

**EVALUASI KELAYAKAN EKONOMI PRODUKSI MINYAK
DARI *SINGLE* KE *COMMINGLE* PADA SUMUR X DAN Y
DI LAPANGAN AS BERDASARKAN SKENARIO
PSC COST RECOVERY DAN *GROSS SPLIT***

TUGAS AKHIR



Oleh

ENCIK PRAYOGI

NPM 163210291

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

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Encik Prayogi

NPM : 163210291

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Evaluasi Kelayakan Ekonomi Produksi Minyak dari *Single* ke *Commingle* Pada Sumur X dan Y di Lapangan AS Berdasarkan Skenario PSC *Cost Recovery* dan *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 I : Muhammad Ariyon, ST., MT ()

Penguji I : Neneng Purnamawati, ST., MEng ()

Penguji II : Richa Melysa, ST., MT ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan oleh :
KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Novia Rita, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 05 Agustus 2022



Encik Prayogi
NPM 163210291



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

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

1. Bapak M.Ariyon, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk membimbing menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr.Eng Muslim, S.T., M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku Ketua Prodi dan Sekretaris Prodi Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. serta Dosen-Dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak saya sebutkan satu per satu.
4. Kedua Orang Tua, Bapak Rahmat, dan Ibu Rosnati, abang saya Hendri Saputra dan kakak saya Rachmawati Yuliani yang telah memberikan semangat, motivasi, dan bantuan baik material maupun moral.
5. Teruntuk Suci Ramadhani, S.T selaku orang terdekat saya yang selalu menemani dan memberikan semangat sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir saya.
6. Serta rekan seluruh anggota 2016 kelas B yang mengisi hari-hari perkuliahan saya.

Pekanbaru, 05 Agustus 2022



Encik Prayogi

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	1
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 <i>State of the Art</i>	3
2.2 <i>Well Completion</i>	4
2.2.1 <i>Single Completion</i>	5
2.2.2 <i>Commingle Completion</i>	5
2.3 <i>PSC Cost Recovery</i>	6
2.4 <i>Kontrak Gross Split</i>	7
2.5 Indikator Keekonomian	10
1. NPV (<i>Net Present Value</i>)	10
2. IRR (<i>Internal Rate of Return</i>).....	11
3. MARR (<i>Minimum Attractive Rate of Return</i>)	11
4. POT (<i>Pay Out Time</i>).....	11
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	12
3.1 Metode Penelitian.....	12

3.2	Alur Penelitian.....	13
3.3	Lokasi Penelitian	14
3.4	Jadwal Penelitian	14
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		15
4.1	Pekerjaan <i>Commingle Completion</i> Pada Sumur X dan Y	15
4.2	Parameter Perhitungan Keekonomian	15
4.2.1	Perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak PSC <i>Cost Recovery</i> 16	
4.2.2	Perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak <i>Gross Split</i>	17
4.3	Hasil Indikator Keekonomian pada Kedua Kontrak	19
4.3.1	NPV (<i>Net Present Value</i>)	19
4.3.2	IRR (<i>Internal Rate of Return</i>)	19
4.3.3	POT (<i>Pay out Time</i>)	19
4.4	Analisa Sensitivitas NPV dan IRR pada Sumur X dan Y	20
4.4.1	Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i> pada Sumur X	20
4.4.2	Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i> pada Sumur Y	22
4.4.3	Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak <i>Gross Split</i> pada Sumur X	23
4.4.4	Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak <i>Gross Split</i> pada Sumur Y	24
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		26
5.1	Kesimpulan.....	26
5.2	Saran	27
DAFTAR PUSTAKA		28
LAMPIRAN.....		31

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>Single Completion</i>	5
Gambar 2.2 <i>Commingle Completion</i>	6
Gambar 2.3 Skema Kontrak <i>Gross Split</i> (Pramadika & Satiyawira, 2019)	8
Gambar 4.1 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap <i>Oil Price, Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur X Berdasarkan PSC Cost Recovery</i>	21
Gambar 4.2 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap <i>Oil Price, Oil Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur X Berdasarkan PSC Cost Recovery</i>	21
Gambar 4.3 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap <i>Oil Price, Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur Y Berdasarkan PSC Cost Recovery</i>	22
Gambar 4.4 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap <i>Oil Price, Oil Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur Y Berdasarkan PSC Cost Recovery</i>	22
Gambar 4.5 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap <i>Oil Price, Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur X Berdasarkan Gross Split</i>	23
Gambar 4.6 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap <i>Oil Price, Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur X Berdasarkan Gross Split</i>	23
Gambar 4.7 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap <i>Oil Price, Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur Y Berdasarkan Gross Split</i>	24
Gambar 4.8 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap <i>Oil Price, Production</i> , dan <i>Lifting Cost Sumur Y Berdasarkan Gross Split</i>	24

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Base Split</i> Kontrak <i>Gross Split</i> (Saputra, 2008).....	8
Tabel 2.2 <i>Variable Split</i> untuk Kontrak PSC <i>Gross Split</i> (Permata, Mashari, & Sumandra, 2013)	8
Tabel 2.3 <i>Progressive Split</i> berdasarkan kontrak PSC <i>Gross Split</i> (Pramadika & Satiyawira, 2019)	10
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian.....	14



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN 1 Data Hasil Perhitungan <i>Cash Flow</i> Sumur X Berdasarkan Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	31
LAMPIRAN 2 Data Hasil Perhitungan <i>Cash Flow</i> Sumur X Berdasarkan Kontrak <i>Gross Split</i>	32
LAMPIRAN 3 Data Hasil Perhitungan <i>Cash Flow</i> Sumur Y Berdasarkan Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	33
LAMPIRAN 4 Data Hasil Perhitungan <i>Cash Flow</i> Sumur Y Berdasarkan Kontrak <i>Gross Split</i>	35
LAMPIRAN 5 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Sumur X terhadap Oil Price, Production, dan Biaya Produksi Berdasarkan Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	36
LAMPIRAN 6 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Sumur X terhadap Oil Price, Production, dan Biaya Produksi Berdasarkan Kontrak PSC <i>Gross Split</i> ..	37
LAMPIRAN 7 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Sumur Y terhadap <i>Oil Price</i> , <i>Production</i> , dan Biaya Produksi Berdasarkan Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	38
LAMPIRAN 8 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Sumur Y terhadap <i>Oil Price</i> , <i>Production</i> , dan <i>Lifting Cost</i> Berdasarkan Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	39

DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
bbl/STB	<i>Barrel per Stock Tank Barrel</i>
bfpd	<i>Barrel Fluid Per Day</i>
BOPY	<i>Barrel Oil per Year</i>
BP Migas	Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
CCF	<i>Contractor Cash Flow</i>
CF	<i>Cash Flow</i>
CR	<i>Cost Recovery</i>
CS	<i>Contractor Share</i>
CTI	<i>Contractor Taxable Income</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
ES	<i>Equity to be Split</i>
Exp	<i>Expenditure</i>
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>
GS	Gross Split
GT	<i>Government Tax</i>
I	Investasi
IC	<i>Investment Credit</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
IT	<i>Indonesia Take</i>

MARR	<i>Minimum Acceptable Rate of Return</i>
NCF	<i>Net Cash Flow</i>
NCS	<i>Net Contractor Share</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OC	<i>Operating Cost</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PSA	<i>Production Sharing Agreement</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
R	<i>Revenue</i>
Rec	<i>Recovery</i>
TCI	<i>Total Contractor Income</i>
TKDN	Tingkat Kandungan Dalam Negeri
UR	<i>Unrecovered</i>
UU	Undang-Undang



DAFTAR SIMBOL

A	Serangkaian jumlah uang berturut-turut di akhir periode, dollar per tahun
C_n	<i>Cash Flow</i> tahun ke-n
C_0	<i>Cash Flow</i> tahun ke-0
D	<i>Decline Curve Analysis</i>
h	Kedalaman, meter
i	Tingkat Bunga, persen
m	meter
n	Umur Proyek
n	Sejumlah periode bunga, tahun/bulan/hari
N_c	<i>Capillary Number, Dimensionless</i>
P	Jumlah Uang pada Waktu yang Ditentukan Sebagai Sekarang, dollar
R	Revenue, US\$
t	Waktu, tahun/bulan/hari
\$/bbl	Dollar per Barrel

**EVALUASI KELAYAKAN EKONOMI PRODUKSI MINYAK
DARI *SINGLE* KE *COMMINGLE*
PADA SUMUR X DAN Y DI LAPANGAN AS BERDASARKAN
SKENARIO *PSC COST RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT***

