



PENGUJIAN LABORATORIUM STATIK DAN DINAMIK FLUIDA PEREKAH (POLIMER) UNTUK OPERASI HYDRAULIC FRACTURING

Dr. Boni Swadesi, ST., MT.
Mia Ferian Helmy, ST., MT.
Dewi Asmorowati, ST., M.Eng.
Susanti Rina Nugraheni, S.T., M.Eng.
Roiduz Zumar, S.T.
Ahmad Azhar Ilyas



**LEMBAGA PENELITIAN DAN PENGABDIAN MASYARAKAT
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA
2021**

Kata Pengantar

Puji syukur kami panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya kepada kami untuk menyelesaikan buku ini. Tak lupa kami sampaikan terima kasih kepada :

1. Dr. M. Irhas Effendi selaku Rektor UPN "Veteran" Yogyakarta.
2. Dr. Hendro Widjanarko selaku ketua LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
3. Kementerian Pendidikan, Kebudayaan, Riset dan Teknologi.
4. Para dosen dan mahasiswa yang telah mendukung pembuatan buku ini.

Buku ini merupakan hasil penelitian klaster pada tahun 2021 dan didukung oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta. Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan teknologi di industri Migas Indonesia. Tim penulis menyadari masih adanya kekurangan dalam penyajian buku ini. Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung penelitian dan pembuatan buku ini yang tidak dapat kami sebutkan satu per satu.

Yogyakarta, 31 Agustus 2021

Tim Penulis

Daftar Isi

	Halaman
Kata Pengantar	i
Daftar Isi	ii
Daftar Gambar	i
Pengujian Laboratorium Statik dan Dinamik	
Fluida Perekah (Polimer) Untuk Operasi	
Hydraulic Fracturing	1
Bab 1 Pendahuluan	1
Bab 2 Hydraulic Fracturing	4
Bab 3 Fluida Perekah	7
3.1. Jenis	7
3.1.1. <i>Water Based Fluid</i>	7
3.1.2. <i>Oil Based Fluid</i>	16
3.1.3. <i>Emmulsion Based Fluid</i>	20
3.1.4. <i>Water Based Fluid</i>	20
3.2. <i>Additives</i>	21
3.2.1. <i>Biocides</i>	21
3.2.2. <i>Breakers</i>	22
3.2.3. <i>Buffers</i>	23
3.2.4. <i>Surfactants and Nenoemulsifiers</i>	24
3.2.5. <i>Clay Stabilizers</i>	25
	ii

Daftar Isi
(Lanjutan)

3.2.6. <i>Friction Reducers</i>	26
3.2.7. <i>Temperatur Stabilizers</i>	27
3.2.8. <i>Corrosion Inhibitor</i>	28
3.3. Karakteristik Fluida Perekah	28
Bab 4 uji Statik	31
Bab 5 Uji Dinamik	37
5.1. Definisi	37
5.2. Parameter yang Mempengaruhi	40
5.3. Prosedur Pengujian <i>Injectivity Test</i>	43
5.4. Prosedur Pengujian Dengan <i>Flow-back</i> <i>Injection Test</i>	64
Bab 6 Return Permeability	75
Bibliografi	83

Daftar Gambar

	Halaman
3.1. <i>Mono-Saccharides D-Mannose dan D-Glactose</i>	11
3.2. Struktur Polimetrik Guar	12
3.3. <i>Apparent Viscosity</i> dari <i>Linear Polymer</i>	
Hasil Pelarutan	12
3.4. <i>Proposed Structure of The Alluminium Phosphate</i>	
<i>Ester Polymer Chain</i>	18
5.1. Skema Alat <i>Coreflood</i>	39
5.2. Kondisi <i>Core</i> Setelah Injeksi	42
6.1. Skema <i>Foam-Loop System</i>	79
6.2. <i>Sensitivity of a On Return Permeability With b=5</i>	80
6.3. <i>Sensitivity of b On Return Permeability With a=0.5</i>	81

Link akses buku digital :

https://drive.google.com/drive/folders/1iBuliGCn_xmRIwi-DNRXgoLOHx2RW7z9?usp=sharing

**PENGUJIAN LABORATORIUM STATIK DAN DINAMIK
FLUIDA PEREKAH (POLIMER) UNTUK OPERASI
HYDRAULIC FRACTURING**

BAB 1. PENDAHULUAN

Pada pelaksanaan *hydraulic fracturing* dilakukan injeksi fluida dengan viskositas tinggi (*polymer*) agar memungkinkan terjadinya rekahan serta mampu membawa propan masuk ke dalam rekahan (Cramer, Woo, & Dawson, 2004). Setelah dilakukan penginjeksian fluida dengan viskositas tinggi (*polymer*) maka ada kemungkinan terjadinya *formation damage* akibat efek penyumbatan polymer sehingga permeabilitas yang diharapkan dari kegiatan *hydraulic fracturing* tidak sesuai ekspektasi. Untuk menangani hal tersebut dirancang penggunaan *breaker* untuk memecah struktur polymer agar viskositas fluida injeksi dapat turun dan meminimalisir efek penyumbatan tersebut. (Barati & Liang, 2014) Keberhasilan dari penggunaan *breaker*

perlu dilakukan evaluasi terhadap permeabilitas dengan melakukan uji laboratorium serta simulasi untuk mendapatkan permeabilitas (*return permeability*) yang dapat dikoreksi terhadap efek penyumbatan dari polymer. Maksud dari penelitian ini adalah untuk melakukan studi mengenai bagaimana performa desain fluida *hydraulic fracturing* yang diamati secara visual menggunakan *micromodel*.

Penelitian ini dilakukan dengan mendesain Fluida *Base-Gel* dan Fluida *On-Fly* yang optimum, menguji Reologi dari *Carying Fluid* yang disesuaikan dengan standar, dan pengukuran fluid *rock behavoiur* dilakukan dengan metode *injectivity test*.

Penggunaan *injectivity test* dalam mengamati performa injeksi desain fluida *hydraulic fracturing* dapat memberikan gambaran visual secara nyata bagaimana mekanisme polimer pada saat mendesak masuk melewati pori batuan dan kemudian mulai *break* di dalam media berpori. Dari hal tersebut dapat dilihat

return permeability apakah proses *polymer break* tersebut berjalan dengan baik sehingga tidak meninggalkan residu yang mengurangi permeabilitas yang diharapkan. Hal ini merupakan suatu terobosan terbaru dalam penelitian di bidang perolehan *hydraulic fracturing*. Penelitian ini akan menjadi suatu pionir dalam mengembangkan inovasi di bidang *hydraulic fracturing* karena belum pernah dilakukan di Indonesia.

BAB 2. HYDRAULIC FRACTURING

Hydraulic fracturing adalah salah satu metode untuk melakukan stimulasi pada sumur yang dilakukan pada lapangan minyak maupun gas untuk meningkatkan produktivitas sumur. *Hydraulic fracturing* merupakan metode stimulasi dengan cara melakukan injeksi fluida perekah bertekanan tinggi untuk menciptakan rekahan yang kemudian rekahan tersebut diganjai oleh *proppant* (material pengganjal) agar rekahan tidak menutup kembali. Konsep dari *hydraulic fracturing* adalah untuk meningkatkan produktivitas formasi dengan memperbesar jari-jari efektif sumur (r_w), meningkatkan permeabilitas batuan (k) disekitar lubang sumur serta membuat saluran dengan kapasitas alir (konduktivitas) yang tinggi antara formasi dengan lubang sumur.

Hydraulic fracturing (perekahan hidolik) menggunakan prinsip Hukum Pascal, dimana tekanan yang diberikan kepada suatu zat cair atau fluida pada ruang tertutup akan diteruskan tekanannya sama besar

oleh zat cair atau fluida tersebut ke segala arah (Cengel & Cimbala, 2017). Untuk dapat merekahkan batuan di bawah permukaan, batuan harus diberikan tekanan hidrolis dari pompa di permukaan yang disalurkan melalui fluida pererak sampai melebihi kekuatan dan gaya-gaya yang mempertahankan keutuhan batuan tersebut.

Saat fluida bertekanan dikenakan pada batuan reservoir, maka tiga *stress* utama akan berkurang sesuai dengan penambahan tekanan yang diberikan. Pertambahan tekanan lebih lanjut akan menyebabkan *stress* utama paling kecil (*least principal stress*) akan mencapai harga nol. Apabila *tensile strength* batuan sudah terlewati maka akan terjadi rekahan pada batuan pada bidang yang tegak lurus terhadap *stress* utama terkecil. Dengan demikian apabila arah *stress* utama terkecil pada arah *horizontal* maka rekahan yang akan terbentuk adalah rekahan *vertikal*, sedangkan apabila *stress* utama terkecil pada arah *vertikal* maka rekahan

yang akan terbentuk pada batuan adalah rekahan *horizontal*.

BAB 3 FLUIDA PEREKAH

3.1. JENIS

3.1.1. *Water Based Fluid*

Dengan harga yang relative murah serta memiliki kinerja yang tinggi dan mudah dalam penanganan, maka desain fluida berbasis air adalah yang paling banyak digunakan dalam desain fluida *carrying fluid* atau *frac fluid*. *Water based fluid* biasanya terdiri dari air, *clay control agent* dan *friction reducer*. Untuk mengurangi permeabilitas relatif terkadang digunakan *Water Recovery Agent* (WRA) sehingga efek blok air / *water block effect* dapat dikurangi. Kelebihan terbesar menggunakan desain fluida ini adalah biayanya yang murah, mudah dalam pencampuran, kemampuan untuk pulih dan dapat digunakan kembail airnya. Namun, kekurangan terbesar dari fluida ini adalah viskositasnya yang cukup rendah, sehingga menghasilkan lebar rekahan yang relatif kecil. Karena viskositas yang rendah untuk menjaga *proppant transport* maka digunakan laju

alir injeksi yang digunakan sangat tinggi (60-120 bpm) (Smith & Montgomery, 2015).

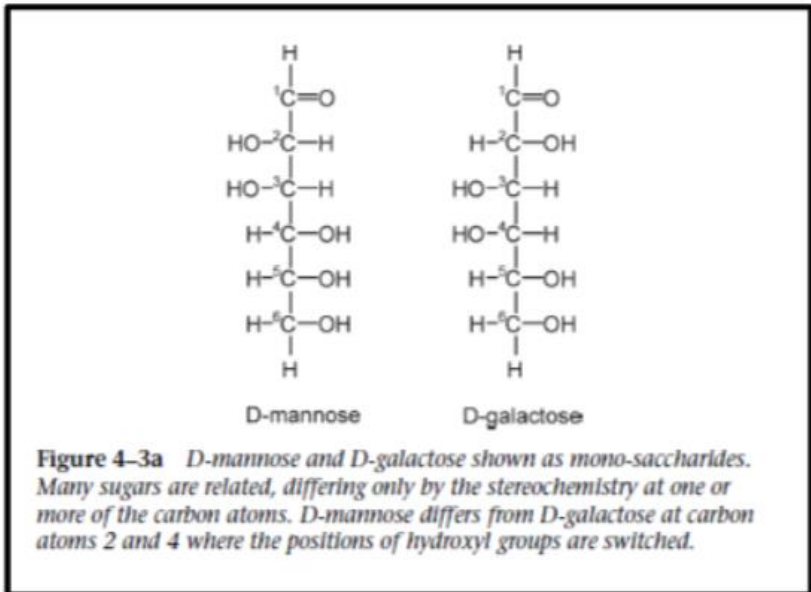
Carrying fluid dengan bahan dasar air digunakan pada dua per tiga dari semua *fracture treatments*, keseimbangannya adalah *frac-fluid* berbasis minyak, alcohol, dan busa/*foam*. Air formasi atau *air brine* adalah bahan dasar yang paling baik dibanding air tawar karena kandungan pada *air brine* memiliki salinitas yang mampu menangani lapisan lempung/*clay* lebih baik. Walaupun demikian, air tawar dapat digunakan sebagai bahan dasar menjadi *air brine* sintetis dengan menambahkan potassium-, kalsium-, ammonium-, atau natrium-klorida. Ion Kalium membentuk ikatan terkuat dengan bagian *negative* dalam molekul *clay*, untuk mencegah ikatan *hydrogen* dengan air.

