

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN *MATRIX ACIDIZING*  
BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN  
*GROSS SPLIT* PADA SUMUR RF#30**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**RIZKY FAUZY**

**NPM 163210195**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN *MATRIX ACIDIZING*  
BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN  
*GROSS SPLIT* PADA SUMUR RF#30**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**RIZKY FAUZY**

**NPM 163210195**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Rizky Fauzy

NPM : 163210195

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Analisis Keekonomian Penerapan *Matrix Acidizing*  
Berdasarkan Kontrak *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split* pada Sumur RF#30

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewa 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 : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Penguji : Novia Rita, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 02 November 2021

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

  
Novia Rita, S.T., M.T

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Rizky Fauzy  
NPM : 163210195  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Universitas : Universitas Islam Riau

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir saya yang berjudul:

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN MATRIX ACIDIZING BERDASARKAN KONTRAK PSC COST RECOVERY DAN GROSS SPLIT PADA SUMUR RF#30**

merupakan hasil karya saya sendiri , tidak terdapat karya atau pendapat atau diterbitkan oleh orang lain kecuali hanya untuk acuan atau kutipan sebagai tuntunan tata cara penulisan karya ilmiah yang telah lazim. Tanda tangan yang tertera dalam halaman pengesahan adalah asli. Jika tidak asli, saya siap menerima sanksi sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Pekanbaru, 30 Agustus 2021

Penulis,



Rizky Fauzy

NPM. 163210195

## KATA PENGANTAR

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

1. Orang tua saya Satuadin dan Ebat Hairani yang selalu memberikan kasih sayang, doa, serta dorongan moril maupun materil serta keluarga.
2. M. Ariyon, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini
3. Ira Herawati, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan masukan dan semangat kepada penulis awal semester.
4. Dr. Eng Muslim, S.T., M.T. selaku Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, semangat selama menjadi perkuliahan di Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.
5. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
6. Bapak Nurhadi, S.T. selaku pembimbing di PT. SPR Langgak yang sangat sabar membantu, menyediakan waktu, dan memberikan arahan.
7. Tema-teman seperjuangan selama perkuliahan yaitu Fadilul Fadly, Alfarabi, Bima Syahreza, Anugerah, Alfi, Dio, Hanif, Rizaldi, Rinaldi, Rozi dan Mila.
8. Teman-teman tumpang tindih selama kehidupan dan perkuliahan yaitu Dino, Desman, Yudi, Angga, Winata dan Ilham.

9. Dara Ayu Puspitasari selaku pihak yang selalu memberikan motivasi dan semangat kepada penulis
10. Teman-teman angkatan 2016 terutama Kelas B 2016.

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

Pekanbaru, 30 Agustus 2021



Rizky Fauzy



## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL .....	x
ABSTRAK .....	xi
ABSTRACT.....	xii
BAB I.....	1
PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH.....	3
BAB II .....	4
TINJAUAN PUSTAKA .....	4
2.1 PENELITIAN TERKAIT YANG TELAH DILAKUKAN .....	4
2.2 <i>MATRIX ACIDIZING</i> .....	6
2.3 INDIKATOR KEEKONOMIAN.....	8
2.3.1 <i>Minimum Attractive Rate of Return (MARR)</i> .....	8
2.3.2 <i>Net Present Value (NPV)</i> .....	8
2.3.3 <i>Internal Rate of Return (IRR)</i> .....	9
2.3.4 <i>Payout Time (POT)</i> .....	9
2.4 <i>PSC COST RECOVERY</i> .....	10
2.5 <i>GROSS SPLIT</i> .....	12
BAB III.....	18

<b>METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>18</b>
<b>3.1 METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>18</b>
3.1.1 Pengumpulan Data .....	18
3.1.2 Analisis Data .....	18
<b>3.2 FLOWCHART PENELITIAN .....</b>	<b>19</b>
<b>3.3 LOKASI PENELITIAN.....</b>	<b>20</b>
<b>3.4 JADWAL KEGIATAN PENELITIAN .....</b>	<b>21</b>
<b>BAB IV .....</b>	<b>22</b>
<b>HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1 PRODUKSI MATRIX ACIDIZING .....</b>	<b>22</b>
<b>4.2 ANALISIS KEEKONOMIAN MATRIX ACIDIZING .....</b>	<b>25</b>
4.2.1 Biaya Investasi .....	29
4.2.2 Biaya Operasional .....	30
4.2.3 Analisis Keekonomian .....	30
<b>4.3 INDIKATOR KEEKONOMIAN.....</b>	<b>33</b>
4.3.1 <i>Net Present Value (NPV)</i> .....	33
4.3.2 <i>Internal Rate of Return (IRR)</i> .....	34
4.3.3 <i>Pay Out Time (POT)</i> .....	35
<b>4.4. ANALISIS SENSITIVITAS .....</b>	<b>36</b>
<b>BAB V.....</b>	<b>38</b>
<b>KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>38</b>
<b>5.1 KESIMPULAN .....</b>	<b>38</b>
<b>5.2 SARAN .....</b>	<b>39</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>40</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>44</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
Gambar 2.1 Asam mengalir melalui sistem pori pada <i>sandstone</i> .....	7
Gambar 2.2 Asam menginduksikan <i>wormholes</i> .....	7
Gambar 2.3 Skema PSC <i>cost recovery</i> .....	12
Gambar 2.4 Skema <i>gross split</i> .....	13
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> penelitian .....	19
Gambar 3.2 Wilayah Lapangan Langgak.....	20
Gambar 4.1 Sumur RF#30 .....	22
Gambar 4.2 Produksi sumur sebelum dan sesudah <i>matrix acidizing</i> .....	24
Gambar 4.3 Kurva IPR fluida sebelum dan sesudah <i>matrix acidizing</i> .....	25
Gambar 4.4 <i>Contractor cashflow cost recovery</i> .....	30
Gambar 4.5 <i>Contractor cashflow gross split</i> .....	31
Gambar 4.6 Perbandingan <i>contractor cashflow cost recovery</i> dan <i>gross split</i> .....	31
Gambar 4.7 Pendapatan PSC <i>cost recovery</i> .....	32
Gambar 4.8 Pendapatan <i>gross split</i> .....	32
Gambar 4.9 NPV <i>sensitivity</i> PSC <i>cost recovery</i> .....	36
Gambar 4.10 NPV <i>sensitivity</i> <i>gross split</i> .....	37

## DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
Tabel 2.1 Nilai <i>split</i> pada <i>variable split</i> .....	14
Tabel 2.2 Lanjutan nilai <i>split</i> pada <i>variable split</i> .....	15
Tabel 2.3 Nilai <i>split</i> pada <i>progressive split</i> .....	16
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	21
Tabel 4.1 Data produksi sumur RF#30 .....	23
Tabel 4.2 Asumsi Pwf sebelum dan sesudah <i>matrix acidizing</i> .....	24
Tabel 4.3 Data asumsi .....	26
Tabel 4.4 Pembagian <i>base split</i> menggunakan kontrak <i>gross split</i> .....	26
Tabel 4.5 Pembagian <i>variable split</i> menggunakan kontrak <i>gross split</i> .....	27
Tabel 4.6 Lanjutan Pembagian <i>variable split</i> menggunakan kontrak <i>gross split</i> .....	28
Tabel 4.7 Pembagian <i>progressive split</i> menggunakan kontrak <i>gross split</i> .....	28
Tabel 4.8 Biaya estimasi .....	29
Tabel 4.9 <i>Cashflow cost recovery</i> .....	33
Tabel 4.10 <i>Cashflow gross split</i> .....	34
Tabel 4.11 Tahun, <i>cashflow</i> dan <i>cummulative PSC cost recovery</i> .....	35
Tabel 4.12 Tahun, <i>cashflow</i> dan <i>cummulative gross split</i> .....	36

## DAFTAR SINGKATAN



API	<i>American Petroleum Institute</i>
Bbl	<i>Barrel</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CO <sub>2</sub>	<i>Carbon Dioxide</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
ESDM	Energi Sumber Daya Mineral
ETBS	<i>Equity To Be Split</i>
FTP	<i>First Tranch Petroleum</i>
H <sub>2</sub> S	<i>Hydrogen Sulfide</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
IPR	<i>Inflow Performance Rate</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
KKKS	Kontraktor Kontrak Kerjasama
MARR	<i>Minimum Attractive Rate of Return</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OPEC	<i>Operational Cost</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
Pwf	<i>Pressure well flow</i>
UoM	<i>Unit of Measurement</i>
WC	<i>Water Cut</i>

## DAFTAR SIMBOL

i	<i>Discount rate / suku bunga</i>
n	Tahun
Qo	Laju alir minyak
Qf	Laju alir fluida
Xo	<i>Cashflow</i> pada tahun awal
XN	<i>Cashflow</i> pada tahun ke- N



# ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN *MATRIX ACIDIZING* BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* PADA SUMUR RF#30

RIZKY FAUZY

163210195

## ABSTRAK

Penurunan laju produksi minyak menjadi tantangan untuk dilakukan optimasi produksi minyak. Penurunan laju produksi pada sumur RF#30 terjadi akibat adanya penyumbatan disekitar lubang perforasi sumur, sehingga mengakibatkan produksi minyak mengalami penurunan hingga mencapai 2 BOPD. Hal ini perlu dilakukan optimasi produksi untuk mendapatkan perolehan minyak yang lebih baik dari sebelumnya. Oleh sebab itu, *treatment* yang cocok pada permasalahan tersebut adalah *matrix acidizing*. Sistem kontrak *cost recovery* telah diatur oleh Undang-Undang nomor 22 Tahun 2001 dengan adanya *cost recovery*. Sedangkan kontrak *PSC gross split* merupakan sistem kontrak bagi hasil yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tahun 2017. Oleh karena itu, penting untuk melakukan penelitian keekonomian kontrak bagi hasil untuk mengetahui keekonomian dari *matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur RF#30 dengan sistem kontrak *PSC cost recovery* dan sistem kontrak *gross split*. Berdasarkan analisis hasil dan perhitungan keekonomian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan bahwa *matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur RF#30 dengan menggunakan sistem kontrak *gross split* lebih baik dari pada menggunakan sistem kontrak *PSC cost recovery*. Nilai NPV, IRR dan POT dengan kontrak *gross split* yaitu sebesar 209.5 MUS \$, 795%, dan 0.123 tahun. Sedangkan nilai NPV, IRR, dan POT dengan kontrak *PSC cost recovery* yaitu sebesar 78.10 MUS \$, 340%, dan 0.26 tahun. Selain itu, *cost recovery* yang didapatkan kontraktor dengan menggunakan kontrak *PSC cost recovery* didapatkan hasil sebesar MUS \$ 139.59

**Kata Kunci :** *PSC Cost Recovery, Gross Split, Matrix Acidizing*

# ANALYSIS OF ECONOMIC APPLICATION OF MATRIX ACIDIZING BASED ON PSC COST RECOVERY AND GROSS SPLIT CONTRACT IN WELL RF#30

RIZKY FAUZY

163210195

## ABSTRACT

The decline in the rate of oil production is a challenge to optimize oil production. The decrease in the production rate in the RF#30 well occurred due to blockages around the well perforation hole, resulting in a decrease in oil production to reach 2 BOPD. It is necessary to optimize production to get better oil recovery than before. Therefore, the suitable treatment for this problem is matrix acidizing. The cost recovery contract system has been regulated by Law No. 22 of 2001 with the existence of cost recovery. Meanwhile, the gross split PSC contract is a profit-sharing contract system established by the government through the Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM) in 2017. Therefore, it is important to conduct economic research on the production-sharing contract to determine the economics of matrix acidizing carried out on wells. RF#30 with PSC cost recovery contract system and gross split contract system. Based on the analysis of the results and the economic calculations that have been carried out, it can be concluded that the matrix acidizing performed on the RF#30 well using the gross split contract system is better than using the PSC cost recovery contract system. The values of NPV, IRR, and POT with gross split contracts are 104.3 MUS\$, 410%, and 0.230 years. Meanwhile, the value of NPV, IRR, and POT with PSC cost recovery contracts are 61.45 MUS\$, 253%, and 0.35 years. However, the cost recovery obtained by the contractor with PSC cost recovery contract are MUS \$ 139.59

**Keywords :** *PSC Cost Recovery, Gross Split, Matrix Acidizing*

## BAB I

### PENDAHULUAN

#### 1.1 LATAR BELAKANG

Minyak bumi merupakan tergolong dalam sumber daya alam yang sangat penting selain beberapa jenis sumber daya lainnya. Hal ini karena minyak sangat penting untuk mempertahankan produksi dalam memenuhi kebutuhan kita sehari-hari. Namun untuk mempertahankan produksi minyak tersebut juga terdapat banyak tantangannya (Hartono et al., 2017).

Penurunan laju produksi umumnya terjadi akibat dari menurunnya tekanan reservoir dan kerusakan formasi (*formation damage*) yang terjadi di sekitar lubang sumur (Musnal, 2013). Kerusakan formasi disebabkan oleh *clay swelling*, *scale*, emulsi, *finer migration*, ataupun endapan organik yang menyebabkan terhambatnya aliran fluida dari formasi menuju ke lubang sumur sehingga mengakibatkan penurunan laju produksi. Cara mengatasi kerusakan formasi salah satunya adalah dengan melakukan *acidizing*. *Acidizing* telah diterapkan pada formasi *sandstone* maupun karbonat untuk meningkatkan permeabilitas pada formasi tersebut dan meningkatkan porositas di lubang sumur yang pada akhirnya meningkatkan laju aliran fluida hidrokarbon dari lubang sumur.

Pada sumur RF#30 mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh penyumbatan didaerah lubang perforasi. Produksi menurun hingga mencapai 2 BOPD. Hal ini perlu dilakukan optimasi produksi untuk mendapatkan perolehan minyak yang lebih baik dari sebelumnya. Oleh sebab itu, *treatment* yang cocok pada permasalahan tersebut adalah *matrix acidizing*.