ENCIK PRAYOGI

163210291

ABSTRAK

Produksi pada sumur X dan Y di lapangan AS mengalami penurunan akibat tingginya nilai *water cut* pada bulan Desember tahun 2013 yaitu sebesar 94.8%, sehingga dilakukan perubahan dari sumur *single* ke *commingle completion*, diharapkan terjadi penurunan produksi air sehingga produksi minyak yang meningkat. Metode ini merupakan salah satu metode yang digunakan untuk memperbaiki serta meningkatkan produksi minyak suatu sumur, metode ini termasuk menjadi bagian dari *tubing completion*. *Tubing completion* sendiri memiliki tiga jenis berdasarkan jumlah string yaitu *single completion*, *commingle completion*, serta *multiple completion*. Dari data produksi sumur X dan Y yang diperoleh dari lanjutan tugas akhir sebelumnya dengan menggunakan beberapa literatur lainnya, sehingga penelitian ini dikatakan sebagai penelitian menggunakan data sekunder. Selain data produksi juga diperlukan adanya data aliran dana atau investasi, biaya operasi, serta biaya-biaya yang dikeluarkan dalam proyek pengerjaan perubahan sumur *single* ke sumur *commingle completion*. Hal tersebut berguna sebagai acuan dalam menghitung nilai indikator keekonomian. Kemudian dilakukan perhitungan nilai NPV, IRR, dan POT pada nilai MARR = 15%. Setelah didapatkan nilai indikator keekonomian tersebut lalu dilakukan perbandingan antara penggunaan *Production Sharing Contract Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*. Berdasarkan hasil perhitungan didapatkan sumur X NPV = 3,619,469 US\$, IRR = 171.96%, dan POT = 1.6 tahun. Sedangkan pada kontrak *gross split* sumur X nilai NPV = 12,490,408 US\$, IRR = 521.99%, dan POT = 0.48 tahun. Sedangkan, sumur Y dari hasil perhitungan berdasarkan kontrak *cost recovery* didapatkan nilai NPV = 3,226,732 US\$, IRR = 150.65%, dan POT = 1.71 tahun. Sedangkan pada kontrak *gross split* didapatkan nilai NPV = 12,489,417 US\$, IRR = 371.98%, dan POT = 0.68 tahun. Maka dapat diketahui baik pada sumur X maupun sumur Y dari hasil perhitungan yang dikerjakan kedua kontrak tersebut layak untuk digunakan oleh kontraktor, tetapi kontrak *gross split* lebih layak dibandingkan *cost recovery*.

Kata Kunci : *Single completion*, *multiple completion*, *well completion*, *PSC Cost Recovery*, *PSC Gross Split*.

**EVALUATION OF THE ECONOMIC FEASIBILITY OF OIL
PRODUCTION FROM SINGLE TO COMMINGLE
AT WELLS X AND Y IN U.S FIELD BASED ON PSC COST
RECOVERY AND GROSS SPLIT SCENARIO**

ENCIK PRAYOGI

163210291

ABSTRACT

Production on wells X and Y in the US field experienced drop consequence height score water cut on month December year 2013 that is by 94.8%, so that conducted change from single well to commingle completion, it is hoped occur drop water production so that production increased oil. This is one of some method used for repair as well as increase production oil well, method this including becomes part from tubing completion. Tubing completion have three type based on number of strings there are single completion, commingle completion, and multiple completions. From production data wells X and Y obtained from advanced duty end previously with use a number of literature others, so this study said as study using secondary data. In addition to production data also required presence of flow data fund or investment, cost operation, as well expenses incurred in project processing change well single to well commingle completion. The thing useful as reference in count score indicator economy. Then conducted calculation NPV, IRR, and POT values at MARR value = 15%. After obtained score indicator economy then conducted comparison among use Production Sharing Contract Cost Recovery and PSC Gross Split. Based on results calculation obtained wells X NPV = 3,619,469 US\$, IRR = 171.96%, and POT = 1.6 years. Based on contract gross split well X value of NPV = 12,490,408 US\$, IRR = 521.99%, and POT = 0.48 years . Meanwhile, well Y of results calculation based on contract cost recovery obtained NPV = 3,226,732 US\$, IRR = 150.65%, and POT = 1.71 years. Whereas on contract gross split obtained NPV = 12,489,417 US\$, IRR = 371.98%, and POT = 0.68 years. So could is known good on wells X and well Y of results calculations done that contracts are worthy for used by contractor, but contract gross split more worthy compared cost recovery.

Keywords : Single completion, multiple completion, well completion, PSC Cost Recovery, PSC Gross Split.

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Permasalahan pada umumnya yang terjadi pada sumur tua yaitu berkurangnya produksi minyak, terdapat beberapa cara untuk dapat meningkatkan produksi tersebut. (Zuhri et al., 2018) Salah satunya dengan menambah lapisan produktif pada metode *commingle completion*. Namun, cara ini dapat dilakukan pada sumur dengan satu atau dua lapisan. Selain karena sumur produksi yang sudah tua, penyebab berkurangnya produksi minyak diakibatkan kurangnya tekanan untuk mengalirkan minyak ke permukaan, dan juga nilai *water cut* yang tinggi.

Tipe produksi yang mengalirkan fluida ke permukaan dengan hanya satu lapisan reservoir pada sumur minyak disebut juga *single completion* (Novrianti, 2017). Dan setelah diproduksi pada beberapa waktu tertentu, tipe produksi sumur *single completion* ini dapat menyebabkan penurunan produksi walaupun terdapat pada lapisan produktif. Seperti permasalahan yang terjadi pada sumur X dan Y di lapangan AS terdapat nilai *water cut* yang tinggi sehingga dapat menggunakan metode *commingle completion* untuk menangani permasalahan tersebut.

Perbaikan sumur minyak juga merupakan strategi bisnis bagi perusahaan maupun kontraktor pada industri hulu migas. Fluktuasi harga minyak dunia mengharuskan perusahaan migas untuk menyesuaikan pada bisnis migas (Andri Prima et al., 2017). Di Indonesia terdapat kontrak bagi hasil (*production sharing contracts*) yang diterapkan antara pemerintah dan kontraktor yaitu *Cost Recovery* dan *Gross Split* (Ms. Rose Mary K. Abraham, 2016) (Hernandoko, 2018). Pemerintah Indonesia memberikan wewenang bagi perusahaan migas untuk memilih kontrak yang akan digunakan dalam menjalankan bisnis hulu migas.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung keekonomian produksi sumur X dan Y berdasarkan kontrak *Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*.
2. Menganalisa kontrak yang lebih layak bagi kontraktor antara kontrak *Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*.

3. Menentukan pengaruh beberapa indikator berupa harga minyak, produksi sumur X dan Y, serta *lifting cost* terhadap keekonomian pekerjaan tersebut.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian dalam bidang akademis adalah sebagai berikut :

1. Memberi pemahaman tentang pengaruh perbaikan sumur dengan menggunakan metode *commingle completion* guna meningkatkan produksi sumur X dan Y.
2. Memberi pemahaman mengenai kontrak *Cost Recovery* dan *PSC Gross Split* yang berlaku di Indonesia.
3. Mengetahui pengaruh keuntungan atau kerugian pekerjaan *commingle completion* pada kenaikan dan penurunan harga minyak, produksi sumur X dan Y, dan *operating cost*.

1.4 Batasan Masalah

Untuk menghindari pembahasan diluar topik permasalahan maka diberi batasan masalah yaitu :

1. Penelitian ini difokuskan untuk membandingkan keekonomian pekerjaan *commingle completion* berdasarkan kontrak *Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*.
2. Penelitian ini dilakukan pada sumur X dan Y dalam 10 tahun umur proyek pada Lapangan AS dengan menggunakan metode *commingle completion*.
3. Penelitian ini tidak difokuskan untuk memperhitungkan karakteristik reservoir pada sumur X dan Y.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

“Dialah (Allah) yang meniupkan angin (sebagai) pembawa kabar gembira sebelum kedatangan rahmat-Nya (hujan); dan kami turunkan dari langit air yang amat bersih, agar kami menghidupkan dengan air itu negeri (tanah) yang mati, agar kami memberi minum dengan air itu sebagian besar dari makhluk kami, binatang-binatang ternak dan manusia yang banyak”. (Q.S Al-Furqan : 48-49)

Berdasarkan surat tersebut dapat diambil makna yaitu sebagai makhluk ciptaan Allah, kita manusia harus senantiasa bersyukur atas segala sesuatu yang diberikan oleh yang Maha Pencipta. Nikmat berupa air dan udara yang sangat bermanfaat bagi umat manusia sebisa mungkin dirawat dan di jaga demi masa yang akan datang. Sumber daya alam ciptaan Allah SWT sangat banyak dan bermanfaat bagi makhluk-Nya, dan umat manusia diperbolehkan untuk mengelola dan memanfaatkan hal tersebut sebisa mungkin sesuai dengan kebutuhan. Sebagai contoh minyak dan gas bumi yang merupakan sumber daya alam yang sangat bermanfaat dapat dijaga dan dilestarikan demi kebutuhan sekarang maupun masa yang akan datang.

