

**PENGARUH VARIABEL *PUMP RATE* PADA STIMULASI
PEREKAHAN HIDRAULIK *RESERVOIR SANDSTONE*
BERPERMEABILITAS RENDAH PADA LAPANGAN X
SUMUR Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

HESTISIA FITRIANI

NPM 163210502



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**PENGARUH VARIABEL *PUMP RATE* PADA STIMULASI
PEREKAHAN HIDRAULIK *RESERVOIR SANDSTONE*
BERPERMEABILITAS RENDAH PADA LAPANGAN X
SUMUR Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

HESTISIA FITRIANI

NPM 163210502



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

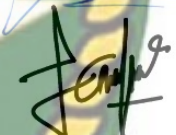
2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Hestisia Fitriani
NPM : 163210502
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas akhir : Pengaruh Variabel *Pump Rate* pada Stimulasi
Perekahan Hidraulik *Reservoir Sandstone*
Berpermeabilitas Rendah pada Lapangan X Sumur
Y

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima
Sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada
Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam
Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Novrianti, ST., MT. ()
Penguji I : Tomi Erfando, ST., MT. ()
Penguji II : Idham Khalid, ST., MT. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 10 Desember 2021

Disahkan oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


Novia Rita, ST., MT.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.



Pekanbaru, 10 Desember 2021

Hestisia Fitriani
NPM 163210502

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Novrianti, ST., MT selaku dosen pembimbing tugas akhir, Tomi Erfando, ST., MT dan Idham Khalid ST., MT. selaku dosen penguji tugas akhir.
2. Dr. Eng. Muslim, ST., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu
4. Kedua orang tua Bapak Zulfikri S. Pd dan Ibu Dra. Idmaidati serta Kakak Silvy Fitriani, SE., BBA (Hons), dan adik penulis, Wahyu Wiradinata, Windyka Fitriani dan Lucyana Fitriani, yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
5. Sabahat terbaik saya Arni Sagita, Dini Fitri, Alfarabi, Abdul Rahman Eriandi, Mhd. Basyid, Ilham Lahiri, Aznil, Dedek Julianto, Fitri Annisa dan Tri Suci Handayani yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 10 Desember 2021


Hestisia Fitriani

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	2
1.4 BATASAN MASALAH	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>STATE OF THE ART</i>	4
2.2 <i>HYDRAULIC FRACTURING</i> (PEREKAHAN HIDRAULIK)	5
2.3 FLUIDA PEREKAH, <i>ADDITIVE</i> DAN <i>PROPPANT</i>	7
2.4 <i>PUMP RATE</i>	8
2.5 MODEL GEOMETRI REKAHAN	9

2.6 PERKIRAAN PENINGKATAN PERMEABILITAS DAN <i>PRODUCTIVITY INDEX (PI)</i>	10
2.7 SOFTWARE FRACCADE	12
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	13
3.1 METODE PENELITIAN	13
3.2 DATA YANG DIBUTUHKAN	13
3.3 <i>FLOWCHART</i>	15
3.4 LOKASI PENELITIAN	16
3.5 JADWAL PENELITIAN	16
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	17
4.1 PENGARUH PUMP RATE TERHADAP HASIL DESAIN PEREKAHAN HIDRAULIK	17
4.1.1 Pengaruh <i>Pump Rate</i> terhadap Panjang Rekahan	18
4.1.2 Pengaruh <i>Pump Rate</i> terhadap Tinggi Rekahan	20
4.1.3 Pengaruh <i>Pump Rate</i> terhadap Lebar Rekahan	20
4.1.4 Pengaruh <i>Pump Rate</i> terhadap Konduktifitas Rekahan	21
4.1.5 Pengaruh <i>Pump Rate</i> terhadap Permeabilitas Rekahan	23
4.1.6 Pengaruh <i>Pump Rate</i> terhadap Productivity Index	24
4.2 HASIL AKHIR SKENARIO PENGARUH VARIABEL <i>PUMP RATE</i>	25
4.2.1 Profil Rekahan Pump Rate 20 BPM	26
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	28
5.1 KESIMPULAN	28
5.2 SARAN	28
DAFTAR PUSTAKA	29
LAMPIRAN	31

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema tata letak peralatan perekahan hidrolik	6
Gambar 2.2 Skema perekahan hidrolik	6
Gambar 2.3 Model geometri P3D	10
Gambar 2.4 Grafik hubungan rw' dengan FCD	11
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i>	15
Gambar 4.1 Grafik hubungan <i>pump rate</i> dan panjang rekahan	19
Gambar 4.2 Grafik hubungan <i>pump rate</i> dan tinggi rekahan	20
Gambar 4.3 Grafik hubungan <i>pump rate</i> dan lebar rekahan	21
Gambar 4.4 Grafik hubungan <i>pump rate</i> dan konduktivitas rekahan	22
Gambar 4.5 Grafik hubungan <i>pump rate</i> (bpm) vs permeabilitas (mD)	23
Gambar 4.6 Grafik hubungan <i>pump rate</i> (bpm) vs PI	24
Gambar 4.7 Skema 3D profil rekahan skenario III (20 bpm)	26

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data <i>Reservoir</i>	13
Tabel 3.2 Data Kompleksi Sumur.....	14
Tabel 3.3 Data Perforasi Sumur	14
Tabel 3.4 Data <i>Proppant</i> , Fluida Perekah dan <i>Additive</i>	14
Tabel 3.5 Data Batuan.....	15
Tabel 3.6 Jadwal Penelitian.....	16
Tabel 4.1 Perbandingan hasil masing-masing skenario <i>pump rate</i> dengan <i>software</i> FracCADE.....	18
Tabel 4.2 Perubahan <i>pump rate</i> terhadap waktu.....	23
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Peningkatan Permeabilitas dengan Persamaan Howard dan Fast	23
Tabel 4.4 Perbandingan Hasil PI Keenam Skenario	24
Tabel 4.5 Hasil Akhir Keenam Skenario	25
Tabel 4.6 Perbandingan desain dan optimasi perekahan hidrolik.....	26



DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** Perhitungan Permeabilitas Rekahan dan Permeabilitas Rata-rata
- LAMPIRAN II** Perhitungan *Productivity Index*
- LAMPIRAN III** Prosedur Desain Optimasi *Pump Rate* dengan Simulator FracCADE 5.41



DAFTAR SINGKATAN

Bbl	Barrel
BFPD	<i>Barrel fluid per day</i>
BOPD	<i>Barrel oil per day</i>
cP	Centi poise
FCD	<i>Dimensionless Fracture Conductivity</i>
Ft	Feet
gal	Gallon
Hf	Tinggi rekahan
k	Permeabilitas
kavg	Permeabilitas rata-rata
kf	Permeabilitas rekahan
KGD	Kristianovich, Geertsma, dan De Klerk
ki	Permeabilitas awal
mD	Milidarcy
PKN	<i>Perkins, Kern & Nordgren</i>
PPA	<i>Pound per acre</i>
Rw	Jari-jari sumur
Re	Jari-jari pengurasan
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
WC	Water Cut
Wf	Lebar rekahan
Wkf	Konduktivitas rekahan
Xf	Panjang/Penetrasi rekahan



DAFTAR SIMBOL

A	Luas Permukaan (acres)
E	<i>Modulus young</i> (psi)
E'	<i>Plain strain modulus</i> (psi)
ε	<i>Strain</i>
F	Gaya yang bekerja (lb)
FCD	Konduktivitas rekahan tanpa dimensi
h	Ketebalan lapisan produktif (ft)
Hf	Tinggi rekahan (ft)
K	Permeabilitas formasi (ft)
Kf	Permeabilitas rekahan (mD)
PI	<i>Productivity index</i> (bbl/day/psi)
Pov	Tekanan <i>overburden</i> (psi)
q	Laju produksi (bbl/day)
re	Jari-jari pengurasan (ft)
rw	Jari-jari sumur (ft)
BHT	<i>Bottom hole temperature</i> (°F)
v	<i>Poisson ratio</i>
w	Lebar rekahan (in)
Xf	Panjang rekahan (ft)
σ	<i>Stress</i> (psi)
$\sigma\Delta$	<i>In situ stress</i> (psi)
σ_{ov}	<i>overburden stress</i> (psi)
σ_{hmax}	<i>maksimal horizontal stress</i> (psi)
σ_{hmin}	<i>minimal horizontal stress</i> (psi)
$\emptyset$	Porositas, %



**PENGARUH VARIABEL *PUMP RATE* PADA STIMULASI
PEREKAHAN HIDRAULIK *RESERVOIR SANDSTONE*
BERPERMEABILITAS RENDAH PADA LAPANGAN X
SUMUR Y**

HESTISIA FITRIANI
163210502

ABSTRAK

Laju pemompaan (*pump rate*) pada saat pelaksanaan perekahan hidrolik berpengaruh terhadap panjang, lebar, tinggi rekahan dan konduktivitas rekahan. Dengan nilai *pump rate* yang berbeda maka akan menghasilkan panjang, lebar, tinggi rekahan dan konduktivitas rekahan yang berbeda. Laju pemompaan harus memiliki tekanan yang lebih besar dari tekanan rekah formasi agar dapat memecah formasi untuk pertama kalinya. Dalam beberapa penelitian sebelumnya, pemilihan nilai *pump rate* yang paling baik menunjukkan keberhasilan yang signifikan yang ditandai dengan hasil panjang, lebar dan tinggi rekahan yang optimal dan mendapatkan konduktivitas rekahan yang efektif. Penelitian ini dilakukan pada sumur Y lapangan X yang memiliki permeabilitas rendah yaitu 3,89 md. Penelitian ini fokus menganalisis pengaruh variasi *pump rate* terhadap panjang, lebar dan tinggi rekahan serta konduktivitas rekahan yang terbentuk dari perekahan hidrolik. Penelitian melakukan 6 skenario nilai *pump rate* yaitu *pump rate* 10, 15, 20, 25, 30 dan 35 bpm dimana jenis fluida perekah yang digunakan YF130, jenis *proppant Sandfrac*, ukuran butir *proppant* 12/20 serta model geometri yang digunakan adalah model P3D dengan bantuan simulator FracCADE. Kemudian dianalisis pengaruh perubahan *pump rate* keenam skenario tersebut terhadap beberapa parameter hasil perekahan hidrolik. Hasil desain menunjukkan bahwa *pump rate* 20 bpm merupakan nilai *pump rate* paling optimal karena menghasilkan rekahan yang panjang, konduktivitas yang besar dan peningkatan terhadap permeabilitas dan PI yang besar, dimana didapatkan panjang rekahan 141,3 ft, tinggi rekahan 134,3 ft, lebar rekahan 3,3 in, konduktivitas rekahan 11.713 md.ft, serta peningkatan permeabilitas setelah rekahan yaitu 1.175,19 mD dengan permeabilitas rata-rata 19,06 mD dan kenaikan *productivity index* (PI) 3,52.

Kata kunci : perekahan hidrolik, *pump rate*, *productivity index*

THE EFFECT OF PUMP RATE VARIABLES ON HYDRAULIC FRACTURING STIMULATION OF LOW PERMEABILITY SANDSTONE RESERVOIR AT FIELD X WELL Y

HESTISIA FITRIANI
163210502

ABSTRACT

The pumping rate at the time of hydraulic fracturing affects the fracture geometry in addition to rock characteristics and reservoir depth. With different pump rate values, it will produce different fracture geometries and fracture conductivity. The pumping rate must have a pressure greater than the formation fracture pressure in order to break the formation for the first time. In several previous studies, the selection of the best pump rate value showed significant success which was indicated by optimal fracture geometry results and obtaining effective fracture conductivity. This research was conducted at well Y field X which has a low permeability of 3,89 md. This study focuses on analyzing how changes in pump rate affect fracture geometry and fracture conductivity formed from hydraulic fracturing. The study conducted 6 scenarios of pump rate values and compared pump rates of 10, 15, 20, 25, 30 and 35 bpm where the type of fracturing fluid used was YF130, the type of proppant Sandfrac, the grain size of the proppant 12/20 and the geometric model used was the P3D model with help of the FracCADE simulator. Then analyzed the effect of changes in the pump rate of the six scenarios on several parameters of hydraulic fracturing results. The design results show that the pump rate of 20 bpm is the most optimal pump rate value because it produces a long fracture, large conductivity and a large increase in permeability and PI, where the fracture length is 141,3 ft, fracture height is 134,3 ft, fracture width is 3,3 in, fracture conductivity 11.713 md.ft, dimensionless fracture conductivity (FCD) 21,31, and the increase in permeability after fracture is 1.175,19 mD with an average permeability of 19,06 mD and an increase in productivity index (PI) of 3,52 time.

Keywords: hydraulic fracturing, pump rate, productivity index

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Sumur Y lapangan X merupakan sumur dengan lapisan *sandstone* yang memiliki nilai permeabilitas sebesar 3,89 md yang termasuk skala permeabilitas rendah, sehingga menjadi kandidat utama untuk dilakukan perekahan hidrolik. Sumur Y ini telah mengalami penurunan produksi sekitar 150 BFPD dengan *water cut* 99%. *Reservoir* ini memiliki cadangan yang cukup besar yaitu 27384 MSTB dan tekanan reservoir yang masing tinggi yaitu 566 psi (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018). Cadangan dan tekanan yang cukup besar ini juga menjadi salah satu alasan dilakukan stimulasi dengan perekahan hidrolik.

Pump rate merupakan salah satu parameter yang berpengaruh terhadap keberhasilan pekerjaan perekahan hidrolik (Budiharjo Sulistyarso, 2019). Laju pemompaan (*pump rate*) berpengaruh terhadap geometri rekahan selain karakteristik batuan dan kedalaman *reservoir*. Laju pemompaan harus memiliki tekanan yang lebih besar dari tekanan rekah formasi agar dapat memecah formasi untuk pertama kalinya. Laju dan tekanan pemompaan akan distabilkan untuk menciptakan rekahan yang lebih panjang dan lebar hingga batasnya tercapai. Pada akhirnya injeksi fluida dengan *proppant* dilakukan hingga *proppant* mencapai ujung rekahan yang terbentuk, kemudian pompa dimatikan (Budiharjo Sulistyarso, 2019).

