

**ANALISIS VARIASI *FRAC FLUID* DAN *PROPPANT*
TERHADAP NILAI *FRACTURE CONDUCTIVITY*
DIMENSIONLESS DAN *FOLD OF INCREASE* DENGAN
MENGUNAKAN *SIMULATOR FRACPRO***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh
Hendra Suwarta
183210987



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2021

KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya sampaikan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas rahmat dan karunia ilmu yang diberikan, shalawat beriring salam kepada baginda nabi besar Muhammad salallahu alaihi wasallam, yang mana atas berkahnya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penelitian tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Banyak pihak yang telah ikut berkontribusi dalam membantu dan menolong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua saya yaitu, bapak Syamsu Anwar dan ibu Yurnita, saudara kandung saya Yudi Suwarta serta keluarga besar yang telah memberikan doa serta dukungan penuh kepada saya baik moral maupun material.
2. Habib Muhammad bin Haider Syahab selaku guru majelis saya yang mana beliau banyak mengajarkan saya baik ilmu adab, ilmu Fiqih, tasawuf, serta memberikan ketenangan hati sewaktu hadir dalam majelis, dan juga Shohibul majelis yang sudah menganggap saya bagian dari keluarga Baitul Habib
3. Ibu Novrianti, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing yang telah meluangkan waktu dan pikirannya dalam memberikan arahan dan masukan selama proses pembuatan tugas akhir saya.
4. Bapak Areiyando Makmun S.T., selaku mentor saya yang telah memberikan ilmu yang *expert* dan wawasan yang lebih dalam dunia migas yang mana sangat bermanfaat mengenai pengerjaan skripsi
5. Abang Januar Effendy S.T., selaku senior UIR yang telah mensupport saya dalam sumbangsih ide-ide dan masukkannya.
6. Abang Richard Arnold selaku *author* ENG MAN Channel yang mana sangat memberikan banyak ilmu-ilmu *quick knowledge* maupun berbagai tutorial *software* petroleum Engineer
7. Bapak Fiki Hidayat, S.T., M.Eng., selaku pembimbing akademik yang memberikan nasihat dalam menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.

8. Ibu Novia Rita, S.T, M.T., selaku Ketua Prodi dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T., selaku Sekretaris Prodi serta Dosen lainnya yang telah banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan hal lainnya yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
9. Teman-teman saya Urfi ramadhani, abang Reza Budiman, abang Reza barlian, Michelian Okta R, Theo Syafutra, keluarga besar Petro Musi serta teman-teman seluruh angkatan di Politeknik Akamigas Palembang dan Universitas Islam Riau, melalui doa saya, semoga Allah memberikan kesehatan, kedamaian hati, dan dibalaskan segala kebaikan seluruh pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan, tanpa bantuan kalian aku bukanlah siapa-siapa.

Pekanbaru, 18 November 2021



Hendra Suwarta

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 <i>State Of The Art</i>	3
2.2 <i>Hydraulic fracturing</i> (Perekahan Hidrolik).....	6
2.2.1 <i>Fracture Conductivity dimensionless</i>	7
2.2.2 <i>Fold of Increase</i>	8
2.2.3 <i>Selection of Materials</i>	10
2.3 FRACPRO.....	16
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	17
3.1 Metode penelitian.....	17
3.2 <i>Flowchart</i>	18
3.3 Jenis penelitian.....	19
3.4 Tempat Pelaksanaan.....	20
3.5 Jadwal Penelitian.....	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	21
4.1 <i>Wellbore Schematic</i>	21
4.2 <i>Frac Fluid Spesification</i>	23
4.3 <i>Proppant Spesification</i>	23
4.4 Hasil Variasi <i>Frac Fluid</i> Dan <i>Proppant</i>	24
4.4.1 Analisis <i>Proppant</i> Terhadap <i>Frac Fluid</i> YF115LG.....	25
4.4.2 Analisis <i>Proppant</i> Terhadap <i>Frac Fluid</i> YF120LG.....	26

4.4.3 Analisis <i>Proppant</i> Terhadap <i>Frac Fluid</i> YF140D	28
4.4.4 Analisis <i>Frac Fluid</i> Terhadap <i>Badger Frac Sand</i>	29
4.4.5 Analisis <i>Frac Fluid</i> Terhadap <i>Brady Sand</i>	29
4.4.6 Analisis <i>Frac Fluid</i> Terhadap <i>Arizona Sand</i>	30
4.5 Analisis Variasi <i>Frac Fluid</i> Dan <i>Proppant</i> Yang Paling Sesuai	31
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	33
5.1 KESIMPULAN	33
5.2 SARAN	34
DAFTAR PUSTAKA	35



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skematik Proses <i>Hydraulic fracturing</i>	7
Gambar 2.2 Grafik <i>Fracture Conductivity Dimensionless</i>	8
Gambar 2.3 Effect of boundaries on <i>FOI</i>	9
Gambar 2.4 <i>Roundness and sphericity sand proppant</i>	11
Gambar 2.5 Jenis kekuatan <i>proppant</i> menahan closure pressure	12
Gambar 2.6 <i>Physical properties of sand from halliburton</i>	13
Gambar 2.7 Jenis <i>frac fluid</i> beserta karakter <i>frac fluid</i>	14
Gambar 2.8 Contoh hasil <i>Interface</i> penggunaan <i>simulator fracpro</i>	16
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> penelitian.....	18
Gambar 4.1 <i>Wellbore Schematic</i>	22
Gambar 4.2 <i>proppant conductivity</i> dalam kondisi <i>non-embedment</i>	24
Gambar 4.3 <i>permeability vs stress</i> dari berbagai jenis <i>proppant</i>	26
Gambar 4.4 <i>Fracture width vs Proppant diameter</i>	27

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data reservoir lapangan.....	19
Tabel 3.2 <i>Data well diagram</i>	19
Tabel 3.3 Mengitung <i>fracture conductivity dimensionless</i>	19
Tabel 3.4 Jadwal Penelitian.....	20
Tabel 4.1 <i>Drilled Hole Configuration</i>	22
Tabel 4.2 <i>Casing Configuration</i>	22
Tabel 4.3 <i>Surface Line and Tubing Configuration</i>	22
Tabel 4.4 skenario variasi <i>frac fluid</i> dan <i>proppant</i>	25
Tabel 4.5 Hasil pengujian <i>proppant</i> terhadap <i>frac fluid</i> YF115LG.....	25
Tabel 4.6 Hasil pengujian <i>proppant</i> terhadap <i>frac fluid</i> YF120LG.....	27
Tabel 4.7 Hasil pengujian <i>proppant</i> terhadap <i>frac fluid</i> YF140D.....	28
Tabel 4.8 Hasil pengujian <i>frac fluid</i> terhadap <i>badger frac sand</i>	29
Tabel 4.9 Hasil pengujian <i>frac fluid</i> terhadap <i>brady sand</i>	30
Tabel 4.10 Hasil pengujian <i>frac fluid</i> terhadap <i>arizona sand</i>	30
Tabel 4.11 skenario variasi <i>frac fluid</i> dan <i>proppant</i>	31

DAFTAR SINGKATAN

BFPD	<i>Barrels fluid per day</i>
<i>bpm</i>	<i>Barrel per minute</i>
<i>cP</i>	<i>Centi poise</i>
<i>D</i>	<i>Diameter / delayed</i>
EUR	<i>Estimated ultimate recovery</i>
FOI	<i>Fold of increase</i>
K	<i>Permeability reservoir</i>
Kf	<i>Permeability fracture</i>
LG	<i>Low guar</i>
<i>mD</i>	<i>Mili darcy</i>
md-ft	<i>Milli darcy – feet</i>
MMBOE	<i>Million Barrels of Oil Equivalent</i>
NPV	<i>Net present value</i>
Psi	<i>Pound square inch</i>
re	<i>Radius reservoir</i>
rw	<i>Wellbore radius</i>
rw'	<i>Effective wellbore radius</i>
S	<i>Skin</i>
W	<i>Lebar rekahan</i>
Xf	<i>Panjang rekahan</i>

**ANALISIS VARIASI *FRAC FLUID* DAN *PROPPANT*
TERHADAP NILAI *FRACTURE CONDUCTIVITY*
DIMENSIONLESS DAN *FOLD OF INCREASE* DENGAN
MENGUNAKAN *SIMULATOR FRACPRO***

HENDRA SUWARTA

NPM 183210987

ABSTRAK

Sumur X lapangan Y merupakan sumur yang mengalami penurunan produksi dan juga mengalami penurunan permeabilitas mencapai 3,64 mD, penurunan nilai permeabilitas tersebut menyebabkan akan dilakukannya *hydraulic fracturing* pada sumur ini untuk meningkatkan nilai permeabilitas dan *conductivity* sumur X. Untuk mengetahui jenis *frac fluid* dan *proppant* yang sesuai serta viskositas yang akan dilakukan pada sumur X, melalui *simulator fracpro* akan dilakukan penelitian terkait variasi antara *frac fluid* dan *proppant* pada sumur X. Adapun metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah peneliti melakukan skenario 3x3 yang mana berjumlah 9 skenario yang berfokus untuk mendapatkan nilai FCD dan FOI yang sesuai untuk diterapkan pada sumur X, dalam melakukan analisa *frac fluid* peneliti menggunakan tiga jenis *frac fluid* yaitu YF115LG, YF120LG dan YF140D dan masing masing nilai *viscosity* dari ketiga *frac fluid* adalah 61.9 cP, 148 cP, dan 362 cP, dalam analisa *proppant* peneliti menggunakan tiga jenis *proppant* yaitu *badger frac sand*, *brady sand* dan *arizona sand*, yang mana dari ketiga *proppant* tersebut memiliki nilai *roundness and sphericity* sebagai berikut (0.8, 0.8), (0.7, 0.8), dan (0.7, 0.8). Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, didapat hasil variasi *frac fluid* dan *proppant* yang paling sesuai diterapkan dalam sumur X adalah skenario (A,1) yaitu FCD dan FOI yang dihasilkan sebesar 14,99 dan 1,425.

Kata kunci: *Hydraulic fracturing, Fracture Conductivity Dimensionless, Fracpro, Fold of Increase*

**ANALYSIS OF FRAC FLUID AND PROPPANT VARIATIONS
ON THE VALUE OF FRACTURE CONDUCTIVITY
DIMENSIONLESS AND FOLD OF INCREASE USING
FRACPRO SIMULATOR**

HENDRA SUWARTA

NPM 183210987

ABSTRACT

Well X field Y is a well that experienced a decrease in production and also experienced a decrease in permeability reaching 3.64 mD, the decrease in the permeability value caused hydraulic fracturing to be carried out in this well to increase the permeability and conductivity value of well X. To determine the appropriate type of frac fluid and proppant and the viscosity that will be carried out in well X, through the FRACPRO simulator, research will be carried out regarding the variation between frac fluid and proppant in well X. The method used in this study is that the researchers carried out a 3x3 scenario, which consisted of 9 scenarios that focused on getting the appropriate FCD and FOI values to be applied to well X, in conducting a frac fluid analysis the researchers used three types of frac fluid, namely YF115LG, YF120LG and YF140D and each of the viscosity values of the three frac fluids are 61.9 cP, 148 cP, and 362 cP, in the proppant analysis the researcher uses three types of proppant, namely badger frac sand, brady sand and arizona sand, which of the three proppants have roundness and sphericity values. as follows (0.8, 0.8), (0.7, 0.8), and (0.7, 0.8). Based on the research that has been done, the results of the frac fluid and proppant variations that are most suitable to be applied in well X are scenarios (A, 1) namely FCD and FOI which are produced at 14.99 and 1.425.

