selain itu surfactant dapat mempermudah menghilangkan air dari permukaan formasi, mencegah terbentuknya emulsi dan mempermudah terjadinya rekahan. Selain itu juga dapat mengubah sudut kontak *leak-off fluid* ke pori-pori yang mengubah *wetabilitas fluida* terhadap formasi.

L. *Buffer*

Aditif jenis ini dapat digunakan untuk mengontrol pH sehingga *dispersion*, *hydration* dan *crosslinking* dapat direkayasa. Penggunaan *buffer* dapat mengurangi friksi di dalam *tubing* karena beberapa *buffer* dapat menghambat terjadinya

crosslinking untuk sementara waktu. Asam atau alkali dapat mengubah pH, sehingga ditambahkan *buffer* untuk menjaga pH agar tetap konstan. Agar pH harus tetap normal yaitu berkisar 9 ditambahkan pencampuran dengan basa seperti NaOH, NH₄OH, *Na-acetat* (Asam Asetat), *Natrium Carbonat* atau Asam Fumaric (C₄H₄O₄) dan Asam Sulfamic (HSO₃NH₂).

M. *Radioactive tracers*

Zat radioaktif (*Radioactive Tracers*) adalah bahan additif radioaktif yang ditambahkan agar zona rekahan dapat ditentukan dengan gamma-ray log. Zat radioaktif yang ditambahkan adalah Antimon, Iridium, dan *Scandium* (0.5 – 1.0 millicuries / 1.000 lb *proppant*).

N. *Biocides / Bactericides*

Berfungsi untuk membunuh bakteri yang dapat merusak ikatan polimernya dan mengurangi viskositasnya. Contoh biocide *glutaraldehyde*, dan DBNPA, *isothiazolone*, *chloropenates*, dan

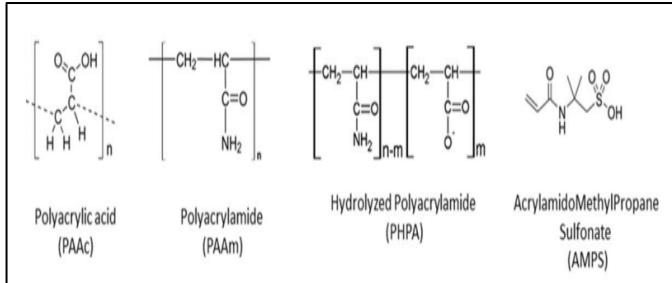
quaternary amines. Penggunaan biocide dicampurkan dengan air yang belum dicampur polymer, karena enzim yang dihasilkan oleh bakteri (walaupun bakterinya sudah mati) bisa memecahkan *polymer*. Bila minyak sebagai fluida dasar (*oil base*), maka *bactericides* tidak perlu dipakai lagi.

O. Gel stabilizer

Berfungsi untuk menjaga fluida agar tidak terjadi degradasi gel karena suhu reservoir yang tinggi dan juga untuk meminimalisir efek *high shear* pada *tubing*. Biasanya dalam fluida ditambahkan maka 5% methanol atau isopropanol.

P. Friction reducers

Friction reducers ditambahkan ke dalam air untuk menghasilkan slickwater. Fungsinya untuk mengurangi friksi ketika *fracturing fluid* di pompakan ke dalam sumur.



Gambar 5. Struktur Kimia dari Berbagai Jenis Friction Reducers

- PAAc
PAAc merupakan polimer dari *acrylic acid* dengan berat molekul sintesis tinggi dan tidak beracun. Material tersebut berbentuk padatan putih atau sebagai disperse aktif 50% dalam mineral oil yang membuatnya mudah larut dalam air. Molekul-molekul tersebut sangat sensitif terhadap kation seperti Ca, Mg, Fe dan akan mudah mengendap jika menggunakan air keras.
- *Polyacrylamide* (PAAm)
PAAm merupakan bagian dari *acrylamide*. Padatan PAAm lebih lambat untuk mengidrasasi

dibandingkan PAAc, tetapi sedikit sensitive terhadap kation. Polimer PAAm cukup sulit untuk dipecahkan dan jika menggunakan gel 15% HCl akan merusak batuan reservoir dan *proppant pack* saat digunakan.

- *Partially Hydrolyzed Polyacrylamide* (PHPA)
PHPA dibuat dengan mereaksikan sodium *acrylate* dengan *acrylamide* dan sekitar 30% *acrylamide* terbentuk dalam *hydrolyzed*. PHPA dapat meningkatkan kelarutan di dalam air yang membuat polimer lebih cocok dengan mineral kationik.
- *AcrylamidoMethylPropane Sulfonate* (AMPS)
Dilihat dari struktur kimianya, AMPS sedikit lebih mudah mengendap pada mineral garam kationik yang terdapat pada air keras atau temperature tinggi. AMPS juga stabil apabila digunakan pada berbagai harga pH, seperti pada cairan yang mengandung CO₂. Sulfonate pada polimer juga dapat berfungsi sebagai *scale inhibitor*.

Q. Clay stabilizers

Clay pada formasi batupasir seperti kaolinite, illite, dan chlorite atau smectite dapat menjadi masalah dalam produksi. *Clay stabilizer* digunakan untuk mencegah menyebarnya clay dengan memberikan sifat *cationic* untuk mencegah perpindahan ion dan digunakan untuk mencegah pembengkakan *clay*. *Clay stabilizers* yang dipakai adalah KCl, NH₄Cl, CaCl₂, *Zirconium Chloride*, *Polyamines*, dan *Polymeric Hydroxyaluminium*.

R. Crosslinker control agents

Additive ini bertujuan untuk mengontrol waktu *crosslink*. Untuk menghambat terjadinya *crosslink* digunakan *Acetinate* yang dilarutkan. Untuk temperatur rendah, waktu *crosslink* malah akan dipercepat. Atau campuran keduanya untuk mengontrol waktu *crosslink*.

