

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERBANDINGAN KONTRAK
PSC DAN KONTRAK *GROSS SPLIT* PADA PEKERJAAN
WORKOVER STIMULASI SOLVENT DI SUMUR ALFA DAN
BETA LAPANGAN ELW**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh:

ERNADO LINGGA WIJAYA

NPM:153210197



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

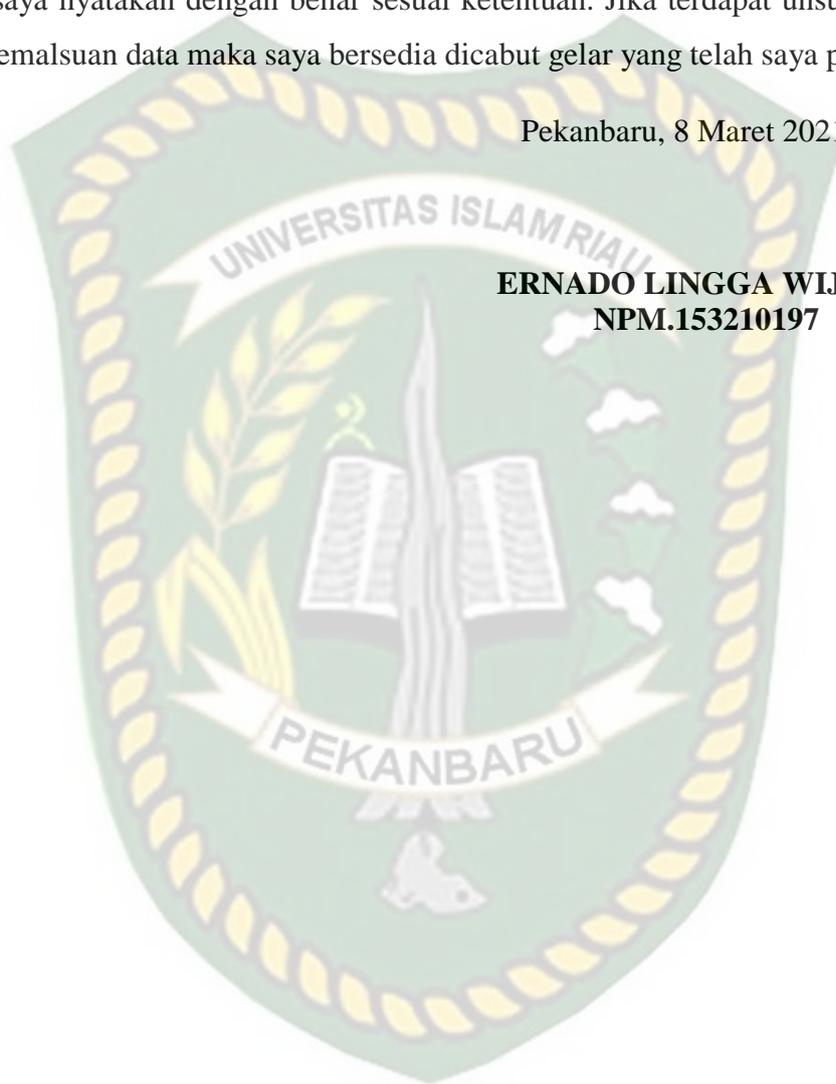
2021

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 8 Maret 2021

ERNADO LINGGA WIJAYA
NPM.153210197



KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji syukur kehadirat Allah SWT yang telah menganugerahi nikmat, rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat guna mendapatkan gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Penyusunan tugas akhir ini melibatkan berbagai kerjasama dan bantuan dari berbagai pihak baik secara langsung maupun tidak langsung, oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Muhammad Ariyon, ST., MT selaku dosen pembimbing akademik dan juga pembimbing dalam penulisan tugas akhir ini yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir yang saya kerjakan hingga selesai.
2. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan.
3. Kedua orang tua Wakt Nugraha, S.Pd. (Papa) dan Ernawati, S.Pd. (Mama), Adik saya Nisa dan Thania serta keluarga besar yang selalu mendoakan saya serta memberikan dukungan penuh baik secara material maupun moral.
4. Teman-teman Teknik Perminyakan angkatan 2015 yang telah memberikan semangat, terutama *PETRONASS* (PE 2015 A)
5. Teruntuk sahabat sekaligus keluarga dibangku perkuliahan terkhususnya Fadhil, Rianda, Shandi, Dessy, Riat, Khairil, Nufuz, Yogi, Eggi, Harry, Wali, Luigy, Rainof, Mulyadi, Febri, Waset, Michael, Palay dan Idham yang senantiasa membantu saya tanpa kenal lelah.

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

Pekanbaru, 8 Maret 2021

(Ernado Lingga Wijaya)

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERBANDINGAN KONTRAK PSC DAN
KONTRAK *GROSS SPLIT* PADA PEKERJAAN *WORKOVER STIMULASI
SOLVENT* DI SUMUR ALFA DAN BETA LAPANGAN ELW**

**ERNADO LINGGA WIJAYA
153210197**

ABSTRAK

Pada saat ini Indonesia mengalami berbagai perubahan dan perbaikan peraturan untuk sistem kontrak kerja, yang mana seiring dengan aktivitas yang dilakukan pada industri minyak dan gas bumi. Hal seperti ini tentunya akan berdampak pada investasi di hulu migas. Turunnya laju produksi merupakan salah satu permasalahan utama dalam produksi migas yang mana disebabkan oleh rusaknya formasi sumur produksi, untuk meningkatkan kembali yakni menggunakan metode *workover* pengasaman *matrix acidizing* dengan menginjeksikan *solvent*. Melihat kondisi migas yang kurang baik serta *cost recovery* yang tinggi, sehingga pemerintah melakukan perubahan sistem kontrak yang baru dengan menambahkan jumlah split untuk kontraktor agar menjadi pertimbangan dalam mengelola lapangan migas. Skema PSC *Gross Split* merupakan skema kontrak migas terbaru yang pertama diterapkan di Indonesia maupun dunia, yang dirilis oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). Berbeda dengan skema kontrak PSC *Cost Recovery*, split antara pemerintah dan kontraktor pada PSC *gross split* ditetapkan diawal kemudian dari hasil *gross revenue* langsung dibagi antara keduanya sesuai dengan kriteria faktor variabel dan progresif yang tentunya split kontraktor akan lebih besar dibandingkan dengan Pemerintah. Namun, pemerintah mendapatkan pendapatan dari *tax* dan hasil split tersebut. Pada penelitian ini, dilakukan membandingkan dua sumur dengan menggunakan skema PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* dengan investasi sumur Alfa 542,100 US\$ dan sumur Beta 554,569 US\$ dengan rata-rata harga minyak 85.75 US\$, sehingga diperoleh hasil NPV sumur Alfa menggunakan skema PSC *Cost Recovery* sebesar 2.447.340,06 US\$ dan IRR 256.35%, untuk skema GS 4.745.286,13 US\$ dengan IRR 482.01%. Untuk sumur Beta skema PSC *Cost Recovery* mendapat NPV sebesar 2.573.225,31 US\$ dan IRR 265.57%, pada skema GS mendapat NPV sebesar 5.005.787,81 US\$ dengan IRR 527.63%. Dari hasil indikator keekonomian PSC *Gross Split* menunjukkan hasil yang lebih menguntungkan serta menarik bagi kontraktor bila diterapkan pada lapangan migas. Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengurangi maupun menjumlahkan sebesar 15% menjadi 85% dan 115%. Dari hasil analisa yang dilakukan, harga minyak dan kumulatif produksi merupakan parameter yang paling berpengaruh terhadap hasil NPV, IRR, POT, PI maupun indikator keekonomian lainnya.

Keyword : *Workover, solvent, PSC Cost Recovery, PSC Gross Split.*

**COMPARATIVE ECONOMIC ANALYSIS OF PSC CONTRACTS AND
GROSS SPLIT CONTRACTS IN SOLVENT STIMULATION WORKOVER
WORKS IN ALFA WELLS AND BETA WELL ELW FIELD**

**ERNADO LINGGA WIJAYA
153210197**

ABSTRACT

Currently, Indonesia is experiencing various changes and improvements to the regulations for the work contract system, which is in line with the activities carried out in the oil and gas industry. Things like this will certainly have an impact on investment in the upstream oil and gas sector. The decrease in production rate is one of the main problems in oil and gas production which is caused by the damage to the production well formation, to increase it again, namely using the matrix acidizing workover method by injecting solvent. Seeing the unfavorable condition of oil and gas and high cost recovery, and the results obtained were not comparable to that of the contractor, so there was a change in the new contract system by adding the number of splits for the contractor to be considered in managing the field. The PSC Gross Split Scheme is the newest oil and gas contract scheme which is the first to be implemented in Indonesia and in the world, which was released by the Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM). In contrast to the PSC Cost Recovery contract scheme, the split between the government and the contractor in the PSC gross split is set at the beginning and then the gross revenue is directly divided between the two according to the criteria for variable and progressive factors, which of course the contractor split will be bigger than the Government. However, the government gets revenue from the tax and the split results. In this study, we compared two wells using the PSC Cost Recovery and PSC Gross Split schemes with an investment of US \$ 542,100 wells Alfa and US \$ 554,569 wells at average oil price US \$ 85.75 oil prices, so that the NPV results of Alfa wells using the PSC Cost Recovery scheme were US\$ 2.447.340,06 and an IRR of 256.35%, for the GS scheme US \$ 4.745.286,13 with an IRR of 482.01%. For the Beta well, the PSC Cost Recovery scheme received an NPV of 2.573.225,31 US \$ and an IRR of 267.57%, the GS scheme received an NPV of 5.005.787,81 US \$ with an IRR of 527.63%. From the results of the PSC Gross Split economic indicators, it shows results that are more profitable and attractive to contractors when applied to the oil and gas field. The sensitivity analysis was performed by reducing or adding up by 15% to 85% and 115%. From the results of the analysis carried out, the oil price and cumulative production are the parameters that most influence the results of the NPV, IRR, POT, PI and other economic indicators.

Keyword : Workover, solvent, PSC Cost Recovery, PSC Gross Split.