*Matrix acidizing* merupakan stimulasi injeksi dengan memompakan fluida *acid* ke dalam formasi, dimana tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasinya, hal ini bertujuan agar *acid* yang diinjeksikan tersebut bereaksi meyebar ke formasi batuan untuk melarutkan partikel-partikel yang menyumbat pori batuan di sekitar lubang sumur sehingga laju produksi minyak sumur tersebut meningkat (Widyanti, 2015).

Pada sistem kontrak PSC *cost recovery*, semua biaya menjadi tanggungan sendiri oleh kontraktor dan ditagihkan kepada pemerintah apabila sudah dilakukan produksi dan pembagian hasil (Esrar et al., 2021). Sistem kontrak *cost recovery* telah diatur oleh Undang-Undang nomor 22 Tahun 2001. Pembagian antara pemerintah dan Kontraktor Kontrak Kerjasama (KKKS) adalah 85% dan 15% untuk minyak bumi (Jumiati et al., 2018).

Kontrak *gross split* merupakan sistem kontrak bagi hasil yang baru ditetapkan oleh pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya mineral (ESDM) pada tahun 2017. Prinsip utama dari metode *gross split* yaitu penghapusan *cost recovery*, dengan tujuan kontraktor lebih efisien dalam pengerjaannya dan mendapatkan hasil yang maksimal. *Base split* telah ditetapkan diawal kontrak untuk minyak bumi yaitu 57% pemerintah dan 43% kontraktor. Selain *base split*, kontraktor juga mendapatkan persen *split* dari kondisi lapangan berbeda-beda dengan adanya *variable split* dan *progressive split* (Giranza & Bergmann, 2018).

Untuk mengetahui keekonomisan dan kelayakan yaitu melakukan perhitungan indikator keekonomisan dengan menghitung nilai-nilai seperti NPV, IRR, dan POT. Indikator tersebut menjadi salah satu cara mengetahui layak atau tidaknya suatu proyek (Ariyon et al., 2018). Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan indikator keekonomisan mengenai pekerjaan *matrix acidizing* dengan menggunakan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*. Berdasarkan penelitian, diharapkan dapat menjadi referensi untuk menentukan nilai keekonomisan dari pekerjaan *matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur RF#30 dengan menggunakan kontrak PSC *cost recovery* dan kontrak *gross split*.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian tersebut ini sebagai berikut:

1. Menghitung indikator keekonomisan meliputi NPV, IRR dan POT pada kegiatan *matrix acidizing* berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*



2. Menghitung pembagian hasil antara *contractor* dan pemerintah pada penerapan *matrix acidizing* berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*
3. Menentukan parameter yang mempengaruhi keekonomian dengan analisis sensitivitas pada kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*

### 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat penelitian ini dilakukan untuk:

1. Untuk mengetahui keekonomian dari kegiatan *matrix acidizing*
2. Untuk mengetahui bagi hasil *contractor* dan pemerintah berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split* terhadap kegiatan *matrix acidizing*
3. Untuk mengetahui parameter yang mempengaruhi keekonomian dengan analisis sensitivitas
4. Dengan penelitian ini diharapkan dapat berkontribusi dalam perkembangan industri minyak dan gas bumi di Indonesia.

### 1.4 BATASAN MASALAH

Untuk menghindari pembahasan diluar dari topik yang akan dikaji, maka perlu dibuat batasan masalah, yaitu:

1. Penelitian hanya berfokus pada keekonomian dari *matrix acidizing*
2. Penelitian hanya berfokus pada pembagian hasil *contractor* dan pemerintah menurut kontrak PSC *cost Recovery* dan kontrak *gross split*.
3. Penelitian hanya berfokus terhadap sensitivitas pada PSC *cost recovery* dan *gross split*

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Al Quran surah Al-Jasiyah ayat 13 dijelaskan tentang pemanfaatan sumber daya alam yang artinya “Dan Dia menundukkan apa yang ada di langit dan apa yang ada di bumi untuk semuanya (sebagai rahmat) dari-Nya. Sungguh, dalam hal yang demikian itu benar-benar terdapat tanda (kebesaran Allah) bagi orang-orang yang berfikir”. Segala sumber daya alam telah Allah berikan kepada manusia dan pemanfaatannya diserahkan kepada manusia. Sumber daya alam yang diolah harus memberikan manfaat untuk semua orang, bukan hanya untuk kepentingan pribadi.

#### 2.1 PENELITIAN TERKAIT YANG TELAH DILAKUKAN

Menurut Widyanti pernah melakukan penelitian pada sumur RAMA A-02 dan RAMA A-03 di formasi karbonat. Produksi awal sumur RAMA A-02 yaitu 126 BOPD mengalami penurunan hingga 39 BOPD dan produksi awal sumur RAMA A-03 sekitar 100 BOPD turun hingga 29 BOPD. Selain data produksi sumur, dibutuhkan data lain dalam analisisnya yaitu data *Productivity Index (PI)* dan Faktor skin (S). Menggunakan metode Vogel maka didapatkan hasil PI dan skin sumur RAMA A-02 yaitu 0.95 BFPD/Psi dan skin sebesar +4.35, sedangkan PI dan skin sumur RAMA A-03 yaitu 2.03 BFPD/Psi dan skin sebesar +1.75. Kerusakan yang terjadi akibat *scale* disekitar lubang sumur yang menyebabkan turunannya produktivitas sumur tersebut dan cara mengatasinya dari hasil analisis yang telah dilakukan yaitu dengan *matrix acidizing*. Hasil *matrix acidizing* pada sumur RAMA A-02 terjadi peningkatan produksi dari 704.29 BFPD menjadi 1220.03 BFPD, faktor skin dari +4.35 menjadi -3.46, dan PI dari 0.95 BFPD/Psi menjadi 1.66 BFPD/Psi. Sedangkan *matrix acidizing* pada sumur RAMA A-03 juga mengalami peningkatan produksi dari 1494.19 BFPD menjadi 2374.82 BFPD, faktor skin dari +1.75 menjadi -1.49, dan PI dari 2.03 BFPD/Psi menjadi 3.23 BFPD/Psi. Sehingga dapat disimpulkan *matrix acidizing* yang dilakukan pada 2 sumur tersebut tergolong berhasil (Widyanti, 2015).

Menurut Ira Herawati, Novrianti dan Arpan Suyuandi pernah melakukan penelitian pada lapangan Falih yang terdiri dari sumur #H dan #P pada formasi *sandstone*. Sumur #H dan #P telah terjadi penurunan produksi yang disebabkan oleh pengendapan *scale*, hal ini dapat dilihat dari nilai faktor skin pada sumur #H sebesar +8.17 dan sumur #P sebesar +5.21. Produksi sumur #H sebesar 81.125 BOPD dan sumur #P sebesar 40.89 BOPD dengan PI sumur #H sebesar 0.12 Bbl/day/Psi dan sumur #P sebesar 0.10 Bbl/day/Psi. Sehingga dilakukan desain *matrix acidizing* yang cocok untuk tersebut. Hasil *matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur #H terjadi peningkatan produksi dari 81.125 BOPD menjadi 121.365 BOPD, PI terjadi peningkatan dari 0.12 Bbl/day/Psi menjadi 0.2 Bbl/day/Psi. Sedangkan *matrix acidizing* pada sumur #P terjadi penurunan produksi dari 40.89 BOPD menjadi 34.94 BOPD, PI juga mengalami penurunan dari 0.10 Bbl/day/Psi menjadi 0.09 Bbl/day/Psi. Penurunan ini menandakan bahwa *matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur #P tidak berhasil (Herawati et al., 2015)

Menurut Irham pernah melakukan penelitian terhadap perhitungan keekonomian pada pekerjaan CO<sub>2</sub> *flooding* dengan tujuan peningkatan produksi minyak. Menggunakan perhitungan kontrak PSC *cost recovery* dan kontrak PSC *gross split*. Pada kontrak PSC *cost recovery*, kumulatif *cash flow* sebesar 801 MUS\$, sedangkan pada kontrak *gross split*, kumulatif *cash flow* sebesar 540 MUS\$ dengan MARR sebesar 10%. Hasil perbandingan NPV dari pekerjaan CO<sub>2</sub> menggunakan PSC *cost recovery* didapat nilai sebesar -46 MUS\$ dan IRR sebesar 9%. Sedangkan pada kontrak *gross split* nilai NPV sebesar -377 MUS\$ dan IRR sebesar 4%, maka proyek ini dapat dikatakan tidak ekonomis untuk dilakukan karena nilai NPV minus dan IRR yang kecil (Irham et al., 2018).

Menurut Ariyon, Aldo dan Reza pernah melakukan penelitian tentang perhitungan keekonomian proyek lapangan darat di cekungan Sumatera selatan. Lapangan ini memiliki besar cadangan 170 MMSTB. Lapangan ini diperkirakan dapat memproduksi minyak pada tahun ke 11 dengan produksi sebesar 1.776.057 Bbl dan diprediksi mulai menurun produksinya pada tahun ke 16 karena telah terjadinya penurunan tekanan reservoir. Lapangan tersebut terus mengalami

penurunan produksi hingga tahun ke 30 dengan produksi minyak mencapai 651.955 Bbl. Harga minyak \$60/ bbl dan *operation cost* \$9/bbl. Menggunakan metode *gross split*, hasil indikator keekonomian pada proyek ini didapatkan nilai NPV positif baik kontraktor maupun pemerintah, selain itu nilai IRR juga positif dan lebih besar dari MARR ( $i = 15\%$ ) (Ariyon et al., 2020).

## 2.2 MATRIX ACIDIZING

*Acidizing* merupakan proses perbaikan terhadap sumur (stimulasi) dengan tujuan untuk menanggulangi atau mengurangi kerusakan formasi dalam upaya meningkatkan laju produksi (Kinasih et al., 2013), salah satunya adalah *matrix acidizing*. *Matrix acidizing* merupakan suatu metode merangsang reservoir untuk produksi minyak. *Matrix acidizing* menciptakan aliran konduktif untuk mengangkut cairan reservoir dari dalam *matrix* formasi langsung ke lubang sumur untuk mengatasi permeabilitas dan kerusakan mendekati lubang sumur (Rahim et al., 2014). *Matrix acidizing* ini digunakan baik untuk batuan karbonat (*limestone/dolomite*) maupun batuan *sandstone* namun dengan jenis asam yang berbeda dan berhasil jika kerusakan sumur tersebut sedalam 1-2 ft.

Pada formasi *sandstone*, perlu dirancang untuk menghilangkan atau melarutkan partikel yang mengandung silika seperti *clay*, *feldspar* dan *quartz* akibat dari kerusakan atau penyumbatan pada perforasi dan pori-pori perforasi disekitar lubang sumur. Partikel silika yang terdapat pada formasi *sandstone* membuat aliran hidrokarbon terhambat dan mengurangi permeabilitas di sekitar lubang sumur (Shafiq, 2017). Asam yang dilepaskan akan mengalir ke pori formasi untuk melarutkan padatan yang menyumbat aliran minyak atau gas. Secara umum, *treatment acidizing* pada *sandstone* memiliki tingkat keberhasilan apabila formasi mengalami penyumbatan atau kerusakan formasi. Formasi yang tidak mengalami kerusakan jika dilakukan *treatment matrix acidizing* tidak dapat menaikkan produksi secara signifikan. Kasus ini dapat dilihat pada gambar berikut



Gambar 2.1 Asam mengalir melalui sistem pori pada *sandstone*

Pada formasi karbonat, *matrix acidizing* bekerja dengan cara membentuk saluran konduktif disebut dengan *wormholes* melalui formasi batuan. Asam ini menembus daerah disekitar lubang bor maupun meluas dari perforasi. Lebih jelas tentang asam menginduksikan *wormholes* dapat dilihat gambar berikut



Gambar 2.2 Asam menginduksikan *wormholes*

Bentuk cabang dari *wormholes* dapat dilihat dari asam yang digunakan. Asam kuat seperti HCl, membentuk *wormholes* tunggal yang terbatas sehingga tidak ada cabang yang signifikan terlihat. Sedangkan pada asam lemah seperti asam asetat, maka dapat membuat lebih banyak cabang *wormholes*. Terbentuknya *wormholes* secara alamiah yang dibuat tergantung pada kecepatan injeksi, suhu, dan karakteristik reaksi formasi pada sumur. Sama halnya dengan *sandstone*, formasi di karobonat harus mengalami kerusakan formasi, jika tidak terjadi kerusakan formasi maka tidak efektif *treatment matrix acidizing* dalam meningkatkan produksi (Kalfayan, 2008). *Treatment matrix acidizing* pada formasi karbonat ini ditargetkan menghasilkan

*wormholes yang tipis* namun penggunaan asam yang diinjeksikan sedikit (Ghommem et al., 2016).

*Matrix acidizing* pada batuan *sandstone* maupun karbonat tidak efektif dalam meningkatkan produksi apabila sumur tidak mengalami kerusakan. Sehingga harus memastikan sumur yang akan di *matrix acidizing* mengalami kerusakan dan mengetahui kerusakan formasinya yang terjadi di sumur. (Furqan et al., 2015)

Perlu diketahui bahwa *acidizing* yang dilakukan memerlukan beberapa aditif untuk dicampurkan dengan larutan asam. Penggunaan aditif bertujuan untuk memastikan kesesuaian fluida yang diinjeksikan dengan fluida reservoir dan untuk meningkatkan performa fluida yang diinjeksikan sehingga mendapatkan fungsi yang diinginkan (Ali et al., 2016).