2.1 *State of the Art*

State of the art merupakan kumpulan dari penelitian-penelitian sebelumnya yang berkaitan dengan topic penelitian yang dikerjakan. Berikut beberapa *state of the art* yang menjadi panduan dalam penelitian ini :

Pada penelitian (El Sayed Ibrahim et al., 2014) yang melakukan proyek *commingle completion* dengan menggunakan *intelligent completion*, dilakukan dengan kombinasi kontrol aliran dan isolasi zona (*control valve* dan *packer*) pada satu sumur dengan 3 zona yang berbeda (A1,A2,A3). Pada tahun 2002 sumur ini baru mulai dilakukan pengeboran dan ditutup pada tahun 2007 karena adanya *water cut*, dikarenakan banyaknya produksi air di zona A3. Proyek penelitian ini terbukti layak dilakukan karena produksi terkontrol 5000 BOPD untuk pertama kali nya dan menghemat biaya pengeboran sumur tambahan.

Begitu pula apabila *well completion* ini dilakukan pada *unconventional reservoir*, seperti yang dijelaskan pada penelitian (Barree et al., 2015). Proyek ini dilakukan untuk meningkatkan aliran produksi dengan menambahkan rekahan

pada volume reservoir yang dianggap bernilai ekonomis selama periode 5 tahun, umumnya nilai NPV mengidentifikasi *well completion* secara optimal selama 5 tahun produksi awal.

Pada penelitian (Agrawal et al., 2012) dilakukan pada lima cekungan yang aktif dan sedang dilakukan pengeboran di Amerika Serikat. Peneliti menjelaskan bahwa *completion* yang dilakukan pada sumur horizontal dengan reservoir berupa *shale gas*, karena menipisnya cadangan reservoir konvensional sehingga dibutuhkan upaya untuk meningkatkan cadangan *unconventional*. Secara ekonomis pengeboran horizontal selalu layak untuk dikembangkan, parameter ekonomi yang digunakan biasanya harga, biaya modal, dan biaya operasi.

Berdasarkan penelitian (Ariyon et al., 2020) dengan menggunakan *decline curve analysis* selama 30 tahun berproduksi, di perkirakan pada tahun ke-16 mengalami penurunan karena adanya penurunan tekanan reservoir. Akan tetapi setelah dilakukan pengembangan lapangan menggunakan kontrak *gross split* didapat nilai NPV US\$19.63 dengan pembagian nilai NPV pemerintah 72.3% dan NPV kontraktor 27.7%. Sehingga berdasarkan kontrak *gross split* lapangan ini bernilai ekonomis untuk dikembangkan.

(Pramadika & Satiyawira, 2019) Keekonomian yang dihitung di lapangan Z merupakan lapangan *offshore* memproduksi gas, pada mulanya menggunakan kontrak PSC *Cost Recovery* kemudian berdasarkan peraturan Menteri ESDM RI Nomor 52 Tahun 2017 dilakukan perhitungan beberapa parameter keekonomian dan analisa sensitivitas. Sehingga didapatkan pada pembagian untuk kontraktor NPV 28.282 MMUSD dan IRR 16.684%, dengan indikator keekonomian IRR yaitu harga gas dan *variable split*, maka dapat dikatakan bahwa proyek ini layak dikembangkan.

Berdasarkan beberapa penelitian tersebut, dapat diperkirakan bahwa *well completion* terutama *commingle completion* merupakan proyek penelitian yang layak dikembangkan dengan menggunakan kontrak bagi hasil *Gross Split*.

2.2 Well Completion

Menurut (Valenza, 2016) *well completion* merupakan suatu pekerjaan untuk menyelesaikan sumur dengan menggunakan rig yang sama dengan rig pekerjaan pemboran. Pekerjaan ini umumnya dilakukan untuk perbaikan sumur sehingga

dapat meningkatkan aliran minyak ke permukaan (Pamungkas, 2004). Berdasarkan penelitian (Pamungkas, 2004) *well completion* terbagi menjadi tiga bagian yaitu *formation completion*, *tubing completion*, dan *wellhead completion*.

Kemudian *tubing completion* dibagi berdasarkan jumlah *string* yang digunakan yaitu *single completion*, *commingle completion*, dan *multiple completion* (Putra, 2018). Metode yang digunakan pada penelitian ini yaitu perubahan sumur X dan Y di lapangan AS dari sumur *single* ke *commingle completion*.

2.2.1 *Single Completion*

Dalam metode *single completion* ini dilakukan pada satu sumur produksi menggunakan satu *string* yang memiliki satu zona produktif. Pada sumur dengan kondisi reservoir dan lapisan produktif batuanannya, metode ini dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu *open hole completion* dan *perforated completion*. Menurut (Alexandri, 2018) merencanakan dan memperhitungkan *open hole completion* yaitu berdasarkan penempatan *string* pada suatu sumur dengan formasi produktif, berbeda dengan perhitungan *perforated completion* menentukan jarak perforasi, densitas dan diameter merupakan hal utama untuk mencegah terjadinya *coning*.



Gambar 2.1 *Single Completion*

2.2.2 *Commingle Completion*

Apabila satu sumur minyak terdapat lebih dari satu zona produktif disebut *commingle completion*. Pada penelitian (Novrianti, 2017) sumur minyak yang memiliki dua lapisan produktif yang berbeda dan hanya menggunakan satu tubing yang sama dapat menyebabkan permasalahan pada

kerusakan lapisan ketika mengalirkan minyak ke permukaan dikarenakan fasilitas produksi yang kurang memadai serta tingginya nilai *water cut*.



Gambar 2.2 *Commingle Completion*

2.3 PSC *Cost Recovery*

Kontrak bagi hasil pertama kali diperkenalkan oleh Ibnu Sutowo pada tahun 1966 (Hernandoko, 2018), kepada kontraktor kontrak migas yang ingin melakukan eksploitasi dan eksplorasi di Indonesia (Ms. Rose Mary K. Abraham, 2016) (Andri Prima et al., 2017). Pada penelitian (Ariyati, 2010) kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia dilaksanakan sesuai dengan *production sharing contract*, yang dijelaskan pada UU No. 22 tahun 2001. Selanjutnya Pertamina sebagai perwakilan pemerintah Indonesia untuk melakukan kontrak kepada perusahaan migas berdasarkan UU No. 8 tahun 1971.

Dari awal PSC diperkenalkan hingga saat ini sudah mengalami 3 kali perubahan. Pada PSC generasi ketiga, pembagian persentase pada kontrak bagi hasil atau *production sharing contract* dilakukan setelah pengurangan antara hasil produksi minyak dan gas bumi dengan biaya operasi, hal ini disebut sebagai *cost recovery*. Menurut UU No. 22 tahun 2001 pembagian hasil minyak bumi antara pemerintah dan kontraktor yaitu 85%:15%, sedangkan gas bumi 70%:30% (Ayudya, 2008).

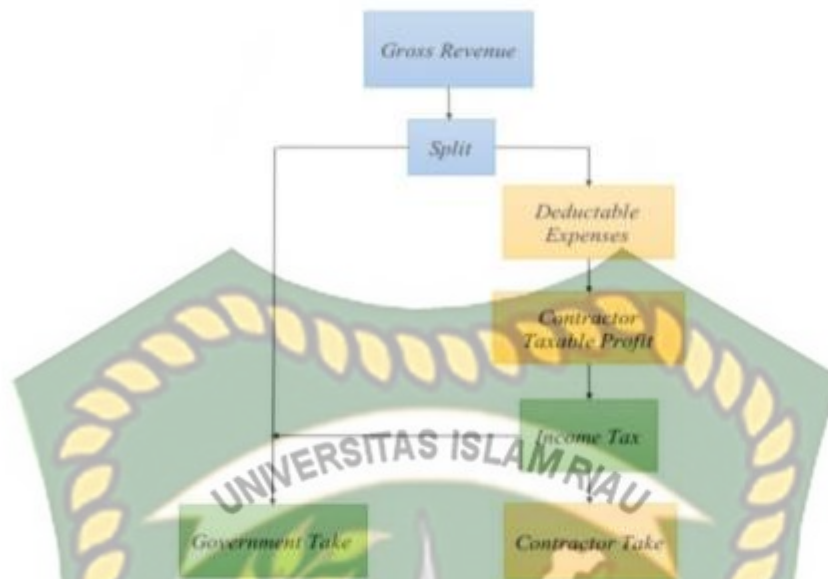
(Rizki et al., 2019) melakukan perbandingan antara PSC *cost recovery* dan PSA (*Production Sharing Agreement*) di Libya sehingga diketahui bahwa untuk pemerintah lebih menguntungkan PSC *cost recovery* Indonesia dikarenakan adanya pembagian berupa FTP (*First Tranche Petroleum*) yang merupakan jaminan adanya bagian untuk pemerintah. Sedangkan PSA lebih menguntungkan

bagi kontraktor karena pada PSA tidak ada FTP sehingga didapat 100% *cost recovery* untuk kontraktor. Begitu pula PSC di Nigeria mulai diterapkan pada tahun 1993, lebih menguntungkan bagi kontraktor karena hanya fokus pada satu hal saja dan cenderung mengabaikan hal lainnya yang mungkin saja merugikan bagi pemerintah (Ogunleye, 2015).

