

ANALISIS KEEKONOMIAN PEKERJAAN *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR SK-01, SK-08, DAN SK-09 DI LAPANGAN JH BERDASARKAN KONTRAK GROSS SPLIT

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh :

NABILA SYALLY FAIZAH

143210501

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

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Nabila Syally Faizah
NPM : 143210501
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisis Keekonomian Pekerjaan *Hydraulic Fracturing*
Pada Sumur SK-01,SK-08, dan SK-09 di Lapangan JH
Berdasarkan Kontrak 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, ST, MT (.....)
Penguji I : (.....)
Penguji II : (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal :

Disahkan Oleh :

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

NOVIA RITA, 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 didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, Juli 2021

NABILA SYALLY FAIZAH
NPM : 143210501

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT, atas rahmat dan karuniaNya saya dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Dalam penulisan Tugas Akhir ini saya mengucapkan terimakasih kepada :

1. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Ibu Novia Rita Rita, S.T, M.T dan Sekretaris Prodi Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T
2. Bapak. M. Ariyon, ST, MT, selaku Pembimbing Tugas Akhir sekaligus sebagai Dosen Pembimbing Akademik yang telah membimbing selama perkuliahan juga dalam penyusunan Tugas Akhir hingga selesai.
3. BOB PT. Bumi Siak Pusako, Bapak Airlangga Pratama Akbar sebagai Manager EPT dan H. Yusriadi Saputra, SE. divisi Humas PT. BSP yang telah memberikan izin menggunakan data perusahaan dalam analisa data skripsi.
4. Kedua Orang tua, Drs. H. Syafril dan Ibunda Dr. Hj. Ellyan Sastraningsih, SE, Msi. dan abang Rizal Muarif yang selalu sabar dan tidak putus memberikan dukungannya.
5. Orang terdekat saya Muhammad Ulil Abshor yang selalu memberikan dukungan dan semangat selama menyelesaikan Tugas Akhir dan Sahabat saya Dea Almi Suryani, Dhea Meruza Salim, Tri Rahmadini Putri, Dea Listikasari, Regina Novalia, Ayuna Putri Rizelia serta Teman-teman Pelta 2014 yang selalu menemani saya.

Penulis menyadari Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan dan memerlukan penyempurnaan, oleh karena itu kritik dan saran sangat saya harapkan.

Pekanbaru, Juli 2021

Nabila Syally Faizah

DAFTAR ISI

	Hal
HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR TABEL	vi
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	3
1.3. Manfaat Penelitian.....	3
1.4. Batasan Masalah.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Faktor yang Mempengaruhi Hasil Hydraulic Fracturing.....	6
2.2. Evaluasi Produksi Hydraulic Fracturing.....	7
2.3. Keekonomian Minyak dan Gas Bumi.....	9
2.4. Indikator Keekonomian.....	14
2.5. Analisa Sensitivitas	16
2.6. State of The Art.....	17
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	20
3.1. Metode Penelitian.....	20

3.2. Jenis Penelitian.....	21
3.3. Diagram Alur Penelitian	21
3.4. Tempat Penelitian.....	23
3.5. Studi Lapangan	23
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	25
4.1. Keadaan Lapangan	25
4.2. Analisis Pekerjaan Hydraulic Fracturing.....	29
4.3. Analisis Keekonomian Pekerjaan Hydraulic Fracturing Pada Tiap Sumur	33
4.4. Analisis Sensitivitas Pada Sumur SK-01, SK-08 dan SK-09.....	39
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	44
5.1. Kesimpulan	44
5.2. Saran	45
DAFTAR PUSTAKA.....	46
LAMPIRAN	49

DAFTAR TABEL

	Hal
Tabel 2.1 : Variabel Split pada Kontrak Gross Split.....	11
Tabel 4.1 : Data Well Basis 1500'sd	25
Tabel 4.2 : Data Well Basis 1500' sd	29
Tabel 4.3 : Rangkuman Setelah Dilakukan Pekerjaan Hydraulic Fracturing.....	30
Tabel 4.4 : Hasil Perhitungan Perubahan Kinerja Reservoir	31
Tabel 4.5 : Data Fiscal Lapangan JH	33
Tabel 4.6 : Data Produksi Tiap Sumur Sebelum dan Sesudah (incremental) Pekerjaan Hydraulic Fracturing.....	33
Tabel 4.7 : Investasi Pekerjaan Hydraulic Fracturing Pada Tiap Sumur	34
Tabel 4.8 : Hasil Perhitungan Indikator Ekonomi PSC Gross Split Pekerjaan Hydraulic Fracturing Tiap Sumur	35
Tabel 4.9 : Perbandingan PSC Standar dan PSC Gross Split Sumur SK-01.....	35
Tabel 4.10 : Perbandingan PSC Standar dan PSC Gross Split Sumur SK-08.....	36
Tabel 4.11 : Perbandingan PSC Standar dan PSC Gross Split Sumur SK-09.....	37

DAFTAR GAMBAR

	Hal
Gambar 2.1 : Peralatan <i>Hydraulic Fracturing</i>	5
Gambar 2.2 : Model Geometri KGD dalam Horizontal.....	8
Gambar 2.3 : Model PKN dalam Geometri Berbentuk Vertical.....	9
Gambar 2.4 : Perbandingan PSC dan Gross Split.....	10
Gambar 2.5 : Skema Kontrak Gross Split.....	11
Gambar 3.1 : Flow Chart Penelitian	20
Gambar 3.2 : Peta Wilayah Kerja BPB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu	23
Gambar 4.1 : Grafik Produksi pada Sumur SK-01	26
Gambar 4.2 : Grafik Produksi pada Sumur SK-08	27
Gambar 4.3 : Grafik Produksi pada Sumur SK-09	28

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** : Data Harga Minyak Dunia Juli 2020 – Juni 2021
- LAMPIRAN II** : Data *Variable Split, Progressive Split, dan Base Split*
- LAMPIRAN III** : Persen Bagi Hasil Kontraktor dan Pemerintah Pada Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* Sumur SK-01, SK-08, dan SK-09.
- LAMPIRAN IV** : Perhitungan PSC *Gross Split* Sumur SK-01
- LAMPIRAN V** : Perhitungan PSC *Gross Split* Sumur SK – 08
- LAMPIRAN VI** : Perhitungan PSC *Gross Split* Sumur SK – 09
- LAMPIRAN VII** : Perhitungan *PSC Standard*.
- LAMPIRAN VIII** : Data Analisis Sensitivitas PSC *Gross Split* Tiap Sumur

DAFTAR SINGKATAN

BBL	<i>Barrel</i>
BPD	<i>Barrel Per Day</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
DPI	<i>Discounted Profit to Investment</i>
ETS	<i>Equity to be Split</i>
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
KGD	<i>Kristianovich, Zheltov, Geertsma de Klerk</i>
mD	<i>miliDarcy</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
PBU	<i>Pressure Built Up</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
PKN	<i>Perkins, Kern, and Nordgen</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
SFL	<i>Static Fluid Level</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
TSO	<i>Tip Screen Out</i>
USD	<i>United State Dollar</i>
WC	<i>Water Cut</i>
WFL	<i>Working Fluid Level</i>
WSO	<i>Water Shut Off</i>

DAFTAR SIMBOL

B_t	<i>Benefit</i> pada tahun ke-t
C_t	Biaya pada tahun ke-t
DF	<i>Discount factor</i>
Hf	Tinggi Rekahan
i	Tingkat bunga yang berlaku
i_1	Tingkat bunga pertama saat memperoleh NPV positif
i_2	Tingkat bunga kedua saat memperoleh NPV <i>negative</i>
n	Lama periode waktu
NPV ⁺	Nilai NPV yang positif pada tingkat bunga pertama
NPV ⁻	Nilai NPV yang negatif pada tingkat bunga kedua
Wf	Lebar Rekahan
Wkf	Konduktivitas Rekahan
Xf	Panjang Rekahan

ANALISIS KEEKONOMIAN PEKERJAAN *HYDRAULIC FRACTURING*
PADA SUMUR SK-01,SK-08, DAN SK-09 DI LAPANGAN JH
BERDASARKAN KONTRAK GROSS SPLIT

NABILA SYALLY FAIZAH

143210501

ABSTRAK

Kegiatan Usaha Eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi saat ini telah banyak dikembangkan salah satunya adalah metode *Hydraulic fracturing*. Kegiatan ini dapat dilakukan melalui kontrak kerjasama antara negara dan kontraktor, selain *Basic production sharing contract* (PSC) mulai dikembangkan PSC *Gross Split*. Dari sisi Keekonomian terdapat beberapa perbedaan pada kedua jenis kontrak karenanya perlu dilakukan analisa keekonomian dalam pekerjaan *hydraulic fracturing* dengan Kontrak Gross Split.

Analisa dilakukan pada tiga sumur lapangan JH yaitu sumur SK-01, SK-08, dan SK-09 yang melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*, karena masih memiliki banyak cadangan minyak namun permeabilitasnya kecil. Analisa keekonomian dilakukan terhadap pekerjaan *hydraulic fracturing* dengan menggunakan metode kontrak bagi hasil *Gross Split* menggunakan alat analisa *Net Present Value*, *Internal Rate of Return*, dan *Pay Out Time*.

Hasil analisa menemukan bahwa, pekerjaan *Hydraulic Fracturing* pada sumur SK-01, SK-08, dan SK-09 berdasarkan keekonomian Kontrak Gross Split masih belum layak untuk dilakukan. Ketika dilakukan perbandingan antara PSC Standar dengan PSC Gross Split didapatkan hasil untuk ketiga sumur PSC Standar masih lebih menguntungkan dibandingkan dengan PSC Gross Split, pada PSC Standar hanya satu sumur yang tidak layak sedangkan pada PSC Gross Split ketiga sumur tidak layak dan tidak menguntungkan.

Kata Kunci : *Hydraulic Fracturing, Production Sharing Contract, Gross Split.*

ECONOMIC ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING JOB AT SK-01,
SK-08, AND SK-09 IN JH FIELD BASED ON GROSS SPLIT CONTRACT

NABILA SYALLY FAIZAH

143210501

ABSTRACT

Exploration and exploitation of oil and gas has now been widely developed, one of which is the Hydraulic fracturing method. This activity can be carried out through a cooperation contract between government and the contractor, beside the Basic Production Sharing Contract (PSC), the Gross Split PSC is being developed. From the economic point of view, there are several differences between the two types of contracts, therefore it is necessary to conduct an economic analysis in hydraulic fracturing work with a Gross Split Contract.

The analysis was carried out on three wells in the JH field, namely wells SK-01, SK-08, and SK-09 with hydraulic fracturing work, because they still have a lot of oil reserves but the permeability is small. Economic analysis on hydraulic fracturing work using Gross Split profit sharing contract method by Net Present Value, Internal Rate of Return, and Pay Out Time analysis tools.

The results of the analysis found that the Hydraulic Fracturing work on wells SK-01, SK-08, and SK-09 based on the economics of the Gross Split Contract is still not feasible to do. When a comparison is made between the Standard PSC and the Gross Split PSC, the results for the three Standard PSC are still more profitable than the Gross Split PSC, in the Standard PSC only one well is not feasible while in the Gross Split PSC the three wells are not feasible and not profitable.

Keyword : Hydraulic Fracturing, Production Sharing Contract, Gross Split.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

Energi fosil seperti minyak dan gas dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan teknologi yang terus berkembang pesat seiring dengan berjalannya waktu. Oleh karena itu, teknologi dan metode yang digunakan untuk memperoleh minyak terus berkembang, metode yang digunakan salah satunya adalah metode *hydraulic fracturing*, yaitu metode peretakan buatan hidrolis. *Hydraulic fracturing* adalah salah satu metode yang sudah lama digunakan dalam dunia perminyakan. *Hydraulic fracturing* dilakukan pada lapangan minyak yang memiliki potensi aliran fluida yang rendah. (Prisila Adisty, 2010)

Menurut Suwardi (2009). Keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing* dapat dilihat dari segi desain, bagaimana rekahan geometri yang terbentuk serta evaluasi kenaikan produktivitas sumur dengan membandingkan tingkat kenaikan produktivitas sebelum dan sesudah pelaksanaan *hydraulic fracturing*.

Syarat dalam pekerjaan *hydraulic fracturing* diantaranya adalah banyaknya sisa cadangan pada reservoir, permeabilitas yang kecil, dan memiliki jenis batuan *sandstone*.

Pada lapangan JH terdapat cadangan minyak yang cukup besar. Namun, memiliki nilai permeabilitas yang rendah pada 8 mD – 44 mD dengan tekanan yang relatif tinggi (Well File, 2016). Sumur tersebut tetap berproduksi dengan *rate* yang rendah. Kemudian menjadi pertimbangan untuk dilakukannya stimulasi yang cocok seperti pekerjaan *hydraulic fracturing* dengan tujuan untuk merekahkan pori-pori karena sumur memiliki permeabilitas yang kecil sehingga dapat mengalirkan fluida dengan baik.

Setelah pekerjaan *hydraulic fracturing* dilaksanakan, tahap selanjutnya adalah melakukan evaluasi dari pekerjaan yang sudah dilakukan. Hasil evaluasi

kemudian dianalisa agar mengetahui berhasil atau tidaknya pekerjaan yang sudah dilakukan. Keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing* ini dapat dilihat melalui 2 faktor yaitu faktor teknis dan faktor ekonomis.

Pada industri migas terdapat empat faktor yang sangat mempengaruhi keuntungan yaitu produksi migas, biaya, harga, dan kontrak bagi hasil yang digunakan. Pada saat ini di Indonesia berlaku dua jenis kontrak yaitu PSC Standard (*Cost Recovery*) dan *Gross Split*. Kontraktor migas dapat memilih kontrak mana yang lebih menguntungkan baginya.

Berdasarkan Undang-undang nomor 44 prp tahun 1960. Undang-undang nomor 8 tahun 1971, negara Indonesia menggunakan kontrak migas bagi hasil (*production sharing contract*) yang memastikan negara memiliki kontrol untuk hasil migas. Kemudian setelah undang-undang nomor 22 tahun 2001 diberlakukan, kontrak kerja sama atau kontrak bagi hasil menjadi istilah yang digunakan dan memiliki arti kontrak yang lebih menguntungkan bagi negara.