Air memiliki banyak kelebihan serta fleksibilitas sehingga banyak digunakan sebagai fluida dasar *carrying fluid* atau *frac fluid* jika dibanding dengan fluida dasar lain. Air lebih ekonomis dan mudah tersedia, serta variasi pencampuran lebih variatif karena sebagian

besar senyawa kimia dapat dengan mudah larut pada air dibanding minyak, menjadikan air lebih mudah dimodifikasi memenuhi berbagai macam kondisi yang dibutuhkan untuk menyesuaikan dengan kondisi di bawah permukaan.

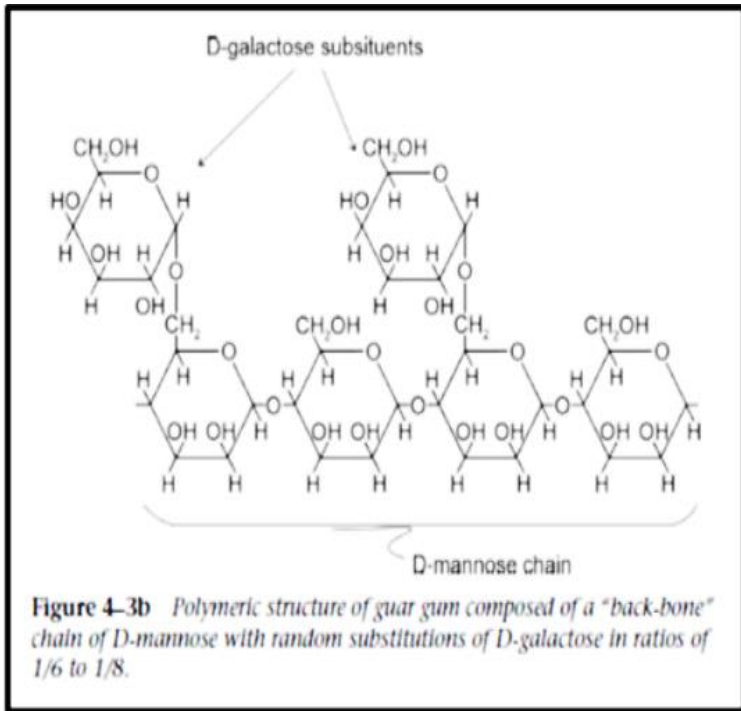
Air memiliki viskositas 1.0 cP pada 68 °F oleh karena itu, harus dicampur dengan *viscosifier* atau pengental agar mampu menciptakan rekahan baru dan mampu membawa *proppant* mengisi seluruh rekahan. Untuk menjadikan air menjadi fluida pererak yang efektif viskositasnya perlu ditingkatkan sampai 100 kali atau lebih. Guar *polymer* didapat dari jenis kacang-kacangan, dan ketika dicampur dengan air maka viskositasnya akan naik. Guar biasanya membentuk polimer yang berlangsung selama hidrasi saat kontak dengan air. Dengan molekul air mengikatkan dirinya ke rantai polimer maka menciptakan fluida kental akibat ikatan polimer satu sama lain dengan sistem berbasis air (Miskimins, 2020). Viskositas dari campuran air dengan guar berkisar dari 10 cP hingga 100 cP pada 80 °F untuk

konsentrasi dari 20-80 lbs / 1000 gal (pptg). Bubuk guar mempertahankan 5-10% bahan tanaman yang tidak larut dalam air dan menyebabkan kerusakan formasi yang menyumbat pori-pori matriks batuan. Akibatnya, turunan kimia dari guar dikembangkan untuk mengatasi kekurangan ini. *Propylene oxide* dapat bereaksi dengan mudah dengan gugus hidroksil pada guar, menghasilkan berat molekul polimer yang tinggi [hidroksil-propil-guar (HPG)] yang memiliki perambatan fraktur yang sangat baik, juga kemampuan membawa *proppant*, dan stabilitas suhu yang baik pula. Polimer lain yang digunakan untuk membuat gel polimer linier (*linear-polymer gels*) adalah: *hydroxyl-cellulose-guar* (HCE), *carboxyl-methyl-hydroxy-propyl-guar* (CMHPG), *carboxymethyl-selulose* (CEC), dan *xanthan gum*. *Linear polymer gel* dapat dibuat dari campuran air tawar dengan 1-2% kalium klorida (atau air *brine*) dan 2-5% HPG atau polimer HEC. (Lyons, Plisga, & Lorenz, 2015).



Gambar 3.1. Mono-Saccharides D-mannose dan D-Glactose

(Donaldson , Alam, & Begum , 2013)



Gambar 3.2. Struktur Polimetrik Guar

(Donaldson , Alam, & Begum , 2013)

Table 4-1 Approximate Apparent Viscosities of Solution of Linear Polymers in Water (HPG = hydroxyl-propyl-guar; CMHPG = carboxy-methyl-hydroxy-propyl-guar; HEC = hydroxyl-ethyl-cellulose)

Linear Polymer	Concentration Lbs/1000 gal	cP at 80°F	cP at 150°F
Guar	20	10	5
*	80	100	70
HPG	20	15	10
*	80	110	90
CMHPG	20	10	5
*	80	90	60
HEC	20	10	5
*	80	90	60

Gambar 3.3. Apparent Viscosity dari Linear Polymer

Hasil Pelarutan

(Donaldson , Alam, & Begum , 2013)

Emulsi air-eksternal memiliki viskositas tinggi dan kehilangan cairan yang rendah. Selain itu, mereka biasanya tidak memerlukan aditif lainnya. Emulsi umumnya disiapkan dengan dua per tiga minyak dan sepertiga air mengandung 1-2% guar, HPG atau HEC

untuk meningkatkan viskositas dan suhu stabilitas mulai 200 °F.

Kemajuan besar dalam teknologi perpatahan terjadi pada 1960-an dengan penemuan bahwa polimer dapat dengan mudah dihubungkan secara silang, meningkatkan viskositas dan stabilitas suhu dari fracfluids. Guar, atau HPG, memiliki hubungan silang dengan boron dan logam transisi: aluminium, antimon, boron, kromium, tembaga, dll, membentuk kelat logam dengan gugus hidroksil dari polimer. Berat molekul (karena densitas) dari polimer dasar adalah meningkat oleh *cross-linking*, dan kedua viskositas dan toleransi suhu meningkat secara bersamaan. *Carboyl-methyl-hydroxyl-propyl-guar* lebih murah dari HPG dan umumnya berlaku untuk sumur yang memiliki suhu lubang bawah tinggi. Biopolimer, *xanthan*, diproduksi oleh mikroba *Xanthomonas compestris*), dapat digunakan dalam formasi tempat suhunya adalah 300 ° F atau kurang, ikatan silang polimer dengan zirkonium

dan atau titanium. Stabilitas suhu dapat lebih ditingkatkan menjadi sekitar 400°F.

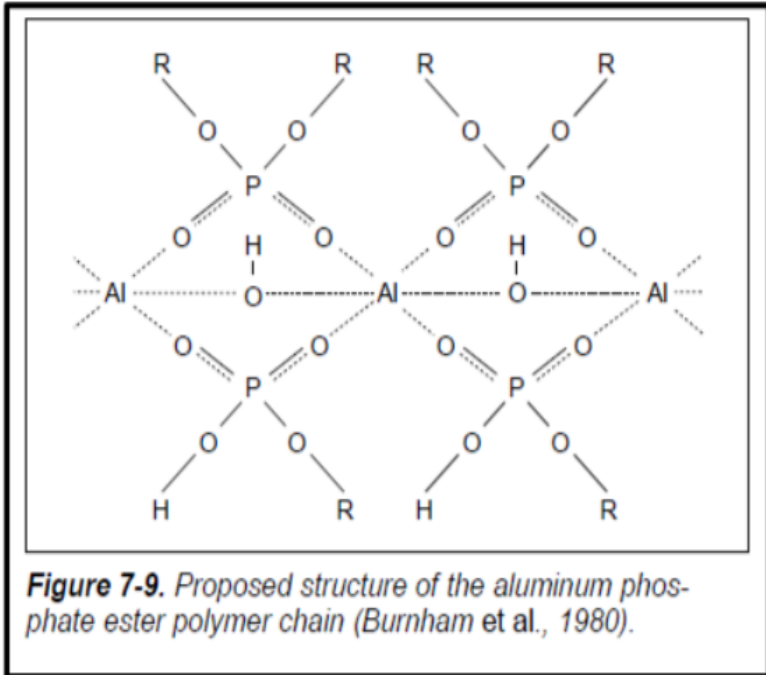
Linear gel adalah fluida yang sederhana dan mudah dikontrol. Kekurangan dari *linear gel* adalah kemampuan menahan suspensi *proppant* yang kurang baik serta tidak stabil pada temperatur yang tinggi dibanding *crosslinked fluid*. Untuk mendapatkan rekahan yang lebih dalam dan daya angkut *proppant* yang tinggi maka dibutuhkan *crosslinked fracturing fluids* dengan viskositas yang lebih tinggi. *Crosslink* yang paling umum digunakan adalah *borate-based* dan *antimony metal*. *Borate-based fracturing fluid* adalah sistem dengan pH tinggi (sekitar 10), sedangkan *antimony-based fracturing fluid* adalah sistem dengan pH rendah (sekitar 3-5). Jika *crosslinked polymer* terbentuk terlalu cepat pada tubing maka akan menyebabkan kesulitan dalam pemompaan. Untuk menangani hal ini digunakan *delayed crosslink system* dengan meng-kapsul *crosslink agent* agar proses *crosslink* dapat ditunda. Kekurangan lainnya adalah sulit

terurainya *crosslinked polymer* pada temperatur rendah yang menyebabkan kerusakan formasi akibat residu *polymer* bahkan dengan *enzyme breaker*. Untuk menangani masalah tersebut digunakan katalis berupa *oxidizer breaker* untuk sistem *borate-based* dan menambahkan lebih banyak *enzyme breaker*. (Miskimins, 2020)

3.1.2. Oil Based Fluid

Minyak berat awalnya digunakan sebagai cairan rekah, terutama karena cairan ini dianggap kurang merusak formasi hidrokarbon daripada cairan berbasis air. Viskositas bawaan mereka juga membuat mereka lebih menarik daripada air (Howard & Fast, 1970). Cairan *frac* berbasis minyak mahal untuk digunakan dan secara operasional sulit ditangani. Karena itu, penggunaan minyak dalam fluida *fracturing* sekarang hanya digunakan dalam formasi yang diketahui sangat sensitif dengan air. Pada 1960-an, industri ini menggunakan garam aluminium asam karboksilat (misal, aluminium oktat) untuk menaikkan viskositas

cairan rekahan hidrokarbon. Ini meningkatkan stabilitas suhu dan kemampuan membawa cairan dari *proppant*. Pada tahun 1970-an, garam aluminium karboksilat diganti oleh garam aluminium fosfat ester. Sekali lagi, suhunya kisaran cairan diperpanjang dan *proppant* transportasi ditingkatkan. Hari ini, aluminium fosfat kimia ester tetap menjadi metode yang disukai hidrokarbon pembentuk gel untuk tujuan rekah. Kedua metode penebalan minyak bergantung pada mekanisme "asosiatif". Interaksi antara kompleks aluminium dan molekul ester fosfat menghasilkan panjang rantai polimer. Grup R yang ditunjukkan adalah hidrokarbon rantai yang harus larut dalam minyak menjadi gel. Kelompok R yang larut menjaga aluminium fosfat ester polimer dalam larutan. Umumnya, kelompok R. adalah rantai hidrokarbon yang mengandung 1 hingga 18 karbon atom. Grup R memiliki afinitas tinggi untuk minyak seperti kerosene dan diesel itu terdiri dari 12 hingga 18 karbon (dan agak tinggi) rantai.