Key word : Hydraulic fracturing, Fracture Conductivity Dimensionless, Fracpro, Fold of Increase

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Hydraulic fracturing merupakan salah satu cara yang digunakan untuk meningkatkan permeabilitas reservoir sehingga diharapkan dapat meningkatkan laju alir produksi. Beberapa faktor yang mempengaruhi keberhasilan *hydraulic fracturing* adalah pemilihan *frac fluid* dan pemilihan *proppant*. Tingkat keberhasilan *Hydraulic fracturing* dapat dievaluasi dengan menggunakan parameter FCD (*Fracture conductivity dimensionless*) dan FOI (*Fold of increase*) yang mana FCD merupakan parameter desain utama dalam stimulasi sumur yang membandingkan kapasitas rekahan untuk mengirimkan *fluid* ke bawah rekahan dan ke dalam lubang sumur dengan kemampuan reservoir untuk mengirimkan *fluid* ke dalam rekahan, dan FOI merupakan perbandingan indeks produktivitas sumur sebelum dan sesudah rekahan, dan bagian terpenting dari rekahan hidrolik adalah parameter viskositas. Pentingnya viskositas *frac fluid* tinggi untuk memberikan hasil konduktivitas tinggi dan untuk mengangkut *proppant* lebih baik daripada cairan rekahan viskositas rendah, sehingga cairan rekahan viskositas tinggi memberikan FOI yang lebih tinggi daripada rekahan

Sumur X lapangan Y merupakan sumur yang mengalami penurunan produksi dan juga mengalami penurunan permeabilitas mencapai 3,64 mD, penurunan nilai permeabilitas tersebut menyebabkan akan dilakukannya *hydraulic fracturing* pada sumur ini untuk meningkatkan nilai permeabilitas dan *conductivity* sumur X. Untuk mengetahui jenis *frac fluid* dan *proppant* yang sesuai serta viskositas yang akan dilakukan pada sumur X maka akan dilakukan penelitian terkait variasi antara *frac fluid* dan *proppant* pada sumur X. Untuk mengetahui keberhasilan variasi *frac fluid* dan *proppant* pada sumur X ini akan dibantu dengan menggunakan *simulator fracpro* sehingga akan lebih efisien dalam waktu pengerjaannya, adapun parameter keberhasilan *hydraulic fracturing* akan ditunjukkan dengan mengevaluasi data FCD dan FOI dari masing masing variasi *frac fluid* dan *proppant* yang digunakan. Harapannya penelitian ini akan memberikan informasi jenis *frac fluid* dan *proppant* yang sesuai untuk sumur X ke depannya.

1.2 Tujuan Penelitian

Dalam penelitian Tugas Akhir yang berjudul Analisis Variasi *Frac fluid* dan *Proppant* Terhadap Nilai *Fracture Conductivity Dimensionless* Dan *Fold Of Increase* Dengan Menggunakan *Simulator* Fracpro, peneliti memiliki beberapa tujuan yaitu :

1. Analisis nilai FCD dan FOI berdasarkan variasi *frac fluid* YF115LG, YF120LG, YF140D dengan berbagai *proppant*
2. Analisis nilai FCD dan FOI berdasarkan variasi dari *proppant* dengan tipe Badger *frac sand*, Brady *sand*, Arizona *sand* dengan berbagai *frac fluid*
3. Mengetahui variasi *frac fluid* dan *proppant* yang paling sesuai untuk diterapkan dalam sumur X
4. Mengetahui pengaruh parameter FCD terhadap FOI

1.3 Manfaat Penelitian

Berikut merupakan manfaat dari penelitian ini yaitu :

1. Dapat dijadikan sebagai pengkayaan materi mata kuliah stimulasi sumur
2. Dapat menjadi referensi bagi pembaca yang ingin melakukan penelitian evaluasi geometri *fracturing* dengan menggunakan *simulator fracpro*
3. Hasil penelitian ini dapat dijadikan sebagai paper baik skala nasional maupun internasional

1.4 Batasan Masalah

Supaya penelitian tugas akhir ini tidak keluar dari tujuan yang dibahas, maka penelitian ini hanya membahas mengenai :

1. Penelitian ini tidak membahas mengenai *pumping schedule*
2. Penelitian ini tidak membahas mengenai keekonomian dalam proyek tersebut
3. Penelitian ini semata mata hanya dilakukan dengan menggunakan *simulator* FRACPRO dan melihat kombinasi variasi *frac fluid* dan *proppant* yang optimal pada sumur X

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sebagaimana telah diterangkan dalam Al-Quran surah QS. Al-Jasiyah Ayat 29 Yang artinya : (Allah berfirman), “Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepada mu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan.”

Dalam ayat Al-Quran dapat diambil tafsir Syaikh Muhammad bin Shalih asy-Syawi bahwa ketika buku amal itu diserahkan pada setiap umat, Allah berfirman, 'inilah buku catatan kami yang menuturkan kepadamu segala sesuatu yang sudah engkau kerjakan pada dunia dahulu menggunakan sebenar benar Nya tanpa dikurangi dan ditambah sedikit pun. Sesungguhnya kami sudah menyuruh para malaikat pencatat amal buat mencatat apa yang dahulu sudah engkau kerjakan. '30. Maka adapun orang-orang yang beriman pada Allah dan rasul-Nya dan mengerjakan kebajikan-kebajikan yang sudah pada perintah Allah dan rasul-Nya, maka Allah memasukkan mereka ke pada rahmat-Nya, yakni surga. Demikian itulah kemenangan yang pasti didapatkan orang-orang beriman.

Pada penelitian ini, peneliti akan membahas tentang analisis pengaruh variasi *frac fluid* dan *proppant* terhadap FCD dan FOI. Dimana sebelum melakukan *fracturing job*, hal yang harus diidentifikasi adalah melihat dari sisi sifat fisik batuan pada parameter *permeability*, yaitu kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan *fluid*, yang mana apabila semakin kecil nilai *permeability* suatu batuan maka makin sulit untuk mengalir *fluidnya*.

2.1 State Of The Art

Permeabilitas *proppant pack* dimodelkan secara analitik sesuai dengan sifat mekaniknya (ukuran dan densitas) dan tegangan normal efektif yang bekerja pada permukaan rekahan. Dengan cara ini, variasi konduktif rekahan yang dapat dikuantifikasi dan diinput ke dalam model reservoir untuk meramalkan produksi. Dalam paper ini menyajikan model analitik baru untuk menggambarkan *fracture clossure* dinamis dan dampaknya terhadap kinerja produksi, Jenis *proppant* juga diidentifikasi sebagai faktor kunci lain yang mengatur evolusi konduktivitas

proppant pack selama penipisan reservoir (Barree et al., 2018). Tiga jenis *proppant* yang berbeda diselidiki dalam pengujian ini: *White Sand*, *Brown Sand* dan *High Density Ceramic*. Parameter properti yang sesuai diringkas dalam paper tersebut, berbagai jenis *proppant* berperilaku sangat berbeda satu sama lain. Dengan ukuran partikel yang sama, keramik densitas tinggi dapat mempertahankan konduktivitas rekahan yang lebih tinggi, terutama di bawah tekanan penutupan yang lebih tinggi. Menggunakan keramik kepadatan tinggi dapat bermanfaat untuk menjaga konduktif fraktur untuk produksi jangka panjang (Huang et al., 2019). Namun, biaya *proppant* kekuatan tinggi tersebut perlu dipertimbangkan, disisi lain perbandingan antara *white sand* dan *brown sand* dalam saat pengujian membuktikan bahwa *white sand* memiliki nilai konduktivitas lebih tinggi dibandingkan *brown sand*

(Sedillos et al., 2019) Makalah ini menyajikan pendekatan berbasis data untuk menjawab pertanyaan apakah *proppant* pasir putih kekuatan tinggi premium, sementara lebih mahal dari pada pasir regional (coklat), dugaan sementara karena kemampuannya untuk membuat sumur produksi yang lebih baik. Untuk studi ini, 739 sumur horizontal dengan produksi, dan data stimulasi digunakan dalam pendekatan statistik yang kuat untuk menyimpulkan bahwa, untuk rangkaian karakteristik sumur yang paling umum, pasir putih akan menghasilkan NPV yang unggul dari pada pasir coklat. Dari penelitian ini membuktikan dari dua jenis sumur yang dihasilkan untuk perkiraan produksi ke batas ekonomi. Perhitungan awal menunjukkan bahwa memperhitungkan peningkatan *net pay* yaitu *white sand* terhadap produktivitas sumur yang lebih besar dengan EUR *white sand* 215,385 MMBOE dan *brown sand* 145,276 MMBOE.

(Kothamasu et al., 2012) Dalam paper ini, kinerja sampel pasir yang berbeda diperoleh dari berbagai bagian India dan Arab Saudi dibahas. Pasir dicirikan dengan melakukan analisis saringan, mekarakterisasi bentuk partikel (yaitu, *roundness and sphericity*), uji ketahanan hancur, dan eksperimen konduktivitas dasar, yang hasilnya disajikan. *Northern white sand* menghasilkan butiran halus 7,7%, sedangkan salah satu alternatif menghasilkan butiran halus 8,1% pada 4.000 psi. Demikian pula, konduktivitas untuk *Northern white sand* dan sampel pasir alternatif masing-masing adalah 4.850 dan 4.770 md-ft pada *closure pressure* 2000 psi. Pada

penelitian juga menunjukkan bahwa konduktivitas sampel SS8 (*india brown sand*) dan SS9 (*Saudi arabia brown sand*) mendekati *Northern white sand* pada tegangan penutupan 2.000 psi dan memiliki variasi kurang dari 2%; sedangkan, pada *closure pressure* yang lebih tinggi, sampel SS8 dan SS9 tampaknya lebih hancur dan menghasilkan konduktivitas yang lebih rendah dibandingkan dengan pasir *Northern white sand*. Hal ini juga ditegaskan oleh hasil uji ketahanan hancur yang disajikan pada tabel pengujian, di mana sampel SS8 dan SS9 menghasilkan lebih banyak butiran halus pada 4.000 psi dibandingkan dengan pasir *Northern white sand*.

Dan selanjutnya (Ramadhan et al., 2020) melakukan penelitian yaitu pemilihan kombinasi dari tipe *frac fluid* dan ukuran *proppant* yang mana penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode uji sensitivitas terhadap pemilihan kombinasi *frac fluid* yang dilakukan pada sumur TX-01 dengan berbagai ukuran *proppant* (yaitu; 12/18, 16/20, dan 20/40 mesh) dengan *proppant*. Terpilih tipe karbolit jenis bahan *proppant* keramik dilakukan dengan menggunakan *simulator* FracCADE. Pemilihan *frac fluid* berdasarkan viskositasnya yaitu *fluid* YF2400D dan PrimeFRAC20 dengan nilai viskositas 4,123 cp dan 171,1 cp, dengan laju pompa tetap 14 bpm. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kombinasi *fluid* dengan viskositas tinggi (PrimeFRAC20) dan *proppant* ukuran 16/20 mesh menghasilkan *incremental fold* (FOI) yang lebih besar antara pilihan kombinasi *frac fluid* lain dan ukuran *proppant* yaitu 6.25.

Setelah itu dalam penelitian (Rachmat & Nugroho, 2010) yang berjudul pengaruh ukuran butir dan penempatan *proppant* terhadap optimasi perekahan hidrolik sumur minyak yang mana menggunakan jenis *frac fluid* *banking fluid* untuk *frac fluid* berviskositas rendah dan *perfect support fluid* untuk *frac fluid* berviskositas tinggi, Dengan bantuan sebuah *simulator* perekahan hidrolik *pseudo-3D*, studi kasus dilakukan pada perekahan dengan model pertumbuhan tinggi rekahan ke bawah dari zona target yang berbeda. Simulasi dan evaluasi dilakukan untuk melihat efektivitas dan pengaruh dari penggunaan jenis *fluid* pembawa dan ukuran *proppant* yang berbeda, terhadap nilai keekonomian perekahan yang dihasilkan. Hasil simulasi menunjukkan bahwa penggunaan *fluid banking* pada

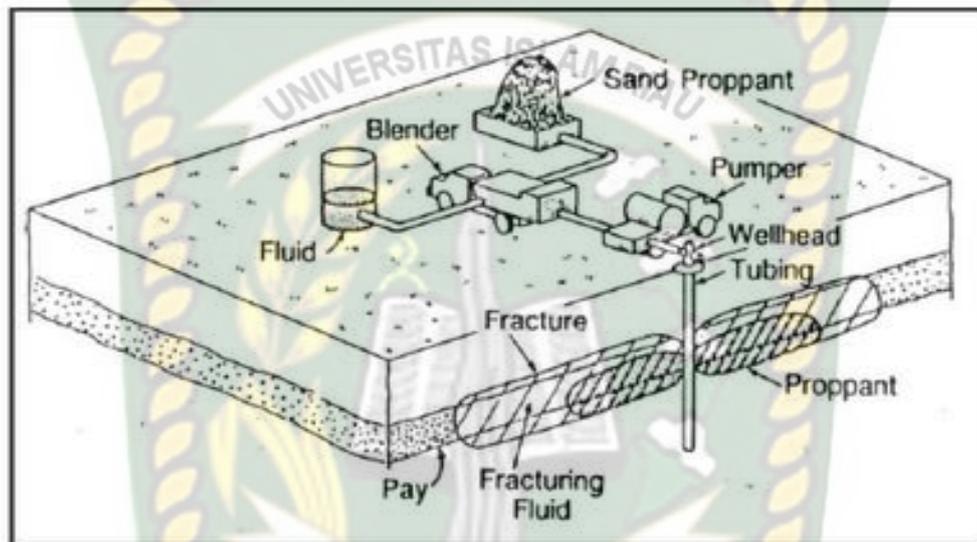
perekahan dengan model pertumbuhan tinggi rekahan ke bawah yang terbatas menghasilkan nilai keekonomian lebih tinggi. Sedangkan penggunaan *proppant* dengan ukuran yang lebih besar pada tiap jenis *fluid*, seperti diduga akan menghasilkan permeabilitas *proppant pack* yang lebih tinggi, sehingga konduktivitas efektif rekahan juga meningkat.