S. Iron control agents

Sama seperti pada pengasaman, ion Fe³⁺ harus dicegah karena dapat menimbulkan pengendapan.

Material yang digunakan dari additives ini antara lain Citric Acid dan EDTA, atau Acetic dengan Citric, Crythrobic, dan lain-lain.

T. *Paraffin control*

Dapat digunakan parafin dispersant atau dipanaskan untuk mencegah terjadinya pengendapan parafin di *tubing*. Bisa juga digunakan kombinasi *paraffin inhibitor* dan *dispersant*.

U. *Scale inhibitors*

Scale inhibitor digunakan untuk meminimalkan terjadinya endapan *scale* sebagai akibat terjadinya reaksi antara fluida pererah dengan fluida formasi. Terjadinya endapan *scale* akan merusak / menurunkan permeabilitas batuan reservoir. *Scale inhibitor* yang biasanya digunakan adalah *Phosponate* atau *Acrylate*.

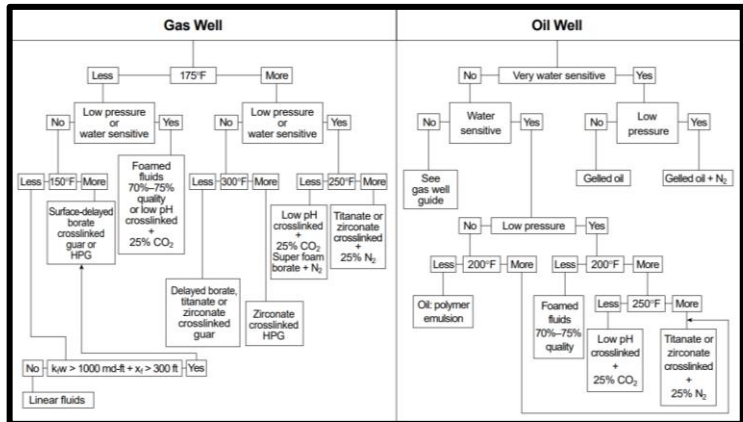
V. *Extenders, clean-up dan energizing agents*

Biasanya berupa nitrogen, karbon dioksida, alkohol, atau EGMBE (mutual solvent). Zat tersebut digunakan untuk mempermudah produksi setelah perekahan selesai dilaksanakan, terutama bila tekanan dasar sumur kecil. Energi yang ada akan lebih cepat dalam mengeluarkan kembali sisa material untuk perekahan tersebut sehingga tidak menyebabkan terjadinya *formation damage*. Selain itu, gas tersebut akan mengurangi terjadinya *fluid loss*. Mutual solvent dapat mempermudah aliran fase minyak dari formasi.

I. Pemilihan fluida perekahan

Fluida perekah perlu ditentukan secara tepat untuk mendapatkan hasil rekahan yang optimal. Untuk menentukan pilihan dalam penggunaan fluida perekah ini harus diperhatikan beberapa kriteria, yaitu sifat formasi, ada tidaknya parafin (asphaltene), tekanan dan temperatur reservoir, fluida formasi, proses pembersihan, *leak-off*, keekonomian dan pengalaman masa lalu sukses atau tidak.

Gambar 6 merupakan arahan yang diberikan oleh *Economides* mengenai pemilihan fluida *fracturing* yaitu berdasarkan temperatur formasi, sensitifitas terhadap air, permeabilitas, tekanan reservoir, dan tinggi rekahan.



Gambar 6. Pedoman Pemilihan Fluida Perekah (Economides & Nolte, 2000)

Berdasarkan Gambar diatas untuk sumur minyak yang tidak sensitif air maka untuk pemilihan fluidanya dapat melihat petunjuk sumur gas.

Untuk formasi cukup sensitif terhadap air, bertekanan tinggi, dengan suhu < 200 °F maka disarankan menggunakan fluida berbahan dasar air dengan tambahan aditif *polymer*. Untuk formasi cukup sensitif terhadap air, bertekanan tinggi, dengan suhu >200 °F disarankan

menggunakan *fluida titanate* atau *zirconate crosslinked* + 25% N₂.

Untuk formasi yang cukup sensitif terhadap air, dengan tekanan rendah, dan temperature < 200 °F disarankan menggunakan fluida berjenis *foamed* dengan konsentrasi foamed sebesar 70-75%. Untuk formasi yang cukup sensitif terhadap air, dengan tekanan rendah, memiliki suhu 200 °F < T < 250 °F disarankan menggunakan *low pH crosslinked*. Untuk formasi yang cukup sensitif terhadap air, dengan tekanan rendah dan memiliki temperature > 250 °F disarankan menggunakan fluida titanate atau zirconate crosslinked + 25% N₂.

Untuk formasi yang sangat sensitif terhadap air (*shale*) dengan tekanan formasi rendah disarankan menggunakan fluida berjenis *gelled oil* + N₂. Sedangkan, apabila tekanan formasi besar disarankan menggunakan *gelled oil*.

1.1. Jenis batuan

Hal pertama yang perlu dipertimbangkan adalah sifat kimia dan sifat fisik dari batuan sebelum dilakukan perekahan dan bagaimana hal tersebut mempengaruhi pemilihan fluida perekah. Fluida perekah dipilih agar















tidak menimbulkan kerusakan formasi. Pada batuan limestone, dolomite atau jenis karbonat yang lain dengan sifat kelarutan yang tinggi, dipilih fluida dengan kandungan asam. Pada batupasir *water* atau *oil base fluids* lebih umum digunakan. Oil base fluid direkomendasikan untuk menanggulangi penurunan permeabilitas dari pengaruh *clay* yang sensitif terhadap air.