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	x
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 WORKOVER.....	4
2.1.1 Stimulasi Solvent.....	5
2.2 Production Sharing Contract Cost Recovery.....	5
2.3 PSC Gross Split.....	7
2.3.1 Faktor Variabel.....	9
2.3.2 Faktor Progresif.....	9
2.4 INDIKATOR KEEKONOMIAN.....	12
2.4.1 Menentukan Nilai <i>Net Present Value</i> (NPV).....	12
2.4.2 Menentukan Nilai <i>Internal Rate of Return</i> (IRR).....	13
2.4.3 Menentukan Nilai <i>Pay Out Time</i> (POT).....	13
2.4.4 Menentukan Nilai <i>Profitability Index</i> (PI).....	13
BAB III METODE PENELITIAN.....	15
3.1 SKEMA PEMBAGIAN HASIL KONTRAK KERJA.....	15
3.2 DIAGRAM ALIR (<i>FLOW CHART</i>).....	19
3.3 STUDI LAPANGAN (<i>CASE STUDY</i>).....	20
3.4 TEMPAT PENELITIAN/PENGAMBILAN DATA.....	21
3.5 WAKTU PELAKSANAAN TUGAS AKHIR.....	21
BAB IV.....	22

HASIL DAN PEMBAHASAN	22
4.1 ANALISIS KEEKONOMIAN <i>WORKOVER</i>	22
4.1.1 Penentuan Harga Minyak.....	23
4.1.2 Produksi Minyak Bumi.....	23
4.1.3 Produksi <i>Water</i>	24
4.1.4 Perhitungan <i>Split</i> Kontraktor Kontrak PSC dan <i>Gross Split</i>	25
4.1.5 Perhitungan <i>Gross Revenue</i>	26
4.1.6 Perhitungan <i>Operating Cost</i>	26
4.1.7 <i>Contractor Take</i>	26
4.1.8 <i>Government Take</i>	27
4.1.9 <i>Cost Recovery</i>	27
4.2 PERBANDINGAN NILAI KEEKONOMIAN.....	27
4.3 ANALISIS SENSITIVITAS	30
BAB V.....	34
KESIMPULAN DAN SARAN	34
5.1 KESIMPULAN.....	34
5.2 SARAN.....	35
DAFTAR PUSTAKA	36
LAMPIRAN.....	39

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3. 1 Diagram Alir (<i>Flow Chart</i>)	19
Gambar 3. 2 Data Produksi Sumur Alfa (Shandi, 2019).....	20
Gambar 3. 3 Data Produksi Sumur Beta (Shandi, 2019)	21
Gambar 4. 1 Hasil perhitungan dua sumur Alfa dan Beta.	29
Gambar 4. 2 Hasil analisis sensitivitas NPV dua sumur Alfa dan Beta.....	31
Gambar 4. 3 Hasil analisis sensitivitas IRR dua sumur Alfa dan Beta	32



DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Investasi <i>Non Capital</i> Sumur Alfa.....	22
Tabel 4. 2 Investasi <i>Non Capital</i> Sumur Beta.....	23
Tabel 4. 3 Produksi Minyak Bumi Sumur Alfa	23
Tabel 4. 4 Produksi Minyak Bumi Sumur Beta	24
Tabel 4. 5 Produksi <i>Water</i> sumur Alfa.....	24
Tabel 4. 6 Produksi <i>Water</i> sumur Beta	24
Tabel 4. 7 Termin fiskal untuk asumsi pada kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	25
Tabel 4. 8 <i>Operating Cost</i> Sumur Alfa.....	26
Tabel 4. 9 <i>Operating Cost</i> Sumur Beta.....	26
Tabel 4. 10 <i>Cash Flow</i> sumur Alfa	28
Tabel 4. 11 <i>Cash Flow</i> sumur Beta.....	28
Tabel 4. 12 Perbandingan dua indikator keekonomian pada sumur Alfa.	28
Tabel 4. 13 Perbandingan dua indikator keekonomian pada sumur Beta.	29

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada saat ini Indonesia mengalami berbagai perubahan dan perbaikan peraturan untuk kontrak kerja, yang mana seiring dengan aktivitas yang dilakukan pada industri minyak dan gas bumi. Hal seperti ini tentunya akan berdampak pada investasi di hulu migas. Investasi migas dibuat berdasarkan pertimbangan keuntungan, sehingga sangat dipengaruhi oleh penghasilan dari produksi minyak dan gas bumi yang dihasilkan. Pada awal tahun 2017 Pemerintah mengumumkan adanya sistem bagi hasil yang baru yakni sistem kontrak bagi hasil *Gross Split* (Hernandoko, 2018), sistem ini dibuat agar pemerintah lebih mendapat hasil yang maksimal pada industri migas karena pada sistem ini *cost recovery* ditanggung sepenuhnya oleh kontraktor.

Permasalahan utama yang dihadapi pada proses produksi migas, yakni mengalami penurunan laju produksi. Banyak hal yang dapat menyebabkan turunnya laju produksi seperti adanya kerusakan formasi produktif, rendahnya permeabilitas *reservoir*, tingginya viskositas, tersumbatnya tubing maupun penurunan tekanan pada *reservoir* (Musnal, n.d.). Pada penelitian ini akan melanjutkan dari peneliti sebelumnya yang membahas analisa performa produksi dengan melihat dari hasil beberapa pekerjaan *workover*, kemudian saya meneliti keekonomiannya guna mengetahui seberapa besar keuntungan yang didapat dengan cara menghitung salah satu sumur.

Pada sumur yang diteliti telah terjadi kerusakan formasi maupun endapan – endapan seperti *scale* dan *clay* yang menyebabkan turunnya laju alir produksi. Salah satu cara untuk memperbaiki *problem* pada sumur tersebut dengan cara melakukan pekerjaan *workover* bagian stimulasi *solvent*, yang mana pekerjaan stimulasi *solvent* ini dapat memperbaiki sumur dengan menginjeksikan asam untuk menghilangkan endapan – endapan agar dapat meningkatkan laju produksinya kembali pada sumur mengalami kerusakan formasi tersebut.

Workover atau yang biasa dipahami sebagai kerja ulang pada sumur adalah salah satu kegiatan dalam usaha meningkatkan produktivitas laju alir minyak dengan cara memperbaiki *problem* atau memperbaiki kerusakan sumur sehingga diperoleh kembali laju produksi yang optimum (Geomine, Umar, Pradana, Husain, & Nurwaskito, 2017). Setelah memperbaiki kerusakan pada sumur dengan melakukan pengerjaan *workover* dan memperoleh kembali laju produksi yang optimum, dari pengerjaan tersebut tentunya juga harus menghitung dari segi biaya yang dikeluarkan pada saat proses pengerjaan berlangsung seperti biaya pengerjaan *workover*, biaya sewa rig, biaya rental peralatan, biaya *engineer* dan sebagainya.

Penelitian ini dilakukan untuk membuat perbandingan perhitungan pada kontrak PSC *Cost Recovery* dan kontrak *Gross Split* pada pengerjaan *workover*, yang mana penelitian ini diharapkan mampu memberikan hasil yang menyatakan bahwa salah satu kontrak yang tepat untuk dapat diterapkan pada suatu kasus dengan memberikan pengaruh yang mungkin terjadi terhadap perubahan nilai indikator keekonomian tersebut.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini ialah :

1. Menghitung perbandingan keekonomian pekerjaan stimulasi *solvent* metode kontrak bagi hasil antara PSC *Cost Recovery* dengan PSC *Gross Split* dengan melihat indikator keekonomian seperti NPV, IRR, POT dan PI.
2. Melakukan analisis sensitivitas untuk mengetahui parameter yang paling berpengaruh terhadap indikator keuntungan pekerjaan stimulasi *sovent* berdasarkan kontrak bagi hasil PSC *Cost Recovery* dan kontrak bagi hasil PSC *Gross Split* pada sumur Alfa maupun Beta di lapangan ELW .
3. Memberikan suatu keputusan yang tepat maupun yang lebih menguntungkan dalam menentukan kontrak kerja, antara sistem kontrak PSC *Cost Recovery* ataupun kontrak PSC *Gross Split* yang diterapkan pada sumur Alfa dan Beta pada lapangan ELW.

1.3 Manfaat Penelitian

Beberapa manfaat dari penelitian ini ialah, memberikan pengetahuan atau gambaran permasalahan terhadap pemilihan kontrak yang menguntungkan pada sumur *workover* . Menambah pemahaman tentang *management* migas khususnya pada analisis keekonomian PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* , serta dapat mengetahui hasil perbandingan perhitungan skema PSC *Cost Recovery* dan skema PSC *Gross Split* guna untuk mengambil keputusan sistem kerja yang tepat dalam pengerjaan sumur tersebut.

1.4 Batasan Masalah

Adapun untuk mendapat hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, peneliti tidak membahas prinsip kerja dari pekerjaan *workover* hanya berfokus pada menghitung keekonomian dan menganalisa perbandingan dari dua sistem kontrak kerja yakni kontrak PSC *Cost Recovery* dan kontrak *Gross Split* pada pekerjaan *workover* dilapangan ELW

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui sehingga dapat punah atau habis. Hal ini disebabkan oleh proses pembentukan minyak bumi yang memakan waktu cukup lama. Sebagaimana firman Allah SWT dalam Al-Qur'an Surat Al-Jatsiyah ayat 29 yang artinya :

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

Pokok pikiran dari potongan surat diatas, Allah S.W.T menuturkan kepada kita, jika melakukan hal yang baik pada segala sesuatu yang dikerjakan di dunia hendaknya dikerjakan dengan sebenar-benarnya tanpa di kurangi maupun ditambah sedikitpun, karena malaikat akan mencatat amal apa yang dikerjakan terdahulu.

2.1 WORKOVER

Pekerjaan *workover* yang dilakukan, pada dasarnya dilakukan untuk menangani *problem* sumur yang mengalami penurunan produksi baik di sumur minyak maupun gas. Kegiatan *workover* atau yang dikenal dengan kerja ulang sumur merupakan salah satu kegiatan dalam usaha meningkatkan produktivitas dengan cara memperbaiki *problem* atau menangani kerusakan sumur yang terjadi sehingga diperoleh kembali laju produksi yang optimum (Geomine et al., 2017).

Operasi *workover* ini juga dapat dilakukan untuk pengembangan sumur, *maintenance*, pergantian (*repair*) peralatan produksi guna untuk meningkatkan produksi minyak pada Sumur (Mansour, Ahmad, & Technology, 2013), yang mana aktifitas *workover* ini dilakukan pada saat setelah proses produksi dimulai (Spoerker, Doschek, & Omv, 2005)

Program kegiatan perawatan sumur dapat dilakukan salah satunya dengan pekerjaan kerja ulang sumur (*workover*), beberapa pekerjaan yang dilakukan *workover* seperti: stimulasi sumur, artificial lift, menutup sumur atau zona yang

tidak produktif, menutup zona air (*water shut off*) dan (*partial water shut off*) (Vol & Fitrianti, n.d.).

2.1.1 Stimulasi *Solvent*

Menurut (Furqan & Ridaliani, 2015) Pekerjaan *workover* banyak jenis pekerjaan yang dilakukan seperti : *Liner Job, New Zone, Perforation, Pump Repair, Reactivation, Sand Cleanout, Zona Isolation dan Stimulation*. Pada penelitian ini akan menganalisa keekonomian pada sumur Alfa dan Beta yang mana sumur tersebut melakukan pekerjaan stimulasi. Stimulasi merupakan salah satu pekerjaan *workover* yang mana digunakan dengan cara merangsang sumur secara mekanis untuk meningkatkan harga permeabilitas pada suatu sumur yang mengalami kerusakan formasi (Anisa, Sudibjo, & Dasar, 2015).

Dalam stimulasi pengasaman ada tiga jenis pengasaman yakni, *Acid Washing, Matrix Acidizing dan Acid Fracturing*. Pada sumur yang diteliti sumur mengalami penurunan produksi yang disebabkan adanya kerusakan pada formasi sumur, dalam hal ini cara mengatasi problem tersebut dengan menggunakan jenis pengasaman *Matrix Acidizing* dengan menggunakan *solvent*. Cara kerja *Matrix acidizing* yakni dengan menginjeksikan asam dibawah tekanan formasi untuk memperbaiki kerusakan formasi disekitar lubang sumur maupun menghilangkan endapan-endapan pada sumur (Rachmat, 2016).