(Pratiwi et al., 2014) Dalam penelitiannya berdasarkan data reservoir, permeabilitas reservoir pada sumur kajian VA termasuk ke dalam permeabilitas *tight* (ketat), yaitu sebesar 11 mD, sehingga *fluid* dari dalam reservoir sulit untuk mengalir ke dalam lubang sumur karena kerusakan formasi. Dengan rendahnya permeabilitas reservoir maka terjadilah penurunan laju produksi, dari 830,4 BFPD menjadi 490 BFPD, dan penurunan produktivitas minyak rata-rata di bawah 100 BPD sejak Januari 2014 akibat adanya kerusakan formasi. Oleh karena itu, dipilihlah metode stimulasi dengan *hydraulic fracturing* untuk diaplikasikan pada Sumur Kajian VA untuk meningkatkan produksi. Dalam penelitian tugas akhir di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau dari tanggal 7 April 2014 hingga 7 Mei 2014, peneliti menggunakan FracCADE 5.1 untuk perencanaan *design* dan simulasi serta perhitungan manual dalam segi teknis dan ekonomis. Dari hasil penelitian tugas akhir yang dilakukan, peneliti mengaplikasikan model rekahan PKN (Perkirns, Kern & Nordgren) agar panjang rekahan yang diperoleh jauh lebih besar dari tinggi rekahan. *Proppant* yang akan digunakan adalah 16/30 arizona jenis *Sand* dengan harga US\$0,18. *frac fluid* yang digunakan sebagai *pad* dan campuran untuk *Slurry* adalah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418 dan *frac fluid* sebagai flush adalah 2% KCL water. Geometri rekahan diprediksi memiliki tinggi 35,1 ft, panjang rekahan 262,8 ft, dan lebar rekahan 0,7154 inch. Nilai konduktivitas yang terbentuk sebesar 10.455 mD dengan permeabilitas *fracture* 175.370,422 mD.ft. Nilai perkiraan indeks produktivitas meningkat hingga 2,014 dengan laju produksi prediksi 823,913 BFPD

2.2 Hydraulic fracturing (Perekahan Hidrolik)

Hydraulic fracturing didefinisikan sebagai proses pembuatan sistem rekahan atau rekahan dalam media berpori dengan menginjeksikan *fluid* di atas tekanan

rekah melalui lubang sumur yang mana untuk meningkatkan permeabilitas batuan supaya *fluid* mudah mengalir dari reservoir menuju ke *wellbore*. Untuk membentuk rekahan dalam formasi, energi harus dihasilkan dengan menginjeksikan *fluid* ke dalam sumur dan ke dalam formasi. Efektivitas rekahan yang dibuat secara hidrolik diukur dengan geometri rekahan dari sistem rekahan dan dengan peningkatan paska rekahan dari *recovery* gas atau minyak (Alkhatami, 2007).



Gambar 2.1 Skematik Proses *Hydraulic fracturing*

2.2.1 Fracture Conductivity dimensionless

Fracture conductivity dimensionless digunakan sebagai parameter desain utama dalam stimulasi sumur yang membandingkan kapasitas rekahan untuk mengirimkan *fluid* ke bawah rekahan dan ke dalam lubang sumur dengan kemampuan reservoir untuk mengirimkan *fluid* ke dalam rekahan. Penggunaannya dalam desain rekahan berasal dari hari-hari awal rekahan hidrolik di tahun 1950-an. Terlepas dari kemajuan dalam simulasi numerik dan, karena kesederhanaannya yang relatif dalam menyajikan konsep yang begitu penting, parameter ini terus digunakan sebagai parameter desain utama sekitar 40 tahun kemudian. (Pearson, 2001)

Dimensionless fracture conductivity, FCD bisa didefinisikan sebagai berikut:

$$\text{FCD} = W * K_{\text{proppant}} / X_f * K_{\text{formation}} \dots\dots (1)$$

Dimensionless fracture conductivity juga merupakan rasio kemampuan fraktur membawa aliran dibagi dengan kemampuan reservoir untuk memberi *fracture conductivity*. Secara umum, kedua karakteristik produksi ini harus seimbang. Faktanya, untuk *proppant* volume tetap, produksi maksimum dicapai untuk nilai FCD antara 1 dan 2. (Smith & Shlyapobersky, 2000)

2.2.2 Fold of Increase

Cinco-Ley dkk. (1978) kemudian mengintegrasikan ini ke dalam deskripsi lengkap tentang respon reservoir, termasuk aliran transien.

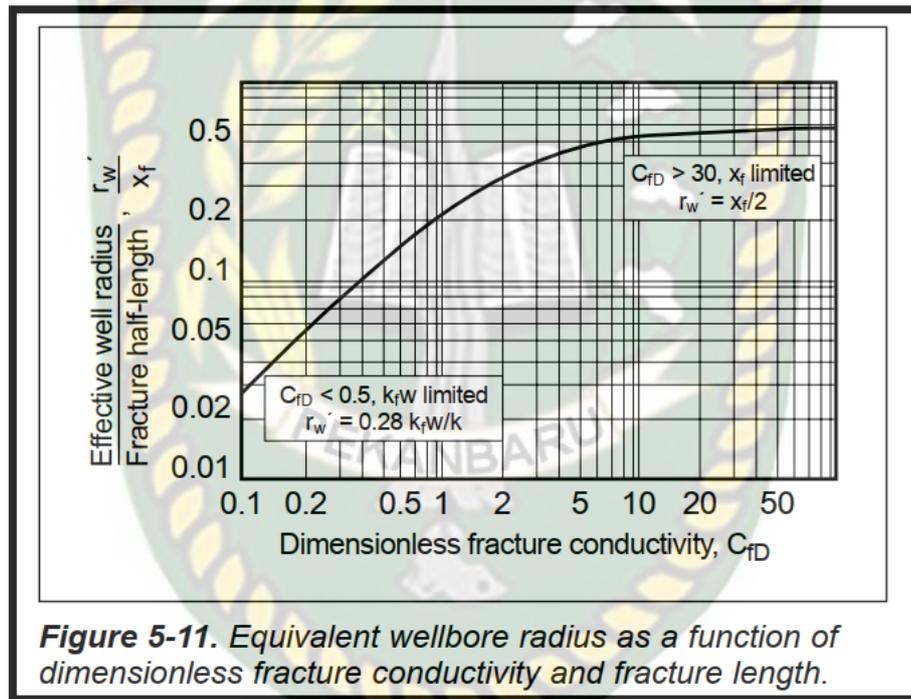


Figure 5-11. *Equivalent wellbore radius as a function of dimensionless fracture conductivity and fracture length.*

Gambar 2.2 Grafik *Fracture Conductivity Dimensionless*

Bagan pada Gambar 2.2 dapat digunakan (bila aliran pseudoradial sesuai) sebagai alat rekayasa reservoir yang kuat untuk menilai kemungkinan manfaat produktivitas paska-*fracturing* dari rekahan yang disangga. Misalnya, lipatan kenaikan (FOI) untuk aliran *steady state* dapat didefinisikan sebagai peningkatan produktivitas sumur pasca-*fracturing* dibandingkan dengan produktivitas pra-*fracturing* yang dihitung dari persamaan berikut (Michael. j & Kenneth. G, 2013).

$$FOI = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2)$$

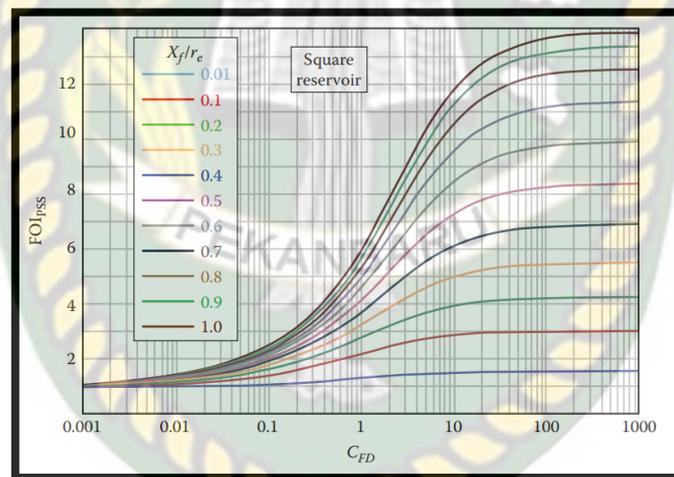
Dimana r_e adalah drainase sumur atau radius reservoir, r_w adalah radius lubang sumur normal, dan S adalah efek *skin* sebelum *fracturing* yang mana akibat kerusakan lubang sumur, penumpukan kerak, dll. Efek *Skin* yang setara S_f akibat setelah *fracturing* adalah

$$S_f = -\ln\left(\frac{r'_w}{r_w}\right) \dots\dots\dots (3)$$

untuk digunakan dalam model reservoir atau perhitungan produktivitas lainnya. Persamaan (3) memberikan FOI jangka panjang.

Drainage Boundary Effects

Melalui parameter permeabilitas, variabel formasi dapat mempengaruhi desain rekahan yang mana merupakan *radius reservoir* (r_e). Ini pertama kali dijelaskan oleh McGuire dan Sikora (1960).



Gambar 2.3 *Effect of boundaries on FOI*

Hasil ini dapat diperiksa untuk efek *boundary* dan catatan pertama bahwa efek *boundary* sangat bergantung pada FCD. Untuk FCD rendah sekitar 0,1, *boundary* memiliki pengaruh yang kecil (dengan X_f/r_e berkisar dari 0,1 hingga 1, semuanya menunjukkan $FOI = 2$). Untuk nilai FCD “ideal” 1,6, efek *boundary* mulai muncul untuk $X_f/r_e > 0,5$ (dengan keuntungan minimal untuk rekahan yang lebih panjang). Untuk nilai FCD yang tinggi seperti 20+ (yang mungkin direalisasikan untuk batuan yang *tight*), sehingga ada peningkatan produktivitas yang signifikan pada X_f/r_e hingga 0,9 (C. T. Montgomery, 2015).

2.2.3 Selection of Materials

Pendekatan ini akan membantu dalam merancang perawatan rekahan hidrolik di masa depan dengan rekahan hidrolik yang dioptimalkan, menghasilkan tingkat produksi hidrokarbon yang tinggi, dan mengurangi biaya keseluruhan dengan memilih cairan rekahan yang kompatibel dan jumlah *proppant* yang memadai.

A. Jenis *proppant*

Proppant yang tepat diperlukan untuk setiap *fracture* hidrolik yang dioptimalkan karena *proppant* tetap terbuka dan memungkinkan aliran konduktif melaluinya.

Sifat fisik *proppant* yang mempengaruhi konduktivitas rekahan adalah:

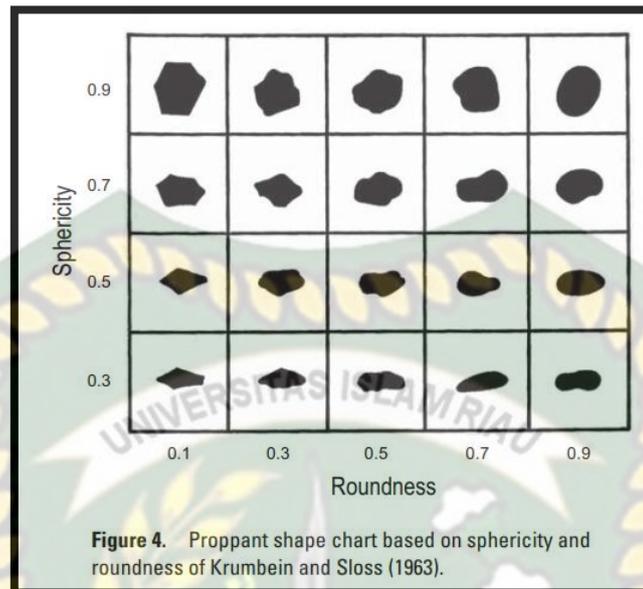
1. *proppant strength*
2. *grain size and grain-size distribution*
3. *quantities of fines and impurities*
4. *roundness and sphericity*
5. *proppant density*.