Gambar 3.4. Proposed Structure of the Aluminium Phosphate Ester Polymer Chain

(Economidies & Nolte, 2000)

Fracturing gel dengan bahan dasar minyak yang paling banyak tersedia saat ini adalah produk reaksi dari aluminium fosfat eter dan basa, biasanya natrium aluminat atau natrium hidroksida. Reaksi ester dan basa menciptakan reaksi asosiasi yang dapat menciptakan gel

dengan *yield viscosity* pada *diesel-oil* atau *moderate-to high-gravity crude systems*. Aluminium fosfat ester dapat digunakan untuk membuat fluida yang stabil pada temperatur tinggi dan memiliki kemampuan *proppant carrying capacity* yang baik untuk digunakan pada sumur dengan temperatur yang tinggi sampai 260 °F. Kelebihan dari *oil-based fluids* adalah pada beberapa situasi dapat menghindari kerusakan formasi pada formasi produktif minyak yang *water-sensitive*. Kekurangan dari sistem fluida ini adalah mudah terbakar serta membutuhkan tenaga pompa yang lebih besar dari *delayed-crosslink water-based fluid system* karena tekanan hidrostatis yang dihasilkan dari sistem fluida ini lebih kecil dari sistem *delayed-crosslink water-based fluid*, serta kekurangan lainnya adalah sulit secara teknik persiapan, pencampuran dan *quality control* (Miskimins, 2020).

3.1.3. Emulsion Base-Fluid

Emulsi adalah campuran dari dua fase yang tidak dapat larut seperti minyak dalam air atau air dalam minyak.

Surfaktan diperlukan untuk menstabilkan sistem emulsi. Umumnya semakin tinggi persentase internal fase, semakin kental sistemnya. Poliemulsi adalah jenis emulsi yang paling umum digunakan sebagai fluida pererah yang dibentuk dengan mengemulsi hidrokarbon seperti kondensat atau solar (diesel) dengan air sedemikian rupa sehingga hidrokarbon adalah fase internal. Kerugian utama dari penggunaan poliemulsi ialah biaya tinggi, gesekan tinggi, dan stabilitas yang buruk pada sumur bersuhu tinggi.

3.1.4. Foam Based Fluid

Foam adalah fluida multifase campuran stabil antara cairan dan gas. Fase cair adalah fase kontinu eksternal sedangkan gas adalah fase diskontinyu internal. Pada *foams* sebagai fluida pererah, air dalam fase cair, dan nitrogen (N_2) dan atau karbon dioksida (CO_2) dalam fase gas. Untuk membuat campuran stabil, dibutuhkan *surface active agent* (surfaktan). Dalam kasus ini dari cairan atau fluida berbasis air, proses *foaming* fluida secara signifikan mengurangi jumlah

cairan yang kontak bersentuhan dengan formasi. Oleh karena itu, busa bekerja dengan baik dalam hal penggunaan air yang sensitive terhadap formasi (Ward, 1984; Ainley, 1983).

3.2. ADDITIVES

Additive atau *chemicals* ditambahkan pada fluida pererah untuk memberikan modifikasi sifat fisik pada fluida serta untuk menangani masalah-masalah spesifik yang mungkin timbul pada kegiatan *hydraulic fracturing*. *Additive* yang digunakan tergantung dari karakteristik reservoir. Perlu diketahui komabilitas *additive* dengan *additive* lain agar kemampuan *additive* maksimal dan tidak memberikan efek negative yang tidak diinginkan (Miskimins, 2020). *Additive* yang umum digunakan pada fluida *hydraulic fracturing* yaitu:

3.2.1. Biocides

Biocides digunakan untuk menghambat pertumbuhan bakteri anaerob pada formasi sehingga

degradasi *polymer* dapat dihambat. Kebanyakan formasi menjadi asam akibat *Desulfovibrio bacteria* yang dapat menghasilkan *hydrogen sulfide* yang menyebabkan formasi menjadi asam. *Biocide* ditambahkan untuk mempertahankan *gel stability* dan melindungi formasi dari pertumbuhan bakteri. Prosedur yang paling cocok dalam mencampur *biocide* adalah dengan menambahkan paling tidak setengah *biocide* pada tanki sebelum diisi oleh air. Hal tersebut dapat membunuh bakteri yang terkonsentrasi pada tanki. Ketika tanki penuh sisa *biocide* kemudian ditambahkan 6 sampai 8 jam sebelum *polymer* terbentuk dan *gel* terbentuk.

3.2.2. Breakers

Breaker adalah *additive* yang digunakan untuk memecah ikatan *polymer* secara terkontrol menjadi *thin fluid* yang kemudian dapat keluar dari rekahan agar tidak menimbulkan residu sehingga menghambat aliran fluida pada rekahan yang terbentuk. *Breaker* yang umum digunakan sampai hari ini adalah *internal*

breaker. *Breaker system* yang digunakan saat ini mengandung enzim dan *catalyzed oxidizer breaker system* untuk penggunaan pada temperatur rendah [70 sampai 130°F (21 sampai 54°C)]. *Conventional oxidizer breaker system* digunakan pada rentang temperatur 180 sampai 320°F (82 sampai 160°C). *Weak organic acid* terkadang digunakan sebagai *breaker* pada temperatur diatas 200°F (93°C).

3.2.3. *Buffers*

Biasanya *buffer agents* digunakan pada *fracturing fluid* untuk mengatur pH untuk *crosslinker* tertentu dan waktu *crosslink*. *Buffer* juga dapat mengatur kecepatan hidrasi beberapa *polymer*. Beberapa produk yang digunakan diantaranya *sodium bicarbonate*, *fumaric acid*, kombinasi *monophosphate* dan *disodium phosphate*, *soda ash*, *sodium acetate*, dan kombinasi dari bahan-bahan tersebut. Fungsi penting lain dari *buffers* adalah untuk memastikan *fracturing fluid* pada *operating range* dari *breaker* dan *degrading*

agents. Dengan mengaplikasikan *buffer* dibanding asam kuat dan basa kuat, pH *range* dapat dijaga bahkan ketika ada kontaminasi dari air formasi atau sumber lain yang dapat mempengaruhi pH sehingga kualitas *fracturing fluid* dapat terhidrasi dan terdegradasi dengan baik.

3.2.4. *Surfactants and Nenoemulsifiers*

Surfactant (*surface-active agent*) dapat didefinisikan sebagai molekul yang memiliki kemampuan untuk mengikat molekul polar dengan non-pola sehingga dapat larut. *Surfactant* terdiri dari dua bagian: bagian yang dapat mengikat hidrokarbon rantai panjang yang tidak dapat larut dalam air namun dapat larut pada minyak, dan bagian yang mudah larut dengan air sehingga dapat menurunkan tegangan permukaan dari air dan minyak sehingga dapat bercampur.

Fracturing fluid yang digunakan terkadang menggunakan campuran *hydrocarbon* dan air yang menjadi emulsi untuk membentuk fluida *viscous*. Ketika

emulsi fluida digunakan, diharapkan agar *surfactant* teradsorpsi pada formasi sehingga emulsi akan pecah.

Surfaktan juga digunakan untuk mencegah *water blocks* di sekitar lubang sumur karena dapat mengganggu produksi. *Surfactant* menurunkan tegangan permukaan dari air dan menurunkan tekanan kapiler sehingga dibutuhkan tenaga yang minim untuk memindahkan air di sepanjang matriks formasi. Sehingga fluida perekah yang diinjeksikan mudah untuk dikeluarkan dari formasi ketika *flow-back*.

3.2.5. *Clay Stabilizers*

Kandungan *clay* pada formasi dapat mengurangi keberhasilan dari stimulasi. Persentase dari *clay* tidak terlalu penting jika dibandingkan dengan tipe serta lokasi dari *clay*. *Kaolinite*, *illite*, dan *chlorite* adalah jenis yang paling umum ditemukan pada reservoir batupasir. Jenis lempung tersebut tidak akan terjadi *swelling* apabila terdapat air dengan kandungan *potassium chloride*. Dengan dilakukannya *hydraulic fracturing*

partikel *clay* dapat lepas dan berpindah melalui pori batuan dan menyumbat pori batuan apabila menumpuk pada pori batuan.

Permeabilitas batuan dapat turun sangat drastic apabila terjadi *swelling* yang disebabkan oleh *clay*. Untuk mengurangi atau menjaga agar tidak terjadi *clay swelling* dapat digunakan *clay-stabilizing agents* seperti: *potassium chloride* (KCL), *ammonium chloride*, *calcium chloride*, *zirconium salt*, *polymeric clay stabilizer*, dan *polymeric solutions of hydroxyaluminium*.

3.2.6. Friction Reducers

Pada umumnya semua *polymer* ketika dipompakan dengan laju alir pompa dan tekanan tinggi pada pipa yang sempit akan menciptakan aliran yang turbulen sehingga terjadi *friction pressure* yang besar pada aliran. Ketika *polymer* dengan berat molekul yang tinggi ditambahkan pada fluida maka penurunan tekanan gesekan terjadi karena *turbulence suppression*. Konsentrasi rendah dari guar atau CMHPG [10 sampai

20 lbm/1000 gal (1198 sampai 2397 g/m³)] biasa digunakan pada fluida perekah karena murah dan mudah didapat. *Friction reducer* yang paling efektif dari segi biaya adalah *polymer* konsentrasi rendah dan *copolymer* dari *acrylamide*. *Friction reducers* tersebut dapat diaplikasikan pada sistem dengan bahan dasar air dan asam. *Friction reducers* dapat kehilangan kelebihanannya kecuali fluida mengalir dalam keadaan turbulen.

3.2.7. *Temperatur Stabilizers*

Stabilitas *fracturing fluid* terhadap temperatur juga berpengaruh terhadap stabilitas dari *base chain polymer*, pH dari *fracturing fluid*, dan/atau *oxidizing agents*. CMHPG dan HPG lebih stabil dari guar dan beberapa *acrylamides* lebih stabil dari turunan guar. Produk-produk tersebut biasanya tidak stabil dalam keadaan asam karena terjadi *hydrolytic degradation*. pH yang umum digunakan pada *fracturing fluid* berkisar antara 8 sampai 13, sehingga semakin tinggi pH maka

akan semakin stabil karena terjadi eliminasi ion hydrogen pada fluida.

Kegunaan paling mendasar dari *temperatur stabilization* adalah untuk menghilangkan oksigen bebas dari sistem fluida. *Temperatur stabilizer* yang umum digunakan biasanya *sodium thiosulfate* dan biasa digunakan sebagai *oxygen scavenger* untuk menghilangkan degradasi *polymer* karena oksidasi. *Temperatur stabilizer* yang biasa digunakan lagi yaitu *methyl alcohol*.

3.2.8. *Corrosion Inhibitor*

Corrosion inhibitor biasa digunakan pada fluida yang mengandung tingkat keasaman tertentu karena dapat menyebabkan terjadinya korosi pada peralatan seperti *tubing*, *pompa* dan peralatan lain yang terbuat dari metal. *Corrosion inhibitor* yang biasa digunakan yaitu *n,n-dimethyl formamide*.