Dengan membuat desain yang tepat akan dapat meningkatkan optimasi keberhasilan pekerjaan perekahan hidrolik (Nelson, 2015). Nelson menganalisis beberapa variasi jenis *proppant*, fluida perekah dan *pump rate* yang berbeda ke dalam formasi. Penelitian tentang nilai *pump rate* yang berbeda juga telah dilakukan oleh Budiharjo. Budiharjo berfokus pada reservoir resistivitas rendah yang memiliki permeabilitas rendah tetapi memiliki kandungan hidrokarbon yang besar. Dalam penelitian tersebut mendapatkan nilai geometri dan konduktivitas rekahan yang berbeda, dan peneliti menyimpulkan bahwa peningkatan laju

pemompaan akan meningkatkan panjang (*half-length*) rekahan, tetapi menurunkan konduktivitas rekahan (Budiharjo Sulistyarto, 2019).

Dalam tugas akhir ini, peneliti memfokuskan pada pengaruh *pump rate* terhadap keberhasilan perekahan hidrolik lapisan *sandstone* yang memiliki permeabilitas rendah. Adapun skenario nilai *pump rate* yang digunakan yaitu 10, 15, 20, 25, 30 dan 35 bpm dengan menggunakan bantuan simulator FracCADE dimana jenis fluida perekah yang digunakan YF130, jenis *proppant* 12/20 *Sandfrac* serta model geometri yang digunakan adalah model P3D sesuai dengan yang digunakan oleh perusahaan. Dari keenam skenario yang telah dilakukan akan dianalisis seberapa besar pengaruh *pump rate* terhadap geometri rekahan, konduktivitas rekahan, permeabilitas dan *productivity index*, sehingga dapat diperoleh laju pemompaan yang optimal. Diharapkan penelitian ini dapat memberikan informasi mengenai pengaruh dari perubahan *pump rate* terhadap keberhasilan perekahan hidrolik.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah Menganalisis pengaruh *pump rate* 10, 15, 20, 25, 30, 35 bpm terhadap panjang, lebar dan tinggi rekahan, konduktivitas rekahan, permeabilitas dan *productivity index* untuk mendapatkan nilai *pump rate* optimal.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut,

1. Pengkayaan materi mata kuliah stimulasi dan kerja ulang sumur khususnya teknologi perekahan hidrolik.
2. Untuk dijadikan sebagai rujukan dalam upaya pengembangan ilmu dalam perminyakan.
3. Untuk dijadikan sebagai karya ilmiah yang dipublikasikan skala nasional ataupun internasional.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penelitian ini hanya menganalisis pengaruh *pump rate* pada perekahan hidrolik dengan melakukan 6 skenario nilai *pump rate* (10, 15, 20, 25, 30 dan 35 bpm) dengan

volume fluida perekah yang konstan, peneliti menggunakan simulator FracCADE dimana fluida perekah yang digunakan YF130, jenis *proppant* 12/20 *Sandfrac*, serta model geometri yang digunakan adalah model P3D sesuai dengan yang digunakan oleh perusahaan dalam perekahan hidrolik. Dari keenam skenario akan dianalisis pengaruh perubahan *pump rate* terhadap geometri rekahan, konduktivitas rekahan, permeabilitas menggunakan persamaan Howard dan Fast dan *productivity index* menggunakan metode Cinco-Ley, Samaniego & Dominique, sehingga dapat diperoleh *pump rate* yang optimal.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam agama Islam menuntut ilmu wajib hukumnya. Perguruan tinggi merupakan salah satu jalan untuk menempuh pendidikan yang tinggi. Sebagai upaya untuk tetap bisa melanjutkan pendidikan ke tingkat yang lebih tinggi, salah satu jalannya adalah dengan menyelesaikan studi di perguruan tingginya, yaitu dengan melakukan penelitian dan menuangkannya dalam bentuk tulisan (skripsi). Sebagaimana Allah berfirman dalam Surat Al-Jatsiyah ayat 29 yang artinya bahwa : "Inilah kitab (catatan) Kami yang menurunkan kepadamu dengan benar. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan".

2.1 STATE OF THE ART

Beberapa penelitian yang pernah menggunakan topik yang sama dengan penelitian yang akan dilakukan, yang digunakan sebagai acuan untuk penelitian yang akan dilakukan.

Penelitian telah dilakukan oleh Harry Budiharjo Sulistyarso dalam penelitiannya yang berjudul "*Effect of Pump Rate Penetration Sensitivity on Hydraulic Fracturing in Low Resistivity Reservoir*". Skenario perekahan hidrolik dilakukan dengan menggunakan beberapa sensitivitas *pump rate* yang berbeda, mulai dari 10 bpm, 20 bpm, dan 30 bpm, berdasarkan pada *basecase pump rate* 15 bpm untuk mendapatkan *pump rate* yang paling optimal. Pada laju pemompaan ini diperoleh geometri rekahan dengan panjang setengah (X_f) sebesar 213 ft, tinggi rekahan (h_f) 45,6 ft, lebar rekahan (W_{avg}) 0,56 inci.

Penelitian lain juga dilakukan oleh Alfi Nelson dengan judul penelitian *Optimization of Modeling and Designing of Hydraulic Fracturing By Selecting Proppant Type, Proppant Size, Fracturing Fluid and Pumping Rate In Low Permeability Reservoir*. Peneliti membandingkan pengaruh nilai *pump rate* 10 bpm, 20 bpm, dan 25 bpm. Hasil dari penelitian ini menyimpulkan bahwa semakin kecil ukuran rekah maka akan semakin besar *dimensionless fracture conductivity* (FCD). Selain itu, tingginya *rate* pompa dan konsentrasi *proppant*

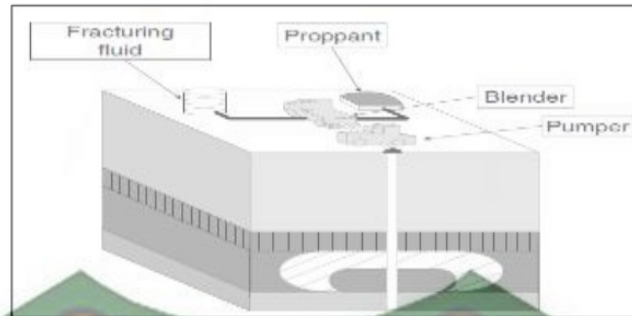
dapat memperbaiki parameter perekahan hidrolik. Sehingga desain optimal pada sumur x menghasilkan FCD 11,2 dan panjang rekahan 198,9 ft.

Penelitian lain juga dilakukan oleh (Li, He, Gao, & Hu, 2014) dengan judul penelitian *The Influence of Time and Pump Rate on Stress Interference in Zipper Fracturing*. Peneliti menyebutkan *pump rate* memiliki efek besar pada rekahan yang diinduksi, yang mengarah ke jaringan rekahan yang lebih efisien. Peneliti menggunakan sensitivitas nilai *pump rate* 8 m³/min dan 10 m³/min atau 50 bpm dan 63 bpm. Hasil penelitian menunjukkan bahwa semakin besar laju pompa, semakin besar lebar rekahan yang akan terbentuk, yang menyebabkan perubahan tegangan lebih lambat.

2.2 HYDRAULIC FRACTURING (PEREKAHAN HIDRAULIK)

Perekahan hidrolik menjadi salah satu bagian terpenting dalam kompleks sumur. (Belyadi, Fathi, & Belyadi, 2017). Perekahan hidrolik memainkan peran utama dalam meningkatkan cadangan minyak bumi dan produksi harian (Gidley, Holditch, & Nierode, 1989). Perekahan hidrolik juga didefinisikan sebagai suatu proses pembuatan rekahan dalam media berpori dengan menginjeksikan suatu fluida dengan tekanan tertentu menuju *wellbore*. Tujuan dari stimulasi perekahan hidrolik adalah untuk memperbesar *dimensionless fracture conductivity*, FCD. Kegiatan stimulasi perekahan hidrolik ini juga bertujuan untuk meningkatkan *productivity index* (PI) formasi dan produksi, serta memperkecil *decline rate* (R. Amalia, U.A.Prabu, W. Herlina, 2019).

Pekerjaan perekahan hidrolik dilakukan di lokasi sumur, menggunakan alat berat termasuk pompa yang dipasang di truk, blender, tangki fluida, dan tangki *proppant*. Tata letak peralatan yang perekahan hidrolik sumur minyak dan gas diilustrasikan pada **Gambar 2.1** berikut.



Gambar 2.1 Skema tata letak peralatan perekahan hidrolik



Gambar 2.2 Skema perekahan hidrolik

Pekerjaan perekahan hidrolik dibagi menjadi dua tahapan yaitu tahapan *pad* dan tahapan *slurry* seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.2**. Pada tahapan *pad*, hanya fluida perekah yang diinjeksikan ke dalam sumur untuk memecah formasi dan membuat bantalan (*pad*). *Pad* ini terbentuk karena laju injeksi fluida perekah lebih tinggi dari laju aliran di mana fluida dapat keluar ke formasi.

Setelah *pad* tumbuh ke ukuran yang diinginkan, tahap *slurry* dimulai. Selama tahap *slurry*, fluida perekah dicampur dengan pasir/ *proppant* dalam *blender* dan campuran tersebut diinjeksikan ke rekahan. Setelah rekahan diisi dengan pasir/ *proppant*, pekerjaan rekahan selesai dan pompa dimatikan. *Proppant* digunakan untuk menjaga agar rekahan tetap terbuka dan harus memiliki kekuatan tekan (*compressive strength*) yang cukup tinggi untuk menahan tekanan dari formasi (Prof, Manuel, Prof, & José, 2015).

2.3 FLUIDA PEREKAH, *ADDITIVE* DAN *PROPPANT*

Fluida perekah digunakan agar rekahan yang terjadi cukup besar sehingga *proppant* dapat masuk ke dalam tanpa mengalami *bridging* (mampat) atau *settling* (pengendapan) (Annur, 2016). Perekahan hidraulik dapat juga dikatakan dengan aplikasi pemindahan tenaga melalui suatu media cairan (fluida) dimana fluida ini selain digunakan untuk merekahkan batuan juga harus dapat membawa *proppant*. Fluida perekah yang digunakan terdiri atas fluida dasar dan ditambah dengan *additive*, guna mendapatkan komposisi yang tepat sehingga diharapkan akan menghasilkan performa sesuai dengan yang diharapkan (Jabbari & Zeng, 2012).

Fluida perekah secara umum dapat dikategorikan dalam 4 kelompok yaitu *water base fluid* (fluida berbahan dasar air) yang dapat digunakan pada reservoir minyak ataupun gas, *oil base fluid* (fluida berbahan dasar minyak) yang mempunyai viskositas yang tinggi sebagai sifat alamiahnya, *emulsion base fluid* (fluida berbahan dasar emulsi) yang memberi efek yang baik untuk pembersihan ruang rekahan dan *foam base fluid* (fluida dengan campuran fasa liquid dan gas) yang baik untuk pembersihan ruang rekahan (*clean up*) (Amaral et al., 2013).

Fluid Additive

Additive merupakan bahan-bahan yang ditambahkan ke dalam fluida dasar dengan komposisi tertentu sehingga menghasilkan *performance* suatu fluida perekah yang diinginkan (Perminyakan, Teknologi, & Universitas, 2018).

Menurut Valkó, Economides, and Romero et al. (Amaral et al., 2013), secara umum *fluid additive* yang biasa digunakan pada perekahan hidraulik adalah: *thickener* sebagai pengental fluida perekah, *crosslinker* sebagai pengikat rantai molekul dengan tujuan meningkatkan viskositas fluida perekah, *breaker* sebagai pemecah rantai molekul fluida perekah agar kembali encer, *fluid loss additive* untuk mengurangi *fluid loss* yang menembus matriks, *buffers* sebagai pengontrol nilai pH, dan *viscosity stabilizer* untuk menjaga penurunan viskositas pada fluida perekah.

Proppant

Proppant atau yang biasa disebut dengan material pengganjal merupakan benda padat yang umumnya berbentuk pasir dan digunakan untuk mengganjal rekahan yang terbentuk agar rekahan tersebut tidak menutup kembali saat tekanan

turun di bawah tekanan penutupan (*closure pressure*), dan diharapkan mampu berfungsi sebagai media alir yang lebih baik bagi fluida yang diproduksi pada kondisi tekanan dan temperatur *reservoir* tertentu. (Babcock, Prokop, & Kehle, 1967). Ada 3 jenis *proppant* biasa digunakan dalam perekahan hidrolik, yaitu *sand proppant* (pasir alami), *resin coated sand* dan *ceramic proppant*. (Amaral et al., 2013).

2.4 PUMP RATE

Laju pemompaan (*pump rate*) berpengaruh terhadap geometri rekahan selain karakteristik batuan dan kedalaman *reservoir*. Laju pemompaan harus memiliki tekanan yang lebih besar dari tekanan rekah formasi agar dapat memecah formasi untuk pertama kalinya. Laju dan tekanan pemompaan akan distabilkan untuk menciptakan patahan yang lebih panjang dan lebar hingga batasnya tercapai. Pada akhirnya injeksi fluida dengan *proppant* dilakukan hingga *proppant* mencapai ujung rekah yang terjadi, kemudian pompa dimatikan (Budiharjo Sulistyarso, 2019).

Sensitivitas *pump rate* (laju pompa) pada perekahan hidrolik harus dilakukan sebaik mungkin agar geometri rekahan yang optimal dapat diperoleh dan meningkatkan laju produksi (Budiharjo Sulistyarso, 2019). Secara umum *pump rate* mempengaruhi geometri rekahan yang terbentuk, baik itu panjang, tinggi dan lebar rekahan (Li et al., 2014).

Pada pemompaan dengan laju injeksi pemompaan rendah, fluida yang diinjeksikan akan berada pada temperatur *reservoir* yang tinggi untuk waktu yang lama, sehingga terjadi *gel breaking* dan *proppant screen out* yang mengakibatkan tidak maksimalnya panjang rekahan. Sebaliknya, dengan *pump rate* yang tinggi, fluida akan sejauh mungkin melaju pada kondisi temperatur *reservoir*, sebelum akhirnya terjadi *gel breaking*, sehingga panjang rekahan akan lebih akan lebih jauh. *Pump rate* akan mempengaruhi waktu injeksi pemompaan, semakin kecil *pump rate*, maka waktu injeksi akan semakin lama dan efisiensi akan semakin kecil, dan begitu juga sebaliknya, semakin besar *pump rate*, maka waktu injeksi akan semakin cepat dan efisiensinya akan semakin besar (Nelson, 2015).