Jika kekuatan *proppant* tidak memadai, *closure pressure* dapat menghancurkan *proppant*, menciptakan butiran halus yang mengurangi permeabilitas dan konduktivitas paket *proppant*. *Proppant* dapat diproduksi dari berbagai bahan dan dalam berbagai rentang ukuran untuk memenuhi persyaratan konduktivitas dari desain rekahan. (Gulbis, Janet Hodge, 2013)

Permeabilitas dan konduktivitas *proppant* yang lebih tinggi menghasilkan produksi yang lebih tinggi dari reservoir (Muther et al., 2020).

Ukuran *proppant* dan kekuatan *proppant* adalah kriteria utama untuk seleksi. jenis umum *proppant* dibagi menjadi kekuatan rendah, menengah dan tinggi. Permintaan akan kekuatan secara langsung berkaitan dengan tingkat *stres* yang akan dialami *proppant* dalam jangka panjang.

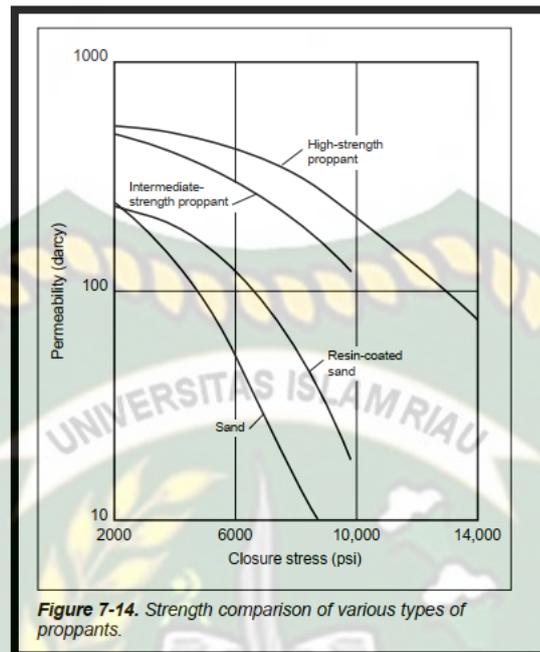
Faktor bentuk didasarkan pada grafik Krumbein dan Sloss untuk estimasi visual *roundness and sphericity* (Krumbein dan Sloss, 1963)



Gambar 2.4 *Roundness and Sphericity sand proppant*

Roundness and sphericity yang lebih besar memberikan porositas/permeabilitas yang lebih baik antara butir, memungkinkan aliran minyak dan gas yang lebih baik dari *reservoir* ke *well head* (Zdunczyk, 2014). Bentuk *sphericity* juga memungkinkan butiran terbawa dalam *frac fluid* dengan turbulensi yang minimal (Geology, 2013) (Benson, 2015).

Proppant berkekuatan rendah adalah pasir alami dengan ukuran tipikal dari 12/20 mesh hingga 20/40 mesh (diameter partikel rata-rata adalah 2×10^{-4} m hingga 1×10^{-4} m). Mereka biasanya menarik pada kedalaman kurang dari 2000 m karena meskipun mereka adalah *proppant* yang paling murah, mereka mengalami penghancuran yang parah yang mengakibatkan pengurangan permeabilitas paket *proppant* yang substansial. Prosedur desain berbasis NPV memungkinkan penyeimbangan efek ini dan merupakan bantuan yang tak ternilai dalam menentukan *proppant* yang sesuai. Sering kali, pasir dilapisi dengan resin yang memungkinkan fragmen untuk tetap bersama dan dengan demikian mempertahankan permeabilitas fraktur yang tinggi pada nilai tegangan yang lebih besar. *Proppant sintesis*, menengah dan berkekuatan tinggi digunakan masing-masing pada kedalaman hingga 3000 dan 5000 m. (Valko, 2011).



Gambar 2.5 Jenis kekuatan *proppant* menahan *closure pressure*

Perbandingan kekuatan ditunjukkan pada Gambar 2.5 pedoman umum berikut dapat digunakan untuk memilih *proppant* berdasarkan kekuatan

Badger Frac Sand

Badger frac sand merupakan jenis pasir putih yang dikelola oleh Badger Mining Corp. Menunjang dalam kegiatan industri minyak dan gas dengan pasir "Nothorn white" dari dua fasilitas produksi yang berada Wisconsin tempat pasir dari Formasi Wonewoc dan *sandstone* St. Peter (Benson, 2015). *White sand* dan *brown sand* menunjukkan mayoritas pasir yang digunakan sebagai proppants. *White sand merk* (*badger*, *jordan* dan *ottawa*) yang merupakan pasir *monokristalin* yang terdiri dari butiran yang merupakan kristal kuarsa tunggal, dan memiliki kekuatan lebih besar dibandingkan dengan pasir lainnya (Dusterhoft et al., 2009).

Brady Sand

Brady sand, dari Hickory Deposit dekat Brady Texas, adalah pasir berkualitas tinggi lainnya yang digunakan untuk rekahan, yang dicirikan oleh sedikit angularitas dan keberadaan feldspar. Juga dikenal sebagai pasir coklat karena warnanya, pasir ini dianggap memiliki kualitas pasir yang lebih rendah dibandingkan dengan pasir *jordan*, *ottawa*, dan *badger*. Pasir *badger* dan *brady* menyediakan sebagian besar bahan yang digunakan dalam operasi pengendalian pasir, meskipun pasir tersedia dari daerah lain. Sifat fisik dari jenis pasir yang umum digunakan tercantum pada Gambar 2.6

Properties	Premium Sand (Jordan/Ottawa)		Standard Sand (Hickory/Brady)	
	12/20	20/40	12/20	20/40
Roundness	0.8	0.8	0.7	0.7
Sphericity	0.8	0.8	0.8	0.7
Specific Gravity	2.65	2.65	2.65	2.65
Bulk Density (lb/ft ³)	96	102	100	102
Acid Solubility (% by Weight)	1.3	1.2	0.9	1.6
Crush Resistance (% Fines)	2.4	1.8	11.1	11.0
Clustering (% by Weight)	0.3	0.1	0.8	0.3

Gambar 2.6 *Physical properties of sand from Halliburton*

Arizona Sand

Pasir *polikristalin* ini ditambang dari formasi bidahochi di Arizona timur dan berwarna jelas, mengandung mineral chert dan kwarsa. *Arizona sand* menunjukkan sifat yang mirip dengan *brown texas sand*, pada *stress* level kurang dari 2000 psi. Sedangkan saat *stress* level lebih besar dari 2000 psi, *arizona sand* memiliki kualitas yang lebih buruk dari pada *brown texas sand*. Arizona sand tersedia dalam ukuran bentuk *mesh* 12/20, 20/40, dan 40/70 .

B. Jenis Frac Fluids

Cairan rekahan fungsi utamanya yaitu untuk membuka rekahan dan untuk mengangkut *proppant* sepanjang rekahan. Akibatnya, sifat kekentalan *fluid* biasanya dianggap yang paling penting. Namun, perawatan *hydraulic fracturing* yang berhasil mengharuskan *fluid* memiliki sifat khusus lainnya. Diantaranya sebagai berikut :

1. Menunjukkan viskositas yang tepat dalam rekahan,
2. Mereka harus pecah dan dibersihkan dengan cepat setelah perawatan selesai,
3. Memberikan kontrol kehilangan cairan yang baik,
4. Menunjukkan tekanan gesekan yang rendah selama pemompaan dan
5. Ekonomis serta praktis dalam penggunaan. (gulbis & hodge, 2013)

Jenis *frac fluid* yang umum dan sifat-sifatnya disajikan pada Gambar 2.7 Dari *frac fluid* ini, yang paling banyak digunakan adalah *frac fluid* berbasis dasar air. Hal-hal positif yang telah mengubah *frac fluid* berbasis air sebagai jenis *frac fluid* yang paling banyak digunakan adalah aksesibilitas air yang tinggi, dan penghematan biaya. Selain itu, bahan ini memiliki fleksibilitas tinggi yang dapat dengan mudah diubah menjadi rekahan kental melalui penambahan beberapa aditif. Untuk meningkatkan kemampuannya dalam pengangkutan *proppant* dalam *frac fluid* dimana berbasis air dicampur dengan polimer guar. Namun, *frac fluid* berbasis air mengalami kekurangan yang disebutkan dalam Gambar 2.7

Table3: Common types of fracturing fluids and their properties

Type of the fracturing fluid	Application	Advantages	Disadvantages	Components
Guar-Based Fluids	Shale oil applications, water sensitive formation, Dry Gas Wells, wells damaged with water	Great capability to carry proppant, creation of the high conductivity	High price, Formation damage, Gel damage	Guar, water, crosslinking agents, breakers, acid, friction reducer, surfactant, potassium chloride, scale inhibitor, pH adjusting agent, iron control agents, corrosion inhibitors, and biocides
Slickwater Fluids	Shale gas wells	Lower cost, Reduced gel damage, Reduced fracture height growth as a result of lower viscosity	Large water source is required, Poor proppant transport and suspendability, creation of complex fracture geometry, Higher leak-off, Narrower fracture widths	Water, friction reducer, acid, friction reducer, surfactant, potassium chloride, scale inhibitor, pH adjusting agent, iron control agents, corrosion inhibitors, and biocides
Viscoelastic Surfactant (VES)-Based Fluids	Shallow gas projects, Tight Formations, coal bed methane wells, Wells with Complex Fracture Issues	leave minimal to no residues within the fracture, no additional breaker is required to remove residues	High fluid leakoff volumes due to the absence of wall-building, high cost, and undesirable viscosity reduction at high temperature	Nanoparticle surfactant, Surfactant with a hydrophilic and a hydrophobic group, cationic and anionic surfactants, acid, friction reducer, potassium chloride, scale inhibitor, pH adjusting agent, iron control agents, corrosion inhibitors, and biocides
Energized Fluids	Tight and ultra-tight unconventional formations with high clay contents, Fluid Sensitive Formation, Coal Bed Methane Wells, dry gas reservoirs	Limiting the amount of water invasion into the matrix, Improved recovery of hydraulic conductivity, Minimizing the contact between water sensitive clays and water	potential safety concerns of pumping gases or flammable fluids at high pressure, operational issues related to handling gas onsite, higher costs, and sand concentration limits, Higher injection rates required	Water, foaming agent, acid, friction reducer, surfactant, potassium chloride, scale inhibitor, pH adjusting agent, iron control agents, corrosion inhibitors, and biocides .CO ₂ , N ₂ , zirconate crosslinked CMHPG, Polyemulsions

Gambar 2.7 Jenis *Frac fluid* beserta karakter *Frac fluid*

Dari Gambar 2.7, serta *fluid* berbahan dasar air, jenis *frac fluid* lain yang terbuat dari minyak, metanol, serta campuran air dan metanol dapat digunakan. Cairan rekahan berbasis metanol dapat digunakan untuk meminimalkan *leak-off* yang mengarah pada peningkatan pemulihan cairan. Meskipun, *frac fluid* yang berbasis pada bahan polimer dan dibuat dengan metanol dapat meningkatkan *treatment hydraulic fracturing*, tetapi membutuhkan lebih banyak jumlah breaker (50 sampai 100 kali)(Gharibi & Zoveidavianpoor, 2015)

Frac fluid YF140D

OpenFRAC XL fluid merupakan *frac fluid* yang dikelola oleh Schlumberger yang mana dapat menciptakan rekahan yang lebih luas untuk memungkinkan konsentrasi *proppant* yang tinggi dan menghasilkan konduktivitas rekahan yang tinggi (Schlumberger, 2010). WideFRAC 100 (WF100) adalah sistem dasar air yang dikentalkan dengan polimer guar. Zat ini membentuk gel *linier (non crosslinked)* dengan viskositas yang dikendalikan oleh konsentrasi zat pembentuk gel. Pada umumnya cairan YF100 dibuat dari cairan waterfrac 100 (WF100). penambahan *crosslinker* dan *stabilisator* yang sesuai mengubah cairan WF100 menjadi cairan YF100. Kisaran suhu yang direkomendasikan adalah 80 hingga 200°F (27 hingga 93°C) untuk berbahan dasar *fresh water*, 80 hingga 175°F (27 hingga 80°C) untuk berbahan dasar *sea water*.