3.3. KARAKTERISTIK FLUIDA PEREKAH

Fluida perekah akan dipompakan ke formasi untuk merekahkan batuan dan terjadi perbaikan produksi atau stimulasi produksi minyak dan/atau gas. Untuk tercapainya stimulasi yang optimal maka fluida perekah haruslah memiliki karakteristik atau *properties* seperti berikut:

- Harus sesuai dengan karakteristik batuan reservoir yang ditargetkan sehingga material fluida juga harus dipilih dan dicampur dengan konsentrasi yang sesuai dengan formasi agar menghasilkan hasil yang optimal dan meminimalisir masalah.
- Harus mampu menahan suspensi *proppant* dan membawa *proppant* masuk ke rekahan terdalam.
- Harus memiliki viskositas atau kekentalan yang sesuai untuk menciptakan rekahan yang sesuai agar ukuran rekahan sesuai dengan ukuran

proppant sehingga *proppant* dapat masuk ke dalam rekahan.

- Fluida harus efisien (minim terjadi *leak off*)
- Dapat dengan mudah dibersihkan atau dikeluarkan kembali dari formasi agar tidak menjadi residu dan menghambat aliran pada rekahan yang terbentuk.
- Memiliki *friction pressure* yang rendah sehingga kinerja pompa tidak terlalu berat.
- Harus sederhana dan mudah ketika dioperasikan di lapangan.
- Harus di desain stabil pada kondisi di permukaan maupun bawah permukaan agar rheologi dan sifat fisik tetap konsisten selama operasi *hydraulic fracturing*. Apabila fluida tidak stabil selama kegiatan *hydraulic fracturing* maka akan timbul masalah atau tidak optimalnya stimulasi yang dilakukan.
- Harus murah dan menguntungkan secara ekonomis.

BAB 4 UJI STATIK

Dalam kegiatan *hydraulic fracturing*, mengetahui perilaku serta *properties* fluida akan sangat mempengaruhi dalam perhitungan mekanika fluida & hidrolika peretakan yang kemudian juga akan sangat berpengaruh dalam perhitungan perencanaan pelaksanaannya. Yang akan dibahas dalam mekanika fluida & hidrolika fluida peretakan meliputi uji mutu air, *rheology*, *crown time*, dan *Break Time*.

A. Uji Mutu Air

Uji mutu air pada uji statik diperlukan agar mengetahui kandungan serta mutu air yang akan digunakan dalam mencampur *fracturing fluid* agar kualitas *fracturing fluid* dapat maksimal sesuai dengan desain yang dibutuhkan. Dalam pengujian mutu air yang akan digunakan biasanya meliputi pH, *water hardness*, kandungan besi (Fe^{2+}), dan ion bikarbonat. pH air yang baik untuk membuat *facturing fluid* berkisar antara 6

dan 8 sehingga tidak terlalu asam atau basa (cenderung netral). *Water hardness* atau kesadahan air adalah kadar mineral yang terkandung pada air seperti Ca, Mg, dan ion logam lain. *Water hardness* yang baik untuk digunakan tidak melebihi 500 ppm. Kandungan besi Fe^{2+} tidak melebihi 10 ppm karena kelebihan kandungan besi akan menyebabkan *premature, over crosslink*, dan akan menyebabkan *premature break fluid* serta penurunan kualitas *crosslink fluid* ketika proses pemompaan. Kandungan ion bikarbonat tidak melebihi 1000 ppm karena apabila lebih dari itu akan dilakukan pengasaman HCl sampai mendapat pH 3.5 atau 4, kemudian di atur kembali pH nya dengan kaustik ke pH 6-8, dihitung volume HCL dan berat kaustik ketika melakukan *treatment* dalam 1 liter air sampel.

B. Rheology

Pengujian Rheologi adalah pengujian viskositas untuk melihat performaa polimer dengan sensitivitas tertentu. Penelitian ini melakukan pengujian rheologi terhadap perbedaan *shear rate*, perbedaan konsentrasi

dan perbedaan desain fluida. Fluida pererah akan mendapatkan *shear rate* yang tinggi ketika dalam *tubing*, perforasi, dan melalui rekahan. *Shear rate* yang tertinggi akan terjadi pada perforasi dan rekahan. *Baseline HP/HT test* akan dilakukan pada *shear rate* tinggi sebesar 100 sec^{-1} sebagai standar *industry* untuk mengetahui stabilitas fluida pada waktu tertentu untuk beberapa fluida dengan banyak iteraksi (Gondalia, et al., 2019). *Baseline test* dilakukan dengan *Viscosimeter Brookfield LVDV3T Spindle CV40*. Prinsip kerja alat ini adalah mengukur kemampuan larutan untuk menahan suatu putaran (*shear rate*), putaran ini juga akan membentuk *gradien velocity (Shear Stress)* sehingga alat ini akan membaca torsi dari larutan. Pembacaan torsi dari larutan ini yang akan digunakan sebagai perhitungan viskositas polimer di setiap kondisinya.

C. Crown Time

Crosslinker akan bereaksi dengan polimer linier yang akan saling terhubung antar molekulnya menghasilkan kenaikan viskositas secara dinamis.

Kecepatan terjadinya *crosslink* antar molekul polimer harus ditentukan atau dilakukan uji coba agar *friction pressure loss* dan *shear degradation* dari *crosslinked* fluid dapat dihidari (Smith & Montgomery, 2015).

Batchtop test (mencampurkan *fluid chemicals* pada laboratorium per desain konsentrasi dilakukan. Pada uji coba ini dilakukan pengukuran *Crown Time* dimana dilakukan pengukuran *vortex closure time* saat terjadi *crosslinked fluid*. Biasanya dilakukan dua macam pengukuran *vortex closure time* pada *mixing jar*. Ketika *vortex* dari *linear gel* mulai datar disebut VCT 1 (saat mulai terjadinya proses *crosslinking*; VCT: *Vortex Closure Time*). Ketika *crosslinking* telah selesai maka *vortex* akan benar benar tertutup dan disebut VCT 2 (Gondalia, et al., 2019).

Pada SOP yang ditetapkan pada laboratorium akan dimasukkan 300 ml sampel ke *blender jar* kemudian di *blend* dengan kecepatan putar 1000-1500 rpm sampai terlihat putaran *vortex*. Dilakukan penambahan sejumlah *buffer* dan *breaker* sesuai

konsentrasi desain dan kemudian di cek pH nya. Setelah pH optimal kemudian ditambahkan *crosslink agent* sesuai konsentrasi desain. Pada saat penambahan *crosslink agent* langsung dicatat waktu ketika *vortex* menutup sebagai "*Vortex Closure Time*". Ketika putaran fluida membentuk cembung seperti topi kemudian matikan *blender* dan catat waktu pada *stopwatch* sebagai "*Crown Time*". Pindahkan *crosslink fluid* dari satu gelas ke gelas lain bila terlihat tidak terputus (*lips*), catat sbagai "*Release Time*"

D. Break Time

Setelah terjadi *crosslinked fluid* kemudian dilakukan pengujian terhadap *break time*. Tujuan dilakukan *break time* untuk mengetahui waktu yang diperlukan untuk ikatan polimer terdegradasi sehingga polimer yang ada pada rekahan dapat keluar dan tidak menimbulkan efek residu pada rekahan serta agar tidak terjadi *polymer break* yang terlalu cepat sehingga

viskositas fluida turun sebelum waktunya yang menyebabkan rekahan tidak terbentuk sesuai rencana.

Pada SOP laboratorium fluida *crosslinked polymer* yang sudah terbentuk dimasukkan kedalam botol kemudian botol dimasukkan pada *water bath* yang telah diatur suhunya sesuai dengan kondisi *reservoir*. Kemudian pengecekan dilakukan secara berkala sampai fluida menjadi encer (saat ikatan *polymer* sudah *break*) dan dilakukan pencatatan waktu sampai kondisi tersebut dan juga dilakukan pengecekan pH setelah *break*.

BAB 5 UJI DINAMIK

5.1. DEFINISI

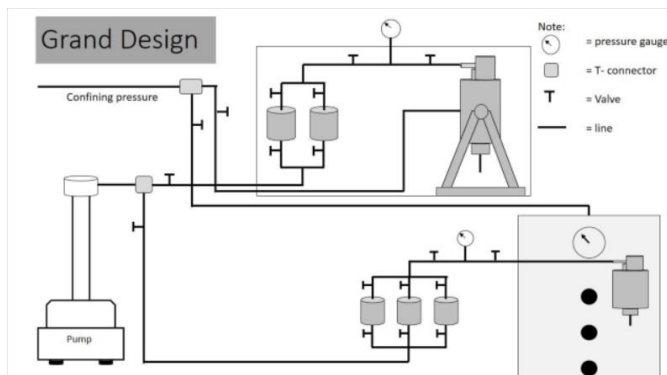
Pengujian dinamik pada penelitian ini menggunakan *injectivity test* dengan menggunakan alat *coreflood*. Pengujian ini dilakukan dengan melakukan injeksi fluida menggunakan 3 macam fluida dengan rangkaian injeksi yang disesuaikan dengan skenario seperti dilakukannya *hydraulic fracturing*. Tiga jenis fluida yang diinjeksikan pada pengujian ini yaitu KCl 2%, *slicewater* 15 pptg *system* (KCl 2%, *Bactericide* 1 gpt, *Surfactant* 2 gpt, *Mutual Solvent* 2 gpt, *Guar Gum* 15 gpt), 40 & 45 pptg *System Frac Fluid* (a. *Base gel*: KCl 2%, *Bactericide* 1 gpt, *Surfactant* 2 gpt, *Mutual Solvent* 2 gpt, *Guar Gum* 40 gpt & 45 gpt; b. *on fly*: *Buffer* (*Pottasium Carbonate*) 4 gpt, *Crosslinker* (*borate*) 4 gpt, *breaker* (*ammonium persulfate*) 2 gpt). Batuan *core* yang digunakan pada uji coba menggunakan *Berea Sandstone Core* yang telah diukur dimensi batuan, permeabilitas

gas, serta sifat fisik batuan lain yang berkaitan dengan pengujian. Batuan yang akan dilakukan injeksi sebelumnya dilakukan saturasi *brine water* terlebih dahulu.

Konsep yang digunakan pada alat ini adalah dengan melakukan injeksi dengan laju alir konstan (injeksi *steady state*) sehingga diketahui perubahan tekanan injeksi pada masing-masing fluida yang diinjeksikan pada temperatur yang disesuaikan dengan kondisi yang diinginkan. Tekanan injeksi akan terus naik sampai tekanan konstan, kemudian tekanan akan dicatat pada saat konstan. Perbedaan tekanan pada saat konstan kemudian dibandingkan pada awal masing-masing injeksi untuk diketahui RF (*Resistance Factor*).

Alat *coreflood* untuk uji injektivitas memiliki *syringe pump* yang digunakan untuk memberikan tekanan injeksi yang dapat diatur laju alir serta tekanannya. Tekanan dari *syringe pump* kemudian akan disalurkan pada *chamber* yang memuat fluida yang akan

diinjeksikan pada *core* pada *line* yang terhubung. *Core* yang akan diinjeksikan dimasukkan pada *core holder* yang diberi *confining pressure* agar fluida yang diinjeksikan pada *core* tidak dapat lolos melalui bagian luar atau celah yang ada pada *core* dengan *core holder*. Tekanan dan temperatur diukur pada inlet sebelum memasuki *core holder*. *Core holder* dan arah aliran haruslah vertikal. Fluida yang diinjeksikan kemudian akan keluar melalui *outlet* dengan tekanan atmosfer. Berikut adalah gambar skematik alat *coreflood* yang akan digunakan pada pengujian:



Gambar 5.1.
Skema Alat *Coreflood*

5.2 PARAMETER YANG MEMPENGARUHI

Parameter yang mempengaruhi hasil *return permeability* pada pengujian ini adalah konsentrasi *polymer* pada *system* yang berpengaruh pada kekentalan/viskositas fluida, seberapa baik *system polymer* tersebut dapat *break* secara sempurna sehingga fluida *polymer* yang telah *break* tersebut tidak menghasilkan residu berupa *polymer* yang tidak terdegradasi (*break*) dengan sempurna, serta seberapa homogen fluida yang diinjeksikan juga berpengaruh terhadap hasil pengujian. Beberapa faktor tersebut akan berpengaruh pada hasil injeksi yang ditunjukkan dari perilaku tekanan yang berbeda-beda. Semakin tinggi perbedaan tekanan akibat faktor tersebut maka RF yang dihasilkan akan semakin besar yang menandakan penyumbatan semakin tinggi atau permeabilitas berkurang akibat residu yang mengendap pada pori.