2.4 Kontrak *Gross Split*

Sesuai dengan peraturan menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) No. 8 dan 52 tahun 2017 kontrak *Gross Split* pertama kali ditemukan pada tahun 2017, pada kontrak ini pembagian pemerintah dan kontraktor di (Ariyon et al., 2020). Hal yang membedakan antara kontrak *Gross Split* dengan kontrak PSC *Cost Recovery* yaitu semua biaya operasi sepenuhnya ditanggung oleh kontraktor (Giranza & Bergmann, 2018), dan pembagian antara pemerintah dan kontraktor berdasarkan *variable split*, *progressive split*, dan *base split*. Base split untuk minyak bumi adalah 57% : 43% dan untuk produksi gas 52% : 48% serta pada kontrak ini sudah tidak menggunakan FTP (Hernandoko, 2018).

Menurut penelitian (Hernandoko, 2018) kontrak *Gross Split* lebih mampu meningkatkan investasi migas di Indonesia dibandingkan PSC *Cost Recovery*, karena pada penelitian ini hasil IRR kontrak *Gross Split* 28,8% di atas PSC apabila kontraktor lebih efisien dalam mengeluarkan biaya operasi, serta menjalankan proyek pada waktu yang lebih singkat (Fiqri & Irham, 2016).



Gambar 2.3 Skema Kontrak *Gross Split* (Pramadika & Satiyawira, 2019)

Tabel 2.1 *Base Split* Kontrak *Gross Split* (Saputra, 2008)

Karakteristik	Pemerintah	Kontraktor
Minyak	57%	43%
Gas	52%	48%

Tabel 2.2 *Variable Split* untuk Kontrak PSC *Gross Split* (Permata et al., 2013)

No.	Kategori	Parameter	Split Kontraktor
1	Status Lapangan	POD I	5%
		POD II	3%
		POD III	0%
2	Kondisi Lapangan (m)	<i>Onshore</i>	0%
		<i>Offshore</i> ($0 < h \leq 20$)	8%
		<i>Offshore</i> ($20 < h \leq 50$)	10%
		<i>Offshore</i> ($50 < h \leq 150$)	12%
		<i>Offshore</i>	14%

		(150 < h ≤ 1000)	
		<i>Offshore</i> (h > 1000)	16%
3	Kedalaman <i>Reservoir</i> (m)	≤ 500	0%
		>2500	1%
4	Infrastruktur Pendukung	<i>Well Developed</i>	0%
		<i>New Frontier Offshore</i>	2%
		<i>New Frontier Onshore</i>	4%
5	Kondisi <i>Reservoir</i>	Konvensional	0%
		Non Konvensional	16%
6	Kandungan CO_2 (%)	< 5	0%
		5 ≤ x < 10	1%
		10 ≤ x ≤ 20	1%
		20 ≤ x < 40	2%
		40 ≤ x < 60	2%
		x ≥ 60	4%
		< 100	0%
7	Kandungan H_2S (ppm)	< 100	0%
		100 ≤ x < 1000	1%
		1000 ≤ x < 2000	2%
		2000 ≤ x < 3000	3%
		3000 ≤ x < 4000	4%
		x ≥ 4000	5%
8	<i>Specific Gravity</i> Minyak Bumi (API)	< 25	1%
		≥ 25	0%
9	Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN)	< 30	0%
		30 ≤ x < 50	2%
		50 ≤ x < 70	3%

		$70 \leq x < 100$	4%
10	Tahapan Produksi	Primer	0%
		Sekunder	6%
		Tersier	10%

Tabel 2.3 *Progressive Split* berdasarkan kontrak PSC *Gross Split* (Pramadika & Satiyawira, 2019)

Kategori	Bagian Split	
Harga minyak mentah (US\$/Bbl)	$(85\% - ICP) \times 0.25\%$	
Harga gas (US\$/MMBTU)	<7	$(7 - \text{Harga gas}) \times 2.5$
	7-10	0
	>10	$(10 - \text{Harga gas}) \times 2.5$
Jumlah produksi kumulatif minyak dan gas	<30	10%
	$30 \leq x \leq 60$	9%
	$60 \leq x \leq 90$	8%
	$90 \leq x \leq 125$	6%
	$125 \leq x \leq 175$	4%
	≥ 175	0

2.5 Indikator Keekonomian

1. NPV (*Net Present Value*)

Nilai NPV bisa menjadi perhitungan kelayakan suatu proyek, jika hasil $NPV > 0$ maka proyek tersebut layak untuk dikerjakan. Menggunakan rumus berikut (Ahmad Fiqri dan Syamsul Irham, 2017),

$$NPV = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)^1} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Keterangan :

C = Cash Flow

i = Tingkat Bunga

N = Tahun Proyek

2. IRR (*Internal Rate of Return*)

Perhitungan IRR dilakukan pada percobaan nilai NPV untuk mendapatkan $NPV < 0$ dan $NPV > 0$ sehingga didapatkan nilai IRR pada $NPV = 0$. Kelayakan suatu proyek pada Perhitungan IRR yaitu $IRR < MARR$ (Ariyon & Dewi, 2018).

$$\sum_{n=0}^j \frac{C_n}{(1 + IRR)^n} = 0$$

3. MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*)

MARR sering disebut juga dengan suku bunga yang sering dijadikan alternatif untuk memilih pada tahapan pengembalian yang diharapkan. Perbedaan nilai MARR pada proyek investasi dan bidang usaha yang berbeda tergantung kepada aturan dan kebijakan yang berlaku pada perusahaan tersebut. Nilai MARR sering dipakai sebagai penentu dalam perhitungan IRR, suatu proyek dikatakan layak apabila nilai $IRR > MARR$.

4. POT (*Pay Out Time*)

POT atau *Payback Period* merupakan jangka waktu untuk pengembalian dana investasi, dengan memperhitungkan laba suatu proyek yang sedang dikerjakan (Giantara & Purba, 2020).

$$POT = \frac{\text{Investasi Awal}}{\text{Cash Flow per tahun}}$$

Berdasarkan penelitian (Ariyon, 2013) kelayakan suatu proyek yang dilihat pada indikator POT adalah apabila nilai POT didapatkan lebih kecil dari umur proyek.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode penelitian studi kasus dengan mengumpulkan data yang dibutuhkan dari berbagai macam referensi, seperti tugas akhir sebelumnya, jurnal penelitian lainnya, dan juga prosiding. Pekerjaan pada penelitian ini yaitu *Commingle Completion* yang dilakukan di sumur X dan Y di lapangan AS BOB PT. BSP – Pertamina Hulu. Lapangan ini mulai berproduksi pada tahun 1980, dimana terjadi peningkatan produksi pada bulan Februari tahun 1982 yaitu 27,390 BOPD.

Injeksi air pertama kali dilakukan dengan injeksi awal sebanyak 8,000 BWPD pada tahun 1996. Total produksi minyak hingga bulan Desember 2013 sebanyak 87.89 MMSTB, namun nilai *water cut* mencapai 94.8%. Setelah didapatkan data produksi pekerjaan *Commingle Completion* ini maka selanjutnya yaitu dihitung berdasarkan indikator keekonomian, kemudian dilakukan evaluasi terhadap pekerjaan ini berdasarkan kontrak *Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*.

3.2 Alur Penelitian



3.3 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di dalam lingkungan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau dengan menggunakan data dari sumur X dan Y di lapangan AS BOB PT. BSP – PERTAMINA HULU. Lapangan Beruk yang merupakan wilayah kerja Costal Plain Pekanbaru (CPP Block), luas lapangan ini $\pm 15 \text{ KM}^2$ berada di Sumatera Tengah berada sekitar 20 KM arah barat Lapangan Zamrud. Sistem kontrak bagi hasil yang berlaku pada perusahaan ini yaitu PSC *Cost Recovery* yang disepakati antara BP Migas dan Pertamina serta PT Bumi Siak Pusako, berlaku sejak 6 Agustus 2002 dan berakhir pada 8 Agustus 2002.

3.4 Jadwal Penelitian

Penelitian dilakukan menggunakan data sekunder yang sudah ada dari beberapa penelitian yang ada sebelumnya. Dari data tersebut dilakukan perhitungan lanjutan menggunakan kontrak *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*. Detail kegiatan penelitian pada *gantt chart*.