Pada sumur yang saya teliti menggunakan *solvent* untuk injeksi kimianya, dalam hal ini larutan solven diinjeksikan secara langsung ke dalam pori-pori batuan formasi dengan menggunakan tekanan penginjeksianya dibawah tekanan rekah yang bertujuan agar larutan *solvent* menyebar secara radial (Chang et al., 2013). Di harapkan larutan *solvent* akan menaikkan permeabilitas batuan serta melarutkan partikel maupun endapan yang ada pada sekitar lubang sumur dan di area formasi yang mengalami kerusakan (Gupta, Gittins, Canas, & Energy, 2012)

2.2 *Production Sharing Contract Cost Recovery*

Production Sharing Contract (PSC) merupakan skema kontrak kerja sama antara pemerintah dengan pihak kontraktor yang mengacu dari UU No. 22 tahun

2001, yang mana sistem kontrak PSC *Cost Recovery* ini membagi hasil total produksi pada setiap periode berdasarkan rasio yang telah disetujui oleh keduanya. Ada beberapa komponen yang mempengaruhi bagi hasil produksi migas adalah : *Gross Revenue, First Tranche Petroleum, Investment Credit dan Cost Recovery*. *Cost recovery* merupakan sangat penting karena besaran nilainya sangat berpengaruh dalam pengurangan maupun penambahan bagi hasil produksi migas (Shobah, Widhiyanti, Audrey, & Kn, 2015).

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

Sebelum tahun 1966 Indonesia menggunakan hak konsesi, dalam hak konsesi kontraktor memiliki hak penuh atas minyak yang diproduksi hanya saja kontraktor wajib membayar royalti kepada pemerintah. Konsesi merupakan hak pertama yang diberikan oleh sultan langkat kepada A.J Ziljker Setelah kemerdekaan Indonesia (Rita, 2012).

Dalam sejarah kontrak PSC *Cost Recovery* di Indonesia perubahan skema bisnis bukan merupakan hal yang baru untuk dilakukan, pada awalnya sistem kontrak PSC *Cost Recovery* ini bertahan cukup lama digunakan. Generasi pertama yang telah dibuat digunakan sejak tahun 1965 sampai 1978, yang mana *cost recovery* dibatasi sebesar 40%, dengan pembagian hasil untuk kontraktor 35% bersih dan *Domestic Market Obligation* (DMO) tanpa *grace period*.

Generasi kedua digunakan sejak tahun 1978 sampai 1988 yang mana disini *cost recovery* tidak ada pembatasan, bagian yang didapat kontraktor sebesar 15% bersih, *investment credit* sebesar 20% dan DMO dengan harga pasar yang digunakan untuk 5 tahun. Generasi ketiga digunakan sejak tahun 1988 sampai 1993, pada generasi ini dikenalkan FTP (*First Tranche Petroleum*) yang besarnya 20 persen dari produksi *gross* serta DMO yang bervariasi antara harga ekspor (Gz, Sistem, Dan, & Split, 2017).

Pada akhir tahun 1993 PSC *Cost Recovery* generasi keempat diterbitkan, pada generasi keempat merupakan acuan rilisnya pajak minyak dan gas Indonesia, perubahan fiscal yang berasal dari pengurangan pajak 48% menjadi 44% dan DMO *Price* menjadi 25% dari harga ekspor. Pada kontrak PSC *Cost Recovery* generasi kelima digunakan pada tahun 2001 sampai 2007, pada generasi ini mengenakan 10% FTP yang tidak dapat dibagikan, untuk pembagian hasil produksi pemerintah mendapat 75% dan kontraktor 25%.

Pada tahun 2008 disebutkan secara formal skema kontrak generasi keenam, pada generasi ini perubahan yang signifikan yakni pemulihan biaya harus dalam basis POD, yaitu biaya di bidang yang berbeda/POD tidak dapat ditambahkan atau dicampur dengan bidang lain/POD.

2.3 PSC *Gross Split*

Melihat perkembangan histori generasi PSC *Cost Recovery* di Indonesia dari generasi pertama yang dibuat tahun 1966 sampai ke generasi saat ini selalu mengalami perubahan kebijakan, hal ini dilakukan menyesuaikan situasi perkembangan industri eksplorasi maupun eksploitasi migas di Indonesia. Pada era sekarang ini sistem kontrak PSC *Cost Recovery* sempat memicu banyak perdebatan mengenai pembagian hasil biaya untuk kontraktor, hal tersebut dituding berpotensi merugikan negara. Oleh karena itu pemerintah melakukan perubahan dengan merancang skema baru yakni PSC *Gross Split* (Pramadika, Trisakti, Trisakti, & Split, 2018).

Pada tanggal 13 Januari 2017 Pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Ignasius Jonan mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 08 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* (Ariyon, Dewi, & Energi, 2018), akan tetapi pada pertengahan bulan Agustus tahun 2017 peraturan diubah menjadi No. 52 tahun 2017 (Ariyon, Setiawan, & Reza, 2020).

Perubahan aturan skema PSC *Gross Split* ini dengan skema kontrak kerja sebelumnya yakni pada pembagian produksi, pada sistem PSC *Gross Split* pengadaan barang maupun pengoperasian blok sepenuhnya ditanggung oleh kontraktor. Hal tersebut dikarenakan tidak adanya *cost recovery*, yang mana *cost*

recovery ini merupakan pengembalian atas biaya- biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan (Nandasari & Priadythama, 2015).

Pembuatan skema baru PSC *Gross Split* ini juga memudahkan bagi pemerintah untuk mengawasi maupun menganalisa mengenai pengoperasian yang dilakukan oleh kontraktor, tidak sama halnya dengan kontrak sebelumnya yang mana pemerintah sangat berperan penting dalam mengawasi pengoperasian karena harus membayar *cost recovery* yang dikerjakan oleh kontraktor.

Pada skema PSC *Gross Split* pemerintah tidak perlu melakukan pengawasan pada pengadaan barang, karena pemerintah tidak lagi membayar pemulihan biaya, maka kontraktor diberi keleluasaan yang lebih untuk memenuhi kebutuhan sendiri. Selain itu skema baru PSC *Gross Split* ini lebih efisien dalam waktu, disebutkan pada UU Pasal 23 No 8. Tahun 2017 tentang skema kontrak PSC *Gross Split* pada ayat 2 bahwa pengendalian kebijakan dalam perumusan dalam rencana kerja maupun anggaran biaya yang ajukan oleh kontraktor terbatas, maka dari itu pemerintah dalam hal ini oleh SKK Migas hanya sebatas penyepakatan *Work Plan* dan *Budget* (WP&B) (Hernandoko, 2018)

Beda halnya kontrak PSC *Gross Split* dengan skema kontrak sebelumnya yang masih menggunakan *split* bersih yang sudah dikenakan pajak untuk kontraktor dan pemerintah, kontraktor *split* ditentukan dengan menggunakan basis *split* yang disesuaikan berdasarkan pada variabel dan komponen progresif (Kurniawan & Jaenudin, 2017).

Skema PSC *Gross Split* tidak ada lagi mekanisme pemulihan biaya, oleh sebab itu pendapatan kontraktor berasal dari sumber produksi kotor dan juga harus membayar pajak kepada pemerintah, sedangkan pendapatan pemerintah didapat dari pembagian kotor pemerintah atas produksi, bonus, pajak penghasilan kontraktor. Lembaga Wood Mackenzie dalam riset A Verisk Analytics Business menjelaskan bahwa ada beberapa faktor-faktor yang mengubah *initial base split* yang merupakan skema baru mengarah ke Kontraktor KKS yang menanggung risiko lebih besar. Regulasi tersebut memberikan insentif tertentu yang menawarkan peningkatan produksi berdasarkan Peraturan yang digambarkan sebagai faktor variabel dan progresif adalah sebagai berikut:

2.3.1 Faktor Variabel

Pembagian dasar awal sesuai pada penyesuaian lebih lanjut sesuai dengan beberapa faktor variabel spesifik lapangan dengan peraturan yang memberi *contractors persentase* tambahan dari produksi saat beroperasi dalam kondisi yang lebih menantang, termasuk karakteristik fisik utama masing-masing bidang yang akan dikembangkan di dalam area kontrak PSC *Gross Split*, seperti: status lapangan, lokasi lapangan, status blok, kedalaman reservoir, jenis reservoir (misalnya konvensional atau non-konvensional), ketersediaan infrastruktur pendukung, dari karakteristik tersebut akan memberikan tambahan untuk Kontraktor ke tambahan 16% dari produksi kotor secara otomatis, mengakui risiko yang terlibat dalam pengembangan bidang alam tersebut dan secara teoritis membuat skema PSC *Gross Split* menjadi menarik. Perpecahan dasar akan disesuaikan berdasarkan faktor-faktor tetap di atas, yang diterapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (berdasarkan rekomendasi kepala SKK Migas) pada saat persetujuan Rencana Pembangunan pertama masing-masing POD (*Permen No. 52 Th 2017.pdf*, n.d.).

2.3.2 Faktor Progresif

Seiring waktu, PSC *Gross Split* awal ini akan disesuaikan lebih lanjut berdasarkan sejumlah faktor progresif sebagai berikut:

1. Perubahan Lebih Lanjut Pada Komponen Spesifik Lapangan

Jika pada permulaan produksi komersial, menjadi jelas bahwa komponen khusus lapangan berbeda dengan yang diantisipasi pada saat menyetujui POD, perpecahannya dapat disesuaikan lebih lanjut untuk mencerminkan kondisi setelah produksi komersial.

2. Tingkat Ekonomi Tertentu

Peraturan tersebut mengatur bahwa, jika evaluasi komersial terhadap suatu lapangan (atau sejumlah bidang) tidak memenuhi tingkat ekonomi tertentu, maka Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memberikan persentase – persentase produksi tambahan hingga 5% kepada Kontraktor KKS. Namun, jika evaluasi lapangan secara komersial (atau sejumlah bidang) melebihi tingkat ini, Menteri dapat memberikan persentase produksi tambahan

hingga 5% kepada Pemerintah (dikurangkan dari bagian Kontraktor KKS). Namun, munculnya UU Nomor 52 Tahun 2017 Menteri dapat memberikan berapapun persentase sampai proyek tersebut dikatakan layak untuk dikembangkan. Perlu dicatat bahwa tingkat ekonomi tertentu tidak didefinisikan dalam Regulasi, yang berarti sulit pada tahap ini untuk memprediksi bagaimana tingkat yang tepat akan dihitung dan diterapkan oleh Pemerintah dalam praktik - walaupun, seperti yang dirancang, hal itu tampaknya memberi sejumlah besar kebijaksanaan.

3. Penyesuaian Harga Minyak Bulanan

Penyesuaian terhadap perpecahan juga akan dilakukan, berdasarkan penilaian SKK Migas atas harga minyak mentah (menggunakan Harga Minyak Mentah Indonesia bulanan). Ini berarti bahwa persentase bagian produksi masing-masing akan dievaluasi ulang setiap bulannya yang berpotensi membebani secara administratif.