Gross split adalah salah satu jenis kontrak yang awalnya didasari oleh PSC (*production sharing contract*). *Gross split* merupakan kontrak yang dilakukan karena perkembangan ekonomi dan energi yang semakin hari semakin pesat. Dikarenakan kondisi alam dan sumber daya yang semakin banyak dibutuhkan namun *cost recovery* atau biaya pemulihan pada setiap kegiatan ekonomi yang dilaksanakan juga berubah seiring berjalannya waktu. (Ariyon dkk, 2020)

Oleh karena itu kontrak *gross split* dilakukan dengan tujuan lebih menguntungkan pemerintah sebagai penyedia sumber daya dengan kontraktor, sesuai UU No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi Pasal 6 ayat 1. Persentase bagi hasil *gross split* menurut Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2017 pasal 5 ayat 1 poin (a) menyatakan besaran bagi hasil awal lebih menguntungkan pemerintah di banding kontraktor dimana pemerintah mendapatkan 57 % sedang kontraktor mendapatkan 43 % jika dibandingkan dengan *production sharing contract* dimana pemerintah mendapatkan bagi hasil sebesar 49 % dan kontraktor 51 %.

Keberhasilan *hydraulic fracturing* dari segi Teknik dan produksi dapat dilihat dari kenaikan produksi dan permeabilitas rata-rata rekahan yang terjadi (Reynaldi dkk, 2017). Sedangkan untuk factor ekonomis berdasarkan parameter keekonomian sistem kontrak *Gross Split* pada suatu pekerjaan sumur. Jika faktor tersebut memenuhi syarat dan kriteria, dapat disimpulkan bahwa pekerjaan *hydraulic fracturing* berhasil.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah :

1. Menentukan keberhasilan dan kelayakan *hydraulic fracturing* pada tiap sumur berdasarkan kontrak gross split dan PSC pekerjaan *Hydraulic Fracturing* berdasarkan parameter keekonomian seperti NPV, POT, dan IRR
2. Menentukan perubahan keberhasilan dan kelayakan pekerjaan *Hydraulic Fracturing* berdasarkan analisis sensitivitas.

1.3. Manfaat Penelitian

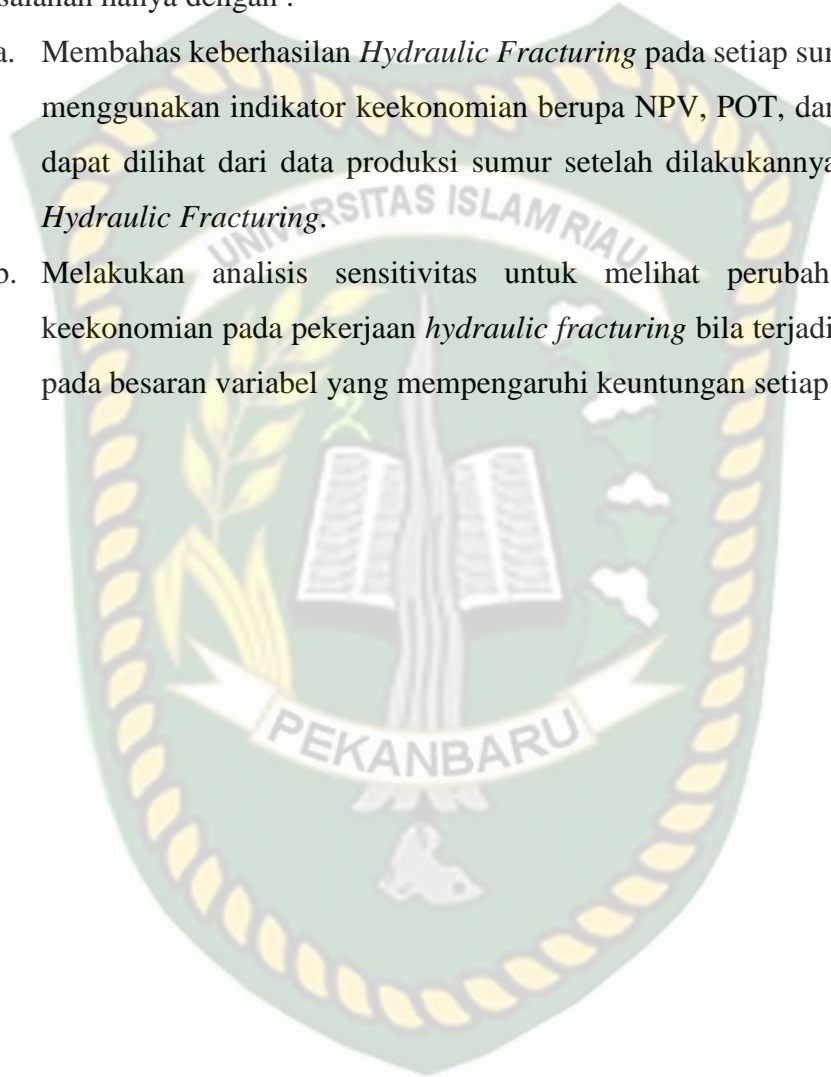
Dengan tujuan penelitian sebagai salah satu syarat penyusunan tugas akhir diharapkan dapat memberikan manfaat antara lain seperti :

- a. Mahasiswa dapat memahami tentang keberhasilan suatu pekerjaan atau produksi migas melalui segi ekonomi
- b. Penelitian yang dilakukan dapat menjadi pertimbangan bagi perusahaan dalam memilih kontrak bagi hasil
- c. Mengetahui faktor-faktor yang mempengaruhi keekonomian dalam bisnis migas.

1.4. Batasan Masalah

Penulisan ini bertujuan agar penelitian tidak keluar dari tujuan penelitian dan terarah dalam pembahasan tugas akhir. Maka dari itu penulis membatasi permasalahan hanya dengan :

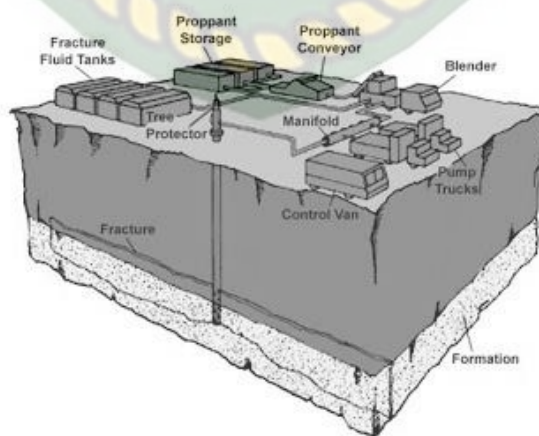
- a. Membahas keberhasilan *Hydraulic Fracturing* pada setiap sumur dengan menggunakan indikator keekonomian berupa NPV, POT, dan IRR yang dapat dilihat dari data produksi sumur setelah dilakukannya pekerjaan *Hydraulic Fracturing*.
- b. Melakukan analisis sensitivitas untuk melihat perubahan analisa keekonomian pada pekerjaan *hydraulic fracturing* bila terjadi perubahan pada besaran variabel yang mempengaruhi keuntungan setiap sumur.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah berfirman, “Sesungguhnya pada penciptaan langit dan bumi, pergantian malam dan siang, kapal yang berlayar di laut dengan (muatan) yang bermanfaat bagi manusia, apa yang diturunkan Allah dari langit berupa air, lalu dengan itu dihidupkan-Nya bumi setelah mati (kering), dan Dia tebarkan di dalamnya bermacam-macam binatang, dan perkisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi, (semua itu) sungguh, merupakan tanda-tanda (kebesaran Allah) bagi orang-orang yang mengerti” (Qs. Al-Baqarah ayat 164)

Teknik stimulasi sumur *Hydraulic Fracturing* merupakan salah satu perkembangan utama dalam *petroleum engineering* dalam dekade terakhir. Teknik ini dikenalkan oleh J.B Clark pada tahun 1948. *Hydraulic fracturing* merupakan salah satu metode stimulasi reservoir yang digunakan untuk meningkatkan permeabilitas formasi dengan cara pembuatan rekahan pada batuan formasi. *Hydraulic fracturing* dilakukan dengan cara menginjeksikan fluida perekah pada tekanan injeksi pada laju alir injeksi yang tinggi dan diatas tekanan rekah formasi. Setelah terjadinya rekahan pada batuan, kemudian diletakkan material pengganjal (proppant) ke dalam rekahan agar tidak kembali menutup. (Bambang Tjondro Msc, 2005)



Gambar 2.1 Peralatan *Hydraulic Fracturing* (Schechter, 1992)

Dilakukannya *hydraulic fracturing* yaitu dengan tujuan, (Iwan Efander Syema, 2014):

1. Lebih efisien dalam pengembalian investasi (peningkatan produksi)
2. Meningkatkan *ultimate recovery*
3. Penurunan *drawdown* pada *sandface* dengan tujuan agar lebih efektif dalam penggunaan di reservoir

2.1. Faktor yang mempengaruhi hasil *Hydraulic Fracturing*

Hydraulic Fracturing yang telah dilakukan kemudian memberikan tekanan diatas permukaan minimum pressure (*closure pressure*), selanjutnya agar rekahan tetap terbuka selama selang waktu tertentu disebut dengan tekanan net (*net pressure*) yang bergantung pada konsentrasi proppant, laju injeksi fluida, lebar rekahan, serta Panjang rekahan yang terjadi. Parameter yang juga menjadi salah satu pertimbangan pada *hydraulic fracturing* adalah konduktivitas rekahan, panjang rekahan, arah rekahan, arah sumur, dan permeabilitas formasi.

2.1.1. Konduktivitas Rekahan

Konduktivitas rekahan merupakan kemampuan rekahan dalam mengalirkan fluida. Besaran konduktivitas rekahan dipengaruhi oleh tekanan *closure* (*overburden closure*), sifat fisik proppant yang diterima. Semakin besar tekanan *overburden* mengakibatkan berkurangnya konduktivitas rekahan. Proppant yang sesuai dengan karakteristik formasi dapat mempertahankan konduktivitas rekahan agar tetap tinggi. Bahan proppant harus mempunyai permeabilitas yang besar agar fluida dapat mengalir menuju lubang sumur. Maka dari itu dapat diperkirakan kekuatan maksimum proppant yang diperlukan untuk menahan tekanan penutupan agar konduktivitas rekahan tinggi.

2.1.2. Panjang Rekahan

Panjang rekahan (X_f) merupakan suatu geometri rekahan yang selama dilakukannya perekahan hydraulic akan menghasilkan rekahan dibatas atas dan bawah rekahan yang membentuk kearah horizontal memanjang, dipengaruhi oleh *shear modulus*, *poisson's ratio*, viskositas, laju aliran fluida produksi, dan waktu

perekahan yang dibutuhkan. Panjang rekahan yang dihasilkan merupakan Panjang yang ditunjukkan pada *hydraulic fracturing* yang terisi oleh proppant.

Panjang rekahan yang lebih Panjang dari tinggi rekahan dipengaruhi oleh *Young Modulus*. Lebar rekahan juga membantu dalam injeksi yang diperlukan untuk meletakkan proppant, sehingga menghindari penembusan pada zona yang tidak diinginkan. Juga dapat menyebabkan *premature screen out*.

2.2. Evaluasi Produksi *Hydraulic Fracturing*

Untuk mengetahui seberapa besar perubahan dalam peningkatan produktivitas sumur sebelum dan sesudah perekahan perekahan hidrolik, perlu dilakukan evaluasi produksi. Tujuan yang utama dari evaluasi ini adalah untuk meningkatkan produktivitas sumur.

Metode perhitungan yang digunakan pada evaluasi ini antara lain, adalah menentukan permeabilitas rata-rata dengan menggunakan metode *Howard and Fast*, menghitung indeks produktivitas dengan menggunakan metode *Prats* dan menentukan *Pay Out Time (POT)*. Melalui perhitungan ini kemudian dapat diambil kesimpulan mengenai berhasil atau tidaknya pekerjaan *Hydraulic Fracturing* tersebut.

2.2.2. Rekahan Geometri

Model pertama yang digunakan untuk simulasi penyebaran perekahan dikembangkan oleh *Khristianovic and Zheltov* (1955). Model dua dimensi ini berdasarkan pada asumsi kondisi peregangan rekahan yang terbagi menjadi dua (*Michael J. Economides, dan K.G. Nolte, 2000*) , yaitu :

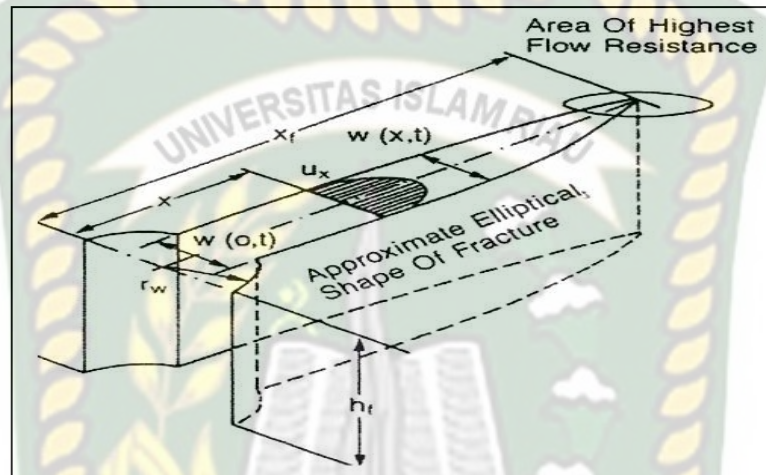
- Peregangan Rekahan secara Horizontal
- Peregangan Rekahan secara Vertical

A. Model *Khristianovic-Geertsma de Klerk (KGD Model)*

Model KGD adalah Model dua dimensi horizontal, memiliki lebar yang sama pada rekahannya serta membentuk elipse di ujungnya. Model ini mempunyai rekahan yang lebih pendek, namun lebih lebar dengan

konduktivitas yang lebih besar dibandingkan dengan model PKN. Model KGD menggunakan beberapa asumsi, yaitu :

1. Tinggi rekahan lebih Panjang dari Panjang rekahan
2. Tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir
3. Stiffness batuan bekerja pada arah horizontal



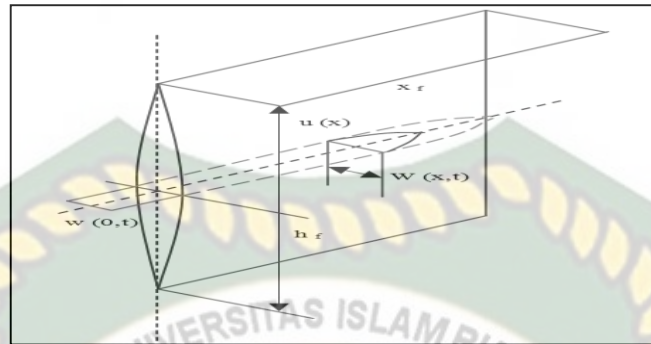
Gambar 2.2 Model geometri KGD dalam horizontal (Michael J. Economides, dan K.G. Nolte, 2000)