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

Tahap Penelitian	Tahun 2022													
	April				Mei				Juni				Juli	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Studi Literatur														
Perhitungan produksi sumur X dan Y														
Analisis Hasil dan Pembahasan														
Hasil dan Kesimpulan														

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pekerjaan *Commingle Completion* Pada Sumur X dan Y

Metode *commingle completion* dilakukan pada sumur X dan Y ini karena terjadi penurunan produksi yang diakibatkan oleh nilai *water cut* yang terlalu besar sehingga produksi minyak pada sumur tersebut berkurang. Penelitian ini dikerjakan dengan perhitungan selama 10 tahun produksi dengan menggunakan investasi kapital dan non kapital, kemudian didapat hasil dari keekonomiannya yaitu kontrak *gross split* yang lebih layak digunakan pada proyek penelitian ini dibandingkan dengan kontrak *cost recovery*.

Tabel 4.1 Data Produksi Sumur X dan Y

Tahun	Produksi Sumur X (bbl)	Produksi Sumur Y (bbl)
1	55.982	10.836
2	14.432	45.252
3	13.735	13.084
4	9.153	8.122
5	10.102	9.457
6	8.368	33.600
7	6.189	45.196
8	38.673	35.535
9	10.851	11.294
10	2.318	13.724

4.2 Parameter Perhitungan Keekonomian

Untuk melakukan perhitungan ekonomi pada sumur X dan Y diperlukan beberapa parameter ekonomi sehingga bias mendapatkan hasil yang diinginkan, yaitu sebagai berikut,

Tabel 4.2 Parameter Keekonomian

Investasi Sumur X	641.328 US\$
Investasi Sumur Y	684.474 US\$

DMO	25%
DMOFee	15%
Tax	44%
Oil Price	100 US\$/BBL
FTP	20%
Biaya Produksi	8 US\$

4.2.1 Perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak PSC *Cost*

Recovery

Untuk melakukan perhitungan menggunakan kontrak PSC *Cost Recovery* pada proyek penelitian ini digunakan nilai MARR 15% (Ariyon et al., 2020). Proyek penelitian ini dilakukan dengan investasi awal sebesar 641.328 US\$ pada sumur X dan 684.474 US\$ investasi pada sumur Y. Setelah didapatkan nilai aliran dana (*cash flow*) selama 10 tahun umur proyek maka dilanjutkan dengan perhitungan nilai NPV, IRR, dan POT untuk mengetahui kelayakan proyek yang dikerjakan.

Tahapan perhitungan untuk mendapatkan nilai *cash flow* atau aliran dana adalah sebagai berikut,

1. $Revenue (R) = Produksi \times Harga \text{ Minyak}$
2. $FTP (First Tranche Petroleum) = Revenue \times 20\%$
3. $Gross Revenue After FTP = Revenue - FTP$
4. $Investment = Capital (Cap) + Non Capital (NC)$
5. $Depresiasi (Dep) = \frac{Investasi \text{ Capital}}{Tahun}$
6. $Operating Cost (OC) =$
 $Produksi \times Biaya \text{ Produksi} \times ESC \times \frac{365}{1000}$
7. $Cost Recovery (CR)$, apabila nilai R bernilai positif ($R > 0$) maka $CR = NC + Dep + OC$
8. $Recovery (Rec)$, apabila nilai $UR_0 + CR < GR_{FTP}$
maka untuk mendapatkan nilai $Rec = UR_0$
apabila sebaliknya $Rec = CR + UR_0$
9. $Unrecovered (UR_0) = biaya \text{ investasi capital}$

10. $UR_1 = 0 + (UR_0 - Rec + CR)$
11. $Equity\ to\ be\ split\ (ES) = GR_{FTP} - Rec$
12. $FTP\ Contractor\ (FTPc) = \frac{\%contractor}{1-Tax} \times FTP$
13. *Domestic Market Obligation (DMO)* bernilai 0 dari tahun pertama hingga tahun kelima, untuk tahun keenam dihitung menggunakan rumus, jika $25\% \times \frac{\%Contractor}{1-Tax\ rate} \times produksi \times \frac{365}{1000}$
14. $DMOFee = 25\% \times DMO \times Oil\ price$
15. $Net\ DMO = (DMO \times Oil\ price) - DMOFee$
16. $Contractor\ Share = (FTPc - Net\ DMO) + Rec$
17. $Tax = \%Tax \times (FTPc - Net\ DMO)$
18. $Cash\ in = Contractor\ Share$
19. $Cash\ out = OC + Tax$
20. $Net\ Cash\ Flow(NCF) = Cash\ in - Cash\ out$

Setelah di dapat nilai aliran dana (*cash flow*) selama sepuluh tahun umur proyek, maka dilakukan perhitungan indikator keekonomian yaitu NPV, IRR, dan POT untuk mengetahui kelayakan proyek yang dikerjakan menggunakan rumus yang sudah diketahui berdasarkan kontrak PSC *Cost Recovery* maupun kontrak PSC *Gross Split*.

4.2.2 Perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak *Gross Split*

Penggunaan kontrak *gross split* pada proyek yang sama dengan menggunakan beberapa data berikut sebagai *base split*, *variable split*, dan *progrresif split*. Sebelum menghitung nilai aliran dana (*cash flow*) maka harus diketahui data dari lapangan yang diteliti kemudian didapat hasil split sesuai dengan data tersebut.

Tabel 4.3 Split yang Digunakan Pada Kontrak *Gross Split*

<i>Variable Split</i>			
1	Status Lapangan	NO POD	0
2	Lokasi Lapangan	Onshore	0
3	Kedalaman Reservoir	<2500	0
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Developed	0
5	Jenis Reservoir	Konvensional	0
6	Kandungan CO ₂	<5	0

7	Kandungan H ₂ S	<100	0
8	Berat Jenis Minyak Bumi	>25	0
9	TKDN	70<X<100	4
10	Tahapan Produksi	Sekunder	6
Progressive Split			
1	Harga Minyak Bumi	4,905	4,905
2	Jumlah Kumulatif Minyak dan Gas	≥175	0
Jumlah variable split dan progressive split			14,905
Base Split			43

Sehingga didapatkan pembagian *split* untuk kontraktor dan pemerintah pada kontrak *gross split* adalah sebagai berikut,

Tabel 4.4 Pembagian *Split* Pemerintah dan Kontraktor

Contractor Share	57,905%
Government Share	42,095%

Setelah didapat nilai *split* maka dilakukan perhitungan beberapa parameter pada kontrak *gross split*,

1. $Revenue (R) = Produksi \times Harga \text{ Minyak}$
2. $Investment = Cap + NC$
3. *Depresiasi menggunakan rumus straight line, yaitu*

$$Dep = \frac{Investasi}{Waktu \text{ Depresiasi}}$$

4. $OC = Biaya \text{ Produksi} \times Produksi$
5. $Indonesia \text{ Share} (IS) = \%Government \times R$
6. $Contractor \text{ Share} (CS) = \%Contractor \times R$
7. $Cost = NC + Dep + OC$

$$8. Contractor \text{ Income} (CI) = CS - Cost$$

9. *Domestic Market Obligation (DMO) bernilai 0 dari tahun pertama hingga tahun kelima, untuk tahun keenam dihitung menggunakan rumus, jika $\frac{25\% \times (R-IS)}{0,56} > CI$ maka $DMO = CI$,*

$$\text{jika tidak menggunakan rumus } DMO = \frac{25\% \times (R-IS)}{0,56}$$

$$10. DMOFee = 10\% \times DMO$$

$$11. CTI = CI - DMO + DMOFee$$

$$12. GT = \%Tax \times CTI$$

$$13. NCS = CTI - GT$$

$$14. CCF = R - Cap - NC - OC - IS - DMO + DMOFee - GT$$

$$15. IT = IS + DMO - DMOFee + GT$$

4.3 Hasil Indikator Keekonomian pada Kedua Kontrak

Untuk mengetahui kelayakan proyek *commingle completion* dilakukan selama 10 tahun umur proyek, dilakukan beberapa perhitungan indikator keekonomian yaitu :

4.3.1 NPV (*Net Present Value*)

Nilai NPV suatu proyek dikatakan layak apabila bernilai positif ($NPV > 0$), dihitung berdasarkan rumus berikut,

$$NPV = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)^1} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Pada kontrak PSC *Cost Recovery* didapat nilai NPV pada sumur X adalah 3,667,070 US\$ dan pada sumur Y adalah 3,309,663 US\$. Sedangkan pada kontrak *Gross Split* nilai NPV pada sumur X adalah 7,132,211 US\$ dan pada sumur Y adalah 7,185,994 US\$.

