

**ANALISIS KEEKONOMIAN PADA PEKERJAAN  
HYDRAULIC FRACTURING LAPANGAN M DENGAN  
MENGUNAKAN SISTEM PSC COST RECOVERY DAN PSC  
GROSS SPLIT**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**MULYADI**

**153210145**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Mulyadi

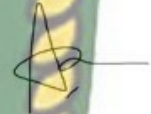
NPM : 153210145


Program Studi : Teknik Peminyakan


Judul Tugas Akhir : Analisis Keekonomian Pada Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* Lapangan M Dengan Menggunakan Sistem PSC *Cost Recovery* Dan PSC *Gross Split*

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 : M. Ariyon, S.T., M.T. (  )

Penguji : Novrianti, S.T., M.T. (  )

Penguji : Hj. Fitrianti, S.T., M.T. (  )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 11 November 2021

Disahkan oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**



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

**DOSEN PEMBIMBING  
TUGAS AKHIR**



M. Ariyon, S.T., M.T

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya 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, 11 November 2021

Mulyadi  
NPM 153210145

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya penulis 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. Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong penulis 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 penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Orang tua penulis Muhamad Nung dan J. Kumala, serta adik penulis Faddli Apriadi yang telah memberikan dorongan dan do'a sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku Dekan Fakultas Teknik.
3. Bapak M. Ariyon S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang banyak membantu dan memberikan masukan dalam penyelesaian tugas akhir ini.
4. Ibu Novrianti S.T., M.T. dan Ibu Hj. Fitrianti S.T., M.T. selaku dosen penguji yang memberikan masukan untuk kesempurnaan tugas akhir ini.
5. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku Ketua dan sekretaris program studi Teknik Perminyakan beserta dosen-dosen yang dengan penuh dedikasi mengajar sejak pertama perkuliahan hingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Bapak Muchtar, bapak Almerio, Bapak Syafroni dan Bapak Agung yang telah membantu penulis dalam pengumpulan data-data yang dibutuhkan untuk penyelesaian tugas akhir ini.
7. Petrochina International Jabung LTD yang telah menerima penulis untuk melakukan penelitian dan pengambilan data-data yang dibutuhkan dalam tugas akhir ini.
8. Rekan-rekan kelas A angkatan 2015 yang berjuang bersama dalam pahit dan manisnya perkuliahan di program studi Teknik Perminyakan.
9. Teman, sahabat, bro, boy, di JKKP 69 yang telah mengisi keseharian dan tempat cerita selama masa perkuliahan ini.

10. Dessy Nandisa Putri yang telah bersedia menjadi tempat bertanya dan memberikan arahan dan solusi dalam penyusunan tugas akhir ini.
11. HMTP UIR, IATMI SM UIR, SPE UIR SC, dan FSI Teknik telah menjadi tempat untuk menimbah ilmu, bersosialisasi, dan bekerja sama tanpa pamrih.
12. Teruntuk penulis terima kasih sudah mampu menyelesaikan semua yang telah dilakukan sampai saat ini tetap jujur, rendah hati dan bertanggung jawab.

Teriring do'a penulis, semoga Allah SWT memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 11 November 2021

Mulyadi



## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL .....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
ABSTRAK.....	xii
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1    LATAR BELAKANG.....	1
1.2    TUJUAN PENELITIAN.....	3
1.3    MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4    BATASAN MASALAH.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>4</b>
2.1    PENGERTIAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i> .....	4
2.1.1    Mekanisme <i>Hydraulic Fracturing</i> .....	5
2.2    JENIS-JENIS KONTRAK KERJA MIGAS DI INDONESIA.....	7
2.2.1    PSC <i>Cost Recovery</i> .....	7
2.2.2    PSC <i>Gross Split</i> .....	9
2.3    INDIKATOR KEEKONOMIAN.....	13
2.3.1    NPV ( <i>Net Present Value</i> ).....	13
2.3.2    IRR ( <i>Internal Rate of Return</i> ).....	13
2.3.3    POT ( <i>Pay Out Time</i> ).....	14
2.3.4    PI ( <i>Profitability Index</i> ).....	15

2.4	<i>STATE OF THE ART</i> .....	15
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....		19
3.1	METODOLOGI PENELITIAN .....	19
3.2	DIAGRAM ALIR ( <i>FLOW CHART</i> ) .....	20
3.3	STUDI LAPANGAN ( <i>CASE STUDY</i> ).....	21
3.3.1	<i>Well Schematic</i> .....	22
3.3.2	<i>Well Data</i> .....	23
3.4	TEMPAT PENGAMBILAN DATA DAN JADWAL PENELITIAN ..	23
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....		25
4.1	ANALISIS PEMILIHAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i> PADA SUMUR DNS LAPANGAN M .....	25
4.2	ANALISIS KEEKONOMIAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i> .....	25
4.2.1	Penentuan Harga Minyak Dan Gas Bumi .....	30
4.2.2	Perhitungan <i>Lifting</i> Minyak Dan Gas Bumi .....	31
4.2.3	Perhitungan <i>Gross Revenue</i> .....	31
4.2.4	Perhitungan <i>Operating Cost</i> .....	32
4.2.5	Perhitungan <i>Split</i> Kontraktor Kontrak <i>PSC Cost Recovery</i> dan <i>PSC Gross Split</i> .....	32
4.2.6	<i>Contractor Take</i> .....	33
4.2.7	<i>Government Take</i> .....	33
4.2.8	<i>Cost Recovery</i> .....	34
4.3	PROYEKSI <i>NET CASH FLOW</i> .....	34
4.4	ANALISIS SENSITIVITAS .....	35
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....		40
5.1	KESIMPULAN .....	40
5.2	SARAN .....	40

DAFTAR PUSTAKA ..... 41  
LAMPIRAN..... 45



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**



## DAFTAR GAMBAR

GAMBAR 2. 1 <i>WELL</i> HORIZONTAL DAN <i>WELL</i> VERTIKAL.....	4
GAMBAR 2. 2 ILUSTRASI SEBELUM DAN SESUDAH <i>FRACTURE</i> .....	5
GAMBAR 2. 3 <i>PSC COST RECOVERY</i> .....	8
GAMBAR 2. 4 <i>PSC GROSS SPLIT</i> .....	12
GAMBAR 3. 1 DIAGRAM ALIR .....	20
GAMBAR 3. 2 <i>WELL SCHEMATIC</i> .....	22
GAMBAR 3. 3 AREA BLOK JABUNG .....	23
GAMBAR 4. 1 NPV KONTRAKTOR <i>PSC GROSS SPLIT</i> .....	36
GAMBAR 4. 2 NPV KONTRAKTOR <i>PSC COST RECOVERY</i> .....	36
GAMBAR 4. 3 IRR KONTRAKTOR <i>PSC GROSS SPLIT</i> SUMUR DNS .....	37
GAMBAR 4. 4 IRR KONTRAKTOR <i>PSC COST RECOVERY</i> SUMUR DNS .	37
GAMBAR 4. 5 TITIK KRITIS HARGA MINYAK <i>PSC COST RECOVERY</i> ....	38
GAMBAR 4. 6 TITIK KRITIS HARGA MINYAK <i>PSC GROSS SPLIT</i> .....	39



## DAFTAR TABEL

TABEL 2. 1 PSC <i>GROSS SPLIT</i> UNDANG UNDANG NO. 20 TAHUN 2019	12
TABEL 3. 1 <i>WELL DATA</i> .....	23
TABEL 3. 2 JADWAL PENELITIAN .....	24
TABEL 4. 1 BIAYA <i>ACID DE-RUSTER</i> .....	26
TABEL 4. 2 BIAYA <i>INJECTION TEST FLUID</i> .....	26
TABEL 4. 3 BIAYA <i>MINI FRAC FLUID</i> .....	27
TABEL 4. 4 BIAYA <i>MAIN FRAC FLUID</i> .....	28
TABEL 4. 5 BIAYA <i>DISPLACEMENT</i> .....	29
TABEL 4. 6 BIAYA <i>PROPPANT</i> .....	29
TABEL 4. 7 BIAYA <i>SERVICE AND PERSONNEL</i> .....	30
TABEL 4. 8 INVESTASI SUMUR DNS LAPANGAN M.....	30
TABEL 4. 9 PRODUKSI <i>LIFTING</i> MINYAK DAN GAS BUMI .....	31
TABEL 4. 10 <i>OPERATING COST</i> SUMUR DNS LAPANGAN M.....	32
TABEL 4. 11 <i>FISCAL TERM</i> .....	32
TABEL 4. 12 <i>NET CASH FLOW</i> .....	34



## DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Rincian Biaya Investasi .....	45
LAMPIRAN II Kumulatif Produksi setelah <i>Treatment Hydraulic Fracturing</i> di CMG.....	48
LAMPIRAN III Variabel dan Progresif Split pada Sistem <i>PSC Gross Split</i> .....	50
LAMPIRAN IV Model Perhitungan Sumur DNS Lapangan M Model Perhitungan Sumur DNS dengan Sistem <i>PSC Cost Recovery</i> .....	51



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR SINGKATAN

<i>HF</i>	<i>Hydraulic Fracturing</i>
<i>NPV</i>	<i>Net Present Value</i>
<i>IRR</i>	<i>Internal Rate of Return</i>
<i>POT</i>	<i>Pay Out Time</i>
<i>PI</i>	<i>Profitability Index</i>
<i>PSC</i>	<i>Production Sharing Contract</i>
<i>MNFO</i>	<i>Mini Fall Off Test</i>
<i>DMO</i>	<i>Domestic Market Obligation</i>
<i>FTP</i>	<i>First Tranche Petroleum</i>
<i>FG</i>	<i>Frac Gradient</i>
<i>ESDM</i>	<i>Energi Sumber Daya Mineral</i>
<i>UU</i>	<i>Undang undang</i>
<i>Permen</i>	<i>Peraturan Menteri</i>



**ANALISIS KEEKONOMIAN PADA PEKERJAAN *HYDRAULIC FRACTURING* LAPANGAN M DENGAN MENGGUNAKAN SISTEM PSC *COST RECOVERY* DAN PSC *GROSS SPLIT***

**MULYADI  
153210145**

**ABSTRAK**

Indonesia mengalami berbagai perubahan dan perbaikan peraturan untuk *Production Sharing Contract* seiring dengan aktivitas yang dilakukan pada industri minyak dan gas bumi. Selama beberapa dekade, *production sharing contract* telah dijalankan dengan sistem PSC *Cost Recovery* yang telah dikenal sejak era UU No.44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan UU No.08 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara. Pemerintah terus memodifikasi peraturan sesuai kebutuhan pembangunan nasional hingga pada revisi terakhir yaitu Permen ESDM No. 12 Tahun 2020 adalah penegasan pemberlakuan bentuk kerja sama dan fleksibilitas PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*. Dalam perubahan Permen No. 12 Tahun 2020 tersebut mengidentifikasikan bahwa investor atau kontraktor dapat memilih menggunakan PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*. Pada kasus lapangan M yang diteliti teridentifikasi bahwa sumur DNS mengalami problem yaitu permeabilitas serta *conductivity* yang kecil dan laju produksi sumur yang rendah namun memiliki cadangan yang masih besar. Salah satu cara yang dapat dilakukan adalah dengan melakukan *treatment hydraulic fracturing*. Namun pengerjaan *hydraulic fracturing* membutuhkan biaya atau modal yang tidak sedikit. Penulis melakukan perhitungan kelayakan investasi dengan sistem yaitu PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* menggunakan indikator perhitungan seperti NPV (*net present value*), IRR (*internal rate of return*), POT (*pay out time*) dan PI serta analisis sensitivitas ini dilakukan dengan mengasumsikan penurunan maupun kenaikan yang terjadi sebesar 30%. Hasil penelitian untuk sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* dengan investasi sumur sebesar 153.539 US\$ dan rata-rata harga minyak 56,46 US\$ sehingga diperoleh hasil NPV menggunakan sistem PSC *Cost Recovery* sebesar 741.140,41 US\$, IRR 399,6%, POT 0,22 tahun dan PI 5,83. Sementara itu, untuk sistem PSC *Gross Split* didapatkan hasil NPV 849.669,45 US\$, IRR 459,1%, POT 0,19 tahun dan PI 6,53. Dari hasil indikator keekonomian PSC *Gross Split* menunjukkan hasil yang lebih efektif dan efisien bagi kontraktor bila diterapkan di lapangan M dibandingkan dengan PSC *Cost Recovery*. Untuk analisis sensitivitas didapatkan hasil bahwa harga minyak dan kumulatif produksi merupakan parameter yang paling berpengaruh terhadap hasil NPV, IRR, POT, PI.

**Kata Kunci:** *Hydraulic Fracturing*, NPV, IRR, PSC *Cost Recovery*, PSC *Gross Split*.

***ECONOMIC ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING TREATMENT IN  
FIELD M USING PSC COST RECOVERY AND PSC GROSS SPLIT  
SYSTEM***

**MULYADI  
153210145**

***ABSTRACT***

*Indonesia has made various changes and improvements to regulations of the Production Sharing Contract in line with the activity undertaken in the oil and gas industry. For decades, production sharing contracts have been carried out using the PSC Cost Recovery system which has been known since the era of Law No. 44 of 1960 concerning Oil and Gas Mining and Law No. 08 of 1971 concerning State Oil and Gas Mining Companies. The government continues to modify regulations according to national development needs until the latest revision, namely the Minister of Energy and Mineral Resources No. 12 of 2020 is an affirmation of the implementation of the form of cooperation and flexibility of PSC Cost Recovery and PSC Gross Split. The amendment of Regulation No. 12 of 2020 identifies that investors or contractors can choose to use PSC Cost Recovery and PSC Gross Split. Based on the case of field M studied, it was identified that the DNS well had problems with low permeability, low conductivity and low well production rate but has large reserves. One way that can be done is to perform hydraulic fracturing treatment. However, hydraulic fracturing treatment requires no small amount of cost or capital. The author calculates the feasibility of investing with the system PSC Cost Recovery and PSC Gross Split using calculation indicators such as NPV (net present value), IRR (internal rate of return), POT (payout time), PI and sensitivity analysis is carried out by assuming a decrease as well as an increase of 30%. The results of the study for PSC Cost Recovery and PSC Gross Split with a well investment of 153,539 US\$ and an average oil price of 56.46 US\$ so that the NPV using the PSC system is Cost Recovery 741.140,41 US\$, IRR 399,6% , POT 0,22 years and PI 5,83. Meanwhile, for the PSC Gross Split system results obtained are NPV 849.669,45 US\$, IRR 459,1%, POT 0.19 years and PI 6,53. From the results of the economic indicators, PSC Gross Split shows results that are more effective and efficient for contractors when applied in field M compared to PSC Cost Recovery. For sensitivity analysis, it is found that oil prices and cumulative production are the most influential parameters on the results of NPV, IRR, POT, PI.*

***Key Words:*** Hydraulic Fracturing, NPV, IRR, PSC Cost Recovery, PSC Gross Split.

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 LATAR BELAKANG

Indonesia mengalami berbagai perubahan dan perbaikan peraturan untuk *production sharing contract*, yang mana seiring dengan aktivitas yang dilakukan pada industri minyak dan gas bumi. Hal seperti ini tentunya akan berdampak pada investasi di hulu migas. Indonesia sendiri telah melalui berbagai bentuk kerjasama pengelolaan hulu minyak dan gas bumi. Selama beberapa dekade, *production sharing contract* telah dijalankan dengan sistem PSC *cost recovery* yang telah dikenal sejak era UU No.44 Tahun 1960 tentang pertambangan minyak dan gas bumi dan UU No.08 Tahun 1971 tentang perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi negara (Ariyon, 2012).

Kemudian muncul keputusan Pemerintah Republik Indonesia melalui Menteri ESDM mengeluarkan Permen ESDM No.08 Tahun 2017 mengenai kebijakan mengganti sistem PSC *Cost Recovery* menjadi sistem PSC *Gross Split* merupakan permulaan dalam industri hulu migas di Indonesia (Menteri ESDM, 2017). Pemerintah Indonesia sebenarnya masih terus berinovasi dalam mengupayakan peningkatan iklim investasi dan mempercepat eksekusi pengembangan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di suatu wilayah kerja. Hal ini terlihat dengan kebijakan Pemerintah yang terus memodifikasi peraturan sesuai kebutuhan pembangunan nasional termasuk penyempurnaan Permen ESDM No.08 Tahun 2017, yang direvisi beberapa pasalnya dalam Permen ESDM No.52 Tahun 2017.

Pada intinya tujuan yang melatar belakangi Permen ESDM nomor 52 tahun 2017 tersebut adalah keinginan Pemerintah untuk menstimulasi para investor melalui pemberian insentif saat pengembangan lapangan migas *Plan of Development II* yang belum diakomodir dalam peraturan sebelumnya. Revisi ketiga melalui Permen ESDM No.20 Tahun 2019 dimana dilakukan penyempurnaan komponen TKDN dan Penyempurnaan komponen progresif tentang produksi kumulatif (Menteri ESDM, 2019). Sedangkan pada revisi selanjutnya melalui Permen ESDM No. 12 Tahun 2020 adalah penegasan pemberlakuan bentuk kerja sama dan fleksibilitas PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.

Seperti pada kasus lapangan yang diteliti teridentifikasi bahwa sumur DNS pada lapangan M mengalami problem yaitu permeabilitas serta *conductivity* yang kecil dan adanya kerusakan akibat proses pengeboran. Salah satu cara yang dapat dilakukan adalah dengan melakukan *treatment hydraulic fracturing*. *Hydraulic fracturing* sendiri bukanlah metode baru dalam dunia migas. Proses *hydraulic fracturing* dilakukan untuk yang pertama kali pada tahun 1947 di lapangan gas Hugoton di Kansas karena permeabilitasnya rendah (Michael. j & Kenneth. G, 2013). *Hydraulic fracturing* adalah suatu proses perekahan batuan dengan cara memompakan fluida bertekanan tinggi sehingga dapat merekahkan formasi. Pada saat rekahan formasi sudah terbentuk selanjutnya ditahan oleh *proppant* agar tidak menutup kembali (M. J. Economides & Wang, 2010).

Dalam keadaan alami sebagian besar sumur minyak dan gas tidak beroperasi secara maksimal, tetapi *hydraulic fracturing* dapat mengatasi permasalahan tersebut menjadikan produksi yang lebih *efficient*. Aliran radial dari reservoir ke dalam *wellbore* tidak begitu efektif, karena saat *fluid* mendekati *wellbore* melewati pori-pori batuan yang sangat kecil itu menyebabkan “*Jamming*” sehingga terjadi *reduction in flow* (King, 2012; Smith & Montgomery, 2015a).

Namun perlu diketahui bahwa pengerjaan suatu stimulasi seperti *hydraulic fracturing* membutuhkan biaya atau modal yang tidak sedikit, Jadi pengerjaan *hydraulic fracturing* termasuk investasi yang dilakukan oleh kontraktor. Oleh karenanya penulis tertarik menganalisa keekonomian dari proses *treatment hydraulic fracturing* ini. Dimana nantinya akan diketahui keuntungan serta dapat melihat prospek hasil dari pengerjaan *hydraulic fracturing*. Untuk itu penulis melakukan perhitungan kelayakan investasi dengan menggunakan metoda-metoda perhitungan diantaranya NPV (*net present value*), IRR (*internal rate of return*), POT (*pay out time*) dan PI (*profitability index*). Selanjutnya seperti yang diuraikan diatas, dalam perubahan Permen No. 12 Tahun 2020 mengidentifikasi bahwa investor atau kontraktor dapat memilih menggunakan PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*. Hal inilah yang menjadi latar belakang penulis untuk menganalisis keekonomian dengan membandingkan antara sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.



## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Untuk mencapai penelitian yang terarah dan terstruktur maka dibuat tujuan sebagai berikut:

1. Menganalisa perbandingan pekerjaan *hydraulic fracturing* menggunakan sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* dengan menghitung indikator keekonomian seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate Of Return* (IRR), *Pay Out Time* (POT) dan *Profitability Index* (PI).
2. Menganalisa sensitivitas untuk mengetahui parameter yang paling berpengaruh terhadap pekerjaan *hydraulic fracturing* dan menganalisa pekerjaan *treatment hydraulic fracturing* ini ekonomis atau tidak untuk diterapkan pada sumur DNS lapangan M.

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Ada beberapa manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Memberikan gambaran kontrak kerja mana yang menguntungkan untuk diterapkan pada pekerjaan *hydraulic fracturing* pada sumur DNS lapangan M.
2. Menambah pemahaman tentang kontrak PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* dan dapat dijadikan referensi untuk penelitian-penelitian selanjutnya.
3. Perusahaan dapat menjadikannya sebagai bahan pertimbangan dalam mengambil keputusan untuk proyek pengerjaan *hydraulic fracturing* pada sumur yang lainnya.

## 1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini mendapatkan hasil yang terarah dan tidak menyimpang dari tujuan, peneliti fokus membahas keekonomiannya mencakup pada perhitungan NPV, IRR, POT dan PI. Untuk sistem kontrak kerja yang dibahas pada penelitian ini adalah PSC *Cost Recovery* generasi terakhir dan PSC *Gross Split*. Desain dan proses *treatment hydraulic fracturing* dilapangan tidak dibahas secara mendetail.

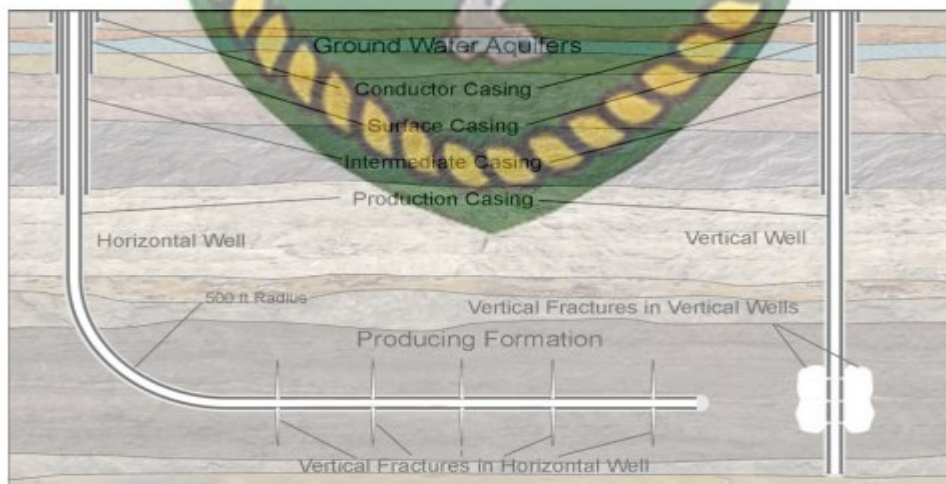
## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bumi beserta isinya telah diciptakan oleh Allah SWT untuk dapat dimanfaatkan sebaik-baiknya oleh manusia agar menambah keimanan dan ketaqwaan manusia terhadap-Nya. Menuntut ilmu juga dapat membuat manusia bisa memanfaatkan apa yang telah diciptakan oleh ALLAH SWT sebagaimana tercantum dalam Q.S Al-Jasiyah Ayat 29 yang artinya:

“(Allah berfirman), “Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan” (Q.S. Al-Jasiyah Ayat 29)

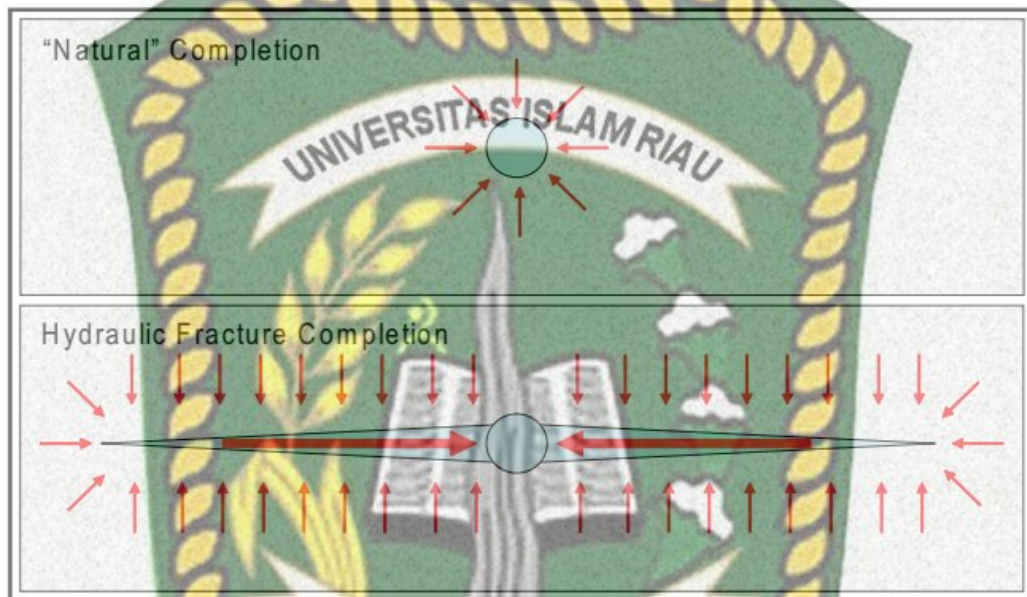
### 2.1 PENGERTIAN *HYDRAULIC FRACTURING*

*Hydraulic fracturing* merupakan stimulasi sumur yang telah digunakan di industri minyak dan gas sejak tahun 1947 (King, 2012; Speight James, 2016). Formasi dengan permeabilitas sangat rendah seperti *sand* dan *shale* cenderung memiliki butiran yang halus dan sedikit pori-pori yang saling berhubungan. Permeabilitas mewakili kemampuan suatu fluida mengalir melalui batuan yang berpori. Gas dan minyak yang dihasilkan dari reservoir yang memiliki permeabilitas rendah cenderung molekul fluida nya sulit menemukan jalur untuk keluar menuju sumur (Janszen et al., 2015; Michael. j & Kenneth. G, 2013).



Gambar 2.1 Well Horizontal dan Well Vertikal (Janszen et al., 2015)

*Hydraulic fracturing* adalah proses stimulasi yang meningkatkan produktivitas suatu sumur dengan menginjeksikan fluida ke dalam target formasi melalui perforasi atau lubang terbuka untuk membuat rekahan pada formasi. Di bawah tekanan tinggi, fluida yang diinjeksikan akan dapat menghasilkan rekahan, dan akhirnya rekahan tersebut akan menyebar ke area reservoir (Gandossi, 2013; Smith & Montgomery, 2015b; Speight James, 2016).



**Gambar 2.2** Ilustrasi sebelum dan sesudah *Fracture* (Gandossi, 2013)

Dalam proses *hydraulic fracturing*, geomekanika memainkan peran penting dalam sifat mekanik batuan (seperti rasio *Poisson*, modulus *Young* dan modulus geser, dan tegangan in-situ). Tekanan in-situ mengacu pada tekanan dari dalam batuan, yang meliputi tiga jenis, yaitu tekanan atas, tekanan horizontal minimum, dan tekanan horizontal maksimum (Cheon & Lee, 2013; Michael J Economides, 2008).

### 2.1.1 Mekanisme *Hydraulic Fracturing*

Untuk mendapatkan keberhasilan dari *treatment hydraulic fracturing*, sangat bergantung kepada proses yang saling berkaitan. Menurut (Limbong, 2008) dalam *treatment hydraulic fracturing* di lapangan terbagi menjadi beberapa tahapan yang dilakukan secara berurutan untuk mendapatkan hasil yang maksimal. Adapun tahapan yang dilakukan yaitu :

### 1. MNFO (*Mini Fall-Off Test*)

MNFO dilakukan dengan memompakan fluida (*KCl solution*) dengan laju alir pemompaan yang rendah. Tujuan dari MNFO adalah untuk mengetahui *breakdown pressure* dan *transmissibility* dari formasi. Apabila *breakdown pressure (frac pressure)* telah diketahui, maka FG dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$FG = \frac{p_{inj}}{D_{mid\ perf}} \quad (1)$$

### 2. *Step Rate Test*

Ada dua jenis langkah pengujian yaitu *step up test* dan *step down test* (Services, 2007). Kedua pengujian ini dilakukan dengan pemompaan secara bertahap dengan variasi laju pemompaan yang naik dan turun bertujuan untuk mendeteksi masalah yang ada pada lubang perforasi ataupun *tortuosity effect* (Limbong, 2008).

Pada tahap ini informasi penting didapatkan untuk melakukan kalibrasi ulang atas desain yang diberikan. Informasi penting mengenai aliran yang terbatas di sekitar lubang sumur dapat diperoleh dengan tes ini. Pada *step-up test* bertujuan untuk mendapatkan *fracture extension pressure* dengan melakukan injeksi fluida ke dalam formasi dengan kenaikan laju alir pemompaan yang bertahap dan kemudian menganalisis data tekanan terhadap *rate cross-plot* (Burnstad et al., 2004; Michael J Economides, 2008). *Step-down test* digunakan untuk mengetahui dominasi gesekan yang terjadi di sekitar lubang sumur antara perforasi dan *tortuosity friction*.

### 3. *Mini Fracturing (Calibration Injection Test)*

*Mini Fracturing* disebut juga tes kalibrasi dilaksanakan sebagai simulasi *main frac* dalam skala kecil sebelum melakukan *main frac* yang sesungguhnya (Reza, 2015). Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh (Reza, 2015), melakukan injeksi menggunakan fluida *frac* YF120ST tanpa *proppant* dan kemudian di *flush* dengan WF120. Penurunan tekanan setelah *shutdown* pompa dievaluasi untuk mengestimasi harga *closure pressure*, kehilangan fluida ke dalam formasi (*fluid leak-off*), dan *fluid efficiency*.

Tujuan dilakukan *minifrac* adalah untuk memberikan informasi yang terbaik tentang kondisi formasi sebelum dilakukannya pekerjaan *fracturing*. *Minifrac* yang direncanakan dan dilakukan dengan baik dapat memberikan informasi penting tentang geometri rekahan, kandungan mekanika batuan dan *fluid leak off*. Analisis dari penurunan tekanan setelah pemompaan merupakan bagian penting dalam proses analisis *minifrac* (Prof et al., 2015).

#### 4. *Main Fracturing*

*Main fracturing* merupakan tahapan utama dalam *treatment hydraulic fracturing*. Formasi target direkalkan dengan menggunakan fluida perekah dan *proppant* dengan mengacu pada *pumping schedule* yang telah didesain sebelumnya (Latumaerissa Apfia Grace Yolanda Murti, Fathaddin Muh Taufiq, 2015).

## 2.2 JENIS-JENIS KONTRAK KERJA MIGAS DI INDONESIA

### 2.2.1 PSC *Cost Recovery*

*Production Sharing Contract* (PSC) adalah rencana kontrak kerja sama antara pemerintah dan kontraktor, dengan mengacu pada Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001, sistem kontrak pemulihan biaya ini membagi total *output* setiap periode sesuai dengan rasio yang disepakati oleh pemerintah dan kontraktor (Ariyon, 2012).

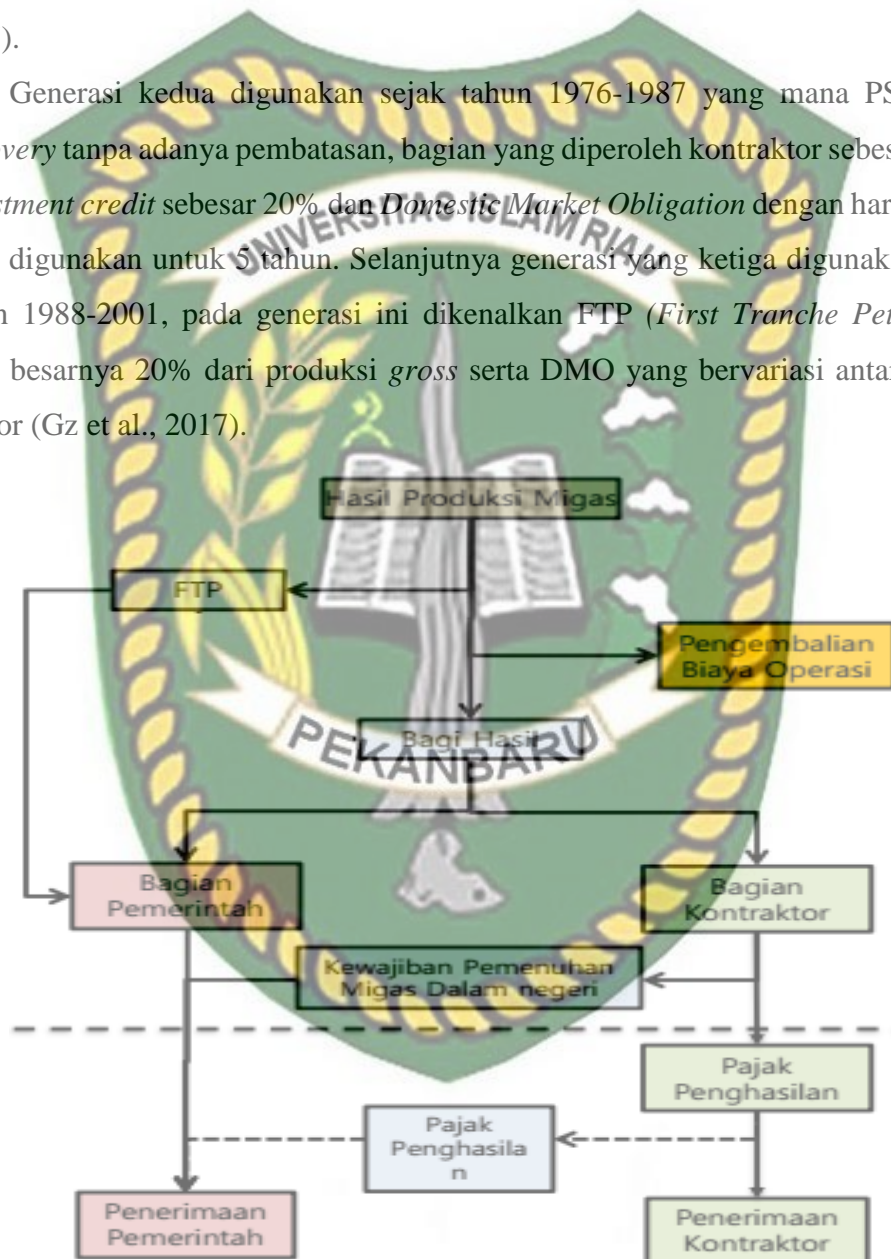
Ada beberapa faktor yang mempengaruhi produksi dan bagi hasil minyak dan gas bumi yaitu *Gross Revenue*, *First Tranche Petroleum*, *Investment Credit* dan *Cost Recovery*. *Cost recovery* sangat penting karena nilainya sangat berpengaruh dalam mengurangi atau meningkatkan pangsa produksi migas (Shobah et al., 2015).

Kontraktor yang dimaksud disini merupakan suatu perusahaan baik perusahaan asing maupun perusahaan nasional yang memiliki kontrak kerja dengan pemerintah yang berhak atas pengelolaan mengenai kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi migas. Langkah awal yang diperhitungkan dari pembagian hasil pada kontrak PSC *Cost Recovery* ini ialah menilai layak atau tidak layak proyek yang akan dikembangkan dan juga menguntungkan untuk perusahaan (Pengembangan et al., 2015).

Sebelum tahun 1966 Indonesia menggunakan hak konsesi. Dalam hak konsesi kontraktor memiliki hak penuh atas minyak yang diproduksi hanya saja kontraktor wajib membayar royalti kepada pemerintah. Dalam sejarah kontrak PSC *Cost*

*Recovery* di Indonesia perubahan sistem bisnis bukan merupakan hal yang baru untuk dilakukan, pada awalnya sistem kontrak *PSC Cost Recovery* ini bertahan cukup lama. Produk generasi pertama yang dibuat digunakan dari tahun 1965-1975, dan tingkat pengembalian biaya dibatasi hingga 40%, di mana 35% kontraktor bersih dan *DMO (Domestic Market Obligation)* tanpa *grace period* (William et al., 2017).

Generasi kedua digunakan sejak tahun 1976-1987 yang mana *PSC Cost Recovery* tanpa adanya pembatasan, bagian yang diperoleh kontraktor sebesar 15%, *investment credit* sebesar 20% dan *Domestic Market Obligation* dengan harga pasar yang digunakan untuk 5 tahun. Selanjutnya generasi yang ketiga digunakan sejak tahun 1988-2001, pada generasi ini dikenalkan *FTP (First Tranche Petroleum)* yang besarnya 20% dari produksi *gross* serta *DMO* yang bervariasi antara harga ekspor (Gz et al., 2017).



Gambar 2. 3 *PSC Cost Recovery* (Fajri, 2020)

Pada akhir tahun 1995 *PSC Cost Recovery* generasi keempat diterbitkan. Pada generasi keempat merupakan acuan rilisnya pajak minyak dan gas Indonesia. Perubahan fiskal yang berasal dari pengurangan pajak 48% menjadi 44% dan *DMO*

*price* menjadi 25% dari harga ekspor. Pada kontrak PSC *Cost Recovery* generasi kelima digunakan pada tahun 2002 - 2007, pada generasi ini mengenakan 10% FTP yang tidak dapat dibagikan, untuk pembagian hasil produksi pemerintah mendapat 75% dan kontraktor 25% (Fajri, 2020). Pada kontrak PSC *Cost Recovery* generasi keenam digunakan pada tahun 2008 – 2016, pada generasi ini FTP menjadi 20% yang tidak dapat dibagikan. *Cost Recovery* yang mengacu pada POD basic, *equity split government* 80% (*oil*) dan 70% (*gas*) dan *equity split contractor* 20% (*oil*) dan 30% (*gas*), DMO *price* menjadi 25% dari harga ekspor.

### 2.2.2 PSC *Gross Split*

Melihat perkembangan histori generasi PSC *Cost Recovery* di Indonesia dari generasi pertama yang dibuat tahun 1966 sampai ke generasi saat ini selalu mengalami perubahan kebijakan. Hal ini dilakukan menyesuaikan situasi perkembangan industri eksplorasi maupun eksploitasi migas di Indonesia. Dalam periode saat ini, sistem kontrak PSC *Cost Recovery* sempat memicu perdebatan mengenai pembagian biaya untuk kontraktor, hal tersebut dituding dapat berpotensi merugikan negara. Selanjutnya, pemerintah mengubah rencana tersebut menjadi rencana lain yakni PSC *Gross Split* (Pramadika et al., 2018).

Pada Januari 2017 pemerintah melalui Menteri ESDM Ignasius Jonan mengeluarkan peraturan Menteri No.08 Tahun 2017 tentang kontrak bagi hasil *Gross Split* akan tetapi pada pertengahan bulan Agustus tahun 2017 peraturan direvisi menjadi No.52 tahun 2017 (Ariyon et al., 2020). Revisi ketiga melalui Permen ESDM No.20 Tahun 2019 dimana dilakukan penyempurnaan komponen TKDN dan Penyempurnaan komponen progresif tentang produksi kumulatif (Menteri ESDM, 2019).

Perubahan aturan sistem PSC *Gross Split* ini dengan sistem kontrak kerja sebelumnya yakni pada pembagian produksi. Pada sistem PSC *Gross Split* pengadaan barang maupun pengoperasian blok sepenuhnya ditanggung oleh kontraktor. Hal ini menyebabkan tidak adanya lagi *cost recovery*, yang mana *cost recovery* ini merupakan pengembalian atas biaya-biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor.