B. Model Perkins-Kern-Nordgren (PKN Model)

Model PKN digunakan apabila Panjang rekahan lebih besar dibandingkan dengan tinggi rekahan ($X_f > H_f$). Asumsi model ini adalah tinggi rekahan yang konstan dan terbatas, setiap ujung rekahan membentuk runcing, lebar rekahan maksimum terjadi pada tengah penampang rekahan sedangkan lebar minimum terjadi pada ujung penampang rekahan sehingga terdapat variasi lebar rekahan dari lubang bor menuju ujung lateral, serta tekanan merata pada seluruh bagian vertical. Model PKN cocok diterapkan pada formasi dengan permeabilitas yang lebih kecil. Model PKN memiliki beberapa asumsi, yaitu :

1. Panjang rekahan jauh lebih besar dibandingkan dengan tinggi rekahan
2. Tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir

3. Tekanan konstan dan stiffness batuan pada arah vertical



Gambar 2.3 Model PKN Dalam Geometri Berbentuk Vertical (Michael J. Economides, dan K.G. Nolte, 2000)

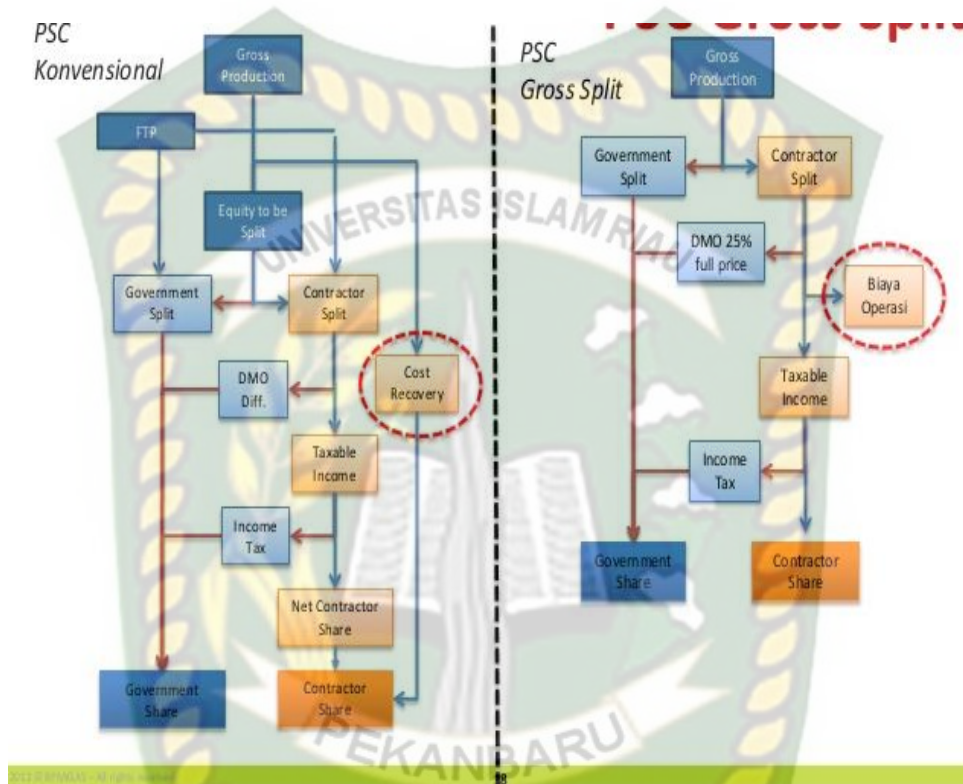
2.3. Keekonomian Minyak dan Gas Bumi

Keekonomian dalam dunia Minyak dan Gas Bumi menjadi salah satu faktor yang paling dipentingkan karena menyangkut keberhasilan negara dalam memanfaatkan sumber daya alam yang telah disediakan, juga berguna untuk mensejahterakan masyarakat Indonesia. Keekonomian Minyak dan Gas Bumi tercantum pada Undang-Undang nomor 8 tahun 1971, yang mana bentuk kontrak Minyak dan Gas Bumi di Indonesia adalah system bagi hasil atau kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*), yang bertujuan untuk melakukan kerjasama antara negara sebagai penyedia sumber daya dengan kontraktor sebagai penyedia dana dan teknologi.

System keekonomian minyak dan gas bumi bertujuan untuk menentukan kelayakan dan keberhasilan sumber daya alam yang telah disediakan untuk dimanfaatkan dan digunakan bagi negara serta masyarakat. Keekonomian minyak dan gas bumi dengan tujuan menguntungkan negara dalam penyediaan sumber daya alam.

Pada kontrak bagi hasil atau *production sharing contract* (PSC), terdapat kontrak yang dinilai lebih efisien dan efektif dibandingkan dengan Kontrak Bagi Hasil Standar. Selain PSC, Kontrak *Gross Split* juga digunakan dalam keekonomian

migas di Indonesia dan menjadi kontrak yang dipertimbangkan dalam kontrak bagi hasil di Indonesia.

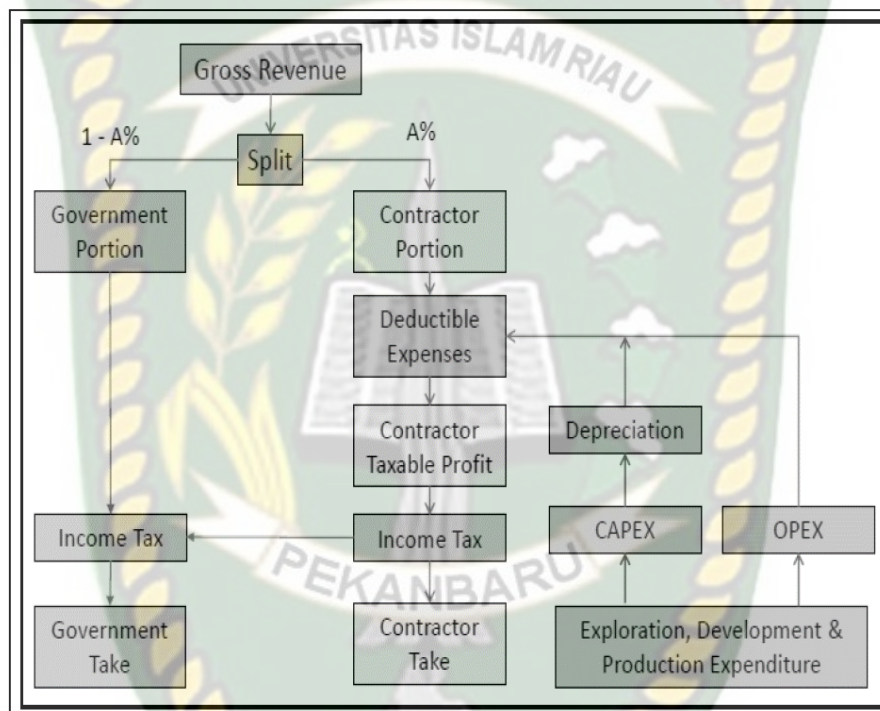


Gambar 2.4. Perbandingan PSC dan Gross Split

Kontrak *Gross Split* merupakan kerjasama antara negara dan kontraktor yang perhitungannya dilakukan di awal. Negara mendapatkan bagi hasil minyak dan gas bumi serta pajak dari eksplorasi dan eksploitasi sehingga penerimaan negara menjadi lebih pasti. *Gross Split* bertujuan untuk lebih efisien dan efektif dalam pengoperasian minyak dan gas bumi, juga mengaktifkan waktu dan kerjasama antara negara dan kontraktor. *Gross split* memiliki sistem kontrak yang semua produksi, asset dan barang yang dibeli kontraktor adalah milik pemerintah, dan biaya operasi adalah tanggung jawab kontraktor, serta jangka waktu yang lebih efisien dan cepat lebih kurang 2 tahun. Menurut Peraturan Menteri (PERMEN) ESDM Nomor 8 Tahun 2017 pasal 5 ayat 1 poin (a), pembagian hasil awal (*base*

split) antara negara dan kontraktor dalam kontak *Gross Split* adalah 57% untuk pemerintah dan 43% untuk kontraktor.

Berikut adalah skema kontrak *Gross Split*, (Ariyon dkk, 2020)



Gambar 2.5 Skema Kontrak *Gross Split*

Pada kontrak *Gross Split*, untuk kontraktor split terdiri dari *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. *Base split* merupakan pembagian hasil awal antara pemerintah dan kontraktor. Sedangkan *variable split* merupakan beberapa *variable* pada kondisi lapangan atau sumur yang ingin di eksplorasi sesuai dengan kesepakatan antara pemerintah dan kontraktor serta pembagian berapa persen pada kontraktor.

Adapun *variable split* terdiri dari :

Tabel 2.1 Variabel Split pada Kontrak *Gross Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5,0
		POD II	3,0
		No POFD	(-5,0)
2	Lokasi Lapangan (*h = Kedalaman laut dalam meter)	Onshore	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)	≤ 2500 (8202 ft)	0,0
		> 2500 (8202 ft)	1,0
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Developed	0,0
		New Frontier Offshore	2,0
		New Frontier Onshore	4,0
5	Jenis Reservoir	Konvensional	0,0
		Non Konvensional	16,0
6	Kandungan CO ₂ (%)	< 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 ₂ S (ppm)	< 100	0,0
		$100 \leq x < 1000$	1,0
		$1000 \leq x < 2000$	2,0

		$2000 \leq x < 3000$	3,0
		$3000 \leq x < 4000$	4,0
		$x \geq 4000$	5,0
8	Berat Jenis Minyak Bumi	< 25	1,0
		≥ 25	0,0
9	Tingkat Komponen Dalam Negri	$30 \leq x < 50$	2,0
		$50 \leq x < 70$	3,0
		$70 \leq x < 100$	4,0
10	Tahapan Produksi	Primer	0,0
		Sekunder	6,0
		Tersier	10,0

Seperti yang tercantum pada table 2.1 , terdapat 10 unsur variable split antara lain :

1. Status lapangan, yaitu bagaimana kondisi lapangan sebelum dilakukan operasi yang terbagi atas POD I, POD II dan No POFD.
2. Lokasi lapangan, yaitu dimana letak lapangan yang akan dilakukan operasi, apakah berada di offshore (operasi migas di darat) atau di onshore (operasi migas lepas pantai).
3. Kedalaman Reservoir, adalah unsur variable split yang mengukur seberapa dalam reservoir dan berapa persen keuntungan pada kontraktor pada setiap kedalamannya.
4. Ketersediaan Infrastruktur Pendukung, merupakan variable yang memperhatikan bagaimana system ataupun kebutuhan pendukung dalam pengoperasian minyak dan gas bumi seperti, well developed, new frontier offshore, dan new frontier onshore.
5. Jenis Reservoir, yaitu bagaimana jenis reservoir yang akan dilakukan pengoperasian apakah konvensional atau non konvensional.
6. Kandungan CO₂, yaitu seberapa banyak kandungan CO₂ yang terdapat dalam reservoir, tiap kandungannya mempengaruhi berhasil atau tidaknya suatu reservoir untuk dilakukan proses eksplorasi dan memiliki persen yang berbeda yang akan berlaku pada split dengan kontraktor

7. Kandungan H₂S, merupakan kandungan pada reservoir yang juga menjadi parameter penting dalam variable split, berguna sebagai kelayakan pada sumur reservoir yang akan dilakukan pengoperasian.
8. Berat Jenis Minyak Bumi, yaitu juga sebagai penentuan terkait keberhasilan dalam pengoperasian migas antara negara dan kontraktor, jika berat jenis kurang dari 25, pembagian split untuk kontraktor adalah sebesar 1 % sedangkan jika berat jenis lebih dari 25, pembagian split untuk kontraktor adalah 0%.
9. Tingkat Komponen Dalam Negeri, yaitu seberapa banyak komponen produksi dalam negeri dalam penyediaan jasa ataupun barang. Dalam variable split terdapat beberapa parameter yang menentukan split pembagian pada kontraktor.
10. Tahapan Produksi, merupakan proses yang akan dilakukan dalam pengoperasian minyak dan gas bumi yang terbagi atas, primer, sekunder ataupun tersier.

Progressive Split merupakan pembagian split terakhir dalam komponen *Contractor Split*. *Progressive Split* adalah bagaimana tahap kedepan dan kelanjutan dalam perencanaan kontrak antara negara dan kontraktor. *Progressive Split* terbagi antara harga minyak bumi dan jumlah kumulatif minyak dan gas bumi. Yang akan menjadi parameter penentuan pembagian persen pada kontraktor.

Jika seluruh komponen ini sudah mencapai kesepakatan antara negara dan kontraktor, selanjutnya akan dilakukan pengoperasian pada lapangan migas yang telah ditentukan. Hal ini akan menjadi salah satu factor keberhasilan pengoperasian sumur minyak.

2.4. Indikator Keekonomian

Indikator Keekonomian adalah ukuran yang digunakan untuk menentukan apakah suatu pekerjaan (lapangan) layak untuk dikembangkan secara ekonomi, diantara indikator keekonomian adalah :

A. Net Present Value (NPV)

Net Present Value merupakan nilai sekarang (*Present Value*) dari selisih antara *benefit* (manfaat) dengan *cost* (biaya) pada discount rate tertentu. Menunjukkan kelebihan *benefit* dibandingkan *cost*. Jika *benefit* nilai sekarang lebih besar dibandingkan dengan biaya nilai sekarang maka proyek dapat dikatakan layak atau menguntungkan. (Choliq, dkk, 2016)

Rumus *Net Present Value* adalah :

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$$

Keterangan :

B_t = *benefit* pada tahun ke-t

C_t = biaya pada tahun ke-t

DF = *discount factor*

i = tingkat bunga yang berlaku

n = lama periode waktu

B. *Internal Rate of Return* (IRR)

IRR merupakan kriteria investasi untuk mengetahui presentase keuntungan dari suatu proyek pada tahun-tahun yang telah ditentukan. IRR merupakan alat ukur kemampuan proyek dalam mengembalikan bunga pinjaman. Disamping itu IRR juga menunjukkan *discount factor*, dimana nilai NPV adalah 0.