4.3.2 IRR (*Internal Rate of Return*)

Nilai IRR suatu proyek dikatakan layak apabila nilai $MARR > IRR$, dihitung berdasarkan rumus berikut,

$$\sum_{n=0}^j \frac{C_n}{(1+IRR)^n} = 0$$

Dengan menggunakan nilai $MARR = 12\%$ () didapat nilai IRR pada kontrak PSC *Cost Recovery* sumur X adalah 171.97% dan pada sumur Y adalah 150.78%. Sedangkan pada kontrak *Gross Split* IRR pada sumur X adalah 259.05% dan pada sumur Y adalah 215.28%.

4.3.3 POT (*Pay out Time*)

Nilai POT suatu proyek dikatakan layak apabila nilai $POT >$ umur proyek, dihitung berdasarkan rumus berikut,

$$POT = \frac{Investasi\ Awal}{Cash\ Flow\ per\ tahun}$$

Pada kontrak *PSC Cost Recovery* nilai POT pada sumur X adalah 1.6 tahun (19.2 bulan) dan pada sumur Y adalah 1.71 tahun (20.5 bulan). Sedangkan pada kontrak *Gross Split* nilai POT pada sumur X adalah 0.83 tahun (9.92 bulan) dan pada sumur Y adalah 1.145 tahun (13.74 bulan)

Berdasarkan hasil indikator keekonomian tersebut maka terdapat perbedaan hasil pada kedua kontrak yaitu sebagai berikut,

Tabel 4.5 Hasil Indikator Keekonomian pada Sumur X di Kedua Kontrak

Jenis Kontrak	NPV(US\$)	IRR(%)	POT(tahun)
<i>PSC Cost Recovery</i>	3,619,469	171.95	1.6
<i>PSC Gross Split</i>	12,490,408	521.99	0.48

Tabel 4.6 Hasil Indikator Keekonomian pada Sumur Y di Kedua Kontrak

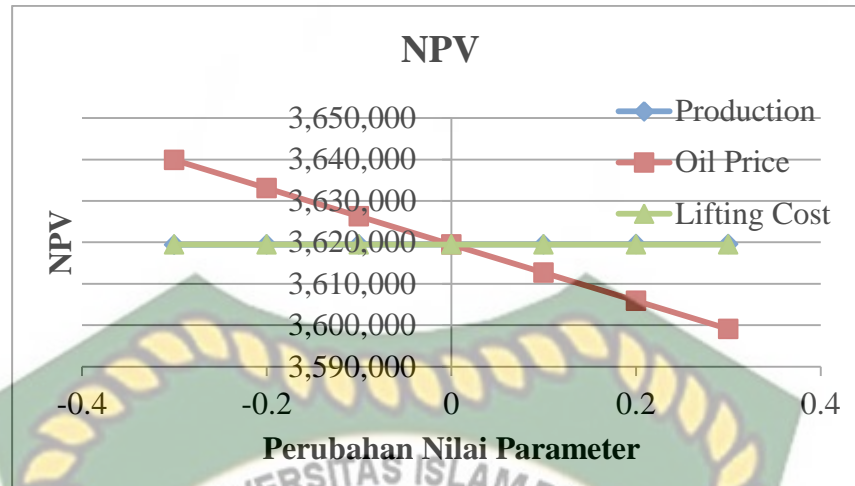
Jenis Kontrak	NPV(US\$)	IRR(%)	POT(tahun)
<i>PSC Cost Recovery</i>	3,226,732	150.65	1.71
<i>PSC Gross Split</i>	12,489,417	371.98	0.68

Berdasarkan hasil yang di dapat baik pada sumur X maupun sumur Y penggunaan kedua kontrak tersebut layak pada proyek penelitian, namun untuk melihat yang lebih layak berdasarkan indicator kelayakan maka penggunaan kontrak *Gross Split* lebih di baik digunakan.

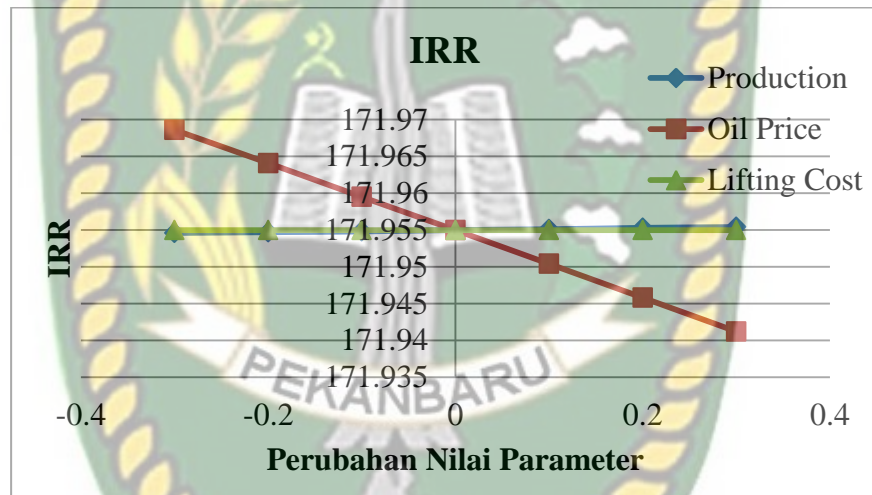
4.4 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR pada Sumur X dan Y

4.4.1 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak *PSC Cost Recovery* pada Sumur X

Nilai produksi minyak, harga minyak, dan *lifting cost* yang diketahui dinaik dan turunkan sebanyak 10% untuk mengetahui indikator mana yang lebih mempengaruhi perubahan nilai pada NPV ketika beberapa indikator tersebut nilainya berubah.



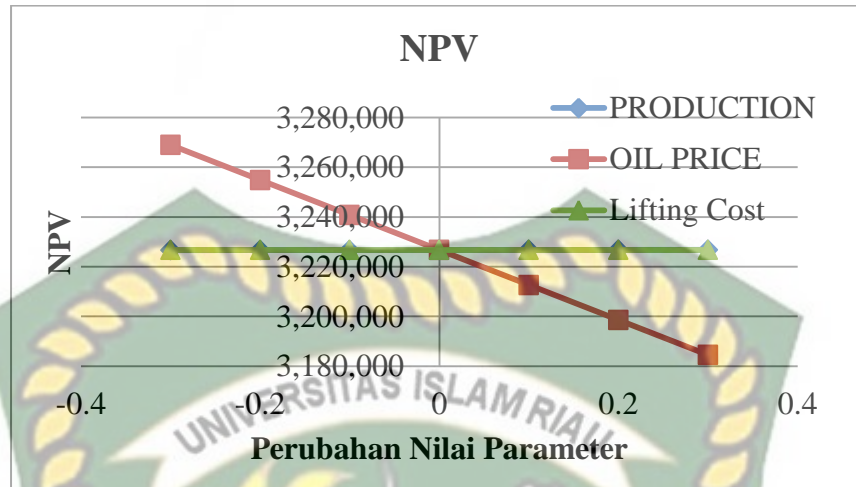
Gambar 4.1 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap *Oil Price*, *Production*, dan *Lifting Cost* Sumur X Berdasarkan *PSC Cost Recovery*



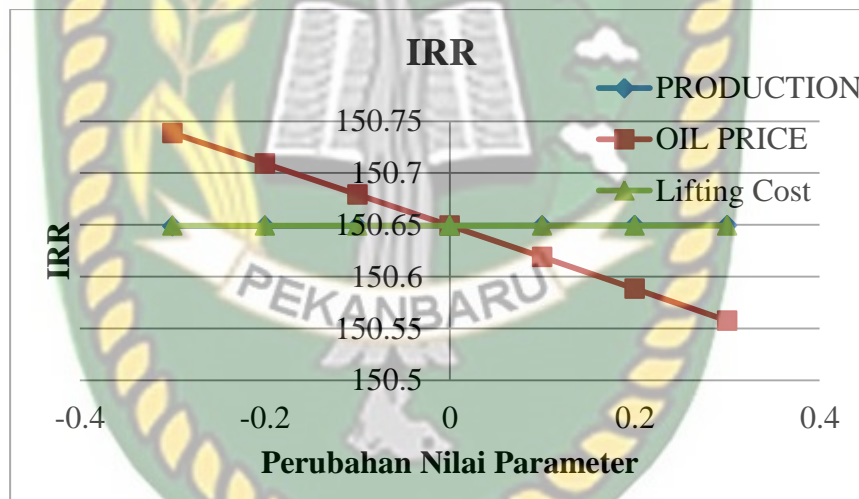
Gambar 4.2 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap *Oil Price*, *Oil Production*, dan *Lifting Cost* Sumur X Berdasarkan *PSC Cost Recovery*

Berdasarkan grafik tersebut diketahui bahwa kemiringan (*slope*) *oil price* cenderung lebih tajam sehingga dapat disimpulkan bahwa perubahan nilai harga minyak tersebut yang paling mempengaruhi perubahan nilai NPV dan IRR. Sedangkan, produksi dan *lifting cost* terlihat tidak jauh berbeda.