Pada sistem PSC *Gross Split* pemerintah tidak perlu melakukan pengawasan pada pengadaan barang karena pemerintah tidak lagi membayar pemulihan biaya, maka kontraktor sepenuhnya bertanggung jawab untuk memenuhi keperluan dan kebutuhannya secara pribadi. Sistem baru PSC *Gross Split* ini lebih efisien dalam waktu disebutkan pada UU Pasal 23 No. 8 Tahun 2017 tentang sistem kontrak PSC *Gross Split* pada ayat 2 “ pengendalian kebijakan dalam perumusan dalam rencana kerja maupun anggaran biaya yang diajukan oleh kontraktor terbatas maka dari itu pemerintah dalam hal ini oleh SKK Migas hanya sebatas penyepakatan *work plan* dan *budget* “ (Hernandoko, 2018).

PSC *Gross Split* pada saat ini merupakan mekanisme yang mana tidak adanya lagi pemulihan biaya. Selanjutnya upah kontraktor berasal dari sumber produksi kotor dan perlu membayar pengeluaran pajak kepada pemerintah, sementara pendapatan pemerintah diperoleh dari bagian atas produksi, bonus, dan pajak penghasilan kontraktor. Pada saat pengembangan lapangan, besaran bagi hasil ditetapkan berdasarkan *base split* yang disesuaikan dengan komponen variabel dan komponen progresif.

#### 1. Komponen Variabel

Sebagaimana yang ditetapkan dalam Permen no.20 Tahun 2019 telah dibagi kedalam beberapa komponen yang tercantum pada ayat 2. Adapun komponen variabel yang dimaksud adalah status lapangan, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur pendukung, jenis reservoir, kandungan CO<sub>2</sub>, kandungan H<sub>2</sub>S, berat jenis minyak, tingkat komponen dalam negeri, dan tahapan produksi.

Secara hipotesis membuat rencana PSC *Gross Split* menjadi lebih menarik. Pemecahan esensial akan berubah tergantung pada variabel yang diterapkan oleh Menteri ESDM pada rencana pembangunan awal untuk masing-masing POD (*Permen No. 52 Th 2017.Pdf*, n.d.).



## 2. Komponen Progresif

Setelah beberapa waktu, PSC *Gross Split* ini juga akan berubah tergantung pada berbagai komponen progresif yaitu harga minyak bumi, harga gas bumi dan jumlah kumulatif minyak dan gas bumi.

Adapun beberapa hal yang dapat mempengaruhi PSC *Gross Split* yaitu sebagai berikut:

### a. Perubahan lebih lanjut pada komponen spesifik lapangan.

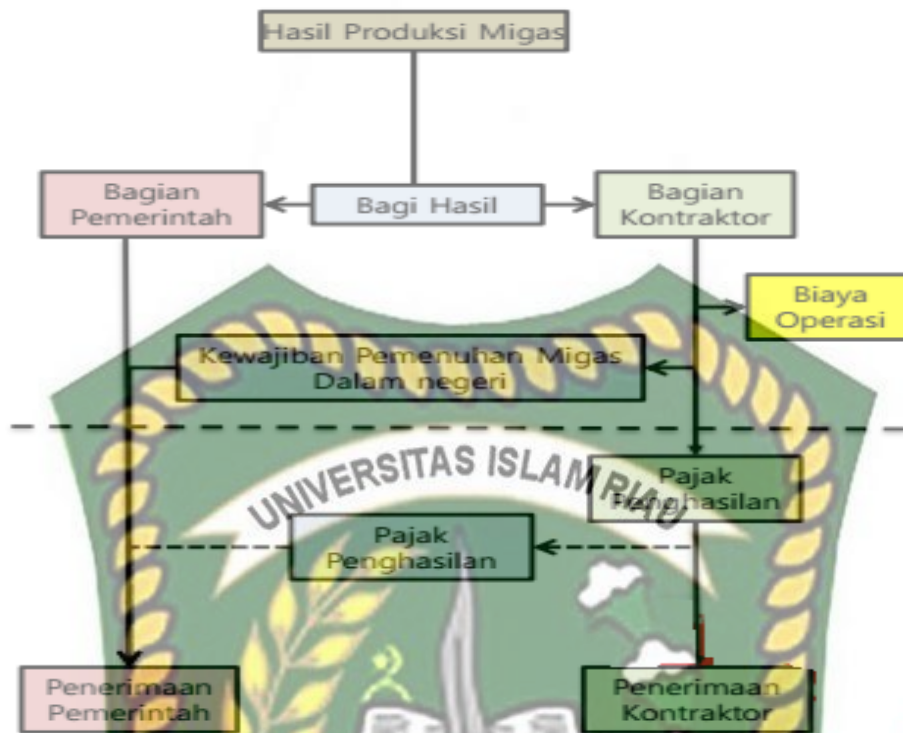
Jika pada awal produksi dilakukan ada komponen khusus lapangan yang mengalami perubahan pada persetujuan yang telah dilakukan maka pengesahan POD dapat disesuaikan lebih lanjut .

### b. Tingkat ekonomi tertentu

Dalam pedoman tersebut disebutkan bahwa jika penilaian suatu lapangan tidak memenuhi tingkat ekonomi tertentu, maka Menteri ESDM dapat memberikan tambahan tarif penciptaan hingga 5% kepada Kontraktor. Namun demikian, jika penilaian lapangan usaha melebihi level tersebut, Menteri dapat memberikan tambahan tingkat hingga 5% kepada Pemerintah (dipotong dari bagian Kontraktor). Munculnya UU No.20 Tahun 2019 Menteri dapat memberikan persenan berapapun hingga proyek tersebut seharusnya dapat dikembangkan. Perlu diperhatikan bahwa tingkat ekonomi tertentu tidak dicirikan dalam regulasi, yang menyiratkan bahwa pada tahap ini sulit untuk mengantisipasi bagaimana tingkat ekonomi tertentu karena tetap akan ditentukan oleh Pemerintah.

### c. Penyesuaian harga minyak per bulan

Penyesuaian harga minyak juga akan dilakukan, mengingat penilaian SKK Migas terhadap nilai minyak mentah (menggunakan harga minyak mentah Indonesia per bulan). Ini menyiratkan bahwa pembagian produksi akan selalu dievaluasi setiap bulannya yang dapat menyebabkan membebani secara administratif.



Gambar 2. 4 PSC Gross Split (Fajri, 2020)

Tabel 2. 1 PSC Gross Split Undang Undang No. 20 Tahun 2019

BASE SPLIT		VARIABLE SPLIT	
<b>OIL</b>		<b>BLOCK STATUS</b>	
Govt	57%	POD I	5%
Cont	43%	POD II	3%
<b>GAS</b>		POFD	3%
Govt	52%	No POD	0%
Cont	48%	<b>FIELD LOCATION</b>	
<b>PROGRESSIVE SPLIT</b>		Onshore	0%
Oil Price	Split	Offshore (0<h<=20m)	8%
(85 \$/bbl - ICP) x 0.25%		Offshore (20<h<=50m)	10%
Gas Price	Split	Offshore (50<h<=150m)	12%
< 7 US\$/MMBTU		Offshore (150<h<=1000m)	14%
(7 - Gas Price) x 2.5%		Offshore (>=1000m)	16%
7 - 10 US\$/MMBTU	0.0%	<b>RESERVOIR DEPTH</b>	
> 10 US\$/MMBTU		<=2500m	0%
(10 - Gas Price) x 2.5%		>2500m	1%
Oil and Gas Cumm	Split	<b>SUPPORT INFRASTRUCTURE</b>	
< 30 MMBOE	10%	Well developed	0%
30 ≤ x < 60	9%	New Frontier Offshore	2%
60 ≤ x < 90	8%	New Frontier Onshore	4%
90 ≤ x < 125	6%	<b>RESERVOIR CONDITION</b>	
125 ≤ x < 175	4%	Conventional	0%
≥ 175	0%	Non Conventional	16%
		<b>CO2</b>	
		<5%	0.0%
		5%=<x<10%	0.5%
		10%=<x<20%	1.0%
		20%=<x<40%	1.5%
		40%=<x<60%	2.0%
		x>=60%	4.0%
		<b>H2S</b>	
		<100	0.00%
		100=<x<1000	1.00%
		1000=<x<2000	2.00%
		2000=<x<3000	3.00%
		3000=<x<4000	4.00%
		x>=4000	5.00%
		<b>OIL SPESIFIC GRAVITY</b>	
		API<25	1%
		API>=25	0%
		<b>LOCAL CONTENT</b>	
		30%=<x<50%	2%
		50%=<x<70%	3%
		70%=<x<100%	4%
		<b>PRODUCTION PHASE</b>	
		Primary	0%
		Secondary	6%
		Tertiary	10%

## 2.3 INDIKATOR KEEKONOMIAN

### 2.3.1 NPV (*Net Present Value*)

*Net Present Value* adalah jumlah dari arus kas pengeluaran dan pemasukan yang didiskon atau bisa diartikan arus kas yang diperkirakan pada masa yang akan datang setelah didiskon pada saat ini. Adapun menghitung NPV dibutuhkan data tentang perkiraan dana investasi, biaya operasional, dan perkiraan manfaat dari proyek yang akan direncanakan. *Net Present Value* dapat juga diartikan perbandingan antara *present value* kas bersih dengan *present value* investasi selama umur proyek (Yasuha & Saifi, 2017). NPV dapat dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF}{(1+i)^t} - Total\ Treatment\ Cost \quad (2)$$

Jika NPV nilainya besar dari nol maka kemungkinan besar proyek bisa untuk dijalankan. Bila mana NPV kecil dari nol kemungkinan proyek tidak layak dijalankan karena tidak ekonomis. Bila NPV sama dengan nol maka proyek berada pada pemilihan antara bisa dijalankan dan tidak layak dikerjakan (Herbohn & Harrison, 2002; Yasuha & Saifi, 2017).

### 2.3.2 IRR (*Internal Rate of Return*)

*Internal Rate of Return* ini merupakan suatu indikator atas tingkat efisiensi pada investasi. IRR digunakan untuk menentukan apakah investasi tersebut layak untuk dijalankan (Dautzenberg et al., 2015). Menurut John Herbond *internal rate of return* adalah suku bunga yang sedemikian rupa sehingga jumlah diskon arus kas bersih adalah nol. IRR tidak dapat ditentukan dengan aljabar rumus, tetapi harus didekati dengan metode *trial and error* (Ariyon, 2013).

Di sisi teoritis, itu mengasumsikan bahwa tingkat pengembalian yang sama sesuai saat proyek mengalami surplus dan saat defisit. Namun, biaya dana pinjaman mungkin sangat berbeda dengan tingkat penghasilan perusahaan. Bisa lebih tepat untuk menggunakan dua tingkat bila menentukan IRR. Biaya sebenarnya dari modal bisa digunakan saat proyek masuk defisit, dan tingkat pendapatan (tidak diketahui, menjadi ditentukan oleh *trial and error*) bisa diterapkan saat proyek mengalami surplus. Ini akan memberikan indikasi pendapatan yang lebih baik

tingkat proyek kepada perusahaan atau pemerintah. Jika sebuah proyek menghasilkan jalan positif dan arus kas bersih negatif, profil NPV bisa berbentuk kurva *roller coaster*, melintasi sumbu suku bunga dalam beberapa tempat (Jaluakbar & Putra, 2017).

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_2 - NPV_1)} (i_2 - i_1) \quad (3)$$

*Internal Rate of Return* didapatkan apabila  $NPV = 0$  melalui *trial and error*. Misalnya pada  $i = 6\%$  nilai yang diperoleh dari  $NPV = 567,278$ , selanjutnya dipilih untuk dilakukan *trial and error* nilai  $i = 12\%$ , didapatkan nilai  $NPV = 156,767$ . Dari hasil kedua nilai NPV inilah dapat diketahui bahwa rentan nilai IRR berada pada  $567,278 > IRR > 156,767$ . Untuk dapat memperoleh hasil yang tepat maka dilakukan interpolasi terhadap rentan nilai tersebut (Ariyon, 2013).

### 2.3.3 POT (*Pay Out Time*)

*Pay Out Time* adalah jumlah waktu dimana proyek telah mencapai titik impas/sama dari nilai investasi yang telah dikeluarkan. Menurut pendapat (Ariyon et al., 2018) *pay out time* merupakan suatu periode yang diperlukan untuk dapat menutup kembali pengeluaran investasi dengan menggunakan aliran kas bersih. Dari beberapa penjelasan tersebut maka dapat dikatakan juga bahwasanya *pay out time* dari suatu proyek menggambarkan durasi waktu yang dibutuhkan agar dana yang telah di investasi dapat diperoleh kembali sepenuhnya.

Metode analisis pada *pay out time* memiliki tujuan untuk mengetahui berapa lama periode investasi akan dapat dikembalikan saat terjadi kondisi *break even point*. Analisis *pay out time* diperoleh dengan cara menghitung waktu yang diperlukan pada saat total jumlah arus kas masuk bisa sama dengan jumlah total arus kas keluar. Dari analisis *pay out time* ini nanti akan dipilih alternatif mana yang dapat mengembalikan investasi itu dalam waktu periode yang lebih singkat. Analisis ini hanya disarankan untuk mendapatkan informasi tambahan guna mengukur kecepatan pengembalian modal yang diinvestasikan.

Besaran *pay out time* menunjukkan seberapa cepat suatu dana investasi akan kembali, pada setiap kontraktor memiliki besaran waktu yang diinginkan agar investasi kembali, apabila *pay out time* lebih kecil dari batasan waktu tersebut maka

dapat dikatakan proyek tersebut layak dikembangkan. Bilamana suatu proyek bisa dikatakan layak dan menghasilkan keuntungan apabila didapatkan  $NPV > 0$ ,  $IRR > MARR$ , dan  $POT < \text{waktu proyek}$  (Pramadika et al., 2018).

$$POT = \frac{\text{initial investment}}{\text{net cash flow per period}} \quad (4)$$

Metode *pay out time* merupakan teknik penilaian terhadap jangka waktu/periode yang dibutuhkan untuk menutup *initial investment* dari suatu proyek dengan menggunakan *cash inflow* yang dihasilkan proyek tersebut. Jika aliran kas tidak sama maka harus dicari satu persatu yakni dengan cara mengurangi total investasi dengan *cash flow* nya sampai diperoleh hasil total investasi sama dengan *cash flow* pada tahun tertentu.

#### 2.3.4 PI (*Profitability Index*)

Menurut (Yasuha & Saifi, 2017) “Metode *Profitability Index* biasa disebut juga dengan istilah B/C Ratio, pendekatan ini hampir sama dengan metode NPV hanya saja PI mengukur *present value* untuk setiap rupiah yang diinvestasikan.

$$PI = \frac{\text{present value cash flow}}{\text{initial investment}} \quad (5)$$

Suatu usulan proyek investasi akan diterima jika PI yang dihasilkan besar dari satu. Sebaliknya jika didapatkan PI kecil dari satu maka usulan tersebut ditolak. Jika usulan proyek lebih dari satu maka yang dipilih adalah usulan yang mana nilai PI nya paling besar.

## 2.4 STATE OF THE ART

Pada 16 Januari 2017, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral mengeluarkan Peraturan Menteri No. 08 tahun 2017, yang menerapkan sistem *Gross Split* sebagai sistem kontrak bagi hasil yang baru. Pemerintah Indonesia sebenarnya masih terus berinovasi dalam mengupayakan peningkatan iklim investasi dan mempercepat eksekusi pengembangan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di suatu wilayah kerja. Hal ini terlihat dengan kebijakan Pemerintah yang terus memodifikasi peraturan sesuai kebutuhan pembangunan nasional termasuk penyempurnaan Permen ESDM No.08 Tahun 2017, yang direvisi beberapa pasalnya dalam Permen ESDM No.52 Tahun 2017. Perubahan kedua

melalui Permen ESDM No.20 Tahun 2019 dimana dilakukan penyempurnaan komponen TKDN dan Penyempurnaan komponen progresif tentang produksi kumulatif. Sedangkan pada perubahan ketiga melalui Permen ESDM No. 12 Tahun 2020 adalah penegasan pemberlakuan bentuk kerja sama dan fleksibilitas PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.

Pada penelitian yang berjudul “*Optimizing Operating Cost Through Production Management And Techno-Economic Approach In Mature Field And Gross-Split Scheme*” merupakan penelitian pertama yang menggunakan metode *Gross Split* di Indonesia. Penelitian ini dilakukan oleh perusahaan Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* yang telah memulai menggunakan sistem *Gross Split* ini sejak Januari 2017. Pada lapangan ini bertujuan untuk mengoptimalkan biaya operasi melalui manajemen produksi. Dengan pertimbangan penilaian semua aspek biaya yang digunakan tim yang mengelola merekomendasikan untuk meninggalkan salah satu lapangan di ONWJ, sehingga lebih memprioritaskan lapangan yang potensial dan produktif. Cara yang dilakukan dengan menggunakan pendekatan teknis dan ekonomi untuk mendapat hasil yang optimal. Hasil akhir analisa terbukti berhasil dengan mengurangi biaya operasi (OPEX) di keseluruhan area PHE ONWJ (Nugroho et al., 2019).

Dijelaskan lebih lanjut menurut (Ariyon et al., 2018) pada jurnal “Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan *Production Sharing Contract* Dan *Gross Split*” bahwasanya kontrak PSC *Gross Split* memberikan hasil yang lebih baik dibandingkan kontrak PSC *Cost Recovery* standar. Dalam jurnal ini lapangan yang dilakukan penelitian untuk menghitung keekonomiannya adalah lapangan minyak marjinal. Lapangan marjinal adalah suatu lapangan yang berada di wilayah kerja yang telah berproduksi dengan syarat dan ketentuan *production sharing contract* yang berlaku belum ekonomis untuk dikembangkan. Untuk indikator yang digunakan dalam jurnal adalah NPV, IRR, B/C dan juga POT. Sensitivitas untuk kondisi lapangan marjinal YZ dengan model kontrak PSC *cost recovery* standard terlihat jelas bahwa harga minyak selalu memberikan *slope* (kemiringan) grafik yang paling besar, kemudian total produksi minyak, investasi dan biaya produksi. Berbeda dengan PSC *Gross Split* memiliki

parameter keekonomian sensitif atau paling besar terhadap investasi kemudian harga minyak, biaya produksi, total produksi.

Pada jurnal yang berjudul “ *Indonesian Milestone In Production Sharing Contract In Perspective of Government Take, Contractor Take, Cost Recovery And Production Target*” dijelaskan secara singkat mulai dari PSC *Cost Recovery* generasi 1 sampai 6 dan juga PSC *Gross Split*. Tujuan dari analisis adalah untuk dapat meninjau dan membandingkan setiap era PSC dengan menggunakan kriteria yang sama dari penggunaan asumsi. Untuk lapangan yang diaplikasikan dalam jurnal ini terdapat 27 lapangan. Metode peramalan produksi pada penelitian ini untuk setiap pengembangan lapangan menggunakan metode penurunan eksponensial analisis kurva, yang mengasumsikan tingkat penurunan adalah 15%, dengan kisaran tingkat puncak dari 1.000 hingga 9.000 bbl/ hari per lapangan. Hasil studi pada jurnal ini didapatkan PSC *Gross Split* lebih menarik dari PSC *Cost Recovery* jika tidak ada pajak langsung. Namun karena PP 79 Tahun 2010 sudah mengatur pajak tidak langsung, berarti kontraktor harus menempatkan beberapa ketidakpastian dan risiko di bidang fiskal, di samping risiko lain di industri minyak dan gas. Selanjutnya pemerintah Indonesia akan cenderung mengurangi *cost recovery* dengan menetapkan *gross split*, namun beberapa item masih perlu dipertimbangkan atau dapat berdampak negatif (Daniel, 2017).