Untuk mencari nilai IRR digunakan rumus sebagai berikut : (Choliq, 2016).

$$IRR = i_1 + \frac{NPV^+}{NPV^+ - NPV^-} (i_2 - i_1)$$

Keterangan :

i_1 = tingkat bunga pertama saat memperoleh NPV positif

i_2 = tingkat bunga kedua saat memperoleh NPV negative

NPV⁺ = Nilai NPV yang positif pada tingkat bunga pertama

NPV⁻ = Nilai NPV yang negatif pada tingkat bunga kedua

2.5. Analisis Sensitivitas

Analisis Sensitivitas digunakan untuk mengetahui tingkat sensitivitas suatu proyek terhadap perubahan nilai-nilai yang mempengaruhi kelayakan dan keuntungannya. Analisis sensitivitas menjadi faktor yang paling berpengaruh dalam perubahan nilai-nilai investasi atau faktor ekonomi. (Pujawan, 2002).

Analisis sensitivitas dilakukan dengan tujuan untuk menentukan rencana yang akan dilakukan agar suatu pekerjaan atau proyek tetap mengalami keuntungan. Dengan asumsi menaikkan atau mengurangi nilai faktor-faktor ekonomi seperti kenaikan 10% hingga 30% dan pengurangan dari 10% sampai 30% namun dengan asumsi variabel lain tetap sama. (Nadisa dkk, 2010).

Analisis sensitivitas digunakan untuk mengetahui sebab perubahan pada hasil yang telah dilakukan. Dengan tujuan untuk mengetahui kelayakan hasil analisis jika nilai perhitungan terhadap perubahan biaya. Kemudian dapat dinilai apakah analisis tersebut sensitif terhadap perubahan atau tidak. (Ariesa dan Tinaprilla, 2012). Setelah dianalisa dapat diperoleh seberapa besar perubahan variabel tersebut terhadap kelayakan proyek, pada tingkat mana proyek masih layak untuk beroperasi. Analisa sensitivitas dilakukan dengan menghitung NPV dan IRR pada beberapa skenario perubahan. (I Nyoman, 2005)

Analisis ini menghitung seberapa besar perubahan yang terjadi pada NPV dan IRR bila terdapat perubahan satu parameter, dengan asumsi parameter lain tetap, sehingga dapat dilihat kemungkinan lain yang dapat terjadi. Analisis sensitivitas juga digunakan untuk menentukan resiko dari proyek. Biasanya digunakan tiga asumsi perhitungan untuk melihat perubahan NPV. Grafik perubahan NPV menunjukkan semakin curam kemiringan kurvanya semakin sensitif NPV terhadap perubahan variabel tersebut. (Houston, 2006)

2.6. *State of The Art*

Beberapa literature yang telah dilakukan dan berhubungan dengan penelitian sebagai acuan untuk penelitian yang akan dilakukan. Beberapa penelitian tersebut yang dapat menjadi *state of the art* dari penelitian sebelumnya, seperti :

Penelitian Ariyon yang melakukan penelitian pada cekungan Sumatera Selatan dengan Studi Kelayakan Ekonomi Pengembangan Lapangan Darat yang menggunakan kontrak gross split. Lapangan tersebut diperkirakan mengalami penurunan produksi dari tahun 11 hingga tahun ke-16. (Ariyon, Setiawan, dan Reza, 2020)

Penelitian Dea Almi yang melakukan Analisa pada Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* dengan menggunakan kontrak production sharing contract saja sehingga dapat menentukan keberhasilan dan keuntungan dalam *hydraulic fracturing job* (Dea Almi, 2019)

Penelitian Ariyon yang melakukan perbandingan antara Kontrak *Gross Split* dengan *Production Sharing Contract* dengan tujuan kontrak mana yang lebih menguntungkan untuk pemerintah dengan kontraktor yang dilakukan pada proyek pengembangan lapangan minyak marjinal. (Ariyon, 2019)

Penelitian Intaniasari dengan tujuan tetap melestarikan sumber daya yang ada namun tetap dapat dipergunakan dengan sebagaimana mestinya. Menggunakan data sekunder seperti jurnal, paper, dan literature lainnya. Yang kemudian di analisa dengan interpretasi sistematis. Hasil dari penelitian ini menyimpulkan bahwa proses pemanfaatan sumberdaya dan manajemen minyak dan gas bumi ini telah berlangsung sejak jaman colonial yang kemudian terus berlanjut hingga sekarang, khususnya regulasi pada kegiatan hulu migas. Regulasi kegiatan hulu migas telah banyak berubah beberapa kali mulai dari system konsesi, system kontrak kerja, *production sharing contract* (PSC), hingga PSC Gross Split. Tujuan utama kontrak gross split sendiri adalah untuk meningkatkan kualitas system *production sharing contract* (PSC) yang lebih efektif dan efisien dalam system bagi hasil produksi migas. (Intaniasari, 2020)

Penelitian Giranza melakukan studi dengan berfokus pada kontrak gross split yang lebih baik dari *production sharing contract* sebelumnya. Penelitian ini menjelaskan bahwa Indonesia pertama kali melakukan impor minyak pada tahun 2003 dan akan mengalami peningkatan kebutuhan gas yang harus diproduksi sebelum 2019 dikarenakan berkurangnya kegiatan eksplorasi sehingga pasokan menurun. Sesuai dengan ketetapan menteri energy dan sumber daya mineral no. 08 tahun 2017 untuk meningkatkan efektifitas dan efisiensi pembagian produksi antara pemerintah dan kontraktor. Penelitian ini melakukan evaluasi ekonomi dari pemerintah dan kontraktor pada blok rokan PSC. (Giranza, 2018)

Penelitian Anjani melakukan perbandingan antara *cost recovery* dan psc gross split, skema lama dan skema baru antara pemerintah dan kontraktor di SKK Migas. Skema gross split di tetapkan oleh kementrian energy dan sumberdaya mineral pada tahun 2017 dikarenakan skema *cost recovery* sudah tidak lagi menguntungkan bagi pemerintah. Studi ini berfokus pada dua kasus yaitu *offshore oil* dan pengembangan proyek gas pada PT. XYZ yang menjadi perusahaan pertama yang melakukan kontrak gross split setelah berakhirnya kontrak *cost recovery* pada januari 2017 di perusahaan tersebut. Penelitian ini menggunakan indicator ekonomi seperti IRR, NPV, dan *Pay-back Period*. (Anjani dan Baihaqi, 2018)

Penelitian Rulandari melakukan penelitian dengan mengumpulkan data observasi, interview, dan dokumen. Studi ini berfokus pada valuasi PSC *Cost recovery* dengan PSC Gross Split dalam kontrak migas di Indonesia dan bagaimana aspek nya pada pelayanan publik. Sumber minyak pertama kali ditemukan pada tahun 1880 di langkat, sumatera utara yang menyebabkan semakin banyak nya perusahaan migas yang berdiri di Indonesia. Pada tahun 1977 dan 1955 indonesia berhasil memproduksi minyak hingga 1.5 juta bpd, namun sekarang hanya menghasilkan 800.000 bpd. Maka dari itu kontrak antara pemerintah dan kontraktor juga harus mengalami perubahan dan dikembangkan. (Rulandari, dkk, 2018)

Penelitian England melakukan studi *hydraulic fracturing* formasi subterranean yang lebih berfokus pada konduktivitas rekahan. Berdasarkan

penemuan saat ini produktivitas sumur meningkat dengan menginjeksikan rekahan fluida secara berurutan pada sumur bor. (England, 2004)

Penelitian Jennings melakukan penelitian dengan metode rekahan hidrolik yang telah ditingkatkan dengan memanfaatkan *thermo-setting gellable mixture*. Campuran ini membentuk busa pada permukaan atau dibawah kondisi tekanan pada rekahan. Campuran dan fluida yang terkandung merupakan komposisi antara campuran busa yang memiliki besar viskositas yang cukup dan menghasilkan rekahan berkembang sementara campuran busa tetap berada di tekanan rekahan. Penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan konduktivitas dan aliran fluida dari formasi. (Jennings, 1995)

Penelitian Le melakukan penelitian rekahan hidrolik dengan komposisi dan metode untuk *hydraulic fracturing*. Formasi di bawah tanah dilakukan treatment *hydraulic fracturing* dengan penyebaran partikel air hidrofilik ke formasi. Partikel ini terbuat dari polimer yang tidak larut dalam air sehingga aman untuk dilakukan penyebarannya, namun mampu menyebarkan pada kapasitas yang relative pada kandungan air yang terdapat pada formasi. Ketika dilakukan treatment, partikel ini dapat mengalir dan mengurangi berkurangnya fluida ke formasi. (Le, 2001)

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1. Metode Penelitian

Metode Penelitian yang akan dilakukan adalah metode perhitungan keekonomian PSC Gross Split, selain itu juga dihitung PSC standart sebagai pembandingan, dengan menggunakan beberapa data seperti referensi dari tugas akhir, literature, paper, dan jurnal. Setelah didapatkan referensi tersebut kemudian dilakukan evaluasi dengan menggunakan data yang diperoleh dari perusahaan. Yang selanjutnya dapat menentukan keberhasilan penelitian.

Perhitungan keekonomian pekerjaan *hydraulic fracturing* pada penelitian ini dilakukan berdasarkan kontrak *Gross Split*. Adapun prosedur perhitungan yang digunakan adalah sebagai berikut :

1. $R = \text{Produksi} \times \text{harga minyak}$
2. $\text{Investment} = \text{Cap} + \text{NC}$
3. Dep, digunakan declining balance
4. $\text{OP} = \text{Biaya produksi} \times \text{produksi}$
5. $\text{Indonesia Share (IS)} = \% \text{ Share Government} \times R$
6. $\text{CS} = \% \text{ Share Contractor} \times R$
7. $\text{Cost} = \text{NC} + \text{Dep} + \text{OC}$
8. $\text{Contractor Income (CI)} = \text{CS} - \text{Cost}$
9. DMO sampai tahun ke-5 = 0, sedangkan tahun ke-6 dihitung dengan rumus: Jika $25\% \times (R - \text{IS}) / 0.56 > \text{CI}$, maka $\text{DMO} = \text{CI}$, jika tidak, maka $\text{DMO} = 25\% \times (R - \text{IS}) / 0.56$
10. $\text{DMOfee} = 10\% \times \text{DMO}$
11. $\text{CTI} = \text{CI} - \text{DMO} + \text{DMOfee}$
12. $\text{GT} = \% \text{Tax} \times \text{CTI}$
13. $\text{NCS} = \text{CTI} - \text{GT}$
14. $\text{CCF} = R - \text{Cap} - \text{NC} - \text{OC} - \text{IS} - \text{DMO} + \text{DMOfee} - \text{GT}$
15. $\text{IT} = \text{IS} + \text{DMO} - \text{DMOfee} + \text{GT}$

16. Analisa keekonomian dilakukan dengan menggunakan alat analisa NPV dan IRR.
17. Melakukan analisa sensitivitas untuk menguji sensitivitas pekerjaan hydraulic frauturing bila terjadi perubahan-perubahan pada variabel-variabel yang mempengaruhi keuntungan kontraktor, meliputi variabel harga minyak dunia, produksi dan biaya produksi masing-masing sumur.

3.2. Jenis penelitian

Jenis penelitian yang akan dilakukan adalah *case studi*, dengan gambaran lapangan sebagai berikut :

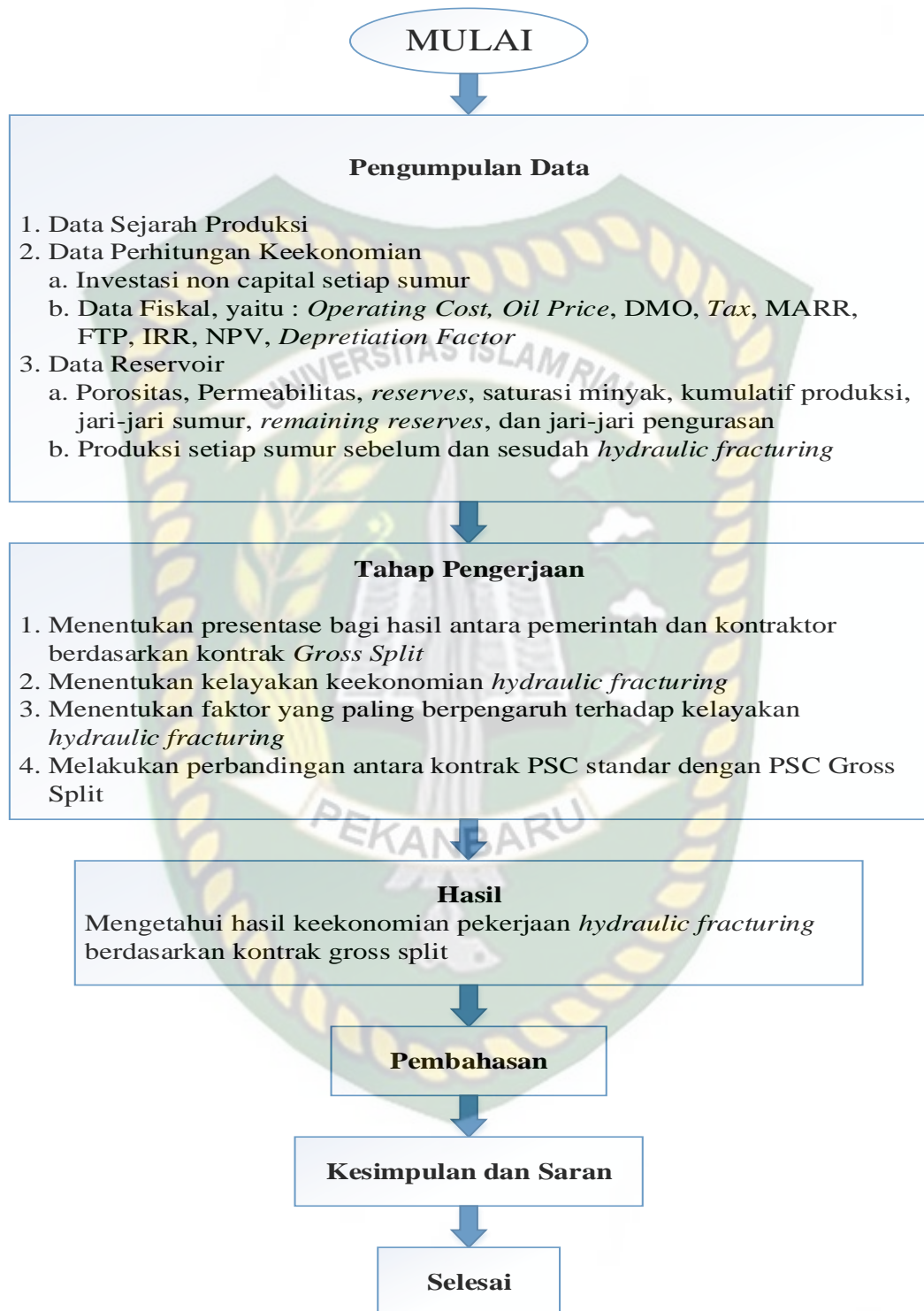
Lapangan JH merupakan salah satu lapangan minyak yang berlokasi di Block Coastal Pekanbaru (CPP Block) yang saat ini dikelola bersama oleh BUMD Kabupaten Siak – Provinsi Riau, PT. Bumi Siak Pusako (BSP) dengan BUMN Negara Indonesia, PT. Pertamina Hulu Energy, dalam satu himpun Badan Operasi Bersama BOB PT.BSP-PHE.