2.5 MODEL GEOMETRI REKAHAN

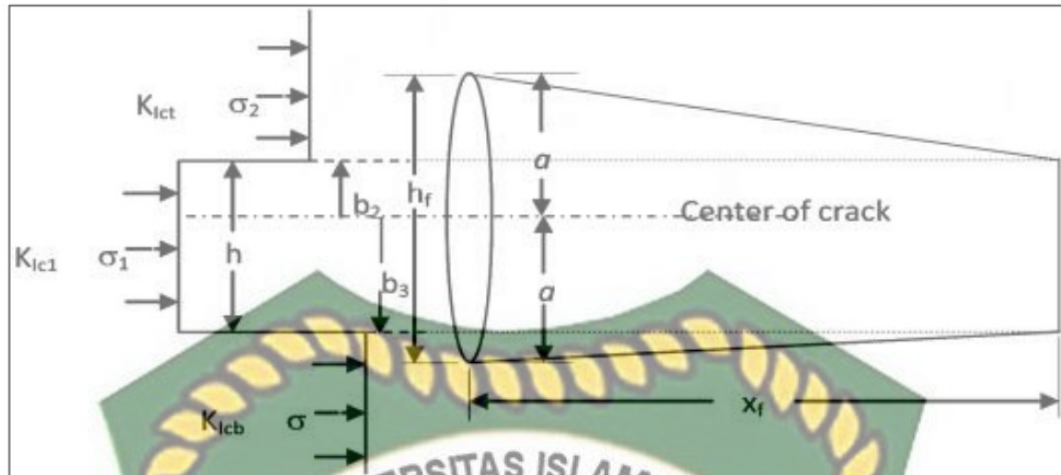
Dalam penelitian ini model yang digunakan adalah model geometri rekahan P3D. Model 2D telah digunakan selama beberapa dekade terakhir ini dengan tingkat keberhasilan *reasonable*. Sekarang, dengan adanya komputer yang canggih yang digunakan oleh sebagian besar insinyur perekahan, model pseudo tiga dimensi (P3D) digunakan oleh sebagian besar insinyur untuk mendesain perekahan (Nelson, 2015).

Model 3D ini disebut “pseudo”, karena tidak mempertimbangkan variasi geometri rekahan dalam ruang tiga dimensi, melainkan memodifikasi model 2D (PKN) dengan menambahkan variasi ketinggian sepanjang panjang rekahan dan pengaruhnya terhadap lebar rekahan. Settari dan Cleary (1986) pertama kali memperkenalkan konsep pemodelan *hydraulic fracturing* dengan model P-3D. Asumsi utama pada model P3D adalah bahwa panjang rekahan lebih besar dari tinggi.

Model P3D merupakan model yang dikembangkan untuk mengetahui bentuk geometri rekahan dengan 3D *space*, seperti yang digambarkan pada Gambar 2.3. Menurut (Chen et al., 2021) model P3D dikembangkan berdasarkan pada dua keterbatasan model PKN yaitu:

1. *Fracture hight* diasumsikan konstan sepanjang arah rekahan yang terbentuk.
2. Respon *non-local elastic* batuan diabaikan dengan kata lain pada daerah dekat *wellbore* elastisitas batuan diabaikan.

Berdasarkan *issue* tersebut dengan adanya variasi perbedaan *in-situ stress* dan gradien tekanan yang mempengaruhi *design hydraulic fracturing* maka Palmer and Carroll mengemukakan *three-layer* model dengan *symmetric in-situ stress* dan diasumsikan penyebaran tekanan fluida perekahan konstan kesegala arah pada tiap *vertical section*. Sedangkan elastisitas batuan dipengaruhi oleh perbedaan tekanan fluida pada *stress* batuan dan *fracture half lenghat* (h_f) (Chen et al., 2021).



Gambar 2.3 Model geometri P3D

2.6 PERKIRAAN PENINGKATAN PERMEABILITAS DAN PRODUCTIVITY INDEX (PI)

2.6.1 Peningkatan Permeabilitas

Metode untuk memperkirakan kenaikan produksi suatu sumur adalah dengan melihat besarnya harga distribusi permeabilitas yang dihasilkan setelah perekahan. Nilai permeabilitas (k_f) dan nilai permeabilitas rata-rata (K_{avg}) dengan metode Howard dan Fast dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$k_f = \frac{(k_i \times h) + Wk_f}{h} \dots \dots \dots (1)$$

$$K_{avg} = \frac{\log \frac{r_e}{r_w}}{\left(\frac{1}{K_f} \times \log \frac{x_f}{r_w}\right) + \left(\frac{1}{K_i} \times \log \frac{r_e}{x_f}\right)} \dots \dots \dots (2)$$

Keterangan:

K_{avg} = permeabilitas formasi rata – rata setelah perekahan, md

r_e = radius pengurasan, ft

r_w = radius sumur, ft

K_f = permeabilitas rekahan, md

x_f = panjang rekahan 1 sayap, ft

K_i = permeabilitas formasi, md

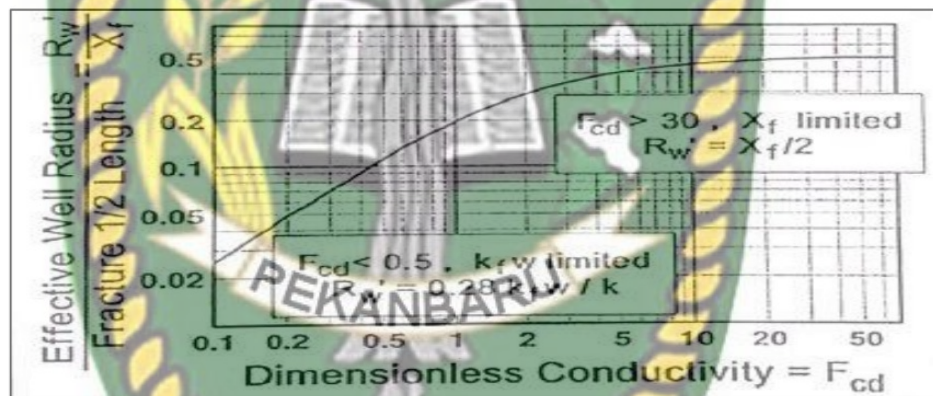
2.6.2 Peningkatan *Productivity Index* (PI)

Productivity Index (PI) menyatakan kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Umumnya nilai *productivity index* akan mengalami peningkatan setelah stimulasi dilakukan (Economides & Nolte, 2000).

Metode umum yang dipakai dalam penentuan konduktivitas rekahan dan mengevaluasi mengenai berapa perkiraan kelipatan indeks produktivitas setelah pekerjaan perekahan hidraulik. Rumus yang dipakai adalah persamaan berikut (Cinco-Ley dkk, 1978) :

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_{w'}}} \dots \dots \dots (3)$$

Selain nilai jari-jari sumur (r_w) dan jari-jari pengurasan (r_e), nilai jari-jari sumur efektif ($r_{w'}$) juga akan digunakan. Pada Gambar 2.4 merupakan grafik hubungan antara $r_{w'}$ dengan FCD.



Gambar 2.4 Grafik hubungan $r_{w'}$ dengan FCD

Untuk mendapatkan nilai $r_{w'}$ kita harus mengetahui nilai *dimensionless fracture conductivity* (FCD) yang dapat dihitung dengan rumus:

$$FCD = \frac{W_{kf}}{k_i \times X_f} \dots \dots \dots (4)$$

FCD adalah perbandingan dari kemampuan rekahan mengalirkan fluida menuju ke lubang bor dengan kemampuan *reservoir* untuk mengalirkan fluida kedalam rekahan. (Cinco-Ley & Samaniego, 1981).

Harga FCD menggambarkan seberapa konduktif rekahan yang terbentuk, semakin besar harga FCD tersebut maka semakin baik, namun

untuk harga FCD perlu disesuaikan dengan karakteristik batuan agar mendapatkan hasil yang optimal.

2.7 SOFTWARE FRACCADE

FracCADE merupakan *software* yang dikeluarkan oleh salah satu *service company* yaitu schlumberger. FracCADE merupakan singkatan dari *Fracturing Computer Aided Design and Evaluation. Software* ini digunakan sebagai simulator yang dapat menghitung dan atau memperkirakan rekahan yang akan terbentuk. Selain itu, *fraccade* juga dapat digunakan untuk evaluasi operasi perekahan, dan perhitungan keekonomian dari operasi perekahan.

Secara garis besar tahapan desain menggunakan *software* FracCADE adalah sebagai berikut :

- 1) *Input Data : Well Data, Zone Data, Reservoir Fluid Data.*
- 2) Pemilihan fluida perekah dan *proppant* yang akan digunakan.
- 3) Pembuatan *pumping schedule* dengan model geometri rekahan yang diinginkan.
- 4) Melakukan simulasi desain dengan metode *trial and error*.
- 5) Menganalisis parameter hasil perekahan hidrolik yang optimal dari desain.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Penelitian Tugas Akhir ini berlokasi di Lapangan X Sumur Y dengan metode penelitian berupa *field research*. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari Tugas Akhir sebelumnya, dimana data tersebut diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh. Penelitian ini dikombinasikan bersama *simulation research* dengan melakukan pengolahan data memanfaatkan simulator FracCADE untuk mengetahui pengaruh perubahan nilai *pump rate* terhadap hasil parameter perekahan hidraulik, terhadap peningkatan permeabilitas dan *productivity index* setelah perekahan hidraulik untuk mendapatkan *pump rate* paling optimal.

3.2 DATA YANG DIBUTUHKAN

Di dalam suatu pekerjaan perekahan hidraulik diperlukan data-data yang menunjang perencanaannya. Adapun data-data tersebut sebagai berikut :

Tabel 3.1 Data *reservoir*

No	Parameter	Nilai
1	Area <i>reservoir</i>	2.799 acre
2	<i>Reservoir drive</i>	Water
3	Tekanan <i>reservoir</i>	566 psi
4	Porositas	30,6 %
5	Sw	24,5 %
6	FVF, Oil	1,0780 RB/STB
7	Permeabilitas	3,89 Md
8	GOR	382 SCF/STB
9	Viskositas minyak	2,7 cp
10	Temperatur <i>reservoir</i>	200 °F
11	Oil gravity	35 ° API

Tabel 3.2 Data kompleksi sumur

No	Parameter	Nilai
1	Diameter luar casing (OD)	7 in
2	Diameter dalam casing (ID)	6,276 in
3	Diameter luar tubing (OD)	3,5 in
4	Diameter dalam tubing (ID)	2,99 in
5	Jari-jari sumur (rw)	0,26 ft
6	Jari-jari pengurasan (re)	692 ft

Tabel 3.3 Data perforasi sumur

No	Parameter	Nilai
1	<i>Top TVD</i>	1.901 ft
2	<i>Bottom TVD</i>	1.908 ft
3	<i>Top MD</i>	1.901 ft
4	<i>Bottom MD</i>	1.908 ft
5	<i>Shoot density</i>	8 spf
6	<i>Number</i>	56
7	<i>Diameter</i>	0,34 in

Tabel 3.4 Data fluida perekah, *additive*, dan *proppant*

No	Parameter	Nama
1	Fluida Perekah	16.006 gal <i>Water based</i> YF130 201 gal <i>Flush</i> WF 130
2	<i>Additive</i>	<i>M117 – Potassium Chloride</i> <i>J877 – Guar Polymer Slurry</i> <i>M002 – Caustic Soda Flake</i> <i>L010 - Crosslinker</i> <i>D047 – Antifoam Agent</i> <i>F103 – Ezeflo Surfactant</i> <i>J218 - Breaker</i> <i>J475 – EB – Clean Breaker</i> <i>W054 – Non-Emulsifying Agent</i> <i>J495 – Clean Flow Additive</i>

		<i>M290 – Bacteriacide</i>
3	<i>Proppant</i>	53.162 lb 12/20 Sand

Tabel 3.5 Data batuan

No	Parameter	Satuan
1	<i>Minimum in-situ stress</i>	895 psi
2	<i>Youngs modulus</i>	3.274E+06 psi
3	<i>Poissions ratio</i>	0,2
4	<i>Fracture toughness</i>	1.200 psi.in ^{0.5}

3.3 FLOWCHART



Gambar 3.1 Flowchart

3.4 LOKASI PENELITIAN

Data yang digunakan untuk penelitian berasal dari Tugas Akhir Mahasiswa yang dilakukan di BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2007 berupa data *reservoir*, produksi, kompleksi sumur, batuan, fluida perekah, *additive*, *proppant* dan model geometri rekahan. Setelah diperoleh, penelitian akan dilakukan dengan mengolah data tersebut dengan bantuan simulator FracCADE.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Jadwal pelaksanaan penelitian ini direncanakan berlangsung selama 4 bulan. Jadwal yang peneliti ajukan adalah pada awal bulan Agustus 2021. Jadwal kegiatan selama penelitian berlangsung dapat dilihat pada Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Jadwal penelitian

Kegiatan dan Waktu Pelaksanaan	Agustus				September				Oktober				November				Desember	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Seminar Proposal																		
Penelitian (Simulasi FracCADE)																		
Penyusunan TA																		
Presentasi (Sidang TA)																		

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian yang dilakukan pada sumur Y ini adalah melakukan simulasi pemilihan laju injeksi pemompaan (*pump rate*) yang paling optimal menggunakan simulator FracCADE. Pada penelitian ini akan dirancang perekahan hidrolik dengan 6 skenario berdasarkan pengalaman perekahan hidrolik sebelumnya, dimana skenario dimulai dengan menggunakan *pump rate* 10, 15, 20, 25, 30 bpm dan skenario terakhir 35 bpm dengan *volume* fluida perekah yang konstan. Fluida yang digunakan adalah jenis fluida berbasis air (16.006 gal YF130 dan 201 gal WF130 sebagai *flush*), model yang digunakan adalah P3D, selain itu *proppant* yang digunakan adalah 12/20 *FracSand*, angka 12/20 adalah ukuran butir pasir yang digunakan, artinya dapat melewati *screen* (saringan 0,0661 inch) dan tersaring oleh *screen* 20 mesh (0,0331). Berdasarkan data kompleksi, diketahui bahwa diameter perforasi pada sumur ini adalah 0,3 inch sedangkan *proppant frac sand* 12/20 memiliki diameter 0,048 inch, sehingga dipilih untuk menghindari terjadinya pengendapan pada muka lubang perforasi (*bridging*). *Proppant* jenis ini dapat menahan *closure* sebesar 6.000 psi dan temperatur sebesar 250° F. Dari data didapatkan bahwa temperatur dari reservoir sebesar 200° F dengan *closure pressure* sebesar 1.100 psi. Dari keenam skenario yang telah dilakukan akan dianalisis seberapa besar pengaruh laju pemompaan terhadap geometri rekahan, konduktivitas rekahan, permeabilitas dan *productivity index*, sehingga dapat diperoleh *pump rate* yang optimal.