Pemilihan *treatment hydraulic fracturing* mengacu pada beberapa penelitian yang pernah diangkat sebelumnya mengenai penerapan *hydraulic fracturing* di beberapa lapangan. Salah satunya adalah Lapangan Limau Barat, PT Pertamina EP ASSET 2. Lapangan Limau merupakan lapangan yang mengalami penurunan produksi karena kerusakan formasi dan memiliki permeabilitas yang rendah yaitu 11 mD. Pada paper ini model rekahan yang digunakan adalah PKN. *Proppant* yang digunakan 16/30 arizon sand. Fluida yang digunakan adalah *water base fluid* Dari hasil *hydraulic fracturing*, *Productivity Index* mengalami peningkatan sebesar 2,014. Metode yang digunakan adalah korelasi *Tinsley* dengan asumsi aliran *steady state*, reservoir silindris, fluida yang digunakan adalah air. Hasil *gross revenue* setelah satu tahun produksi diperkirakan sebesar US\$15.228.871,14 dengan total biaya pengeluaran *treatment hydraulic fracturing* sebesar US\$465.049,677 sehingga *net revenue* satu tahun produksi diperkirakan US\$14.763.821,46. Modal

yang dikeluarkan akan kembali dalam waktu 11 hari (*Pay Out Time*) setelah sumur beroperasi kembali (dengan asumsi water cut sebesar 50%). (Pratiwi et al., 2014)



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**



## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

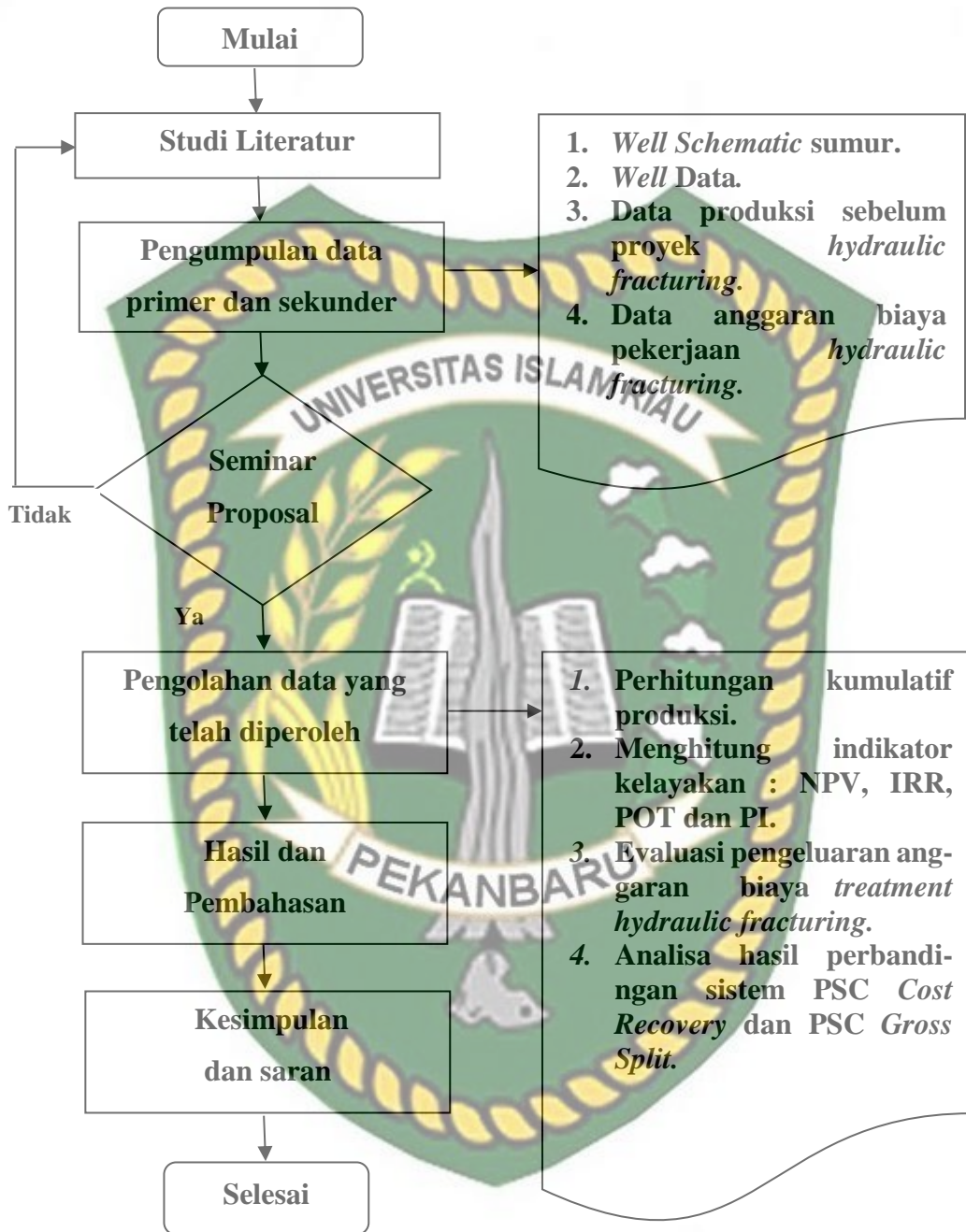
### 3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan mengumpulkan data-data yang diperlukan untuk melakukan perhitungan mengenai pekerjaan *hydraulic fracturing*. Penelitian ini menggunakan data primer berupa observasi langsung dan juga wawancara. Kemudian menggunakan data sekunder berupa pengumpulan data penelitian dilakukan menggunakan dokumen dari PetroChina International Jabung Ltd dan didukung dengan literatur yang berhubungan dengan topik penelitian berupa buku-buku penelitian, jurnal yang relevan dan diskusi dengan dosen pembimbing nantinya membawa kepada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

Adapun tahapan-tahapan metodologi penelitian pada proposal ini adalah sebagai berikut.

1. Mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan topik penelitian seperti *well schematic*, *well data*, data Produksi sebelum dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* serta data biaya pekerjaan *hydraulic fracturing*.
2. Melakukan perhitungan *Net cash flow*.
3. Menghitung indikator kelayakan investasi meliputi : NPV (2), IRR (3), POT (4) dan PI (5).
4. Evaluasi pengeluaran anggaran biaya *treatment hydraulic fracturing*.
5. Perhitungan *lifting* kumulatif produksi selama umur proyek.
6. Analisis hasil PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.
7. Analisis sensitivitas yang berpengaruh pada keuntungan yang dihasilkan, Indikator yang digunakan yakni: kumulatif produksi, investasi, OPEX dan harga minyak.
8. Membandingkan hasil perhitungan sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.

### 3.2 DIAGRAM ALIR (FLOW CHART)



Gambar 3. 1 Diagram Alir

### 3.3 STUDI LAPANGAN (CASE STUDY)

*PetroChina International* merupakan suatu perusahaan kontraktor minyak dan gas bumi yang memiliki beberapa daerah operasi yaitu Kepala Burung Irian Jaya dan Jambi. Daerah operasi di Kepala burung Irian Jaya dimulai ketika *Trend International Ltd* bergabung dengan perusahaan multinasional menandatangani *Production Sharing Contract* (PSC) pertama pada Oktober tahun 1970. Kesepakatan ini sekaligus menandai awal kiprah perusahaan *Santa Fe Energy Resource Ltd*, yang berkantor pusat di Houston, Texas, Amerika Serikat.

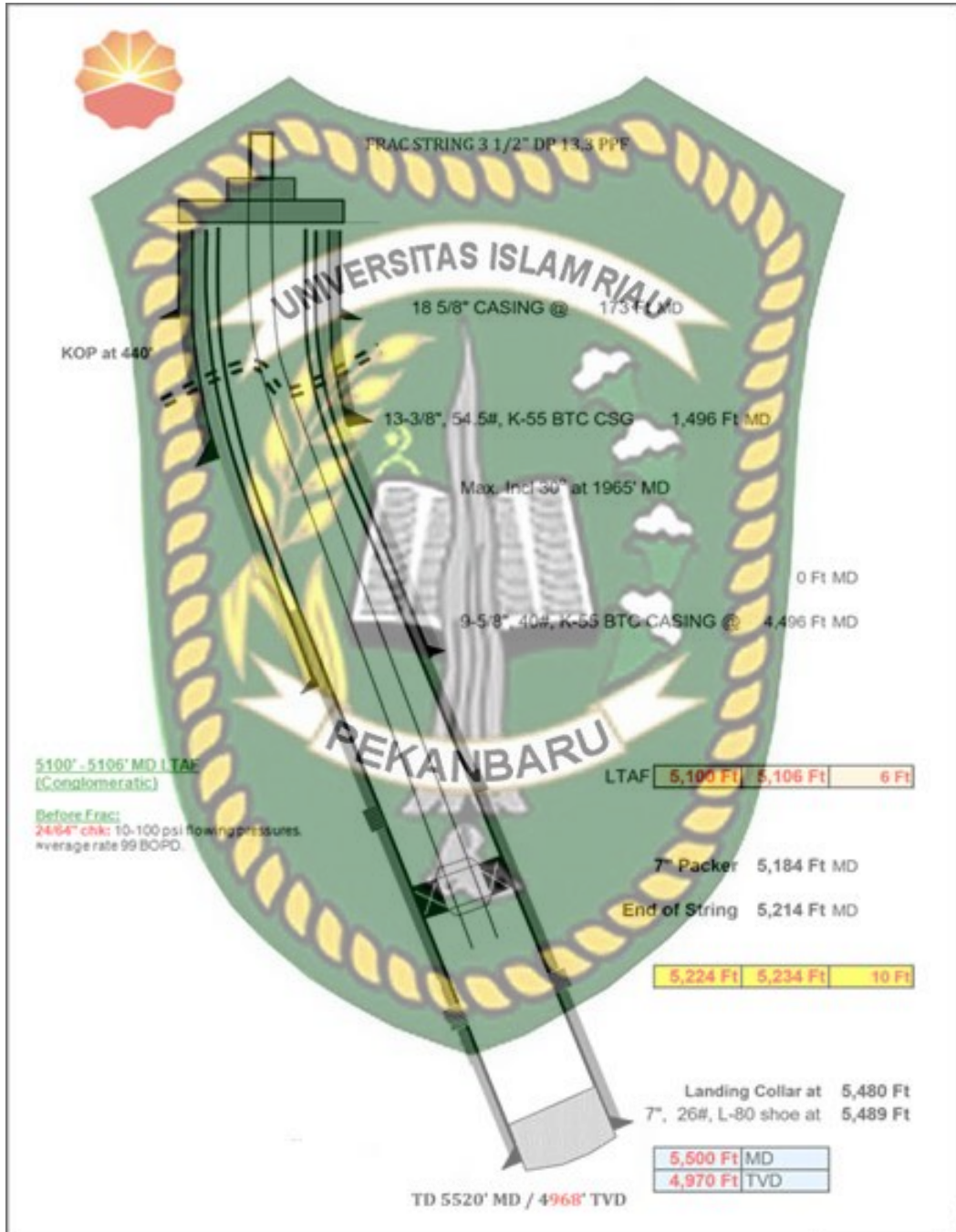
Pada Februari 1993 telah ditandatangani suatu kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*) antara perusahaan milik pemerintah yakni Pertamina dengan *Trend International Jabung Ltd* dan Anadarko Indonesia untuk melakukan pengembangan lapangan minyak dan gas di blok Jabung yang terletak di Jambi dengan daerah operasi seluas 5.339 km<sup>2</sup>. Kemudian *Trend International Jabung Ltd* berganti menjadi *Santa Fe Energy Resources Jabung Ltd* bersama Anadarko Indonesia dan *Kerr Mc Gree Sumatra Ltd* untuk melakukan pengembangan lebih lanjut pada lapangan *North Geragai* yang mana masih berada di dalam area blok Jabung dan untuk pengoperasiannya berada dibawah *Santa Fe Energy Resources Jabung Ltd*.

Penghujung tahun 1997 sumur yang berada di lapangan *North Geragai* mulai diproduksi yang kemudian dialirkan ke CPS (*Central Processing Station*). Gas yang dihasilkan selain digunakan untuk *gas lift*, juga diinjeksikan kembali kedalam formasi dengan tujuan *pressure maintenance*, dan sisa sisanya dibuat pada pembakaran. Tepatnya Juli tahun 2001 saham *Santa Fe Energy Resources* dibeli oleh perusahaan *Devon Energy Ltd* milik Amerika. Pada Juli tahun 2002 saham *Devon Energy Ltd* dijual kembali secara resmi yang dibeli oleh *PetroChina International Jabung Ltd* perusahaan minyak asal China tercatat tepatnya sejak tanggal 18 Juli 2002.

Saat ini *PetroChina International Jabung Ltd* memiliki 2 area *Plant* gas yaitu *Betara Gas Plant* (BGP) yang berada di Kecamatan Betara, Tanjung Jabung Barat dan *North Geragai Fractionation* (NGF) yang berada di Kecamatan Geragai, Tanjung Jabung Timur. Adapun hasil produk dari *PetroChina International*

Jabung Ltd merupakan sales gas ( C<sub>1</sub> dan C<sub>2</sub> ) , propana (C<sub>3</sub>), butana (C<sub>4</sub> ) , kondensat (C<sub>5</sub> ++ ) dan crude oil.

3.3.1 Well Schematic



Gambar 3. 2 Well Schematic

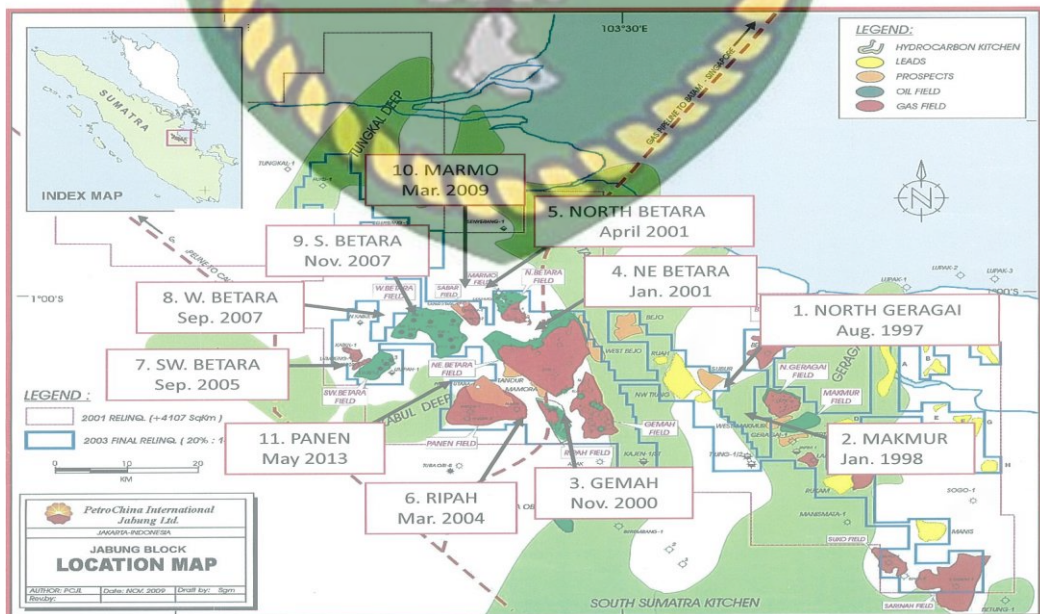
3.3.2 Well Data

Tabel 3. 1 Well Data

Data Properties	
Well	DNS
Lithology	Conglomerat
MD	5500 ft
TVD	4970 ft
Porosity	~ 19%
Estimated Permeability	~ 5 md
Average pressure	~ 100 psi
Estimated Reservoir Temperature	104 °F
Perforation Intervals	5224 ft – 5234ft
Fracture pressure	3115 Psi

3.4 TEMPAT PENGAMBILAN DATA DAN JADWAL PENELITIAN

Lokasi *PetroChina International Jabung Ltd* kantor administrasi berada di Jl. Ahmad Yani RT.19 RW.04, Kelurahan Pandan Jaya, Kecamatan Geragai,



Gambar 3. 3 Area Blok Jabung

Kabupaten Tanjung Jabung Timur, Jambi. Sumur DNS lapangan M (*West Betara*) berada di dalam Blok Jabung yang terletak di bagian selatan Sumatera. Blok Jabung berada kurang lebih 70 km dari kota Jambi.

**Tabel 3. 2** Jadwal Penelitian

No	Deskripsi Kegiatan	Juli 2021				Agustus 2021				Sept 2021				Oktober 2021			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi literatur dan pemilihan topik penelitian tugas akhir																
2	pengajuan judul proposal tugas akhir																
3	Pengerjaan Bab I meliputi latar belakang, tujuan penelitian, manfaat penelitian dan batasan masalah																
4	Pengerjaan Bab II meliputi tinjauan pustaka, state of art, penjelasan yang berhubungan dengan penelitian																
5	Pengerjaan Bab III meliputi metodologi penelitian																
6	Pengumpulan data dan verifikasi data penelitian																
7	Pengerjaan Bab IV meliputi analisis dan pembahasan, Perhitungan NPV, IRR, POT dan PI																
8	Pengerjaan Bab V meliputi kesimpulan dan saran																
9	Bimbingan dan revisi																

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini membandingkan perhitungan antara dua sistem kontrak kerja migas yakni PSC *Cost Recovery* dengan PSC *Gross Split* pada sumur DNS dengan membandingkan indikator keekonomian seperti : NPV, IRR, POT dan PI untuk kontraktor maupun pemerintah. Selain itu juga, dilakukan pengujian sensitivitas terhadap parameter yang berpengaruh seperti kumulatif produksi, investasi, OPEX dan harga minyak guna untuk melihat parameter mana yang sangat berpengaruh pada pekerjaan *treatment hydraulic fracturing*.

### 4.1 ANALISIS PEMILIHAN *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR DNS LAPANGAN M

*Hydraulic fracturing* adalah proses stimulasi yang dapat meningkatkan produktivitas suatu sumur dengan menginjeksikan fluida ke dalam target formasi melalui perforasi atau lubang terbuka untuk membuat rekahan pada formasi. Dalam pemilihan suatu sumur yang ingin dilakukan *treatment hydraulic fracturing* perlu diperhatikan beberapa komponen seperti sejarah laju produksi sumur yang rendah, cadangan yang masih besar, harga permeabilitas kecil, tekanan relatif reservoir masih tinggi minimal 0,25/ft, pekerjaan *workover* sebelumnya tidak menghasilkan respon yang diharapkan, *water cut* maksimal 80%.

Berdasarkan uraian tersebut maka sumur DNS lapangan M dapat dipilih untuk dilakukan *treatment hydraulic fracturing*. Sumur DNS lapangan M memiliki permeabilitas 5 mD, porositas 19%, *net pay* 7 ft, *last test* pada sumur didapatkan laju produksinya 40 BOPD, *gas not record* dan WC 2%, *zone conglomerate*. Dari data yang diuraikan tersebut maka itu dapat dijadikan referensi untuk dilakukan proses pekerjaan *treatment hydraulic fracturing*.

### 4.2 ANALISIS KEEKONOMIAN *HYDRAULIC FRACTURING*

Pada saat sebelum *treatment hydraulic fracturing*, hal yang harus dikerjakan yakni menganalisa keekonomian pada sumur tersebut. Dari hasil analisa dapat dilihat apakah sumur yang dikerjakan layak untuk dikembangkan. Investasi merupakan biaya yang harus diketahui terlebih dahulu yang mana biasanya mencakup biaya nilai *capital* dan *non capital*. Berikut merupakan biaya investasi

yang akan dikeluarkan pada pekerjaan *treatment hydraulic fracturing* pada sumur DNS lapangan M, yang tertera pada table berikut.

1. *Acid De-Ruster*

Tahap ini merupakan awal proses yang dilakukan dimana dimasukan campuran bahan *additive* seperti *corrosion inhibitor*, *pipe dope removal / deruster*, *anti paraffin agent* dan HCL. Fungsinya untuk melakukan pembersihan pada sumur DNS lapangan M.

**Tabel 4. 1** Biaya *Acid De-Ruster*

<b>ACID DE-RUSTER</b>				
<i>Additive</i>		Total	<i>Cost</i>	<i>Price</i>
<i>FRESH WATER</i>		329 Gal		
PA-COF2	<i>Corrosion Inhibitor</i>	8 Gal	Rp 216.000	Rp 1.814.400
PA-DM	<i>Pipe Dope Removal/Deruster</i>	55 Gal	Rp 111.300	Rp 6.076.980
PA-PA21	<i>Anti Paraffin Agent</i>	55 Gal	Rp 116.000	Rp 6.333.600
HCL	32% HCL	365 Gal	Rp 25.100	Rp 9.150.456
		<b>TOTAL</b>		<b>Rp 23.375.436</b>

2. *Injection Test Fluid*

Pada tahap ini informasi penting didapatkan untuk melakukan kalibrasi ulang atas desain yang diberikan. Informasi penting mengenai aliran yang terbatas di sekitar lubang sumur dapat diperoleh pada *test* ini.