Lapangan JH adalah lapangan minyak yang diperkirakan memiliki potensi hidrokarbon pada lapisan 1500'sd, pada hal ini lapangan yang akan dijadikan analisa yaitu SK Field yang memiliki 3 sumur yang telah dilakukan pekerjaan stimulasi hydraulic fracturing. 3 sumur ini merupakan SK-01, SK-08, dan SK-09. Reservoir utama yang digunakan pada lapangan ini adalah Basement dan Bekasap.

SK Field mulai dilaksanakan pengoperasian eksplorasi nya pada januari tahun 1976, produksi pertama dilakukan pada januari 1980. Dan memiliki nilai produksi yang tertinggi sebesar 2.200 bopd, yang kemudian mengalami penurunan produksi sumur yang cukup tajam hingga menjadi 100 bopd. Namun, produksi pada SK Field kembali mengalami peningkatan dan bertahan pada 300 bopd.

3.3. Diagram Alur Penelitian

Bagan alur penelitian ini seperti yang terlihat pada gambar 3.1 berikut :



Gambar 3.1. Flow Chart Penelitian

3.4. Tempat Penelitian

Penelitian akan dilakukan di lingkungan Universitas Islam Riau dengan menggunakan data seperti literature, jurnal, paper serta penelitian sebelumnya. Juga akan menggunakan data yang di dapatkan dari perusahaan BOB PT.BSP-PHE.

3.5. Studi Lapangan

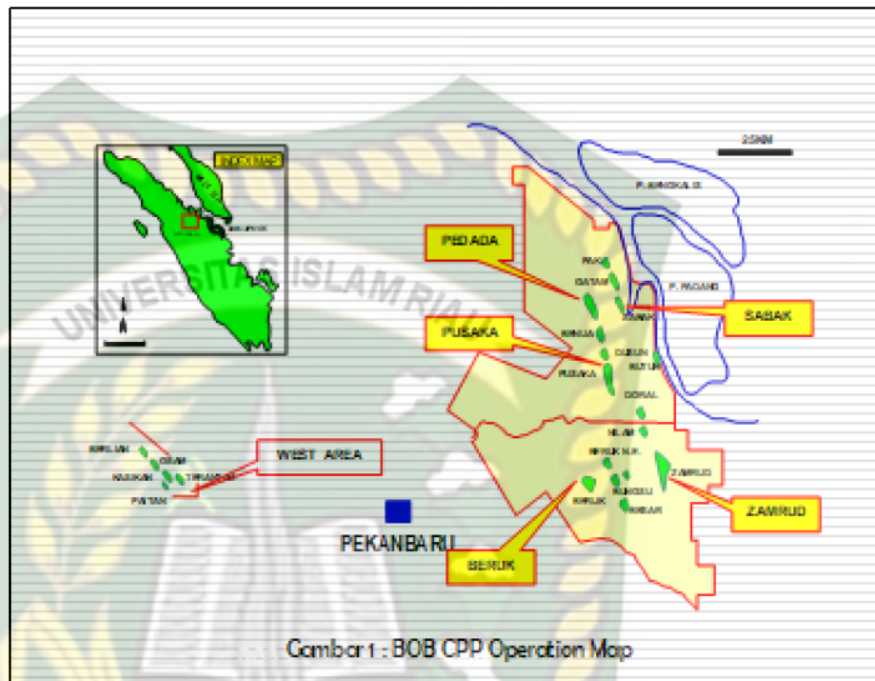
Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu bertempat di Kabupaten Siak, Provinsi Riau. Untuk wilayah kerja BOB PT.BSP-PHE memiliki 26 lapangan produksi di tiga area yang terbagi, yaitu area zamrud, area pedada, dan west area.

3.5.1. Sejarah dan Letak Geografis wilayah BOB PT. BSP-PHE.

BOB PT. BSP – PHE menjadi penerus wilayah area lapangan produksi yang sebelumnya dipegang oleh PT. Caltex Pacific Indonesia. Pada tahun 1973, ditemukan sumur baru yang bertenpat di pedada, kemudian dilanjutkan pada tahun 1975 di wilayah zamrud, dan berlanjut ke sumur lainnya yang ditemukan di berbagai lapangan. BOB PT. BSP – PHE dibentuk dengan tujuan memberikan bagian yang sama bagi pemerintah daerah dalam mengelola hasil sumber daya daerah. Yang kemudian pengelolaan ini diberikan kewenangannya kepada PT. Bumi Siak Pusako dan PT. Pertamina Hulu dari Pemerintah Indonesia melalui BPMIGAS.

Letak lapangan BOB PT. BSP – PHE secara geografis berada di bagian timur cekungan sumatera tengah yang menjadi salah satu cekungan tersier di pulau sumatera. Pulau sumatera memiliki kerangka tektonik busur magmatic yang terhubung dengan lempeng Indo – Australia terhadap lempeng Eurasia pada arah N 6°. Wilayah kerja badan operasi bersama PT. BSP – PHE terletak di Provinsi Riau yang mencakup Kabupaten Siak, Kabupaten Bengkalis, Kabupaten Kampar , dan Kabupaten Rokan Hulu yang memiliki luas sebesar 9.135,06 km². Dibawah

ini merupakan gambar lokasi area produksi yang dimiliki oleh BOB PT. BSP – PHE.



Gambar 3.2. Peta Wilayah Kerja BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. (Sumber : BOB PT. BSP – PHE, Siak)

Lapangan BOB PT. BSP – PHE memiliki struktur tanah gambut yang setiap tahunnya mengakibatkan penurunan struktur tanah di wilayah tersebut. Seluruh sumur produksi yang ada pada lapangan BOB PT. BSP – PHE menggunakan metode produksi Artificial Lift, dengan melakukan pengelolaan operasi produksi yang sebagian besar menggunakan *Electric submersible pump* (ESP) dan *zero discharge water*. Pada tahun 1980 dilakukan pengembangan lapangan produksi dengan pengembangan pemboran 10 sumur dalam program ini dengan spasi 248 acre. Kemudian di tahun selanjutnya 1981, 4 sumur juga dilakukan pemboran. Keempat sumur ini terdiri dari 2 sumur infill dan 2 deliniasi pada 62 acre.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini, peneliti melakukan perhitungan pada pekerjaan *hydraulic fracturing* yang dilakukan akibat penurunan produksi pada lapangan JH di 3 sumur yaitu sumur SK-01, SK-08 dan SK-09 dengan menggunakan data yang telah diperoleh dari perusahaan. Perhitungan pada penelitian ini akan terfokus pada bidang keekonomian dalam pekerjaan *hydraulic fracturing* di 3 sumur tersebut dengan menggunakan kontrak keekonomian *gross split*.

4.1. Keadaan Lapangan

Lapangan JH merupakan salah satu lapangan minyak yang berlokasi di Block Coastal Plain Pekanbaru (CPP Block) yang saat ini dikelola bersama oleh BUMD Kabupaten Siak – Provinsi Riau, PT. Bumi Siak Pusako (BSP) dengan BUMN Negara Indonesia, PT. Pertamina Hulu Energy, dalam satu himpunan Badan Operasi Bersama BOB PT. BSP-PHE.

Lapangan JH adalah lapangan minyak yang diperkirakan memiliki potensi hidrokarbon pada lapisan 1500'sd, pada hal ini lapangan yang akan dijadikan Analisa yaitu JH Field yang memiliki 3 sumur yang telah dilakukan pekerjaan stimulasi *hydraulic fracturing*. 3 sumur ini merupakan SK-01, SK-08, SK-09. Reservoir utama yang digunakan pada lapangan ini adalah Basement dan Bekasap.

JH Field mulai dilaksanakan pengoperasian eksplorasinya pada Januari tahun 1976, produksi pertama dilakukan pada Januari 1980. Dan memiliki nilai produksi yang tertinggi sebesar 2.200 bopd, yang kemudian mengalami penurunan produksi sumur yang cukup tajam hingga menjadi 100 bopd. Namun, produksi pada SK field kembali mengalami peningkatan dan bertahan pada 300 bopd.

4.1.1. Data Well Basis 1500'SD

Data well basis adalah hasil olahan data sub surface, yaitu ketebalan formasi, saturasi, porositas, factor volume formasi, permeabilitas, radius

pengurangan, r_w , r_e , OOIP, kumulatif produksi, *recoverable reserve*, dan *remaining reserves*.

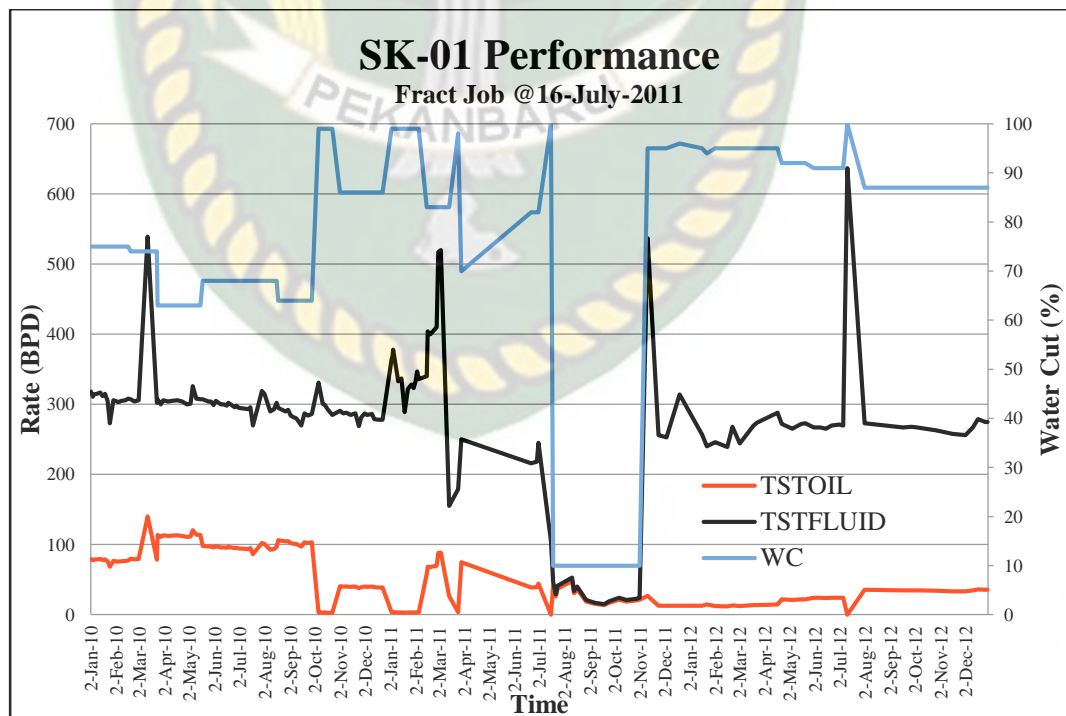
Tabel 4.1. Data Well Basis 1500'sd

Sumur	SK-01	SK-08	SK-09
Net Pay (ft)	16	10	12
Porositas (%)	21	15	24
S_w (%)	60	50	30
S_o (%)	40	50	70
k (mD)	24	44	8
B_o (rb/stb)	1,078	1,078	1,078
Drainage Radius OOIP (m)	175	175	200
r_e (ft)	523	629	732
r_w (ft)	0,260	0,260	0,260
OOIP (STB)	229.945	128.318	450.504
Ultimate RF (%)	40	40	40
Recoverable Reserve (STB)	91.978	51.327	180.202
N_p (STB)	18.445	31.369	11.787
Current Radius (m)	78	137	51
Remaining Reserve (STB)	73.533	19.958	168.415
Current RF (%)	8	24	3

4.1.2. Sejarah Sumur SK-01

Pada lapangan JH, sumur SK-01 adalah salah satu sumur tua, memiliki Initial Completion yang menghasilkan 37 BBL yang dilakukan pada 10 Januari 1983 yang diawal produksi, produksi minyak memiliki *water cut* 10%. Kemudian dilakukan kerja ulang pada sumur SK-01 yaitu dengan *swab test, recondition pump, install packer, inject scale inhibitor, acidizing, add perfo, fracturing, inject diesel, dan revise packer*. Laju produksi minyak dapat menurun dan *water cut* meningkat jika durasi pelaksanaan sumur berproduksi. Puncak tertinggi *water cut* 100% terjadi pada Mei tahun 2003, kemudian diatasi dengan melakukan beberapa kerja ulang sumur dengan tujuan mengurangi *water cut* dan sumur dapat kembali berproduksi.

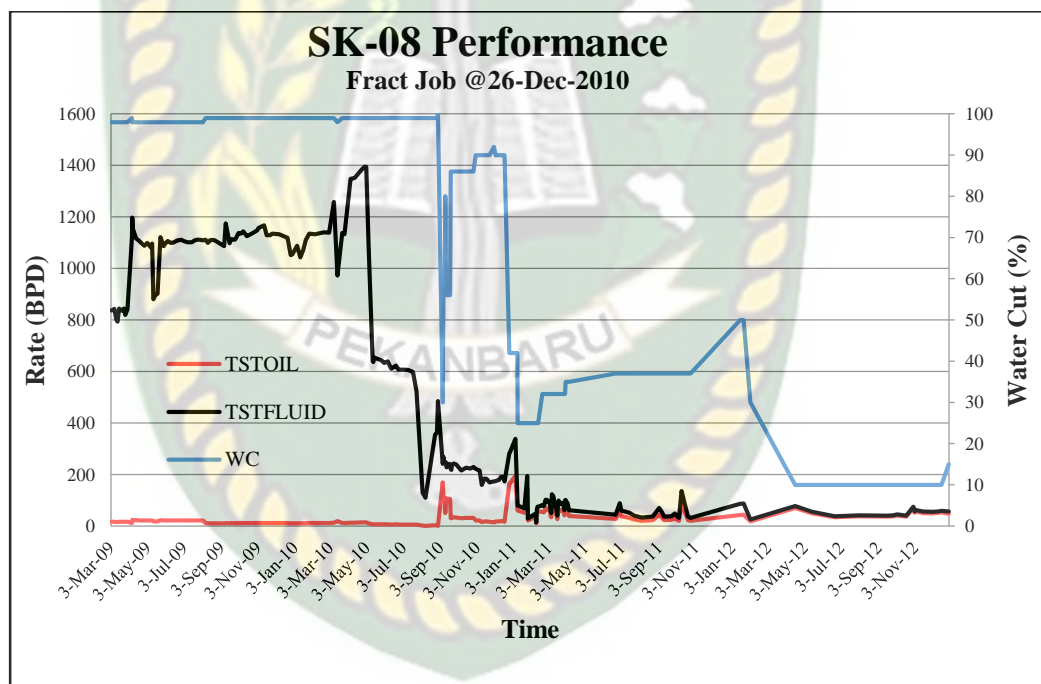
Kumulatif produksi sumur SK-01 hingga November 2016 adalah sebesar 18445 STB, dan memiliki *remaining reserve* sebesar 73533 STB. Pada Gambar 4.1 memperlihatkan grafik sumur SK-01.