### 2.3 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Ada beberapa indikator keekonomian yang perlu dihitung dan dianalisis perhitungannya untuk mengetahui apakah layak atau tidak layaknya suatu pekerjaan migas dilakukan (Whitman et al., 2012)

#### 2.3.1 *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)*

MARR adalah tingkat pengembalian minimum yang diinginkan. MARR menjadi titik keputusan untuk menentukan kelangsungan hidup proyek bagi suatu investor. Nilai MARR ditetapkan sebagai batas bawah untuk investasi yang dapat diterima oleh suatu perusahaan.

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

Nilai NPV akan dihitung sesuai dengan MARR yang ditentukan. Nilai NPV positif menandakan bahwa proyek tersebut berdasar arus kas mendapatkan tingkat keuntungan yang lebih besar dari MARR. Sedangkan NPV bernilai negatif menandakan bahwa proyek berdasar arus kas tidak mendapatkan keuntungan kurang dari MARR.

Nilai dari NPV dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N}$$

Keterangan:

$X_N = \text{cash flow}$  ditahun ke N

$X_0 = \text{cash flow}$  ditahun 0

$i = \text{suku bunga}$

### 2.3.3 Internal Rate of Return (IRR)

IRR merupakan tingkat *discount rate* serangkaian dari arus kas ke nilai NPV sama dengan nol. Nilai IRR tidak bisa hanya dihitung dengan persamaan saja, namun memerlukan *trial and error*. Secara grafis nilai dari NPV, MARR dan IRR yang telah didapat, hasil dari IRR dibandingkan dengan MARR. Jika IRR lebih besar dari MARR maka proyek tersebut dapat diterima oleh investor (Ariyon, 2013).

Adapun persamaan IRR adalah sebagai berikut:

$$IRR = \frac{MARR_1 + (MARR_2 - MARR_1)(NPV_1)}{NPV_1 + NPV_2}$$

Keterangan:

$MARR_1 = \text{Suku bunga}$

$MARR_2 = \text{Suku bunga asumsi ke NPV minus}$

$NPV_1 = \text{NPV pada saat positif}$

$NPV_2 = \text{NPV pada saat negatif}$

### 2.3.4 Payout Time (POT)

POT merupakan waktu yang dibutuhkan proyek untuk mengembalikan investasi awal yang sudah ditentukan. POT menjadi ukuran waktu berapa lama investasi memiliki resiko. POT ini digunakan bersamaan dengan indikator-indikator sebelumnya.

Adapun persamaan perhitungan POT adalah:

$$POT = n_1 + \left( \frac{CF_1}{CF_1 + CF_2} \right) \times (n_2 - n_1)$$

Keterangan:

$CF_1 = \text{contractor cashflow}$  pada saat negatif

$CF_2 = \text{contractor cashflow}$  pada saat positif

$n_1 = \text{Tahun pada } CF_1$

$n_2 = \text{Tahun pada } CF_2$

## 2.4 PSC COST RECOVERY

Kontrak PSC *cost recovery* telah diatur oleh Undang-Undang no. 22 Tahun 2001 Tentang minyak dan gas bumi. Pada skema *cost recovery* ini semua biaya ditanggung oleh kontraktor, kemudian didapatkan kembali dari pemerintah jika sudah berproduksi dan bagi hasil (Esrar et al., 2021). Berdasarkan pembagian terhadap minyak bumi, pemerintah dan kontraktor mendapatkan pembagian masing-masing 85%:15%. Sedangkan pembagian terhadap gas bumi, pemerintah dan kontraktor mendapatkan masing-masing 70%:30%. Pada kontrak PSC *cost recovery*, ada beberapa komponen yang mempengaruhi bagi hasilnya seperti *Gross Revenue*, *First Tranche Petroleum*, *Investment Credit*, *Cost Recovery*, *Domestic Market Obligation*, *Equity to be split* (Jumiati et al., 2018).

### a. *Gross Revenue*

*Gross revenue* merupakan penghasilan kotor dari hasil produksi migas yang dijual sebelum dikurangi biaya lain-lain. Nilai dari *gross revenue* dapat diketahui dari perkalian produksi minyak terhadap harga minyak pada tahun tersebut.

### b. *First Tranche Petroleum* (FTP)

*First Tranche Petroleum* merupakan hasil produksi migas yang merupakan bagian dari pemerintah yang diperoleh diawal sebesar 20% sebelum sistem kontrak bagi hasil diterapkan. Nilai FTP dapat diketahui dari perkalian antara *gross revenue* terhadap 20% FTP

### c. *Investment Credit* (IC)

*Investment credit* merupakan biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor. Biaya IC meliputi biaya capital dan biaya non capital, hal ini bertujuan untuk fasilitas pengembangan lapangan migas. Nilai IC harus diperkirakan dengan baik berdasarkan *gross revenue*, karena jika tidak diperhatikan maka hasil dan pembagiannya tidak menguntungkan baik pemerintah maupun kontraktor.

### d. *Cost Recovery*

*Cost recovery* merupakan pengembalian biaya investasi dan operasional yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dari pemerintah. Biaya yang dimaksud



merupakan biaya eksplorasi dan eksploitasi migas. Nilai pengembalian didapat dari penjumlahan hasil produksi dan banyaknya jumlah *cost recovery* berdampak pada split antara pemerintah dan kontraktor.

e. *Domestic Market Obligation (DMO)*

DMO pada dasarnya merupakan suatu kewajiban kontraktor untuk memasok kebutuhan domestik sejumlah volume tertentu. Kontraktor yang mendapatkan DMO pada kontrak kerjasamanya mendapatkan ETS lebih besar sehingga menambah nilai *cashflow* dan NPV kontraktor.

f. *Equity to be Split (ETBS)*

*Equity to be split* adalah nilai yang didapatkan dari *gross revenue* dikurangi dengan nilai dari FTP dan *cost recovery*, lalu pembagiannya sesuai dengan kesepakatan antara kontraktor dan pemerintah.

g. *Income Tax* Pemerintah

*Income tax* pemerintah merupakan nilai pajak yang didapatkan oleh pemerintah yang dibayar oleh kontraktor. *Income tax* menjadi salah satu tambahan pendapatan untuk pemerintah.

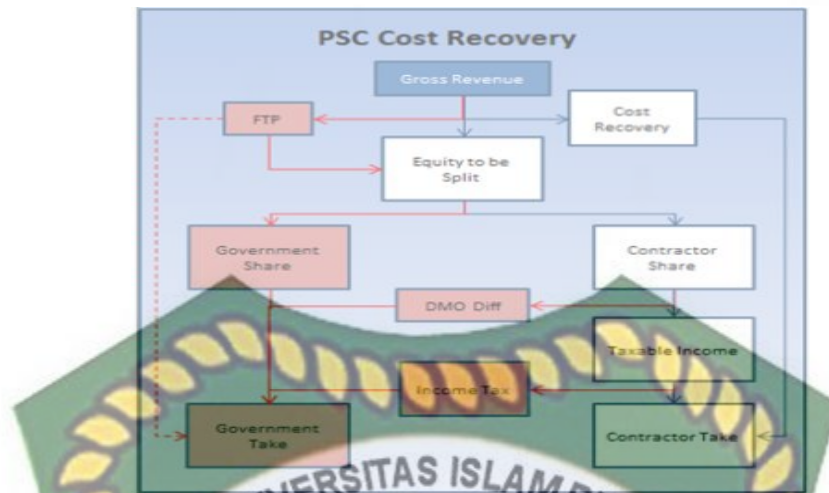
h. *Contractor take*

*Contractor take* merupakan besaran nilai pendapatan kontraktor setelah dikurangi dengan nilai pajak.

i. *Government take*

*Government take* merupakan besaran nilai yang didapat oleh pemerintah yang sudah ditambahkan pajak.

Berikut Pembagian kontrak PSC *cost recovery*:



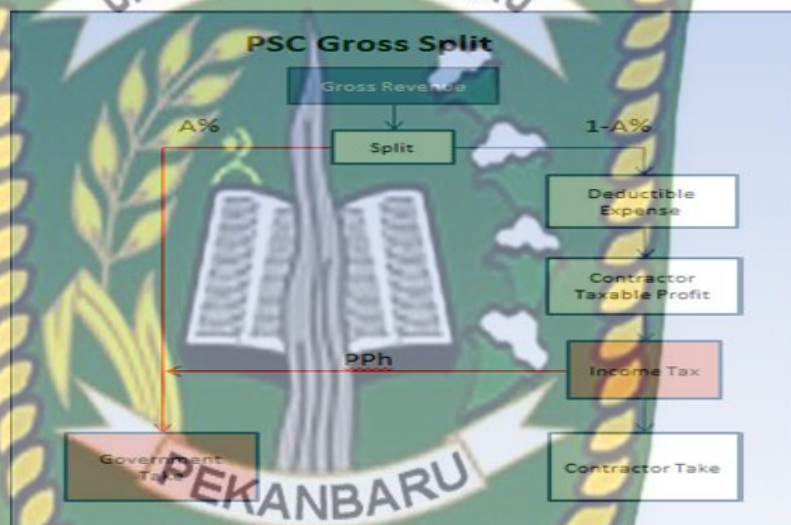
Gambar 2.3 Skema PSC *cost recovery* (Anjani & Baihaqi, 2018)

## 2.5 GROSS SPLIT

*Gross split* merupakan kontrak bagi hasil dalam kegiatan hulu migas yang baru dikeluarkan oleh pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya (ESDM) mineral pada tahun 2017 (Daniel, 2017). prinsip utama dari kontrak *gross split* yaitu menghapuskan mekanisme *cost recovery* (Ariyon et al., 2018). *Cost recovery* merupakan biaya yang harus dikeluarkan pemerintah kepada kontraktor untuk menggantikan biaya produksi dan investasi pada saat berlangsungnya eksplorasi, eksploitasi dan pengembangan blok migas disuatu wilayah Negara. Kontrak bagi hasil *gross split* menghitung hasil produksi minyak kotor (bruto) dengan tiga jenis skema yaitu *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. *Base split* Kontrak *gross split* telah ditetapkan pembagian hasil yaitu untuk minyak bumi 57% untuk Negara dan 43% untuk kontraktor (Rulandari et al., 2018). Tujuan dari dihapusnya *cost recovery* pada kontrak *gross split* ada 3, yaitu pemerintah mempunyai maksud untuk mendorong efektifitas dan efisiensi industri migas, pemerintah memberi kemudahan sehingga kontraktor lebih efisien dalam mengelola biaya dan resiko produksi minyak, dan mendorong aspek bisnis kontrak bagi hasil menjadi lebih sederhana dan tepat sasaran tanpa perdebatan mengenai dana *cost recovery* (Sugiyartomo, 2019). Kontraktor di tuntut untuk seefisien mungkin karena biaya yang dikeluarkannya tidak akan diganti oleh pemerintah. Berbagai sektor yang perlu dipertimbangkan agar lebih

efisien bagi kontraktor seperti pemilihan vendor, penggunaan teknologi, tenaga kerja yang digunakan, dan lain sebagainya. Semakin efisien dalam operasional maka kontraktor akan lebih hemat dan lebih banyak keuntungannya (Ganindha et al., 2018).

Selain *cost recovery* dihapus pada kontrak *gross split*, terdapat juga unsur lain yaitu *First Tranche Petroleum (FTP)*. Tujuan FTP yaitu menjadi kepastian penerimaan negara pada awal produksi. Namun pada kontrak *gross split*, FTP dihapuskan karena semua bagian yang diterima baik pemerintah dan kontraktor telah dijelaskan pembagiannya pada awal kontrak. Secara konsep, dihapuskan FTP ini menjadi suatu keuntungan bagi para investor (Fajri., 2020).



Gambar 2.4 Skema *gross split* (Anjani & Baihaqi, 2018)

Pada skema *gross split* terlihat perbedaan dengan kontrak sebelumnya *PSC cost recovery*. *Gross split* mempermudah administrasi kerja pada pemerintah, karena pemerintah tidak perlu memberikan persetujuan untuk setiap *work program and budget* yang dilakukan oleh kontraktor. Perlu diketahui persetujuan *work program and budget* memakan waktu yang cukup lama yaitu sekitar satu atau dua tahun, sehingga dengan adanya *gross split* ini pekerjaan menjadi lebih mudah (Jumiati et al., 2018).

*Gross split* di Indonesia baru diberlakukan pada tahun 2017 dan sudah diterapkan diberbagai wilayah di Indonesia seperti *Offshore North West Java*

(ONJW), Sanga-sanga dan *South east Sumatera*. Struktur pada kontrak *gross split* tergolong progresif dan pengurusan administrasi yang dilakukan terbilang sederhana. Perhitungan yang dilakukan dengan *gross split* pada setiap lapangan berbeda-beda, hal ini karena ada penambahan persen *split* dari kondisi atau pencapaian kontraktor dalam pelaksanaan kegiatan yang terdiri atas *variable split* dan *progressive split* (Giranza & Bergmann, 2018). Namun, kontrak PSC *gross split* ini menjadi tantangan tersendiri karena belum banyak perusahaan yang menggunakannya. Selain itu, biaya operasional dan modal ditanggung sepenuhnya oleh kontraktor (Medeiros et al., 2020).

Pada kontrak *gross split*, terdapat tambahan *split* dari *variable split* dan *progressive split*. *Variable split* terdiri dari kedalaman reservoir, lokasi lapangan seperti *Offshore* maupun *onshore*, status wilayah, ketersediaan infrastruktur, jenis reservoir, kandungan CO<sub>2</sub>, kandungan H<sub>2</sub>S, berat jenis minyak bumi, tingkat komponen dalam negeri dan tahapan produksi. Sedangkan *progressive split* terdiri dari harga minyak bumi, harga gas bumi, dan jumlah kumulatif produksi (Fajri., 2020).