Tabel 2. 1 *Gross Split* UU No 8 Tahun 2017

BASE SPLIT		VARIABLE SPLIT			
OIL		BLOCK STATUS		CO2 (%)	
Govt	57%	POD I	5%	<5%	0%
Cont	43%	POD II	0%	5%=<x<10%	0.5%
GAS		POFD	0%	10%=<x<20%	1%
Govt	52%	No POD	-5%	20%=<x<40%	1.5%
Cont	48%	FIELD LOCATION		40%=<x<60%	2%
PROGRESSIVE SPLIT		Onshore	0%	x>=60%	4%
Oil Price	Split	Offshore (0<h<=20m)		H2S (ppm)	
<40	8%	Offshore (20<h<=50m)	10%	<100	0%
40=<x<55	5%	Offshore (50<h<=150m)	12%	100=<x<300	0.5%
55=<x<70	3%	Offshore (150<h<=1000m)	14%	300=<x<500	0.75%
70=<x<85	0%	Offshore (>=1000m)	16%	x>=500	1%
85=<x<100	-3%	RESERVOIR DEPTH		OIL SPESIFIC GRAVITY	
100=<x<115	-5%	<=2500m	0%	API<25	1%
>=115	-8%	>2500m	1%	API>25	0%
Oil and Gas Cumm	Split	SUPPORT INFRASTRUCTURE		LOCAL CONTENT	
<1 mmboe	5%	Well developed	0%	<30%	0%
1-10 mmboe	4%	New Frontier	2%	30%=<x<50%	2%
10-20 mmboe	3%	RESERVOIR CONDITION		50%=<x<70%	3%
20-50 mmboe	2%	Conventional	0%	70%=<x<100%	4%
50-150 mmboe	1%	Non Conventional	16%	PRODUCTION PHASE	
>150 mmboe	0%			Primary	0%
				Secondary	3%
				Tertiary	5%

Tabel 2. 2 *Gross Split* UU No 52 Tahun 2017

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

STATE OF THE ART

Pada 16 Januari 2017, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) mengeluarkan Peraturan Menteri No. 8 tahun 2017, yang menerapkan sistem *gross split* sebagai skema kontrak bagi hasil yang baru. Setelah penandatanganan pembaruan skema bagi hasil yang baru PHE ONWJ menjadi kontraktor PSC pertama yang masuk ke dalam PSC *Gross Split*. Dengan ketidakstabilan harga minyak saat ini, PHE ONWJ telah bertekad untuk mempertahankan operasi yang aman dan andal dengan pengurangan biaya dan peningkatan efisiensi. Dengan peningkatan risiko Kontraktor KKS, PHE ONWJ didorong untuk mengeksplorasi, mengoperasikan, dan meninggalkan ladang ONWJ dengan cara mengurangi biaya operasi yang sekiranya tidak perlu agar mendapat hasil optimal dan efisien (Junedi, Pertamina, Energi, North, & Java, 2018).

Pada penelitian yang berjudul *Optimizing Operating Cost Through Production Management and Techno-Economic Approach in Mature Field and Gross-Split Scheme* merupakan penelitian pertama yang menggunakan metode *gross split* di Indonesia. Penelitian ini dilakukan oleh perusahaan Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PHE ONWJ) yang telah memulai menggunakan skema *gross split* ini sejak Januari 2017, pada lapangan ini bertujuan untuk

mengoptimalkan biaya operasi melalui manajemen produksi. Dengan pertimbangan penilaian semua aspek biaya yang digunakan tim yang mengelola merekomendasikan untuk meninggalkan salah satu lapangan di ONWJ, sehingga lebih memprioritaskan lapangan yang potensial dan produktif, cara yang dilakukan dengan menggunakan pendekatan teknis dan ekonomi untuk mendapat hasil yang optimal. Hasil akhir analisa terbukti berhasil dengan mengurangi biaya operasi (OPEX) di keseluruhan area PHE ONWJ (Nugroho, Hulu, Onwj, Panaiputra, & Kusuma, 2019).

Menurut (Ariyon et al., 2018) pada paper Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan *Production Sharing Contract* dan *Gross Split*, karena melihat kondisi keekonomian industri migas yang kurang baik serta pemulihan biaya (*cost recovery*) yang besar serta hasil yang didapatkan tidak sebanding yang didapatkan untuk kontraktor, maka dirancanglah skema kontrak *Gross split* ini yang bertujuan memulihkan keadaan keekonomian serta memberikan semangat agar kontraktor tetap berinvestasi di Indonesia. Pada pembagian hasil sudah ditetapkan, untuk bagi hasil awal untuk minyak bumi sebesar 57% bagian Negara dan 43% untuk kontraktor, dan untuk gas bumi Negara mendapatkan 57% dan 48% untuk kontraktor, ini merupakan acuan dasar dalam menetapkan bagi hasil pada saat persetujuan rencana pengembangan lapangan.

2.4 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Indikator keekonomian merupakan petunjuk awal dalam menganalisa keekonomian pada suatu *project* industri migas, serta merupakan suatu faktor untuk mengetahui keuntungan maupun kerugian pada kontrak tersebut. Berikut indikator keekonomian yang sering digunakan adalah *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Pay Out Time* (POT) (Ariyon, n.d.).

2.4.1 Menentukan Nilai *Net Present Value* (NPV)

NPV ini merupakan jumlah keuntungan bersih yang dievaluasi dan dihitung berdasarkan pada harga bunga, yang mana hasil dari NPV dapat dievaluasi kelayakan pada pengembangan lapangan.

Jika nilai NPV lebih besar dari 0 (nol), maka dapat disimpulkan bahwa usulan *project* tersebut layak untuk dikembangkan dan jika sebaliknya *project*

tidak layak dikembangkan, dan apabila nilai NPV sama dengan nol, maka project tersebut dalam keadaan *Break Even Point (BEP)* (Nandasari & Priadythama, 2015).

2.4.2 Menentukan Nilai *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return atau (IRR) ini merupakan suatu indikator atas tingkat efisiensi pada investasi, IRR digunakan untuk menentukan apakah investasi tersebut layak untuk dijalankan (Dautzenberg et al., 2015).

Suatu investasi dikatakan layak jika nilai IRR lebih besar dari nilai MARR yang ditetapkan oleh investor. Proyek dikatakan sudah mulai profit atau ekonomis jika nilai IRR sudah diatas dari nilai *Discount Factor* (10%) dan ditambah dengan *Risk Factor* (2% - 5%). Maka dipilihlah IRR 12%, lalu IRR 12% dibandingkan dengan harga miyak dan gas pada setiap sistem PSC *Cost Recovery* untuk menentukan sistem PSC *Cost Recovery* yang paling ekonomis atau paling cocok untuk pengembangan lapangan tersebut (Pengembangan et al., 2015).

2.4.3 Menentukan Nilai *Pay Out Time (POT)*

POT didefenisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar kumulatif yang didapat sama dengan kumulatif biaya yang dikeluarkan.

Besaran POT menunjukkan seberapa cepat suatu dana investasi akan kembali, pada setiap kontraktor memiliki besaran waktu yang diinginkan agar investasi kembali, apabila POT lebih kecil dari batasan waktu tersebut maka dapat dikatakan proyek tersebut layak dikembangkan. Suatu proyek dapat dikatakan menguntungkan atau layak apabila nilai NPV > 0 (positif), IRR > MARR, dan POT < umur proyek (Pramadika et al., 2018)

2.4.4 Menentukan Nilai *Profitability Index (PI)*

Profitability index (PI) merupakan rasio antara jumlah *present value* atas aliran kas yang masuk di masa mendatang setelah *initial investment* dengan jumlah *initial investment* (Amir, Poerwanto, Pribadi, Aswandi, & Baidjuri, 2017). PI ini berguna sebagai alat untuk melakukan *ranking* dari beberapa proyek, karena nilai yang timbul atas setiap investasi itu akan

dikuantifikasi (Echendu, Onwuka, & Lledare, 2014). Keputusan investasi dengan indikator *Profitability Index* adalah sebagai berikut:

1. Suatu proyek layak dijalankan jika PI lebih besar atau sama dengan 1.
2. Suatu proyek tidak layak untuk dijalankan jika PI lebih kecil dari 1.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 SKEMA PEMBAGIAN HASIL KONTRAK KERJA

Pada penelitian ini akan membandingkan antara kontrak PSC *Cost Recovery* (*Production Sharing Contract*) dan kontrak PSC *Gross Split*. Kontrak PSC *Cost Recovery* ini sudah lama digunakan oleh pemerintah Indonesia sejak tahun 1965 dan sudah banyak melakukan perubahan generasi ke generasi, hal tersebut dilakukan melihat dan menyesuaikan kondisi industri migas guna agar tetap berjalannya investasi sesuai yang diharapkan. Pada awal tahun 2017 pemerintah meluncurkan skema baru untuk kontrak kerja migas yakni kontrak PSC *Gross Split*, perbedaan skema ini terletak pada pembagian hasil produksi, yang mana pada kontrak PSC biaya pemulihan (*cost recovery*) ditanggung oleh pemerintah sedangkan pada kontrak PSC *Gross Split* pemerintah memberi keleluasaan pada kontraktor untuk memenuhi kebutuhan sendiri, serta negara akan mendapatkan bagi hasil migas dan pajak dari kegiatan eksplorasi dan eksploitasi sehingga penerimaan hasil untuk Negara menjadi lebih pasti.

Untuk kontrak *Production Sharing Contract Cost Recovery* (PSC) pada pembagian hasilnya sudah ditetapkan untuk minyak bumi sebesar 85 : 15, dimana 85% untuk bagian pemerintah dan 15% untuk kontraktor. Untuk pembagian hasil gas bumi ditetapkan sebesar 70 : 30, dimana 70% hasilnya untuk pemerintah dan 30% untuk kontraktor.

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

Pada kontrak PSC *Gross Split* ada penambahan split untuk kontraktor, yakni dengan 10 komponen *variable* dan 3 komponen *progressive*. 13 komponen split

tersebut dapat memberikan pengurangan maupun penambahan split sesuai dengan karakteristik sumur atau lapangan yang dikerjakan, berikut komponen tabelnya :

Tabel 3. 1 Komponen Variabel PSC *Gross Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5,0
		POD II	3,0
		No POD	0,0
2	Lokasi Lapangan (*h=kedalaman laut dalam meter)	Onshore	0,0
		Offshore (0<h≤20)	8,0
		Offshore (20<h≤50)	10,0
		Offshore (50<h≤150)	12,0
		Offshore (150<h≤1000)	14,0
		Offshore (h>1000)	16,0
3	Kedalaman Reservoir (m)	≤2500	0,0
		>2500	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 CO2 (%)	<5	0,0
		5≤x<10	0,5
		10≤x<20	1,0
		20≤x<40	1,5
		40≤x<60	2,0
		x≥60	4,0
7	Kandungan H2S (ppm)	<100	0,0
		100≤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 Negeri (%)	$30 \leq x < 50$	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

Sumber: (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, 2017)

Tabel 3. 2 Komponen Progressive PSC *Gross Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)		$(85 - \text{ICP}) \times 0,25$
2	Harga Gas Bumi (US\$/MMBTU)	< 7	$(7 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2,5$
		$7 - 10$	0
		> 10	$(10 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2,5$
3	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	< 30	10,0
		$30 \leq x < 60$	9,0
		$60 \leq x < 90$	8,0
		$90 \leq x < 125$	6,0
		$125 \leq x < 175$	4,0
		≥ 175	0,0

Sumber: (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, 2017)

Setelah mendapatkan pembagian split antara kontraktor dan pemerintah perlu menganalisa keekonomian dengan menghitung indikator keuntungan sebagai berikut :

- a. Perhitungan *Net Present Value* (NPV)

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

Keterangan :

CF = *Cash flow*

i = *discount Rate/ suku bunga*

n = Tahun ke

- b. Perhitungan *Internal Rate of Return*

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} \times (i_2 - i_1) \dots\dots\dots(2)$$

Keterangan :

i_1 = *Discount rate* pada NPV (+)

i_2 = *Discount rate* pada NPV (-)

NPV_1 = NPV bernilai (+)

NPV_2 = NPV bernilai (-)

- c. Perhitungan *Pay Out Time* (POT)

$$POT = T_1 + \left(\frac{Cum_1}{Cum_1 - Cum_2} \times (T_2 - T_1) \right) \dots\dots\dots(3)$$

Keterangan :

Cum_1 = Kumulatif *cash flow* Tahun sebelum

Cum_2 = Kumulatif *cash flow* Tahun sesudah

T_1 = Tahun sebelum

T_2 = Tahun sesudah

- d. Perhitungan *Profitability Index* (PI)