Gambar 4.1. Grafik Produksi pada Sumur SK-01 (BSP, 2021)

4.1.3 Sejarah Sumur SK-08

Sumur SK-08 pertama kali beroperasi pada 3 Juni 1994, juga merupakan salah satu sumur dari lapangan JH yang menghasilkan 106 BBL produksi minyak dengan water cut sebesar 12%. Pada tahun 1997 kerja ulang pernah dilakukan di sumur ini dengan menggunakan *aqueeze*, *swab test*, dan *reperform*. Nilai *water cut* tertinggi pada sumur ini mencapai hingga 99% sebelum dilakukannya *fracturing* pada bulan Desember 2010. Sumur ini kemudian memiliki nilai kumulatif produksi minyak sebesar 31369 STB, serta *remaining reserve* pada sumur ini sebanyak 19958 STB. Gambar 4.2. menampilkan grafik produksi sumur SK-08.

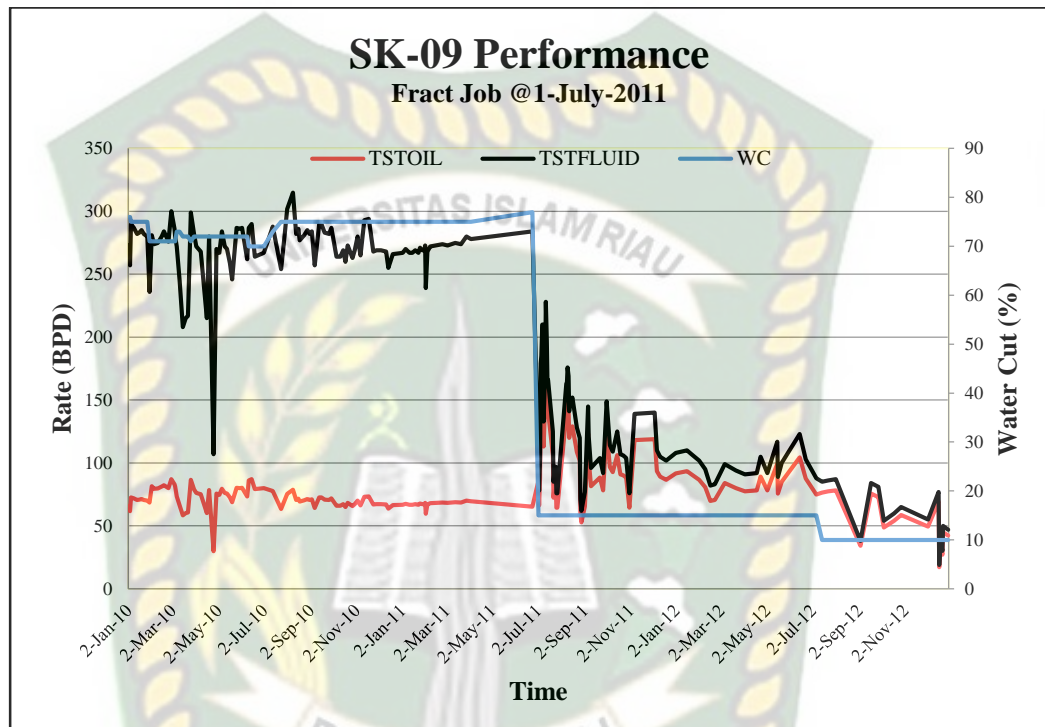


Gambar 4.2. Grafik Produksi pada Sumur SK-08 (BSP, 2021)

4.1.4 Sejarah Sumur SK-09

Berproduksi pertama kali pada 14 April tahun 2005, sumur SK-09 menghasilkan 164 BBL produksi minyak dengan *water cut* sebesar 10%. Dilakukan kerja ulang pernah dilakukan pada sumur ini dengan menggunakan *fracturing* dan *recondition pump*. *Water cut* tertinggi yang pernah dicapai pada

sumur ini sebesar 89% pada bulan September 2009, yang memiliki nilai kumulatif produksi sumur SK-09 sebesar 11787 STB. Dengan *remaining reserve* sumur sebesar 168415 STB.



Gambar 4.3. Grafik Produksi pada Sumur SK-09 (BSP, 2021)

4.2. Analisis Pekerjaan Hydraulic Fracturing

4.2.1. Data Well Basis 1500'SD Pada Sumur SK-01, SK-08, dan SK-09.

Sebelum dilakukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*, terlebih dahulu memastikan sumur yang dipilih cocok untuk dilakukan stimulasi pekerjaan hydraulic fracturing. Data well basis pada setiap sumur menjadi pertimbangan sebagai penentu dalam pemilihan sumur.

Tabel 4.2. Data well basis 1500'sd

Sumur	SK-01	SK-08	SK-09	Total
Net Pay (ft)	16	10	12	-
Porositas (%)	21	15	24	-
So (%)	40	50	70	-
k (mD)	24	44	8	-
re (ft)	523	629	732	-
rw (ft)	0,260	0,260	0,260	-
OOIP (STB)	229.945	128.318	450.504	808.767
Np (STB)	18.445	31.369	11.787	61.601
Recoverable Reserve (STB)	91.978	51.327	180.202	323.507
Remaining Reserve (STB)	73.533	19.958	168.415	261.906

Sumber : Data Olahan, 2021

Menurut data pada 3 sumur di atas, nilai *Original Oil in Place* (OOIP) untuk ketiga sumur adalah 808 MSTB, sehingga dapat diperkirakan memiliki recoverable reserve sebesar 323 MSTB. Untuk kumulatif produksi memiliki nilai 61 MSTB yang sudah di ambil sebelum dilakukannya hydraulic fracturing pada ketiga sumur di lapisan 1500'sd, sehingga masih memiliki potensi remaining reserve sekitar 261 MSTB.

Nilai ini didapatkan dari ketiga sumur yang menjadi potensi untuk dilakukannya pekerjaan hydraulic fracturing. dengan masing-masing nilai yaitu sumur SK-01 memiliki OOIP 230 MSTB, recoverable reserve 92 MSTB, kumulatif produksi 18 MSTB, dengan remaining reserve sebesar 73 MSTB. Sumur SK-08 memiliki OOIP 128 MSTB, Recoverable reserve 51 MSTB dengan kumulatif produksi 31 MSTB, dan memiliki remaining reserve 20 MSTB. Sumur SK-09 memiliki OOIP 450 MSTB, recoverable reserve 180 MSTB, kumulatif produksi 12 MSTB, dan remaining reserve 168 MSTB.

Berdasarkan perhitungan terhadap ketiga sumur di atas, dapat dilihat bahwa terdapat sumur yang tertinggal dan masih belum di produksi sehingga memiliki potensi yang besar, namun kemampuan produksi reservoir yang rendah menjadikan pekerjaan hydraulic fracturing salah satu metode yang dapat digunakan untuk dilakukannya produksi pada setiap sumur tersebut sehingga memperoleh hasil yang maksimal.

Berikut merupakan data pada tiap sumur setelah dilakukan pekerjaan hydraulic fracturing, :

Tabel 4.3. Rangkuman Setelah Dilakukan Pekerjaan Hydraulic Fracturing

Parameter	Satuan	Sumur		
		SK-01	SK-08	SK-09
Panjang Rekahan (X_f)	ft	132	173	149
Tinggi Rekahan (H_f)	ft	55,4	149	116,8
Lebar Rekahan (W_f)	inch	1,289	0,089	1,176
Konduktivitas Rekahan (W_{kf})	mD ft	79.534	9.418	39.549
Geometri Rekahan		PKN	PKN	PKN
Net Pressure	psi	307.3	424	336.7

Melalui data di atas, model geometri rekahan yang terbentuk pada setiap sumur adalah model PKN (Perkins, Kens, & Nordgen) dikarenakan

panjang rekahan yang lebih besar dibandingkan dengan tinggi rekahan. Selain itu parameter lain juga memiliki pengaruh yang besar terhadap keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing*. parameter lainnya seperti panjang rekahan terbentuk secara horizontal saat terjadinya rekahan, jika rekahan semakin panjang maka volume proppant yang mengisi rekahan juga akan semakin besar. Lebar rekahan menjadi penentu dalam laju injeksi yang berfungsi untuk penempatan proppant, lebar rekahan juga mempengaruhi tinggi rekahan.

Parameter-parameter ini memiliki hubungan satu dengan lainnya. Rekahan yang telah terbentuk harus tetap terbuka hingga seluruh proppant dapat masuk ke dalam rekahan, yang membutuhkan net pressure dalam proses ini. Hasil dari fracturing memiliki nilai konduktivitas rekahan yang akan diperoleh, semakin besar nilai nya maka semakin besar pula kemampuan fracturing untuk mengalirkan fluida.

4.2.2. Analisis Hasil Hydraulic Fracturing Berdasarkan Productivity Index

Productivity index (PI) dan Q pada sumur merupakan salah satu parameter lain nya dalam menentukan keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing*. PI merupakan nilai kemampuan untuk melakukan produksi dalam suatu formasi. Data yang tertera pada tabel dibawah ini merupakan perhitungan perubahan kemampuan produksi sebelum dan sesudah dilakukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*. data diolah melalui data swab test pada lapisan reservoir 1500' sd di sumur yang telah dilakukan *hydraulic fracturing*. data ini terdiri dari data Q (BPD), water cut (Wc, %), working fluid level (WFL, ft), dan static fluid level (SFL, ft). Data ini menggunakan metode horner untuk menghitung tekanan reservoir.

Tabel 4.4. Hasil Perhitungan Perubahan Kinerja Reservoir

Well	Status	BPD	Pressure	Pwf	PI	Wc	SFL	WFL
SK-01	Before	0,00	431	-39	0,00	0	329	1.621

	<i>After</i>	378	516	118	0,95	85	316	1.240
SK-08	<i>Before</i>	173	460	191	0,64	90	357	977
	<i>After</i>	276	341	184	1,77	42	558	952
SK-09	<i>Before</i>	42	325	45	0,15	5	649	1.409
	<i>After</i>	461	539	215	1,42	85	279	1.032

Sumber : Data Olahan, 2021

Berdasarkan tabel di atas, perubahan kinerja reservoir menunjukkan adanya kenaikan pada harga *productivity index* (PI) sebelum dan sesudah dilakukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*. ketiga sumur yang dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* mengalami kenaikan harga PI yang cukup tinggi sehingga termasuk ke dalam PI range kualitas tinggi karena nilai *productivity index* sumur-sumur ini memiliki nilai lebih besar 0,5 sesudah dilakukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*.

Sedangkan untuk nilai Q menunjukkan peningkatan produksi terbesar pada sumur SK-09 yang sebelum dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* hanya mampu memproduksi sekitar 42 BPD dan meningkat menjadi 461 BPD dengan kenaikan produksi sebesar 419 BPD, kemudian diikuti dengan sumur SK-01 yang mengalami peningkatan sebesar 378 BPD, dan SK-08 dengan peningkatan 103 BPD. Sehingga dapat disimpulkan bahwa sumur yang mengalami peningkatan produksi paling besar dalam keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing* adalah sumur SK-09.

4.3. Analisis Keekonomian Pekerjaan Hydraulic Fracturing Pada Tiap Sumur

Analisis yang akan dilakukan selanjutnya setelah mengetahui keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing* secara teknik adalah analisis pekerjaan *hydraulic fracturing* berdasarkan parameter keekonomiannya. Dengan tujuan untuk mengetahui seberapa keuntungan yang diperoleh dari hasil pekerjaan *hydraulic fracturing job* pada ketiga sumur. Keekonomian pada tiap produksi menggunakan

dua jenis kontrak ekonomi dalam industri migas yang terdapat di Indonesia adalah kontrak PSC Standard dan PSC *Gross Split*.

Berikut merupakan data fiskal yang menjadi penentu dalam kontrak ekonomi PSC serta data pada tiap sumur di lapangan JH. Perhitungan ini menggunakan mata uang dollar amerika (US\$).

Tabel 4.5. Data Fiskal lapangan JH (BOB, 2016)

<i>Economic Consideration</i>	<i>Rate</i>
<i>Oil Price</i>	<i>US\$ 55,43/bbl</i>
<i>Operating Cost</i>	<i>US\$ 25/bbl</i>
<i>Tax</i>	<i>44%</i>
<i>FTP</i>	<i>20%</i>
<i>DMO</i>	<i>25%</i>
<i>DMO Fee</i>	<i>15%</i>
<i>MARR</i>	<i>10%</i>

Untuk harga minyak dilakukan analisa harga minyak selama 1 tahun antara bulan Juli 2020 hingga bulan Juni 2021, sehingga didapatkan rata-rata harga selama 1 tahun tersebut sebesar \$55,43.