Tabel 2.1 Nilai *split* pada *variable split*

No	Komponen <i>variable split</i>	Parameter	kontraktor <i>split</i> (%)
1	<i>Block status</i>	POD I	5
		POD II	3
		PODFP	0
		No POD	0
2	Lokasi lapangan (h = kedalaman laut dalam meter)	<i>Onshore</i>	0
		<i>Offshore</i> (0 < h ≤ 20)	8
		<i>Offshore</i> (20 < h ≤ 50)	10
		<i>Offshore</i> 50 < h ≤ 150)	12
		<i>Offshore</i> 150 < h ≤ 1000)	14
		<i>Offshore</i> (h > 1000)	16

Tabel 2.2 Lanjutan nilai *split* pada *variable split*

3	Kedalaman reservoir (meter)	$\leq 2500$	0
		$> 2500$	1
4	Ketersediaan infrastruktur pendukung	Well developed	0
		New frontier offshore	2
		New frontier onshore	4
5	Jenis reservoir	Konvensional	0
		Non konvensional	16
6	Konten CO <sub>2</sub> (%)	$< 5$	0
		$5 \leq x < 10$	0.5
		$10 \leq x < 20$	1
		$20 \leq x < 40$	1.5
		$40 \leq x < 60$	2
		$x \geq 60$	4
		7	Konten H <sub>2</sub> S (ppm)
$100 \leq x < 1000$	1		
$1000 \leq x < 2000$	2		
$2000 \leq x < 3000$	3		
$3000 \leq x < 4000$	4		
$x \geq 4000$	5		
8	<i>Specific gravity</i> (°API)	$< 25$	1
		$\geq 25$	0
9	Level konten lokal (%)	$30 \leq x < 50$	2
		$50 \leq x < 70$	3
		$70 \leq x < 100$	4
10	Tahapan Produksi	<i>Primary</i>	0
		<i>Secondary</i>	6
		<i>Tertiary</i>	10

Sumber : Kurniawan & Junaedi (2017)

Tabel 2.3 Nilai *split* pada *progressive split*

No	Komponen <i>progressive split</i>	Parameter	kontraktor <i>split</i> (%)
1	Harga minyak bumi (USD/barrel)	$(85-ICP) \times 0,25$  ICP = harga minyak (73.42)	
2	<i>Cummulative Production oil &amp; gas</i> (MMBOE)	<30 30 <= x < 60 60 <= x < 90 90 <= x < 125 125 <= x < 175 X >= 175	10 9 8 6 4 0

Sumber : Kurniawan & Junaedi (2017)

Pada kontrak *gross split* terdapat beberapa bagian yang perlu diketahui (Pramadika & Satiyawira, 2018), yaitu:

a. *Gross revenue*

Perhitungan pada kontrak *gross split* dimulai dengan menentukan nilai *gross revenue*. Nilai dari *gross revenue* dapat diketahui dari perkalian produksi minyak terhadap harga minyak pada tahun tersebut.

b. *Deductible Expenses*

Fungsi dari *deductible expenses* adalah pengurang pendapatan atau hasil yang diperoleh kontraktor yang wajib dipajakkan.

c. *Contractor Taxable Profit*

*Contractor taxable profit* merupakan nilai keuntungan yang diperoleh oleh kontraktor wajib pajak. Pajak tersebut harus dibayar ke pemerintah.

d. *Income Tax Pemerintah*

*Income tax* pemerintah merupakan nilai pajak yang didapatkan oleh pemerintah yang dibayar oleh kontraktor. *Income tax* menjadi salah satu tambahan pendapatan untuk pemerintah.

e. *Contractor take*

*Contractor take* merupakan besaran nilai pendapatan kontraktor setelah dikurangi dengan nilai pajak

f. *Government take*

*Government take* merupakan besaran nilai yang didapat oleh pemerintah.



## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Metode yang dilakukan pada penelitian ini adalah menghitung keekonomian berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split* dari pengerjaan *matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur RF#30. Pada pekerjaan *matrix acidizing* tersebut, akan dilakukan perhitungan indikator keekonomian. Lalu hasil dari perhitungan indikator keekonomian akan dilakukan analisis berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*. Pada skema *cost recovery* ini semua biaya ditanggung oleh kontraktor, kemudian didapatkan kembali dari pemerintah jika sudah berproduksi dan bagi hasil. Sedangkan skema dari kontrak *gross split* terdiri atas *base split*, *variable split* dan *progressive split*. *Base split* telah ditetapkan hasilnya diawal untuk minyak bumi adalah 57% Pemerintah dan 43% kontraktor. Dalam penelitian ini menggunakan beberapa studi literatur seperti jurnal, buku, dan prosiding kegiatan sebelumnya untuk kelancaran dan sebagai referensi Tugas akhir.

##### 3.1.1 Pengumpulan Data

Penelitian yang akan dilakukan menggunakan data sekunder. Data sekunder diambil dari laporan perusahaan. Penelitian dimulai dari pengumpulan data-data lapangan meliputi data sumur, data *acid* dan data produksi minyak. Selain itu juga menggunakan data biaya dari pekerjaan *matrix acidizing*.

##### 3.1.2 Analisis Data

Berdasarkan data tersebut, akan dilakukan perhitungan indikator keekonomian dari *matrix acidizing* dengan menghitung nilai dari NVP, IRR dan POT. Selain itu melakukan analisis perhitungan keekonomian berdasarkan skema kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*. Pada PSC *cost recovery*, beberapa hal yang perlu diperhatikan seperti FTP, ETBS, DMO, *Cost recovery*. Pada *gross split*, selain *base split* juga memperhatikan *Variable split* yang terdiri atas 10 komponen yaitu: kedalaman reservoir, lokasi lapangan seperti *Offshore* maupun *onshore*, status wilayah, ketersediaan infrastruktur, jenis reservoir, kandungan CO<sub>2</sub>, kandungan H<sub>2</sub>S,



berat jenis minyak bumi, tingkat komponen dalam negeri dan tahapan produksi. *Progressive split* terdiri atas harga minyak dan kumulatif minyak. *Variable split* dan *progressive split* menjadi tambahan *split* bagi kontraktor. Total dari *split* yang didapatkan kontraktor merupakan tambahan dari *progressive split* dan *variable split*.

$$\text{Contractor split} = \text{Base Split} + \text{Variable Split} + \text{Progressive Split}$$

### 3.2 FLOWCHART PENELITIAN

Alur penelitian dapat dilihat dengan gambar berikut:



Gambar 3.1 Flowchart penelitian

### 3.3 LOKASI PENELITIAN

Lokasi penelitian nantinya akan dilaksanakan di PT SPR Langgak yang merupakan salah satu perusahaan *oil company* milik pemerintah daerah provinsi Riau (BUMD) yang berada dibawah naungan PT Sarana Pembangunan Riau. Lapangan minyaknya berada diantara dua kabupaten yaitu Desa Koto, Kabupaten Kampar dan Desa Senama Nenek, Kabupaten Rokan Hulu. Lapangan Langgak ini berjarak 135 kilometer dari kota Pekanbaru dan 100 kilometer sebelah barat daya dari Lapangan Minas. Adapun data-data yang akan digunakan pada penelitian ini seperti data *history* produksi sumur sebelum dan sesudah dilakukannya *matrix acidizing* dan data *operation cost* selama pengerjaan *matrix acidizing* yang akan dihitung keekonomisan dan pembagian berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*.



Gambar 3.2 Wilayah Lapangan Langgak

### 3.4 JADWAL KEGIATAN PENELITIAN

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

Tahapan penelitian	Tahun 2021											
	Agustus				September				Oktober			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur	[Shaded]											
Analisa data lapangan												
Perhitungan keekonomian												
Analisa hasil dan pembahasan												
Pembuatan Laporan												



## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 PRODUKSI MATRIX ACIDIZING

Pada sumur RF#30 telah dilakukan *matrix acidizing* untuk meningkatkan perolehan minyak. *Matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur RF#30 dilakukan pada dua lapisan perforasi yang dilakukan pada lapisan ACID-1 sebagai *upper* interval perforasi dan ACID-2 sebagai *lower* interval perforasi. Lebih jelas perhatikan gambar dibawah ini:

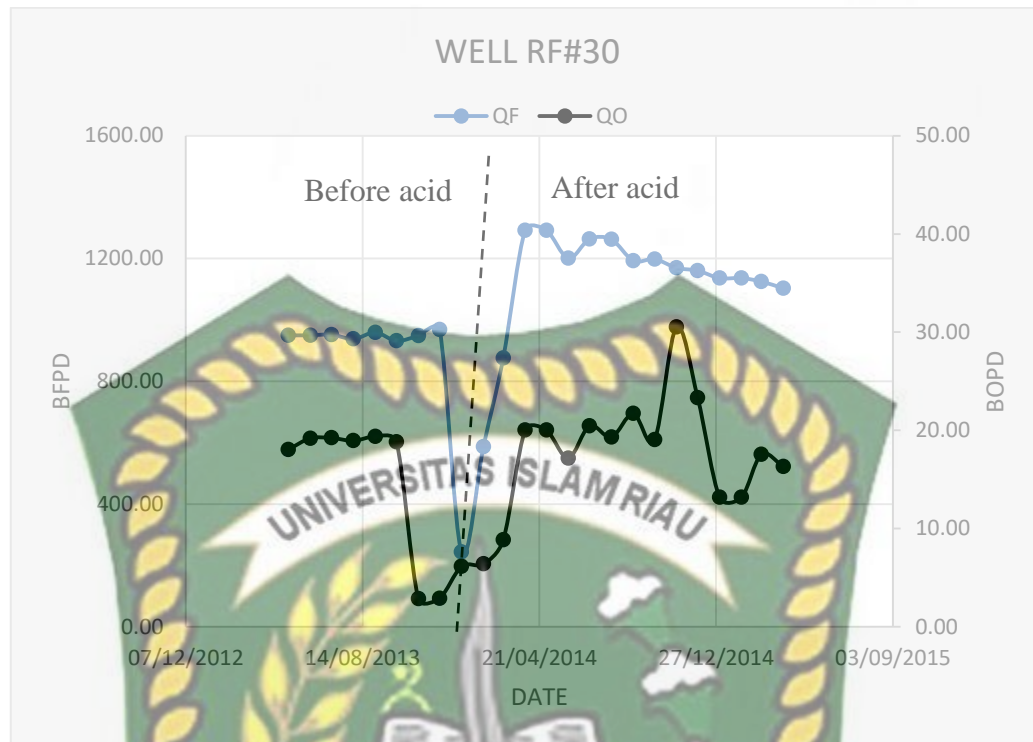


Gambar 4.1 Sumur RF#30

Data Produksi Sumur RF#30 dapat dilihat pada table berikut:

Tabel 4.1 Data produksi sumur RF#30

DATE	QF	WC	QO
01/05/2013	949.83	98.10	<b>18.05</b>
01/06/2013	949.83	97.98	<b>19.19</b>
01/07/2013	952.00	97.98	<b>19.23</b>
01/08/2013	938.00	97.98	<b>18.95</b>
01/09/2013	959.00	97.98	<b>19.37</b>
01/10/2013	932.00	97.98	<b>18.83</b>
01/11/2013	948.00	99.70	<b>2.84</b>
01/12/2013	968.00	99.70	<b>2.90</b>
01/01/2014	243.69	97.48	<b>6.14</b>
01/02/2014	587.00	98.91	<b>6.40</b>
01/03/2014	876.00	98.99	<b>8.85</b>
01/04/2014	1292.00	98.45	<b>20.03</b>
01/05/2014	1292.00	98.45	<b>20.03</b>
01/06/2014	1201.00	98.57	<b>17.17</b>
01/07/2014	1263.32	98.38	<b>20.47</b>
01/08/2014	1262.00	98.47	<b>19.31</b>
01/09/2014	1193.00	98.18	<b>21.71</b>
01/10/2014	1198.00	98.41	<b>19.05</b>
01/11/2014	1169.60	97.39	<b>30.53</b>
01/12/2014	1160.47	97.99	<b>23.33</b>
01/01/2015	1136.28	98.84	<b>13.18</b>
01/02/2015	1136.28	98.84	<b>13.18</b>
01/03/2015	1125.00	98.44	<b>17.55</b>
01/04/2015	1103.00	98.52	<b>16.32</b>
01/05/2015	1109.21	98.48	<b>16.82</b>
01/06/2015	1053.22	98.5	<b>15.71</b>
01/07/2015	1053.32	98.49	<b>15.85</b>
01/08/2015	1052.00	98.56	<b>15.11</b>
01/09/2015	1040.22	98.57	<b>14.84</b>
01/10/2015	1040.00	98.58	<b>14.75</b>
01/11/2015	1082.00	98.45	<b>16.77</b>
01/12/2015	1053.47	98.48	<b>15.91</b>

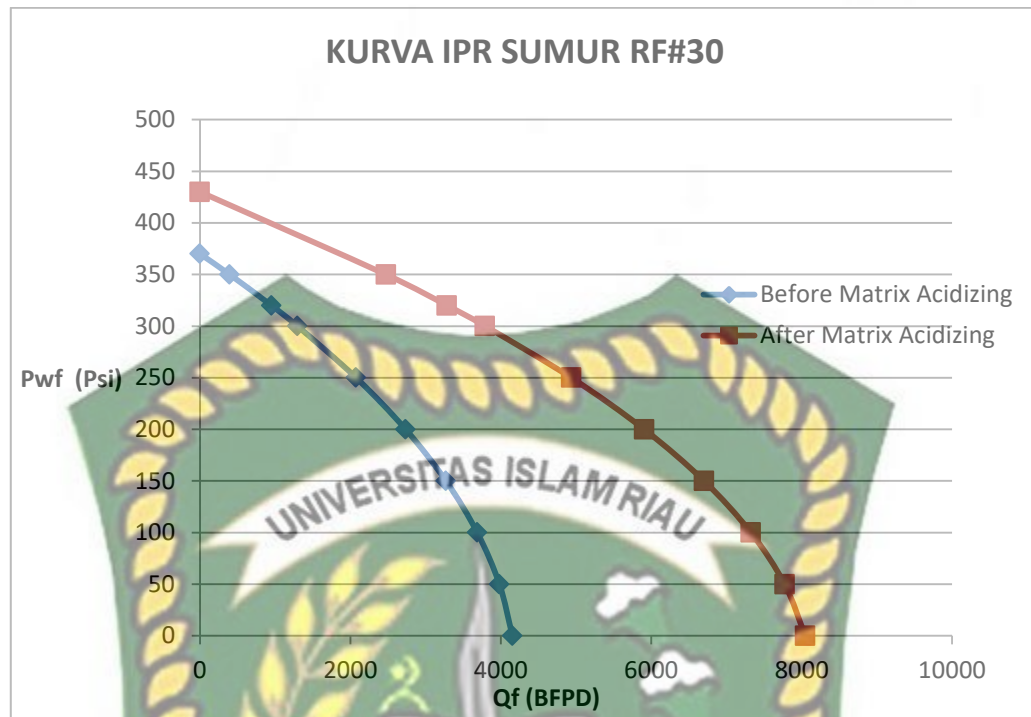


Gambar 4.2 Produksi sumur sebelum dan sesudah *matrix acidizing*

Produksi minyak mengalami penurunan produksi hingga mencapai 2.84 BOPD. Dengan dilakukannya *matrix acidizing* pada sumur RF#30, produksi minyak tersebut mengalami peningkatan produksi yang lebih baik hingga mencapai produksi tertinggi yaitu 30.53 BOPD.