1.2. Mekanika batuan

Pemilihan fluida pererah juga didasarkan pada analisisa *brittleness index* dimana semakin tinggi nilai *brittleness index* maka fluida pererah yang dibutuhkan memiliki viskositas yang kecil, begitu juga sebaliknya pada formasi yang bersifat *ductile* maka dibutuhkan fluida pererah dengan viskositas yang tinggi. Pada persentase *brilltleness* 70% terlihat bahwa rekahan yang terbentuk semakin *complex* menyerupai akar, berbeda dengan persentase *brittleness* sebesar 10% rekahan yang terbentuk tidak *complex* hal ini disebabkan karena batuan tersebut *ductile*.

Pada Gambar 7 dapat dilihat kriteria pemilihan fluida pererah berdasarkan persentase *brittleness*. Pada

gambar dapat dilihat konsentrasi *proppant*, volume fluida, volume *proppant*, serta rekahan yang terbentuk.

Brittleness	Fluid System	Fracture Geometry	Fracture Width Closure Profile	Proppant Concentration	Fluid Volume	Proppant Volume
70%	Slick Water			Low	High	Low
60%	Slick Water					
50%	Hybrid					
40%	Linear					
30%	Foam					
20%	X-Linked					
10%	X-Linked			High	Low	High

Gambar 7 Pemilihan Fluida Perekah Berdasarkan *Brittleness Index* (Rickman, et al., 2008)

1.3. *Bottom hole temperature* dan tekanan

Bottom hole temperature harus dipertimbangkan dalam pemilihan fluida perekah dan pada seleksi jenis dan konsentrasi aditif. Dengan semakin meningkatnya temperatur akan meningkatkan jumlah dari cairan, maka *friction loss control aditif* ditambahkan pada bahan dasar

minyak, dan dengan menurunnya temperatur akan menurunkan viskositas.

Tekanan juga perlu dipertimbangkan dimana akan mempengaruhi viskositas dan densitas fluida perekah hal. Pada sumur dengan tekanan formasi rendah, yang perlu diperhatikan adalah fluida perekah yang mudah dikeluarkan kembali setelah operasi perekahan selesai.

1.4. Fluida formasi

Pemilihan fluida perekah dipilih yang sesuai dengan fluida formasinya. Jika formasi mengandung minyak berat dan *asphalt* atau *parafinic*, maka lebih aman jika menggunakan fluida peretak bahan dasar air. Selain hal diatas pemilihan fluida perekah perlu dipertimbangkan untuk jenis reservoinya, reservoir gas atau reservoir minyak.

1.5. Leak-off

Fluida yang hilang ke formasi juga harus diminimalisir, karena hal tersebut dapat menurunkan efisiensi penggunaan fluida perekah. Adanya endapan *filter cake* dapat memastikan bahwa mayoritas fluida yang hilang ke formasi adalah filtrat fluida dan bukan fluida perekah.

Residu fluida peretakan dapat menyumbat formasi yang menghambat aliran fluida untuk diproduksi.

1.6. Ekonomis

Keekonomisan tidak hanya ditentukan dari uang yang perlu dikeluarkan dalam operasi peretakan saja, namun juga perlu mempertimbangkan kemampuan fluida tersebut untuk meningkatkan produksi setelah peretakan.

Proppant

Proppant merupakan material padat yang berfungsi sebagai pengganjal untuk menjaga rekahan yang terbentuk tetap terbuka selama dan setelah operasi *hydraulic fracturing* dan tidak menutup kembali akibat *closure pressure* ketika pemompaan dihentikan. Apabila *proppant* mengalami stress melebihi kekuatannya maka terjadi crushing yang akan mengurangi aliran pada saat diproduksi.

Dalam pemilihan jenis *proppant* akan menentukan hasil konduktivitas rekahannya. Kesalahan pada pemilihan *proppant* dapat mempengaruhi tingkat kesuksesan dari operasi *hydraulic fracturing*.

1.1. Sifat fisik *proppant*

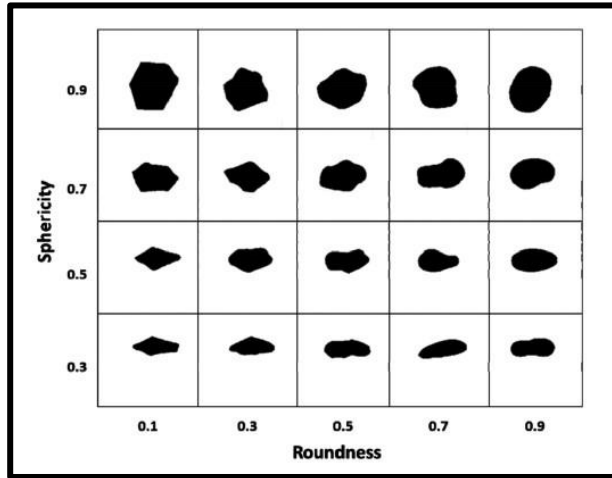
Keberhasilan meningkatkan produksi dari sumur sangat bergantung pada *proppant* yang ditempatkan dalam rekahan. Oleh sebab itu, perlu dipilih *proppant* dengan karakteristik tertentu sehingga dapat meningkatkan produktivitas setelah operasi perekahan hidrolik dilakukan.

Untuk mengetahui kelakuan *proppant* untuk digunakan pada kondisi tertentu, maka harus diketahui sifat fisik dari *proppant* sebelum mengambil keputusan. Sifat fisik yang umum dari *proppant* antara lain adalah :

A. *Roundness* dan *Sphericity*

Bentuk butiran *proppant* (*proppant grain shape*) ditentukan oleh *roundness* (halusnya permukaan) dan *sphericity* (bulatnya butiran). *Roundness* adalah ukuran dari seberapa mulus suatu *proppant* (tidak bersudut) sedangkan *sphericity* adalah ukuran bentuk *proppant* menyerupai bola. *Roundness* dan *sphericity* ditentukan oleh skala Krumbein. American Petroleum Institute (API) merekomendasikan R dan S untuk *Krumbein Shape Factor* diambil

minimum 0.6 untuk pasir alamiah dan 0.7 untuk pasir industri (buatan).