Tabel 4.6. Data Produksi Tiap Sumur Sebelum dan Sesudah (*incremental*) Pekerjaan *Hydraulic Fracturing*

Month	SK-01			SK-08			SK-09		
	Q before	Q after	Incre mental	Q before	Q after	Incre mental	Q before	Q after	Incre mental
1	39,24	47,70	8,46	24,14	196,04	171,90	68,50	193,80	125,30
2	20,15	43,89	23,74	21,31	180,37	159,06	67,93	189,02	121,08
3	10,34	40,38	30,03	18,80	165,94	147,14	67,37	184,35	116,98
4	5,31	37,15	31,84	16,59	152,68	136,08	66,81	179,80	112,99
5	2,73	34,18	31,45	14,64	140,47	125,83	66,25	175,36	109,10
6	1,40	31,45	30,05	12,92	129,24	116,31	65,70	171,03	105,32

7	0,72	28,93	28,21	11,40	118,90	107,50	65,16	166,81	101,65
8	0,37	26,62	26,25	10,60	109,40	99,33	64,62	162,69	98,07
9	0,19	24,49	24,30	8,88	100,65	100,65	64,08	158,67	94,59
10	0,10	22,53	22,43	7,84	92,60	92,60	63,55	154,75	91,20
11	0,05	20,73	20,73	6,92	85,20	85,20	63,02	150,93	87,91
12	0,03	19,07	19,07	6,10	78,39	78,39	62,50	147,21	84,71

Sumber : Data Olahan, 2021

Tabel 4.7. Investasi Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* Pada Tiap Sumur

Investasi	Cost (US\$)		
	SK-01	SK-08	SK-09
<i>Rig Cost</i>	35.000,00	35.000,00	35.000,00
<i>Pump Cost</i>	15.000,00	15.000,00	15.000,00
<i>Loss of Oil</i>	18.480,00	7.140,00	27.300,00
<i>Material Packer</i>	5.000,00	5.000,00	5.000,00
<i>Fracturing Cost</i>	150.000,00	150.000,00	151.000,00
Total	223.480,00	212.140,00	233.300,00

Sumber : PT. BOP – BSP, 2020

Tabel investasi di atas merupakan rincian yang digunakan dalam pekerjaan *hydraulic fracturing*, parameter ini diperlukan sebagai data investasi perhitungan keekonomian yang akan dilakukan. Penilaian keekonomian yang dilakukan memerlukan NPV, IRR, POT, dan MARR sebagai penentu keberhasilan suatu pekerjaan atau produksi berdasarkan keekonomian nya.

Suatu pekerjaan dikatakan berhasil atau layak jika NPV mempunyai nilai ≥ 0 atau bernilai positif, dengan persen IRR yang lebih besar dari MARR, DPI mempunyai nilai ≥ 1 , dan pay out time (POT) yang mempunyai waktu lebih kecil dari umur proyek. Jika POT semakin singkat maka keuntungan yang didapatkan perusahaan akan semakin cepat.

Berikut adalah perhitungan ekonomi pada tiap sumur yang dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* dengan menggunakan PSC Gross Split, :

Tabel 4.8. Hasil Perhitungan Indikator Ekonomi PSC Gross Split Pekerjaan Hydraulic Fracturing Tiap Sumur.

Sumur (well)	Investasi	NPV	IRR	POT /month	Keterangan
SK-01	223.480	-185.102,50	61%	-0,10	Tidak Layak
SK-08	212.140	-32.179,91	28%	-1,25	Tidak Layak
SK-09	233.300	-71.634,76	61%	-0,35	Tidak Layak

Sumber : Data Olahan, 2021

Berdasarkan tabel diatas, dapat dilihat untuk sumur SK-01 memiliki nilai NPV negative (-) US\$ 185.102,50 dengan IRR 61% dan POT -0,10. Untuk sumur SK-08 memiliki NPV US\$ -32.179,91 dan IRR 28% sedangkan POT -1,25. Dan sumur SK-09 memiliki NPV sebesar US\$ -71.634,76 dengan IRR 61% dan POT sebesar -0,35.

Ketiga sumur tersebut menunjukkan nilai yang kecil sehingga tidak layak untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*, dan dapat disimpulkan bahwa keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing* untuk tiga sumur yang di analisa tidak bisa didapatkan.

Kemudian dilakukan perbandingan hitungan antara kontrak ekonomi *production sharing contract* (PSC) standar dengan PSC Gross Split dengan membandingkan nilai NPV, IRR, dan POT untuk tiap sumur.

Tabel 4.9. Perbandingan PSC Standar dan PSC Gross Split pada Sumur SK-01

Indikator Ekonomi	PSC Standar	PSC Gross Split
<i>Net Present Value</i> (NPV)	-\$115.389,65	-\$185.102,50
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	-2,30%	61%
<i>Pay Out Time</i> (POT) / month	-12,2	-0,10

Sumber : Data Olahan, 2021

Berdasarkan tabel di atas, pada sumur SK-01 untuk kontrak PSC Standar memiliki NPV sebesar -\$115.389,65 dan IRR -2,30% sedangkan untuk POT sumur ini memiliki nilai -12,2 maka dari itu dapat disimpulkan bahwa sumur SK-01 tidak

layak untuk dilakukan *hydraulic fracturing* karena memiliki NPV tidak lebih besar dari 0, persen IRR tidak lebih dari MARR dan POT yang memiliki waktu lebih lama dari durasi pekerjaan *hydraulic fracturing*.

Sedangkan untuk kontrak PSC Gross Split sumur SK-01 memiliki NPV sebesar -\$185.102,50 dengan IRR 61% dan POT sebesar -0,10. Dengan analisa yang telah dilakukan, sumur SK-01 juga tidak layak dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* berdasarkan Kontrak Gross Split. Jika dibandingkan antara PSC Standar dan PSC Gross Split dapat di simpulkan bahwa nilai indikator ekonomi PSC Standar lebih tinggi dibanding PSC Gross Split.

Tabel 4.10. Perbandingan PSC Standar dan PSC Gross Split pada Sumur SK-08

Indikator Ekonomi	PSC Standar	PSC Gross Split
<i>Net Present Value</i> (NPV)	\$343.218,53	-\$32.179,91
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	44,66%	-28%
<i>Pay Out Time</i> (POT) / month	1,0	-1,25

Sumber : Data Olahan, 2021

Tabel di atas menunjukkan perhitungan ekonomi sumur SK-08 dengan PSC standar memiliki nilai NPV \$343.218,53 dan IRR 44,66% dengan POT sebesar 1,0. Pada sumur ini menurut analisa berdasarkan keekonomian nya menggunakan kontrak PSC Standar, layak untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* karena nilai NPV yang positif, IRR dan POT yang tinggi sehingga pekerjaan hydraulic yang dilakukan pada sumur SK-08 menguntungkan.

Namun berdasarkan kontrak PSC Gross Split sumur SK-08 tidak layak dan tidak menguntungkan untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* karena memiliki nilai NPV -\$32.719,91 yang berarti memiliki nilai negatif dibawah 0 dan IRR -28% dengan POT -1,25 yang sangat kecil dan jauh dari umur produksi pekerjaan *hydraulic fracturing*.

Dari perbandingan antara kedua kontrak tersebut dapat disimpulkan bahwa sumur SK-08 lebih menguntungkan dan layak untuk dilakukan pekerjaan hydraulic

fracturing dengan menggunakan kontrak PSC Standar daripada menggunakan kontrak PSC Gross Split.

Tabel 4.11. Perbandingan PSC Standar dan PSC Gross Split pada Sumur SK-09

Indikator Ekonomi	PSC Standar	PSC Gross Split
<i>Net Present Value</i> (NPV)	\$243.563,20	-\$71.634,76
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	30,37%	-61%
<i>Pay Out Time</i> (POT) / month	0,1	-0,35

Sumber : Data Olahan, 2021

Berdasarkan tabel 4.11. nilai indikator ekonomi menggunakan PSC Standar sumur SK-09 adalah NPV \$243.563,20 dan IRR 30,37% dengan POT sebesar 0,1. Sumur SK-09 layak dilakukan pekerjaan hydraulic fracturing berdasarkan PSC Standar. Sedangkan untuk PSC Gross Split sumur SK-09 memiliki NPV \$-71.634,76 dengan IRR -61% dan POT -0,35. Maka dari itu sumur SK-09 tidak layak untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* karena memiliki nilai indikator ekonomi yang bernilai negatif sehingga tidak menguntungkan.

Dari tiga tabel di atas, dapat disimpulkan bahwa PSC Gross Split masih belum memungkinkan untuk digunakan dalam keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing* pada ketiga sumur. Karena pada PSC Gross Split ketiga sumur menunjukkan nilai yang tidak menguntungkan sehingga sumur tersebut tidak layak untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*.

Ketiga sumur tersebut lebih menguntungkan jika dilakukan pekerjaan hydraulic fracturing berdasarkan PSC standar, karena nilai PSC standar lebih tinggi meskipun sumur SK-01 juga memiliki nilai yang tidak layak untuk pekerjaan *hydraulic fracturing*, namun sumur SK-08 dan SK-09 *hydraulic fracturing* layak dilakukan dan lebih menguntungkan dibanding menggunakan PSC *Gross Split*.

PSC *Gross Split* pada dasarnya memiliki sistem bagi hasil antara kontraktor dan pemerintah yang telah ditetapkan berdasarkan UU No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi Pasal 6 ayat 1. Persentase bagi hasil *Gross Split* menurut

Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2017 pasal 5 ayat 1 poin (a) yaitu kontraktor 57% dan pemerintah 43%. Namun pada bagian kontraktor PSC *Gross Split* memiliki kontraktor split yang terbagi atas *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Variabel dan *progressive split* dapat merubah persen bagi hasil untuk kontraktor yang telah ditetapkan sehingga kedua parameter ini dapat menjadi alasan PSC *Gross Split* memiliki nilai yang lebih rendah dibandingkan dengan PSC Standar sehingga PSC *Gross Split* tidak layak untuk digunakan pada ketiga sumur tersebut. Namun, persentase bagi hasil PSC *Gross Split* juga dapat dirubah hingga kontraktor mendapatkan keuntungan.

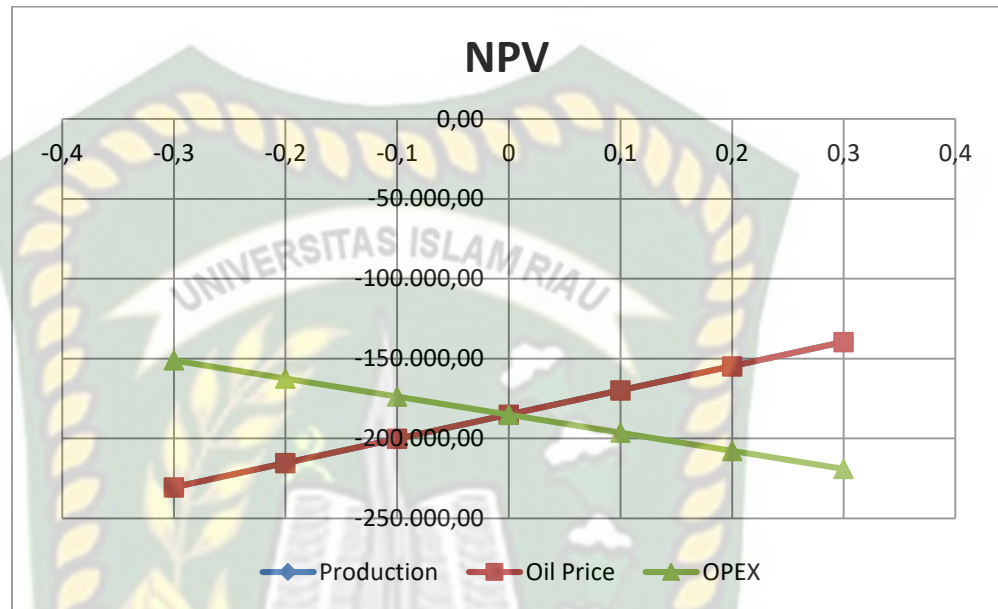
Penelitian ini adalah penelitian case study, untuk ke 3 Sumur yang dianalisa memang hasilnya tidak layak bila pekerjaan Hydraulic Fracturing menggunakan kontrak PSC Gross Split, tetapi untuk case study yang lain hasilnya bisa berbeda.

4.4. Analisis Sensitivitas Pada Sumur SK-01, SK-08, dan SK-09.

Hasil perhitungan untuk tiap sumur yang dilakukan berdasarkan Kontrak *Gross Split* menunjukkan nilai yang tidak layak dan belum menguntungkan untuk pekerjaan hydraulic fracturing. oleh karena itu, penulis melakukan analisis sensitivitas pada ketiga sumur dengan merubah 3 variabel yang mempengaruhi keuntungan kontraktor dengan menaikkan dan menurunkan secara bertahap variabel-variabel tersebut sebesar 10%, 20% dan 30 % dari nilai variabel awal, yaitu meliputi : (1) Harga Minyak Dunia (2) Produksi dan (3) Biaya Operasional, untuk menentukan faktor yang paling mempengaruhi keuntungan dan kelayakan pekerjaan *hydraulic fracturing* di tiap sumur dengan menghitung kembali nilai NPV.

4.4.1. Analisis Sensitivitas Sumur SK-01

Dibawah ini merupakan kurva sensitivitas NPV pada Sumur SK-01

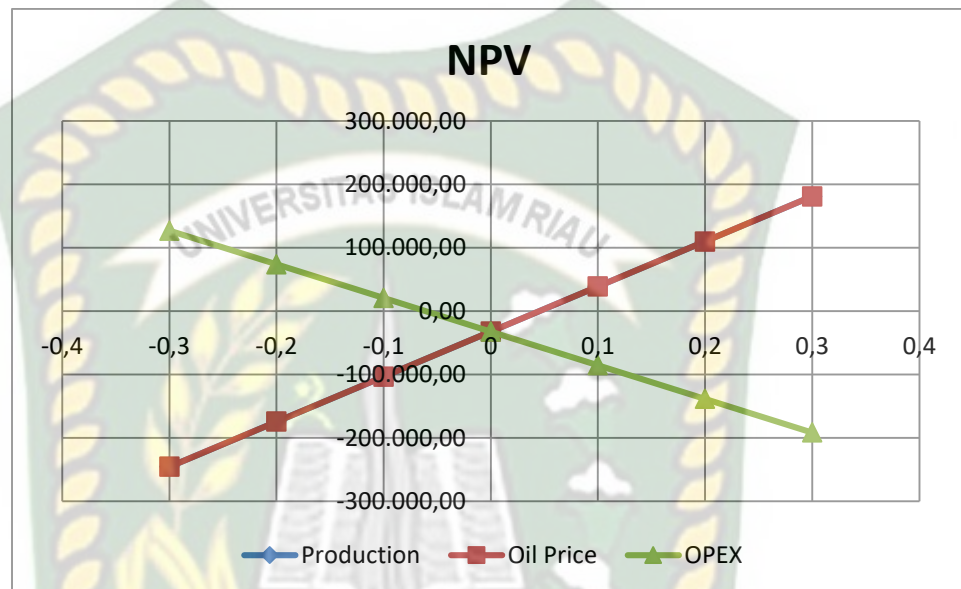


Gambar 4.4. Kurva Analisis Sensitivitas NPV Sumur SK-01.