**Tabel 4. 2** Biaya *Injection Test Fluid*

<b>Injection Test Fluid</b>				
<i>Additive</i>		Total	<i>Cost</i>	<i>Price</i>
<i>FRESH WATER</i>		6985 GAL	Rp -	Rp -
PA-BC1	<i>Bacterside</i>	16 GAL	Rp 210.900	Rp 3.277.386
KCL	<i>Potassium Chloride</i>	1943 LBS	Rp 8.300	Rp 16.122.750
PA-GL29	<i>Frac Gel</i>	155 LBS	Rp 77.500	Rp 12.043.500
PA-MU1	<i>Mutual Solvent</i>	155 GAL	Rp 150.900	Rp 23.449.860
PA-CH23	<i>Clay Stabilizer</i>	177 GAL	Rp 111.000	Rp 12.937.050



PA-EH1	<i>Non Emulsifier Surfactant</i>	78 GAL	Rp 209.100	Rp 16.247.070
PA-HPS105	<i>Fluid Recovery Agent</i>	272 GAL	Rp 190.900	Rp 51.915.255
ECB	<i>Encapsulat D Breaker</i>	39 LBS	Rp 286.400	Rp 11.126.640
<b>TOTAL</b>				<b>Rp 147.119.511</b>

### 3. *Mini Frac Fluid PA-FG35*

Tujuan dilakukan *mini frac* adalah untuk memberikan informasi yang terbaik tentang kondisi formasi sebelum dilakukannya pekerjaan *fracturing*. *Mini frac* yang direncanakan dan dilakukan dengan baik dapat memberikan informasi penting tentang geometri rekahan, kandungan mekanika batuan dan *fluid leak off*.

**Tabel 4. 3 Biaya Mini Frac Fluid**

<b>MINI FRAC FLUID PA-FG35</b>				
<i>Additive</i>		Total	Cost	Price
<i>FRESH WATER</i>		4892 GAL	Rp -	Rp -
PA-BC1	<i>Bacterside</i>	11 GAL	Rp 210.900	Rp 2.303.028
KCL	<i>Potassium Chloride</i>	1365 LBS	Rp 8.300	Rp 11.329.500
PA-GL29	<i>Frac Gel</i>	191 LBS	Rp 77.500	Rp 14.810.250
PA-CH23	<i>Clay Stabilizer</i>	98 GAL	Rp 111.000	Rp 10.909.080
PA-MU1	<i>Mutual Solvent</i>	109 GAL	Rp 150.900	Rp 16.478.280
PA-EH1	<i>Non Emulsifier Surfactant</i>	55 GAL	Rp 209.100	Rp 11.416.860
PA-HPS105	<i>Multi Fuction Surfactant</i>	191 GAL	Rp 190.900	Rp 36.480.990
ECB	<i>Encapsulated Breaker</i>	22 LBS	Rp 286.400	Rp 6.254.976
PA-BF1	<i>Buffer</i>	8 GAL	Rp 65.000	Rp 532.350
XT-9	<i>Cross Linkers</i>	87 GAL	Rp 28.900	Rp 2.524.704
<b>TOTAL</b>				<b>Rp 113.040.018</b>

#### 4. Main Frac Fluid PA-FG35

*Main fracturing* merupakan tahapan utama dalam *treatment hydraulic fracturing*. Formasi target direkahkan dengan menggunakan fluida perekah dan *proppant* dengan mengacu pada *pumping schedule* yang telah didesain sebelumnya.

**Tabel 4. 4** Biaya Main Frac Fluid

<b>MAIN FRAC FLUID PA-FG35</b>				
<i>Additive</i>		Total	Cost	Price
<b>FRESH WATER</b>		<b>22,612 GAL</b>	Rp -	Rp -
PA-BC1	<i>Bacterside</i>	52 GAL	Rp 210.900	Rp 11.019.812
KCL	<i>Potassium Chloride</i>	6,531 LBS	Rp 8.300	Rp 54.210.786
PA-GL29	<i>Frac Gel</i>	914 LBS	Rp 77.500	Rp 70.865.907
PA-MU1	<i>Mutual Solvent</i>	523 GAL	Rp 150.900	Rp 78.847.302
PA-EH1	<i>Non Emulsifier Surfactant</i>	261 GAL	Rp 209.100	Rp 54.628.797
PA-CH23	<i>Clay Stabilizer</i>	470 GAL	Rp 111.000	Rp 52.199.109
PA-HPS105	<i>Multi Fuction Surfactant</i>	914 GAL	Rp 190.900	Rp 174.558.731
XT-40	<i>Ht-Gel Stabilizer</i>	261 GAL	Rp 286.400	Rp 74.823.948
ECB	<i>Encapsulated Breaker</i>	105 LBS	Rp 286.400	Rp 29.929.579
PA-BF1	<i>Buffer</i>	39 GAL	Rp 65.000	Rp 2.547.254
XT-9	<i>Cross Linkers</i>	418 GAL	Rp 28.900	Rp 12.080.514
PA-ICC	<i>Activator</i>		Rp 138.200	
			<b>TOTAL</b>	<b>Rp 615,711,738</b>

#### 5. Displacement

Tahap ini merupakan akhir dari proses *treatment hydraulic fracturing* yang dilakukan dimana dimasukan campuran bahan *additive* seperti *Potassium Chloride*, *Frac Gel*, *Mutual Solvent*, *Non Emulsifier Surfactant* dan *Activator*. Fungsinya

untuk melakukan pembersihan pada sumur DNS lapangan M yang telah dilakukan HF.

**Tabel 4. 5 Biaya Displacement**

<i>DISPLACEMENT</i>				
<i>Additive</i>		Total	<i>Cost</i>	<i>Price</i>
<i>FRESH WATER</i>		3052 GAL	Rp -	Rp -
KCL	<i>Potassium Chloride</i>	831 LBS	Rp 8.300	Rp 6.899.596
PA-GL29	<i>Frac Gel</i>	67 LBS	Rp 77.500	Rp 5.153.915
PA-MU1	<i>Mutual Solvent</i>	67 GAL	Rp 150.900	Rp 10.035.171
PA-EH1	<i>Non Emulsifier Surfactant</i>	33 GAL	Rp 111.000	Rp 3.690.868
PA-ICC	<i>Activator</i>	173 LBS	Rp 138.200	Rp 23.908.600
<b>TOTAL</b>				<b>Rp 49.688.150</b>

#### 6. *Proppant*

*Proppant* berfungsi sebagai pengganjal agar rekahan yang telah terbentuk tidak menutup kembali. Pada *treatment hydraulic fracturing* sumur DNS lapangan M menggunakan type *carbolite*. Keuntungan menggunakan *carbolite* membuat *proppant* berkinerja tinggi pada sumur minyak dan gas, kapasitas aliran tinggi untuk meningkatkan laju produksi dan konduktivitas rekahan yang tinggi.

**Tabel 4. 6 Biaya Proppant**

<i>PROPPANT</i>			
<i>Additive</i>	Total	<i>Cost</i>	<i>Price</i>
<i>12/18 Carbo Lite</i>	50,069 LBS	Rp 7.500	Rp 375.520.950
<i>12/18 Carbo Bond</i>	LBS	Rp 3.800	Rp -
<b>TOTAL</b>			<b>Rp 375.520.950</b>

### 7. *Service and Personnel*

*Service dan personnel* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk *equipment rental, personnel operation charge, mobilization dan demobilization*.

**Tabel 4. 7** *Biaya Service And Personnel*

<b>SERVICE AND PERSONNEL COSTS</b>			
<b>SERVICE TYPE</b>	<b>PRICE</b>		<b>COST</b>
<i>Equipment Rental</i>	Rp 33.000.000	5 Unit	Rp 165.000.000
<i>Personnel Operation Charge</i>	Rp 17.000.000	5 Unit	Rp 85.000.000
<i>Mob&amp;Demob</i>	Rp 506.000.000	1 time	Rp 506.000.000
<b>TOTAL SERVICE COST</b>			<b>Rp 756.000.000</b>

**Tabel 4. 8** *Investasi Sumur DNS Lapangan M*

	<b>NON CAPITAL COST</b>	<b>Total</b>
1	<i>Acid De-Ruster</i>	Rp 23.375.436
2	<i>Injection Test Fluid</i>	Rp 147.119.511
3	<i>Mini Frac Fluid</i>	Rp 113.040.018
4	<i>Main Frac Fluid</i>	Rp 615.711.738
5	<i>Displacement</i>	Rp 49.688.150
6	<i>Proppant</i>	Rp 375.520.950
7	<i>Service And Personnel Cost</i>	Rp 756.000.000
		Rp 2.080.455.803
		<b>153.539,17 US\$</b>

\*kurs dollar 1 US\$ = Rp 13.550

#### 4.2.1 **Penentuan Harga Minyak Dan Gas Bumi**

Harga minyak dan gas bumi yang digunakan dalam perhitungan keekonomian dapat mengacu kepada harga yang ditentukan oleh SKK migas selama masa produksi usulan POD 1/POD selanjutnya/ POP. Pada penelitian ini penentuan harga minyak bumi di sesuaikan dengan rata-rata ICP (*Indonesia Crude Price*) 3 tahun

terakhir. *Indonesia Crude Price* pada tahun 2019 didapatkan rata-rata sebesar 63,21 US\$/bbl, tahun 2020 sebesar 41,34 US\$/bbl, pada Januari sampai Juli tahun 2021 didapatkan rata-rata ICP sebesar 64,80 US\$/bbl. Berdasarkan ICP 3 tahun terakhir didapatkan harga tertinggi minyak bumi pada bulan Juli 2021 sebesar 72,84 US\$/bbl dan harga terendah pada April 2020 sebesar 22,26 US\$/bbl serta didapatkan harga rata-rata sebesar 56,45 US\$/bbl. Pada penelitian ini harga minyak yang digunakan yaitu 56,46 US\$/bbl dan harga gas yaitu 6 US\$/MMBTU.

#### 4.2.2 Perhitungan *Lifting* Minyak Dan Gas Bumi

Perhitungan *lifting* minyak dan gas bumi dapat diramalkan menggunakan beberapa metode peramalan. Pada penelitian ini *lifting* minyak dan gas di estimasikan menggunakan salah satu simulasi reservoir yang banyak digunakan oleh perusahaan yaitu *Computer Modelling Group* (CMG). Metode ini digunakan untuk mengetahui produksi minyak dan gas sebelum dan sesudah dilakukan *treatment hydraulic fracturing* tersebut. Hasil data *lifting* minyak dan gas bumi setelah proses *treatment hydraulic fracturing* sebagai berikut.

**Tabel 4. 9** Produksi *Lifting* Minyak Dan Gas Bumi

Tahun	<i>Oil Prod</i>	<i>Gas Prod</i>
1	43.280 bbl	124.256 MMBTU
2	18.704 bbl	50.485 MMBTU
<b>TOTAL</b>	<b>61.984 bbl</b>	<b>174.741 MMBTU</b>

#### 4.2.3 Perhitungan *Gross Revenue*

*Gross revenue* adalah pendapatan yang berhasil diterima melalui kegiatan operasional. Nilai *gross revenue* didapatkan dari hasil perkalian antara *lifting* minyak dan gas bumi pertahun terhadap *oil and gas price*. Pada sumur DNS lapangan M didapatkan *gross revenue oil* sebesar 3.498.996,8 US\$ dan gas sebesar 1.048.446 US\$. Untuk sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* memiliki nilai *gross revenue* yang sama dikarenakan rumus dan cara perhitungan yang dipakai tidak ada perbedaan.

#### 4.2.4 Perhitungan *Operating Cost*

*Operating cost* merupakan pengeluaran biaya operasional pada saat proses produksi migas. OPEX salah satu parameter keekonomian yang didapatkan dari hasil perkalian antara *lifting* minyak dan gas bumi pertahun dengan nilai harga *operating cost*. Pada lapangan yang teliti telah ditetapkan nilai opex sebesar 12 US\$/bl.

**Tabel 4. 10** *Operating Cost* Sumur DNS Lapangan M

Tahun	<i>Oil Prod</i>	<i>Gas Prod</i>	<i>Water Prod</i>	Unit
1	43.280 bbl	124.256 mmbtu	6.940 bbl	868.212 US\$
2	18.704 bbl	50.485 mmbtu	3.305 bbl	372.012 US\$
Jumlah	61.984 bbl	174.741 mmbtu	10.245 bbl	
Unit	743.808 US\$	373.476 US\$	122.940 US\$	<b>1.240.224 US\$</b>

#### 4.2.5 Perhitungan *Split Kontraktor Kontrak PSC Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*

Pada kontrak *PSC Cost Recovery*, untuk membandingkan indikator keekonomian pada sumur DNS dibutuhkan data yang sama untuk menghitung keekonomiannya. Oleh sebab itu digunakan asumsi termin fiskal pada tabel dengan struktur biaya, harga minyak maupun kondisi lapangan yang sama agar dapat hasil perbandingannya.

**Tabel 4. 11** *Fiscal Term*

<i>Fiscal Term</i>	<i>PSC Cost Recovery</i>	<i>PSC GS UU Nomor 20 Tahun 2019</i>
<i>Government Split</i>	80% ( <i>oil</i> ) / 70% ( <i>gas</i> )	31,86% ( <i>oil</i> )/29,5% ( <i>gas</i> )
<i>Contractor Split</i>	20% ( <i>oil</i> ) / 30% ( <i>gas</i> )	68,14% ( <i>oil</i> )/70,5% ( <i>gas</i> )
<i>Faktor Depresiasi</i>	25%	25%
<i>OPEX</i>	12	12
<i>Excalatian Rate</i>	2%	2%
<i>Discount Rate</i>	10%	10%
<i>Split Before Tax</i>	33,3%	
<i>FTP</i>	20%	-
<i>MARR</i>	15%	15%

<i>Investment Credit</i>	-	-
<i>DMO</i>	25%	
<i>DMO Free</i>	25%	
<i>Corporate &amp; Devident Tax</i>	40%	40%

Pada kontrak PSC *Gross Split* telah ditetapkan untuk pembagian hasilnya, dimana untuk minyak bumi 57% diperuntukan untuk pemerintah dan 43% untuk bagian kontraktor, sedangkan untuk pembagian gas bumi pemerintah mendapat 52% dan 48% untuk bagian kontraktor. Pembagian *base split* ini digunakan sebagai acuan dasar dalam penetapan persetujuan rencana pengembangan lapangan migas.

$$\text{Contractor Split} = \text{Base Split} + \text{Variable Split} + \text{Progresif Split}$$

Pada sumur DNS lapangan M mendapatkan 10% (gas) / 8% (oil) tambahan dari komponen *variable split* dan 25,14% (oil) / 22,5% (gas) dan dari komponen *progresif split*. Hasil yang didapat dari rumus sebesar 68,14 % (oil) / 70,5% (gas) untuk kontraktor dan 31,86% (oil) / 29,5% (gas) untuk pemerintah.

#### 4.2.6 Contractor Take

*Contractor Take* adalah pendapatan / laba sesudah pajak yang menjadi bagian kontraktor. *Contractor take* didapat dari pembagian *net cash flow* dibagi *gross revenue*, telah didapat hasil untuk sumur DNS lapangan M sistem PSC *Cost Recovery* 18,87% dan untuk sistem PSC *Gross Split* 21.53%.

#### 4.2.7 Government Take

*Government Take* adalah pendapatan yang diterima Pemerintah dalam sistem PSC *Cost Recovery* maupun PSC *Gross Split*. Pendapatan Pemerintah pada sistem PSC *Gross Split* didapat dari split awal sekitar 31,86 % (oil) / 29,5 % (gas) dan pajak yang didapatkan 40% dari jumlah wajib pajak kontraktor. Untuk pendapatan pemerintah pada sistem PSC *Cost Recovery* dari *split* awal sekitar 80%(oil) / 70%(gas) setelah pengurangan pada biaya *cost recovery* dan pajak yang didapatkan 40% dari jumlah wajib pajak kontraktor. Hasil yang didapatkan untuk sumur DNS

sistem PSC *Cost Recovery* 50,58% (% terhadap *gross revenue*) dan untuk sistem PSC *Gross Split* 47,92 % (% terhadap *gross revenue*).

#### 4.2.8 *Cost Recovery*

*Cost recovery* adalah pengembalian biaya operasi yang telah dikeluarkan kontraktor. Pada sistem PSC *Cost Recovery* yang mana mendapatkan hasil 30,54% (% terhadap *gross revenue*). Pada sistem PSC *Gross Split* tidak terdapat pengembalian dana karena seluruh biaya ditanggung oleh kontraktor dan pemerintah menerima sesuai dengan *split* awal yang disetujui.

### 4.3 PROYEKSI *NET CASH FLOW*

*Net cash flow* merupakan gambaran aliran dana masuk maupun dana keluar pada periode waktu tertentu, serta dapat memperkirakan arus kas di masa yang akan datang. Penelitian ini menganalisa aliran dana pada perbandingan dua sistem kontrak kerja yakni sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* yang mana dilakukan analisa ini untuk mengetahui sistem kontrak manakah yang lebih menguntungkan hasilnya untuk kontraktor dan dapat diterapkan pada sumur DNS lapangan M.

Dengan melihat aliran kas pada sumur DNS lapangan M dapat dinilai kelayakan suatu proyek tersebut untuk dapat dilaksanakan dari indikator keekonomian seperti *Net Present Value*, *Internal Rate of Return*, *Pay Out Time* dan *Profitability Index*. Sebelum menghitung nilai indikator keekonomian, yang pertama kali dilakukan adalah mencari nilai *net cash flow* dari tahun awal proyek sampai masa akhir proyek yang telah ditentukan. Nilai *discount rate* pada *treatment hydraulic fracturing* ini menggunakan nilai 10%. Berikut merupakan nilai *net cash flow* untuk sumur DNS lapangan M pada tabel 4.12 *net cash flow* PSC *cost recovery* dan *net cash flow* PSC *gross split*.

**Tabel 4.12** *Net Cash Flow*

Tahun	<i>Net Cash Flow</i> (US\$) PSC <i>Cost Recovery</i>	<i>Net Cash Flow</i> (US\$) PSC <i>Gross Split</i>
0	-153.539,17 US\$	-153.539,17 US\$
1	705.876,83 US\$	798.492,44 US\$



2	306.097,57 US\$	335.540,54 US\$
---	-----------------	-----------------

Dari tabel *net cash flow* diatas dapat dihitung untuk nilai indikator keekonomian pada dua kontrak migas yakni seperti NPV, IRR, PI, POT, *Government Take* dan *Contractor Take*. Hasil tertera pada tabel.

**Tabel 4. 13 Hasil Perbandingan Indikator Keuntungan Sumur DNS**

Indikator	Satuan	Sumur DNS Lapangan M	
		PSC <i>Cost Recovery</i>	PSC <i>Gross Split</i>
NPV	US\$	741.140,41	849.669,45
IRR	%	399,6	459,1
PI		5,83	6,53
POT	Tahun	0,22	0,19
<i>Gov. Take</i>	%	50,58	47,92
<i>Cont. Take</i>	%	18,87	21,53
<i>Cost Recovery</i>	%	30,54	

Berdasarkan Tabel diatas dapat dilihat hasil perbandingan perhitungan antara sumur DNS lapangan M dengan menggunakan dua sistem kontrak migas yakni sistem PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*, dengan harga minyak sebesar 56.46 US\$ dapat disimpulkan bahwa sistem kontrak PSC *Gross Split* lebih menguntungkan dan kontrak ini menjadi menarik untuk dapat memutuskan memilih sistem kontrak yang digunakan bagi kontraktor dikarenakan nilai NPV, IRR, POT dan PI kontraktor jauh lebih besar dibanding dengan PSC *Cost Recovery*.