4.1 PENGARUH PUMP RATE TERHADAP HASIL DESAIN PEREKAHAN HIDRAULIK

Adapun hasil penelitian dengan menggunakan 6 skenario *pump rate* yang dilakukan dapat dilihat pada Tabel 4.1.

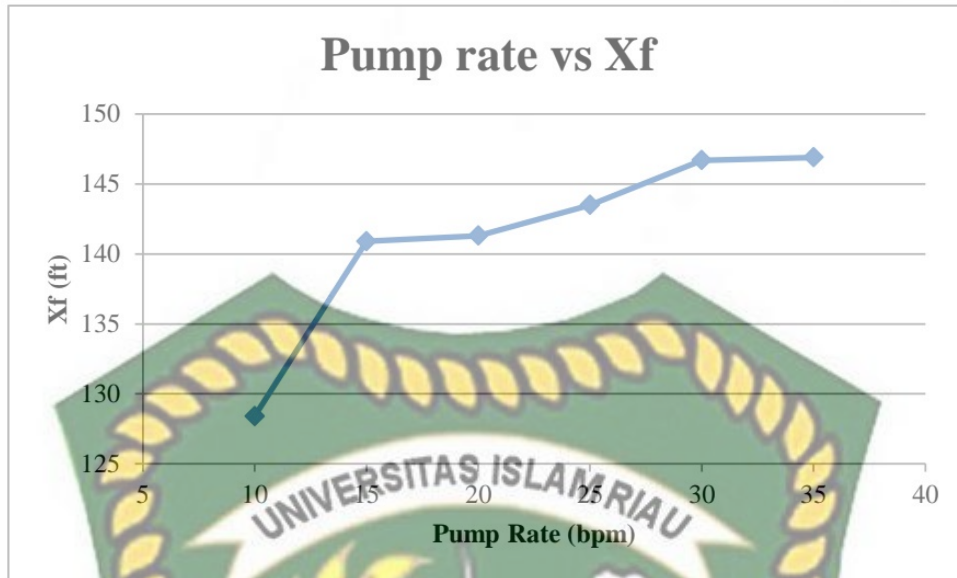
Tabel 4.1 Perbandingan hasil masing-masing skenario *pump rate* dengan *software* FracCADE

<i>Pump rate</i> (bpm)	Parameter			
	Panjang rekahan, X_f (ft)	Tinggi rekahan, h_f (ft)	Lebar rekahan, W_f (in)	Konduktivitas, W_{kf} (md.ft)
10	128,4	114,7	4,2	9.808
15	140,9	128,2	3,5	8.449
20	141,3	134,3	3,3	11.713
25	143,5	140,1	3,1	7.952
30	146,7	144,9	3	8.732
35	146,9	148,5	2,9	10.106

Berdasarkan pada **Tabel 4.1** dapat diperoleh pengaruh nilai *pump rate* terhadap panjang rekahan, tinggi rekahan, lebar rekahan dan konduktivitas rekahan. Berdasarkan pada tabel di atas *pump rate* 20 bpm memiliki nilai konduktivitas rekahan yang paling besar, artinya pada *pump rate* inilah yang memiliki nilai optimum pada operasional laju pemompaan fluida perekah.

4.1.1 Pengaruh *Pump Rate* terhadap Panjang Rekahan

Berdasarkan pada **Gambar 4.1** yang merupakan hubungan antara *pump rate* dan panjang rekahan dapat diperoleh hubungan bahwa semakin tinggi laju fluida perekah yang diinjeksikan maka semakin besar panjang rekahan yang dihasilkan.



Gambar 4.1 Grafik hubungan *pump rate* dan panjang rekahan

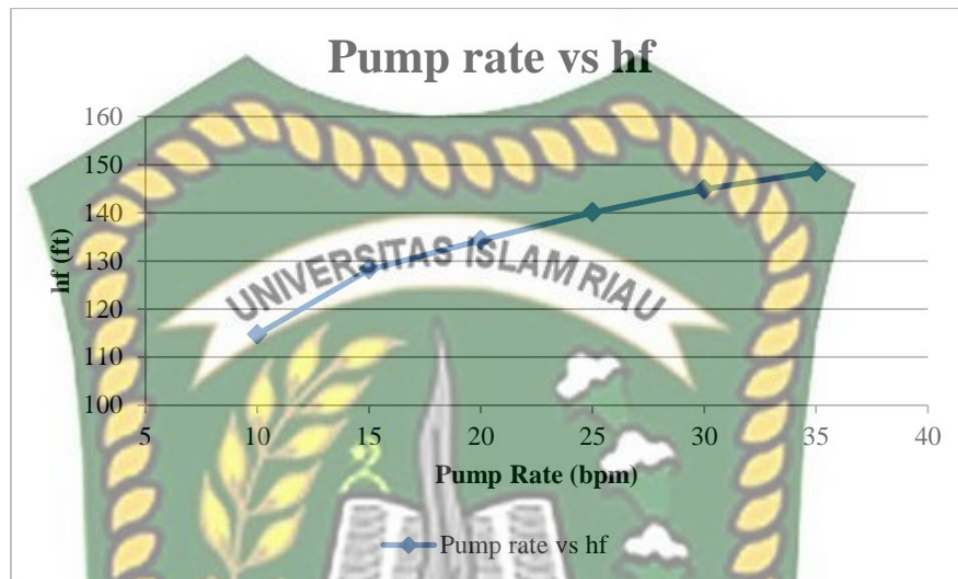
Dari **Gambar 4.1** menunjukkan bahwa peningkatan panjang rekahan tidak berbanding lurus dengan bertambahnya laju pemompaan. Hal ini tergantung dari elastisitas batuan dan juga *strain* dan *stress* pada batuan (*Elsevier Science & Technology Books*, 2007). Sedangkan menurut Khair & Biotechnol, (2017) semakin besar *pump rate* maka semakin panjang rekahan yang diperoleh hal ini disebabkan karena semakin besar *bottom hole pressure* yang dihasilkan seiring meningkatnya laju injeksi pemompaan.

Penelitian ini serupa dengan yang dilakukan oleh Budiharjo, peneliti menyebutkan bahwa pada pemompaan dengan *pump rate* rendah, fluida yang diinjeksikan akan berada pada temperatur *reservoir* yang tinggi untuk waktu yang lama, sehingga dapat menyebabkan terjadi *gel breaking* dan *proppant screen out* yang mengakibatkan tidak maksimalnya panjang rekahan. Sebaliknya, dengan *pump rate* yang tinggi, fluida akan sejauh mungkin melaju pada kondisi temperatur *reservoir*, sebelum akhirnya terjadi *gel breaking*, sehingga panjang rekahan akan lebih akan lebih jauh (Budiharjo Sulistyarso, 2019)

Pada penelitian yang dilakukan di sumur Y ini, *pump rate* yang menghasilkan panjang rekahan yang paling besar yaitu *pump rate* 35 bpm. Dan *pump rate* yang menghasilkan rekahan yang paling pendek adalah pada *pump rate* 10 bpm.

4.1.2 Pengaruh *Pump Rate* terhadap Tinggi Rekahan

Berdasarkan pada **Gambar 4.2** yang merupakan hubungan antara *pump rate* dan tinggi rekahan dapat diperoleh hubungan bahwa semakin tinggi laju fluida perekah yang diinjeksikan maka semakin tinggi rekahan yang dihasilkan.

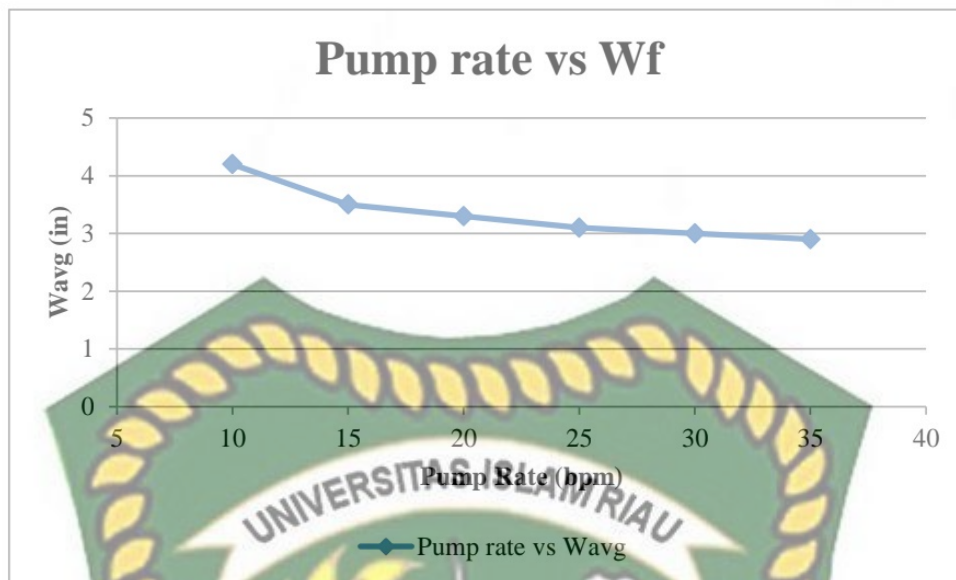


Gambar 4.2 Grafik hubungan *pump rate* dan tinggi rekahan

Dari **Gambar 4.2** dapat diperoleh hubungan yang linear dan memiliki korelasi yang positif antara *pump rate* dengan tinggi rekahan yang dihasilkan. Hal ini disebabkan oleh pengaruh dari *closure stress* batuan yang merupakan suatu parameter pengontrol terbentuknya tinggi rekahan, sehingga apabila semakin tinggi *pump rate* yang diberikan maka akan menghasilkan *Net Pressure* pada *bottom hole* akan terjadi peningkatan, akibatnya *stress differential* batuan yang dihasilkan pada *pump rate* yang tinggi dapat menyebabkan kenaikan tekanan *bottom hole pressure* (Barree, 2009).

4.1.3 Pengaruh *Pump Rate* terhadap Lebar Rekahan

Berdasarkan pada **Gambar 4.3** yang merupakan hubungan antara *pump rate* dan lebar rekahan dapat diperoleh hubungan bahwa semakin tinggi laju fluida perekah yang diinjeksikan maka lebar rekahan mengalami penurunan yang tidak signifikan.



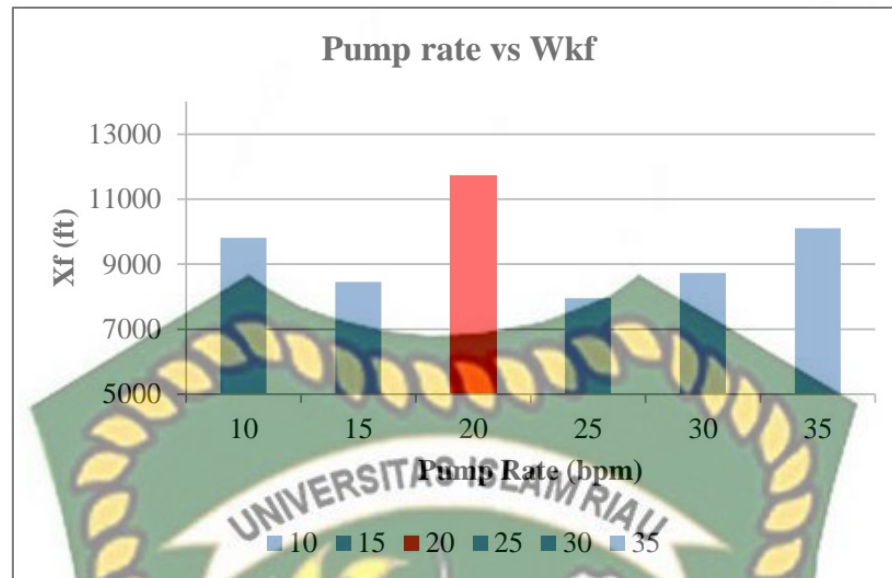
Gambar 4.3 Grafik hubungan *pump rate* dan lebar rekahan

Dari **Gambar 4.3** terlihat bahwa semakin tinggi *pump rate* yang diberikan maka semakin besar nilai panjang dan tinggi rekahan, sebaliknya untuk lebar rekahan (W_f) terjadi penurunan namun tidak signifikan, hal ini terjadi karena rekahan dengan lebar terbesar berada di dekat lubang bor, sehingga semakin panjang rekahannya, lebar rekahan yang terbentuk akan semakin kecil (Budiharjo Sulistyarso, 2019).

Lebar rekahan dipengaruhi oleh Modulus Elastisitas (E , psi) dan *Poisson ratio* (Barree, 2009). Nelson juga menyebutkan bahwa *Modulus Young* ini juga mempengaruhi lebar dari rekahan, dimana semakin besar harga *Modulus Young* maka lebar rekahan akan semakin kecil (Nelson, 2015).

4.1.4 Pengaruh *Pump Rate* terhadap Konduktifitas Rekahan

Berdasarkan pada **Gambar 4.4** yang merupakan hubungan antara *pump rate* dan konduktivitas rekahan dapat diperoleh hubungan bahwa semakin tinggi laju fluida perekah yang diinjeksikan maka konduktivitas rekahan mengalami perubahan yang fluktuatif.



Gambar 4.4 Grafik hubungan *pump rate* dan konduktivitas rekahan

Dari **Gambar 4.4** terlihat bahwa semakin tinggi *pump rate* yang diberikan konduktivitas mengalami perubahan yang fluktuatif dengan meningkatnya *pump rate*. Hal ini terjadi karena walaupun rekahan yang terbentuk lebih panjang, rekahan dengan lebar terbesar berada di dekat lubang bor, semakin panjang rekahannya, sehingga lebar rekahan yang terbentuk akan semakin kecil. Oleh karena itu, diperoleh rata-rata konduktivitas yang lebih rendah pada rekahan panjang dibandingkan dengan rekahan pendek (Budiharjo Sulistyarso, 2019).

Pump rate akan mempengaruhi waktu injeksi pemompaan, semakin kecil *pump rate*, maka waktu injeksi akan semakin lama dan efisiensi akan semakin kecil, dan begitu juga sebaliknya, semakin besar *pump rate*, maka waktu injeksi akan semakin cepat dan efisiensinya akan semakin besar seperti pada Tabel 4.2 (Nelson, 2015). Dan juga semakin tinggi *pump rate* maka konduktivitas rekahan juga menurun, hal ini disebabkan karena fluida perekahnya yang tidak dapat sampai ke rekahan secara maksimal karena tekanan yang tidak cukup dan jarak yang semakin jauh (Chapman & Palisch, 2014; Zhang & Yin, 2014).

Tabel 4.2 Perubahan *pump rate* terhadap waktu

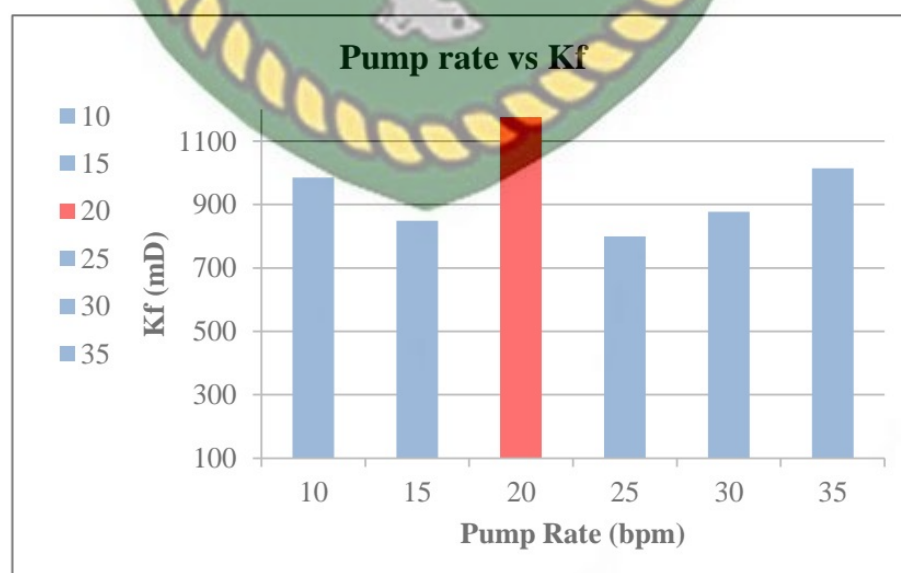
<i>Pump Rate</i> (Bpm)	Time (Menit)
10	44.3
15	29.6
20	22.2
25	17.7
30	14.8
35	12.7

4.1.5 Pengaruh *Pump Rate* terhadap Permeabilitas Rekahan

Pada evaluasi peningkatan permeabilitas, peneliti melakukan perhitungan peningkatan permeabilitas menggunakan persamaan Howard dan Fast, dimana permeabilitas awal dari formasi adalah 3,89 mD. Setelah dilakukan perhitungan maka diperoleh hasil seperti pada **Tabel 4.3**.

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Peningkatan Permeabilitas dengan Persamaan Howard dan Fast

Parameter	Skenario					
	I (10 bpm)	II (15 bpm)	III (20 bpm)	IV (25 bpm)	V (30 bpm)	VI (35 bpm)
Permeabilitas rekahan (K_f), mD	984,69	848,79	1175,09	799,09	877,09	1014,49
Permeabilitas rata-rata (K_{avg}), mD	17,95	18,93	19,06	19,13	19,43	19,49

**Gambar 4.5** Grafik hubungan *pump rate* (bpm) vs permeabilitas (mD)

Tabel 4.3 dan **Gambar 4.5** di atas terlihat bahwa terdapat perbedaan yang besar antara permeabilitas formasi dan permeabilitas rata-rata diperoleh. Hal ini terjadi karena pada proses rekahan, permeabilitas yang terbentuk tidak terdistribusi dengan baik ke seluruh jalur rekahan. Ada perbedaan besar antara permeabilitas rekahan dekat dan jauh dari lubang bor. Kasus ini sama dengan konduktivitas, dimana semakin panjang patahan, konduktivitas akan berkurang. Oleh karena itu, semakin lama rekahan maka permeabilitas yang terbentuk akan semakin kecil.

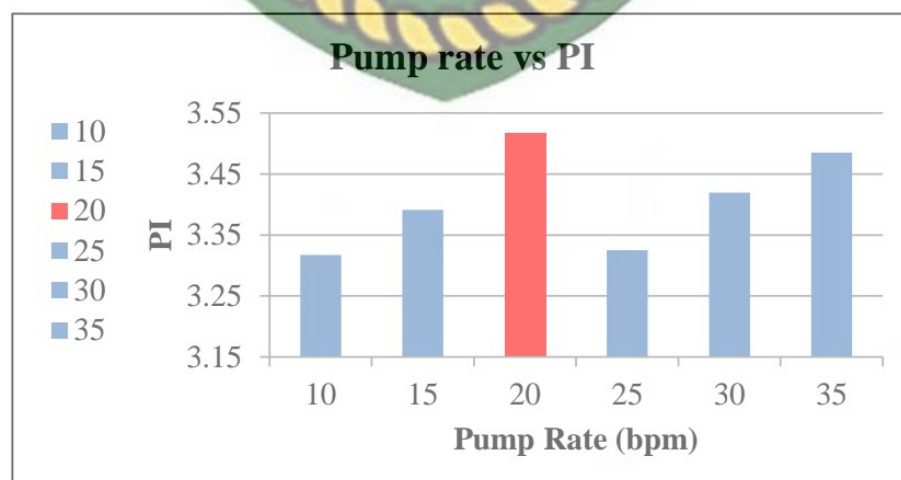
Permeabilitas sangat berhubungan dengan konduktivitas rekahan, dari **Tabel 4.3** diketahui bahwa nilai konduktivitas rekahan yang paling besar dihasilkan pada *pump rate* 20 bpm sehingga didapatkan nilai permeabilitas yang paling besar juga terdapat pada nilai konduktivitas yang optimum yaitu 20 bpm.

4.1.6 Pengaruh *Pump Rate* terhadap Productivity Index

Perbandingan PI setelah perekahan hidraulik dihitung dengan menggunakan metode Cinco-Ley. PI menunjukkan kemampuan suatu formasi produktif untuk dapat berproduksi dalam keadaan tertentu yaitu kemampuan untuk dapat mensuplay fluida ke dalam lubang sumur.

Tabel 4.4 Perbandingan Hasil PI Keenam Skenario

Parameter	Skenario					
	I (10 bpm)	II (15 bpm)	III (20 bpm)	IV (25 bpm)	V (30 bpm)	VI (35 bpm)
PI	3,32	3,39	3,52	3,33	3,42	3,48



Gambar 4.6 Grafik hubungan pump rate (bpm) vs PI

Berdasarkan **Gambar 4.6** parameter yang berpengaruh terhadap perhitungan PI dengan metode Cinco-Ley yaitu konduktivitas rekahan dan juga permeabilitas yang diperoleh. Apabila dihubungkan dengan permeabilitas yang dihasilkan *pump rate* 20 bpm memiliki nilai permeabilitas yang paling tinggi yaitu sebesar 1.175,09 mD dan konduktivitas yang diperoleh yaitu sebesar 11.713 md.ft sehingga dapat diperoleh PI sebesar 3,52.

4.2 HASIL AKHIR SKENARIO PENGARUH VARIABEL PUMP RATE

Dari keenam skenario *pump rate* bisa dilihat hasilnya pada **Tabel 4.5** bahwa perubahan nilai *pump rate* juga mempengaruhi parameter hasil desain perekahan hidrolik.

Tabel 4.5 Hasil Akhir Keenam Skenario

<i>Pump rate</i> (bpm)	Parameter				Perm., Kf (mD)	Kavg (mD)	PI
	Panjang rekahan, X_f (ft)	Tinggi rekahan, h_f (ft)	Lebar rekahan, W_f (in)	Kond. Rekahan, W_{kf} (md.ft)			
10	128,4	114,7	4,2	9.808	984,69	17,95	3,32
15	140,9	128,2	3,5	8.449	848,79	18,93	3,39
20	141,3	134,3	3,3	11.713	1.175,19	19,06	3,52
25	143,5	140,1	3,1	7.952	799,09	19,13	3,33
30	146,7	144,9	3	8.732	877,09	19,43	3,42
35	146,9	148,5	2,9	10.106	1.014,49	19,49	3,48

Berdasarkan pada **Tabel 4.5** dapat diperoleh panjang rekahan yang paling besar yaitu 146,9 ft dihasilkan pada *pump rate* 35 bpm. Tinggi rekahan yang paling besar yaitu 134,3 ft dihasilkan pada *pump rate* 35 bpm. Lebar rekahan yang paling besar yaitu 4,2 in dihasilkan pada *pump rate* 10 bpm. Konduktivitas yang paling besar yaitu 11.713 md.ft dihasilkan pada *pump rate* 20 bpm. Permeabilitas rekahan paling besar yaitu 1.175,19 mD dihasilkan pada *pump rate* 20 bpm. Permeabilitas rata-rata yang paling besar yaitu 19,49 dihasilkan pada *pump rate* 35 bpm dan *Productivity Index* (PI) paling besar yaitu 3,52 dihasilkan pada *pump rate* 20 bpm.

Jadi dari keenam skenario disimpulkan bahwa *pump rate* yang paling optimal yaitu 20 bpm, karena menghasilkan panjang dan tinggi rekahan yang

besar, namun tetap menghasilkan lebar dan konduktivitas yang efektif, kemudian mendapatkan permeabilitas dan PI yang paling besar.

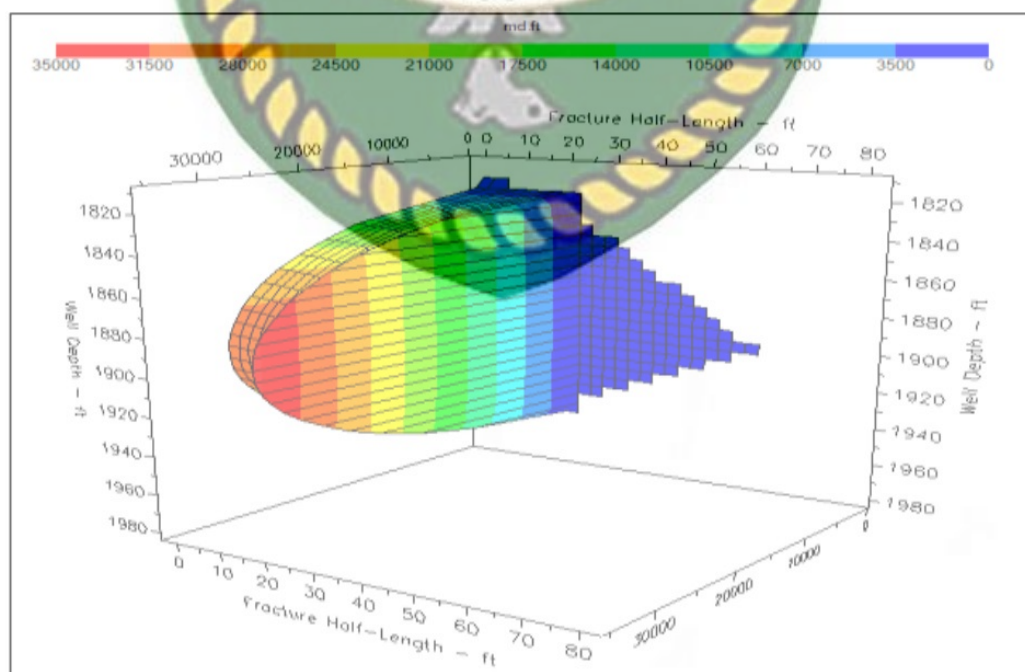
Tabel 4.6 Perbandingan desain dan optimasi perekahan hidrolik

	<i>Pump rate</i> (bpm)	Parameter				Perm., Kf (mD)	Kavg (mD)	PI
		Panjang rekahan, X_f (ft)	Tinggi rekahan, h_f (ft)	Lebar rekahan, W_f (in)	Kond. Rekahan, W_{kf} (md.ft)			
Desain	15	140,9	128,2	3,5	8.449	848,79	18,93	3,39
Optimasi	20	141,3	134,3	3,3	11.713	1.175,19	19,06	3,52

Pada **Tabel 4.6** dapat diperoleh perbandingan antara desain dan optimasi perekahan hidrolik dimana permeabilitas desain diperoleh 848,79 mD sedangkan optimasi sebesar 1.175,19 mD. Berdasarkan nilai PI nya *pump rate* desain diperoleh sebesar 3,39 sedangkan optimasi sebesar 3,52. Hal ini menunjukkan bahwa optimasi yang dilakukan menggunakan *pump rate* 20 bpm berhasil terbukti dari dengan adanya peningkatan permeabilitas dan PI.

4.2.1 Profil Rekahan *Pump Rate* 20 BPM

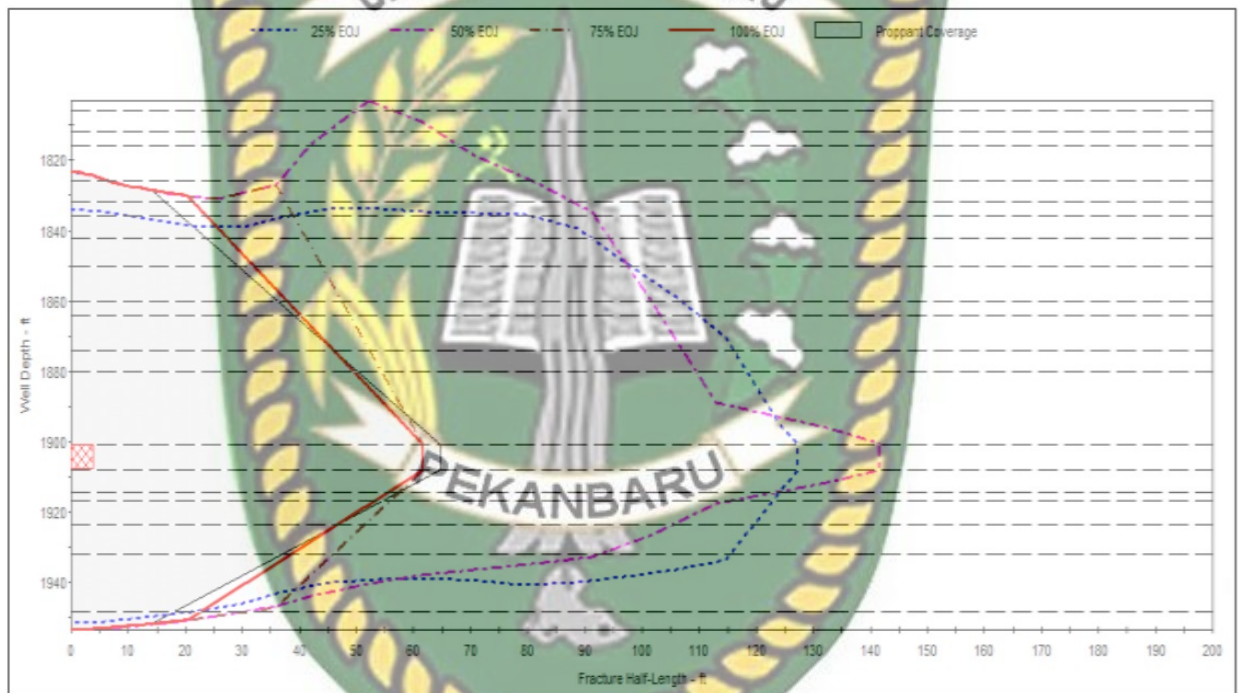
Berdasarkan profil perakahan hidrolik yang diperoleh pada dengan *pump rate* 20 bpm maka dapat diperoleh bentuk visual sesuai yang ditampilkan pada **Gambar 4.7**.



Gambar 4.7 Skema 3D profil rekahan skenario III (20 bpm)

Dari hasil yang diperoleh pada Gambar 4.7 maka dapat diketahui bahwa rekahan yang terbentuk memiliki ukuran permeabilitas yang besar pada bagian paling dekat dengan *wellbore*, akan tetapi permeabilitas rekahan yang terbentuk akan mengecil seiring dengan bertambahnya panjang rekahan. Dimana hal ini menunjukkan bahwa konduktifitas yang terbentuk akan semakin baik dengan menurunnya lebar rekahan.

Pada **Gambar 4.8** dapat diperoleh bentuk rekahan yang mana model rekahan yang dihasilkan maximum EOJ yang diperoleh 143,8 ft sedangkan EOJ *proppant coverage* sebesar 61,6 ft.



Gambar 4. 8 Skema *Fracture Half-length* terhadap *well depth*

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil Tugas Akhir Optimasi Variabel *Pump Rate* Perekahan Hidraulik yang telah dipaparkan, maka didapatkan kesimpulan bahwa :

Perubahan nilai *pump rate* pada desain perekahan hidraulik memberikan pengaruh terhadap keberhasilan kegiatan tersebut. Peningkatan nilai *pump rate* mendapatkan hasil bahwa panjang dan tinggi rekahan akan bertambah seiring dinaikkannya *pump rate* namun lebar rekahan menurun yang tidak signifikan dan konduktivitas rekahan yang mengalami perubahan fluktuatif yang artinya pada kasus perekahan hidraulik ini memiliki nilai *pump rate* optimum yaitu sebesar 20 bpm. Desain perekahan hidraulik yang paling optimal untuk dilakukannya perekahan hidraulik pada lapangan X sumur Y adalah dengan menggunakan *pump rate* 20 bpm karena mendapatkan panjang rekahan 141,3 ft, tinggi rekahan 134,3 ft, lebar rekahan 3,3 in, konduktivitas rekahan 11.713 md.ft, serta peningkatan permeabilitas setelah rekahan yaitu 1.175,19 mD dengan permeabilitas rata-rata 19,06 mD dan kenaikan *productivity index* (PI) 3,52.

5.2 SARAN

Berdasarkan kesimpulan yang telah didapatkan di atas maka peneliti menyarankan untuk menganalisis perekahan hidraulik mencakup geomekanika batuan, analisis performa produksi sumur sebelum dan setelah perekahan hidraulik, perbandingan metode perekahan hidraulik (KGD, PKN dan P3D), jenis fluida perekah dan konsentrasi *proppant*.

DAFTAR PUSTAKA

- ISBN: 0750682701 • Publisher: Elsevier Science & Technology Books • Pub.
Chen, B., Barboza, B. R., Sun, Y., Bai, J., Thomas, H. R., Dutko, M., ... Li, C. (2021). A Review of Hydraulic Fracturing Simulation. In *Archives of Computational Methods in Engineering*. <https://doi.org/10.1007/s11831-021-09653-z>
- Al Rbeawi, S., & Tiab, D. (2012). Productivity index and inflow performance of hydraulically fractured formations. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 4(1993), 2980–2998. <https://doi.org/10.2118/159687-ms>
- Budiharjo Sulistyarso, H. (2019). Effect of Pump Rate Penetration Sensitivity on Hydraulic Fracturing in Low Resistivity Reservoir. *Petroleum Science and Engineering*, 3(1), 10. <https://doi.org/10.11648/j.pse.20190301.13>
- Chitralla, Y., Sondergeld, C., & Rai, C. (2012). Microseismic studies of hydraulic fracture evolution at different pumping rates. *Society of Petroleum Engineers - SPE Americas Unconventional Resources Conference 2012*, (1977), 559–568. <https://doi.org/10.2118/155768-ms>
- Ciezobka, J., Maity, D., & Salehi, I. (2016). Variable pump rate fracturing leads to improved production in the marcellus shale. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, HFTC 2016*. <https://doi.org/10.2118/179107-ms>
- Daal, J. A., Texas, A., Economides, M. J., & Houston, U. (2006). *SPE 98047 Optimization of Hydraulically Fractured Wells in Irregularly Shaped Drainage Areas*.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (1989). *Reservoir Stimulation Second Edition*. 408.
- Fanchi, J. R., & Christiansen, R. L. (2016). Properties of Reservoir Rock. *Introduction to Petroleum Engineering*, (August), 67–81. <https://doi.org/10.1002/9781119193463.ch4>
- Ganat, T. A. A. O. (2019). Fundamentals of reservoir rock properties. In *Fundamentals of Reservoir Rock Properties*. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
- Gidley, J. L., Holditch, S. A., & Nierode, D. E. (1989). Recent Advances in Hydraulic Fracturing. In *SPE Monograph Series (Society of Petroleum Engineers of AIME)* (Vol. 12).
- Herawati Ira, Novrianti, Suyandi Arpan. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H dan #P dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih), 4(2), 1–14.
- Heydarabadi, F. R., Moghadasi, J., & Safian, G. (2010). *SPE 136988 Criteria for Selecting a Candidate Well for Hydraulic Fracturing*.
- Hou, B., Zhang, R., Tan, P., Song, Y., Fu, W., Chang, Z., ... Chen, M. (2018). Characteristics of fracture propagation in compact limestone formation by hydraulic fracturing in central Sichuan, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 57, 122–134. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.035>

- Jabbari, H., & Zeng, Z. (2012). Hydraulic fracturing design for horizontal wells in the Bakken formation. *46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2012*, 4, 2342–2352.
- Jun, S., Tae, H., & Yun, S. (2017). Experimental Study of Pumping Rate Effect on Hydraulic Fracturing of Cement Paste and Mortar. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. <https://doi.org/10.1007/s00603-017-1276-1>
- Li, H. T., He, D., Gao, T., & Hu, Y. Q. (2014). The influence of time and pump rate on stress interference in zipper fracturing. *Advanced Materials Research*, 962–965, 512–516. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.962-965.512>
- Marongiu-Porcu, M., Economides, M. J., & Holditch, S. A. (2013). Economic and physical optimization of hydraulic fracturing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 14, 91–107. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2013.06.001>
- Mohammed Khair, E. M. (2017). Effect of Pump Schedule on Fracture Geometry and Shape during Frac Packing Job. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 08(05), 8–11. <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000342>
- Montgomery, C. T., & Steanson, R. E. (1985). Proppant Selection: the Key To Successful Fracture Stimulation. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 37(13), 2163–2172. <https://doi.org/10.2118/12616-pa>
- Nelson, A. (2015). *Optimization of Modeling and Designing of Hydraulic Fracturing By*. (May), 2015.
- Olivia, D. (2020). *Evaluasi Hasil Hydraulic Fracturing Pada Formasi Batupasir Berpermeabilitas Rendah Sumur Dia-13 Lapangan Athena*.
- Prasetyo, P. vian. (2020). *Desain perekahan hidrolik dan analisa parameter dimensionless fracture conductivity terhadap laju produksi sumur mu-1, lapangan ot*.
- Pratiwi, V. A., Prabu, U. A., Herlina, W., Pertamina, J. T., Teknik, F., Sriwijaya, U., ... Selatan, S. (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 Design And Simulation Of Hydraulic Fractu*. Sumatera Selatan.
- Prof, C., Manuel, F., Prof, S., & José, A. (2015). *Hydraulic Fracturing Design : Best Practices For A Field Development Plan* Hafiz Mahmood Salman Thesis to obtain the Master of Science Degree in Energy Engineering and Management Examination Committee. (December).
- Rahman, M. M., & Rahman, M. K. (2010). A review of hydraulic fracture models and development of an improved pseudo-3D model for stimulating tight oil/gas sand. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 32(15), 1416–1436. <https://doi.org/10.1080/15567030903060523> Date : February 2007. (2007).
- Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2015). Hydraulic fracturing. *Hydraulic Fracturing*, (1), 1–757. <https://doi.org/10.1201/b16287>
- Wang, X., & Economides, M. (2013). Advanced natural gas engineering. *Advanced Natural Gas Engineering*, 1–368. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-15532-8>

LAMPIRAN

LAMPIRAN I Perhitungan Perkiraan Peningkatan Permeabilitas Rata-Rata

Tabel Data Untuk Perhitungan Peningkatan Permeabilitas Rata-Rata

Parameter	Nilai
Permeabilitas Awal (K _i)	3,89 mD
Ketebalan Formasi (h)	10 ft
Radius Pengurasan (r _e)	0,260 Ft
Radius Sumur (r _w)	692 Ft

Skenario	Konduktivitas, W _{kf} (md.ft)	Panjang rekahan, X _r (ft)
I (10 bpm)	9.808	128,4
II (15 bpm)	8.449	140,9
III (20 bpm)	11.713	141,3
IV (25 bpm)	7.952	143,5
V (30 bpm)	8.732	146,7
VI (35 bpm)	10.106	146,9

- a) Perhitungan Permeabilitas Rekahan

$$k_f = \frac{(k_i \times h) + W k_f}{h}$$

$$k_f = \frac{(3,89 \text{ mD} \times 10 \text{ ft}) + 11.713 \text{ mD,ft}}{10 \text{ ft}}$$

$$k_f = 1.175,19 \text{ mD}$$

- b) Perhitungan Permeabilitas Rata-rata

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

$$K_{avg} = \frac{\log \frac{692 \text{ ft}}{0,260 \text{ ft}}}{\left(\frac{1}{1175,19 \text{ md}} \times \log \frac{141,3 \text{ ft}}{0,260 \text{ ft}} \right) + \left(\frac{1}{3,89 \text{ md}} \times \log \frac{692 \text{ ft}}{141,3 \text{ ft}} \right)}$$

$$K_{avg} = 19,06 \text{ mD}$$

LAMPIRAN II Perhitungan Perkiraan Peningkatan *Productivity Index* dengan Metode *Cinco-Ley Samaniego & Dominique*

Tabel Data Untuk Perhitungan Peningkatan *Productivity Index*

Parameter	Nilai
Permeabilitas Awal (Ki)	3,89 mD
Radius pengurasan (re)	692 ft
Radius sumur (rw)	0,260 ft

Skenario	Konduktivitas, Wkf (md,ft)	Panjang rekahan, Xf (ft)
I (10 bpm)	9.808	128,4
II (15 bpm)	8.449	140,9
III (20 bpm)	11.713	141,3
IV (25 bpm)	7.952	143,5
V (30 bpm)	8.732	146,7
VI (35 bpm)	10.106	146,9

- a) Perhitungan *Dimensionless fracture conductivity* (FCD)

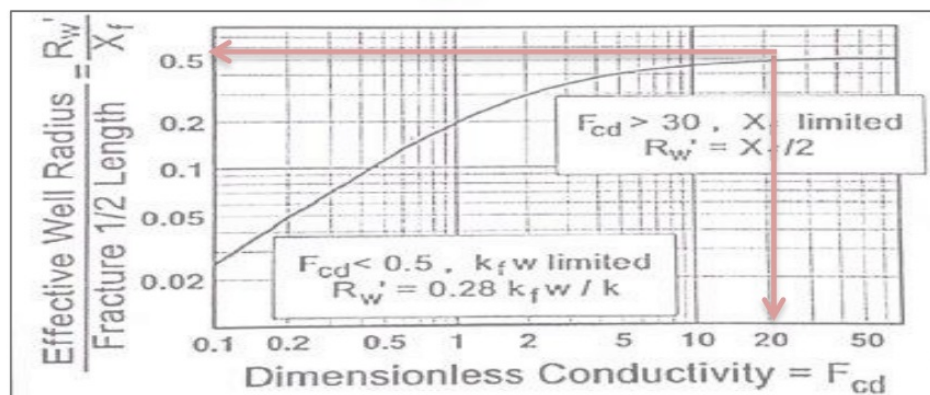
$$FCD = \frac{W_{kf}}{k_i \times X_f}$$

$$FCD = \frac{11.713 \text{ mD.ft}}{3,89 \text{ md} \times 141,3 \text{ ft}}$$

$$FCD = 21,31$$

- b) Perhitungan r_w'