Tabel 4.2 Asumsi Pwf sebelum dan sesudah *matrix acidizing*

Pwf Before	Pwf after	Qf before	Qf after
0	0	4154.37	8048.88
50	50	3981.40	7774.64
100	100	3687.04	7326.27
150	150	3271.30	6703.77
200	200	2734.18	5907.16
250	250	2075.67	4936.42
300	300	1295.77	3791.55
320	320	949.83	3284.85
350	350	394.50	2472.56
370	430	0.00	0.00



Gambar 4.3 Kurva IPR fluida sebelum dan sesudah *matrix acidizing*

Berdasarkan kurva IPR yang dilakukan dengan menggunakan persamaan vogel, *Matrix acidizing* yang dilakukan pada sumur RF#30 mengalami peningkatan produksi dilihat dari laju alir fluida ( $Q_f$ ) dimana  $Q_{max\ before}$  4154.37 BFPD dan  $Q_{max\ After}$  8048.88 BFPD, selain itu *Productivity index* (PI) juga mengalami peningkatan, dimana PI masing-masing sebelum dan sesudah *matrix acidizing* adalah 0.36 bopd/psi dan 0.50 bopd/psi.

#### 4.2 ANALISIS KEEKONOMIAN *MATRIX ACIDIZING*

Indikator keekonomian yang dilakukan adalah perbandingan kontrak antara PSC *Cost recovery* dan *Gross split*. Pada perhitungan keekonomian dari kontrak tersebut, diperlukan data dan parameter perhitungan yang digunakan pada sumur RF#30. Parameter-parameter yang digunakan pada perhitungan keekonomian pada sumur RF#30 seperti data produksi minyak, biaya investasi, parameter harga minyak bumi yang digunakan, biaya operasional pekerjaan *matrix acidizing*, biaya *acid*, dan biaya *additive* yang digunakan. Berikut data yang digunakan dalam perhitungan indikator keekonomian pada sumur RF#30.

Tabel 4.3 Data asumsi

Data asumsi	Nilai
<i>Description</i>	Basis
<i>Contractor split</i>	15%
<i>Government split</i>	85%
<i>escalation factor</i>	2%
<i>First Tranche Petroleum (FTP)</i>	20%
<i>Depreciation</i>	0%
<i>Discount factor</i>	15%
<i>Domestic Market Obligation (DMO)</i>	25%
<i>DMO fee</i>	25%
<i>Tax</i>	44%
<i>Investment Credit</i>	0%
MARR	15%

Berdasarkan data asumsi diatas, maka nilai keekonomian pada sumur RF#30 dapat ditentukan dengan menggunakan sistem kontrak PSC *Cost recovery* dan kontrak *gross split*.

Tabel 4.4 Pembagian *base split* menggunakan kontrak *gross split*

Deskripsi	Split
Kontraktor	43
Negara	57



Tabel 4.5 Pembagian *variable split* menggunakan kontrak *gross split*

No	Komponen <i>variable split</i>	Parameter	<i>Split</i> Kontraktor (%)	Hasil <i>Split</i> diperoleh kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5.0	
		POD II	3.0	
		No POFD	0	0
2	Lokasi Lapangan (h=kedalaman laut dalam meter)	Onshore	0.0	0.0
		Offshore ( $0 < h \leq 20$ )	8.0	
		Offshore ( $20 < h \leq 50$ )	10.0	
		Offshore ( $50 < h \leq 150$ )	12.0	
		Offshore ( $150 < h \leq 1000$ )	14.0	
		Offshore ( $h > 1000$ )	16.0	
3	Kedalaman Reservoir (m)	$\leq 2500$ (8202 ft)	0.0	0
		$> 2500$ (8202 ft)	1.0	
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well developed	0.0	0
		New Frontier Offshore	2.0	
		New Frontier Onshore	4.0	
5	Jenis Reservoir	Konvensional	0.0	0
		Non Konvensional	16.0	
6	Kandungan CO <sub>2</sub> (%)	$< 5$	0.0	
		$5 \leq x < 10$	0.5	
		$10 \leq x < 20$	1.0	
		$20 \leq x < 40$	1.5	
		$40 \leq x < 60$	2.0	
		$x \geq 60$	4.0	
7	Kandungan H <sub>2</sub> S (ppm)	$< 100$	0.0	
		$100 \leq x < 1000$	1.0	
		$1000 \leq x < 2000$	2.0	2
		$2000 \leq x < 3000$	3.00	
		$3000 \leq x < 4000$	4.00	
		$x \geq 4000$	5.0	

Tabel 4.6 Lanjutan Pembagian *variable split* menggunakan kontrak *gross split*

8	<i>Specific gravity</i> (°API)	<25	1.0	
		≥25	0	0
9	Level lokal konten (%)	30≤x<50	2.0	2.0
		50≤x<70	3.0	
		70≤x<100	4.0	
10	Tahapan produksi	<i>Primary</i>	0.0	
		<i>Secondary</i>	6.0	6.0
		<i>Tertiary</i>	10.0	

Tabel 4.7 Pembagian *progressive split* menggunakan kontrak *gross split*

No	Karakteristik	Parameter	Split Kontraktor (%)	Hasil Split diperoleh kontraktor (%)
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)	(85 - ICP) X 0.25		2.9
2	Jumlah kumulatif produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	<30	10.0	10
		30≤x<60	9.0	
		60≤x<90	8.0	
		90≤x<125	6.0	
		125≤x<175	4.0	
		≥175	0.0	

Berdasarkan tabel diatas, nilai komponen split yang didapatkan oleh kontraktor terhadap kontrak *gross split* dengan penjumlahan *base split*, *variable split*, dan *progressive split* yaitu sebesar 65.90% dan Pemerintah sebesar 34.10 %. Split ini didapat berdasarkan peraturan yang berlaku.

Sumur RF#30 telah dilakukan *matrix acidizing* dan produksinya mengalami peningkatan produksi hingga 2 tahun ke depan dari maret tahun 2014 hingga Desember 2015. Perhitungan keekonomian untuk sistem PSC *cost recovery* dan *gross split* akan ditentukan berdasarkan pekerjaan ini.

#### 4.2.1 Biaya Investasi

Tabel 4.8 Biaya estimasi

Name	UoM	Quantity	Unit price	Total price
<b>Stimulation service charge</b>	JOB	1	\$ 13,400.00	\$ 13,400.00
<b>Material charge</b>				
HAI-85M	Gal	4	\$ 70.97	\$ 283.88
32% HCl	Gal	868	\$ 2.63	\$ 2,282.84
Fe-2	Lb	18	\$ 1.13	\$ 20.34
Losurf-300 M	Gal	15	\$ 22.58	\$ 338.70
AS-10	Gal	6	\$ 43.52	\$ 261.12
KCl	Gal	870	\$ 0.59	\$ 513.30
				\$ 17,100.18

Biaya Investasi yang dikeluarkan tergolong pada biaya capital dan non capital. Investasi yang dikeluarkan pada *project* ini tidak ada biaya capital, artinya tidak ada depresiasi pada perhitungan sistem kontrak. Seluruh pekerjaan yang dilakukan tergolong biaya non capital.

Biaya investasi yang dikeluarkan oleh kontraktor selama pekerjaan *matrix acidizing* pada sumur RF#30 ini bertujuan untuk kelangsungan hidup suatu proyek. Biaya yang dikeluarkan *stimulation service* yang dilakukan adalah US\$ 13400,00 dan

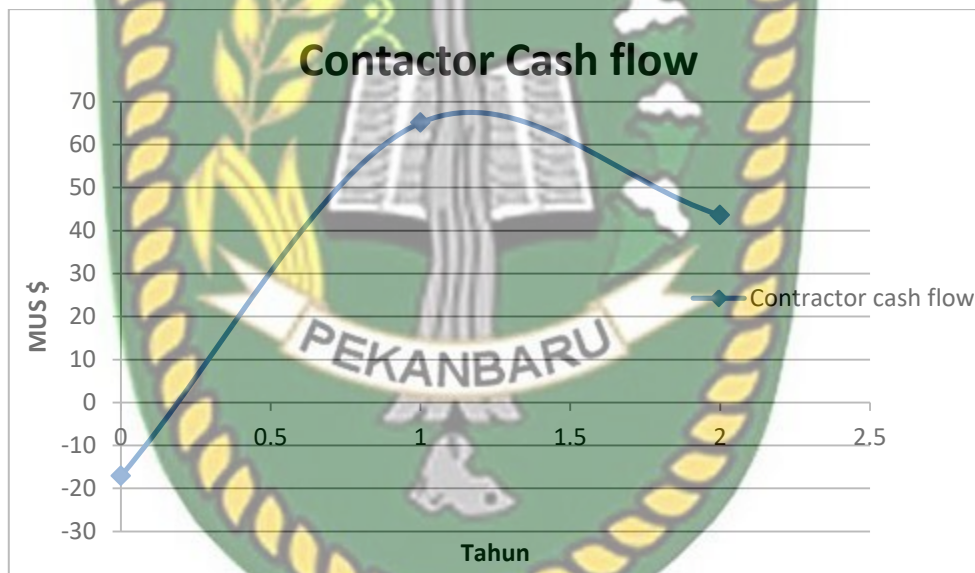
biaya *material charge* meliputi *acid* dan *additive* yang digunakan adalah sebesar US\$ 3700,18. Total biaya yang dikeluarkan pada proyek ini adalah US\$ 17100,18.

#### 4.2.2 Biaya Operasional

Biaya operasional pada sumur RF#30 adalah biaya yang dikeluarkan secara rutin pada kegiatan sehari-hari demi menjaga kelangsungan hidup suatu proyek. Biaya operasional atau *operating cost (Opec)* yang digunakan adalah 10 US\$/ bbl. Akumulasi *Opec* yang dikeluarkan 2 tahun kedepan sebesar 122.49 MUS \$

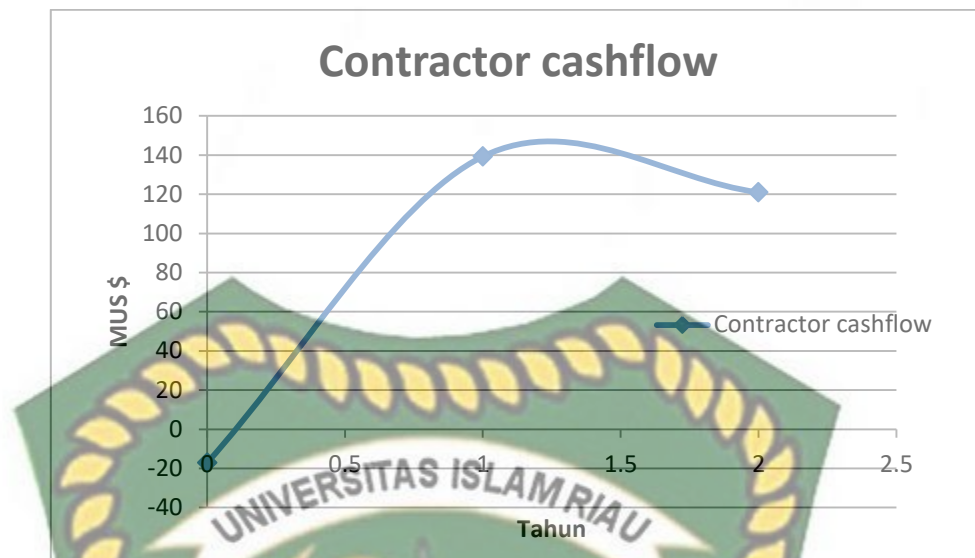
#### 4.2.3 Analisis Keekonomian

Perhitungan keekonomian berdasarkan sistem kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split* didasarkan pada produksi minyak, biaya investasi, harga minyak, dan skema pembagian kontrak. Hal ini menjadi faktor utama dalam menentukan layak atau tidaknya investasi dilakukan pada proyek *matrix acidizing*.