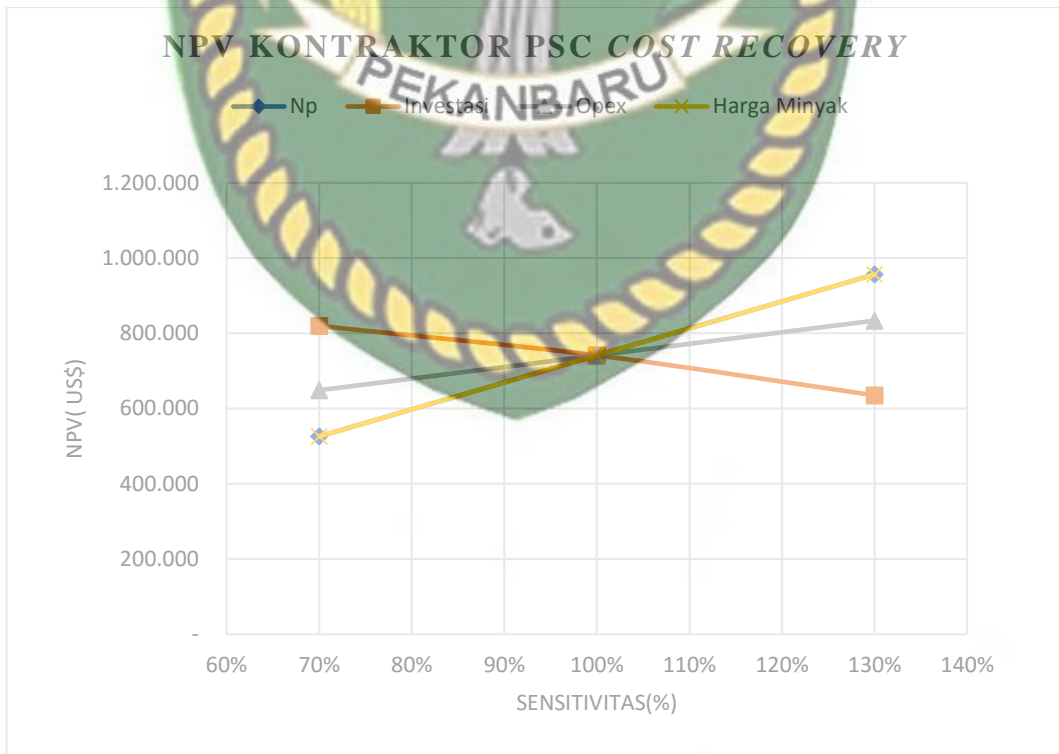
#### 4.4 ANALISIS SENSITIVITAS

Nilai parameter ekonomi biasanya diestimasi, oleh sebab itu nilai tersebut bisa berubah pada waktu tertentu. Analisis sensitivitas ini dibuat untuk melihat parameter mana yang paling berpengaruh terhadap perubahan yang terjadi pada indikator yang digunakan yaitu, kumulatif produksi, investasi, *OPEX* dan harga minyak. Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan mengasumsikan penurunan maupun kenaikan yang terjadi sebesar 30%, untuk penurunan menggunakan asumsi

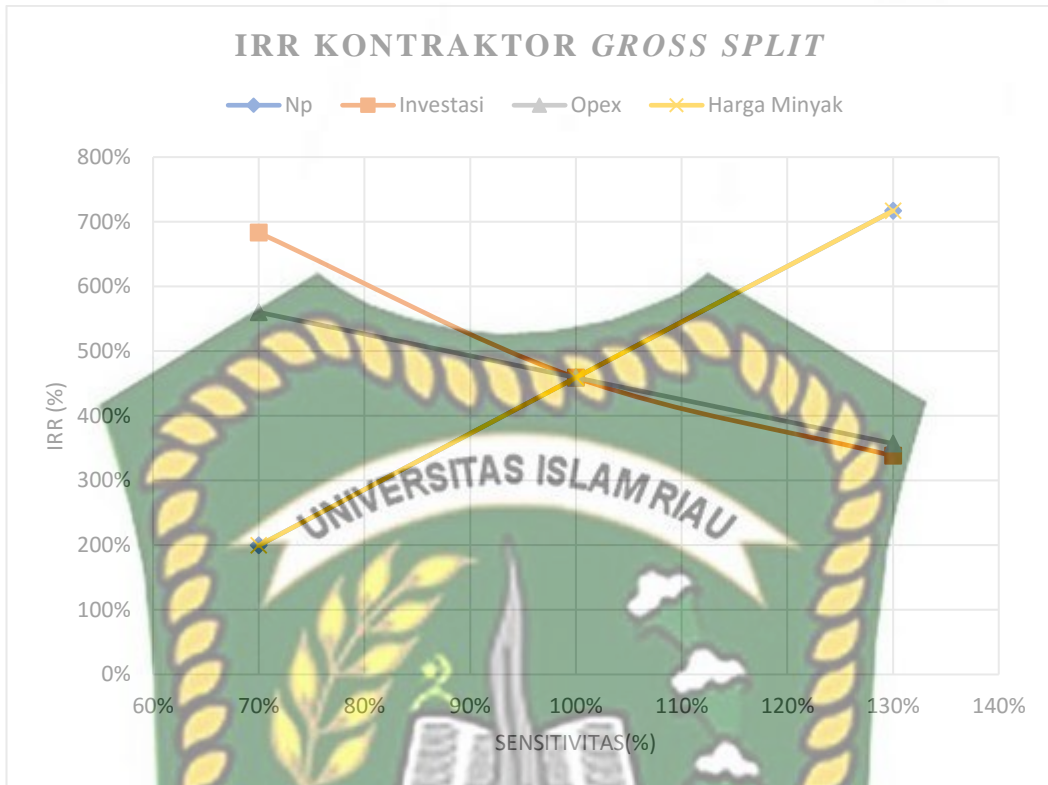
70% dan kenaikan sebesar 130%, berikut grafik analisis sensitivitas NPV, IRR dan titik kritis harga minyak.



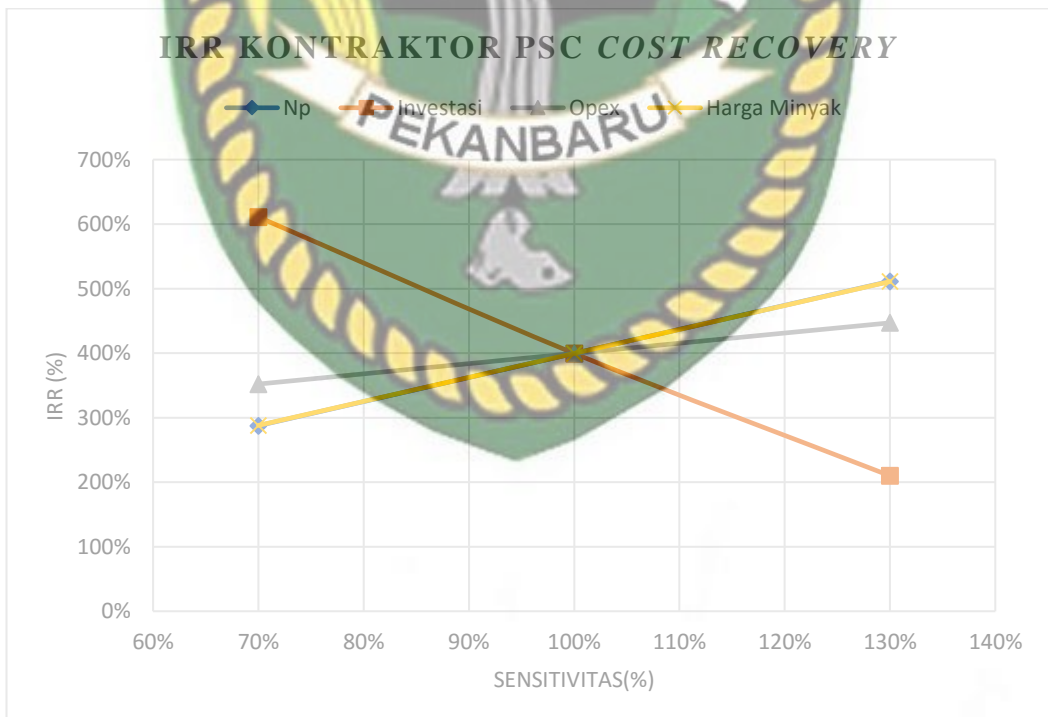
Gambar 4. 1 NPV Kontraktor PSC *Gross Split*



Gambar 4. 2 NPV Kontraktor PSC *Cost Recovery*



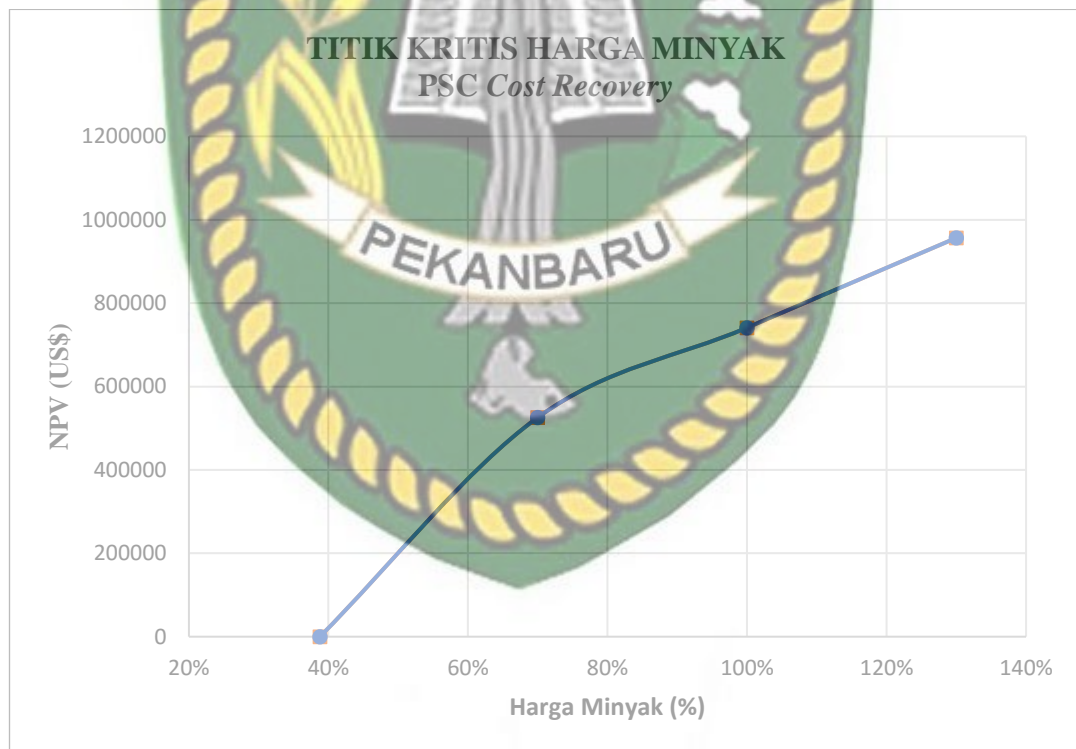
**Gambar 4. 3** IRR Kontraktor PSC *Gross Split* Sumur DNS



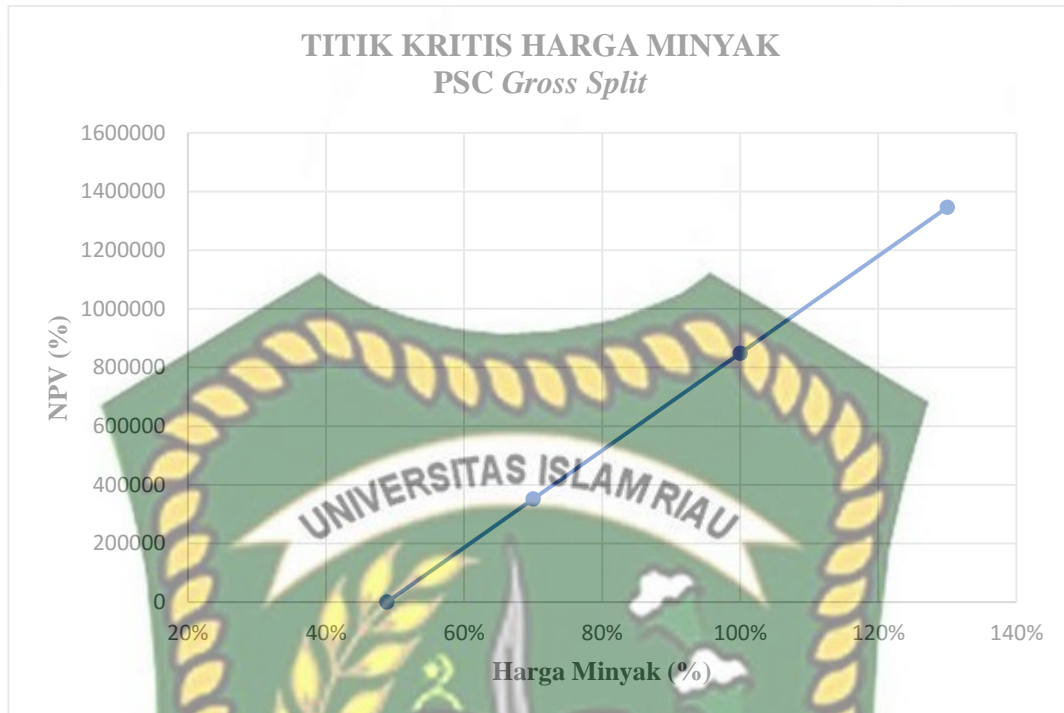
**Gambar 4. 4** IRR Kontraktor PSC *Cost Recovery* Sumur DNS

Berdasarkan gambar diatas bahwa harga minyak dan kumulatif produksi mempunyai andil yang besar terhadap pengaruh perubahan NPV dan IRR dalam semua grafik. Hal ini disebabkan karena harga minyak dan kumulatif produksi memegang peranan paling penting dalam menghitung nilai keekonomian sehingga ketika ini terjadi pengurangan atau penambahan sedikit saja, maka NPV dan IRR akan mengalami perubahan yang paling signifikan dibanding dengan parameter lainnya.

Kemudian untuk grafik yang tumpang tindih antara kumulatif produksi dengan harga minyak diakibatkan didalam proses perhitungan NPV dan IRR yang menekankan *gross revenue* hasil antara harga minyak dan kumulatif produksi sebagai perhitungan awal, sehingga ketika harga minyak terjadi perubahan beberapa persen maka NPV yang didapat akan sama ketika kumulatif produksi berubah beberapa persen juga, sehingga mengakibatkan nilai keduanya akan sama.



**Gambar 4. 5** Titik Kritis Harga Minyak PSC *Cost Recovery*



**Gambar 4. 6** Titik Kritis Harga Minyak *PSC Gross Split*

Gambar 4.5 dan 4.6 diatas merupakan titik kritis harga minyak, yang mana pada titik harga tersebut nilai NPV dan IRR bernilai nol yang menandakan jika kurang dari harga titik kritis minyak proyek tersebut tidak layak untuk dilanjutkan dan begitupun untuk hasil sebaliknya. Pada sumur DNS menggunakan sistem *PSC Cost Recovery* titik kritis minyak sebesar 21,89 US\$/bbl (38,77%) dan untuk titik kritis gas sebesar 2,32 US\$/MMBTU (38,77%). *PSC Gross Split* titik kritis minyak sebesar 27,55 US\$/bbl (48,8%) dan untuk titik kritis gas sebesar 3 US\$/MMBTU (48,8%).

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan didapatkan hasil untuk sumur DNS lapangan M menggunakan sistem PSC *Cost Recovery* dengan NPV= 741.140,41 US\$, IRR= 399,6%, PI= 5,83 dan POT= 0,22 Tahun. Untuk yang menggunakan PSC *Gross Split* mendapatkan hasil NPV= 849.669,45 US\$, IRR= 459,1%, PI= 6,53, POT= 0,19 Tahun. Dari hasil yang didapat *treatment hydraulic fracturing* ini dapat dikatakan layak untuk dikembangkan karena dari semua indikator keekonomian mencukupi syarat. Terlihat dari nilai NPV bernilai positif, nilai IRR yang lebih besar dari MARR, nilai POT yang kurang dari umur proyek dan nilai PI besar dari 1.
2. Dari empat parameter sensitivitas ekonomi yakni: kumulatif produksi, OPEX, investasi dan harga minyak, hasil menunjukkan bahwa harga minyak dan kumulatif produksi mempunyai andil yang besar terhadap kesensitivitasan NPV, IRR, POT dan PI. Dapat dilihat dari hasil grafik yang paling vertikal yakni kumulatif produksi dan harga minyak. Hal ini disebabkan karena harga minyak dan kumulatif produksi memegang peranan paling penting dalam menghitung keekonomian. Dari kedua sistem yang digunakan pada sumur DNS Lapangan M sistem PSC *Gross Split* mendapatkan hasil yang jauh lebih menguntungkan dan menarik bagi kontraktor dibandingkan dengan sistem PSC *Cost Recovery*.

### 5.2 SARAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka disarankan untuk penelitian yang selanjutnya dapat menghitung keekonomian pekerjaan *pillar fracturing* dibandingkan dengan *conventional fracturing* untuk mengevaluasi keunggulan *pillar fracturing* dan dapat melakukan perbandingan antara sistem kontrak konsesi dengan PSC *Gross Split* dan kontrak PSC *Cost Recovery*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ariyon, M. (2012). Studi Kebijakan Migas di Indonesia. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 37–51.
- Ariyon, M. (2013). Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 8–18.
- Ariyon, M., Dewi, E. K., & Energi, K. (2018). *Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract*. 23–29.
- Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020). Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 847(1), 6–12.
- Burnstad, R. G., Martin, A. N., Stemberger, D. J., & Purwanto, B. (2004). A case study of a mature field redevelopment using propped hydraulic fracturing. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE*, 1245–1257.
- Cahyaningsih, B., Prabu, U. A., Herlina, W., Pertambangan, J. T., Teknik, F., & Sriwijaya, U. (2012). *Evaluasi Hasil Aplikasi Hydraulic Fracturing Pada Reservoir Karbonat Sumur Bcn-28 Di Struktur App Pt Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field Evaluation of Application Hydraulic Fracturing Result At Carbonate Reservoir Bcn-28 Well App Structure in Pt Pertamina*.
- Cheon, D., & Lee, T. J. (2013). *Theoretical Background and Design of Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Production Theoretical Background and Design of Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Production*. December.
- Daniel, H. (2017). Indonesian milestone in production-sharing contract in perspective of government take, contractor take, cost recovery and production target. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*, 1–18.
- Dautzenberg, B., Wilde, N. J., Strauss, E., Tulsy, D. S., Beatrix, W., Gods, D., Nederlanden, K. Der, Oranje-nassau, P. Van, Antwerpen, U., Ii, M. H., Slimstuderen, A., Omdat, B., Geneeskunde, A., Om, K., Slimstuderen, A.,

Omdat, B., Veld, R. M. G. O. P. H. E. T., Thunnissen, E., Von Hippel, P. T., ... Timmann, D. (2015). *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(1), 1–13.

Economides, M. J., & Wang, X. (2010). Design flaws in hydraulic fracturing. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 1(February), 402–411.

Economides, Michael J. (2008). Enhancing Natural Gas Production. *Media*.

Fajri, M. (2020). Analisis Hukum Sistem Kontrak Gross Split Terhadap Peningkatan Investasi Hulu Minyak Dan Gas Bumi. *Jurnal Hukum & Pembangunan*, 50(1), 54.

Gandossi, L. (2013). An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. In *JRC Technical Reports* (Issue EUR 26347 EN).

Gz, D. A. N., Sistem, D., Dan, P. S. C., & Split, G. (2017). *Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan*. 273–278.