Untuk mendapatkan nilai r_w' maka perlu diketahui terlebih dahulu r_w'/X_f



Berdasarkan korelasi grafik FCD vs rw'/X_f , maka didapat nilai rw'/FCD sebesar 0,52, Setelah mendapat nilai tersebut, langkah berikutnya adalah mencari nilai rw' ,

$$rw' = \frac{rw'}{FCD} \times X_f, \text{ Dimana, } \frac{rw'}{X_f} = 0,52$$

Maka, $rw' = 0,5 \times X_f$

$$rw' = 0,52 \times 141,3 \text{ ft} = 73,48 \text{ ft}$$

c) Perhitungan Peningkatan *Productivity Index*

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w'}}$$

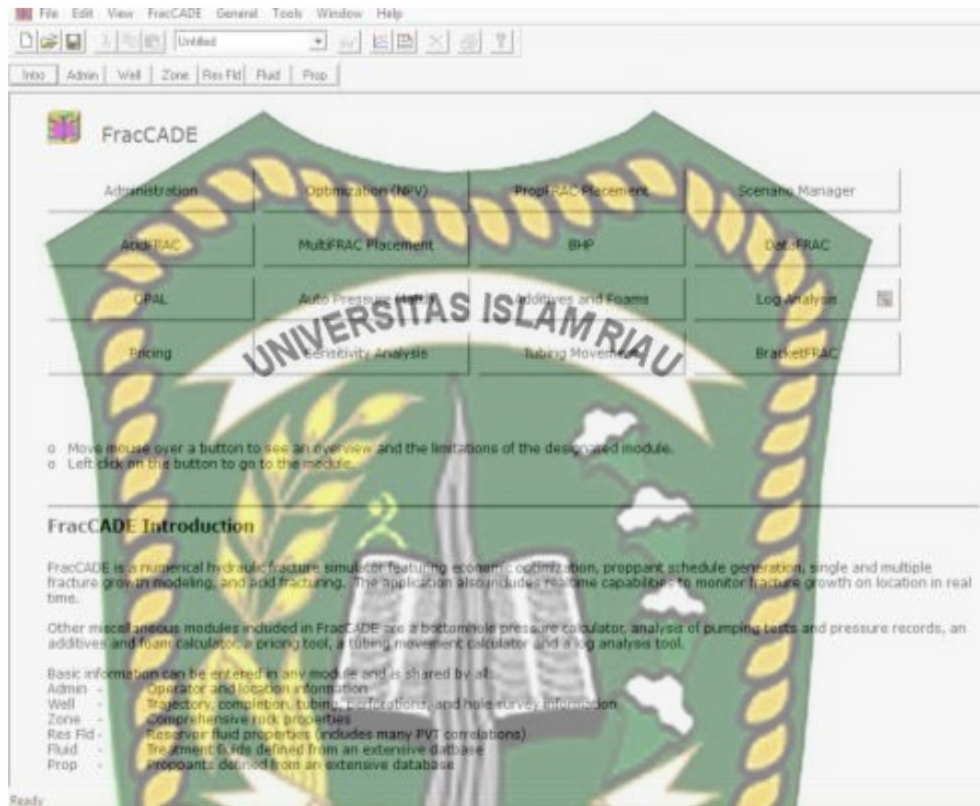
$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln \frac{692 \text{ ft}}{0,260 \text{ ft}}}{\ln \frac{692 \text{ ft}}{73,48 \text{ ft}}}$$

$$\frac{J}{J_o} = 3,52 \text{ kali}$$



LAMPIRAN III Prosedur Desain Optimasi *Pump Rate* Dengan Simulator FracCADE 5,41

- a) Buka software FracCADE 5,41, Kemudian buka Menu Admin,



- b) Pada Menu Admin, isi informasi kegiatan seperti nama sumur dan nama lapangan,

- c) Buka Menu Well kemudian Well Completion dan masukkan data sumur,

File Edit View FracCADE General Tools Window Help

Intro Admin Well Zone Res Fld Fluid Prop

Hole Survey Well Completion Tubular Perforation

Hole

Total Measured Depth 2285.0 ft

Hole Size 7.0 in

Treatment Pumped Through TUBING

Temperatures

Bottom Hole Static Temperature 202 degF

Surface Temperature 80 degF

- d) Masih di Menu Well, dilanjutkan dengan mengisi data *tubing* dan *casing* pada tab Tubular

File Edit View FracCADE General Tools Window Help

Intro Admin Well Zone Res Fld Fluid Prop

Hole Survey Well Completion Tubular Perforation

Tubing:

	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure kPa	Burst Pressure kPa
1	1752.0	3.5	3.0	9.3	N/A	0	0
2							
3							

Tubing Lookup..

Casing:

	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure kPa	Burst Pressure kPa
1	2283.0	7.0	6.4	23.0	N/A	0	0
2							
3							
4							

Casing Lookup..

- e) Kemudian pada tab *perforation* masukan nilai Top dan Bottom TVD, diikuti dengan data perforasi lainnya,

	Top MD ft	Top TVD ft	Bottom MD ft	Bottom TVD ft	Shot Density SPF	Total Number	Entrance Diameter in	Tunnel Length mm	Method
1	1901.0	1901.0	1908.0	1908.0	8.00	56	0.3	203.2	Overbalance
2									
3									

- f) Setelah Menu Well, masuk ke Menu Zone dan masukkan data properties

Summary Detailed All Zones

Current Zone

Zone Index Zone Name

Dimensions

Top TVD

Top MD

Gross Height

Leakoff Height

Net Height

Spacing

Zone Perforations

Number

Diameter

Edit Flags

Fixed Variable

Shift Direction

Physical Properties

Rock Type

Porosity

Permeability

Fracture Gradient

Minimum In-situ Stress

Reservoir Pressure

Young's Modulus

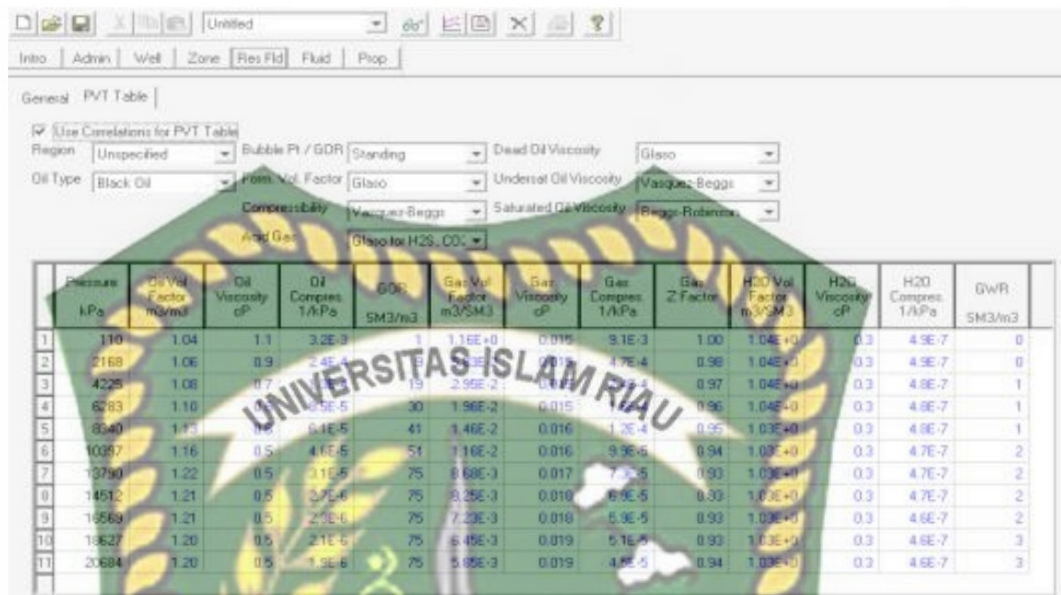
Poisson's Ratio

Fracture Toughness

- g) Dilanjutkan dengan tab Detailed untuk memasukkan informasi data kompresibilitas, saturasi, dan SG

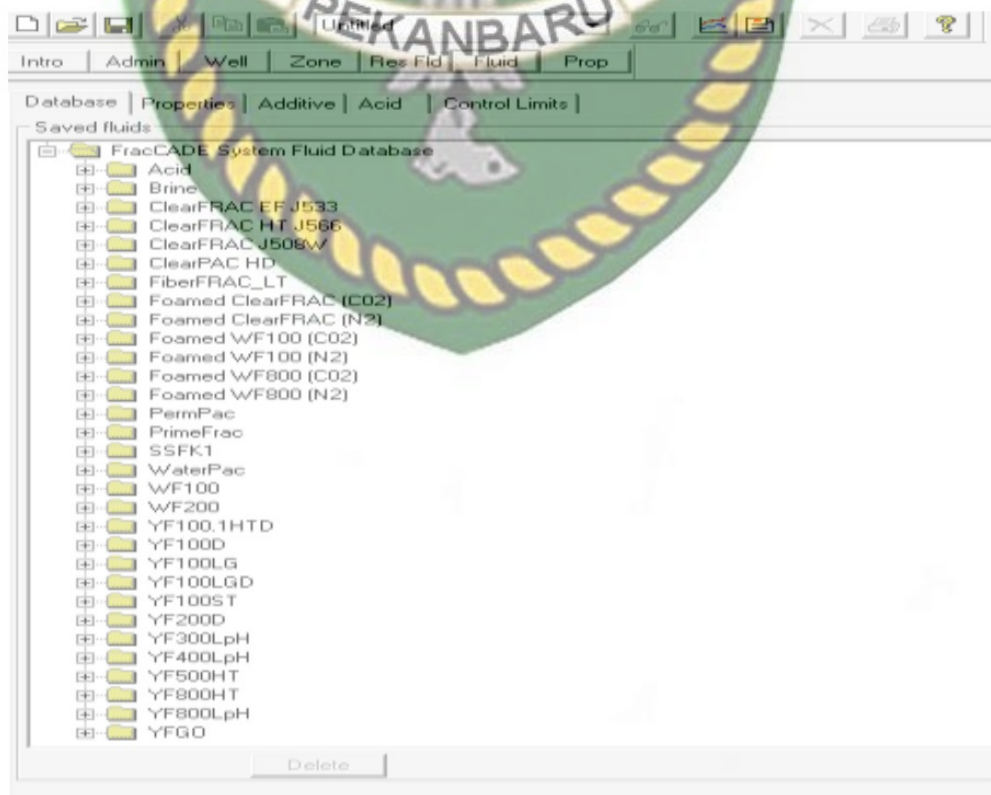
- h) Setelah itu masuk ke Menu Reservoir Fluid dan masukkan data pada tab General

- i) Diikuti pada Tab PVT Table gunakan korelasi dasar yaitu Standing dan masukkan jenis minyak



	Pressure kPa	Oil Vol Factor m ³ /m ³	Oil Viscosity cP	Oil Compress. 1/kPa	GOR m ³ /m ³	Gas Vol Factor m ³ /m ³	Gas Viscosity cP	Gas Compress. 1/kPa	Gas Z Factor	H ₂ O Vol Factor m ³ /m ³	H ₂ O Viscosity cP	H ₂ O Compress. 1/kPa	GWR m ³ /m ³
1	110	1.04	1.1	3.2E-3	1	1.1E+0	0.015	9.1E-3	1.00	1.04E+0	0.3	4.9E-7	0
2	2168	1.06	0.9	2.4E-4	8	1.3E-1	0.015	4.7E-4	0.96	1.04E+0	0.3	4.9E-7	0
3	4225	1.08	0.7	1.5E-5	19	2.95E-2	0.015	1.7E-4	0.97	1.04E+0	0.3	4.8E-7	1
4	6283	1.10	0.5	9.5E-6	30	1.96E-2	0.015	1.2E-4	0.96	1.04E+0	0.3	4.8E-7	1
5	8340	1.13	0.4	6.1E-6	41	1.46E-2	0.016	1.2E-4	0.95	1.03E+0	0.3	4.8E-7	1
6	10397	1.16	0.5	4.1E-6	51	1.16E-2	0.016	9.9E-5	0.94	1.03E+0	0.3	4.7E-7	2
7	12454	1.22	0.5	3.1E-6	75	8.68E-3	0.017	7.3E-5	0.93	1.03E+0	0.3	4.7E-7	2
8	14512	1.21	0.5	2.7E-6	75	8.25E-3	0.018	6.9E-5	0.93	1.03E+0	0.3	4.7E-7	2
9	16569	1.21	0.5	2.3E-6	75	7.23E-3	0.018	5.9E-5	0.93	1.03E+0	0.3	4.6E-7	2
10	18627	1.20	0.5	2.1E-6	75	6.45E-3	0.019	5.1E-5	0.93	1.03E+0	0.3	4.6E-7	3
11	20684	1.20	0.5	1.9E-6	75	5.85E-3	0.019	4.5E-5	0.94	1.03E+0	0.3	4.6E-7	3

- j) Setelah semua informasi data dimasukkan, kini masuk dalam desain optimasi nilai pump rate perekaan hidraulik yang akan dilakukan, Dimulai dari pemilihan jenis fluida pereka yang akan digunakan pada *database* di Menu Fluid,



- k) Setelah jenis fluida perekah yang akan digunakan didapatkan maka mulai memasukkan jenis *additive* yang akan dicampurkan pada fluida tersebut beserta konsentrasinya

Database | Properties | **Additive** | Acid | Control Limits

Current Fluid
Index: [v] Name: YF130D [New] [Insert] [Delete]

	Additive Type	Additive Name	Solid Conc. lb/mgal	Liquid Conc. gal/mgal	Include in Pricing
1	MISC	M290, BACTERICIDE	0.00	0.30	☒
2	MISC	M117, POTASSIUM CHLOR	167.00	0.00	☒
3	GEL	J877, GUAR POLYMER SLL	0.00	6.80	☒
4	MISC	D47, ANTIFOAM AGENT	0.00	0.30	☒
5	MISC	W54, NONEMULSIFYING A	0.00	2.00	☒
6	BREAKER	J495, CLEANFLOW(TM) AD	0.00	2.00	☒
7	BREAKER	J218, BREAKER	0.25	0.00	☒
8	BREAKER	J475, EB-CLEAN(TM) BREA	2.00	0.00	☒

Fluid Pricing Conversion: NONE

Retained Factor
Eff. Gel Conc. 3.6 kg/m3
Breaker Correlation USER_DATA
Retained Factor 1.00
[Plot Retained...]
Additive Database...
Copy From...

- l) Desain selanjutnya dengan memilih jenis *proppant* yang akan digunakan berdasarkan *database proppant* yang tersedia pada Menu *Proppant*,

Database | Properties | Plot | **Prop**

Proppant Database
Database: StimLAB

- + Sand
- + Resin-Coated Sand
- + Ceramic
- + Resin-Coated Ceramic

Local Proppants

- 1 Sand
- 2 12/20 AcFrac CR
- 3 12/20 AcFrac CR4000
- 4 12/20 Badger
- 5 12/20 Brady
- 6 12/20 Jordan-Unimin

[Load ->] [<- Save] [Help] [Delete]

- m) Setelah didapatkan jenis *proppant* yang cocok maka dilakukan desain *proppant* tersebut pada tab Properties

The screenshot shows the 'Properties' tab for a 'Sand' proppant. The 'Properties' section includes fields for Type (Sand), Mesh Size (12/20), Mean Diameter (0.048 in), Specific Gravity (2.65), Unit Cost (0.00 \$/kg), Bulk Density (13368.06 lb/mga), Non-Darcy Flow Coef. B/Exp A (0.75, 1.45), Prop Fric. Coeff Laminar/Turbulent (1.00, 0.70), Contains PropNET (unchecked), and Pricing Conversion (S014, 12/20 Sand). The 'Pack Data' section includes BH Static Temperature (202 degF), Pack Porosity (35.0 %), Propped Fracture Conc (1.00 lb/ft2), Stress on Proppant (491 psi), Average Young's Modulus (3.274E+06 psi), Permeability (295090 md), Retained Factor (100 %), and Retained Permeability (295090 md). The 'Permeability Values' table shows pressure (psi) vs permeability (md) for pressures 0, 1000, 2000, and 3000 psi.