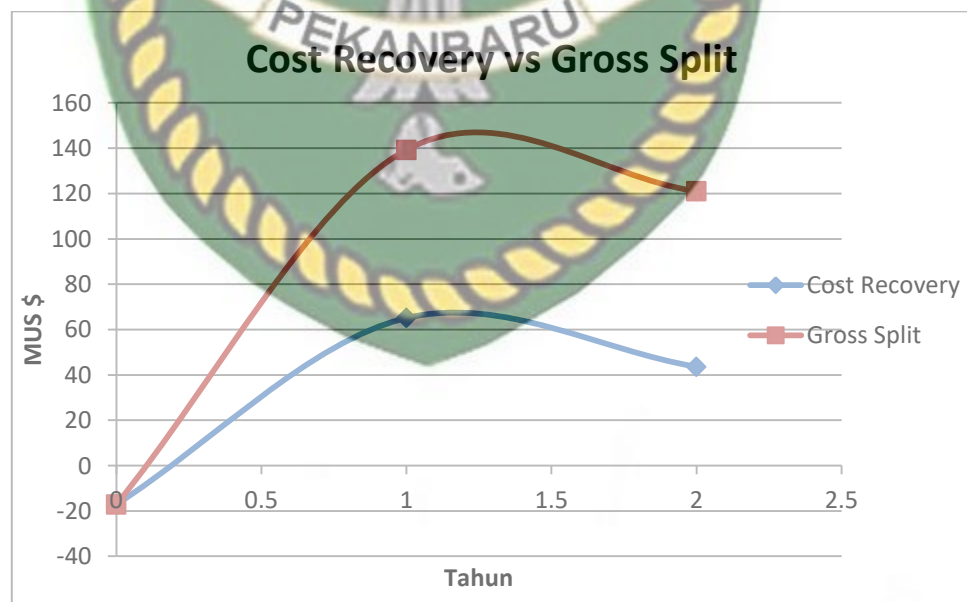
Gambar 4.4 *Contractor cashflow cost recovery*

Berdasarkan grafik *contractor cashflow cost recovery* diatas, pada awal proyek didapatkan hasil yang negatif, yaitu biaya investasi yang dikeluarkan oleh kontraktor dan kontraktor belum mendapatkan pemasukan pada saat itu. Pada saat tahun pertama dan kedua hasil yang didapatkan positif dan kontraktor sudah dapat pemasukan dari proyek tersebut.



Gambar 4.5 *Contractor cashflow gross split*

Berdasarkan grafik *contractor gross split* diatas, hasil yang didapatkan tidak jauh berbeda dengan *PSC contractor cashflow cost recovery* yaitu tahun awal hasil yang didapatkan negatif dan pemasukan didapat pada tahun pertama dan tahun kedua karena nilainya sudah positif. Untuk mengetahui perbedaan yang terlihat antara *contractor cashflow cost recovery* dan *contractor cashflow gross split* perhatikan grafik dibawah ini:



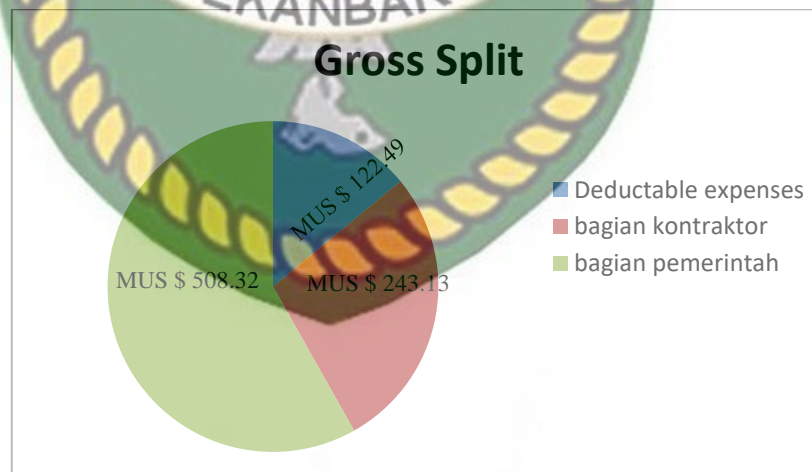
Gambar 4.6 Perbandingan *contractor cashflow cost recovery* dan *gross split*

Berdasarkan gambar perbandingan *contractor cashflow* antara *cost recovery* dan *gross split*, terlihat perbedaan dimana nilai positif *contractor cashflow* pada *gross split* lebih besar dibandingkan dengan *contractor cashflow* pada *PSC cost recovery*.



Gambar 4.7 Pendapatan *PSC cost recovery*

Berdasarkan gambar pendapatan *PSC cost recovery* diatas, dapat dilihat hasil yang diperoleh oleh kontraktor dan pemerintah. Kontraktor mendapatkan hasil sebesar MUS\$ 91.6 dan tambahan dari *cost recovery* yang didapat sebesar MUS\$ 139.59. Sedangkan pemerintah mendapatkan hasil sebesar MUS\$ 659.87, hasil tersebut sudah termasuk tambahan pajak yang berlaku pada sistem kontrak *PSC cost recovery*.



Gambar 4.8 Pendapatan *gross split*

Berdasarkan gambar 4.8 Pendapatan *gross split* diatas, dapat dilihat hasil yang diperoleh oleh kontraktor dan pemerintah. Kontraktor mendapatkan hasil sebesar MUS \$ 243.13 dan nilai *deductible expenses* sebesar MUS \$ 122.49. Sedangkan pemerintah mendapatkan hasil bersih termasuk pajak dari kontraktor sebesar MUS \$ 508.32.

#### 4.3 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Mengetahui layak atau tidaknya suatu proyek untuk dikembangkan perlu dilkauan perhitungan indikator keekonomian baik pada kontrak *PSC cost recovery* maupun kontrak *gross split*. Evaluasi keekonomian menggunakan rumus ekonomi teknik yang terdiri atas NPV, IRR, dan POT (Susilo et al., 2020).

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

Sebelum melakukan perhitungan nilai NPV, perlu diketahui nilai dari cashflow pada tahun nol hingga tahun kedua dengan menggunakan MARR atau *discount rate* sebesar 15%. Perhitungan *cashflow* didapatkan sebagai berikut:

Tabel 4.9 *Cashflow cost recovery*

Tahun	Contractor cashflow ( MUS \$)
0	-17.10018
1	65.09
2	43.6

Menghitung nilai NPV dengan menggunakan rumus, hasilnya adalah sebagai berikut:

$$NPV = (-17.10018) + \frac{65.09}{(1 + 0.1)^1} + \frac{43.6}{(1 + 0.1)^2}$$

$$NPV = MUS \$ 78.10$$

Tabel 4.10 *Cashflow gross split*

Tahun	Contractor cashflow ( MUS \$)
0	-17.10018
1	139.26
2	120.97

$$NPV = (-17.10018) + \frac{139.26}{(1 + 0.1)^1} + \frac{120.97}{(1 + 0.1)^2}$$

$$NPV = \text{MUS } \$ 209.5$$

NPV bernilai negatif menandakan proyek yang dilakukan tidak layak untuk dikembangkan dan NPV bernilai positif menandakan bahwa proyek yang dilakukan layak untuk dikembangkan (Purnatiyo, 2014). Berdasarkan nilai dari NPV, maka proyek tersebut berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split* layak untuk diterapkan. Akan tetapi, nilai NPV *gross split* lebih besar dari PSC *cost recovery*.

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

Perhitungan IRR memerlukan trial dan error untuk NPV sama dengan nol. Berikut langkah-langkah *trial* dan *error* menentukan nilai IRR:

1. *Discount rate* atau MARR 15% maka nilai NPV kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split* masing-masing adalah MUS \$ 78.10 dan MUS \$ 209.5
2. Apabila nilai *discount rate* atau MARR semakin besar maka nilai NPV semakin kecil.
3. Pada PSC *cost recovery*, *Discount rate* atau MARR sebesar 300% maka nilai NPV positif MUS \$ 1.90 dan *Discount rate* atau MARR sebesar 350% maka nilai NPV negatif –MUS \$ 0.48
4. Pada *gross split*, *Discount rate* atau MARR sebesar 600% maka nilai NPV positif MUS \$ 5.26 dan *Discount rate* atau MARR sebesar 800% maka nilai NPV negatif –MUS \$ 0.13



$$IRR_{\text{Cost recovery}} = 300\% + \frac{1.90}{1.90 + 0.48} \times (350\% - 300\%)$$

$$IRR_{\text{Cost recovery}} = 340\%$$

$$IRR_{\text{gross split}} = 600\% + \frac{5.26}{5.26 + 0.13} \times (800\% - 600\%)$$

$$IRR_{\text{gross split}} = 795\%$$

Mengetahui kelayakan berdasarkan IRR, nilai IRR harus lebih besar dari pada MARR (Antari & Bahari, 2016). Berdasarkan perhitungan diatas maka dapat disimpulkan bahwa baik menggunakan kontrak PSC *cost recovery* atau *gross split*, proyek tersebut layak untuk diterapkan. Akan tetapi nilai IRR dari *gross split* lebih besar dari PSC *cost recovery*.

#### 4.3.3 Pay Out Time (POT)

Perhitungan POT dilakukan untuk mengetahui berapa lama investasi awal dikembalikan. Data yang diperlukan dalam perhitungan POT adalah tahun, *contractor cashflow* dan *cummulative contractor cashflow*

Tabel 4.11 Tahun, *cashflow* dan *cummulative* PSC *cost recovery*

Tahun	Contractor cashflow ( MUS \$)	Cummulative contractor cashflow (MUS \$)
0	-17.10018	-17.10018
1	65.09	47.99
2	43.6	91.58

$$POT = 0 + \frac{17.10018}{17.10018 + 47.99} \times (1 - 0)$$

$$POT = 0.26 \text{ Tahun}$$

Tabel 4.12 Tahun, *cashflow* dan *cummulative gross split*

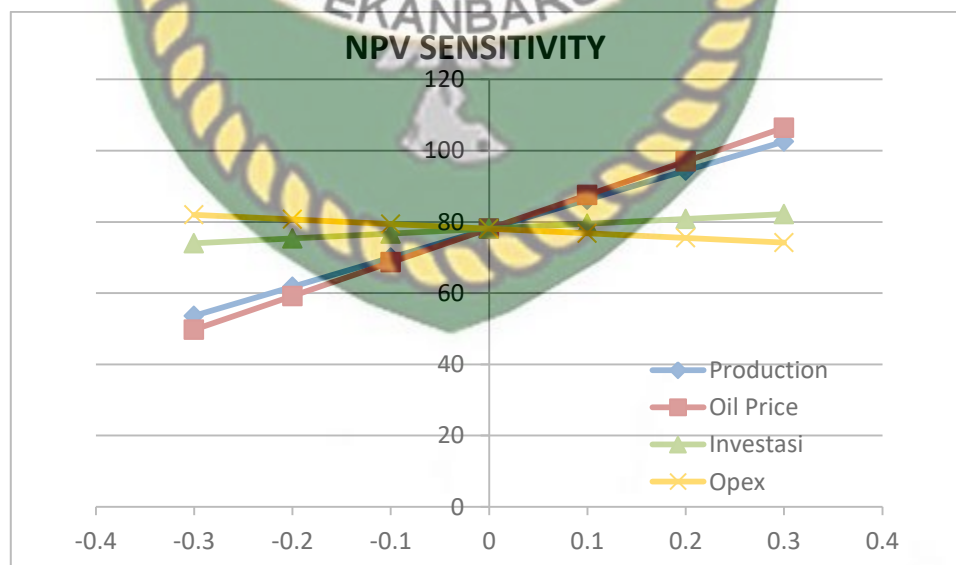
Tahun	Contractor cashflow ( MUS \$)	Cummulative contractor cashflow (MUS \$)
0	-17.10018	-17.10018
1	139.26	122.2
2	120.97	243.1

$$POT = 0 + \frac{17.10018}{17.10018 + 122.2} \times (1 - 0)$$

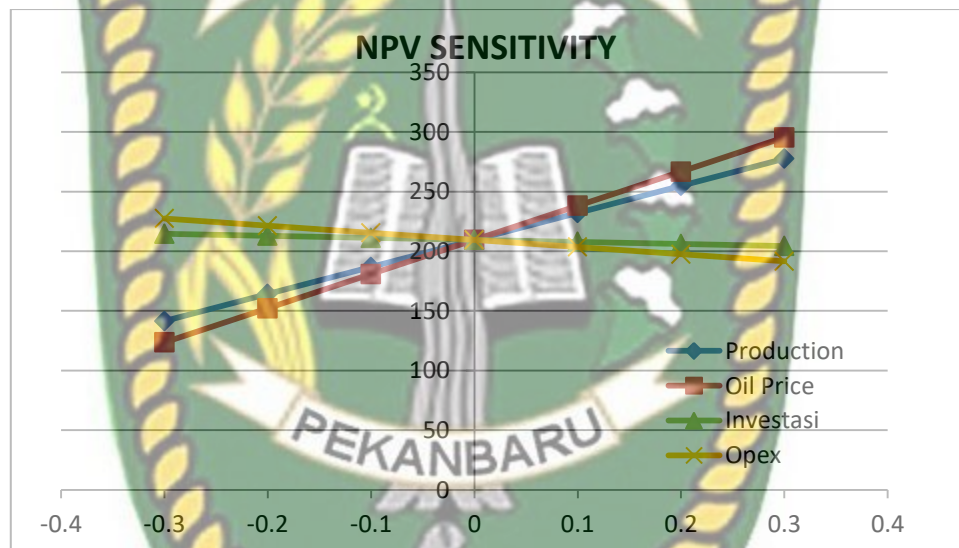
$$POT = 0.123 \text{ Tahun}$$

Nilai POT lebih besar dari pada umur proyek, maka proyek tersebut tidak layak untuk diterapkan. Sebaliknya, nilai POT lebih kecil dari umur proyek maka proyek tersebut layak untuk diterapkan (Esrar et al., 2021). Dapat disimpulkan bahwa nilai POT kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split* lebih kecil dari pada umur proyek. Akan tetapi *gross split* lebih baik dari pada PSC *cost recovery* karena investasi yang dikeluarkan kontaktor kembali lebih cepat.