Gambar 8. Bentuk Visual *Roundness* dan *Sphericity*
(Liang, Sayed, Al-Muntasheri, & Chang, 2016)

B. *Specific gravity*

Specific gravity adalah pengukuran terhadap densitas absolut dari setiap *proppant* dibagi dengan densitas absolut air. API merekomendasikan *specific gravity* maksimal 2.65 untuk pasir reguler.

C. *Bulk density*

Bulk density adalah perbandingan volume massa *proppant* dengan air. Satuan bulk density adalah lb/ft³ atau gr/cc. API merekomendasikan untuk *bulk density Proppant* adalah 105 lb/ft³.

D. *Acid solubility*

Acid solubility menunjukkan hubungan kestabilan *proppant* dalam asam. Bisa juga berarti kecenderungan *proppant* untuk larut dalam air garam yang panas. *Acid solubility* diukur dalam 12% asam HCl atau 3% asam HF. *Acid solubility* diukur berdasarkan persentase berat. API merekomendasikan *acid solubility* maksimum adalah 2% untuk *proppant* yang lebih besar mulai dari 30/50 mesh ke atas dan 3% untuk *proppant* lebih kecil mulai dari 40/70 mesh ke bawah.

E. *Silt*

Ukuran ini menunjukkan keberadaan *silt, clay* atau material lain. *Proppant* harus dicuci lebih dahulu sehingga tidak terdapat silt dan

material-material lain. Standard API maksimum untuk *proppant* adalah 250 FTU (*Formazin Turbidity Units*).

F. Crush resistance

Crush resistance berhubungan dengan kekuatan *proppant* dan diukur dari material yang dihancurkan oleh suatu tekanan. Sifat ini dinyatakan dalam persentase butir yang masih baik.

G. Ukuran

Ukuran *proppant* dinyatakan dalam ukuran mesh. Salah satu contoh ukuran mesh adalah 10/20. Angka ini berarti *proppant* tersebut lolos pada mesh ukuran 10 namun tersaring pada ukuran 20. Dari hal ini dapat disimpulkan bahwa semakin besar ukuran mesh pada *proppant* maka semakin kecil ukuran *proppant* tersebut. Beberapa contoh ukuran *proppant* dapat dilihat pada Gambar III.24.

US Sieve Size	Tyler Equivalent	Opening	
		mm	in
-	2½ Mesh	6.00	0.312
-	3 Mesh	6.73	0.265
No. 3½	3½ Mesh	5.66	0.233
No. 4	4 Mesh	4.76	0.187
No. 5	5 Mesh	4.00	0.157
No. 6	6 Mesh	3.36	0.132
No. 7	7 Mesh	2.83	0.111
No. 8	8 Mesh	2.38	0.0937
No. 10	9 Mesh	2.00	0.0787
No. 12	10 Mesh	1.68	0.0661
No. 14	12 Mesh	1.41	0.0555
No. 16	14 Mesh	1.19	0.0469
No. 18	16 Mesh	1.00	0.0394
No. 20	20 Mesh	0.841	0.0331
No. 25	24 Mesh	0.707	0.0278
No. 30	28 Mesh	0.599	0.0234
No. 35	32 Mesh	0.500	0.0197
No. 40	35 Mesh	0.420	0.0165
No. 45	42 Mesh	0.354	0.0139
No. 50	48 Mesh	0.297	0.0117
No. 60	60 Mesh	0.250	0.0098
No. 70	65 Mesh	0.210	0.0083
No. 80	80 Mesh	0.177	0.0070
No. 100	100 Mesh	0.149	0.0059
No. 120	115 Mesh	0.125	0.0049
No. 140	150 Mesh	0.105	0.0041
No. 170	170 Mesh	0.088	0.0035
No. 200	200 Mesh	0.074	0.0029
No. 230	250 Mesh	0.063	0.0025
No. 270	270 Mesh	0.052	0.0021
No. 325	325 Mesh	0.044	0.0017
No. 400	400 Mesh	0.037	0.0015

20/
40

Avg. particle
 80/140–0.005 ft
 40/70–0.0125 ft
 20/40–0.025 ft
 16/30–0.035 ft
 16/20–0.04 ft
 12/20–0.05 ft

**Gambar 9. Ukuran Mesh Proppant
(Montgomery & Smith, 2015)**

1.2. Jenis proppant

Proppant memiliki banyak jenis, hal tersebut menyesuaikan dengan media formasi yang akan diimplementasikan oleh *proppant* itu sendiri. Pada pemilihan bahan *proppant* diperlukan pentingnya

mengetahui spesifikasi dan sifat fisik dari *proppant* yang akan digunakan. *Proppant* dibagi menjadi beberapa jenis berdasarkan material penyusunnya, yaitu pasir alami, pasir berlapis resin (*Resin Coated Sand*), dan *proppant* keramik (*Ceramic Proppant*).

A. Pasir alami

Pasir adalah *proppant* berkekuatan paling rendah, banyak tersedia dan harganya murah. Pasir dapat menangani *closure pressure* (tekanan penutupan rekahan) sampai 6000 psi. Dua jenis pasir yang sering digunakan dalam operasional *hydraulic fracturing* dikenal sebagai pasir Ottawa dan Brady.

Pasir Ottawa dikenal juga dengan sebutan *Northern Sand*, *White Sand*, atau Jordan. *Proppant* tipe pasir Ottawa ini merupakan *proppant* pasir dengan kualitas tinggi, berwarna putih dengan butiran *monocrystalline*, *roundness* dan *sphericity* yang baik, kadar quartz tinggi, dan kelarutan yang rendah dalam asam. Sebaliknya, tipe pasir Brady disebut juga sebagai brown sand atau

“*Hickory Sand*” karena mempunyai warna coklat dan secara harga lebih murah daripada pasir Ottawa karena banyak mengandung impurities, dan mempunyai lebih banyak bentuk angular bila dibandingkan dengan pasir Ottawa. Jenis *proppant* ini yang menjadi spesifikasi minimum yang digunakan pada operasi perekahan. *Specific gravity* dari dua pasir diatas rata-rata berharga 2.65.