4.4.2 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak PSC Cost Recovery pada Sumur Y



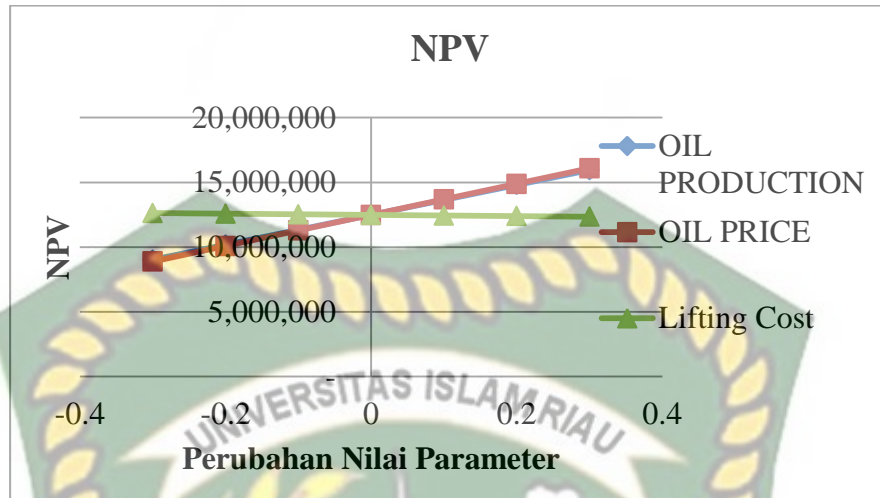
Gambar 4.3 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap Oil Price, Production, dan Lifting Cost Sumur Y Berdasarkan PSC Cost Recovery



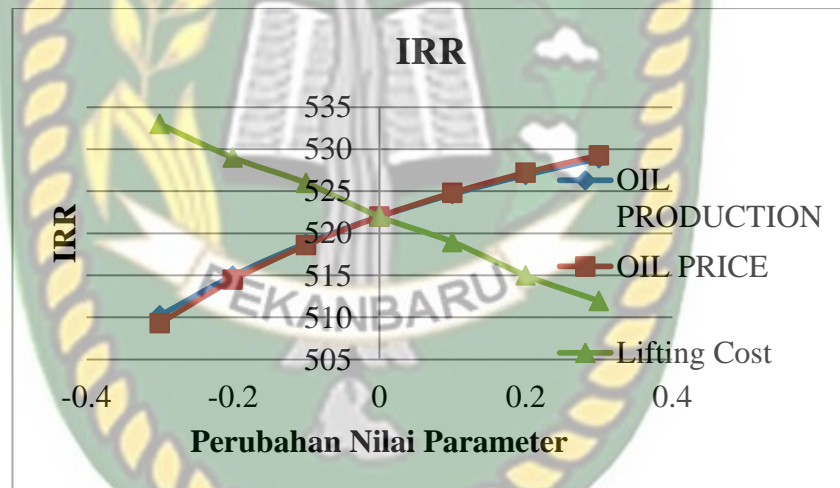
Gambar 4.4 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap Oil Price, Oil Production, dan Lifting Cost Sumur Y Berdasarkan PSC Cost Recovery

Pada grafik analisa sensitivitas pada sumur Y yang sangat mempengaruhi berdasarkan slope pada grafik yaitu oil price, pada production dan juga lifting cost tidak mengalami kenaikan dan penurunan yang signifikan sehingga parameter tersebut apabila turun maupun naik tidak terlalu mempengaruhi nilai NPV maupun IRR pada kontrak PSC Cost Recovery sumur Y ini.

4.4.3 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak *Gross Split* pada Sumur X



Gambar 4.5 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap *Oil Price*, *Production*, dan *Lifting Cost* Sumur X Berdasarkan *Gross Split*

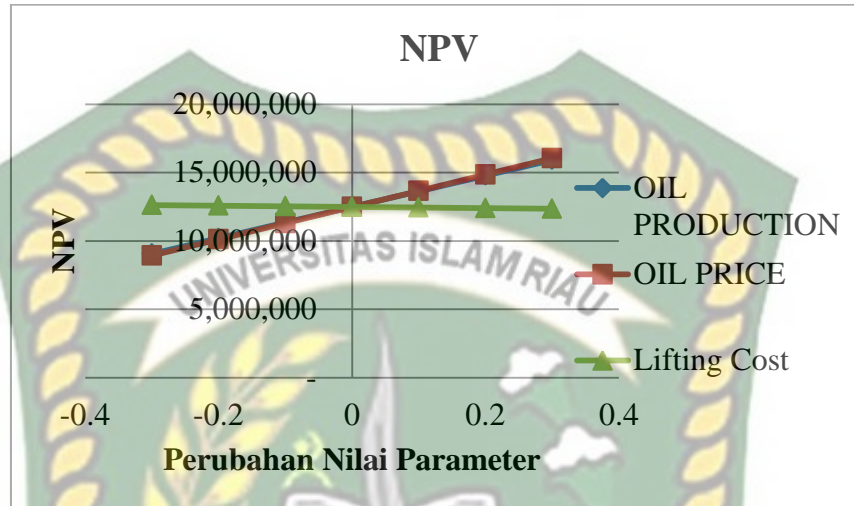


Gambar 4.6 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap *Oil Price*, *Production*, dan *Lifting Cost* Sumur X Berdasarkan *Gross Split*

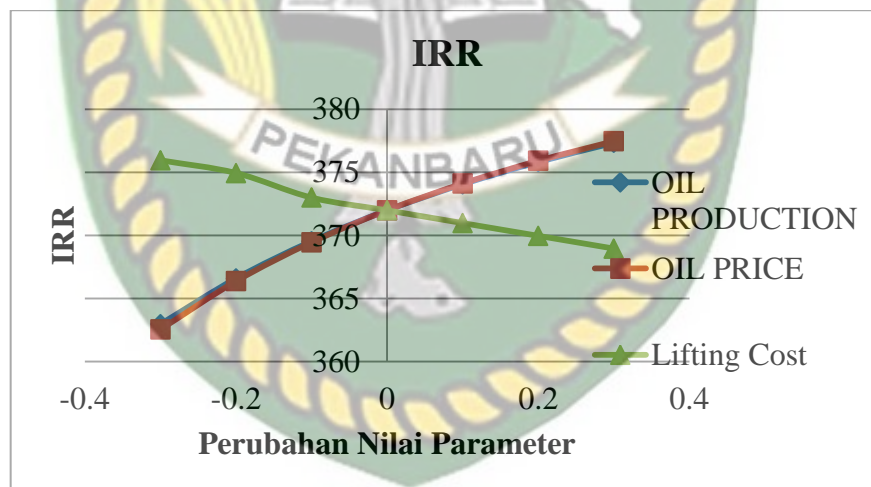
Berdasarkan grafik NPV dan IRR terhadap *oil price*, *lifting cost*, dan *lifting cost* diketahui bahwa tingkat kemiringan pada ketiga parameter yang paling tajam yaitu *oil price* dan *lifting cost* sehingga dapat dikatakan apabila nilai *oil price* maupun *lifting cost* meningkat maupun menurun sebanyak 10% hingga 30% dari hasil perhitungan maka akan mempengaruhi perubahan nilai NPV dan IRR. Artinya, perubahan ini menentukan tingkat kelayakan proyek yang dikerjakan. Berbeda dengan biaya produksi yang tidak terlalu

mengalami perubahan dengan kenaikan maupun penurunan nilainya pada NPV dan IRR yang diperhitungkan.

4.4.4 Analisa Sensitivitas NPV dan IRR Berdasarkan Kontrak *Gross Split* pada Sumur Y



Gambar 4.7 Grafik Analisa Sensitivitas NPV terhadap *Oil Price*, *Production*, dan *Lifting Cost* Sumur Y Berdasarkan *Gross Split*



Gambar 4.8 Grafik Analisa Sensitivitas IRR terhadap *Oil Price*, *Production*, dan *Lifting Cost* Sumur Y Berdasarkan *Gross Split*

Berbeda dengan grafik pada kontrak *PSC Cost Recovery*, grafik yang didapatkan pada kontrak *Gross Split* memiliki dua garis yang hamper sama pada *oil price* dan *lifting cost*. Dan diketahui bahwa kedua grafik inilah yang memiliki tingkat kemiringan paling tajam sehingga dapat disimpulkan bahwa

parameter tersebut mempengaruhi kenaikan dan penurunan nilai NPV dan IRR.