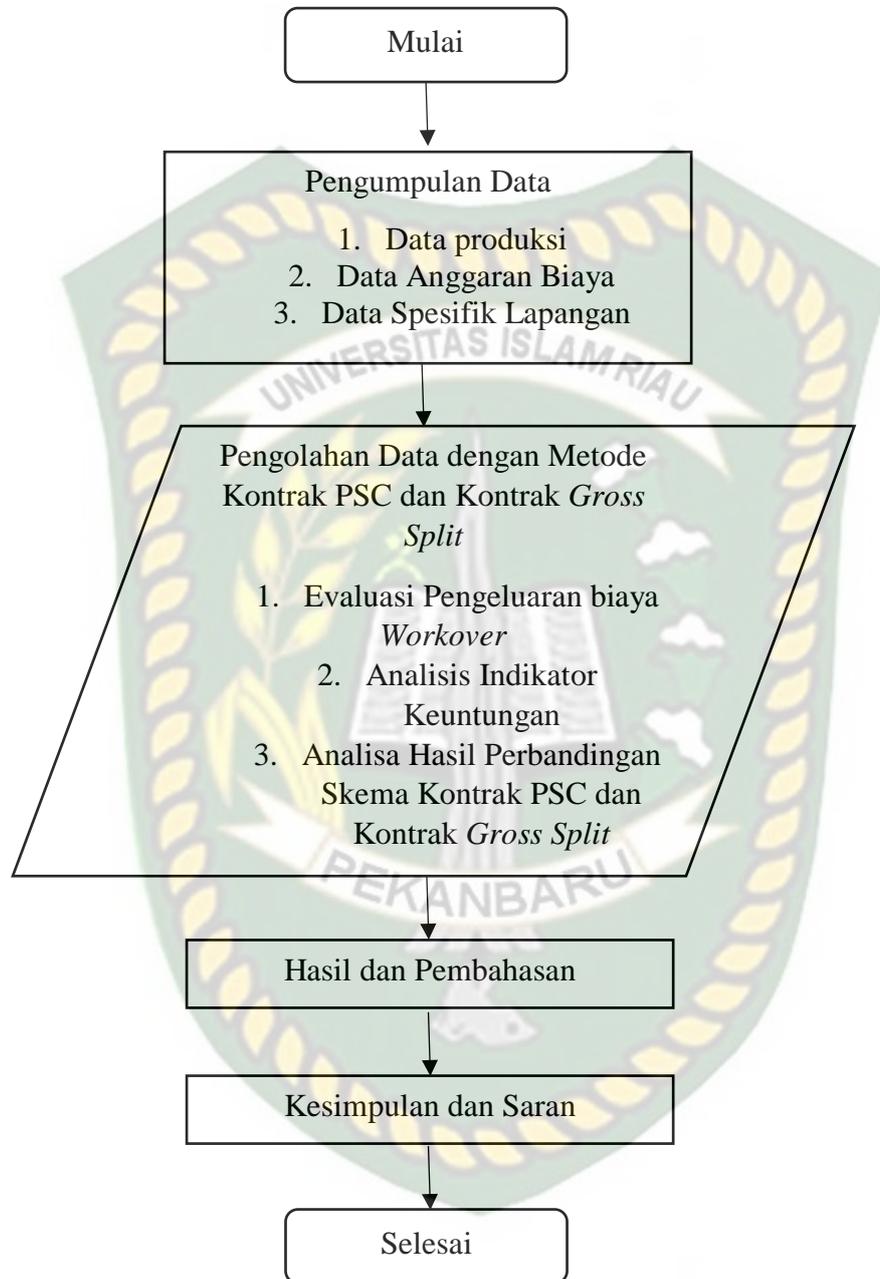
$$PI = \frac{PV}{Inv} \dots\dots\dots(4)$$

Keterangan :

PV = *Present Value*

Inv = *Investasi*

3.2 DIAGRAM ALIR (*FLOW CHART*)



Gambar 3. 1 Diagram Alir (*Flow Chart*)

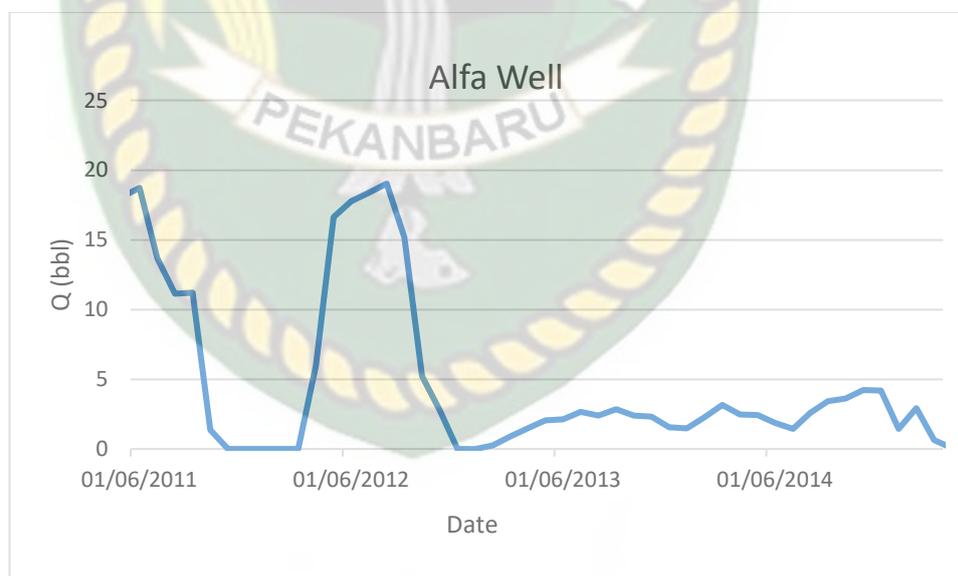
3.3 STUDI LAPANGAN (CASE STUDY)

Lapangan ELW merupakan lapangan minyak bumi yang terletak di Provinsi Riau. Lapangan ELW sendiri dikelilingi oleh beberapa lapangan minyak yaitu lapangan Bangko, Lapangan Balam, Lapangan Duri dan lapangan Bekasap. Lapangan ELW pertama kali dilakukan *drilling* pada 28 Februari 1985 dan terus mengalami pengembangan hingga lapangan ELW ini mempunyai sumur minyak sebanyak 74 sumur.

Pada dasarnya dilapangan ELW ini telah mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh beberapa faktor kerusakan yang terjadi pada sumur, karena pada lapangan tersebut masih ekonomis untuk di produksi melihat dari cadangan minyak yang ada, maka dilakukanlah pekerjaan *workover* untuk meningkatkan laju produksi.

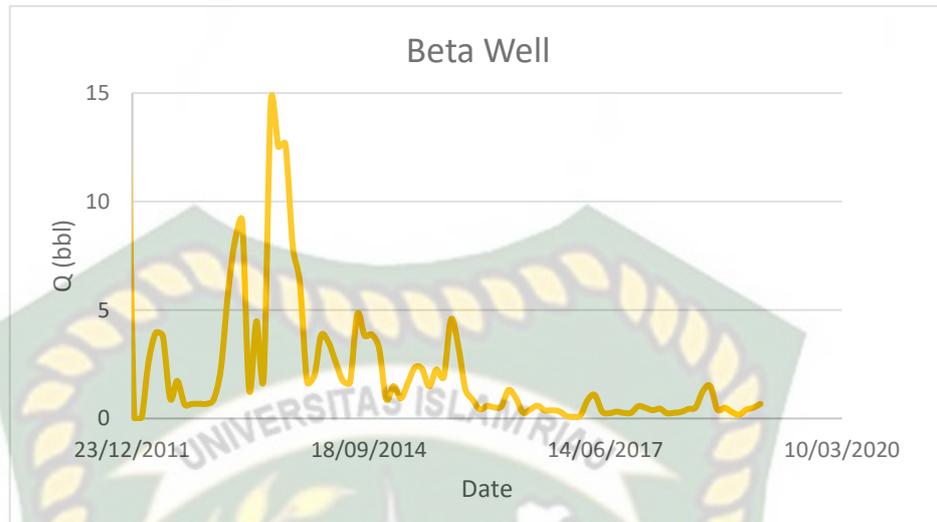
Berikut data pada sumur Alfa dan Beta pada lapangan ELW

A. Data laju produksi pada sumur Alfa



Gambar 3. 2 Data Produksi Sumur Alfa (Shandi, 2019)

B. Data laju produksi pada sumur Beta



Gambar 3. 3 Data Produksi Sumur Beta (Shandi, 2019)

3.4. TEMPAT PENELITIAN/PENGAMBILAN DATA

Penelitian ini dilakukan atau dikerjakan penulis di Fakultas Teknik Universitas Islam Riau dengan mempelajari beberapa data. Data yang digunakan termasuk kedalam kategori data sekunder melalui peneliti sebelumnya yang dilakukan di PT. Chevron Pacific Indonesia (CPI).

3.5 WAKTU PELAKSANAAN TUGAS AKHIR

No	Deskripsi Kegiatan	Waktu Penelitian							
		2020-2021							
		Jun	Sep	Nov	Des	Jan	Feb	Mart	Apr
1	Studi Literatur								
2	Seminar Proposal								
3	Pengumpulan Data								
4	Pengolahan Data								
5	Analisis Data								
6	Sidang Akhir								

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

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

4.1 ANALISIS KEEKONOMIAN *WORKOVER*

Pada saat sebelum pengerjaan *workover*, hal yang harus dikerjakan yakni menganalisa keekonomian pada sumur tersebut, dari hasil analisa dapat dilihat apakah sumur yang dikerjakan layak untuk dikembangkan. Investasi merupakan biaya yang harus diketahui terlebih dahulu yang mana biasanya mencakup biaya nilai *capital* dan *non capital*. Berikut merupakan biaya investasi yang akan dikeluarkan pada pekerjaan *workover stimulasi solvent* pada sumur Alfa dan Beta lapangan ELW, yang tertera pada tabel berikut :

Tabel 4. 1 Investasi *Non Capital* Sumur Alfa

<i>NON CAPITAL COST</i>	Biaya per QTTY	QTTY	TOTAL
ESTIMASI SUMUR ALFA			
Biaya sewa Rig	137000	1	US\$ 137,000
Biaya Material	8000	1	US\$ 8,000
Biaya <i>Service Company</i>	44100	1	US\$ 44,100
Biaya <i>Solvent</i>	8000	1	US\$ 8,000
Biaya <i>Downhole Equipment</i>	199000	1	US\$ 199,000
Biaya Lain-lain	146000	1	US\$ 146,000
TOTAL			US\$ 542,100

Tabel 4. 2 Investasi *Non Capital* Sumur Beta

<i>NON CAPITAL COST</i>	Biaya per QTTY	QTTY	TOTAL
ESTIMASI SUMUR BETA			
Biaya sewa Rig	137000	1	US\$ 137,000
Biaya Material	13000	1	US\$ 13,000
Biaya <i>Service Company</i>	51400	1	US\$ 51,400
Biaya <i>Solvent</i>	8000	1	US\$ 8,000
Biaya <i>Downhole Equipment</i>	199000	1	US\$ 199,000
Biaya Lain-lain	146169	1	US\$ 146,169
TOTAL			US\$ 554,569

4.1.1 Penentuan Harga Minyak

Pada penelitian ini menganalisa serta membandingkan Pada penelitian ini menganalisa keekonomian pada projek tahun lampau, maka harga minyak di sesuaikan dengan rata-rata ICP (*Indonesia Crude Price*) pada tahun tersebut. Untuk tahun 2011 menggunakan ICP sebesar (94.88 US\$/bbl), tahun 2012 (94.05 US\$/bbl), tahun 2013 (97.98 US\$/bbl), tahun 2014 (93.17 US\$/bbl), tahun 2015 (48.66 US\$/bbl).