Konsentrasi *polymer* yang digunakan semakin tinggi maka akan semakin kental dan juga menghasilkan

residu yang semakin banyak. Pada pengujian menggunakan fluida perekah dengan 35 pptg, 40 pptg, dan 45 pptg *polymer*. Pada variasi konsentrasi tersebut akan lebih kental dan meninggalkan residu paling banyak yaitu mulai dari 45 pptg, 40 pptg, dan yang paling encer dan meninggalkan residu paling sedikit 35 pptg.

Semakin sempurna proses *break* atau degradasi *polymer* pada *fracturing* fluid akan menghasilkan pembersihan yang semakin baik pula pada formasi. Apabila fluida tidak *break* dengan sempurna maka akan menghasilkan sisa residu *polymer* yang masih kental dan sulit keluar melewati fluida. Hal ini akan mengganggu aliran pada batuan sehingga pada kondisi lapangan akan sangat merugikan karena minyak yang akan diproduksi terhambat alirannya.

Tingkat homogenitas dari *fluida* yang sudah *break* juga berpengaruh karena apabila fluida tidak homogen akibat proses *break* yang tidak sempurna

maka akan menyumbat aliran dan akan semakin menumpuk dan memberikan efek seperti *plug* atau sumbatan pada pori. Sumbatan dapat terakumulasi lebih banyak dan menutup pori secara total apabila partikel residu terlalu besar dan menumpuk dan tekanan tidak dapat memaksa partikel residu keluar dari *pori*. Ditunjukkan pada hasil pengujian sisa atau residu *polymer* menumpuk dan menyumbat pori sebagai berikut:



Gambar 5.2.
Kondisi *Core* Setelah Injeksi

5.3. Prosedur Pengujian *Injectivity Test*

Catatan:

- Pengukuran tekanan dan *rate* injeksi sepanjang aliran injeksi berada dalam kondisi *steady state*.
- Prosedur yang disarankan adalah dengan menggunakan larutan *fracturing fluid* yang sudah *break* dan dilakukan *pre-filtered* atau *pre-sheared* terhadap media berpori yang hampir sama.
- Sangat direkomendasikan untuk menggunakan *core* batuan *Berea Sandstones* sebagai standar media berpori (ketersediaannya yang banyak dan luas) untuk tujuan *screening* dari larutan *frac fluid*.

1. Preparasi batuan/*core*

- 1.1. Persiapkan batuan yang akan dijadikan media berpori. Dapat menggunakan *Berea Core* sampel batuan dari reservoir lapangan. Catatan:

- *Berea Sandstones Core* tidak mengandung minyak dan dalam kondisi yang kering
- Sampel batuan dari reservoir lapangan
- Ekstraksi dari cairan yang terdapat di dalam pori batuan wajib untuk dilakukan
- Batuan yang sudah dipersiapkan dengan baik sebelumnya tidak perlu dilakukan ekstraksi
- Teknik ekstraksi dan pembersihan dijelaskan secara detail dalam API RP 40: *Recommended Practice for Core Analysis Procedure*

1.2. Lakukan pengukuran porositas gas dan permeabilitas gas menggunakan peralatan gas porosimeter dan gas permeameter.

1.3. Lakukan pengukuran dimensi batuan, dan pencatatan informasi terkait pengukuran yang dilakukan. Catatan: lakukan pencatatan ukuran diameter, panjang, dan kode identifikasi batuan serta *properties* dari *Berea Sandstones* yang digunakan (seperti rentang porositas dan permeabilitas yang tercatat dalam informasi *core*)

2. Saturasi batuan dengan *brine* (metode vakum)

Catatan:

- Volume pori harus dihitung terlebih dahulu pada tahapan ini
- Pada tahapan ini akan menggunakan *brine* produksi.

2.1. Lakukan pengukuran berat kering dari sampel batuan yang sudah dibersihkan dan dikeringkan.

Catat berat kering sampel batuan

2.2. Masukkan sampel batuan ke dalam tabung hampa udara. Pasang karet penutup yang akan menghubungkan corong ke tabung hampa udara. Hubungkan tabung dengan pompa vakum. Nyalakan pompa vakum dan tunggu hingga 1 jam. Lakukan pengocokan tabung sampel pemvakuman selama 30 menit.

2.3. Lakukan pengaliran sampel *brine* dari corongnya ke dalam tabung hampa udara secara perlahan hingga sampel batuan tergenang seluruhnya (jangan matikan pompa vakum) dan jangan biarkan corong

kosong dari cairan *brine*. Biarkan dan tunggu selama 2 jam. Lakukan pengocokan sampel batuan setiap 30 menit.

- 2.4. Matikan pompa vakum, lalu buka *stopchock* untuk menyesuaikan dengan kondisi tekanan atmosfer.
- 2.5. Keluarkan batuan dari tabung hampa udara dan bersihkan sisa *brine* yang menempel di permukaan sampel batuan. Lakukan pengukuran berat basah sampel batuan dan catat berat basah masing-masing sampel batuan.
- 2.6. Lakukan perhitungan volume pori dan porositas menggunakan persamaan:

$$\begin{aligned} & \text{Pore Volume (cm}^3\text{)} \\ &= \frac{\text{Brine Saturated Weight} - \text{Dry Weight}}{\text{Brine Density}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Porosity (fraction)} \\ &= \frac{\text{Brine Saturated Weight} - \text{Dry Weight}}{\text{Dry Weight}} \end{aligned}$$

3. Saturasi batuan dengan *brine* (metode *coreflood*)

Catatan:

Pada tahapan ini digunakan *brine* injeksi dengan standar minimum peralatan:

- *Core Holder*: Bebas kebocoran (fluida mengalir hanya melalui media berpori saja) di sepanjang posisi horizontal.
- Harus tersedia *pressure gauge* dan pada bagian inlet dari sampel batuan (atau sedikitnya 1 tambahan *pressure gauge* di sepanjang sampel batuan).
- Tekanan pada outlet adalah pada kondisi atmosfer (jika tidak maka diperlukan pemasangan *pressure transducer* di bagian akhir dari peralatan untuk menentukan perbedaan tekanan yang terjadi disepanjang batuan).
- Pengukuran harus dilakukan pada suhu yang konstan.

3.1. Masukkan sampel batuan ke dalam *core holder* dan nyalakan pemanas (sesuaikan dan pasang temperatur yang diinginkan. Catatan: *Core holder*

dan arah aliran haruslah horizontal (atau dinyatakan berbeda dalam skenario)

- 3.2. Buka aliran gas dengan memutar *master valve* berlawanan arah jarum jam. Tutup *vent valve* dan buka *valve confining*.
- 3.3. Penuhi tabung (*chamber*) dengan “*brine injeksi*” dan pasang *line (pressure gauge yang terintegrasi)* cari tabung (*chamber*) menuju *core holder*. Nyalakan *pressure gauge*.
- 3.4. Nyalakan *syringe pump* untuk mengalirkan *brine* menuju sampel batuan dengan rate injeksi konstan sebesar 0.3 cc/min. Catatan: Lakukan pencatatan tekanan (P) pada *pressure gauge* dan laju produksi (Q) setiap 5 menit.
- 3.5. Lakukan identifikasi kondisi *steady-state*
 - Kriteria kondisi *steady-state*
 - Variasi tekanan di bawah besaran 0.03 psi
 - Laju alir yang konstan (laju input dan output sama)

- 3.6. Lanjutkan injeksi *brine* sebesar 1 (Pore Volume) PV setelah kondisi *steady-state*. Catatan: Lakukan pengamatan kestabilan tekanan sepanjang proses injeksi. Jika tekanan dan laju produksi tidak stabil lakukan kembali identifikasi kondisi *steady-state*.
- 3.7. Lakukan Proses injeksi yang sama dengan *rate* yang berbeda Catatan: Catat setiap data tekanan dan laju alir tiap 5 menit untuk masing-masing pengujian *rate* injeksi hingga kondisi *steady-state*.
- 3.8. Hentikan proses injeksi. Bongkar rangkaian dan lepaskan *pressure gauge*. Gunakan kompresor untuk membersihkan rangkaian. Bersihkan tabung (*chamber*).
- 3.9. Tutup *valve* tekanan dan buka *valve vent* pada *confining*. Isi ulang *syringe pump*. Catatan: Lakukan perhitungan permeabilitas *brine* untuk masing-masing laju alir menggunakan persamaan Darcy untuk aliran *horizontal* untuk fluida *incompressible*.

$$Q = \frac{kA \Delta P}{\mu L}$$

Keterangan:

Q = laju alir fluida, cm^3/s

K = permeabilitas, Darcy

A = luas area *cross sectional*

μ = viskositas fluida, cP

ΔP = Perubahan tekanan, atm

L = panjang media berpori, cm

4. *Coreflood Test*: Injeksi brine (*Waterflood*)

Pada tahapan ini digunakan Brine Injeksi. Standar minimum peralatan yang digunakan pada tahapan ini yaitu:

- *Core Holder*: Bebas kebocoran (fluida mengalir hanya melalui media berpori saja) di sepanjang posisi horizontal.
- Harus tersedia *pressure gauge* pada bagian inlet dari sampel batuan (atau sedikitnya 1 tambahan *pressure gauge* disepanjang sampel batuan).
- Tekanan pada *outlet* adalah pada kondisi atmosfer (jika tidak maka diperlukan pemasangan *pressure transducer* dibagian akhir

dari peralatan untuk menentukan perbedaan tekanan yang terjadi disepanjang batuan).

- Pengukuran harus dilakukan pada suhu yang konstan.

4.1. Bongkar batuan yang berada di dalam *coreholder*, bersihkan minyak yang berada di permukaan batuan dengan tisu bersih dan tempatkan sampel batuan di compartment atau gelas kimia yang bebas dari cairan dan pengotor. Lalu bersihkan peralatan *coreflood* dari minyak yang masih menempel. Gunakan *heater* ataupun kompresor jika diperlukan. Catatan: Pastikan peralatan *coreflood* bersih dari minyak termasuk *line* dan *core holder*.

4.2. Masukkan sampel batuan (tersaturasi *brine*) ke dalam *core holder* dan nyalakan pemanas (sesuaikan dan pasang temperatur yang diinginkan). Catatan: *Core holder* dan arah aliran haruslah horizontal (kecuali dinyatakan berbeda di dalam skenario).

- 4.3. Buka aliran gas dengan memutar *master valve* berlawanan arah jarum jam. Tutup *vent valve* dan buka *valve confining*.
- 4.4. Penuhi tabung (*chamber*) dengan “*brine injeksi*” dan pasang *line (pressure gauge* yang terintegrasi) cari tabung (*chamber*) menuju *core holder*. Nyalakan *pressure gauge*.
- 4.5. Nyalakan *syringe pump* untuk mengalirkan *brine* menuju sampel batuan dengan rate injeksi konstan sebesar 0.3 cc/min. Catatan: Lakukan pencatatan tekanan (P) pada *pressure gauge* dan laju produksi (Q) setiap 5 menit.
- 4.6. Perhatikan kondisi *effluent* pada tabung penampungan *outlet liquid*. Catat waktu pertama kali terjadi *breakthrough*. Lakukan injeksi hingga bisa dipastikan tidak ada volume *brine* yang bertambah di tabung penampungan (*effluent*). Lakukan identifikasi kondisi *steady-state*. Catatan:

- Catat jumlah volume *brine* pada tabung penampungan (*effluent*) saat *waterflood* dilakukan.
- Catat waktu terjadinya *breakthrough*.
- Kriteria kondisi *steady-state*.
- Variasi tekanan dibawah besaran 0.03 psi.
- Laju alir yang konstan (laju *input* dan *output* sama)

4.7. Lanjutkan injeksi *brine* sebesar 1 (*Pore Volume*) PV setelah kondisi *steady-state* dan tidak ada lagi tambahan *brine* pada tabung *effluent*. Catatan:

- Lakukan pengamatan kestabilan tekanan sepanjang proses injeksi.
- Jika tekanan dan laju produksi tidak stabil serta masih ditemukan tambahan *brin* pada *effluent*, lakukan kembali identifikasi kondisi *steady-state*.

4.8. Hentikan proses injeksi. Tutup *valve* injeksi. Bongkar *line* dan lepaskan *pressure gauge*. Namun perhatikan untuk tidak membongkar *coreholder*. Cukup bongkar *line* dan *pressure gauge* saja.

Gunakan kompresor untuk membersihkan rangkaian. Bersihkan tabung (*chamber*). Catatan: Perhatikan untuk tidak membongkar *coreholder* dalam tahapan ini. Cukup bongkar *line* dan *pressure gauge* saja untuk selanjutnya dibersihkan.

5. Saturasi batuan dengan *Slickwater* (metoda *coreflood*)

Catatan: Pada tahapan ini digunakan *slickwater* 15 *system*. Sudah dilakukan pengukuran karakteristik fluida *slickwater*. Standar minimum peralatan:

- *Core Holder*: Bebas kebocoran (fluida mengalir hanya melalui media berpori saja) di sepanjang *posisi* horizontal.
- Harus tersedia *pressure gauge* pada bagian inlet dari sampel batuan (atau sedikitnya 1 tambahan *pressure gauge* disepanjang sampel batuan).
- Tekanan pada *outlet* adalah pada kondisi atmosfer (jika tidak maka diperlukan pemasangan *pressure transducer* dibagian akhir

dari peralatan untuk menentukan perbedaan tekanan yang terjadi disepanjang batuan).

- Pengukuran harus dilakukan pada suhu yang konstan.

- 5.1. Masukkan sampel batuan yang sudah disaturasi *brine* ke dalam *core holder* dan nyalakan pemanas (sesuaikan dan pasang temperatur yang diinginkan). Catatan: *core holder* dan arah aliran haruslah vertikal (atau dinyatakan berbeda dalam skenario). Injeksi dilakukan agar saturasi minyak dapat terjadi lebih ideal mengisi seluruh bagian pori yang terkoneksi.
- 5.2. Buka aliran gas dengan memutar *master valve* berlawanan arah jarum jam. Tutup *vent valve* dan buka *valve confining*.
- 5.3. Penuhi tabung (*chamber*) dengan *slickwater* dan pasang *line (pressure gauge yang terintegrasi)* cari tabung (*chamber*) menuju *core holder*. Nyalakan *pressure gauge*.

- 5.4. Nyalakan *syringe pump* untuk mengalirkan *slickwater* menuju sampel batuan dengan *rate* injeksi konstan sebesar 0.3 cc/min. Catatan: Lakukan pencatatan tekanan (P) pada *pressure gauge* dan laju produksi (Q) setiap 5 menit.
- 5.5. Lakukan identifikasi *effluent* atau *output liquid* di dalam tabung penampungan dimana tidak ada tambahan *brine* lagi yang keluar dari dalam *core* setelah diinjeksi *slickwater* dengan *rate* konstan. Lakukan identifikasi kondisi *steady-state*. Catatan:
- Perhatikan waktu injeksi pertama kali menggunakan *brine* dari dalam *core*.
 - Perhatikan kondisi dimana tidak ada lagi kenaikan *volume brine* dari dalam *core*.
 - Kriteria kondisi *steady-state*. Variasi tekanan dibawah besaran 0.03 psi. Laju alir yang konstan (laju *input* dan *output* sama)
- 5.6. Lanjutkan injeksi *brine* sebesar 1 (*Pore Volume*) PV setelah kondisi *steady-state*. Catatan:

- Lakukan pengamatan kestabilan tekanan sepanjang proses injeksi.
- Jika tekanan dan laju produksi tidak stabil lakukan kembali identifikasi kondisi *steady-state*.
- Perhatikan volume *brine* yang keluar selama injeksi *slickwater* berlangsung.
- Catat volume *brine* pada tabung penampungan *effluent*.
- Volume *brine* yang ada mengindikasikan jumlah volume *slickwater* yang masuk ke dalam pori batuan uji.

5.7. Hentikan proses injeksi. Tutup *valve* injeksi.

5.8. Lepaskan *line*, dan bersihkan *line* injeksi dari *slickwater*. Gunakan kompresor untuk membersihkan rangkaian. Bersihkan tabung (*chamber*) injeksi (berisi *slickwater*).

6. *Coreflood: Frac Fluid Injection*

Catatan: Pada tahapan ini digunakan *fracturing fluid* dengan *brine* injeksi.

Standar minimum peralatan:

- *Core Holder*: Bebas kebocoran (fluida mengalir hanya melalui media berpori saja) di sepanjang posisi horizontal.
- Harus tersedia *pressure gauge* pada bagian *inlet* dari sampel batuan (atau sedikitnya 1 tambahan *pressure gauge* disepanjang sampel batuan).
- Tekanan pada *outlet* adaah pada kondisi atmosfer (jika tidak maka diperlukan pemasangan *pressure transducer* di bagian akhir dari peralatan untuk menentukan perbedaan tekanan yang terjadi disepanjang batuan.
- Pengukuran harus dilakukan pada suhu yang konstan.

6.1. Sambungkan jaringan injeksi (*line injeksi frac fluid* dan *pressure gauge* menuju *core holder* dan pastikan pemanas dinyalakan (sesuai dengan pasang temperatur yang diinginkan). Pastikan *valve* injeksi dibuka. Catatan: *core holder* dan arah aliran haruslah horizontal.

- 6.2. Pastikan *vent valve* ditutup dan *valve confining* dibuka.
- 6.3. Penuhi tabung (*chamber*) dengan *fracturing fluid* dan pasang *line* (*pressure gauge* yang terintegrasi) dari tabung (*chamber*) menuju *core holder*. Nyalakan *pressure gauge*.
- 6.4. Nyalakan *syringe pump* untuk mengalirkan *brine* menuju sampel batuan dengan *rate* injeksi konstan sebesar 0.3 cc/min. Catatan: lakukan pencatatan tekanan (P) pada *pressure gauge* dan laju produksi (Q) setiap 5 menit.
- 6.5. Perhatikan kondisi *effluent* pada tabung penampungan *outlet liquid*. Catat waktu pertama kali terjadi *breakthrough*. Lakukan injeksi hingga bisa dipastikan tidak ada volume *slickwater* yang bertambah di tabung penampungan (*effluent*). Lakukan identifikasi kondisi *steady-state*. Catatan:
- Catat volume *brine* dan *slickwater* pada tabung penampungan (*effluent*) saat *waterflood* dilakukan

- Catat waktu terjadinya *breakthrough*
- Kriteria kondisi *steady-state*
- Variasi tekanan dibawah besaran 0.03 psi
- Laju alir yang konstan (laju *input* dan *output* sama)

6.6. Lanjutkan injeksi *fracturing fluid* sebesar 1 (*Pore Volume*) PV setelah kondisi *steady-state* dan tidak ada lagi tambahan *slickwater* pada tabung *effluent*. Catatan: Lakukan pengamatan kestabilan tekanan sepanjang proses injeksi. Jika tekanan dan laju produksi tidak stabil serta masih ditemukan tambahan *slickwater* pada *effluent*, lakukan kembali identifikasi kondisi *steady-state*. Injeksi bisa saja dihentikan berdasarkan jumlah PV *injected* yang diatur dalam skenario. Injeksi bisa dilakukan secara kontinu dan tidak kontinu sesuai dengan skenario yang dirumuskan sebelumnya untuk memenuhi kebutuhan pengujian.

6.7. Hentikan proses injeksi. Bongkar rangkaian dan lepaskan *pressure gauge*. Gunakan kompresor

untuk membersihkan rangkaian. Bersihkan tabung(*chamber*). Catatan: kegagalan untuk memperoleh *pressure drop* yang stabil bisa jadi mengindikasikan terjadinya *plugging*. Memperoleh data yang *steady-state* adalah keharusan.

7. *Coreflood*: Injeksi *brine* (*post-flush*)

Catatan: Pada tahapan ini digunakan *brine* injeksi.

Standar minimum peralatan:

- *Core Holder*: Bebas kebocoran (fluida mengalir hanya melalui media berpori saja) di sepanjang posisi horizontal.
- Harus tersedia *pressure gauge* pada bagian inlet dari sampel batuan (atau sedikitnya 1 tambahan *pressure gauge* disepanjang sampel batuan).
- Tekanan pada *outlet* adalah pada kondisi atmosfer (jika tidak maka diperlukan pemasangan *pressure transducer* di bagian akhir dari peralatan untuk menentukan perbedaan tekanan yang terjadi disepanjang batuan).

- Pengukuran harus dilakukan pada suhu yang konstan.
- 7.1. Pastikan pemanas dinyalakan (sesuaikan dan pasang temperatur yang diinginkan). Pastikan *valve* injeksi dibuka. Catatan: *Core holder* dan arah aliran haruslah horizontal.
 - 7.2. Pastikan *vent valve* ditutup dan *valve confining* dibuka.
 - 7.3. Penuhi tabung (*chamber*) dengan *brine* dan pasang *line* (*pressure gauge* yang terintegrasi) dari tabung (*chamber*) menuju *core holder*. Nyalakan *pressure gauge*.
 - 7.4. Nyalakan *syringe pump* untuk mengalirkan *brine* menuju sampel batuan dengan *rate* injeksi konstan sebesar 0.3 cc/min. Catatan: Lakukan pencatatan tekanan (P) pada *pressure gauge* dan laju produksi (Q) setiap 5 menit.
 - 7.5. Lakukan identifikasi *effluent* atau *output liquid* di dalam tabung penampungan dimana tidak ada tambahan *fracturing fluid* lagi yang keluar dari

dalam *core* setelah diinjeksikan *brine* dengan *rate* konstan. Lakukan identifikasi kondisi *steady-state*.

Catatan:

- Perhatikan waktu injeksi pertama kali mengeluarkan *brine* dari dalam *core*.
- Perhatikan kondisi dimana tidak ada lagi kenaikan volume *brine* dalam *core*.
- Kriteria kondisi *steady-state*
- Variasi tekanan dibawah besaran 0.03 psi
- Laju aliran yang konstan (laju input dan output sama)

7.6. Lanjutkan injeksi *brine sebesar 1 (Pore Volume)* setelah kondisi *steady-state*. Catatan:

- Lakukan pengamatan kestabilan tekanan sepanjang proses injeksi.
- Jika tekanan dan laju produksi tidak stabil lakukan kembali identifikasi kondisi *steady-state*.
- Perhatikan volume *fracturing fluid* yang keluar selama injeksi *brine post-flush* berlangsung.

- Catat volume *fracturing fluid* yang keluar pada penampungan *effluent*.
 - Catat volume *brine* pada tabung penampungan *effluent*.
- 7.7. Hentikan proses injeksi. Bongkar rangkaian dan lepaskan *pressure gauge*. Gunakan kompresor untuk membersihkan rangkaian. Bersihkan tabung (*chamber*).
- 7.8. Tutup *valve* tekanan dan buka *valve vent* pada *confining*. Isi ulang *syringe pump*.
- 7.9. Selesaikan proses *Fracturing Fluid Injection Core Test*.

5.4. Pengujian Dengan *Flow-back Injection Test*

Dalam sebuah jurnal ilmiah terdapat metode pengujian *return permeability* yang diakibatkan oleh lumpur permboran (Suri & Sharma, 2010). Dari jurnal ilmiah tersebut dapat diadaptasi untuk melakukan pengujian *return permeability* dengan menggunakan *fracturing fluid* untuk mengetahui *return permeability*

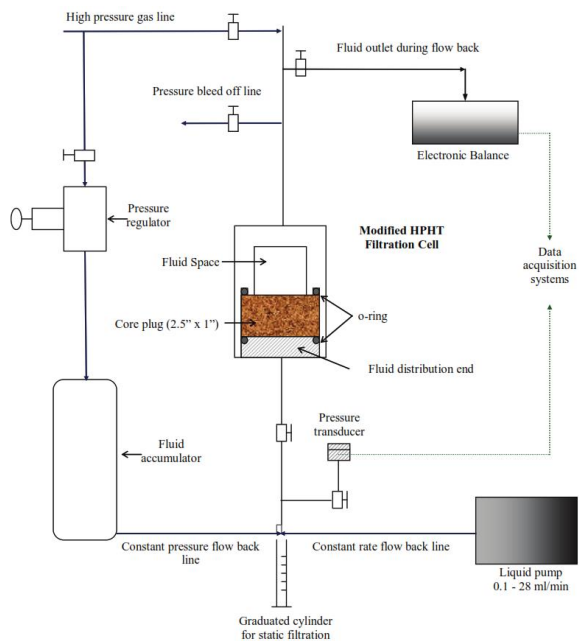
serta pengaruh residu yang ditimbulkan oleh *fracturing fluid* terhadap laju alir pada batuan pasca kegiatan *hydraulic fracturing*.

Pada pengujian ini menggunakan peralatan yang mirip dengan prosedur pengujian sebelumnya. Yang membedakan peralatan ini dengan peralatan pada pengujian adalah mampu mengalirkan fluida secara dua arah atau dapat dilakukan *flowback* pada *core*. Berikut adalah skema dari peralatan pada pengujian *flowback injection test* ditunjukkan oleh **Gambar 5.3**.

Pada banyak pengujian sebelumnya tentang *return permeability* menggunakan *constant flowback rate method*. Minyak dialirkan balik setelah terjadinya filtrasi *mud cake* dimana pada pengujian sebelumnya terjadi juga penyumbatan mirip seperti *mud cake* pada penggunaan *fracturing fluid* pada *rate* konstan dimana profil tekanan diukur sampai mencapai penurunan tekanan yang stabil. Pengukuran *return permeability* dilakukan pada laju alir tertentu yang berkaitan dengan

tingkat pembersihan pada laju alir tertentu. *Return permeability* dihitung dengan membagi perbedaan tekanan yang telah stabil pada pembacaan sebelum injeksi *fracturing fluid* dengan perbedaan tekanan selama aliran balik (setelah injeksi *fracturing fluid*), secara matematis diterangkan dalam:

$$\text{Return Permeability Ratio} = \frac{\Delta P_{\text{initial}}}{\Delta P_{\text{final}}}$$



Gambar 5.3.
Skema Peralatan *Fluid Filtration and Flowback Test*

Prosedur pengujian diterangkan dalam tahap-tahap berikut:

1. Tentukan dimensi *core plugs* yang diinginkan. Bersihkan dan keringkan pada *oven* (pada 100°C) selama 24 jam.
2. Berikan lapisan tipis *epoxy* pada sisi yang lebih pendek untuk menghindari aliran pada sisi *plug*. Lapisan *epoxy* diperlukan untuk injeksi dengan *core* yang lebih kecil yang tidak terkena *confining pressure* tetapi hanya memiliki dua karet *O-rings* pada masing-masing set pada atas dan bawah *plug* untuk menyegel sisi tersebut. Pada *core* yang lebih Panjang tidak perlu diberikan *epoxy* karena pada peralatan *core* yang lebih panjang menggunakan *viton confining pressure* untuk menyegel sisi dari *core*.
3. Lakukan saturasi *core* secara vakum dengan 3% NaCl selama 12 jam.
4. Pasang *core* yang sudah tersaturasi pada *filter cell* diikuti dengan distribusi fluida pada *end cap*. Segel

secara ketat setiap baut *cap-locking* untuk memastikan tidak ada kebocoran.

5. Lakukan injeksi *brine* (3% NaCl) dari bawah ke atas bagian *core plug* dengan laju alir dari 1 sampai 10 ml/menit. Bagian atas dari *core* merepresentasikan dinding sumur dan bagian bawah menggambarkan *reservoir*. Catat pembacaan perbedaan tekanan (ΔP) sampai stabil pada beberapa laju aliran.
6. *Plot* laju alir injeksi vs pembacaan perbedaan tekanan pada pengujian. Gunakan persamaan hukum *Darcy* untuk mencari slope menggunakan rumus:

$$q = m \times \Delta P$$

Dimana q adalah laju alir dalam cc/menit, ΔP adalah perbedaan tekanan dalam psi, dan m adalah slope sehingga dapat dimasukkan dalam persamaan:

$$m = \frac{1}{94.456} \frac{k A}{\mu L}$$

Dimana k adalah permeabilitas dalam millidarcy, A adalah area dalam inchi², μ adalah viskositas fluida

injeksi dalam centipoise, dan L adalah panjang dari *core* dalam inchi.

7. Untuk pengujian dengan fluida dua fasa dilakukan injeksi dengan Exxsol D110 (minyak) pada laju alir injeksi 1 ml/menit dari atas ke bawah agar terjadi *piston like displacement* air oleh minyak. Setelah 3-4 jam injeksi naikkan laju alir secara bertahap sampai 10 ml/menit dan lanjutkan aliran injeksi selama 1 jam atau sampai tercapai tekanan yang stabil. Setelah itu dapat diasumsikan air yang tersisa sebagai saturasi air yang tidak dapat digantikan ($S_{W_{irr}}$).
8. Injeksi Exxsol dari bawah ke atas dari laju alir 1 sampai 10 ml/menit (seperti aliran dari formasi ke lubang sumur). Ukur pembacaan perbedaan tekanan (ΔP) sampai tekanan stabil pada laju injeksi yang berbeda. Hitung permeabilitas efektif minyak dengan persamaan Darcy pada aliran linear.
9. Lepaskan *filter cell*. Tuangkan *fracturing fluid* dari *cell*. Pada saat menuangkan *fracturing fluid* dari

filtration cell, *core plug* harus dilepaskan dari *filtration cell*. Pada tahap ini *core plug* akan terekspos pada kondisi atmosfer sehingga penting pada tahapan ini untuk melakukan tahapan ini secepat mungkin agar *core* tidak kering atau berkurang saturasinya terlalu banyak.

10. Lakukan filtrasi dengan tekanan *overbalance* menggunakan *nitrogen line*. Buka *valve* di bawah *cell* agar terjadi *fluid loss*. Kumpulkan dan ukur berapa banyak volume filtrat setiap menit selama 30 menit dan setiap jam selama 16 jam menggunakan *electronic balance* yang terkoneksi dengan computer.
11. Secara perlahan lakukan *bleed off* tekanan filtrasi dalam *cell* sampai tercapai tekanan atmosfer.
12. Gunakan Exxsol D110 untuk pengujian aliran balik dua fasa dan 3% larutan *brine* untuk pengujian satu fasa aliran balik. Untuk detail prosedur aliran balik dijelaskan selanjutnya.

Prosedur *Constant Pressure Flow-back*

1. Pastikan setiap *lines* terisi oleh fluida, terutama pada bagian *outlet* yang terbuka dengan kondisi atmosfer selama injeksi. Berikan tekanan aliran balik konstan (~ 1 psi) pada bagian bawah *core* menggunakan *sensitive pressure regulator*. Perhatikan bagian *outlet* untuk mengetahui adanya aliran awal. Jaga perbedaan tekanan aliran balik secara konstan pada 1 psi selama 10 menit dan amati bagian *outlet* pada tiap aliran.
2. Apabila tidak ada aliran, secara perlahan naikkan tekanan pada bagian bawah *core* menggunakan *pressure regulator* sampai 2 psi dan jaga tekanan konstan selama 10 menit serta amati bagian *outlet*. Ulangi Langkah tersebut secara bertahap dengan menaikkan perbedaan tekanan aliran balik sebanyak 1 psi sampai terjadi inisiasi aliran.
3. Perbedaan tekanan pada saat terjadi aliran yang keluar dari bagian *outlet* dicatat sebagai *Flow Initiation Pressure* (FIP). Fluida yang keluar dan

terkumpul pada bagian *outlet* akan dicatat dan diukur secara elektronik laju aliran balik akan dihitung oleh computer. Tekanan dijaga konstan sampai laju alir juga konstan.

4. Naikkan perbedaan tekanan aliran balik dengan rentang yang kecil (sekitar 1 sampai 2 psi) untuk mengetahui perilaku pembersihan pada internal dan external dari filtrat yang terbentuk dan ukur laju alir. Lakukan kenaikan tekanan dengan rentang besar (sekitar 10 sampai 20 psi) setelah tercapai aliran balik dengan tekanan 20 psi. Tetap naikkan perbedaan tekanan sampai perbedaan tekanan aliran balik maksimal tercapai, dari beberapa pengujian yang telah dilakukan pada tekanan sebesar 100 psi.
5. Hitung *return permeability ratio* untuk beberapa perbedaan tekanan aliran balik yang dicatat seperti berikut:
 - Hitung perbedaan tekanan ideal untuk masing-masing laju aliran balik dengan persamaan:

$$\Delta P_{ideal} = q_{flowback} / m$$

- Hitung *return permeability ratio* untuk masing-masing tekanan aliran balik dengan persamaan:

$$Return\ Permeability\ Ratio = \Delta P_{ideal} / \Delta P_{flowback}$$

6. *Plot return permeability ratio* sebagai fungsi dari perbedaan tekanan aliran balik yang ditetapkan.

Prosedur *Constant Rate Flow-back*

1. Lakukan injeksi fluida (minyak untuk dua fasa dan *brine* untuk satu fasa) dari bagian bawah *cell* pada laju alir konstan sebesar 1 ml/menit. Amati dan catat perbedaan tekanannya sampai tekanan stabil.
2. Naikkan laju aliran balik sampai 3 ml/menit lalu 5 ml/menit dan catat perbedaan tekanan aliran balik sampai tekanan stabil pada masing-masing laju alir.
3. Hitung *return permeability ratio* untuk masing-masing laju aliran balik menggunakan persamaan:

$$\Delta P_{fi} = \Delta P_{max} - \Delta P_{final}$$

Dimana ΔP_{fi} adalah perbedaan antara tekanan tertinggi dan tekanan stabil yang disebut (FIP)

dalam satuan psi, ΔP_{max} adalah tekanan yang telah stabil dalam satuan psi, ΔP_{max} adalah tekanan tertinggi saat injeksi dalam satuan psi.

BAB 6 RETURN PERMEABILITY

Hydraulic fracturing dengan menggunakan formulasi bahan dasar *Guar Gum* telah lama digunakan dalam sejarah karena dapat diandalkan karena fleksibilitas secara kimia dan juga ekonomis (Vo, Sparks, Parton , Cortez, & Green, 2014). *Guar gum* dapat membentuk larutan terhidrasi (viskositas tinggi) dengan bermacam kandungan pada komposisi air seperti NaCl, KCl sampai 5% dari berat massa dan juga dengan *polyvalent metal* (kalsium, magnesium, aluminium) ion (Pike, 2003). Penambahan *borate* dilakukan agar terjadi proses *crosslink* pada sehingga dapat terbentuk fluida polymer dengan viskositas tinggi yang cukup untuk membawa proppant yang akan mengisi rekahan yang akan terbentuk. Setelah pemompaan dan proppant sudah mengisi rekahan, *crosslinked polymer* harus di pecah agar tidak menutup rekahan serta pori sehingga fluida dapat mengalir secara bebas. Untuk memecah *crosslinked polymer* digunakan *breaker* yang biasanya

adalah *oxidizer*, asam, atau enzim tertentu (Montgomery, 2013).

Invasi fluida *hyfrac* yang merusak formasi dapat mempengaruhi produktivitas dan umur dari lubang sumur. Fluida *hyfrac* dapat menyebabkan kerusakan formasi yang tidak terduga dan mungkin sulit dihilangkan (Huang, Perez, Huang, Safari, & Fragachan, 2018). Oleh karena itu perlu dilakukan pengujian agar diketahui kerusakan formasi serta *return permeability* akibat penggunaan berbagai macam fluida atau bahan additive pada *hydraulic fracturing*.

Return permeability merupakan perbandingan permeabilitas formasi yang rusak terhadap permeabilitas formasi mula mula (Riberio & Sharma, 2012). Dinyatakan juga, istilah *return permeability* merupakan parameter laboratorium untuk mendeskripsikan kerusakan formasi, dalam istilah lapangan kerusakan formasi biasa disebut *skin factor*. Sehingga dapat dikatakan *skin factor* akan semakin

besar jika *return permeability* semakin kecil secara hubungan kualitatif (Han, Lohne, Stevenson, & Stavland, 2005). Sehingga untuk menyelidiki dan melakukan evaluasi turunya permeabilitas dapat dinyatakan dalam perbandingan antara permeabilitas minyak, gas atau air formasi dan setelah dilakukan injeksi fluida. (Salimi & Ghalambor, 2011) Parameter yang dapat dievaluasi dinyatakan dalam persamaan:

$$RP = k_d/k_i$$

Dimana:

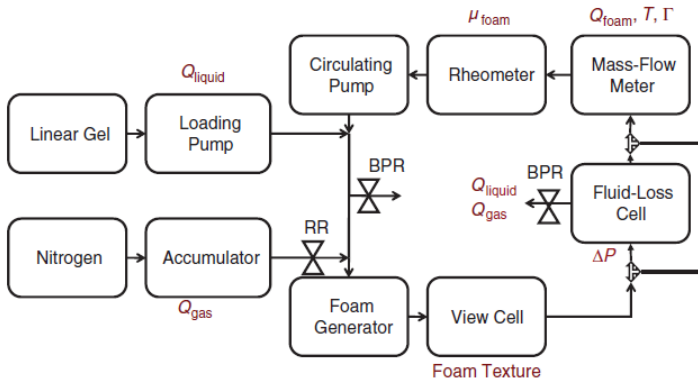
k_d = permeabilitas minyak, gas atau air formasi (permeabilitas setelah terjadi kerusakan formasi) setelah *leak-off test*

k_i = permeabilitas minyak, gas atau air formasi (permeabilitas mula-mula) sebelum *leak-off test*

Dalam sebuah studi mengenai *return permeability* yang menyebabkan terjadinya kerusakan formasi sehingga turunya permeabilitas yang paling

signifikan yaitu: (1) kurang baiknya *removal* fluida kental (*polymer*) yang meng-invasi sampel *core*, (2) *Filter-cake* pada bagian luaran sampel yang menghambat aliran fluida, (3) mengendapnya residu *polymer* pada ruang pori. (Riberio & Sharma, 2012)

Dalam mengukur *return permeability* diperlukan uji laboratorium dengan alat khusus yang di desain untuk melakukan evaluasi pada permeabilitas batuan akibat injeksi fluida. Rangkaian ini memungkinkan dilakukannya (1) pengukuran *leak-off test* secara dinamik pada fasa cair dan gas, (2) melakukan pengukuran terhadap *rheology* fluida yang akan diinjeksikan, (3) melakukan evaluasi *regain permeability* batuan selama aliran balik (Riberio & Sharma, 2012). Berikut adalah skema dari sistem alat untuk melakukan pengukuran *return permeability*:



Gambar 6.1.
Skema *Foam-Loop System*

Keterangan:

BPR = *Backpressure Regulators*

RR = *Reducing Regulators*

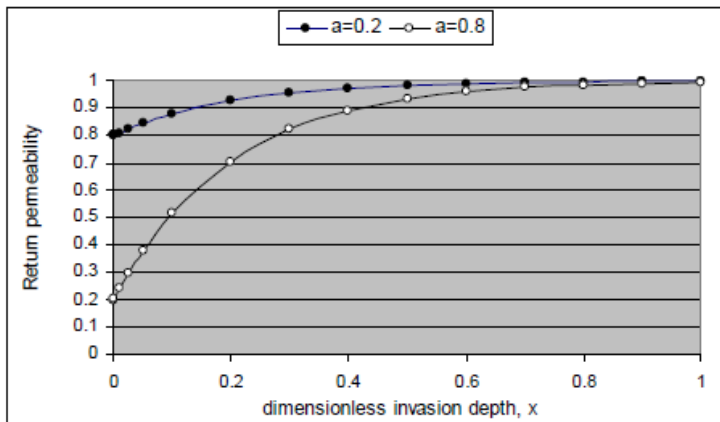
Fungsi distribusi dari *return permeability* dapat digambarkan dalam persamaan:

$$RP_x = 1 - ae^{-bx}$$

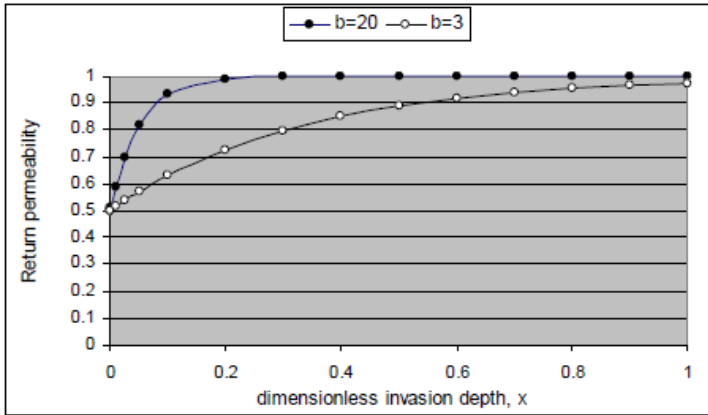
Dimana dalam persamaan tersebut dijelaskan bahwa kerusakan formasi dijelaskan dalam fungsi eksponensial langsung (*decay function*) dengan kedalaman invasi *dimensionless*. Maka *return permeability* secara umum

dijelaskan dalam 1 minus kerusakan formasi dimana a menggambarkan kerusakan pada permukaan yang ter-invasi fluida serta padatan injeksi dimana b merupakan distribusi kerusakan dari zona yang ter-invasi. Untuk menentukan nilai a dan b dilakukan melalui uji laboratorium.

Berikut adalah contoh dalam sensitivitas dari a dan b pada distribusi *return permeabilities*:



Gambar 6.2.
Sensitivity of a On Return Permeability With $b=5$



Gambar 6.3.
Sensitivity of b On Return Permeability With a=0.5

Langkah untuk menghitung a dan b adalah seperti berikut:

Pertama, *dimensionless invasion volumes* pada dua titik tekanan harus ditentukan berdasarkan total volume invasi dan *properties core* lainnya.

Kedua, *average return permeabilities* dari bagian pertama dan untuk sampai *invasion front* atau sampai panjang *core* harus dihitung. Untuk menghitung *average return permeability* sampai *invasion front* dengan persamaan:

$$RP_d = \frac{RP_{avg}L_d}{(1 - RP_{avg})L + RP_{avg}L_d}$$

Dimana L_d adalah *invasion depth*, RP_{avg} adalah *measured average return permeability* dari keseluruhan *core*, dan RP_d adalah *average return permeability* dari zona invasi

Ketiga, gunakan persamaan berikut untuk menghitung nilai a dan b menggunakan metode *iterative* seperti berikut:

$$RP = \frac{1}{1 + \frac{1}{b} \ln \left(\frac{1 - ae^{-b}}{1 - a} \right)}$$

$$RP_{avg} = \frac{x_2 - x_1}{(x_2 - x_1) + \frac{1}{b} \ln \left(\frac{1 - ae^{-bx_2}}{1 - a^{-bx_1}} \right)}$$

Keterangan:

$x_2 = \text{dimensionless invasion depth (not core length)}$

Bibliografi

- Barati, R., & Liang, J.-T. (2014). A Review of Fracturing Fluid System Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. *Journal of Applied Polymer Science*.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2017). *Fluid Mechanics: Fundamentals and Applications*. New York: McGraw Hill Education.
- Cramer, D. D., Woo, G. T., & Dawson, J. C. (2004). Development and Implementation of a Low-Polymer-Concentration Crosslinked Fracturing Fluid for Low-Temperatur Applications. *SPE*.
- Donaldson , E. C., Alam, W., & Begum , N. (2013). *Hydraulic Fracturing Explained: Evaluation and Challenges*. Houston: Gulf Publishing.
- Economidies, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation 3rd Edition*. Houston: Schlumberger Educational Services.
- Gondalia, R. R., Kumar, R. R., Zacharia, J., Shetty, V., Bandyopadhyay, A., Narayan, S., & Boerdoeri, K. (2019). Fracturing Fluid and Geomechanics Integration Solves Hydraulic Fracturing in the HP/HT Triassic - Jurassic Petroleum System, Krishna Godavari Basin, India. *SPE*.

- Han, L., Lohne, A., Stevenson, B., & Stavland, A. (2005). Making Sense of Return Permeability Data Measured in the Laboratory. *SPE Journal* 94715.
- Howard, G. C., & Fast, C. R. (1970). *Hydraulic Fracturing: Core Issues & Trends*. Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
- Huang, J., Perez, O., Huang, T., Safari, R., & Fragachan, F. E. (2018). Using Engineered Low Viscosity Fluid in Hydraulic Fracturing to Enhance Proppant Placement. *SPE Journal*.
- Lyons, W., Plisga, G., & Lorenz, M. (2015). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. Oxford: Elsevier.
- Miskimins, J. L. (2020). *Hydraulic Fracturing: Fundamentals and Advancements*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineer.
- Pike, M. (2003). *Fracturing Fluid Properties*. Dipetik February 2021, dari http://www.trican.ca/pdf/services_technology/tech_papers/FracFluid_Properties.pdf
- Riberio, L., & Sharma, M. (2012). Multiphase Fluid-Loss Properties and Return Permeability of Energized Fracturing Fluid. *SPE Journal* 139622.

- Salimi, S., & Ghalambor, A. (2011). Experimental Study of Formation Damage during Underbalanced-Drilling in Naturally Fractured Formations. *Energies Journal* , 1724-1747.
- Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2015). *Hydraulic Fracturing*. Boca Raton: CRC Press.
- Suri, A., & Sharma, M. M. (2010). An Improved Laboratory Method to Estimate Flow Initiation Pressure Near Wellbore Return permeabilities. *SPE*.
- Vo, L. K., Sparks, B., Parton , C., Cortez, J., & Green, T. (2014). Novel Low-Residue High Brine Fracturing Fluid. *American Association of Drilling Engineers*.



ISBN 978-623-6896-88-4



**LEMBAGA PENELITIAN DAN PENGABDIAN MASYARAKAT
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2021**