Berdasarkan gambar di atas, NPV sumur SK-01 memiliki nilai negatif untuk semua faktor sensitivitas yang dilakukan. Hal ini sejalan dengan hasil perhitungan awal dimana pada kedua kontrak PSC yang dilakukan untuk sumur ini menunjukkan nilai negatif yang berarti sumur SK-01 tidak layak untuk pekerjaan *hydraulic fracturing*, walaupun harga minyak atau produksi mengalami peningkatan ataupun biaya operasional mengalami penurunan. Hal ini disebabkan karena sumur ini memiliki cadangan minyak paling sedikit dibanding sumur lainnya. Sehingga meskipun sudah dilakukan analisis sensitivitas sumur SK-01 tetap tidak menguntungkan untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*.

4.4.2. Analisis Sensitivitas Sumur SK-08

Analisis sensitivitas sumur SK-08 ditunjukkan berdasarkan kurva perubahan NPV dibawah ini.



Gambar 4.6. Kurva Sensitivitas NPV Sumur SK-08

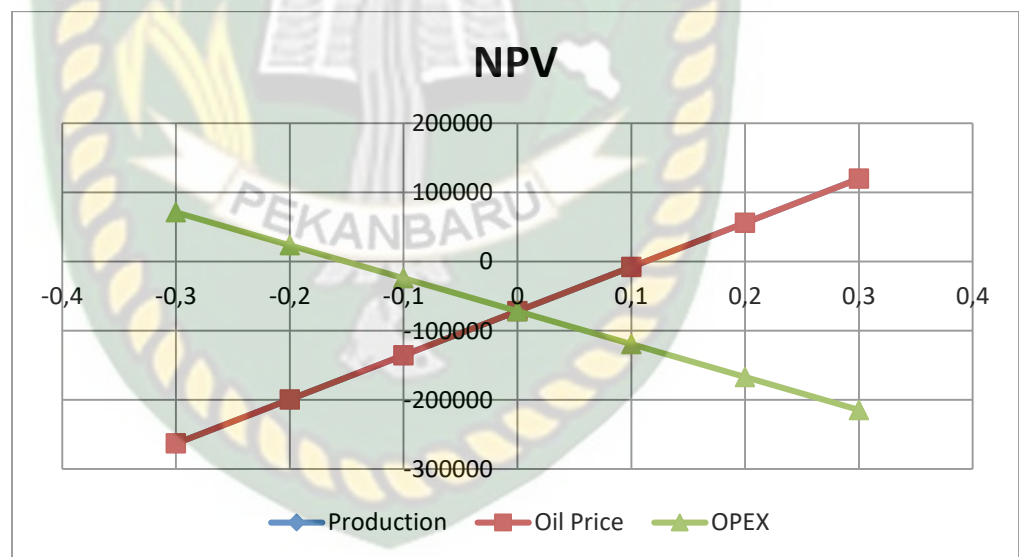
Menurut gambar diatas, sensitivitas NPV pada sumur SK-08 untuk bagian produksi memiliki nilai asli negatif, kemudian dilakukan pengurangan harga minyak atau produksi atau penurunan biaya operasional sebanyak 10%, 20%, dan 30% dan didapatkan hasil yang tetap negatif, namun ketika harga minyak atau produksi dinaikkan atau biaya operasional diturunkan sebesar 10%, 20%, dan 30% , jika nilai NPV awal negatif maka setelah perubahan nilai NPV untuk sumur SK-08 menjadi positif.

Pada harga minyak, sensitivitas yang dilakukan sama dengan produksi, yang juga memiliki hasil sama dan tidak jauh dari nilai NPV produksi, dimana peningkatan harga bisa merubah kelayakan pekerjaan hydraulic fracturing pada sumur ini dari tidak layak menjadi layak untuk dilakukan.

Begitupun untuk biaya produksi bila dilakukan pengurangan sebesar 10%, 20%, dan 30%, semakin banyak persen yang dikurangi maka nilai NPV nya semakin positif dan naik sehingga sumur SK-08 dapat menguntungkan untuk pekerjaan *hydraulic fracturing* jika biaya produksinya semakin sedikit, begitu pula jika persen nilai biaya produksi dilakukan penambahan maka nilai NPV menjadi semakin besar negatifnya dan tidak menguntungkan. Hal ini menunjukkan bahwa penurunan biaya produksi bisa merubah kelayakan pekerjaan *Hydraulic Fracturing* pada sumur ini dari tidak layak menjadi layak untuk dilakukan.

4.4.3. Analisis Sensitivitas Sumur SK-09.

Hasil dari analisis sensitivitas untuk Sumur SK-09 ditampilkan pada kurva berikut :



Gambar 4.8. Kurva sensitivitas NPV sumur SK-09.

Berdasarkan gambar diatas, sensitivitas NPV untuk sumur SK-09 memiliki nilai awal negatif kemudian dilakukan pengurangan 10%, 20%, dan 30% pada jumlah produksi dan didapatkan hasil yang masih negatif dan semakin besar daripada nilai awal NPV. Selanjutnya dilakukan penambahan produksi nilai NPV dengan menambahkan 10%, 20%, dan 30%. Untuk 10% nilai NPV masih menunjukkan nilai negatif namun pada 20% dan 30% nilai

NPV berubah menjadi positif. Nilai yang sama didapatkan untuk faktor harga minyak pada NPV sumur ini. Hal ini menunjukkan bahwa bila harga minyak dunia meningkat atau bila produksi meningkat maka kontrak Gross Split pada pekerjaan Hydraulic Fracturing pada sumur ini bisa menguntungkan, semakin tinggi harga atau semakin tinggi produksi maka pekerjaan semakin layak.

Pada faktor biaya produksi, sensitivitas nilai NPV untuk pengurangan 10% memiliki hasil yang negatif dan untuk pengurangan 20% dan 30% nilai NPV menjadi positif dan menguntungkan. Sedangkan untuk penambahan Biaya Operasional 10%, 20%, dan 30% semakin tinggi penambahan biaya maka nilai NPV yang didapatkan menjadi semakin negatif. Dari analisis sensitivitas yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa penurunan biaya produksi bisa merubah kelayakan pekerjaan *hydraulic fracturing* pada sumur SK-09 dari tidak layak menjadi layak untuk dilakukan.

Dari analisa sensitivitas yang dilakukan pada ketiga sumur menunjukkan bahwa perubahan pada variabel-variabel yang mempengaruhi keuntungan kontraktor dapat merubah kelayakan pekerjaan *Hydraulic Fracturing* dari tidak layak dan tidak menguntungkan menjadi layak dan menguntungkan untuk dikerjakan, yaitu kenaikan harga minyak dunia, kenaikan produksi dan penurunan biaya produksi .

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka hasil dari penelitian dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Berdasarkan perhitungan dan analisa yang telah dilakukan, ketiga sumur tidak layak untuk pekerjaan *hydraulic fracturing* jika dihitung berdasarkan keekonomian PSC Gross Split karena memiliki nilai yang kecil dan rendah. Kemudian berdasarkan perbandingan antara PSC Standar dan PSC Gross Split, sumur SK-01 memiliki nilai yang kecil pada kedua kontrak dan tidak layak untuk pekerjaan *hydraulic fracturing*. Namun sumur SK-08 dan SK-09 menunjukkan nilai keuntungan dan layak untuk pekerjaan *hydraulic fracturing* jika menggunakan PSC Standar. Sedangkan untuk perhitungan PSC *Gross Split* ketiga sumur tersebut menunjukkan nilai yang kecil daripada PSC standar sehingga pekerjaan *hydraulic fracturing* pada ketiga sumur lebih menguntungkan jika menggunakan PSC Standar dibanding PSC Gross Split karena memiliki nilai yang lebih tinggi. Hasil perhitungan dengan menggunakan PSC gross split, sumur SK-01 memiliki nilai NPV negative (-) US\$ 185.102,50 dengan IRR 61% dan POT -0,10. Untuk sumur SK-08 memiliki NPV US\$ -32.179,91 dan IRR 28% sedangkan POT -1,25. Dan sumur SK-09 memiliki NPV sebesar US\$ -71.634,76 dengan IRR 61% dan POT sebesar -0,35.
2. Berdasarkan analisis sensitivitas pada tiap sumur, tidak selamanya PSC Gross Split merugikan Kontraktor, bila terjadi kenaikan harga Minyak Dunia atau bila terjadi kenaikan Produksi serta biaya operasional menurun maka Kontrak Gross Split bisa menguntungkan. Faktor yang paling berpengaruh dalam keuntungan dan kerugian di ketiga sumur ini

adalah faktor biaya produksi. Karena bila biaya produksi bisa diturunkan semakin rendah pada sumur SK-08 dan SK-09 maka semakin besar keuntungan yang didapatkan pada pekerjaan *hydraulic fracturing*.

5.2. SARAN

Berdasarkan kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan, terdapat beberapa saran yang diharapkan kepada peneliti selanjutnya, yaitu :

1. Dapat melakukan penelitian menggunakan PSC Gross Split yang menunjukkan kelayakan pada sumur lainnya yang melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*, karena penelitian ini adalah case study dan hasil yang berbeda mungkin saja bisa terjadi untuk lokasi yang berbeda.
2. Dapat melakukan penelitian langsung di lapangan perusahaan.

DAFTAR PUSTAKA

Al-Qur'an dan terjemahannya.

Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook (3rd ed)*. Oxford, UK : Elsevier Inc

Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative analysis of financial Production Sharing Contract (PSC) cost recovery with PSC gross split: Case study in one of the contractor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 4(2), 65-80.

Ariyon, M. (2019, January). STUDI PERBANDINGAN KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK MARGINAL MENGGUNAKAN PRODUCTION SHARING CONTRACT DAN GROSS SPLIT. In *Prosiding SENTRA (Seminar Teknologi dan Rekayasa)* (No. 4, pp. 23-29).

Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020, April). Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* (Vol. 847, No. 1, p. 012030). IOP Publishing.

Barati, R., & Liang, J. T. (2014). A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(16).

Choliq, Abdul, A. Rivai Wirasasmita, Sumarna Hasan, (2016). *Evaluasi Proyek (Suatu Pengantar)*, CV. Pionir Jaya, Bandung.

Cooke, J. C. E. (1975). *U.S. Patent No. 3,888,311*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

Cooke Jr, C. E. (2005). *U.S. Patent No. 6,949,491*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

Economides, M. J., Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation (3rd ed)*. Willey.

England, K. (2004). *U.S. Patent No. 6,776,235*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia's New Gross Split PSC: is it More Superior than the Previous Standard PSC. *Research Gate Publication. Journal of Economics, Business and Management*, 6(2).

- Gunawan, Hendra. (2020). *Evaluasi Perbandingan Penanggulangan Well Kick Menggunakan Metode Concurrent dan Data Aktual Pada Sumur HE Lapangan G*. Skripsi. Universitas Islam Riau. Pekanbaru.
- Howard, G. C., Fast, C. R. (1970). *Hydraulic Fracturing*, Monograph series, Richardson, Texas, USA, Society of petroleum engineers.
- Intaniasari, K. (2020). Gross Split Contract Framework Regulation on the Caring for People. *BESTUUR*, 8(2), 96-107.
- Irham, S., Sibuea, S. N., & Danu, A. (2018). The new management policy: Indonesian PSC-Gross split applied on CO₂ flooding project. *E&ES*, 106(1), 012108.
- Jennings Jr, A. R., & Sprunt, E. S. (1995). *U.S. Patent No. 5,402,846*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- Kiat, M. I., Iliukhin, S. I., & Ozdoeva, A. K. (2020, December). The implementation of Indonesian PSC gross split scheme in Russian offshore. In *Advances in raw material industries for sustainable development goals: PROCEEDINGS OF THE XII RUSSIAN-GERMAN RAW MATERIALS CONFERENCE (SAINT-PETERSBURG, RUSSIA, 27-29 NOVEMBER 2019)* (p. 430). CRC Press.
- Kurniawan, T. S., & Jaenudin, J. (2017, October). Proposed Modification of Abandonment and Site Restoration Mechanism in Gross Split PSC for Marginal Field in Indonesia. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Le, H. V., Kesavan, S., Dawson, J. C., Mack, D. J., & Nelson, S. G. (2001). *U.S. Patent No. 6,169,058*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- Nadisa, M., Maya, D. N. K. W., & Norken, I. N. (2010). Analisis investasi pengembangan potensi pariwisata pada pembangunan Waduk Jehem Di Kabupaten Bangli. *Jurnal Ilmiah Teknik Sipil*, 14(2).
- Norman, W. D., Jasinski, R. J., & Nelson, E. B. (1996). *U.S. Patent No. 5,551,516*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- Pandey, P., & Chopra, P. (2019). Gross Split PSC a Game Changer in Lower for Longer Scenario.
- Phillips, W. J. (1972). Hydraulic fracturing and mineralization. *Journal of the Geological Society*, 128(4), 337-359.
- Pujawan, I. N. (2005). The Effect of Different Payment Terms on Order Variability in a Supply Chain. In *Successful Strategies in Supply Chain Management* (pp. 90-108). IGI Global.

- Rulandari, N., Rusli, B., Mirna, R., Nurmantu, S., & Setiawan, M. I. (2018, November). 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. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 1114, No. 1, p. 12132).
- Sabaris, S. A., Nugrahanti, A., & Mardiana, D. A. (2020). Comparative Analysis of Indonesia Gross Split PSC with Fiscal Terms of Several Southeast Asian Countries. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 3(3).
- Suryani, Dea Almi. (2019). *Analisa Keberhasilan Pekerjaan Hydraulic Fracturing Job Pada Sumur DAS-03, DAS-07, DAS-08 dan RBD#01 di Lapangan Almi*. Skripsi. Universitas Islam Riau. Pekanbaru.
- Tjondro, Bambang, Ir., M.Sc., (2005). *Well Stimulation*. Jakarta : PT. Medco N&P Indonesia.
- Wijana, M., Triadi, A. A., & Anwar, L. S. (2016). Studi Kelayakan Penggunaan Mesin Diesel Dengan Metode Break Even Point (Bep) Dan Analisis Sensitivitas Pada Pltd (Studi Kasus: PT Pln Persero Sektor Pembangunan Lombok Pltd Ampenan). *Dinamika Teknik Mesin*, 6(1).
- Williams, Bert B. John L. Gidley. Robert S. Schechter. (1979). *Acidizing Fundamentals*. Society of petroleum engineers of AIME, New York.