Herbohn, J. L., & Harrison, S. R. (2002). Introduction to Discounted Cash Flow Analysis and Financial Functions in Excel. *Socio-Economic Research Methods in Forestry: A Training Manual*, January 2002, 109–118.

Hernandoko, A. (2018). *Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil ( Product Sharing Contract ) Ke Kontrak Bagi Hasil Gross Split Terhadap Investasi Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia*. VI(2), 160–167.

Jaluakbar, W., & Putra, I. S. (2017). Accelerated depreciation increase the economical of PSC contractors project in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*.

Janszen, M., Bakker, T., & Zitha, P. L. J. (2015). Hydraulic fracturing in the Dutch posedonia shale. *SPE - European Formation Damage Conference, Proceedings, EFDC, 2015-Janua*, 560–593.



- King, G. E. (2012). SPE 152596 Hydraulic Fracturing 101. *Spe*, 1–80.
- Latumaerissa Apfia Grace Yolanda Murti, Fathaddin Muh Taufiq, W. C. (2015). *Evaluasi Hydarulic Fracturing Sumur Id-18, Id-25, Dan Id-29 Pada Lapangan A* (Makalah dipublikasikan pada seminar nasional cendekiawan 2015 (ed.)). Universitas Trisakti.
- Limbong, B. H. (2008). *Optimasi Produksi Lapisan Conglomerate Di Struktur Cemara*.
- Marongiu-Porcu, M., Economides, M. J., & Holditch, S. A. (2008). Economic and physical optimization of hydraulic fracturing. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 1(February), 97–112.
- Mentri ESDM. (2017). Permen ESDM Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split. In *Kementrian ESDM* (p. 400). [https://jdih.esdm.go.id/peraturan/Permen ESDM Nomor 08 Tahun 2017.pdf](https://jdih.esdm.go.id/peraturan/Permen%20ESDM%20Nomor%2008%20Tahun%202017.pdf)
- Michael, j, E., & Kenneth. G, N. (2013). *Reservior Stimulation*. Wiley New York, 18.
- Nugroho, W. A., Hulu, P., Onwj, E., Panaiputra, H. G., & Kusuma, D. N. (2019). *SPE-196438-MS Optimizing Operating Cost Through Production Management and Techno-Economic Approach in Mature Field and Gross-Split Scheme*.
- Pengembangan, P., Cbm, L., Cekungan, Z. D. I., & Fiqri, A. (2015). *No Title*. 539–547.
- Permen No. 52 Th 2017.pdf*. (n.d.).
- Pramadika, H., Trisakti, U., Trisakti, U., & Split, V. (2018). *Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel*. VII(3), 113–117.
- 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.

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.*

Reza, M. (2015). *Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “ Veteran ” Yogyakarta Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “ Veteran ” Yogyakarta.*

Services, B. (2007). 9. *The Step Rate Test.* 1–3.

Shobah, S., Widhiyanti, H. N., Audrey, P., & Kn, M. (2015). Cost Recovery Dalam Kontrak Kerjasama Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia Ditinjau Dari Hukum Kontrak Internasional. *Jurnal. Universitas Brawijaya*, 79.

Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2015a). Hydraulic fracturing. *Hydraulic Fracturing*, August, 1–757.

Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2015b). Hydraulic fracturing. *Hydraulic Fracturing*, 1–757.

Speight James. (2016). *Handbook of Hydraulic Fracturing - Knovel.* In *John Wiley and sons.*

William, Kartoatmodjo, T., & Prima, A. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 273–278.

Yasuha, J. X. L., & Saifi, M. (2017). Analisis Kelayakan Investasi Atas Rencana Penambahan Aktiva Tetap. *Jurnal Administrasi Bisnis*, 46(1), 118.

## LAMPIRAN

## LAMPIRAN I Rincian Biaya Investasi

COMPANY :	PETROCHINA JABUNG	
TYPE OF JOB	PROP FRAC	
LOADED BY		DATE

ITEM	MATERIAL DESCRIPTION	TOTAL		Qty / PACKIN	AMOUN T	PACKING
		AMOUNT	UNIT			
1	PA-COF2 Corrosion Inhibitor	8	GAL	55	1	Drums
2	PA-DM4 Pipe Dope Resistant Product	55	GAL	55	1	Drums
3	PA-PA21 Anti paraffin agent	55	GAL	55	1	Drums
4	HCL 32% HCL	365	GAL	55	7	Drums
5	PA-BC1 Bacterside	79	GAL	55	2	Drums
6	KCL Potassium chloride	10,670	LBS	55	195	Sacks
7	PA-GL29 High Temperature Frac gel	1,327	LBS	55	25	Sacks
8	PA-MU1 Mutual solvent	854	GAL	55	16	Drums
9	PA-CH23 Clay stabilizer	685	GAL	55	13	Drums
10	PA-EH1 Non emulsifier surfactant	427	GAL	55	8	Drums
11	PA-HPS105 Fluid Recovery Agent	1,377	GAL	55	26	Drums
12	ECB Encapsulated Breaker	165	LBS	55	4	Sacks
13	PA-BF1 Buffer	47	GAL	55	1	Drums
14	XT-9 Cross linkers	505	GAL	55	10	Drums
15	12/18 Carbo Lite	50,009	LBS	3200	16	Sacks
16	12/18 Carbo Bond	0	LBS	3200	0	Sacks
17	PA-ICC Iron Reducing Agent	173	LBS	55	4	Sacks
18	XT-40 HT-Gel Stabilizer	261	GAL	55	5	Drums

PETROCHINA JABUNG	
TYPE OF JOB	: PROPPANT FRACTURING
INSPECT BY	DATE

No	EQUIPMENT	PHYSICALS			Tested	CONDITION
		Amount	Size	Capacity		
1	TWIN PUMP Unit	1 Unit	450-HHP	900 HHP		Complete Set
2	Frac Pump 1000 HHP	1 Unit		1000 HHP		Complete Set
3	Frac Pump 1000 HHP	1 Unit		1000 HHP		Complete Set
4	Frac Pump 1000 HHP	1 Unit		1000 HHP		Complete Set
5	Mixing Tank	1ea		200 BBL		
6	Mixing Tank	1ea		200 BBL		
7	Mixing Tank	1ea		200 BBL		
8	Batch Mixer	1 Unit		100 BBL		
9	Chemical Transfer Pump	2ea				
10	3" HP Treating Line	1 Set	3"	10K PSI		
11	Pressure Relieve Valve	1	2"	10K PSI		
12	Master Valve	1ea	3"	10K PSI		
13	Manifold	1ea	3"	10K PSI		
14	Bleed Off Valve	1ea	2"	10K PSI		
15	Return Line	1 Set		10K PSI		
16	Pressure Transducers	1ea				
17	Flow meters	1ea				
18	Blender	1 Unit	35 BPM	24 PPA		
19	4" Suction Line	1 Set				
20	4" Discharge Line	1 Set				
21	Control Cabin	1 Unit				
22	Control Panel	1ea				
23	DAS	1ea				
24	Computer	1 Unit				
25	Communication Set	8 Set				
26	Gen Set	1 Unit				
27	Electrical Line					
28	Sand Silo	2ea				
29	Compressor					



MAIN FRAC FLUID PA-FG35		26,126 GAL	622.04 bbl		
Additive	Concentration	Total	Cost	Price	
FRESH WATER	866 GPT	22,612 GAL	Rp -	Rp -	
PA-BC1	Bactericide	2 GPT	52 GAL	Rp 210,900.00	Rp 11,019,812
KCL	Potassium chloride	250 PPTG	6,531 LBS	Rp 8,300.00	Rp 54,210,785
PA-GL29	Frac gel	35 PPTG	914 LBS	Rp 77,500.00	Rp 70,885,907
PA-MU1	Mutual solvent	20 GPT	523 GAL	Rp 150,900.00	Rp 78,847,302
PA-EH1	Non emulsifier surfactant	10 GPT	261 GAL	Rp 209,100.00	Rp 54,628,797
PA-CH23	Clay stabilizer	18 GPT	470 GAL	Rp 111,000.00	Rp 52,199,109
PA-HPS105	Multi Fuction Surfactant	35 GPT	914 GAL	Rp 190,900.00	Rp 174,558,731
RT-40	HT-Gel Stabilizer	10 GPT	261 GAL	Rp 286,400.00	Rp 74,823,948
ECB	Encapsulated Breaker	4 PPTG	105 LBS	Rp 286,400.00	Rp 29,929,579
PA-BF1	Buffer	1.5 GPT	39 GAL	Rp 65,000.00	Rp 2,547,254
RT-9	Cross linkers	18 GPT	478 GAL	Rp 28,900.00	Rp 12,080,514
PA-ICC	Activator	55 PPTG	- LBS	Rp 138,200.00	Rp -
<b>TOTAL</b>				Rp	615,711,738

DISPLACEMENT		3,325 GAL	79.17 bbl		
Additive	Concentration	Total	Cost	Price	
FRESH WATER	3180 GPT	3052 GALS	Rp -	Rp -	
KCL	Potassium chloride	10 PPTG	27 LBS	Rp 8,300.00	Rp 6,899,595
PA-GL29	Frac gel	20 PPTG	57 LBS	Rp 77,500.00	Rp 5,153,915
PA-MU1	Mutual solvent	20 GPT	67 GAL	Rp 150,900.00	Rp 10,035,171
PA-EH1	Non emulsifier surfactant	10 GPT	33 GAL	Rp 111,000.00	Rp 3,690,865
PA-ICC	Activator	55 PPTG	173 LBS	Rp 138,200.00	Rp 23,908,600
<b>TOTAL</b>				Rp	49,688,150

PROPPANT			Total	Cost	Price
12/18 Carbo Lite			50,069 LBS	Rp 7,500.00	Rp 375,520,950
12/18 Carbo Bone			- LBS	Rp 3,800.00	Rp -
<b>TOTAL</b>				Rp	375,520,950

**TOTAL MATERIAL PRICE** Rp 1,324,455,803

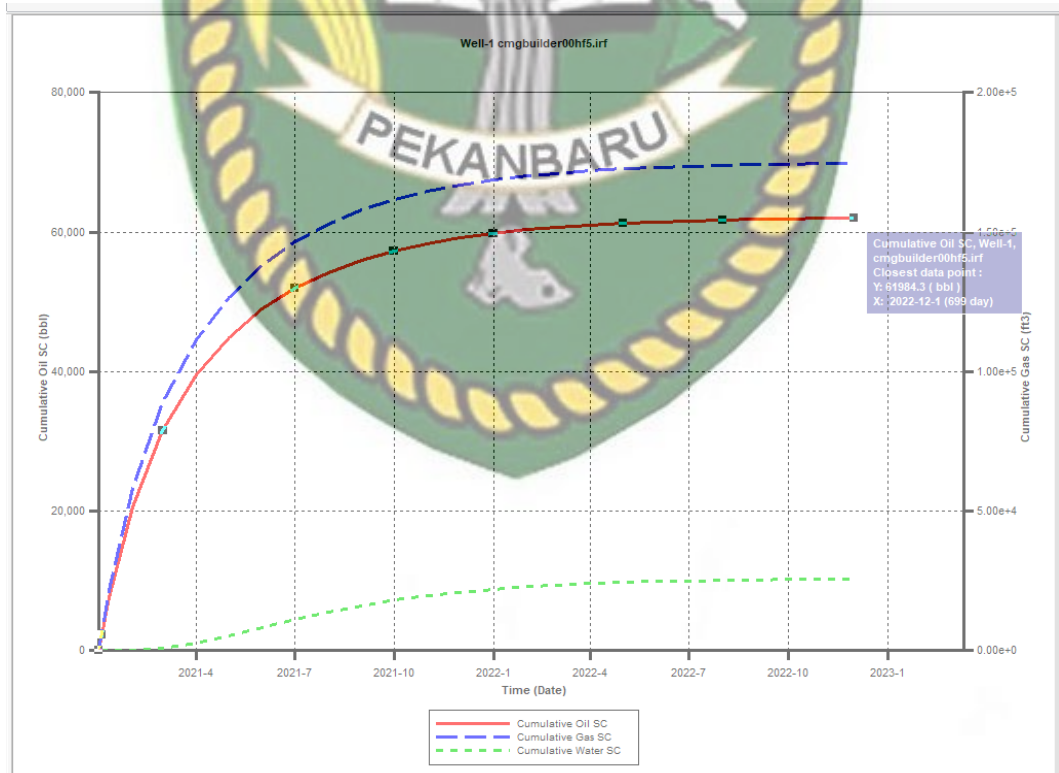
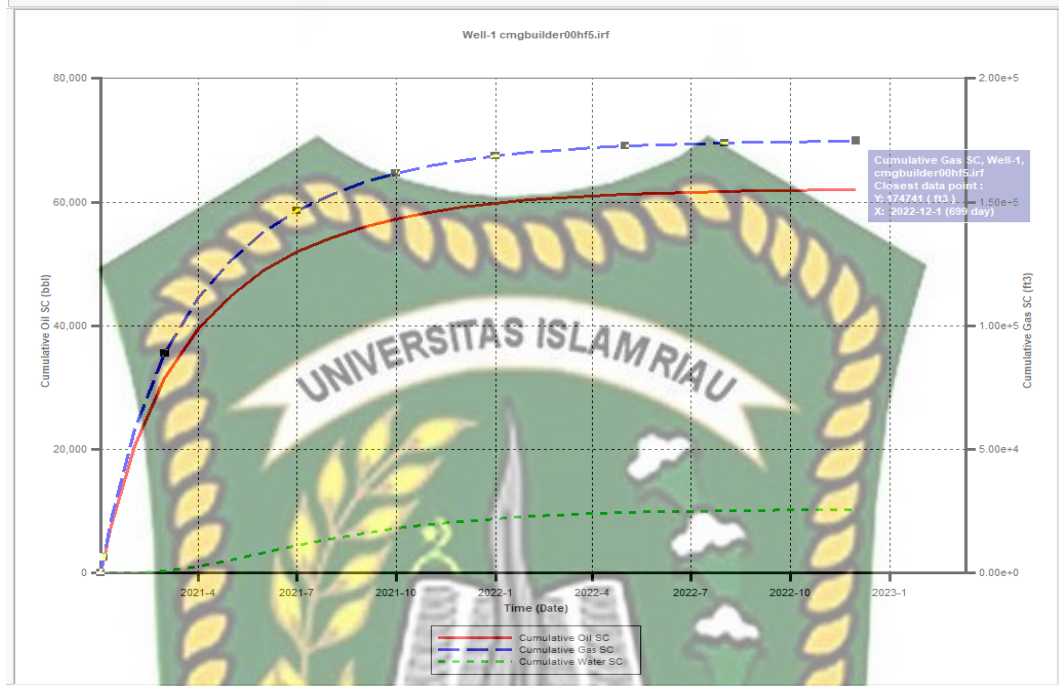
SERVICE AND PERSONNEL COSTS			
SERVICE TYPE	PRICE	UNIT	COST
Equipment Rental	Rp 33,000,000.00	5.00	Rp 165,000,000
Personnel Operation Charge	Rp 17,000,000.00	5.00	Rp 85,000,000
<b>TOTAL SERVICE COST</b>			Rp 250,000,000

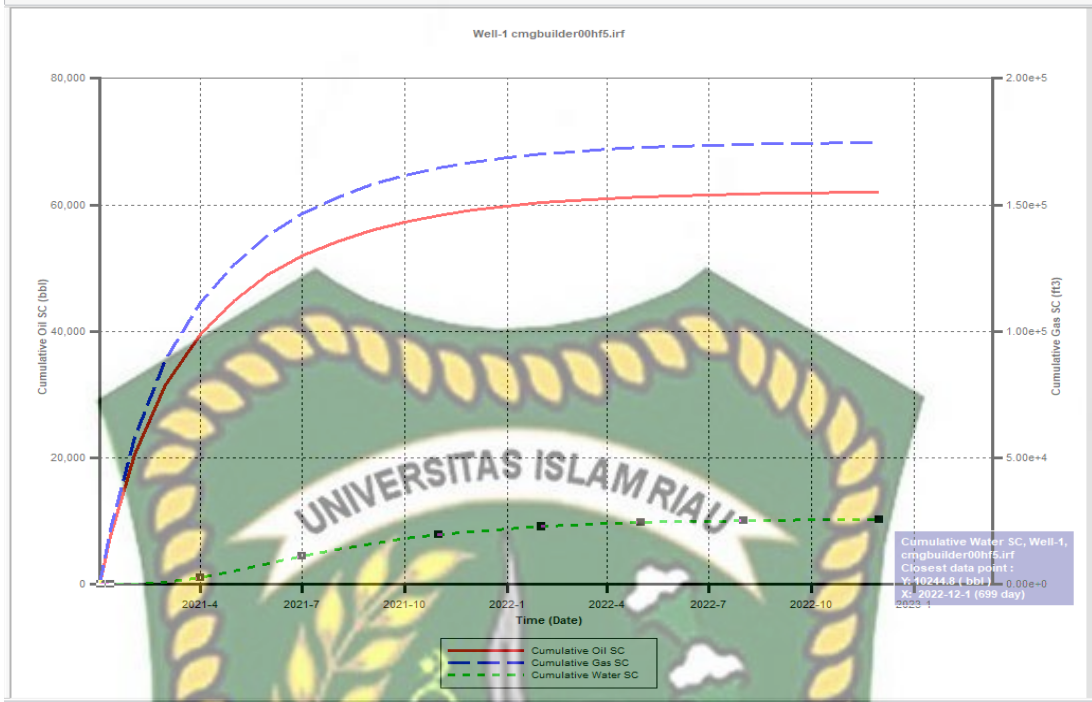
Total estimated price for products and services for:  
Fracturing WB-D3 Rp 1,574,455,803

Mob&Demob	Rp 506,000,000.00	1 time	Rp 506,000,000
-----------	-------------------	--------	----------------

LAMPIRAN II Kumulatif Produksi setelah *Treatment Hydraulic Fracturing* di CMG

Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
 Perpustakaan Universitas Islam Riau





LAMPIRAN III Variabel dan Progresif Split pada Sistem *PSC Gross Split*

			Base Split	Cotractor	43%	43%	48%	48%
				Government	57%	57%	52%	52%
VARIABEL SPLIT								
No.	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)	Data Lapangan	Tahun			
					1	2	1	2
1	Status Lapangan	POD I	5%	POD I	5%	5%	5%	5%
		POD II	3%					
		No POD	0%					
2	Lokasi lapangan	Onshore	0%	Onshore	0%	0%	0%	0%
		0-20	8%					
		20-50	10%					
		50-150	12%					
		150-1000	14%					
Offshore (*h=kedalaman laut dalam meter)	>1000	10%						
3	Kedalaman Reservoir (m)	≤2500	0%	≥2500	0%	0%	0%	0%
		>2500	1%					
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Development	0%	Well Development	0%	0%	0%	0%
		New Frontier Offshore	2%					
		New Frontier Onshore	4%					
5	Reservoir Condition	Conventional	0%	0	0%	0%	0%	0%
		Unconventional	16%					
6	Kandungan CO <sub>2</sub> (%)	<5	0%	<5	0%	0%		
		05-010	0,5%					
		010-020	1%	0,1-0,2			1%	1%
		020-040	1,5%					
		040-060	2%					
≥60	4%							
7	Kandungan H <sub>2</sub> S (ppm)	<100	0%	<100	0%	0%		
		100-1000	1%	100-1000			1%	1%
		1000-2000	2%					
		2000-3000	3%					
		3000-4000	4%					
≥4000	5%							
8	Berat Jenis Minyak Bumi	<25	1%	≥25	0%	0%	0%	0%
		≥25	0%					
9	Tingkat Komponen Dalam Negeri	30-50	2%	50-70	3%	3%	3%	3%
		50-70	3%					
		70-100	4%					
10	Tahapan Produksi	Primer	0%	Primer	0%	0%	0%	0%
		Sekunder	6%					
		Tersier	10%					
PROGRESIF SPLIT								
11	Jumlah Kumulatif Produksi minyak dan gas bumi (mmboe)	<30	10%	≥175	10%	10%	10%	10%
		30≤x<60	9%					
		60≤x<90	8%					
		90≤x<125	6%					
		125≤x<175	4%					
≥175	0%							
12	Harga Minyak	(85-ICP)*0,25%		Split	7,14%	7,14%		
				OIL Price	56,46	56,46		
13	HARGA GAS	< 7	(7- HGB)*2.5%	SPLIT			2,5%	2,5%
		7 sampai 10		GAS PRICE			6	6
		> 10	(10- HGB)*2.5					
				SENSITIVITY	100%			
				Cotractor	68,14%	68,14%	70,50%	70,50%
				Government	31,87%	31,87%	29,50%	29,50%
				Improvement Total Split				