4.1.2 Produksi Minyak Bumi

Berikut merupakan produksi minyak bumi pertahun pada sumur Alfa dan Beta untuk 5 tahun lapangan ELW.

Tabel 4. 3 Produksi Minyak Bumi Sumur Alfa

Tahun	<i>Oil Prod (bbl)</i>
1	120.952
2	100.943
3	21.011
4	33.143
5	12.942
TOTAL	288.991

Tabel 4. 4 Produksi Minyak Bumi Sumur Beta

Tahun	<i>Oil Prod (bbl)</i>
1	147.374
2	18.782
3	86.504
4	33.489
5	23.378
TOTAL	309.527

4.1.3 Produksi Air

Berikut merupakan produksi air pada sumur Alfa dan Beta lapangan ELW.

Tabel 4. 5 Produksi Air sumur Alfa

Tahun	<i>Water Prod (bbl)</i>
1	1.239,70
2	540,56
3	220,81
4	139,36
5	39,76
TOTAL	2.180,19

Tabel 4. 6 Produksi Air sumur Beta

Tahun	<i>Water Prod (bbl)</i>
1	280,40
2	480,79
3	486,02
4	315,50
5	90,80
TOTAL	1.653,51

4.1.4 Perhitungan *Split* Kontraktor Kontrak PSC dan *Gross Split*

Pada kontrak PSC *Cost Recovery*, untuk membandingkan indikator keekonomian pada sumur alfa dan beta dibutuhkan data yang sama untuk menghitung keekonomiannya, oleh sebab itu digunakan asumsi termin fiskal pada tabel 4.7 dengan struktur biaya, harga minyak maupun kondisi lapangan yang sama agar dapat hasil perbandingan antara kedua sumur.

Tabel 4. 7 Termin fiskal parameter untuk mengitung PSC *Cost Recovery*

<i>Fiscal Term</i>	PSC	PSC GS UU Nomor 8 Tahun 2017	PSC GS UU Nomor 52 Tahun 2017
<i>Government Split</i>	85%	26,47	26,47
<i>Contractor Split</i>	15%	73,53	73,53
<i>Faktor Depresiasi</i>	25%	25%	25%
<i>OPEX</i>	10	10	10
<i>Excalatian Rate</i>	2%	2%	2%
<i>Discount Rate</i>	10%	10%	10%
<i>Split Before Tax</i>	25,21%		
<i>FTP</i>	20%		
<i>MARR</i>	15%	15%	15%
<i>DMO</i>	25%		
<i>DMO Free</i>	25%		
<i>Carporate & Devident Tax</i>	40,5%	40,5%	40,5%

Pada skema PSC *Gross Split* pembagian hasil sudah ditetapkan oleh Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral (ESDM) No 52 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* yang mana pembagiannya 57% untuk pemerintah dan 43% untuk kontraktor. Tetapi pada skema PSC *Gross Split* ini ada tambahan persenan untuk kontraktor, yang didapat dari komponen *variabel* dan *progresif split*.

$$\text{Contractor split} = \text{base split} + \text{variable split} + \text{progresif split}$$

Pada sumur Alfa dan Beta mendapat 5% tambahan dari komponen *variable split* dan 5% dari komponen *progresif split*.

4.1.5 Perhitungan *Gross Revenue*

Nilai *gross revenue* didapatkan dari hasil perkalian antara produksi minyak bumi pertahun terhadap *oil price*. Pada sumur Alfa *gross revenue* mendapatkan hasil total sebesar 26.745.963,72 US\$/bbl. Untuk *gross revenue* pada sumur Beta mendapat total sebesar 28.482.697,75 US\$/bbl.

4.1.6 Perhitungan *Operating Cost*

Nilai untuk *operating cost* didapatkan dari hasil perkalian antara total produksi pertahun dengan nilai opex dan ditambahkan dengan total produksi *water*. Pada lapangan yang teliti telah ditetapkan nilai opex sebesar 10 US\$/bl.

Tabel 4. 8 *Operating Cost* Sumur Alfa

Tahun	Jumlah	Unit
1	1.187.044	US\$
2	1.009.971	US\$
3	214.533	US\$
4	344.959	US\$
5	137.381	US\$

Tabel 4. 9 *Operating Cost* Sumur Beta

Tahun	Jumlah	Unit
1	1.445.124	US\$
2	188.301	US\$
3	882.827	US\$
4	348.735	US\$
5	248.180	US\$

4.1.7 *Contractor Take*

Untuk mendapatkan nilai *contractor take* didapat dari pembagian *net cash flow* dibagi *gross revenue*, telah didapat hasil untuk sumur Alfa skema PSC *Cost Recovery* 11.4% dan untuk skema PSC *Gross Split* 21.6%. Kemudian untuk untuk sumur Beta skema PSC *Cost Recovery* 11.4% dan untuk skema PSC *Gross Split* 21.8%.

4.1.8 Government Take

Untuk mendapatkan nilai *contractor take* didapat dari pembagian *government total incom* dibagi *gross revenue*, telah didapat hasil untuk sumur Alfa skema PSC *Cost Recovery* 85.8% dan untuk skema PSC *Gross Split* 78.4%. Kemudian untuk untuk sumur Beta skema PSC *Cost Recovery* 75.7% dan untuk skema PSC *Gross Split* 78.2%.

4.1.9 Cost Recovery

Nilai untuk *cost recovery* hanya didapatkan pada skema PSC *Cost Recovery* yang mana mendapatkan hasil 12.85% untuk sumur Alfa dan 12.88% untuk sumur Beta.

4.2 PERBANDINGAN NILAI KEEKONOMIAN

Cash flow merupakan gambaran aliran dana masuk maupun dana keluar pada periode waktu tertentu, serta juga dapat memperkirakan arus kas di masa yang akan datang. Penelitian ini menganalisa aliran dana pada perbandingan dua skema kontrak kerja yakni skema PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* yang mana dilakukan analisa ini untuk mengetahui kontrak manakah yang lebih menguntungkan hasilnya serta dapat menarik untuk kontraktor yang dapat menerapkannya.

Selain itu juga, dengan melihat aliran kas pada beberapa lapangan tersebut dapat dinilai kelayakan suatu proyek tersebut untuk dapat dilaksanakan dari indikator keekonomian, mulai dari *Net Present Value* yang merupakan satu indikator yang utama dalam melihat suatu investasi itu layak untuk dijalankan atau tidak, kemudian diikuti dengan *Internal Rate of Return*, dan *Profitability Index*.

Sebelum menghitung nilai indikator keekonomian, yang pertama kali dilakukan adalah mencari perhitungan *cash flow* dari tahun ke nol sampai tahun kelima. Nilai *cash flow* didapat dari nilai *cash in* dikurang dengan nilai *cash out* dengan nilai *discount rate* (suku bunga) 10%. Berikut merupakan nilai *cash flow* untuk sumur Alfa dan sumur Beta :

Tabel 4. 10 *Cash Flow* sumur Alfa

Tahun	<i>Cash Flow (US\$)</i> <i>PSC Cost Recovery</i>	<i>Cash Flow (US\$)</i> <i>PSC Gross Split</i>
0	(-542.100)	(-542.100)
1	1.543.332,32	2.757.417,14
2	1.272.557,79	2.202.278,98
3	276.618,72	481.671,16
4	411.446,13	730.918,90
5	73.856,46	150.870,59

Tabel 4. 11 *Cash Flow* sumur Beta

Tahun	<i>Cash Flow (US\$)</i> <i>PSC Cost Recovery</i>	<i>Cash Flow (US\$)</i> <i>PSC Gross Split</i>
0	(-554.569)	(-554.569)
1	1.880.658,24	3.361.573,23
2	236.721,95	411.190,07
3	1.138.925,26	1.984.161,25
4	415.715,26	738.716,98
5	133.409,02	272.613,11

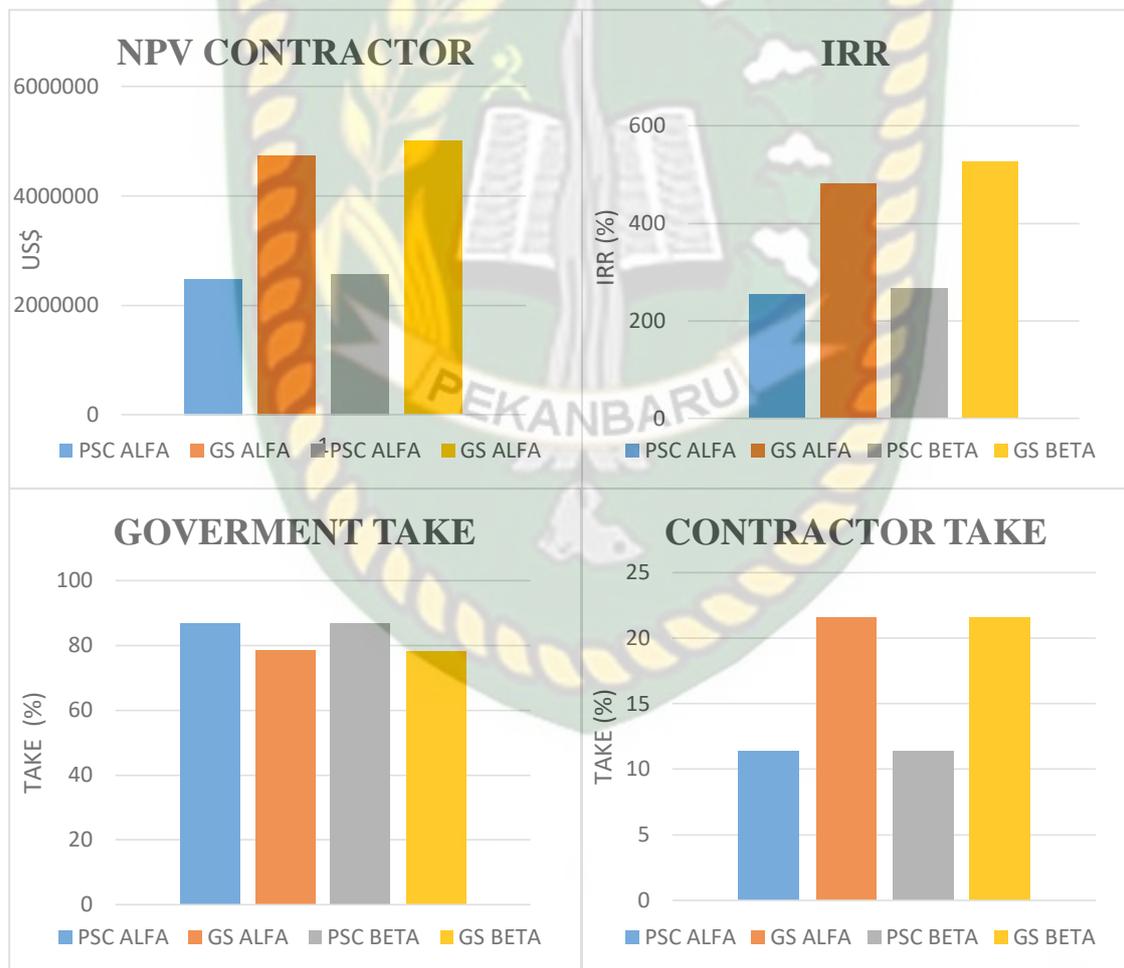
Dari tabel *cash flow* diatas dapat dihitung untuk nilai indikator keekonomian pada dua kontrak migas yakni seperti NPV, IRR, PI, POT, *Government Take* dan *Contractor Take*. Hasil tertera pada tabel 4.12 dan 4.13.

Tabel 4. 12 Hasil perbandingan dua indikator keekonomian pada sumur Alfa.

Indikator	Satuan	Sumur Alfa	
		<i>PSC Cost Recovery</i>	<i>PSC Gross Split</i>
NPV	US\$	2.447.340,06	4.745.286,13
IRR	%	256.35	482.01
PI		5.51	9.75
POT		0.351	0.197
<i>Gov. Take</i>	%	75.8	78.4
<i>Cont. Take</i>	%	11.4	21.6
<i>Cost Recovery</i>	%	12.85	

Tabel 4. 13 Hasil perbandingan dua indikator keekonomian pada sumur Beta.

Indikator	Satuan	Sumur Beta	
		PSC <i>Cost Recovery</i>	PSC <i>Gross Split</i>
NPV Cont.	US\$	2.573.225,31	5.005.787,81
IRR Cont.	%	267.57	527.63
PI		5.64	10.03
POT		0.295	0.165
<i>Gov. Take</i>	%	75.7	78.2
<i>Cont. Take</i>	%	11.4	21.8
<i>Cost Recovery</i>	%	12.88	

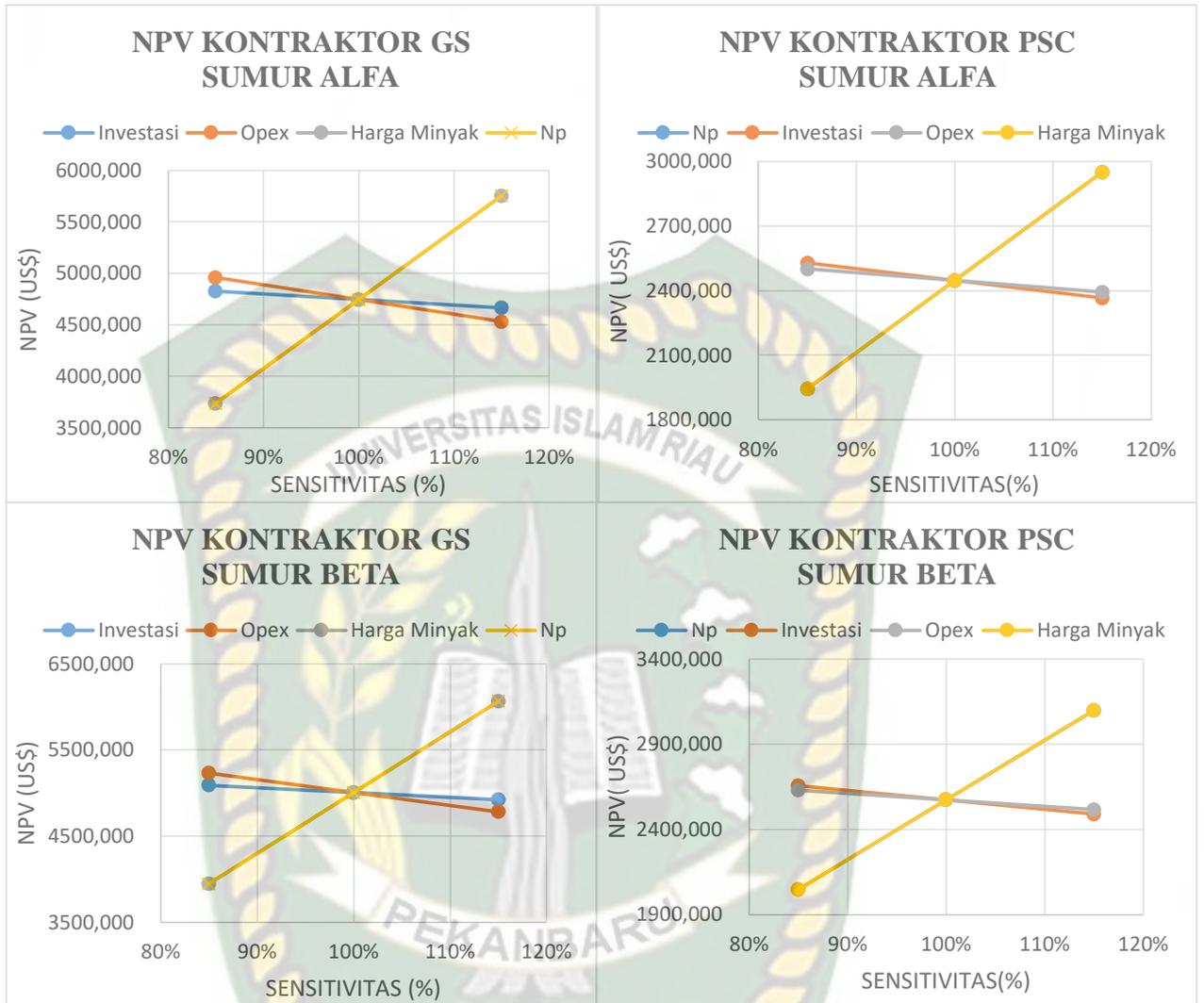


Gambar 4. 1 Hasil perhitungan dua sumur Alfa dan Beta.

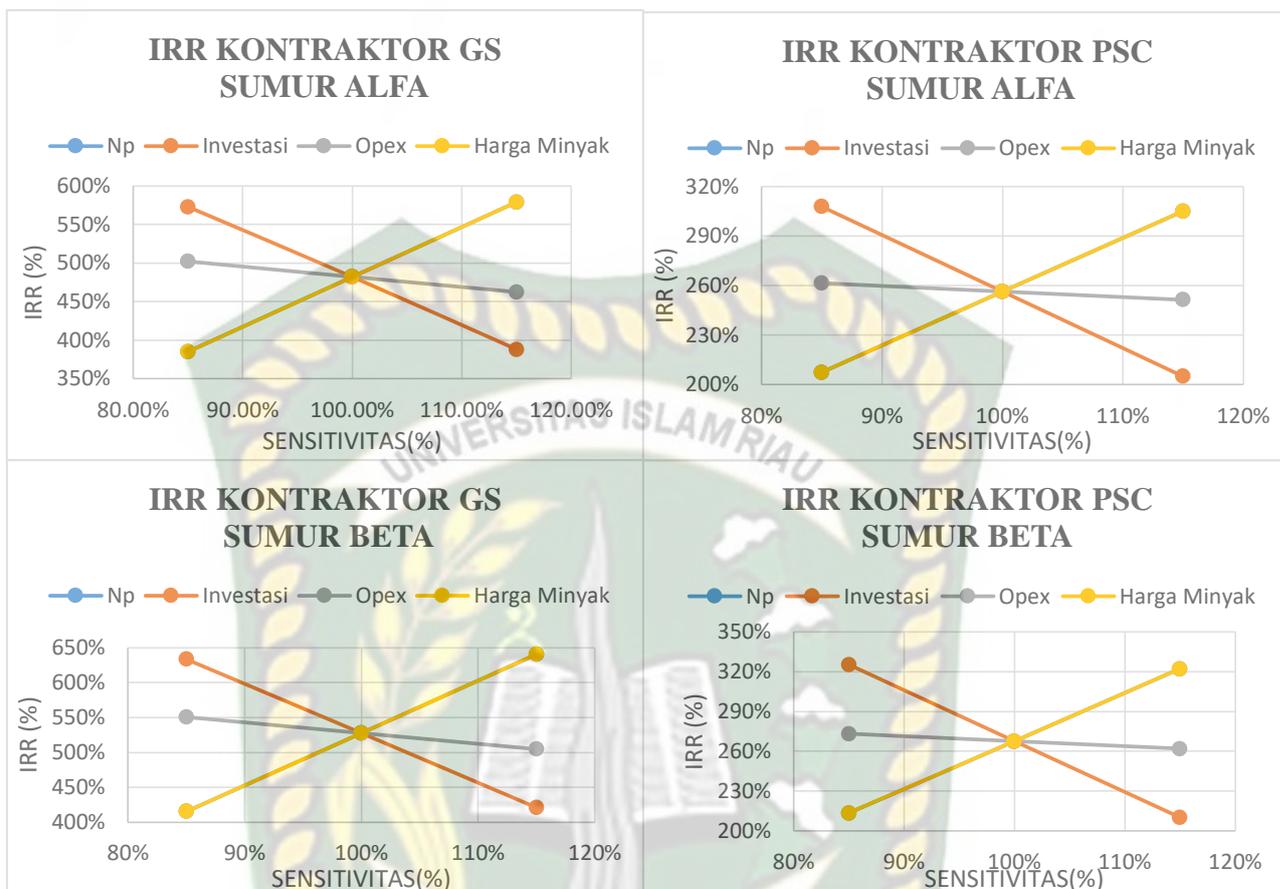
Dari gambar 4.1 dapat dilihat dari hasil perbandingan perhitungan antara dua sumur Alfa dan Beta dengan menggunakan dua skema kontrak migas yakni skema *PSC Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*, dengan harga minyak rata-rata sebesar 85.75 US\$ dapat disimpulkan bahwa skema kontrak *PSC Gross Split* lebih menguntungkan dan kontrak ini menjadi menarik untuk dapat memutuskan memilih skema kontrak yang digunakan bagi kontraktor dikarenakan nilai NPV kontraktor jauh lebih besar dibanding dengan *PSC Cost Recovery*.

4.3 ANALISIS SENSITIVITAS

Analisis ini dibuat untuk melihat parameter mana yang paling berpengaruh terhadap perubahan yang terjadi terhadap indikator keuntungan yang dihasilkan. Indikator keuntungan yang digunakan yakni: kumulatif produksi, investasi, *opex* dan harga minyak. Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan mengasumsikan penurunan maupun kenaikan yang terjadi sebesar 15%, untuk penurunan menggunakan asumsi 85% dan kenaikan sebesar 115%, berikut grafik analisis sensitivitas NPV, IRR dan titik kritis harga minyak.



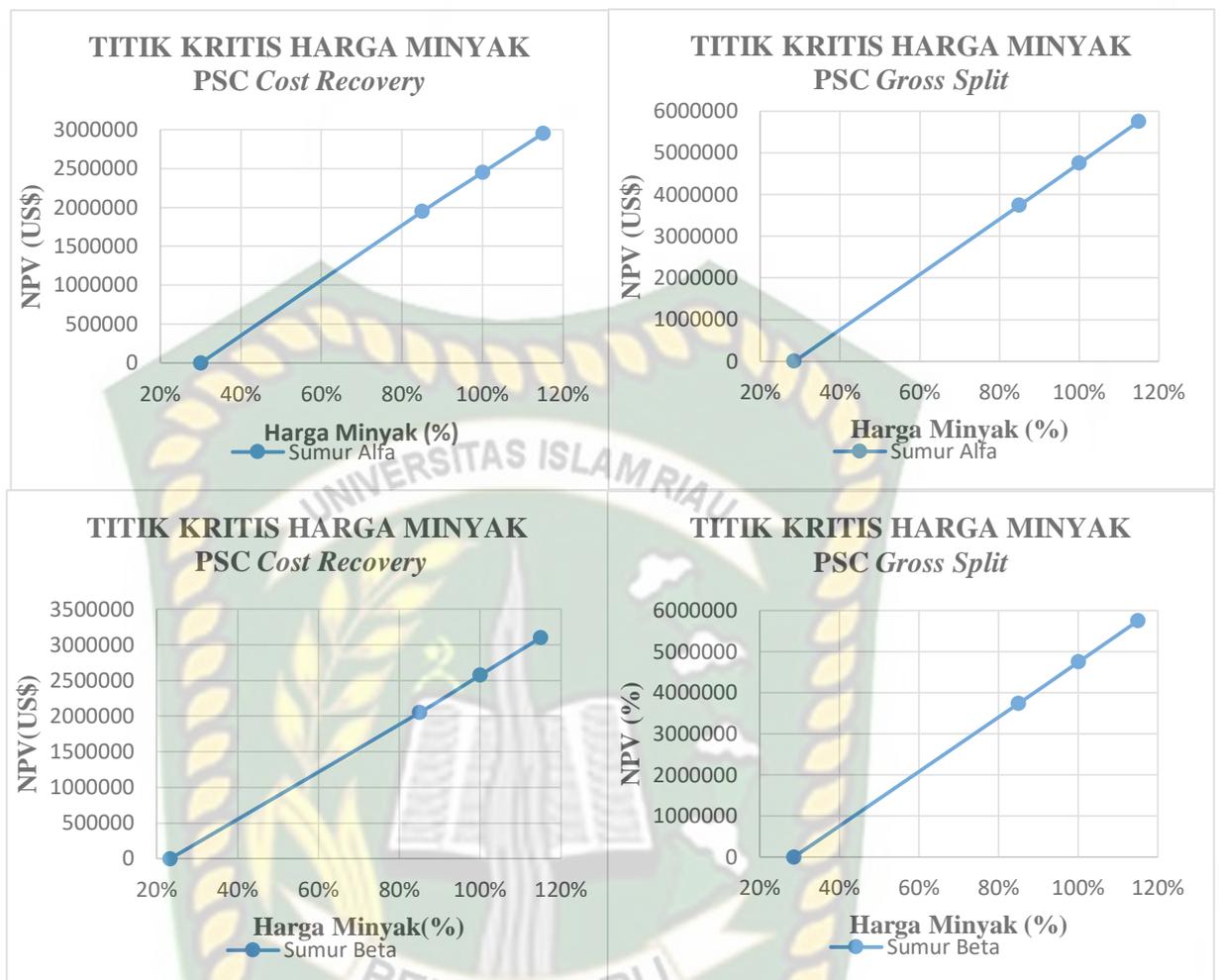
Gambar 4. 2 Hasil analisis sensitivitas NPV dua sumur Alfa dan Beta.



Gambar 4.3 Hasil analisis sensitivitas IRR dua sumur Alfa dan Beta

Berdasarkan gambar 4.2 dan 4.3 bahwa harga minyak dan kumulatif produksi mempunyai andil yang besar terhadap kesensitivitasan NPV dan IRR dalam semua grafik diatas, yang mana dapat dilihat dari grafik yang paling vertikal. Hal ini disebabkan karena harga minyak dan kumulatif produksi memegang peranan paling pertama dalam menghitung keekonomian sehingga ketika ini terjadi pengurangan atau penambahan sedikit saja, maka NPV dan IRR akan mengalami perubahan yang paling signifikan dibanding dengan parameter lainnya.

Kemudian untuk grafik yang tumpang tindih antara kumulatif produksi dengan harga minyak diakibatkan didalam proses perhitungan NPV dan IRR yang menekankan *gross revenue* (hasil kali antara harga minyak dan kumulatif produksi) sebagai operasi perhitungan awal, sehingga ketika harga minyak diubah sekian persen maka NPV yang didapat akan sama ketika kumulatif produksi diubah sekian persen juga, sehingga mengakibatkan nilai keduanya akan sama.



Gambar 4. 4 Titik kritis harga minyak sumur Alfa dan sumur Beta

Gambar 4.4 merupakan harga titik kritis harga minyak, yang mana pada titik harga tersebut nilai NPV dan IRR bernilai nol yang menandakan jika kurang dari harga titik kritis minyak proyek tersebut tidak layak untuk dilanjutkan dan begitupun untuk hasil sebaliknya. Pada sumur Alfa menggunakan skema PSC *Cost Recovery* titik kritis minyak sebesar 28.51US\$/bbl (30%) dan PSC *Gross Split* 27.11US\$/bbl (29%), untuk sumur Beta menggunakan skema PSC *Cost Recovery* titik kritis minyak sebesar 22US\$/bbl (23%) dan PSC *Gross Split* 27US\$/bbl (29%).

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari penelitian yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari perhitungan yang dilakukan didapatkan hasil untuk sumur Alfa menggunakan skema PSC *Cost Recovery* dengan NPV= 2.447.340,06 US\$, IRR= 256.35%, PI= 5.51 dan POT= 0.351 Tahun (4 bulan). Untuk sumur Alfa menggunakan PSC *Gross Split* mendapatkan hasil NPV= 4.745.286,13 US\$, IRR= 482.01%, PI= 9.75, POT= 0.197 Tahun (2.5 bulan).

Hasil sumur Beta menggunakan skema PSC *Cost Recovery*: NPV= 2.573.225,31 US\$, IRR= 267.57%, PI= 5.64, POT= 0.295 Tahun (3.5 bulan). Sumur Beta menggunakan skema PSC *Gross Split* mendapatkan hasil: NPV= 5.005.787,81 US\$, IRR= 527.63%, PI= 10.03, POT= 0.165 Tahun (2 bulan). Dari hasil yang didapat proyek ini dapat dikatakan layak untuk dikembangkan karena dari semua indikator keekonomian mencukupi syarat untuk dilanjutkan. Terlihat dari nilai NPV sumur Alfa dan Beta bernilai positif, nilai IRR yang lebih besar dari MARR, nilai POT yang kurang dari umur proyek dan nilai PI besar dari 1.

2. Dari empat parameter sensitivitas ekonomi yakni: kumulatif produksi, OPEX, investasi dan harga minyak, hasil menunjukkan bahwa harga minyak dan kumulatif produksi mempunyai andil yang besar terhadap kesensitivitasan NPV, IRR dan indikator keekonomian lainnya. Dapat dilihat dari hasil grafik yang paling vertical yakni kumulatif produksi dan harga minyak, hal ini disebabkan karena harga minyak dan kumulatif produksi memegang peranan paling pertama dalam menghitung keekonomian sehingga ketika ini terjadi pengurangan atau penambahan sedikit saja, maka NPV, IRR dan indikator ekonomi lainnya akan mengalami perubahan yang paling signifikan dibanding dengan parameter lainnya.
3. Dari kedua skema yang digunakan pada sumur Alfa dan Beta serta melihat hasil indikator ekonomi, skema PSC *Gross Split* mendapatkan hasil yang

jauh lebih menguntungkan dan menarik bagi kontraktor dibandingkan dengan skema *PSC Cost Recovery*.

5.2 SARAN

1. Untuk peneliti selanjutnya dapat melakukan perbandingan antara sistem kontrak konsesi dengan *PSC Gross split* dan kontrak *PSC Cost recovery*.



DAFTAR PUSTAKA

- Amir, M. F., Poerwanto, T. W., Pribadi, R., Aswandi, A., & Baidjuri, A. F. (2017). National Maintenance Management Of Indonesian Upstream Oil And Gas Production Facilities. *Society Of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition And Conference 2017, 2017-Janua*.
- Anisa, M., Sudibjo, R., & Dasar, T. (2015). *Analisis Perencanaan Pengasaman Sumur Pada Sumur Jrr-2 Dan Jrr-4 Dilapangan Y*. 276–284.
- Ariyon, M. (N.D.). *Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor*. 4, 9–19.
- Ariyon, M., Dewi, E. K., & Energi, K. (2018). *Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract*. 23–29.
- Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020). Economic Feasibility Study Of Onshore Exploration Oil Field Development Using Gross Split Contract. *IOP Conference Series: Materials Science And Engineering*, 847(1), 6–12.
- Chang, J., Canada, D., Innovates, A., Futures, T., Ivory, J., Forshner, K., ... Futures, T. (2013). *SPE 165476 Impact Of Solvent Loss During Solvent Injection Processes*.
- Dautzenberg, B., Wilde, N. J., Strauss, E., Tulsy, D. S., Beatrix, W., Gods, D., Timmann, D. (2015). *Journal Of Chemical Information And Modeling*, 53(1), 1–13.
- Echendu, J. C., Onwuka, E. I., & Lledare, O. (2014). Spreadsheet Modeling And Simulation Analysis Of Production Sharing Contract Terms And Instruments In Nigeria. *38th Nigeria Annual International Conference And Exhibition, NAICE 2014 - Africa's Energy Corridor: Opportunities For Oil And Gas Value Maximization Through Integration And Global Approach, 1*, 495–508.
- Furqan, M. B., & Ridaliani, O. (2015). *Evaluasi Keberhasilan Matrix Acidizing Dan Well Washing*. 571–581.

- Geomine, J., Umar, E. P., Pradana, E. R., Husain, J. R., & Nurwaskito, A. (2017). *Perbandingan Hasil Produksi Berdasarkan Pengaruh Workover Terhadap Hasil Produksi Sumur Walio 212 Pt . Petrogas (Basin) Ltd , Kabupaten Sorong ,. 5(3), 120–123.*
- Gupta, S., Gittins, S., Canas, C., & Energy, C. (2012). *Methodology For Estimating Recovered Solvent In Solvent-Aided Process.* (October 2010), 19–21.
- Gz, D. A. N., Sistem, D., Dan, P. S. C., & Split, G. (2017). *Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan.* 273–278.
- 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.
- Junedi, K., Pertamina, P. T., Energi, H., North, O., & Java, W. (2018). *SPE-193963-MS Seeking The Proper Decommissioning Method In Gross Split Era.* (December), 3–4.
- Kurniawan, T. S., & Jaenudin, J. (2017). *SPE-186378-MS Proposed Modification Of Abandonment And Site Restoration Mechanism In Gross Split PSC For Marginal Field In Indonesia.* (December), 1–9.
- Mansour, H., Ahmad, M. M., & Technology, I. (2013). *Evaluation Of Operational Performance Of Workover Rigs Activities In Oilfields International Journal Of Productivity And Performance Management Article Information :* (January). <https://doi.org/10.1108/17410401311295740>
- Musnal, A. (N.D.). *Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X.* 1–7.
- Nandasari, P., & Priadythama, I. (2015). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi : Studi Kasus Abc Oil.*
- Nugroho, W. A., Hulu, P., Onwj, E., Panaiputra, H. G., & Kusuma, D. N. (2019). *SPE-196438-MS Optimizing Operating Cost Through Production*

Management And Techno-Economic Approach In Mature Field And Gross-Split Scheme.

Pengembangan, P., Cbm, L., Cekungan, Z. D. I., & Fiqri, A. (2015). *No Title.* 539–547.

Permen No. 52 Th 2017.Pdf. (N.D.).

Pramadika, H., Trisakti, U., Trisakti, U., & Split, V. (2018). *Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel.* VII(3), 113–117.

Rachmat, P. S. (2016). *Forum Guru Besar Institut Teknologi Bandung Orasi Ilmiah Guru Besar Institut Teknologi Bandung Profesor Sudjati Rachmat Kontribusi Stimulasi Dalam Peningkatan Produktivitas Sumur-Sumur Migas Nasional.* (April).

Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer Pada Reservoir Berlapas Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal Of Earth Energy Engineering*, 1(1), 22. <https://doi.org/10.22549/Jeee.V1i1.926>

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

Spoerker, H. F., Doschek, M., & Omv, E. (2005). *SPE / IADC 91892 Performance Drilling Onshore Iran - Introducing New Concepts To A Mature Area.*

Vol, J., & Fitrianti, N. (N.D.). *Issn 2540 - 9352.* 6(1), 44–48.