#### 4.4. ANALISIS SENSITIVITAS

Gambar 4.9 NPV *sensitivity* PSC *cost recovery*

Berdasarkan gambar 4.9 sensitivitas nilai NPV pada kontrak PSC *cost recovery*, parameter yang mempengaruhi nilai dari NPV adalah harga minyak karena memberikan *slope* (kemiringan) grafik yang paling besar, setelah itu produksi minyak, investasi dan *opex* juga mempengaruhi nilai dari NPV pada kontrak PSC *cost recovery*. Harga minyak kritis merupakan harga minyak dimana nilai NPV mendekati atau sama dengan nol. Untuk mengetahui minimal harga minyak berapa masih untung dengan berdasar sensitivitas, titik kritis harga minyak masih untung adalah turun 82% dari harga awal yaitu 73.42 US\$/bbl menjadi 13.215 US\$/bbl dengan NPV sebesar 0.58 MUS \$. Jika turun melebihi 82% maka nilai NPV didapatkan sudah minus atau tidak menguntungkan.



Gambar 4.10 NPV *sensitivity gross split*

Berdasarkan gambar 4.10 sensitivitas nilai NPV pada kontrak *gross split*, dapat dilihat bahwa harga minyak merupakan parameter yang sangat mempengaruhi nilai dari NPV karena memberikan *slope* (kemiringan) paling besar. Produksi minyak, investasi dan *opex* juga mempengaruhi nilai dari NPV pada kontrak *gross split*. Titik kritis harga minyak masih untung adalah turun 73% dari harga awal yaitu 73.42 US\$/bbl menjadi 19.82 US\$/bbl dengan NPV sebesar 0.5 MUS \$.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 KESIMPULAN

Setelah penelitian tentang keekonomian *matrix acidizing* pada sumur RF#30 yang dihitung dengan sistem kontrak PSC *Cost recovery* dan *Gross split*, maka dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Nilai NPV, IRR dan POT menggunakan kontrak PSC *Cost recovery* masing-masing sebesar MUS \$ 78.10, 340% dan 0.26 tahun, Sedangkan nilai NPV, IRR dan POT menggunakan kontrak *Gross split* masing-masing sebesar MUS \$ 209.5, 795% dan 0.123 tahun.
2. Menggunakan kontrak PSC *Cost recovery* pemerintah mendapatkan hasil sebesar MUS \$ 659.87 dan menggunakan kontrak *gross split* pemerintah mendapatkan hasil sebesar MUS \$ 508.32. Sedangkan untuk kontraktor dengan kontrak PSC *Cost recovery* mendapatkan hasil sebesar MUS \$ 91.6 dengan nilai *cost recovery* sebesar MUS \$ 139.59 dan menggunakan kontrak *gross split* mendapatkan hasil sebesar MUS \$ 243.13.
3. Sensitivitas dari penerapan *matrix acidizing* pada sumur RF#30 berdasarkan kontrak PSC *cost recovery*, nilai NPV terhadap harga minyak memberikan slope (kemiringan) yang besar dengan harga minyak kritis sebesar 82%. Kemudian produksi minyak, investasi dan *opex* juga memberikan pengaruh terhadap nilai NPV. Sedangkan pada kontrak *gross split*, nilai NPV terhadap harga minyak memberikan slope (kemiringan) yang besar dengan harga minyak kritis sebesar 73%. Kemudian produksi minyak, investasi dan *opex* juga mempengaruhi nilai NPV.

## 5.2 SARAN

Pada penelitian ini telah dilakukan analisis keekonomian berdasarkan kontrak PSC *cost recovery* dan *gross split*. Untuk penelitian selanjutnya, diharapkan menghitung keekonomian berdasarkan pekerjaan lain seperti *waterflood*, *surfactant* dan proyek lainnya.



## DAFTAR PUSTAKA

- Ali, S. A., Kalfayan, L., & Montgomery, C. T. (2016). Acid Stimulation. *Society of Petroleum Engineers* (Vol. 26).
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). *Comparative analysis of inancial Production Sharing Contract ( PSC ) cost recovery with PSC gross split : Case study in one of the contractor SKK Migas*. 4(2), 65–80.
- Antari, A. R., & Bahari, R. (2016). Perancangan Separator Vertikal Mini 2 Fasa pada Kegiatan Sampling Fluida Di Pt . Pertaminaep Asset 2 Field Limau. 7(2), 49–62.
- 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 Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract*.
- 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.
- Esrar, R. F., Kasmungin, S., Mariana, D. A., & Rahmanto, P. A. (2021). Aplikasi Insentif Keekonomian Pada Perpanjangan Wilayah Kerja sebagai Pendorong Investasi Migas di Indonesia dengan Mekanisme Cost Recovery dan Gross Split. 1(1), 1–6.

- Fajri, M. (2020). Analisis Hukum Skema Kontrak Gross Split Terhadap Peningkatan Investasi Hulu Minyak dan Gas Bumi. *50(1)*, 54–70.
- Furqan, M. B., Ridaliani, O., & Kustono, B. (2015). Evaluasi Keberhasilan *Matrix Acidizing* dan *Well Washing*. 571–581.
- Ganindha, R., Wicaksono, S., & Saraswati, A. A. A. N. (2018). *Indonesians Transformation to Gross Split Contract: an Evaluation of Energy Worker Regulation*. *59(Icempl)*, 272–275.
- Ghommem, M., Qiu, X., Brady, D., Al-tajar, F., Crary, S., & Mahjoub, A. (2016). *SPE-181414-MS Monitoring of Matrix Acidizing by Using Resistivity Measurements*. *September*, 26–28.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). *Indonesia ' s New Gross Split PSC : Is It More Superior Than the Previous Indonesia ' s New Gross Split PSC : Is It More Superior Than the Previous Standard PSC ? January*.
- Hartono, A. D., Hakiki, F., Syihab, Z., Ambia, F., Migas, S. K. K., Yasutra, A., Sutopo, S., Efendi, M., Sitompul, V., Primasari, I., & Apriandi, R. (2017). *Revisiting EOR projects in Indonesia through integrated study: EOR screening, predictive model, and optimisation*. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*.
- Herawati, I., Novrianti, & Suyandi, A. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H Dan #P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih). *4(2)*, 1–14.
- Irham, S., Sibuea, S. N., & Danu, A. (2018). *The new management policy: Indonesian PSC-Gross split applied on CO2 flooding project*. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *106(1)*.

- Jumiati, W., Bekasi, K., Lama, K., & Selatan, J. (2018). Tantangan Keekonomian Kontrak Bagi Hasil Gross Split dan Cost Recovery . Studi Kasus Lapangan Gas Offshore di Sumatera Bagian Utara ( *Economic Challenging for Gross Split and*. 105–112.
- Kalfayan, L. (2008). *Production Enhancement with Acid Stimulation* (2 nd). Pennwell.
- Kinasih, R. C., Amin, M., Prabu, A., Pertambangan, J. T., Teknik, F., & Sriwijaya, U. (2013). *Analisa Hasil Acidizing Treatment untuk Menanggulangi Scale CaCO<sub>3</sub> dalam Upaya Mengoptimalkan Kemampuan Berproduksi Sumur R-11 Pt . Pertamina Ep Asset 2 Limau The Result Analisis of Acidizing Treatment for Takling Scale CaCO<sub>3</sub> In Effort To Optimize The Ab.*
- Kurniawan, T. S., & Jaenudin, J. (2017). *Proposed modification of abandonment and site restoration mechanism in gross split PSC for marginal field in Indonesia. Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua(December), 1–9.*
- Medeiros, B. B., Britto, R., & Barsan, F. (2020). *Challenges with production sharing contracts in Brazil: What the international experience and literature review can tell us? Offshore Technology Conference Brasil 2019, OTCB 2019.*
- Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1–7.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2018). Pengaruh Harga Gas dan Komponen Variabel. *VII(3)*, 113–117.
- Purnatiyo, D. (2014). *Analisis kelayakan investasi alat. VIII(2)*, 212–226.
- Rahim, Z., Al-anazi, H., Ahmed, M., Al-kanaan, A., & Aramco, S. (2014). *Matrix*



*Acidizing Innovation Surpasses Competing Methods in Saudi Carbonate. May, 32–35.*

Rulandari, N., Rusli, B., Mirna, R., Nurmantu, S., & Setiawan, M. I. (2018). *Valuation of Production Sharing Contract Cost Recovery Vs Gross Split in Earth Oil and Gas Cooperation Contracts in Indonesia and the Aspect of Public Service. Journal of Physics: Conference Series, 1114(1).*

Shafiq, M. U. (2017). *Sandstone Matrix Acidizing Knowledge and Future Development. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 7(4), 1205–1216.*

Sugiyartomo, F. H. (2019). *The Legality of Oil & Gas Production Sharing Contract Gross Split Scheme. 2(1), 29–37.*

Susilo, A. C., Afifah, R. S., Randanan, E. C., & Willard, K. (2020). *Evaluasi keekonomian kerja ulang pindah lapisan dengan metode perforasi sumur produksi. 21(2), 173–184.*

Whitman, D., Ronald, E., & Terry, E. (2012). *Fundamentals of of Fundamentals Engineering Economics Economics Engineering and Decision Decision Analysis Analysis and.*

Widyanti, S. (2015). *Evaluasi Keberhasilan Matrix Acidizing dalam Peningkatan Produksi Sumur Rama A-02 dan Rama A-03 pada Lapangan Rama-A. 494–500.*

## LAMPIRAN

### LAMPIRAN I. Data sumur RF#30

Data	Nilai	UoM
Kedalaman sumur (H)	1350	Ft
Ketebalan lapisan (h)	16	Ft
Damage depth	1	Ft
Cumulative oil	259	MSTB
Recovery factor	30	%
Tekanan reservoir sebelum acid, SBHP	370	Psi
Tekanan reservoir sesudah acid, SBHP	430	Psi
Tekanan dasar sumur sebelum acid, Pwf	320	Psi
Tekanan dasar sumur sebelum acid, Pwf	390	Psi
Viskositas minyak ( $\mu$ )	14	cP
Faktor volume formasi ( $B_o$ )	1.037	Bbl/STB
Jari-jari pengurasan ( $R_e$ )	395	Ft
Jari-jari sumur ( $R_w$ )	0.5	Ft
API minyak	30.80	°API
Kandungan $H_2S$	1620	Ppm
Kandungan $CO_2$	0	%

LAMPIRAN II. Data Produksi Sumur RF#30

DATE	QF	WC	QO
01/05/2013	949.83	98.10	<b>18.05</b>
01/06/2013	949.83	97.98	<b>19.19</b>
01/07/2013	952.00	97.98	<b>19.23</b>
01/08/2013	938.00	97.98	<b>18.95</b>
01/09/2013	959.00	97.98	<b>19.37</b>
01/10/2013	932.00	97.98	<b>18.83</b>
01/11/2013	948.00	99.70	<b>2.84</b>
01/12/2013	968.00	99.70	<b>2.90</b>
01/01/2014	243.69	97.48	<b>6.14</b>
01/02/2014	587.00	98.91	<b>6.40</b>
01/03/2014	876.00	98.99	<b>8.85</b>
01/04/2014	1292.00	98.45	<b>20.03</b>
01/05/2014	1292.00	98.45	<b>20.03</b>
01/06/2014	1201.00	98.57	<b>17.17</b>
01/07/2014	1263.32	98.38	<b>20.47</b>
01/08/2014	1262.00	98.47	<b>19.31</b>
01/09/2014	1193.00	98.18	<b>21.71</b>
01/10/2014	1198.00	98.41	<b>19.05</b>
01/11/2014	1169.60	97.39	<b>30.53</b>
01/12/2014	1160.47	97.99	<b>23.33</b>
01/01/2015	1136.28	98.84	<b>13.18</b>
01/02/2015	1136.28	98.84	<b>13.18</b>
01/03/2015	1125.00	98.44	<b>17.55</b>
01/04/2015	1103.00	98.52	<b>16.32</b>
01/05/2015	1109.21	98.48	<b>16.82</b>
01/06/2015	1053.22	98.5	<b>15.71</b>
01/07/2015	1053.32	98.49	<b>15.85</b>
01/08/2015	1052.00	98.56	<b>15.11</b>
01/09/2015	1040.22	98.57	<b>14.84</b>
01/10/2015	1040.00	98.58	<b>14.75</b>
01/11/2015	1082.00	98.45	<b>16.77</b>
01/12/2015	1053.47	98.48	<b>15.91</b>

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

LAMPIRAN III. Data Rata-rata Harga Minyak Dunia

Bulan	2014	2015	Sumber
Januari	105.8	45.3	ESDM RI
Februari	106.08	54.32	ESDM RI
Maret	106.9	53.66	ESDM RI
April	106.4	57.78	ESDM RI
Mei	106.16	61.86	ESDM RI
Juni	108.95	70.84	ESDM RI
Juli	105.06	51.81	ESDM RI
Agustus	99.51	42.81	ESDM RI
September	92.43	43.13	ESDM RI
Oktober	83.72	43.68	ESDM RI
November	79.4	41.44	ESDM RI
Desember	59.6	35.47	ESDM RI
	Rata-rata	73.42	