## LAMPIRAN IV Model Perhitungan Sumur DNS Lapangan M dengan Sistem PSC

### Cost Recovery

SENSITIVITY	PRODUKSI	INVESTMENT	OPEX
	100%	100%	100%

No.	YEAR	UNIT	0	1	2	TOTAL	year	1	2	total
1	TOTAL PRODUKSI	Point		43.280,00	18.704,00		total produksi	124.256	50.485	
		100%		43.280,00	18.704,00	61.984,00		124.256	50.485	174.741
		70%		30.296,00	13.092,60			86979,2	35339,5	
		130%		56.264,00	24.315,20			161532,8	65630,5	
2	OIL PRICE	point		56,46	56,46		gas price	6	6	
		100%		56,46	56,46			6	6	
		70%		39,52	39,52			4,2	4,2	
		130%		73,40	73,40			7,8	7,8	
3	CAPITAL EXPENDITURE	(US\$)								
4	NON CAPITAL EXPENDITURE	(US\$)	153.539,00							
5	GROSS REVENUE	(US\$)		2.443.588,80	1.056.027,84	3.499.616,64		745536,00	302910,00	1048446,00
6	FIRST TRANCHE PETROLEUM	(US\$)		488.717,76	211.205,57	699.923,33		149107,2	60582	209689,2
7	REMAINING REVENUE	(US\$)		1.954.871,04	844.822,27	2.799.693,31		596428,80	242328,00	838756,80
<b>COST RECOVERY</b>										
8	DEPRESIASI	(US\$)								
9	ESCALATION FACTOR	(US\$)		1,00	1,02			1	1,02	
10	OPERATING COST	point		602.640,00	269.390,16	872.030,16		257.081,38	106.540,76	363.622,14
		100%		602.640,00	269.390,16	872.030,16		257.081,38	106.540,76	
		70%		421.848,00	188.573,11			179.956,97	74.578,53	
		130%		783.432,00	350.207,21			384.205,79	138.502,99	
11	INVESTMENT CREDIT	(US\$)								
12	COST RECOVERY	(US\$)	153.539,00	602.640,00	269.390,16	1.025.569,16		257.081,38	106.540,76	363.622,14
13	RECOVERY	(US\$)		602.640,00	269.390,16	872.030,16		257081,3793	106540,7586	
14	UNRECOVERED	(US\$)								
<b>CONTRACTOR SHARE</b>										
15	ETS CONT. & GOI	(US\$)		1.852.231,04	575.432,21	1.927.663,15		339347,42	135787,24	475134,66
16	FTP CONTRACTOR	(US\$)								
17	ETS	(US\$)		450.748,68	191.810,70	642.559,38		169673,7103	67893,62069	237567,331
18	DMO	(US\$)		3.606,67	1.558,67	5.165,33		10354,66667	4207,083333	14561,75
19	DMO FEE	(US\$)		50.908,10	22.000,58	72.908,68		15532	6310,625	21842,625
20	DMO NET	(US\$)		152.724,30	66.001,74	218.726,04		46596	18931,875	65527,875
21	CONTRACTOR TOTAL INCOME	(US\$)		1.053.383,68	461.200,86	1.514.584,54		123.077,71	48.961,75	172039,456
<b>GOVERNMENT SHARE</b>										
22	FTP GOVERNMENT	(US\$)		637.824,96	271.787,57	909.612,53				
23	ETS	(US\$)		298.847,36	114.231,25	413.078,61		169673,7103	67893,62069	237567,331
24	TAX	(US\$)		421.353,47	184.430,35	605.833,82		49.231,08	19.584,70	68.815,78
25	GOVERNMENT TOTAL INCOME	(US\$)		1.358.025,79	570.499,16	1.928.524,95		265.500,79	106.410,19	371.910,99
<b>CONTRACTOR CASH FLOW</b>										
26	CASH IN	(US\$)		1.176.461,39	510.162,61	1.686.624,00		123.077,71	48.961,75	172.039,46
27	CASH OUT	(US\$)	153.539,00	470.584,56	204.065,04	828.188,60		49.231,08	19.584,70	68.815,78
28	NET CASH FLOW	(US\$)	(153.539,00)	705.876,83	306.097,57	858.435,40		73.846,63	29.377,05	103.223,67
29	CUM. CCF	(US\$)	(153.539,00)	552.337,83	858.435,40					

a. *Gross Revenue* Sumur DNS

$$\text{Gross Revenue} = \text{Produksi Minyak Pertahun} \times \text{Harga Minyak}$$

Tahun	Produksi Minyak (bbl)	Harga Minyak (US\$/bbl)	<i>Gross Revenue</i> (US\$)
1	43.280	56,46	2.443.588,8
2	18.704	56,46	1.056.027,84

$$\text{Gross Revenue} = \text{Produksi gas Pertahun} \times \text{Harga gas}$$

Tahun	Produksi gas (MMBTU)	Harga gas (US\$/bbl)	<i>Gross Revenue</i> (US\$)
1	124.256	6	745.536
2	50.485	6	302.910

b. *Operating Cost* Sumur DNS

**OPEX : 12 US\$/bbl Sumur DNS**

$$\text{Operating Cost} = \text{Total produksi oil pertahun} + \text{Total produksi gas pertahun} + \text{Total produksi water pertahun}$$

Tahun	Produksi Minyak(bbl)	Produksi Gas (bbl)	Produksi Air (bbl)	OPEX (US\$/bbl)	<i>Operating Cost</i> (US\$)
1	43.280	21.423	6.940	12	868.212
2	18.704	8.704	3.305	12	372.012

## c. Menghitung NPV sumur DNS

Tahun	<i>Net Cash Flow</i> (US\$)	<i>Net Cash Flow</i> (US\$)
	<i>PSC Cost Recovery</i>	<i>PSC Gross Split</i>
0	-153.539,17 US\$	-153.539,17 US\$
1	705.876,83 US\$	798.492,44 US\$
2	306.097,57 US\$	335.540,54 US\$

Nilai *Cash Flow* didapat dari nilai *cash in* dikurang nilai *cash out*

**Discount rate 10%**

- NPV Sumur DNS *PSC Cost Recovery*

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} \dots \frac{CF_n}{(1+i)^n}$$

$$NPV = (-153.539,17) + \frac{705.876,83}{(1+0.1)^1} + \frac{306.097,57}{(1+0.1)^2}$$

$$NPV = 741.140,41 \text{ US\$}$$

- NPV Sumur DNS PSC *Gross Split*

$$NPV = (-153.539,17) + \frac{798.492,44}{(1+0.1)^1} + \frac{335.540,54}{(1+0.1)^2}$$

$$NPV = 849.669,45 \text{ US\$}$$

- d. Menghitung IRR sumur DNS

Menghitung nilai IRR dilakukan dengan *trial and error* pada nilai NPV, hingga didapatkan NPV positif dan negatif kemudian dilakukan interpolasi yang mana NPV bernilai nol.

- IRR Sumur DNS PSC *Cost Recovery*

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} \times (i_2 - i_1)$$

$$IRR = 399,6 \%$$

- IRR Sumur DNS PSC *Gross Split*

$$IRR = 459,1 \%$$

- e. Menghitung POT Sumur DNS

Parameter yang digunakan untuk mendapatkan nilai POT adalah *cash flow* dan kumulatif produksi

- POT Sumur DNS PSC *Cost Recovery*

Tahun	<i>Net Cash Flow (US\$)</i> PSC <i>Cost Recovery</i>
0	-153.539,17 US\$
1	705.876,83 US\$
2	306.097,57 US\$

Dari tabel tersebut diketahui bahwa pada tahun pertama investasi menutupi investasi pada tahun nol. Selanjutnya mencari nilai POT menggunakan interpolasi :

$$POT = T_1 + \left( \frac{Cum_1}{Cum_1 - Cum_2} \times (T_2 - T_1) \right)$$

$$POT = 0,22 \text{ tahun}$$

- POT Sumur DNS PSC *Gross Split*

Tahun	Net Cash Flow (US\$)
0	-153.539,17 US\$
1	798.492,44 US\$
2	335.540,54 US\$

$$POT = T_1 + \left( \frac{Cum_1}{Cum_1 - Cum_2} \times (T_2 - T_1) \right)$$

$$POT = 0,19 \text{ tahun}$$

- f. Menghitung PI Sumur DNS

- PI Sumur DNS PSC *Cost Recovery*

$$PI = \frac{PV}{Inv}$$

$$PI = 5,83$$

- PI Sumur DNS PSC *Gross Split*

$$PI = \frac{PV}{Inv}$$

$$PI = 6,53$$

g. Sensitivitas dan Harga Titik Kritis Minyak Sumur DNS PSC *Cost Recovery*

PARAMETER	%	Nilai	NPV	IRR
Kumulatif produksi (Np)	70%	71650	525.796	288%
	100%	102357	741.140	400%
	130%	133064	956.485	511%
Investasi	70%	107477	819.445	611%
	100%	153539	741.140	400%
	130%	199601	635.199	210%
Opex	70%	864957	648.681	352%
	100%	1235652	741.140	400%
	130%	1606348	833.599	447%
Harga Minyak	70%	40	525.796	288%
	100%	56,46	741.140	400%
	130%	73	956.485	511%
Titik Kritis Harga Minyak	39%	21,89	0	
harga gas	70%	4,20	525.796	288%
	100%	6,00	741.140	400%
	130%	7,80	956.485	511%

h. Model perhitungan sumur DNS dengan Sistem PSC *Gross Split*

YEAR	UNIT	-	1	2	TOTAL	1	2	total
OIL PRICE	point	-	56,46	56,46	-	6	6	
	100%		56,46	56,46		6	6	12
	70%		39,52	39,52		4,2	4,2	8,4
	130%		73,40	73,40		7,8	7,8	15,6
TOTAL PRODUKSI	point	-	43.280	18.704	-	124256	50485	
	100%		43.280	18.704	61.984,00	124256	50485	174741
	70%		30.296	13.093		86979,2	35339,5	122318,7
	130%		56.264	24.315		161532,8	65630,5	227163,3
CAPITAL EXPENDITURE	(US\$)	-	-	-	-			
NON CAP. EXPENDITURE	(US\$)	153.539,00	-	-	-			
GROSS REVENUE	(US\$)	-	2.443.588,80	1.056.027,84	3.499.616,64	745536	302910	1048446
CONTRACTOR SHARE								
ETS CONTRACTOR	(US\$)	-	1.664.939,23	719.524,57	2.384.463,80	525602,88	213551,55	739154,43
DEPRESIASI	(US\$)	-	-	-	-			
OPERATING COST	point	-	602.640,00	269.390,16	872.030,16	257.081,38	106.540,76	363622,1379
	100%		602.640,00	269.390,16		257081,3793	106540,7586	
	70%		421.848,00	188.573,11		179956,9655	74578,53103	
	130%		783.432,00	350.207,21		334205,7931	138502,9862	
DEDUCTIBLE EXPENSES	(US\$)	-	602.640,00	269.390,16	872.030,16	257081,3793	106540,7586	363622,1379
CONT. TAXABLE SHARE	(US\$)	-	1.062.299,23	450.134,41	1.512.433,64	268521,5007	107010,7914	375532,2921
GOVERNMENT TSHARE								
GOVERNMENT TAX	(US\$)	-	424.919,69	180.053,76	604.973,46	107408,6003	42804,31655	
ETS GOVERNMENT	(US\$)	-	778.649,57	336.503,27	1.115.152,84	219933,12	89358,45	309291,57
GOVERNMENT SHARE	(US\$)	-	1.203.569,26	516.557,03	1.720.126,30	327341,7203	132162,7666	459504,4868
CONTRACTOR CASH FLOW								
CASH IN	(US\$)	-	2.190.542,11	933.076,12	3.123.618,23	525602,88	213551,55	
CASH OUT	(US\$)	153.539,00	1.392.049,67	598.789,00	2.144.377,67	364489,9796	149345,0752	
NET CASH FLOW	(US\$)	(153.539,00)	798.492,44	334.287,12	979.240,56	161112,9004	64206,47483	225319,3752
CUM. CCF	(US\$)	(153.539,00)	644.953,44	979.240,56				

i. Sensitivitas dan Harga Titik Kritis Minyak Sumur DNS PSC *Gross Split*

PARAMETER	%	Nilai	NPV	IRR
Kumulatif produksi (Np)	70%	71649,732	351.377	199%
	100%	102356,76	848.634	459%
	130%	133063,788	1.345.891	717%
Investasi	70%	107477,3	894.695	683%
	100%	153539	848.634	459%
	130%	199600,7	802.572	338%
Opex	70%	864956,61	1.045.239	560%
	100%	1235652,3	848.634	459%
	130%	1606347,99	652.028	357%
Harga gas	70%	4,2	351.377	199%
	100%	6	848.634	459%
	130%	7,8	1.345.891	717%
Titik Kritis Harga Minyak	49%	27,55	0	0%
Harga Minyak	70%	39,52	351.377	
	100%	56,46	848.634	459%
	130%	73,40	1.345.891	



**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](http://www.eng.uir.ac.id) Email: [fakultas\\_teknik@uir.ac.id](mailto:fakultas_teknik@uir.ac.id)

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI**

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 10 November 2021, Nomor: 0297.B/KPTS/FT-UIR/2021, maka pada hari Kamis, tanggal 11 November 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 : Mulyadi
2. NPM : 153210145
3. Judul Skripsi : Analisis Keekonomian pada Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* Lapangan M dengan Menggunakan Sistem *PSC Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*
4. Waktu Ujian : 10.00 – 11.00 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 = **86,88** Nilai Huruf = **A**

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Muhammad Ariyon, S.T., M.T.	Ketua	1.
2	Novrianti, S.T., M.T.	Anggota	2.
3	Hj. Fitrianti, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian  
 Ketua,

Muhammad Ariyon, S.T., M.T.  
 NIDN. 1005107603

Pekanbaru, 11 November 2021

Mengetahui,  
 Dekan Fakultas Teknik



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

Perpustakaan Universitas Islam Riau  
 Dokumen ini adalah Arsip Miik :



RefNo. 333 /PCJL-JMB/21

28 April 2021

Kepada Yth.  
Dekan Universitas Islam Riau  
Fakultas Teknik  
Jl. Kaharuddin Nasution No.113 Marpoyan Pekanbaru  
Riau 28284  
Telp. +62761674674  
U.P. : Dr. Eng. Muslim,S.T.,M.T.

Perihal : Permohonan Izin Penelitian

Dengan hormat,

Menindaklanjuti surat Saudara No. 0981/E-UIR/27-T/2021 tanggal 26 April 2021 perihal tersebut di atas dengan ini disampaikan bahwa kami menyetujui permohonan tersebut untuk mahasiswa Jurusan Teknik atas nama:

- Mulyadi NPM. 15320145

Program tersebut kami jadwalkan untuk dilaksanakan selama satu bulan mulai tanggal 25 Mei 2021 sampai dengan tanggal 25 Juni 2021, Secara Virtual / Online. Untuk petunjuk teknis pelaksanaan program, mahasiswa tersebut dapat berkordinasi ke bagian Training Development, (Bp. Abdullah Syarofi /Bp. Irwansyah, telp: 0741-570488 ext. 6024).

Demikian kami sampaikan untuk dapat dimaklumi. Atas perhatian dan kerja sama Saudara diucapkan terima kasih.

Hormat Kami,  
**PetroChina International Jabung Ltd.**



  
-Agung Bratanata-  
Field Admin Superintendent



SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
NOMOR : 928/KPTS/FT-UIR/2021  
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

**DEKAN FAKULTAS TEKNIK**

- Membaca : Surat Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Nomor : 70/TA-TP/FT/2021 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.	Muhammad Ariyon, S.T., M.T.	Lektor	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : Mulyadi  
NPM : 153210145  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)  
Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Pada Pekerjaan Hydraulic Fracturing Lapangan M Dengan Menggunakan Sistem PSC Cost Recovery dan PSC Gross Split

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

Ditetapkan di : Pekanbaru  
Pada Tanggal : 3 Muharram 1443 H  
12 Agustus 2021 M

Dekan,



**Dr. Eng. Muslim, ST., MT**  
NPK : 09 11 02 374

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*

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
NOMOR : 0297.B/KPTS/FT-UIR/2021  
TENTANG PENETAPAN DOSEN PENGUJI SKRIPSI MAHASISWA FAK. TEKNIK UNIV. ISLAM RIAU

**DEKAN FAKULTAS TEKNIK**

Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.  
2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan 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. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya dibawah ini :

Nama : Mulyadi  
NPM : 153210145  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)  
Judul Skripsi : Analisis Keekonomian pada Pekerjaan Hydraulic Fracturing Lapangan M dengan Menggunakan Sistem PSC Cost Recovery dan PSC Gross Split

2. Penguji Skripsi/Komprehensif mahasiswa tersebut terdiri dari :

1. Muhammad Ariyon, S.T., M.T.	Sebagai Ketua Merangkap Penguji
2. Novrianti, S.T., M.T.	Sebagai Anggota Merangkap Penguji
3. Hj. Fitrianti, S.T., M.T.	Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.

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

KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru  
Pada Tanggal : 4 Rabiul Akhir 1443 H  
10 November 2021 M

Dekan,



**Dr. Eng. Muslim, ST., MT**  
NPK : 09 11 02 374

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yth. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
3. Yth. Pembimbing dan Penguji Skripsi
3. Mahasiswa yang bersangkutan
5. 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: 353/A-UIR/5-T/2021

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

Nama : **MULYADI**  
NPM : 153210145  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)  
Judul Skripsi TA : ANALISIS KEEKONOMIAN PADA PEKERJAAN HYDRAULIC FRACTURING LAPANGAN M DENGAN MENGGUNAKAN SISTEM PSC COST RECOVERY DAN PSC GROSS SPLIT

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, 26 October 2021 M

*20 Robi'ul Awwal 1443 H*

Operator Turnitin F. Teknik

Ahmad Pandi, S.Kom.



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**  
**LEMBAGA DAKWAH ISLAM KAMPUS (LDIK)**

# SERTIFIKAT

Nomor Registrasi : 12263/LDIK-UIR/2020

Berdasarkan

Surat Keputusan Rektor Universitas Islam Riau Nomor : 525/UIR/KPTS/2018  
tentang Kewajiban Mahasiswa Muslim Universitas Islam Riau Bisa Membaca Al-Qur'an,  
Lembaga Dakwah Islam Kampus (LDIK) Universitas Islam Riau menyatakan bahwa:

**MULYADI**

Nomor pokok mahasiswa : 153210145

Lahir di Lambur Luar Tanggal Enam Belas Juli Tahun Seribu Sembilan Ratus Sembilan Puluh Tujuh  
Mahasiswa Prodi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau

**LULUS** Tes Baca Al-Qur'an Dengan Predikat **Baik**

Pekanbaru, 16 Desember 2020

Ketua,



Diuji Pada : 13.12.20



**Dr. Anton** Afrizal Candra, S.Ag., M.Si

NIP: 12090244



# LANGUAGE CENTRE ISLAMIC UNIVERSITY OF RIAU

## TOEFL PREDICTION SCORE REPORT

No. 3627/PB/TOEFL-P/8/2021

Name : Mulyadi  
Sex : M  
DOB : 7/16/1997  
Test Date : August 3, 2021  
Scaled Score

Listening Comprehension	46
Structure and Written Expression	46
Reading Comprehension	43
Total Score	450



Dra. Hj. Syofianis 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

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Milik :