B. Pasir berlapis resin (*resin coated sand*)

Arena pasir yang memiliki sifat brittle maka *proppant* dilapisi oleh resin coating untuk meningkatkan kekuatan *proppant*. Lapisan resin akan membuat pasir memiliki permukaan yang lebih rata (tidak tajam) yang membantu mendistribusikan tekanan. *Resin coated sand* memiliki harga SG sebesar 2.55 dan closure stress hingga 8.000 psi,

Kelebihan dari *proppant* ini adalah memiliki konduktivitas yang lebih tinggi dari pasir konvensional, lebih kuat, lebih baik dalam menahan temperatur, kemampuannya yang

apabila hancur tidak menghasilkan butir pecahan, karena penggunaan resin tersebut yang akan “mengikat” butiran tersebut yang mencegah *proppant* mengalir balik (*flow back*) selama produksi. Kelemahan dari *proppant* jenis ini ialah pada tekanan yang tinggi dapat menghasilkan permeabilitas yang rendah karena pori-pori yang seharusnya berhubungan tertutup oleh resin antar butir yang bergabung.

Proppant jenis ini dipompakan pada bagian belakang, setelah treatment sumur akan ditutup agar resin dapat mengikat partikel *proppant* dan terkompaksi. *Proppant* ini sendiri terbagi menjadi dua jenis, yaitu :

1. *Pre-cured resins*, merupakan proses manufaktur dengan cara pembakaran dari *proppant* sehingga membentuk inert film, dengan tujuan untuk meningkatkan kemampuan *proppant* pada tingkat stress yang lebih tinggi. Mengurangi kerusakan karena *brittle* (mudah pecah), resin dapat menahan pasir yang hancur (sehingga fines

sedikit), dan *Proppant abrasiveness* (kekasaran) berkurang.

2. *Curable resins, proppant* ini digunakan untuk menyempurnakan kestabilan efek pengganjalan. Sehingga *proppant* ini diinjeksikan dibagian belakang (mengikuti *slurry proppant*) untuk mencegah *proppant* mengalir balik ke sumur (*proppant flow back*) yang dekat dengan lubang sumur. Setelah berhenti, *proppant* akan membentuk massa yang terkonsolidasi dengan daya tahan yang lebih besar.

C. Keramik

Proppant jenis ini merupakan *proppant* buatan yang difungsikan untuk dapat menahan stress batuan yang tinggi. *Proppant* jenis ini terbuat dari bijih alumina yang dikeringkan dan dibakar untuk menghasilkan struktur kristalin yang kuat. *Proppant* jenis ini dapat digunakan

untuk perekahan dengan kedalaman lebih dari 10.000 ft.

Proppant jenis ini dibagi menjadi tiga golongan sebagai berikut :

1. Keramik berdensitas rendah (*low density ceramic*), memiliki berat jenis hampir sama dengan pasir ($SG = 2.72$), memiliki kemampuan untuk menahan tekanan penutupan (*clossure pressure*) dari 6.000 psi hingga 10.000 psi.
2. Keramik berdensitas sedang (*intermediate density ceramic*), memiliki *specific gravity* antara 2.9 – 3.3. *Proppant* jenis ini memiliki kemampuan untuk menahan tekanan penutupan (*clossure pressure*) dari 8.000 psi hingga 12.000 psi. Seperti *high strength proppant*, *proppant* jenis ini memiliki tingkat kebulatan dan kehalusan yang cukup baik.
3. Keramik berdensitas tinggi (*high density ceramic*), merupakan *proppant* yang

memiliki kekuatan tinggi dalam menahan closure stress. *Proppant* jenis ini mengandung *corundum*, *sintered bauxit* dan *zirconium oksida*, dimana closure stress-nya melebihi 10000 psi dan memiliki harga *specific gravity* sebesar 3.4 atau lebih. Karena biayanya yang mahal, maka penggunaan *proppant* jenis ini terbatas pada sumur yang memiliki *closure stress* yang tinggi.

1.3. Pengaruh *proppant* terhadap konduktivitas rekahan

Proppant yang baik dan sesuai dengan karakteristik formasi akan dapat membentuk konduktivitas rekahan tetap tinggi setelah operasi perekahan. Faktor-faktor yang mempengaruhi nilai konduktivitas suatu rekahan adalah.

I. Closure stress

Setelah rekahan telah terbentuk, tekanan formasi akan cenderung untuk menutup kembali rekahan tersebut. Tekanan ini disebut sebagai *closure stress*. *Closure stress* ini diteruskan oleh formasi ke *proppant* yang dapat menyebabkan *proppant* memadat dan hancur (*crushing*), mengurangi ukuran *proppant*, dan menambah *surface area proppant*, yang menyebabkan menurunnya permeabilitas rekahan tersebut. *Closure stress* adalah *gradient* rekahan dikalikan dengan kedalaman.

II. *Crush resistance*

Crush resistance merupakan besaran yang menggambarkan kemampuan *proppant* dalam menahan beban setelah operasi perekahan. *Proppant* yang sesuai dengan *closure stress* dapat menjaga rekahan yang telah terbentuk dari proses perekahan.

III. Konsentrasi *proppant*

Konsentrasi (densitas *proppant*) didefinisikan sebagai jumlah *proppant* per unit luas rekahan, atau *pound proppant* per luas (lb/ft²). Konduktivitas rekahan umumnya akan meningkat dengan naiknya konsentrasi *proppant*.

IV. Ukuran *proppant*

Ukuran *proppant* penting untuk kesuksesan *hydraulic fracturing* karena konduktivitas merupakan fungsi dari ukuran *proppant* yang digunakan. Jika diameter perforasi tidak sesuai dengan ukuran *proppant* maka akan terjadi *bridging*.

Ukuran *Proppant* mempunyai pengaruh pada pemadatan pada tekanan tinggi, tetapi di atas 4000-5000 psig akan berbalik pengaruhnya. Hal ini disebabkan oleh hancurnya partikel (*crushed*) sehingga perbedaan konduktivitas menurun.

V. *Roundness* dan *sphericity*

Bentuk butiran *proppant* (*proppant* gain shape) ditentukan oleh *roundness* (halusnya

permukaan) dan *sphericity* (bulatnya butiran) yang mempengaruhi kekompakan butiran *proppant*. Semakin bulat dan halus maka akan menghasilkan konduktivitas yang lebih baik. Karena stress permukaan akan merata pada bentuk yang bulat, halus, maka pada harga stress tinggi, makin halus/bulat, maka makin tahan tekanan, sehingga konduktivitas akan tetap tinggi.

VI. *Embedment*

Embedment terjadi ketika *proppant* melesek masuk ke formasi, dan akan mengurangi konduktivitas rekahan. Selain itu, juga menyebabkan *finer* terbentuk dari pecahan formasi. *Embedment* adalah fungsi dari kekuatan *proppant* maupun kekerasan formasi. Formasi lunak dengan *proppant* yang sangat keras akan jelek pengaruhnya. Dalam program komputer biasanya untuk standar *proppant* di formasi 2 lb/ft² maka *embedment* dianggap 0,2 lb/ft² = ½ diameter kadar butiran disetiap sisi rekahan.

VII. Kualitas *Proppant*

Kualitas *proppant* buruk apabila terdapat banyak impuritis. Adanya *carbonate*, *feldspar*, atau oksida besi pada *proppant* akan berdampak pada konduktivitas rekahan yang akan berkurang karena kemampuan *proppant* yang berkurang juga.

VIII. Pengaruh lingkungan

Stress formasi dapat menyebabkan hancur/pecahnya *proppant* atau erosi formasinya sendiri karena bergesekan dengan *proppant*. *Embedment* juga dapat menimbulkan stress. Selain itu ada juga pelarutan silika misalnya pada glass bead. Juga untuk jangka waktu yang panjang, permeabilitas rekahan dapat menurun, baik karena waktu atau temperatur. Kenaikan stress pada *proppant* dengan waktu karena tekanan reservoir yang turun akibat produksi fluida hidrokarbon, dapat menyebabkan menurunnya konduktivitas rekahan.

1.4. Pemilihan *proppant*

Penentuan *proppant* ditentukan berdasarkan beberapa faktor, yaitu kemampuan *proppant* tersebut untuk dapat menahan closure pressure dari formasi, ukuran *proppant* untuk dapat memasuki rekahan, serta kenaikan konduktifitas apabila digunakan jenis *proppant* tersebut.

Bila *proppant* mengalami stress yang melewati batas kemampuan untuk menahan tekanan maka *proppant* akan mengalami hancur, menyebabkan konduktifitas rekahan yang terbentuk menurun yang berpengaruh terhadap hasil pekerjaan perekahan hidraulik. Sifat ini dinyatakan dalam persentase butir yang masih baik. Tabel III-4 menunjukkan standard API maksimum closure pressure yang diijinkan.

**Tabel I Batas Beban Maksimum *Proppant*
Berdasarkan Ukuran
(Economides & Martin, 2007)**

<i>Proppant</i>	<i>Mesh Size</i>	<i>Stress, psi</i>	<i>%Fines</i>
Ottawa Sand	12/20	3,000	5.4
	20/40	4,000	4.0
	20/40	8,000	14.0
Brady Sand	12/20	3,000	15.5
	20/40	4,000	11.4
	20/40	6,000	15.1
LWC	20/40	8,000	6.0
ISP	20/40	10,000	6.0
Bauxite	20/40	12,500	6.8

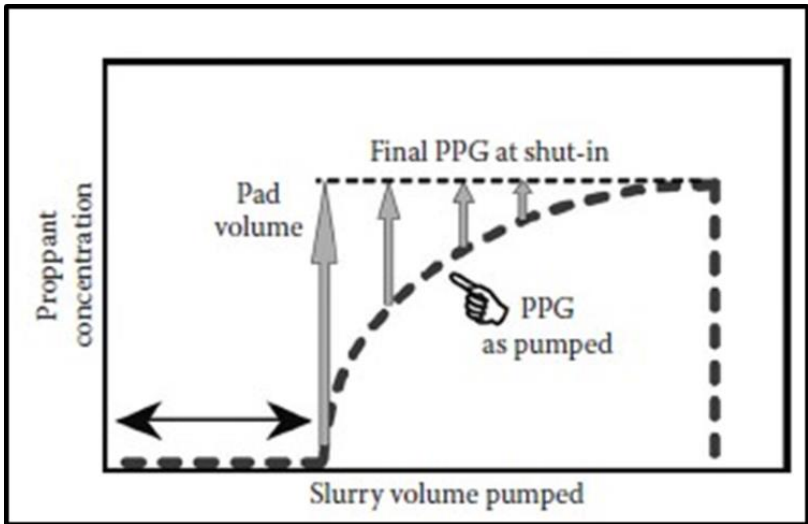
Ukuran *proppant* penting untuk kesuksesan hydraulic fracturing karena ukuran *proppant* akan mempengaruhi ukuran rekahan yang terbentuk. Pada umumnya lebar rekahan harus dua sampai tiga kali diameter *proppant*. Pada Tabel III - 5 menunjukkan spesifikasi beberapa jenis *proppant*

Tabel II Spesifikasi *Proppant* (-, FracCade, 2011)

<i>Proppant</i>	Specific Gravity	Mean Diameter (inch)	Permeabilitas @ 3000 psi (md)
20/40 Jordan Sand	2.65	0.022	227932
20/40 Carbolite	2.74	0.029	434608
20/40 Sintered Bauxite	3.62	0.026	412484

1.5. *Proppant* Schedule

Proppant tidak diinjeksikan secara langsung dan merata pada rekahan, tetapi umumnya diinjeksikan sedikit demi sedikit lalu ditambah konsentrasinya sampai dicapai harga maksimum. Gambar 10 adalah *schedule* pemompaan *proppant* yang optimal, *volume slurry* harus didesain mampu untuk memompakan *proppant* dengan baik setiap tahapnya.



Gambar 10. Proppant Schedule (Montgomery & Smith, 2015)

II. PENGUJIAN *COMPATIBILITY BASED FRACTURING FLUID* DENGAN *ADDITIVE* YANG DIPAKAI

Penambahan *additive* pada fluida pererah dapat mempengaruhi kemampuan kerjanya. *Additive* yang ditambahkan harus disesuaikan dengan formasi itu sendiri karena setiap *additive* akan memberikan pengaruh yang berbeda. Bersamaan dengan itu, Ketika mendesain

fracturing fluid perlu dilakukan pengujian *terhadap* fluida yang dibuat. Pengujian ini dinamakan uji *compatibility*.

Uji *compatibility* ini dilakukan untuk menentukan kemampuan *fracturing fluid* Ketika merekahkan batuan. Adapun parameter yang diujikan dapat meliputi ketahanan fluida perekah terhadap tekanan dan temperature yang tinggi, ada tidaknya residu setelah *gel-breaking*, *proppant-carrying performance*, serta kemampuan *clean-up*.

2.1. Pengujian Residu

Saat ini, *fracturing fluid* yang paling umum digunakan adalah sistem *fracturing fluid* menggunakan guar. Namun, cairan *gel-breaking* nya dapat meninggalkan kandungan residu yang tinggi dan dapat menyebabkan kerusakan pada formasi. Konduktivitas rekahan dapat terpengaruh signifikan dan matriks formasi sekitarnya dapat mengalami kerusakan permanen jika residu yang dihasilkan dari cairan *gel-breaking* tidak dapat dihilangkan dari rekahan pada waktu yang tepat. Untuk mengurangi kerusakan konduktivitas rekahan dan permeabilitas matriks selama proses rekahan, cairan gel-

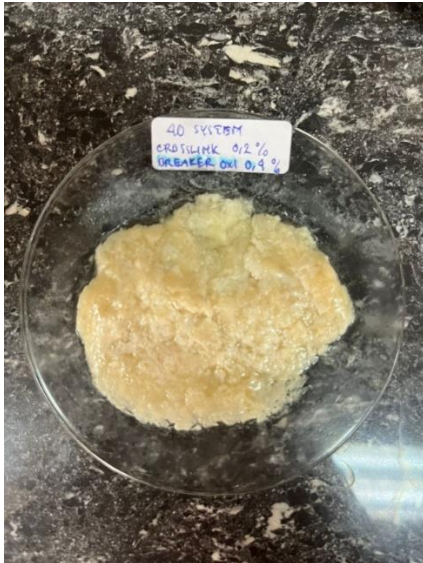
breaking dari fracturing fluid harus selengkap mungkin, dan cairan gel-breaking harus mudah mengalir kembali.

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk mengukur residu. Yang pertama adalah menggunakan centrifuge, yaitu dengan cara ambil sejumlah *fracturing fluid* kedalam termosstatik *waterbath* pada suhu 80°C dan tambahkan breaker. Setelah fluida “*break*” masukkan ke dalam *centrifuge* dan putar dalam kecepatan 3000 r/min selama 30 menit. Pisahkan endapan dan keringkan endapan dalam oven bersuhu 105°C selama 2 jam, kemudian timbang beratnya. Selanjutnya metode kedua yaitu dengan mendiamkan sampel based *Fracturing Fluid* yang sudah *break* selama 24 jam, kemudian mmenyaring dan mengeringkan residunya.

Residu yang telah dikeringkan dihitung dengan persen berat untuk melihat pengaruhnya terhadap *plugging* dan *return permeability*. Setelah pengujian residu Tariq Almubarak, et. Al (2020) juga melakukan pengujian SEM untuk melihat komponen atau mineral apa yang terendapkan.



Pengujian residu dengan *water bath* suhu 80C



Hasil residu basah

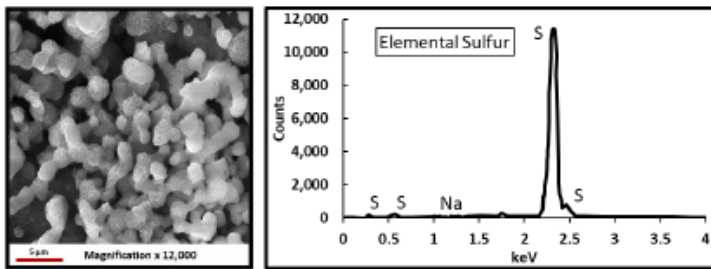


Figure 21. Environmental scanning electron microscope (ESEM) analysis of the precipitation from oxidizer gel breaker interactions in a sour environment for 4 h at 77 °F.

Hasil SEM

2.2. Proppant-Carrying Performance

Fracturing fluid dengan *Proppant-Carrying Performance* yang baik dapat membawa *proppant* ke dalam formasi yang lebih dalam, dan menciptakan rekahan yang panjang. Sebaliknya, *fracturing fluid* yang memiliki *Proppant-Carrying Performance* yang buruk dapat menyebabkan akumulasi *proppant* di dekat lubang sumur yang menyebabkan proses *fracturing* gagal. Umumnya, kecepatan pengendapan digunakan untuk mengevaluasi *Proppant-Carrying Performance*. Ketika *setting rate* alami pasir kurang dari 8×10^{-3} mm/s dalam percobaan suspending pasir statis untuk *fracturing fluid*, maka *suspending performance* pasir sudah cukup. Oleh karena

itu, *fracturing fluid* bersih memiliki *proppant-carrying* yang baik. Di lapangan, ketika *fracturing fluid* mengalir di dalam lubang sumur dan rekahan, setting rate butir keramik yang diukur jauh lebih rendah daripada yang diukur di laboratorium karena shear action (share rate *fracturing fluid* dapat mencapai sekitar 12000 s^{-1} ketika melewati perforasi), yang lebih berguna untuk meningkatkan kapasitas *proppant-carrying* dari *fracturing fluid*.

Langkah percobaan *proppant carrying performance* pertama menyiapkan *fracturing fluid* dengan komposisi 0.3% *thickner*, 0.1% *crosslinker*, dan 1% KCl (% masa), kemudian menyiapkan *proppant* dengan ukuran 20/40 mesh dengan perbandingan 40% *sand ratio (vol ratio)*. Hitung kecepatan pengendapan *proppant* dalam larutan *fracturing fluid*.

DAFTAR PUSTAKA

Altamar, Roderick Perez, and Kurt Marfurt. "Mineralogy-Based Brittleness Prediction from Surface Seismic Data: Application to the Barnett Shale." *Interpretation*, 2014: 255-271.

Bowers, Glenn L. "Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction." *SPE Drilling & Completion*, 1995: 89-95.

Castagna, J. P., M. L. Batzle, and R. L. Eastwood. "Relationships between Compressional-Wave and Shear-Wave Velocities in Elastic Silicate Rocks." *Geophysics* 50, No. 4 (1985): 571-581.

Cinco-Ley, Heber, and Fernando Samaniego-V. "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells." *Society of Petroleum Engineers (Journal of Petroleum Technology)*, 1981: 1749-1766.

- Dzulfaqor, Alwan. *Analisis dan Observasi Metode Artificial Lift di Sumur X PHE TEJ*. Laporan Kerja Praktik, Indonesia: Universitas Pertamina, 2020.
- Eaton, Ben A. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs." *Society of Petroleum Engineers*, 1975: SPE 5544.
- Economides, Michael J., A. Daniel Hill, and Christine Ehlig- Economides. *Petroleum Production System*. New Jersey: Prentice Hall, PTR, 1994.
- Economides, Michael J., and Kenneth G. Nolte. *Reservoir Stimulation*. 3rd. West Sussex: John Wiley & Sons LTD, 2000.
- Economides, Michael J., and Tony Martin. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. Houston, TX: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.
- Fjær, Erling, Rune M. Holt, Per Horsrud, Arne M. Raaen, and Rasmus Risnes. *Petroleum Related Rock*

Mechanics. Kidlington: Elsevier Science Ltd., 2008.

Gaurina-Medimurec, Nediljka, Vladislav Brkić, Matko Topolovec, and Petar Mijić. "Fracturing Fluids and Their Application in the Republic of Croatia." *Applied Sciences*, 2021.

Grieser, B., and J. Bray. *Identification of Production Potential in Unconventional Reservoir*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2007.

Husein, Salahuddin. "CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA." *FIELDTRIP GEOLOGI*. Yogyakarta: UGM, 2016. 7-17.

—. "Perminyakan dan Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Laut, Indonesia." *Program Kursus Geologi Internasional*. Yogyakarta: UGM, 2015. 9-13.

Jin, Xiaochun, Subhash N. Shah, Jean-Claude Roegiers, and Bo Zhang. "An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach for Fracability

- Evaluation in Shale Reservoirs." *Society of Petroleum Engineers*, 2015: 518-526.
- Li, Jing, et al. "Modified Method for Fracability Evaluation of Tight Sandstones Based on Interval Transit Time." *Petroleum Science*, 2020: 477-486.
- Li, S., and C. Purdy. "Maximum Horizontal Stress and Wellbore Stability While Drilling: Modeling and Case Study." *Society of Petroleum Engineers*, 2010: SPE 139280.
- Liang, Feng, Mohammed Sayed, Ghaithan A. Al-Muntasheri, and Frank F. Chang. "A Comprehensive Review on Proppant Technologies." *Petroleum* (Elsevier), no. 2 (2016): 26-39.
- Lyons, William C. *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*. Vol. 1. Houston, TX: Gulf Publishing Company, 1996.
- McGuire, W. J., and V. J. Sikora. "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity." *Society of*

Petroleum Engineers (JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY), October 1960: 72-74.

Montgomery, Carl T., and Michael Berry Smith. *Hydraulic Fracturing*. London: CRC Press, 2015.

Prassl, Wolfgang F., and Dipl. Ing. *Drilling Engineering*. Curtin University Tecnology, 1990.

Priyono, Arya Dwipangestika. "Perencanaan Pengeboran Di Sumur XYZ PHE TEJ Analisa BHE di Sumur XYZ." Laporan Kerja Praktik, Universitas Pertamina, Indonesia, 2019.

Rickman, Rick, et al. "A Practical Use of Shale Petrophysics for stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale." *Society of Petroleum Engineers*, 2008.

Rubiandini, Rudi. *Teknik Operasi Pemboran I*. Bandung: Institut Teknologi Bandung, 2010.

Simpson, Robert W. "Quantifying Anderson's Fault Types." *JOURNAL OF GEOPHYSICAL*

RESEARCH (American Geophysical Union) 102
(August 1997): 17909-17919.

Soliman, M. Y. "Modifications to Production Increase Calculations for a Hydraulically Fractured Well." *Society of Petroleum Engineer*, 1983.

Suwardi. "Evaluasi Hydraulic Fracturing Dalam Rangka Meningkatkan Produktivitas Formasi." *JIK TekMin* 22, no. 2 (2009): 182-191.

Telaumbanua, Jevon Albern, C. Prasetyadi, and Achmad Subandrio . "Geologi dan Studi Lingkungan Pengendapan Formasi Ngrayong Daerah Mulyoagung dan Sekitarnya, Kecamatan Singgahan, Kabupaten Tuban, Provinsi Jawa Timur." *Jurnal Ilmiah Geologi Pangea* 3, no. 1 (Juni 2016): 39-49.

ISBN 978-623-389-126-4



9 786233 891264