Pressure (psi)	Permeability (md)
0	300000
1000	290000
2000	248000
3000	195000

- n) Pada Menu bar FracCADE, masuk ke PropFRAC Placement dan buka PSG (*pumping schedule generator*) untuk membuat *pumping schedule* dan pilih tab *Non Tip Screen Out*, Setelah dimasukkan informasi perekahan lalu Execute,

The screenshot shows the 'PSG' window with the 'Non Tip-Screen-Out' tab selected. The 'Simulator Control' section includes 'Frac. Geometry Model' (P3D), 'Design Length' (38.7 ft), and 'Ideal Schedule' (unchecked). The 'Fluid' section includes 'Pumping Rate' (15.00 bbl/min), 'Main Fluid Index' (5, YF130), 'Flush Fluid Index' (4, WF130), and 'Fluid Stage Round Off' (122.0 bbl). The 'Proppant' section includes 'Prop Index' (1, Sand), 'First Proppant Conc.' (1 PPA), 'Proppant Step Size' (6 PPA), and 'Maximum Proppant Conc.' (1 PPA). The 'Generate Schedule' button is visible at the bottom.

- o) Maka didapatkan desain *pumping schedule* perekahan hidrolik,

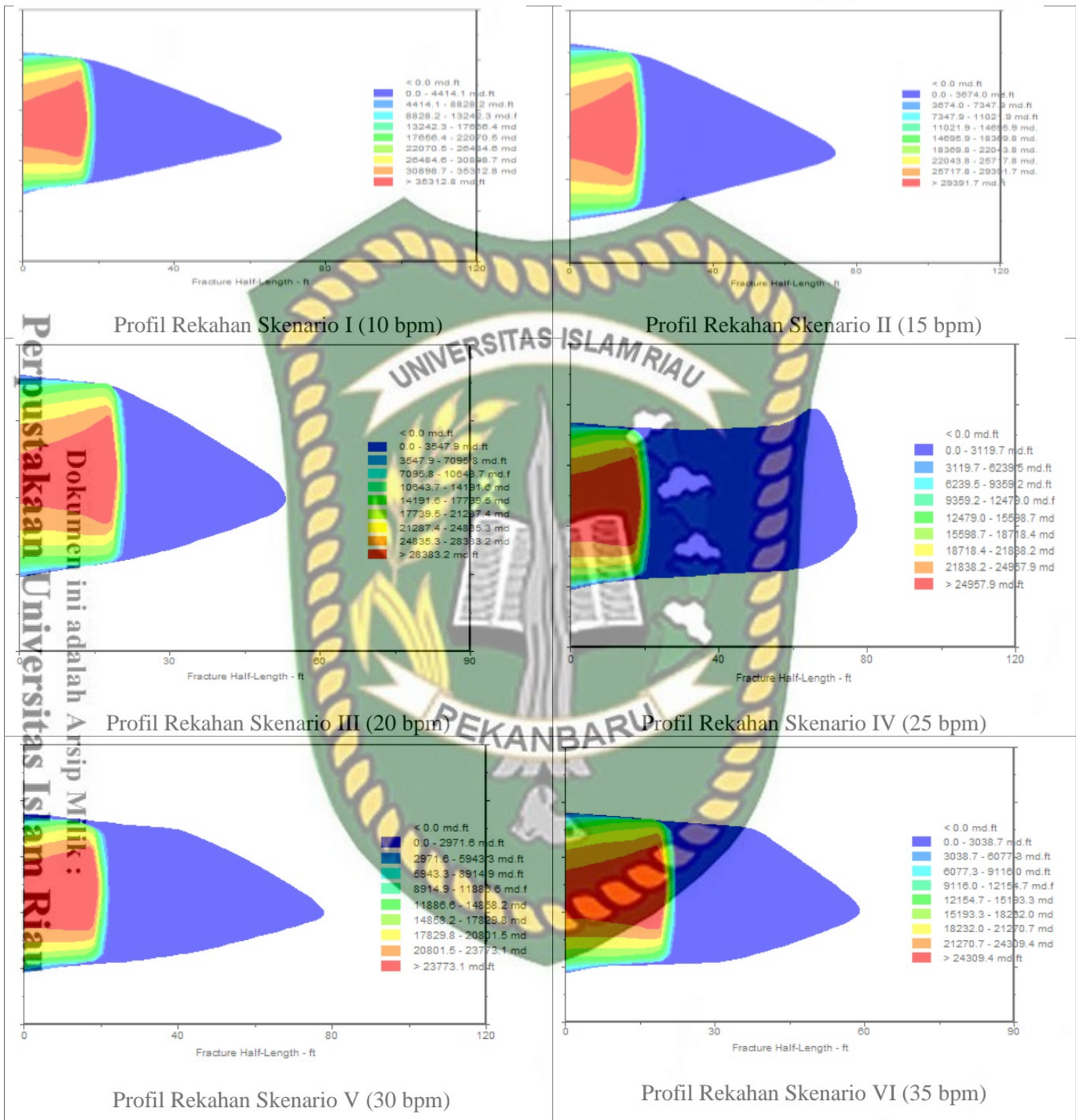
Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. kg/m3	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. kg/PA	Prop. Mass kg	Slurry Volume gal	Pump Time min
PAD	15.00	5	YF130	6.9	5123.0	0	0.0	0	5123.0	8.1
4.9 PPA	15.00	5	YF130	6.9	10883.0	1	587.1	24189	13294.3	21.1
FLUSH	15.00	4	WF130	3.7	201.0	0	0.0	0	201.0	0.3

- p) Untuk melihat hasil geometri rekahan yang didapat masuk ke tab Summary, di dalamnya terdapat informasi seperti FCD, panjang rekahan X_f dan lebar rekahan w yang didapatkan,

Max Hyd Frac Half-Length	140.9 ft	EOJ Net Pressure	3339 psi
Propped Frac Half-Length	76.2 ft	Efficiency	0.603
EOJ Hyd Frac Half-Length	80.5 ft	Effective Conductivity	8449 md.ft
EOJ Hyd Height at Well	128.2 ft	Average Gel Concentration	264 lb/mgal
EOJ Hyd Width at Well	3.5 in	Effective Fcd	5.5
Propped Width at Well	1.0 in	Max Surface Pressure	3546 psi
Average Propped Width	0.6 in	Estimated Closure Time	0.0 min

- q) Dari hasil tersebut maka masuk ke Graphics dan masukkan jenis grafik yang diperlukan kemudian generate,

Berikut adalah masing-masing profil rekahan keenam skenario :



Hasil simulasi yang didapatkan, kemudia mengganti nilai *pump rate* pada tiap skenario pada tab menu *pumping schedule* dan melihat hasilnya kembali, Sampai didapat hasil yang diinginkan.



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284
Telp. +62 761 674674 Website: www.eng.uir.ac.id Email: fakultas_teknik@uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 6 Desember 2021, Nomor: 0377/KPTS/FT-UIR/2021, maka pada hari Jum'at, tanggal 10 Desember 2021, telah dilaksanakan Ujian Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2021/2022 berikut ini.

1. Nama : Hestisia Fitriani
2. NPM : 163210502
3. Judul Skripsi : Optimisasi Pengaruh Variabel *Pump Rate* Pada Stimulasi Perekahan Hidraulik *Reservoir Sandstone* Berpermeabilitas Rendah Pada Lapangan X Sumur Y
4. Waktu Ujian : 14.30 – 15.30 WIB
5. Tempat Pelaksanaan Ujian : Online

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:

Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*

*Coret yang tidak perlu.

Nilai Ujian:

Nilai Ujian Angka = 84.86 Nilai Huruf = A-

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Novrianti, S.T., M.T.	Ketua	1.
2	Tomi Erfando, S.T., M.T.	Anggota	2.
3	Idham Khalid, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian
Ketua,

Novrianti, S.T., M.T.
NIDN. 1027118403

Pekanbaru, 10 Desember 2021
Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T.
NIDN. 1016047901



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284

Telp. +62 761 674674 Fax. +62 761 674834 Website: www.uir.ac.id Email: info@uir.ac.id

SURAT KETERANGAN

PERSETUJUAN JILID TUGAS AKHIR

Yang bertanda tangan di bawah ini, pembimbing dan penguji tugas akhir menerangkan bahwa mahasiswa yang tertera di berikut ini:

Nama : Hestisia Fitriani

NPM : 163210502

Fakultas : Teknik

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Pengaruh Variabel *Pump Rate* pada Stimulasi Perekahan Hidraulik *Reservoir Sandstone* Berpermeabilitas Rendah pada Lapangan X Sumur Y

Telah menyelesaikan dan menyempurnakan tugas akhir ini, sesuai dengan berita acara sidang tugas akhir dan selanjutnya telah disetujui untuk dijilid.

Demikian surat keterangan ini dibuat dengan sebenarnya, untuk dapat digunakan sebagaimana mestinya.

Pekanbaru, 13 Desember 2021

Pembimbing

Novrianti, S.T., M.T.

Penguji I

Penguji II

Tomi Erfando, S.T., M.T.

Idham Khalid, S.T., M.T.

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 988/KPTS/FT-UIR/2021
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

- Membaca : Surat Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Nomor : 075/TA-TP/FT/w2021 tentang persetujuan dan usulan pengangkatan Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi.
- Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan.
- Mengingat : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

- Menetapkan : 1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian & penyusunan Skripsi Mahasiswa Fak. Teknik Program Studi Teknik Perminyakan.

No	Nama	Pangkat	Jabatan
1.	Novrianti, S.T., M.T	Lektor	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : Hestisia Fitriani

NPM : 163210502

Program Studi : Teknik Perminyakan

Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)

Judul Skripsi : Optimisasi Pengaruh Variabel Pump Ratepada Stimulasi Perekahan Hidraulik Reservoir Sandstone Berpermeabilitas Rendah Pada Lapangan X Sumur Y

3. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada Tanggal : 19 Muharram 1443 H
28 Agustus 2021 M

Wakil Dekan I,



Dr. Mursyidah, M.Sc
NPK : 091102373

- Tembusan disampaikan :
1. Yth. Bapak Rektor UIR di Pekanbaru.
 2. Yth. Sdr. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
 3. Arsip

**Surat ini ditandatangani secara elektronik*



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيَوِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIAT

Nomor: 474/A-UIR/5-T/2021

Operator Turnitin Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

Nama : **HESTISIA FITRIANI**
NPM : 163210502
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi TA : OPTIMISASI PENGARUH VARIABEL PUMP RATE PADA STIMULASI PEREKAHAN HIDRAULIK RESERVOIR SANDSTONE BERPERMEABILITAS RENDAH PADA LAPANGAN X SUMUR Y

Dinyatakan **Bebas Plagiat**, berdasarkan hasil pengecekan pada Turnitin menunjukkan angka **Similarity Index < 30%** sesuai dengan peraturan Universitas Islam Riau yang berlaku.

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Mengetahui,

Kaprodi. Teknik Perminyakan

Novia Rita, S.T., M.T.

Pekanbaru, 30 November 2021 M

25 Robi'ust Tsānī 1443 H

Operator Turnitin F. Teknik

Ahmad Pandi, S.Kom.



UNIVERSITAS ISLAM RIAU
LEMBAGA DAKWAH ISLAM KAMPUS (LDIK)

SERTIFIKAT

Nomor Registrasi : 14228/LDIK-UIR/2021

Berdasarkan
Peraturan Rektor Universitas Islam Riau Nomor: 002/UIR/PR/2021
dan Surat Keputusan Rektor Universitas Islam Riau Nomor : 525/UIR/KPTS/2018

Lembaga Dakwah Islam Kampus (LDIK) Universitas Islam Riau menyatakan bahwa :

HESTISIA FITRIANI

Nomor Pokok Mahasiswa : 163210502

Lahir di Ampang Gadang Tanggal Sembilan April Tahun Seribu Sembilan Ratus Sembilan Puluh Delapan
Mahasiswa Prodi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau
LULUS Tes Baca Al-Qur'an Dengan Predikat **Baik**



Diuji Pada : 18.10.21



Pekanbaru, 21 Oktober 2021

IK tu

Dr. Anton Afrizal Candra, S.Ag., M.Si
NIDN. 1013047704

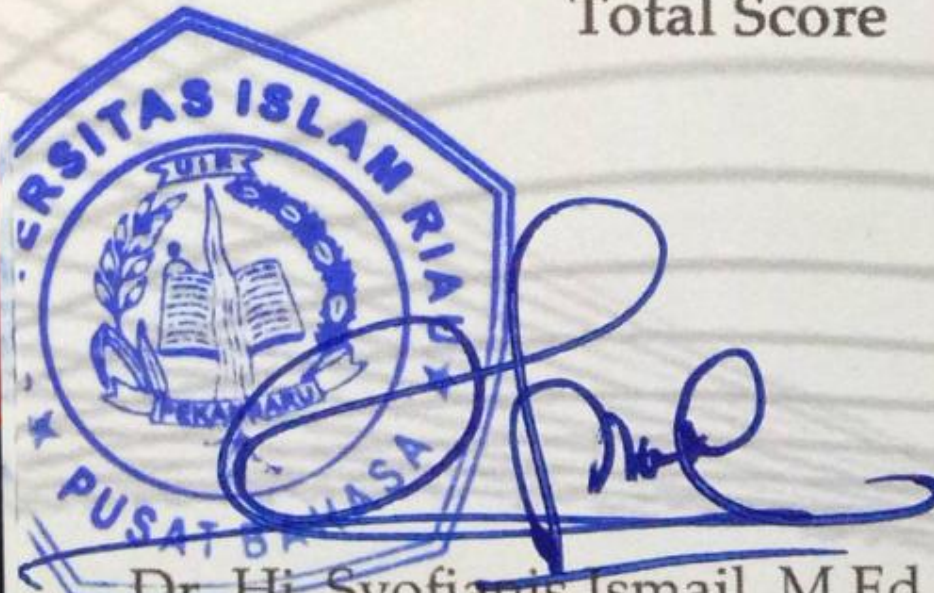


LANGUAGE CENTRE ISLAMIC UNIVERSITY OF RIAU

TOEFL PREDICTION SCORE REPORT

No. 4092/PB/TOEFL-P/12/2021

Name	:	Hestisia Fitriani	
Student Number	:	163210502	
Sex	:	F	DOB : 4/9/1998
Times taken TOEFL Prediction	:	3	Test Date : 12/1/2021
Scaled Score			
		Listening Comprehension	46
		Structure and Written Expression	46
		Reading Comprehension	43
		Total Score	450



Dr. Hj. Syofians Ismail, M.Ed
Director

TOEFL is a registered trade mark of Educational Testing Service (ETS) New Jersey, USA. This program is not approved or endorsed by ETS. This score card is valid for 2 years