Frac fluid YF115LG dan Frac fluid YF120LG

*Frac fluid wide frac 100LG (YF*100LG)* merupakan *water base system* yang mana mengandung zat pembentuk guar yang halus (15 to 40 lbm/1000 gal). dengan *crosslinked* bertipe borate, YF100LG juga merupakan *frac fluid* dengan *system low guar* yang mana sangat cocok untuk digunakan di sumur dangkal sehingga mempermudah untuk *breaking gel* dan juga cocok untuk sumur yang bertekanan *moderate* sehingga juga mempermudah untuk *flowback* setelah melakukan *frac job*.

Frac fluid YF100LG mampu beroperasi dengan kisaran suhu 80 – 240°F degree dan kisaran suhu yang diakomodir dengan persiapan air tawar atau air tawar yang mengandung aditif kontrol tanah liat.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

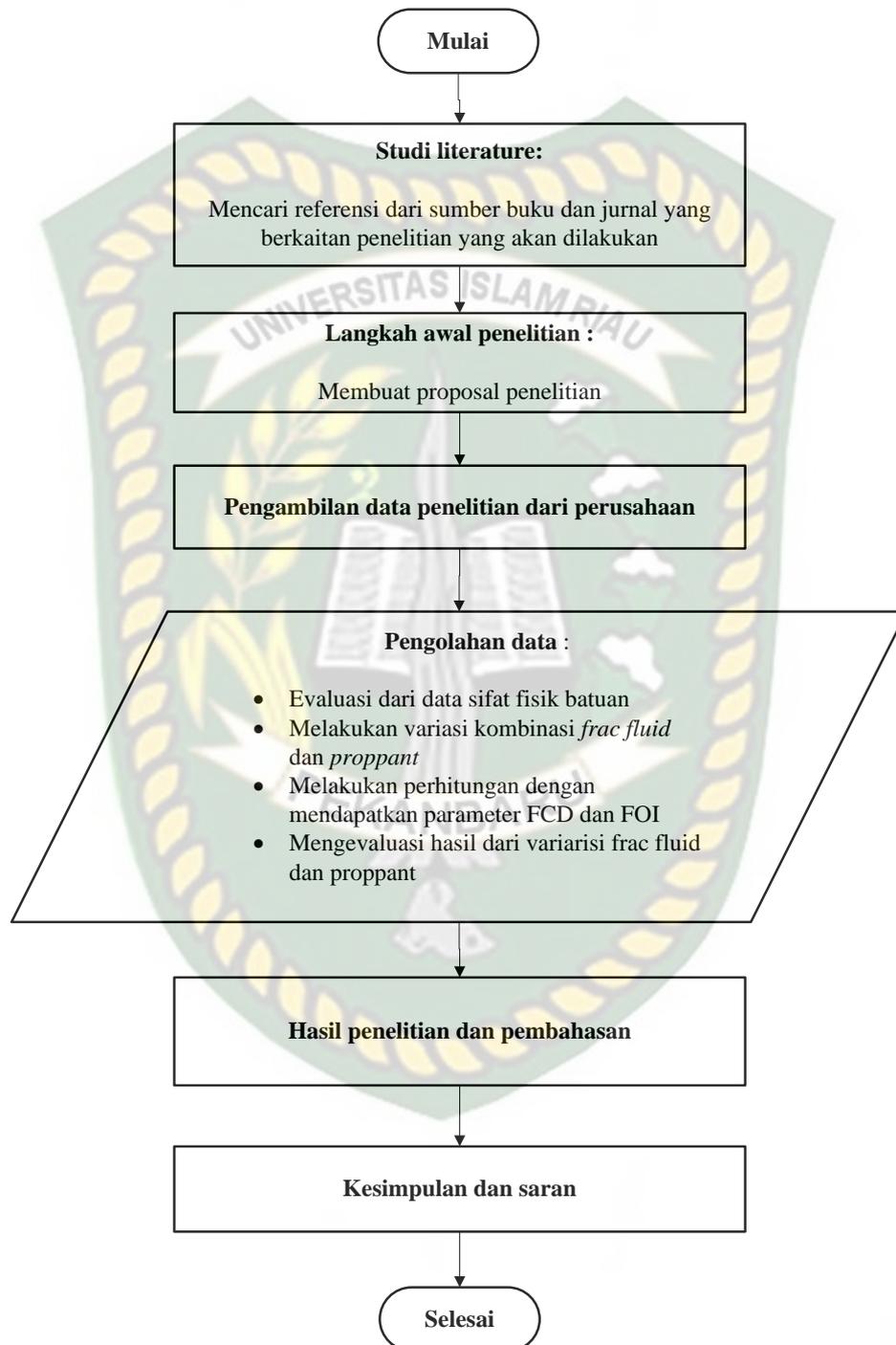
3.1 Metode penelitian

Adapun metodologi penelitian tugas akhir ini sebagai berikut yang berlokasi sumur X lapangan Y, dalam metode penelitian yaitu *field research* atau penelitian ini menggunakan data dari lapangan minyak dan data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh.

Langkah-langkah yang akan dilakukan dalam penelitian ini adalah:

1. Evaluasi dari data sifat fisik batuan yang mana pada lapisan tersebut memiliki nilai *permeability* yang sangat kecil yaitu 3,64 mD
2. Selanjutnya dengan data yang didapatkan melakukan simulasi dengan menggunakan *fracpro* untuk mendapatkan nilai FCD pada sumur tersebut atau bisa juga dengan menggunakan persamaan (1)
3. Setelah mendapatkan nilai FCD lalu melakukan perhitungan FOI dengan menggunakan persamaan (2) yang mana bertujuan untuk mengetahui berapa kali lipatkah pertambahan kenaikan pada sumur tersebut setelah dilakukannya *frac job*
4. Melakukan variasi kombinasi *frac fluid* dan *proppant* untuk mendapatkan untuk mendapatkan nilai FCD dan FOI yang optimal untuk diterapkan di sumur

3.2 Flowchart



Gambar 3.1 Flowchart penelitian

3.3 Jenis penelitian

Jenis penelitian yang diterapkan dalam penelitian ini adalah jenis penelitian simulasi yaitu menggunakan *simulator fracpro* untuk mendapatkan panjang rekahan dan lebar rekahan yang mana dari hasil parameter tersebut untuk menentukan nilai FCD dan FOI, Adapun data yang diperlukan untuk melengkapi isi dari laporan tugas akhir. Data–data tersebut antara lain sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Data reservoir lapangan

No	Nama data	Spesifik data
1.	Data Reservoir Lapangan	Porositas
		Permeabilitas
		<i>Pressure Reservoir</i>
		<i>Temperature Reservoir</i>
		<i>Pressure well floor</i>
		<i>Radius reservoir</i>
		<i>Radius well</i>

Tabel 3. 2 data well Diagram

No	Nama data	Spesifik data
1.	Well diagram	Jenis <i>tubing</i>
		Jenis <i>casing</i>
		Kedalaman sumur

Tabel 3. 3 Mengitung *Fracture Conductivity Dimensionless*

No	Nama data	Spesifik data
1.	Data Fracture conductivity dimensionless	Lebar rekahan
		<i>Proppant permeability</i>
		Panjang rekahan
		<i>Permeability reservoir</i>

3.4 Tempat Pelaksanaan

Adapun untuk tempat pelaksanaan kegiatan tugas akhir ini yaitu sebagai berikut :

Tempat : Universitas Islam Riau.

Alamat : Jl. Kaharuddin Nst No.113, Simpang Tiga, Kec. Bukit Raya, Kota Pekanbaru, Riau

3.5 Jadwal Penelitian

Tabel 3.4 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Tahun 2021																			
	Juli				Agustus				September				Oktober				November			
	Minggu ke-				Minggu ke-				Minggu ke-				Minggu ke-				Minggu ke-			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur																				
Pembuatan Proposal Penelitian																				
Seminar Proposal Penelitian																				
Pengolahan Data																				
Pembuatan Hasil dan Pembahasan																				
Sidang Tugas Akhir																				

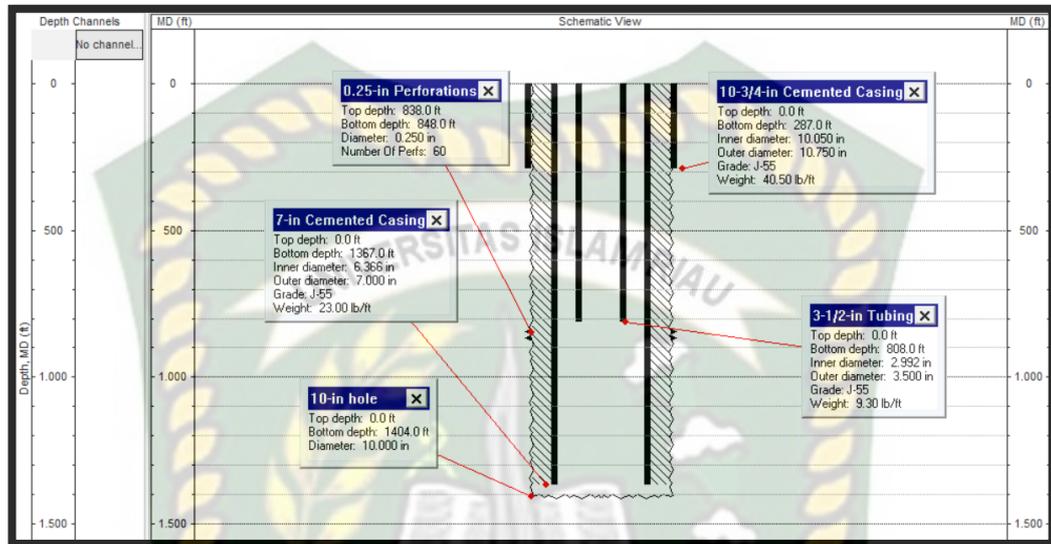
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam pemilihan *proppant* faktor dari *roundness and sphericity*, dan *proppant strength* tidak bisa terlepas dari *selection of material* yang mana dari kedua faktor tersebut mengimplementasikan kemampuan distribusi *proppant*, semakain tinggi *roundness and sphericity* maka semakin baik distribusi *proppant* hingga ke ujung rekahan. Pada umumnya untuk produktivitas sumur menurun karena tekanan reservoir menurun. Namun, tingkat penurunan yang lebih curam sering diamati, yang telah dikaitkan dengan mekanisme kerusakan tambahan, seperti *proppant crushing, embedment, dan fines migration* (Raysoni & Weaver, 2012). Begitu juga untuk keberhasilan kinerja *hydraulic fracturing, frac fluid* yang ideal harus memenuhi persyaratan berikut (Gaurina-Medimurec et al., 2021): kompatibilitas dengan batuan reservoir dan fluida reservoir, *proppant maintenance* dalam suspensi dan transfernya dari permukaan ke rekahan, nilai viskositas yang cukup untuk pembuatan rekahan, pertumbuhan *pressure drop* yang cukup di sepanjang rekahan untuk membuat rekahan lebar, *fluid loss* rekahan yang rendah, kontrol yang mudah hingga viskositas cairan rendah untuk pembersihan setelah *treatment* (aliran balik efektif), rendahnya *friction pressure* selama injeksi yang dapat diformulasikan menggunakan bahan tambahan kimia yang disetujui oleh peraturan lingkungan setempat (ramah lingkungan), agar mudah dicampur, dan aman untuk bekerja. Maka dari itu peneliti ingin meneliti dari variasi *frac fluid* dan *proppant* yang digunakan, dengan menggunakan *simulator fracpro* akan bisa dilihat masing-masing sifat fisik dari *frac fluid* maupun *proppant* dan terkhusus berfokus pada hasil *fracture conductivity dimensionless* dan *fold of increase*

4.1 Wellbore Schematic

Pada penelitian ini dilakukan peneliti menggunakan *simulator fracpro*, yang mana dalam *simulator* ini melakukan pemodelan sumur, adapun tujuan dibuatnya pemodelan sumur ini berupaya menyerupai keadaan sumur di lapangan. Pada tabel 4.1 sampai 4.3 terdapat data mengenai data *wellbore configuration* yang mana

berisikan parameter *drilled hole*, *casing configuration*, dan *surface line and tubing configuration*.



Gambar 4. 1 Wellbore Schematic

Tabel 4.1 Drilled Hole Configuration

Length (ft)	Segment Type	Eff Diam (in)	Bit Diam (in)
1.404	Open Hole	10,000	10,000

Tabel 4.2 Casing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Casing ID (in)	Casing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
287	Cemented Casing	10,050	10,750	40,500	J-55
1.367	Cemented Casing	6,366	7,000	23,000	J-55

Tabel 4.3 Surface Line and Tubing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Tubing ID (in)	Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
808	Tubing	2,992	3,500	9,300	J-55

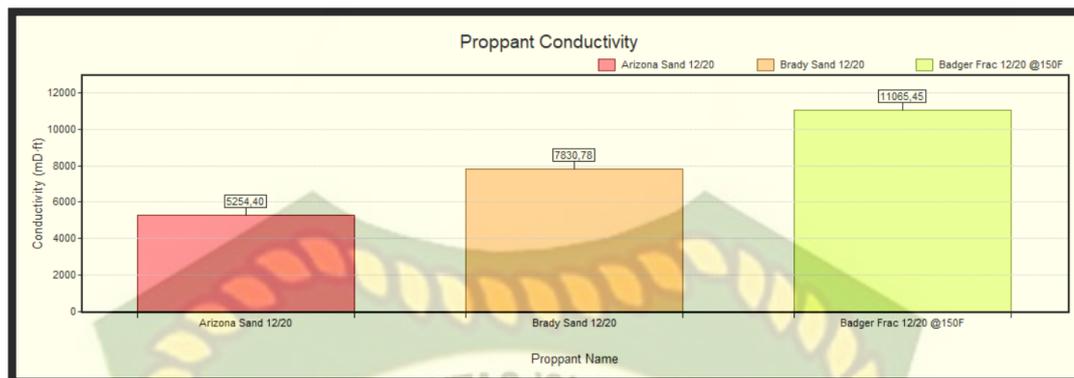
Dari kedalaman sumur yang diketahui adalah 848 ft yang mana termasuk dalam jenis *shallow reservoir* (<2000 ft) dan merujuk dari *handbook reservoir stimulation 3rd* bahwa arah yang diharapkan dari tekanan minimum sebagai fungsi dari *fault regimes* (Anderson, 1951). Dalam praktiknya, diamati bahwa pada kedalaman dangkal tekanan utama minimum adalah tekanan vertikal; I.E, dan sehingga *fracture hydraulic* kemungkinan besar terjadi pada bidang horizontal.

4.2 Frac Fluid Spesification

Dalam melakukan analisa *frac fluid* peneliti menggunakan tiga jenis *frac fluid* yaitu YF115LG, YF120LG dan YF140D, yang mana YF115LG dan YF120LG merupakan tipikal *frac fluid system* dari Schlumberger dengan tipikal *low guar* dan YF140D merupakan *frac fluid system* dari Schlumberger dengan tipikal *non-low guar*, dan masing masing nilai *viscosity* dari ketiga *frac fluid* YF115LG, YF120LG dan YF140D adalah 61.9 cP, 148 cP, dan 362 cP, disisi lain peneliti memilih ketiga jenis *frac fluid* tersebut berdasarkan kompatibel terhadap *temperature reservoir* yaitu sebesar 144°F, hal ini sesuai dengan penelitian (SINCLAIR AR, 1970) yang menerangkan beberapa kelemahan *frac fluid* yang kental adalah kerugian *friction* yang sangat tinggi, dan *horse power* yang tinggi serta laju pemompaan yang tinggi yang diperlukan untuk memulai rekahan.

4.3 Proppant Spesification

Dalam melakukan analisa *proppant* peneliti menggunakan tiga jenis *proppant* yaitu *badger frac sand*, *brady sand* dan *arizona sand*, yang mana dari ketiga *proppant* tersebut memiliki nilai *roundness and sphericity* dalam skala *krumbien and sloss* sebagai berikut (0.8, 0.8), (0.7, 0.8), dan (0.7, 0.8), jenis dan ukuran *proppant* dipilih karena memberikan ketahanan yang baik terhadap efek hancur dari *closure pressure*. Selain itu, *proppant* juga harus memiliki *roundness* yang baik dan ukuran *sphericity* yang besar sehingga dapat menahan tegangan pada formasi (Ramadhan et al., 2020). Disisi lain dalam studi kasus ini *closure strength proppant* dalam data yaitu sebesar 719 psi, serta dari tiga *proppant* tersebut juga memiliki parameter *conductivity* dalam keadaan *non-embedment* yang tertera dalam gambar 4.2.



Gambar 4.2 *proppant conductivity* dalam kondisi *non-embedment*

Nilai *fracture conductivity* memiliki peran besar dalam keberhasilan *hydraulic fracturing*, dengan terbentuknya *fracture* dalam reservoir yang terisi dari *proppant*, maka akan terbentuk suatu jalur mengalirnya fluida baru pada reservoir. Besar kecilnya suatu nilai mengalirnya fluida dalam *fracture* disebut *fracture conductivity*, *fracture conductivity* tergantung berdasarkan harga permeabilitas rekahan dan lebar rekahan yang tercipta, dalam tujuan menaikkan performa sumur, *fracture* harus bisa mengalirkan minyak, sebagai akibatnya *fracture conductivity* harus tinggi nilainya (Kurniawan, 2015).

4.4 Hasil Variasi Frac Fluid Dan Proppant

Berdasarkan dari variasi *frac fluid* dan *proppant* yang dilakukan, peneliti ingin mencari tahu mengenai sifat fisik terhadap masing-masing *frac fluid* dan *proppant* yang mana dari sembilan skenario menghasilkan enam hasil dari pembahasan mengenai dari variasi *frac fluid* dan *proppant* yang dilakukan, yaitu perbandingan hasil dari skenario (A,1), (A,2), (A,3), dan seterusnya untuk menguji masing-masing sifat fisik *frac fluid* dan beberapa parameter lainnya, dan begitu juga perbandingan hasil dari skenario (A,1), (B,1), (C,1), dan seterusnya untuk menguji masing masing sifat fisik *proppant* dan parameter lainnya. Untuk memperjelas lagi dari skenario variasi antara *frac fluid* dan *proppant* bisa dilihat di tabel 4.4.

Tabel 4.4 Skenario variasi *frac fluid* dan *proppant*

	Proppant			
Frac Fluid		Badger frac sand (1)	Brady sand (2)	Arizona sand (3)
	YF115LG (A)	(A,1)	(A,2)	(A,3)
	YF120LG (B)	(B,1)	(B,2)	(B,3)
	YF140D (C)	(C,1)	(C,2)	(C,3)

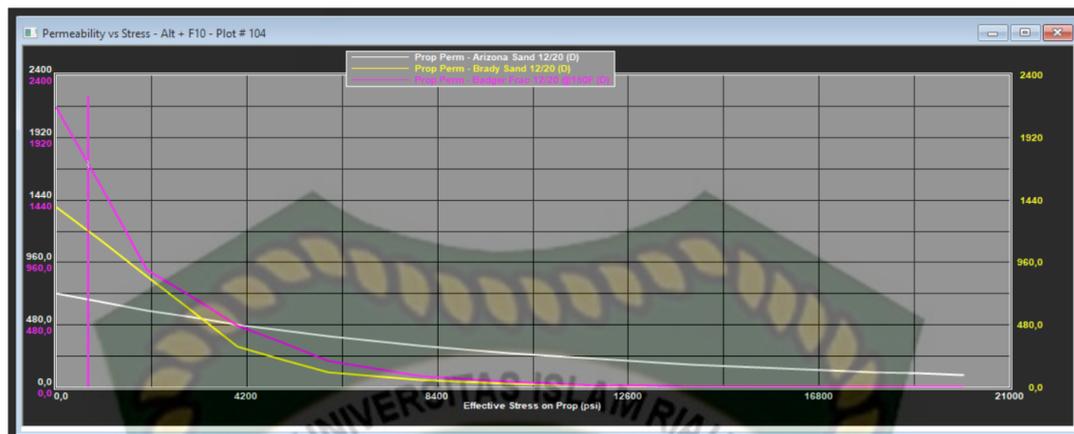
4.4.1 Analisis Proppant Terhadap Frac Fluid YF115LG

Frac fluid YF115LG merupakan suatu *frac fluid water base system* yang diproduksi dari Schlumberger dengan jenis *low guar* yakni rendah akan komposisi dari *guar gum* yang dinyatakan dengan komposisi 15 lb/1000 gal dan jenis *crosslinker* yang digunakan adalah *borate*.

Tabel 4.5 Hasil pengujian *proppant* terhadap *frac fluid* YF115LG

(A,1)		(A,2)		(A,3)	
Xf (ft)	64,5	Xf (ft)	64,3	Xf (ft)	66,1
W (inch)	0,228	W (inch)	0,224	W (inch)	0,216
μ (cP)	4,38	μ (cP)	4,37	μ (cP)	4,37
conductivity (md.ft)	3521	conductivity (md.ft)	2088	conductivity (md.ft)	1524
FCD	14,99	FCD	8,291	FCD	6,33
FOI	1,425	FOI	1,405	FOI	1,403

Berdasarkan data dari hasil pengujian dengan menggunakan *simulator fracpro* yaitu *proppant* terhadap *frac fluid* YF115LG pada tabel 4.5 terlihat bahwa *proppant badger frac sand* memiliki nilai *conductivity* yang paling besar karena dipengaruhi dari efek *threshold stress* yang paling besar yaitu 3479 psi terhadap *closure pressure* yang mana itu berefek besar juga terhadap ketahanan *proppant crushing*, dan *arizona sand* memiliki nilai Xf yang paling besar dibandingkan kedua jenis *proppant* tersebut ini melainkan *proppant arizona sand* memiliki nilai *permeability vs stress* yang lebih tinggi dan penurunan yang tidak terlalu tajam yang bisa dilihat dari gambar grafik 4.3.



Gambar 4.3 permeability vs stress dari berbagai jenis proppant

Penurunan grafik *permeability vs stress* dari *proppant* yang terlalu tajam bisa tergantung dari berbagai macam faktor salah satunya adalah dari komposisi mineral dari *proppant* tersebut, dan juga efek dari *chemical frac fluid* terhadap *proppant*. Disisi lain penggunaan *frac fluid* YF115LG sangat sesuai untuk diterapkan pada sumur X dengan konsentrasi *guar gum* 15lb/1000 gal dan setelah diinjeksikan memiliki nilai viskositas 4.38 cP, *frac fluid* ini sangat cocok untuk diterapkan pada sumur X karena masih dibawah 5 cP sehingga sangat mudah untuk melakukan *flowback* hal ini sesuai dengan penelitian (Shaikh et al., 2021) dari standar industri minyak dan gas china “SY/T 6376-2008” dengan menggunakan *frac fluid* dengan jenis *Visco Elastic Surfactant* (VES) bahwa, *breaker viscosity gel* harus kurang dari 5 mPa.s pada *shear rate* 170 s-1.

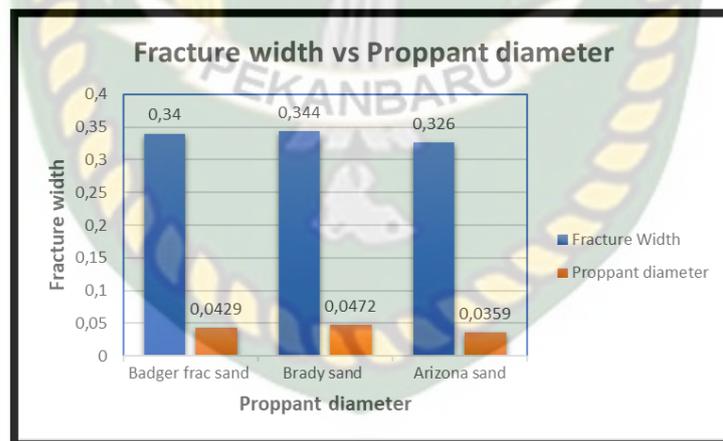
4.4.2 Analisis Proppant Terhadap Frac Fluid YF120LG

Frac fluid YF120LG merupakan suatu *frac fluid water base system* yang diproduksi dari Schlumberger dengan jenis *low guar* yakni rendah akan komposisi dari *guar gum* yang dinyatakan dengan komposisi 20 lb/1000 gal dan jenis *crosslinker* yang digunakan juga sama adalah *borate*.

Tabel 4.6 Hasil pengujian *proppant* terhadap *frac fluid* YF120LG

(B,1)		(B,2)		(B,3)	
Xf (ft)	68,2	Xf (ft)	67,9	Xf (ft)	67,4
W (inch)	0,34	W (inch)	0,344	W (inch)	0,326
μ (cP)	10,44	μ (cP)	10,44	μ (cP)	10,44
conductivity (md.ft)	7269	conductivity (md.ft)	5147	conductivity (md.ft)	3176
FCD	29,281	FCD	20,82	FCD	12,945
FOI	1,451	FOI	1,432	FOI	1,419

Berdasarkan hasil dari pengujian dengan menggunakan *simulator fracpro* yaitu *proppant* terhadap *frac fluid* YF120LG pada tabel 4.6 terlihat bahwa *proppant badger frac sand* juga memiliki nilai *conductivity* yang paling besar yaitu 7269 md-ft karena juga dipengaruhi oleh sifat fisik *proppant* itu sendiri yang mana *proppant badger frac sand* memiliki ketahanan *stress* yang sanggup mencapai 3749 psi. Pada parameter lebar rekahan (W) terlihat jelas bahwa *proppant brady* memiliki nilai *width* yang paling besar yaitu 0.344 inch, ini bisa dipengaruhi oleh ukuran diameter butir *proppant brady* yang paling besar yakni 0,0472 inch, dan berikut dibawah ini pada gambar grafik 4.4. menjelaskan mengenai efek pengaruh *diameter proppant* terhadap *fracture width*.

**Gambar 4.4** *Fracture width vs Proppant diameter*

Pengaruh ukuran diameter butir *proppant* terhadap *fracture width* juga dibahas oleh (*darin and huit 1960*) dalam penelitian (Fan et al., 2017) bahwa pembentukan *fracture width* di pengaruhi oleh beberapa faktor yaitu : beban yang dibawa oleh partikel *proppant* per satuan luas (P_e), diameter *proppant* (D), jumlah partikel *proppant* per satuan luas (n), dan (m) and (B) adalah konstanta dari

karakteristik *rock formation*, maka semakin besar nilai diameter *proppant* maka makin besar juga nilai *fracture width*.

4.4.3 Analisis Proppant Terhadap Frac Fluid YF140D

Frac fluid YF140D merupakan suatu *frac fluid water base system* yang diproduksi dari Schlumberger dengan jenis *non-low guar* yakni tinggi akan komposisi dari *guar gum* yang dinyatakan dengan komposisi 40 lb/1000 gal dan jenis *crosslinker* yang digunakan adalah *borate* dengan sifat *delayed crosslinker* yaitu memanfaatkan mekanisme *encapsuled* untuk memperlambat reaksi *crosslinker* terhadap *linear gel*.

Tabel 4.7 Hasil pengujian *proppant* terhadap *frac fluid* YF140D

(C,1)		(C,2)		(C,3)	
Xf (ft)	62,9	Xf (ft)	62,6	Xf (ft)	62,1
W (inch)	0,435	W (inch)	0,44	W (inch)	0,415
μ (cP)	24,73	μ (cP)	24,73	μ (cP)	24,82
conductivity (md.ft)	10214	conductivity (md.ft)	7311	conductivity (md.ft)	4284
FCD	44,61	FCD	32,084	FCD	18,952
FOI	1,435	FOI	1,426	FOI	1,415

Berdasarkan hasil dari pengujian dengan menggunakan *simulator fracpro* yaitu *proppant* terhadap *frac fluid* YF140D pada tabel 4.7 terlihat bahwa *proppant badger frac sand* juga memiliki nilai *conductivity* yang paling besar yaitu 10214 md-ft. Pada parameter lebar rekahan (W) terlihat jelas bahwa *proppant brady sand* memiliki nilai *width* yang paling besar yaitu 0.44 inch, disisi lain bisa dipengaruhi oleh ukuran diameter butir masing masing *proppant*, namun pada parameter panjang rekahan (Xf) memiliki nilai yang paling rendah dibandingkan beberapa simulasi sebelumnya dengan berbagai *frac fluid*, ini karena disebabkan dari sifat fisik fluidanya dengan nilai viskositas *frac fluid* YF140D memiliki nilai yang paling tinggi dibandingkan *frac fluid* lainnya yaitu 362 cP dengan hal ini *frac fluid* yang sangat kental mempengaruhi pertumbuhan lebar rekahan (W) yang tinggi ketimbang panjang rekahan (Xf) (C. Montgomery, 2015) dan setelah mencapai ke reservoir juga memiliki nilai viskositas yang paling tinggi yaitu 24,73 cP, dan *frac fluid* jenis ini juga tidak direkomendasikan untuk diterapkan disumur X karena tidak sesuai dalam ketentuan *frac fluid* pada saat *flowback*.

4.4.4 Analisis Frac Fluid Terhadap Badger Frac Sand

Proppant badger frac sand adalah *proppant* bertipikal *proppant sand* yang mana memiliki sifat fisik *roundness and sphericity* yang paling besar dalam skala *krumbien and sloss* dibandingkan *proppant* lainnya yaitu (0.8,0.8), sehingga memiliki kemampuan *proppant transport* yang lebih baik dan disisi lain memiliki parameter *threshold stress* yang cukup tinggi juga yaitu 3174 psi.

Tabel 4.8 Hasil pengujian *frac fluid* terhadap *badger frac sand*

(A,1)		(B,1)		(C,1)	
Xf (ft)	64,5	Xf (ft)	68,2	Xf (ft)	62,9
W (inch)	0,228	W (inch)	0,34	W (inch)	0,435
μ (cP)	4,38	μ (cP)	10,44	μ (cP)	24,73
conductivity (md.ft)	3521	conductivity (md.ft)	7269	conductivity (md.ft)	10214
FCD	14,99	FCD	29,281	FCD	44,61
FOI	1,425	FOI	1,451	FOI	1,435

Berdasarkan hasil dari pengujian dengan menggunakan *simulator fracpro proppant badger frac sand* terhadap *frac fluid* YF115LG, YF120LG, dan YF140D pada tabel 4.8 terlihat bahwa nilai parameter panjang rekahan pada penggunaan *frac fluid* YF120LG memiliki nilai Xf yang paling besar dibandingkan yang lain karena menyesuaikan dari pengaruh komposisi dari gel *agent* yang *moderate* yaitu 20 lb/1000 gal, sehingga dibandingkan dengan YF140D yang memiliki nilai 40 lb/1000 gal cenderung menunjukkan pertumbuhan lebar rekahan yang dominan dibandingkan panjang rekahan yakni dari viskositas *frac fluid* yang sangat tinggi yaitu 362 cP, hal ini sesuai juga berdasarkan dari penelitian (C. Montgomery, 2015) yang mana dalam jurnalnya *frac fluids* menjelaskan bahwa viskositas yang lebih tinggi dapat meningkatkan lebar rekahan sehingga dapat menerima konsentrasi *proppant* yang lebih tinggi, mengurangi *fluid loss*, meningkatkan transportasi *proppant* dan mengurangi tekanan gesekan.

4.4.5 Analisis Frac Fluid Terhadap Brady Sand

Proppant brady sand adalah *proppant* bertipikal *proppant sand* yang mana memiliki sifat fisik *roundness and sphericity* yang *moderate* dalam skala *krumbien and sloss* yaitu (0.7,0.8), dan disisi lain memiliki parameter *threshold stress* yang *moderate* dibandingkan *proppant* yang lain yaitu 2363 psi.

Tabel 4.9 Hasil pengujian *frac fluid* terhadap *brady sand*

(A,2)		(B,2)		(C,2)	
Xf (ft)	64,3	Xf (ft)	67,9	Xf (ft)	62,6
W (inch)	0,224	W (inch)	0,344	W (inch)	0,44
μ (cP)	4,37	μ (cP)	10,44	μ (cP)	24,73
conductivity (md.ft)	2088	conductivity (md.ft)	5147	conductivity (md.ft)	7311
FCD	8,291	FCD	20,82	FCD	32,084
FOI	1,405	FOI	1,432	FOI	1,426

Berdasarkan hasil dari pengujian dengan menggunakan simulator *fracpro* yaitu *proppant brady sand* terhadap *frac fluid* YF115LG, YF120LG, dan YF140D pada tabel 4.9 terlihat bahwa nilai parameter panjang rekahan pada penggunaan *frac fluid* YF120LG memiliki nilai Xf yang paling besar, dan sama seperti pengujian sebelumnya penggunaan *frac fluid* yang sangat kental yaitu YF140D berefek besar pada pertumbuhan lebar rekahan ketimbang panjang rekahan.

4.4.6 Analisis Frac Fluid Terhadap Arizona Sand

Proppant arizona sand adalah *proppant* bertipikal *proppant sand* yang mana memiliki sifat fisik *roundness* and *sphericity* yang juga *moderate* sama seperti *brady sand* dalam skala *krumbien* and *sloss* yaitu (0.7,0.8), dan disisi lain memiliki parameter *threshold stress* yang menengah ke bawah dibandingkan *proppant* yang lain yaitu 2294 psi.

Tabel 4.10 Hasil pengujian *frac fluid* terhadap *arizona sand*

(A,3)		(B,3)		(C,3)	
Xf (ft)	66,1	Xf (ft)	67,4	Xf (ft)	62,1
W (inch)	0,216	W (inch)	0,326	W (inch)	0,415
μ (cP)	4,37	μ (cP)	10,44	μ (cP)	24,82
conductivity (md.ft)	1524	conductivity (md.ft)	3176	conductivity (md.ft)	4284
FCD	6,33	FCD	12,945	FCD	18,952
FOI	1,403	FOI	1,419	FOI	1,415

Berdasarkan hasil dari pengujian dengan menggunakan *simulator fracpro* yaitu *proppant arizona sand* terhadap *frac fluid* YF115LG, YF120LG, dan YF140D pada tabel 4.10 terlihat bahwa nilai parameter panjang rekahan pada penggunaan *frac fluid* YF120LG memiliki nilai Xf yang paling besar, dan sama seperti pengujian sebelumnya penggunaan *frac fluid* yang sangat kental yaitu YF140D berefek besar pada pertumbuhan lebar rekahan ketimbang panjang rekahan, sehingga dengan pertumbuhan parameter lebar rekahan yang besar juga dapat mempengaruhi nilai *conductivity* yang juga besar, yang mana merujuk dari rumus

fracture conductivity dimensionless, dan pada faktanya nilai *fracture conductivity dimensionless* yang sangat besar juga tidak berefek besar terhadap nilai *fold of increase* hal ini juga dijelaskan dalam journal yang dipublikasi oleh perusahaan NSI Tech yang berjudul *optimum fracture design* yang menerangkan bahwa dua faktor terpenting untuk desain rekahan yang optimal adalah *fracture conductivity dimensionless* dan *fold of increase*. FCD berlaku (FCD optimal dapat bervariasi dari = 2 untuk formasi permeabilitas sedang/tinggi, hingga > 2 untuk batuan “tight”), dan FOI adalah alat desain yang sederhana namun sangat kuat untuk semua evaluasi kecuali zona permeabilitas terendah (Rate et al., 2011).

4.5 Analisis Variasi Frac Fluid Dan Proppant Yang Paling Sesuai

Berdasarkan dari sifat jenis *frac fluid* dan *proppant* yang dipaparkan yaitu untuk *frac fluid* terdiri dari YF115LG, YF120LG, dan YF140D dan untuk *proppant* terdiri dari *badger frac sand*, *brady sand*, dan *arizona sand*, maka peneliti melakukan skenario 3x3 yang mana berjumlah 9 skenario yang berfokus untuk mendapatkan nilai FCD dan FOI yang sesuai untuk diterapkan pada sumur X dikemudian project.

Tabel 4.11 hasil skenario variasi *frac fluid* dan *proppant*

(A,1)		(A,2)		(A,3)	
Xf (ft)	64,5	Xf (ft)	64,3	Xf (ft)	66,1
W (inch)	0,228	W (inch)	0,224	W (inch)	0,216
μ (cP)	4,38	μ (cP)	4,37	μ (cP)	4,37
conductivity (md.ft)	3521	conductivity (md.ft)	2088	conductivity (md.ft)	1524
FCD	14,99	FCD	8,291	FCD	6,33
FOI	1,425	FOI	1,405	FOI	1,403
(B,1)		(B,2)		(B,3)	
Xf (ft)	68,2	Xf (ft)	67,9	Xf (ft)	67,4
W (inch)	0,34	W (inch)	0,344	W (inch)	0,326
μ (cP)	10,44	μ (cP)	10,44	μ (cP)	10,44
conductivity (md.ft)	7269	conductivity (md.ft)	5147	conductivity (md.ft)	3176
FCD	29,281	FCD	20,82	FCD	12,945
FOI	1,451	FOI	1,432	FOI	1,419
(C,1)		(C,2)		(C,3)	
Xf (ft)	62,9	Xf (ft)	62,6	Xf (ft)	62,1
W (inch)	0,435	W (inch)	0,44	W (inch)	0,415
μ (cP)	24,73	μ (cP)	24,73	μ (cP)	24,82
conductivity (md.ft)	10214	conductivity (md.ft)	7311	conductivity (md.ft)	4284
FCD	44,61	FCD	32,084	FCD	18,952
FOI	1,435	FOI	1,426	FOI	1,415

Berdasarkan hasil dari sembilan skenario variasi *frac fluid* dan *proppant*, bahwa peneliti memilih skenario terbaik adalah **skenario (A,1)** karena walaupun perbandingan nilai FCD yang besar di semua sembilan skenario tersebut, dan masing-masing FOI pada skenario tersebut tidak memiliki perbandingan nilai yang tidak jauh, disisi lain mengacu pada literatur (Rate et al., 2011) bahwa Dapat ditunjukkan secara matematis untuk kondisi *pseudo-radial* dan *pseudo-steady-state*, nilai optimum untuk produktivitas sumur terjadi pada FCD sekitar poin 2, sehingga FCD yang terlalu besar tidak memberi efek yang terlalu besar terhadap FOI.

Untuk keberlangsungan produktivitas sumur dalam segi keberhasilan pelaksanaan pekerjaan *hydraulic fracturing*, parameter *viscosity* juga sangat dipertimbangkan ketika berada di dalam reservoir, karena *frac fluid* yang terlalu kental di reservoir dapat menyebabkan *plugging* atau bisa disebut tersumbatnya pori-pori di reservoir yang dikarenakan konsentrasi gel yang terlalu tinggi, dalam literatur (Shaikh et al., 2021) menjelaskan setelah proses *breaking* oleh *additive breaker* pada *gel viscosity* harus kurang dari 5 mPa.s pada *shear rate* 170 s⁻¹ sesuai dengan standar industri minyak dan gas china “SY/T 6376-2008”, supaya untuk mudah melakukan *flowback* setelah dilakukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*.

Dalam kondisi *case* yang dimiliki, reservoir memiliki nilai *permeability* 3,64 mD, yang mana reservoir tersebut termasuk dalam kategori *low permeability*, sehingga dalam melakukan desainnya peneliti mengharapkan pertumbuhan Panjang rekahan sangat diharapkan ketimbang pertumbuhan lebar rekahan, dan diperkuat juga melalui literatur (Michael. j & Kenneth. G, 2013) bahwa secara historis, penekanan pada rekahan reservoir dengan permeabilitas rendah adalah pada panjang rekahan (X_f). Untuk reservoir permeabilitas yang lebih tinggi, konduktivitas $K_f \cdot W$ sama atau lebih penting, dan keduanya diseimbangkan oleh permeabilitas formasi (K). Keseimbangan kritis ini pertama kali dibahas oleh Prats (1961), lebih dari 10 tahun setelah pengenalan rekahan, dengan konsep penting konduktivitas rekahan.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan dari hasil simulasi yang dilakukan dengan menggunakan *simulator fracpro* yaitu analisis variasi *frac fluid* dan *proppant* terhadap *fracture conductivity dimensionless* dan *fold of increase*, maka peneliti mengambil beberapa kesimpulan yaitu :

1. *Frac fluid* yang paling kompatibel terhadap sumur X adalah YF115LG karena melihat dari sifat fisik dari *frac fluid* tersebut memiliki komposisi gel yang lebih rendah dibandingkan dari dua *frac fluid* yaitu 15 lb/1000 gal, dan dilihat lagi ketika viskositas *frac fluid* berada didalam reservoir yaitu 4,38 cP, *frac fluid* tersebut lebih mudah untuk melakukan *flowback* setelah melakukannya *hydraulic fracturing*, sehingga isu dari *plugging* pada reservoir dapat diminimalisir
2. *Proppant* yang paling kompatibel terhadap sumur X adalah *badger frac sand* karena melihat dari sifat fisik *proppant* tersebut *roundness and sphericity* dari skala *krumbien and sloss* memiliki nilai (0.8, 0.8), sehingga untuk *proppant transportnya* lebih efisien dibandingkan kedua *proppant* tersebut, dan disisi lain *proppant badger frac sand* memiliki nilai *conductivity* dalam kondisi *non-embadment* yang besar juga dibandingkan dari kedua *proppant* yaitu sebesar 11065.45 md-ft, sehingga nilai *conductivity* yang besar berdampak juga terhadap nilai *fracture conductivity dimensionless*
3. Variasi *frac fluid* dan *proppant* yang paling sesuai diterapkan dalam sumur X adalah skenario (A,1) yaitu *fracture conductivity dimensionless* dan *fold of increase* yang dihasilkan sebesar 14,99 dan 1,425 .
4. Dari Sembilan skenario yang dipaparkan menunjukkan angka *fracture conductivity dimensionless* tidak berdampak terlalu besar terhadap *fold of increase*.

5.2 SARAN

Dalam melakukan penelitian ini penulis melakukan analisis variasi *frac fluid* dan *proppant* terhadap nilai *fracture conductivity dimensionless* dan *fold of increase* dengan menggunakan *simulator fracpro*. Disarankan untuk penelitian selanjutnya melakukan analisis variasi yang serupa namun dalam penggunaan *frac fluid*nya ialah dikhususkan penggunaan jenis *viscoelastic surfactant* (VES), yang mana sangat bermanfaat untuk menonaktifkan pengaruh *gel damage* terhadap *conductivity*.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Alkhathami, M. D. (2007). *Investigation of Proppant Transport in Hydraulic Fractures*. College Of Engineering.
- Barree, R. D., Miskimins, J. L., Conway, M. W., & Duenckel, R. (2018). Generic correlations for proppant-pack conductivity. *SPE Production and Operations*, 33(3), 509–521. <https://doi.org/10.2118/179135-pa>
- Benson, mary ellen. (2015). *Frac Sand in the United States A Geological and Industry Overview*. <https://pubs.usgs.gov/of/2015/1107/pdf/ofr20151107.pdf>
- Dusterhoft, R., McGowen, J., Ghalambor, A., Ali, S., & Norman, W. D. (2009). *Frac-Packing Handbook*.
- Fan, M., Tech, V., Han, Y., McClure, J., Chen, C., & Tech, V. (2017). *Hydraulic Fracture Conductivity as a Function of Proppant Concentration Under Various Effective Stresses : From Partial Monolayer to Multilayer Proppants Hydraulic Fracture Conductivity as a Function of Proppant Concentration under Various Effective Stres. orang*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2693347>
- Gaurina-Međimurec, N., Brkić, V., Topolovec, M., & Mijić, P. (2021). Fracturing fluids and their application in the Republic of Croatia. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/app11062807>
- Gharibi, A., & Zoveidavianpoor, M. (2015). Hydraulic Fracturing for Improved Oil Recovery. *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*. www.akademiabaru.com/doc/ARFMTSV9_N1_P1_18.pdf
- Gulbis, Janet Hodge, R. (2013). Fracturing Fluid Chemistry and Proppants. *Reservoir Stimulation*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Huang, J., Safari, R., Perez, O., & Fragachan, F. E. (2019). Reservoir depletion-induced proppant embedment and dynamic fracture closure. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2019-March*. <https://doi.org/10.2118/195135-ms>
- Kothamasu, R., Choudhary, Y. K., & Kurubaran, M. K. (2012). Comparative study of different sand samples and potential for hydraulic-fracturing applications.

Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2012, OGIC - Further, Deeper, Tougher: The Quest Continues..., 139–147. <https://doi.org/10.2118/153165-ms>

Kurniawan, I. (2015). *Evaluasi Perekahan Hidrolik Pada Sumur Gas Bertekanan Tinggi*. 519–531. <https://media.neliti.com/media/publications/171075-ID-evaluasi-perekahan-hidrolik-pada-sumur-g.pdf>

Michael, J. E., & Kenneth, G. N. (2013). *Reservoir Stimulation*. Wiley New York, 18, 150. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Montgomery, C. (2015). *Fracturing Fluids* (Abhijit Y. Dandekar (ed.); pp. 3–24). CRC Press. <http://dx.doi.org/10.5772/56192>

Montgomery, C. T. (2015). *Hydraulic Fracturing* (A. Y. Dandekar (ed.)). CRC Press.

Muther, T., Khan, M. J., Chachar, M. H., & Aziz, H. (2020). A Study on designing appropriate hydraulic fracturing treatment with proper material selection and optimized fracture half-length in tight multilayered formation sequence. *SN Applied Sciences*, 2(5), 1–12. <https://doi.org/10.1007/s42452-020-2729-9>

Pearson, C. (2001). Dimensionless Fracture Conductivity: Better Input Values Make Better Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 53(1). <https://doi.org/10.2118/60184-ms>

Popa, A. S., & Virginia, W. (2004). Automatic Hydraulic Fracturing Design for Low Permeability Reservoirs Using Artificial Intelligence. *Stress: The International Journal on the Biology of Stress*. <https://researchrepository.wvu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=3642&context=etd>

Pratiwi, V., Prabu, U., & Herlina, W. (2014). Perencanaan Design Dan Simulasi Hydraulic Fracturing Dengan Permodelan Simulator Fraccade 5.1 Serta Keekonomiannya Pada Formasi Lapisan W3 Sumur Kajian Va Struktur Limau Barat Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 101362. <http://jit.unsri.ac.id/index.php/jit/article/view/77/51>

Rachmat, S., & Nugroho, S. E. (2010). *Pengaruh Ukuran Butir Dan Penempatan Proppant Terhadap Optimasi Perekahan Hidraulik Sumur Minyak*. XVII(2).

<https://adoc.pub/pengaruh-ukuran-butir-dan-penempatan-proppant-terhadap-optim.html>

- Ramadhan, D., Tulloh, H., & Julianto, C. (2020). Analysis Study Of The Effect In Selecting Combination Of Fracturing Fluid Types And Proppant Sizes On Folds Of Increase (FOI) To Improve Well Productivity. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. <https://doi.org/10.31315/jpgt.v1i2.3886>
- Rate, C., Near, R., Treatment, F., & Tip, I. (2011). *NSI Technologies Frac Tips*. https://www.nsitech.com/wpcontent/uploads/2014/06/nsi_fractip_optimumfracture.pdf
- Raysoni, N., & Weaver, J. (2012). Selection of proppant for long-term stability. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2012, February*, 1–9. <https://doi.org/10.2118/150668-ms>
- Schlumberger, C. (2010). *OpenFRAC Family of Fluid Additive System*. <https://www.slb.com/-/media/files/stimulation/product-sheet/openfrac-ps.ashx>
- Sedillos, L., Roundtree, R., Saxena, J., Convers, C., & Dean, E. (2019). What tier sand should you use for your well? Practical use of data analytics to determine proppant type and quality. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2019, OKOG 2019*. <https://doi.org/10.2118/195226-ms>
- Shaikh, A., Caili, D., Yonpeng, S., Foutou, V., Bakhsh, A., Ali, I., Ansari, U., & Guang, Z. (2021). A Novel CO₂Responsive Viscoelastic Surfactant based Clear Fracturing Fluid for High-Temperature Unconventional Reservoir. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 691(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/691/1/012020>
- Sinclair AR. (1970). Rheology of Viscous Fracturing Fluids. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 22(6), 711–719. <https://doi.org/10.2118/2623-pa>
- Smith, M., & Shlyapobersky, J. (2000). Basics of hydraulic fracturing. *Reservoir Stimulation*. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Basics+of+Hydraulic+Fracturing#0>
- Valko, P. (2011). *Hydraulic Fracture Mechanics*. John Wiley & Sons Ltd.,