LAMPIRAN IV. Data Hasil Analisis Keekonomian Kontrak PSC *Cost Recovery*

Data hasil	Tahun		
	0	1	2
Produksi sumur RF#30 (STB)		6478.75	5657.5
Produksi sumur RF#30 (MSTB)		6.47875	5.6575
<i>Gross Revenue</i>		475.6698	415.3737
Investasi (100% non capital)	17.10018		
<i>Operating cost</i>		64.79	57.71
<i>Depresiasi</i>		0	0
<i>FTP 20%</i>		95.134	83.075
<i>Investment credit</i>		0	0
<i>Unrecovered (UR)</i>		0	0
<i>Cost recovery (CR)</i>	17.10018	64.79	57.71
<i>Recovery (Rec)</i>		81.89	57.71
<i>Equity to be Split</i>		393.78	357.67
<i>Contractor share before tax</i>		85.70	77.84
<i>DMO</i>		26.37	23.95
<i>DMO fee</i>		6.59	5.99
<i>DMO net</i>		19.78	17.96
<i>Cash in</i>		47.99	43.59
<i>Contractor + cost recovered</i>		129.88	101.30
<i>Net contractor cashflow</i>	-17.10018	65.09	43.6
<i>Cumulative contractor cashflow</i>	-17.10018	47.99	91.58
<i>Government take</i>		345.79	314.08

**LAMPIRAN V.** Data Hasil Analisis Keekonomian Kontrak *Gross Split*

Data hasil	Tahun		
	0	1	2
Produksi sumur RF#30 (STB)		6478.75	5657.5
Produksi sumur RF#30 (MSTB)		6.47875	5.6575
<i>Gross Revenue</i>		475.6698	415.3737
Investasi (100% non capital)	17.10018		
Gross revenue contractor		313.47	273.73
<i>Depresiasi</i>		0	0
<i>Operating cost</i>		64.79	57.71
<i>Deductible expenses</i>		64.79	57.71
<i>Contractor taxable</i>		248.68	216.02
<i>Contractor tax</i>		109.42	95.05
<i>Net contractor cashflow</i>	-17.10018	139.26	120.97
<i>Cumulative contractor cashflow</i>	-17.10018	122.2	243.1
<i>Government take</i>		271.62	236.69

**LAMPIRAN VI.** Data Hasil Indikator Keekonomian Kontrak *PSC Cost Recovery*

MARR	15%	
NPV 15%	78.10	
IRR	340	%
POT	0.26	Tahun

**LAMPIRAN VII.** Data Hasil Indikator Keekonomian Kontrak *Gross Split*

MARR	15%	
NPV 15%	209.5	
IRR	795	%
POT	0.123	Tahun

**LAMPIRAN VIII.** NPV *Sensitivity PSC Cost Recovery*

NPV	<i>Production</i>	<i>Oil price</i>	Investasi	<i>Opec</i>
-0.3	53.64	49.74	74	82
-0.2	61.79	59.19	75.37	80.7
-0.1	69.95	68.65	76.73	79.4
0	78.10	78.10	78.10	78.10
0.1	86.25	87.55	79.49	76.8
0.2	94.41	97.01	80.83	75.5
0.3	102.56	106.46	82.2	74.2

**LAMPIRAN IX.** NPV *Sensitivity Gross Split*

NPV	<i>Production</i>	<i>Oil price</i>	Investasi	<i>Opec</i>
-0.3	141.5	123.6	214.6	227.4
-0.2	164.2	152.2	212.9	221.4
-0.1	186.8	180.9	211.2	215.4
0	209.5	209.5	209.5	209.5
0.1	232.1	238.1	207.8	203.5
0.2	254.8	266.7	206.1	197.5
0.3	277.5	295.4	204.3	191.6



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**



SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
NOMOR : 1057/KPTS/FT-UIR/2021  
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

**DEKAN FAKULTAS TEKNIK**

- Membaca : Surat Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Nomor : 084/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 : Rizky Fauzy  
NPM : 163210195  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)  
Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Penerapan Matrix Acidizing Berdasarkan Kontrak PSC Cost Recovery dan Gross Split Pada Sumur Rf#30

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

Ditetapkan di : Pekanbaru

Pada Tanggal : 1 Safar 1443 H

09 September 2021 M

Mengetahui,

Dekan



**(Dr. Mursyidah, M.Sc)**

NPK : 091102373

Kuasa Nomor : 2512/A-UIR/5-T/2021

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*



**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 1 November 2021, Nomor: 0290/KPTS/FT-UIR/2021, maka pada hari Selasa, tanggal 2 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 : Rizky Fauzy
2. NPM : 163210195
3. Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Penerapan Matrix Acidizing Berdasarkan Kontrak PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split* pada Sumur RF#30
4. Waktu Ujian : 09.00 – 10.00 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 = **86,1** . Nilai Huruf = **A** .....

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Muhammad Ariyon, S.T., M.T.	Ketua	1.
2	Idham Khalid, S.T., M.T.	Anggota	2.
3	Novia Rita, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian  
 Ketua,

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

Pekanbaru, 2 November 2021

Mengetahui,

Dekan Fakultas Teknik



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

Perpustakaan Universitas Islam Riau  
 Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**DAFTAR PRESTASI AKADEMIK MAHASISWA**

Nama : RIZKY FAUZY  
 Tempat/Tgl.Lahir : PULAU RAMBAI / 30 Juli 1998  
 NPM : 163210195  
 Fakultas : Fakultas Teknik  
 Program Studi : Teknik Perminyakan  
 Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S.1)



KODE MK	MATA KULIAH	NILAI	AM	K	KM
TP12005	AGAMA ISLAM I / AGAMA ISLAM I	B+	3.33	2	6.66
TP12006	BAHASA INDONESIA / BAHASA INDONESIA	B	3	2	6
TP12005	BAHASA INGGRIS / ENGLISH	A	4	2	8
TP13002	FISIKA DASAR I / BASIC PHYSICS I	B+	3.33	3	9.99
TP33020	GEOLOGI DASAR / BASIC GEOLOGY	A-	3.67	3	11.01
TP13001	KALKULUS I / CALCULUS I	A	4	3	12
TP12006	KEWARGANEGARAAN / KEWARGANEGARAAN	A-	3.67	2	7.34
TP12002	KIMIA DASAR I / BASIC CHEMISTRY I	A-	3.67	2	7.34
TP12007	KONSEP TEKNOLOGI / CONCEPT OF TECHNOLOGY	A	4	2	8
TP12007	PENGANTAR INDUSTRI MIGAS / INTRODUCTION TO OIL AND GAS INDUSTRIES	A	4	2	8
TP22004	AGAMA ISLAM II / AGAMA ISLAM II	A	4	2	8
TP23002	ANALISA FLUIDA RESERVOIR / RESERVOIR FLUID ANALYSIS	A	4	3	12
TP22005	APLIKASI KOMPUTER / COMPUTER APPLICATION	A	4	2	8
TP23000	FISIKA DASAR II / BASIC PHYSICS II	A	4	3	12
TP23008	KALKULUS II / CALCULUS II	A-	3.67	3	11.01
TP23005	KIMIA DASAR II / BASIC CHEMISTRY II	A	4	2	8
TP12007	PANCASILA / PANCASILA	A-	3.67	2	7.34
TP22016	PENGANTAR ELEKTRONIKA / INTRODUCTION TO AUTOMATIC CONTROL	A-	3.67	2	7.34
TP23003	PRATIUM ANALISA FLUIDA RESERVOIR / RESERVOIR FLUID ANALYSIS LABORATORY	A	4	1	4
TP22001	REGULASI DAN LINGKUNGAN MIGAS / OIL & GAS ENVIROMENT REGULATION	B	3	2	6
TP33017	KALKULUS III / CALCULUS III	A-	3.67	3	11.01
TP42027	PENGERAK MULA / PRIME MOVERS	A-	3.67	2	7.34
TP33019	STATISTIKA DASAR / BASIC STATISTICS	B+	3.33	3	9.99
TP43028	STRATIGRAFI / STRATIGRAPHY	A	4	3	12
TP32023	TEKNOLOGI ISLAM / TEKNOLOGI ISLAM	B	3	2	6
TP33018	THERMODINAMIKA / THERMODYNAMICS	B-	2.75	3	8.25
TP52202	CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR) / CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)	A	4	2	8
TP43021	GEOLOGI MINYAK DAN GAS BUMI / PETROLEUM GEOLOGY	A	4	3	12
TP43025	KEWIRAUSAHAAN / ENTERPRENEURSHIP	A	4	3	12
TP43020	MEKANIKA FLUIDA / FLUID MECHANICS	B	3	3	9
TP43022	MEKANIKA RESERVOIR / PETROPHYSICS	B-	2.75	3	8.25
TP43024	METODE NUMERIK / NUMERICAL METHODS FOR PETROLEUM ENGINEERS	A	4	3	12
TP53026	TEKNIK PANAS BUMI+FIELD TRIP / GEOTHERMAL ENGINEERING+FIELD TRIP	B	3	3	9

Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
 Paraustakan Universitas Islam Riau

TP43031	TEKNIK PEMBORAN I / DRILLING ENGINEERING I	A-	3.67	3	11.01
TP43029	TEKNIK PRODUKSI I / PRODUCTION ENGINEERING I	B+	3.33	3	9.99
TP43030	TEKNIK RESERVOIR I / RESERVOIR ENGINEERING I	A	4	3	12
TP83057	TEKNIK TEKANAN TRANSIEN / WELL TESTING	A-	3.67	3	11.01
TP63044	WELL LOGGING / WELL LOGGING	C+	2.33	3	6.99
TP73507	BLOW OUT & WELL CONTROL / BLOW OUT & WELL CONTROL	A	4	3	12
TP73501	GEOSTATISTIK / GEOSTATISTICS	A	4	3	12
TP73049	PENGENALAN EOR / ENHANCED OIL RECOVERY	B-	2.75	3	8.25
TP63032	PENGOLAHAN TRANSPORTASI MIGAS / OIL & GAS SURFACE FACILITY AND TRANSPORTATION	B	3	3	9
TP63034	PENILAIAN FORMASI / FORMATION EVALUATION	A	4	3	12
TP53039	TEKNIK PEMBORAN II / DRILLING ENGINEERING II	A-	3.75	3	11.25
TP53038	TEKNIK PRODUKSI II / PRODUCTION ENGINEERING II	B-	2.75	3	8.25
TP53036	TEKNIK RESERVOIR II / RESERVOIR ENGINEERING II	A-	3.75	3	11.25
TP62053	KERJA PRAKTEK / PRACTICAL TRAINING	A	4	2	8
TP73054	MANAJEMEN MIGAS / OIL AND GAS FIELD MANAGEMENT	A	4	3	12
TP73057	PROBLEMATIKA PRODUKSI / WELL PRODUCTION PROBLEMS	A	4	3	12
TP83058	SIMULASI RESERVOIR / RESERVOIR MODELLING & SIMULATION	B+	3.5	3	10.5
TP73035	TATA TULIS KARYA ILMIAH & PRESENTASI / TECHNICAL WRITING & PRESENTATION	C+	2.5	3	7.5
TP83043	TEKNIK GAS BUMI / NATURAL GAS ENGINEERING	B	3	3	9
TP84058	TUGAS AKHIR / FINAL PROJECT	A	4	4	16
TP73092	UNCONVENTIONAL HYDROCARBON / UNCONVENTIONAL HYDROCARBON	A	4	3	12
TP73040	PROPOSAL PENELITIAN / RESEARCH PROPOSAL & SEMINAR	A-	3.75	1	3.75
TP83041	STIMULASI & KERJA ULANG SUMUR / WELL STIMULATION & WORKOVER	C+	2.5	3	7.5
Jumlah				148	526.12
IPK				3.55	

Dokumentasi ini adalah Arsip Milik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau



Pekanbaru, 24 November 2021  
Kepala BAAK,



DR. Kusnia Hastuti, S.T., M.T



# UNIVERSITAS ISLAM RIAU

## FAKULTAS TEKNIK

### الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيُّوِيَّةُ

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: 342/A-UIR/5-T/2021

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

Nama : **RIZKY FAUZY**  
NPM : 163210195  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)  
Judul Skripsi TA : ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN MATRIX ACIDIZING BERDASARKAN KONTRAK PSC COST RECOVERY DAN GROSS SPLIT PADA SUMUR RF#30

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, 19 October 2021 M

*13 Robi'ul Awwal 1443 H*

Operator Turnitin F. Teknik

Ahmad Pandi, S.Kom.



# UNIVERSITAS ISLAM RIAU

## FAKULTAS TEKNIK

### الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيُّوْتِيَّةُ

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

#### SURAT KETERANGAN LULUS

Nomor: 3945/A-UIR/5-T/2021.

Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau Pekanbaru, dengan ini menerangkan bahwa :

Nama : **Rizky Fauzy**  
Tempat. Tgl / Lahir : Pulau Rambai / 30 Juli 1998  
NPM : 163210195  
Fakultas/Jurusan : Teknik / Teknik Perminyakan  
Alamat : Jl. Benayah RT.002/RW.001 Kelurahan Benayah  
Kecamatan Pusako

Mahasiswa tersebut diatas benar telah LULUS UJIAN SARJANA Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, pada tanggal 02 November 2021 dan akan di wisuda pada 19 Februari 2022

Dengan IPK Kelulusan : **3,55**

Dengan Judul Skripsi : "Analisis Keekonomian Penerapan Matrix Acidizing Berdasarkan Kontrak PSC Cost Recovery dan Gross Split Pada Sumur RF#30"

Demikian Surat Keterangan ini diberikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dipergunakan seperlunya.

Pekanbaru, 19 Rabiul Akhir 1443 H  
25 November 2021 M



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

*\*Surat ini ditandatangani secara elektronik*



**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 Fax. +62 761 674834 Website: [www.uir.ac.id](http://www.uir.ac.id) Email: [info@uir.ac.id](mailto:info@uir.ac.id)

**SURAT KETERANGAN**  
**PERSETUJUAN JILID TUGAS AKHIR**

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

Nama : Rizky Fauzy  
NPM : 163210195  
Fakultas : Teknik  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Analisis Keekonomian Penerapan *Matrix Acidizing* Berdasarkan Kontrak PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split* pada Sumur RF#30

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

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

Pekanbaru, 02 November 2021  
Pembimbing

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

Penguji I

Idham Khalid, S.T., M.T

Penguji II

Novia Rita, S.T., M.T