Dari semua hasil perhitungan dan grafik baik pada kontrak PSC *Cost Recovery* maupun kontrak *Gross Split* diketahui bahwa salah satu parameter yang sangat mempengaruhi nilai NPV dan IRR untuk kelayakan proyek adalah harga minyak (*oil price*). Apabila harga minyak naik sedikit saja seperti yang diperhitungkan yaitu naik 10% maka terdapat perubahan yang jelas pada hasil NPV dan IRR, begitu pula apabila nilai tersebut mengalami penurunan 10% juga akan mengalami perubahan pada indikator kelayakan ekonomi pada proyek penelitian yang dikerjakan.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut,

1. Proyek penelitian yang dikerjakan yaitu perubahan dari sumur *single completion* menjadi *commingle completion* guna meningkatkan produksi minyak pada sumur X dan Y. Kemudian dilakukan perhitungan ekonomi berdasarkan nilai NPV, IRR, dan POT berdasarkan dua kontrak yaitu *cost recovery* dan *gross split* pada kedua sumur untuk mengetahui kelayakan proyek penelitian. Setelah perhitungan dikerjakan didapat hasil keekonomian berdasarkan kontrak *cost recovery* pada sumur X yaitu NPV = 3,619,469 US\$, IRR = 171.96%, dan POT = 1.6 tahun. Sedangkan pada kontrak *gross split* sumur X nilai NPV = 12,490,408 US\$, IRR = 521.99%, dan POT = 0.48 tahun. Sehingga dapat disimpulkan pada proyek penelitian sumur X penggunaan kontrak *gross split* lebih menguntungkan berdasarkan indikator yang didapatkan.
2. Tidak jauh berbeda pada penelitian sumur Y dari hasil perhitungan berdasarkan kontrak *cost recovery* didapatkan nilai NPV = 3,226,469 US\$, IRR = 150.65%, dan POT = 1.71 tahun. Sedangkan pada kontrak *gross split* didapatkan nilai NPV = 12,489,417 US\$, IRR = 371.98%, dan POT = 0.68 tahun. Maka dapat diketahui baik pada sumur X maupun sumur Y dari hasil perhitungan yang dikerjakan kedua kontrak tersebut layak untuk digunakan oleh kontraktor, tetapi kontrak *gross split* lebih layak dibandingkan *cost recovery*.
3. Pada perhitungan beberapa parameter analisa sensitivitas yaitu *oil price*, *oil production*, dan *lifting cost* yang digunakan pada sumur X dan sumur Y baik menggunakan kontrak *cost recovery* maupun kontrak *gross split* dapat disimpulkan bahwa nilai *oil price* yang sangat mempengaruhi perubahannya pada indikator keekonomian kelayakan proyek penelitian yaitu NPV dan IRR. Diketahui apabila harga minyak mengalami penurunan maupun kenaikan 10% akan berdampak hal yang sama pada NPV dan IRR untuk mengetahui kelayakan proyek penelitian yang dikerjakan.

5.2 Saran

Untuk penelitian selanjutnya diharapkan mengerjakan tingkat produktif pada sumur *commingle completion* apabila umur produksi kurang dari 10 tahun, karena hasil POT kurang dari 2 tahun bila dikerjakan selama 5 tahun atau kurang dari 5 tahun apakah masih layak untuk dikerjakan dan masih bernilai ekonomis apabila diperhitungkan dengan menggunakan kontrak *gross split* berdasarkan ESDM Nomor 8 Tahun 2017 dan *gross split* ESDM Nomor 52 Tahun 2017.



DAFTAR PUSTAKA

- Agrawal, A., Wei, Y., & Holditch, S. A. (2012). A technical and economic study of completion techniques in five emerging US gas shales: A woodford shale example. *SPE Drilling and Completion*, 27(1), 39–49. <https://doi.org/10.2118/135396-PA>
- Ahmad Fiqri dan Syamsul Irham. (2017). Analisis Keekonomian PSC No Recovery dan Pengaruh penggunaan Sliding Scale Share Before Tax Pada Pengembangan Lapangan CBM “Z” di Cekungan Kutai. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 21–25. <http://www.elsevier.com/locate/scp>
- Alexandri, A. (2018). Peran Penting Perencanaan Kompleksi Formasi dalam Keberhasilan Kompleksi Sumur. *Swara Patra*, 8(4), 19–27.
- Andri Prima, William, & Kartoatmodjo, T. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 3 Tahun 2017*, 273–278.
- Ariyati, E. S. (2010). *Analisis Ketentuan-Ketentuan Di Production Sharing Contract Indonesia Dalam Kaitannya Dengan Penerimaan Negara Minyak Dan Gas Bumi*. 1–119. file:///C:/Users/ASUS/Desktop/revenue.pdf
- Ariyon, M. (2013). Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 8–18. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.928>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020). Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 847(1), 6–12. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/847/1/012030>
- Ayudya, D. (2008). *Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract Di Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost Recovery Dan Production Sharing Contract Di Malaysia*.
- Barree, R. D., Cox, S. A., Miskimins, J. L., Gilbert, J. V., & Conway, M. W. (2015). Economic optimization of horizontal-well completions in unconventional reservoirs. *SPE Production and Operations*, 30(4), 293–311. <https://doi.org/10.2118/168612-PA>
- El Sayed Ibrahim, M., Al-Mutairi, A. M., Hassane, M. A. S., Kutty, S. M., Karrani, S. M., & Kurian, A. (2014). Three - Zone commingled and controlled production using intelligent well completion. *Society of Petroleum Engineers - 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30*

Years, I(Icv), 41–50. <https://doi.org/10.2118/172166-ms>

- Fiqri, A., & Irham, S. (2016). Analisis Keekonomian Psc No Cost Recovery dan Pengaruh Penggunaan Sliding Scale Share Before Tax pada Pengembangan Lapangan Cbm “Z” di Cekungan Kutai. *PROSIDING SEMINAR NASIONAL CENDEKIAWAN*.
- Giantara, O. T., & Purba, A. (2020). *Analisis Ekonomi dan Finansial Kereta Cepat Jakarta - Bandung Kota Jakarta dan Bandung merupakan dua kota besar di Indonesia yang menjadi pusat perekonomian saat ini dengan transportasi darat Jakarta – Bandung yang mulai padat terutama pada saat weekend s. 6(4)*, 323–334.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia’s New Gross Split PSC: Is It More Superior Than the Previous Standard PSC? *Journal of Economics, Business and Management*, 6(2), 51–55. <https://doi.org/10.18178/joebm.2018.6.2.549>
- Hernandoko, A. (2018). *Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil (Product Sharing Contract) Ke Kontrak Bagi Hasil Gross Split Terhadap Investasi Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia. VI(2)*, 160–167.
- Ms. Rose Mary K. Abraham. (2016). Production Sharing Contract (PSC). *Arthapedia*, 79, 1–33. [http://www.arthapedia.in/index.php?title=Production_Sharing_Contract_\(PSC\)](http://www.arthapedia.in/index.php?title=Production_Sharing_Contract_(PSC))
- Novrianti, N. (2017). Studi Kelayakan Pekerjaan Pemilihan Zona Produksi dan Squeeze off Cementing pada Sumur MY05. *Journal of Earth Energy Engineering*, 6(2), 1–8. [https://doi.org/10.25299/jeee.2017.vol6\(2\).755](https://doi.org/10.25299/jeee.2017.vol6(2).755)
- Ogunleye, T. A. (2015). A Legal Analysis of Production Sharing Contract Arrangements in the Nigerian Petroleum Industry. *Journal of Energy Technology and Policy*, 5(8), 1–11.
- Pamungkas, J. (2004). *Pengantar teknik perminyakan (tm-110) (BOP)*.
- Permata, D., Mashari, S., & Sumandra, M. (2013). *Analysis on the Implementation of Gross Split Production Sharing Contract : Simulation on the Oil and Gas ' Project Economics in Indonesia. 9*, 1–23.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2019). Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. *Petro*, 7(3), 113. <https://doi.org/10.25105/petro.v7i3.3817>
- Putra, G. (2018). Desain Tubing Completion Pada Zona Comingel Dengan String Tunggal Packer Ganda. *Universitas Islam Riau*.
- Rizki, D., Khafid, A., Nugrahanti, A., & Pramadika, H. (2019). *Perhitungan Kontrak Psc Indonesia Dan Psa Libya Dalam Satu Lapangan Juve. 1–6*.
- Saputra, A. N. (2008). Kajian Kontrak Migas Non Cost Recovery. *Tugas Akhir*.

Valenza, H. G. (2016). *Perencanaan Pemasangan Peralatan Dual Completion pada Sumur Minyak “ Y “*. 1–33.

Zuhri, F., Sudibjo, R., & Kartoatmodjo, R. S. T. (2018). Production Allocation on Commingled Two Layer Well Using Fingerprint Method. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 1(3). <https://doi.org/10.25105/jeeset.v1i3.4682>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau