

**EVALUASI KEEKONOMIAN PENANGGULANGAN
PRODUKSI AIR DENGAN RPM(*RELATIVE
PERMABILITY MODIFIER*) *TREATMENT*
BERDASARKAN KONTRAK GROSS SPLIT PADA
SUMUR “RE” LAPANGAN “DN”**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

RIFKY DWIKA NANDA

133210382

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Rifky Dwika Nanda
NPM : 133210382
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Evaluasi Keekonomian Penanggulangan Produksi Air Dengan RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment Berdasarkan Kontrak Gross Split Pada Sumur RE Lapangan DN.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : M. Ariyon, S.T., M.T. (.....)
Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T. (.....)
Penguji II : Novrianti, S.T., M.T. (.....)
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 27 November 2020

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


APPROVED

NOVIA RITA, ST., MT

PEMBIMBING



M. ARIYON, S.T., M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, 20 Desember 2020



Rifky Dwika Nanda

133210382

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 serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Muhammad Ariyon , ST. MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua atas dukungan serta kasih sayang selama penyelesaian tugas akhir ini.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Sabahat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini

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

Pekanbaru, 20 Desember 2020

Rifky Dwika Nanda

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR.....	v
DAFTAR TABEL.....	vi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4 BATASAN MASALAH.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA 3	
2.1 PENENTUAN CADANGAN.....	3
2.2 RPM (<i>RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER</i>) <i>TREATMENT</i>	3
2.3 MEKANISME RPM (<i>RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER</i>).....	4
2.4 TREATMENT DESIGN.....	5
2.5 GROSS SPLIT.....	5
2.6 PERBEDAAN ANTARA KONTRAK PSC DAN GROSS SPLIT.....	8
2.7 KONTRAK BAGI HASIL GROSS SPLIT.....	8
2.8 KEEKONOMIAN MIGAS.....	10
2.9 INVESTASI.....	11
2.10 GROSS REVENUE.....	12
2.11 ESCALATION FACTOR.....	12
2.12 DEPRESIASI.....	12
2.13 NON CAPITAL COST.....	13
2.14 OPERATING COST.....	13
2.15 RECOVERED COST.....	14
2.16 UNRECOVERED COST.....	14
2.17 TAXABLE INCOME.....	15
2.18 PAJAK.....	15
2.19 CONTRACTOR SHARE.....	15

2.20	NET CASH FLOW.....	15
2.21	GOVERNMENT SHARE.....	15
2.22	GOVERNMENT TAKE AND CONTRACTOR TAKE.....	16
2.23	INDIKATOR KEEKONOMIAN.....	16
2.24	NET PRESENT VALUE (<i>NVP</i>).....	16
2.25	INTERNAL RATE OF RETURN (<i>IRR</i>).....	17
2.26	PAY OUT TIME (<i>POT</i>).....	17
BAB III METODOLOGI PENELITIAN 19		
3.1	LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN.....	19
3.2	DIAGRAM ALIR PENELITIAN.....	20
BAB IV PEMBAHASAN DAN KESIMPULAN.....21		
4.1	PENENTUAN JUMLAH CADANGAN DAN <i>REMAINING</i> <i>RESERVE</i> SUMUR "RE".....	21
4.2	IDENTIFIKASI WATER CONING.....	22
4.3	EVALUASI KEBERHASILAN RPM <i>TREATMENT</i>	25
4.4	PERHITUNGAN KEEKONOMIAN.....	27
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....32		
DAFTAR PUSTAKA.....33		

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR 2.3 Mekanisme relative permeability modifier treatment.....	4
GAMBAR 2.5 Manajemen psc dengan Gross Split.....	7
GAMBAR 2.26 Kurva Cumulated Net Cash Flow terhadap.....	18
GAMBAR 3.1 <i>Diagram Penelitian</i>	20
GAMBAR 4.1. <i>Water cut performance</i> sumur "RE".....	22
GAMBAR 4.2 Plot WOR dan WOR' (derivatif) untuk Sumur "RE"	23
GAMBAR 4.4 Hasil Produksi Sebelum dan Sesudah <i>Treatment</i>	26
GAMBAR 4.5 <i>Water cut performance</i> sebelum dan sesudah RPM <i>Treatment</i> ...27	
GAMBAR 4.6 Grafik <i>pay out time</i>	30.

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian Tugas Akhir.....	19
Tabel 4.1 Hasil Produksi Sebelum dan Sesudah RPM <i>Treatment</i> Sumur "RE"....	25
Tabel 4.2 Keekonomian Sumur "RE".....	29
Tabel 4.3 <i>Contractor Cash Flow</i> Sesudah RPM <i>Treatment</i>	30



DAFTAR SINGKATAN

RPM = *RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER*

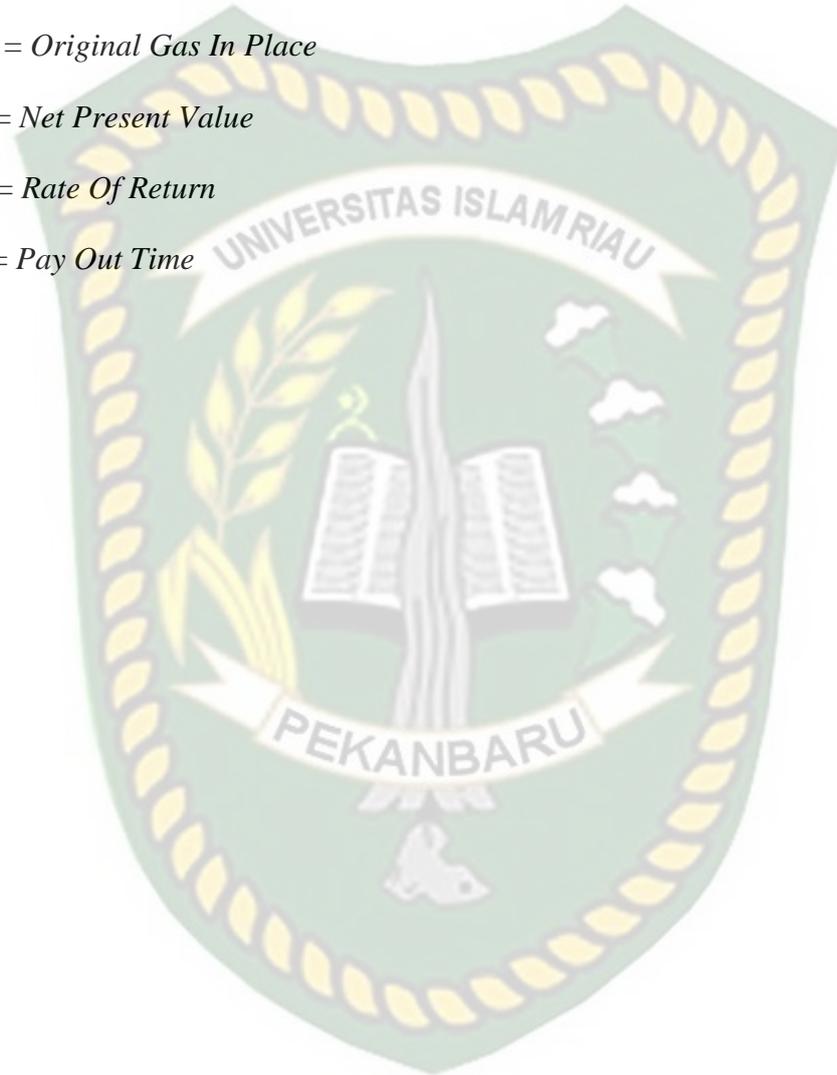
OOIP = *Original Oil In Place*

OGIP = *Original Gas In Place*

NPV = *Net Present Value*

ROR = *Rate Of Return*

POT = *Pay Out Time*



Dokumen ini adalah Arsip Miilik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

EVALUASI KEEKONOMIAN PENANGGULANGAN PRODUKSI AIR DENGAN RPM (*RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER*) TREATMENT DENGAN SISTEM GROSS SPLIT PADA SUMUR "RE" LAPANGAN "DN"

RIFKY DWIKA NANDA
133210382

ABSTRAK

Sumur "RE" pada lapangan "DN" merupakan suatu sumur minyak yang berproduksi pada bulan juni 2004 dengan nilai *water cut* mula-mula sebesar 15% seiring berjalannya waktu terjadi peningkatan yang cukup tinggi pada nilai *water cut* mencapai 97% yang berarti menyebabkan produksi air meningkat dan produksi minyak menurun dari 387 BOPD menjadi 11 BOPD.

Penanganan yang tepat dalam mengatasi terproduksi air secara berlebihan salah satunya dengan menggunakan metode yang dapat secara selektif menahan produksi air tanpa menahan produksi hidrokarbon dengan RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment. RPM (*Relative Permeability Modifier*) adalah sejenis polimer dengan berat molekul yang tinggi sebagai molekul utama dari RPM. RPM dapat dilakukan tanpa mengisolasi zona lapisan sehingga dapat diinjeksikan secara bullhead kedalam semua zona lapisan untuk mengurangi permeabilitas air..

Penelitian tugas akhir ini dilihat dari peningkatan laju produksi minyak dan penurunan *water cut*. Sumur yang dipilih adalah sumur "RE" lapangan "DN" yang memiliki nilai *water cut* yang semakin meningkat dan produksi minyak yang menurun. Kemudian menghitung keekonomian dengan menggunakan metode *gross split* untuk menghitung tingkat kelayakan project RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment.

Kata Kunci : RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment, Water Coning, Gross split

**EVALUATION OF WATER PRODUCTION CONTROL WITH RPM
(RELATIVE PERMEABILITY MODIFIERS) TREATMENT AND THE
ECONOMY IN THE WELL "RE" FIELD "DN"**

RIFKY DWIKA NANDA

133210382

ABSTRACT

The well "M" in the field "N" is an oil well producing in June 2004 with a starting water cut from 15% and along with time increases happened of water cut value become 97% its means water production become increasing and oil production decreases from 387 BOPD to 11 BOPD.

RPM Treatment is used to overcome the problem of excessive water production. Prior to the RPM Treatment must be calculated first remaining reserves, identify production problems and determine the critical flow rate in order to know the problem of production. Evaluate the success of RPM Treatment by looking at the production and water cut after the RPM Treatment. Economic calculation of RPM treatment works also become part of the evaluation aspect in order to obtain a comprehensive evaluation result both from technical aspect and economic aspect.

Based on the calculation of cumulative production and remaining reserve obtained reserves well "M" is still large. Identification by K.S Chan method that the well "M" experienced water coning and identification with the Craft & Hawkins method obtained the actual flow rate of oil greater than the critical flow rate, so that the main problem of well "M" is water production. Then from the evaluation before and after the treatment is done, the effect of RPM Treatment on production at well "M" can decrease the water cut from 97% to 77% and the oil increase from 11 BOPD to 88 BOPD. While the calculation of economics after the work of RPM Treatment generate revenue of 354,310 US\$ with NPV 29,376 US\$, ROR 67%, POT for 0.91 years and DPIR 1.1.

Keywords : *RPM (Relative Permeability Modifier) Treatment, Water Coning, Production Sharing Contract*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Industri Migas, industri yang memiliki peran penting dalam pembangunan ekonomi nasional serta memiliki resiko bisnis yang sangat tinggi (high risk) (Ariyon,M. 2013). Sedangkan pada modal untuk dalam berbisnis melibatkan uang atau modal yang besar sehingga ada parameter keekonomiannya untuk menemukan investasi yang diperlukan dan mengukur keuntungan yang ditargetkan atau yang mungkin dapat diperoleh.

Suatu sumur akan mengalami produksi minyak yang rendah dibawah laju produksi optimum sebenarnya, hal ini salah satunya menyebabkan adanya penerobosan air kedalam lubang sumur dan menutup jalan minyak untuk mengalir sehingga produksi minyak akan menurun seiring dengan naiknya produksi air.

Salah satu faktor yang menyebabkan menurunnya laju produksi minyak dari suatu sumur adalah *water coning*. *Water coning* adalah suatu keadaan di sekitar lubang sumur di mana batas minyak dan air naik membentuk kerucut mencapai titik perforasi terbawah, yang akan menyebabkan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air menjadi lebih cepat. (Ahmed, 2001)

Berbagai aplikasi untuk menghindari ataupun sekedar untuk memperlambat terjadinya *water coning* antara lain menggunakan sumur produksi air untuk menjaga kecepatan kenaikan permukaan air dan perhitungan panjang selang perforasi serta laju produksi air yang optimum, kemudian dengan memproduksi air *aquifer*. Namun kesemuanya tetap akan sampai pada kondisi dimana *water breakthrough* dari *aquifer* akan sampai di lubang sumur dan menyebabkan produksi air di permukaan. (Subenarto & Ariadji, 2006)

Penanganan yang tepat dalam mengatasi terproduksi air secara berlebihan yaitu dengan menggunakan metode yang dapat secara selektif menahan produksi air tanpa menahan produksi hidrokarbon dengan RPM (*Relative Permeability*

Modifier) Treatment. RPM adalah sejenis polimer dengan berat molekul yang tinggi sebagai molekul utama dari RPM. RPM dapat dilakukan tanpa mengisolasi zona lapisan sehingga dapat diinjeksikan secara bullhead kedalam semua zona lapisan untuk mengurangi permeabilitas air.

Penelitian tugas akhir ini dilihat dari peningkatkan laju produksi minyak dan penurunan *water cut*. Sumur yang dipilih adalah sumur "RE" lapangan "DN" yang memiliki nilai *water cut* yang semakin meningkat dan produksi minyak yang menurun. Kemudian menghitung keekonomian dengan menggunakan metode *gross split* untuk menghitung tingkat kelayakan proyek RPM (*Relative Permeability Modifier) Treatment*.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian pada Tugas Akhir ini adalah :

- A. Menentukan produksi kumulatif dan *remaining reserve* sumur "RE" lapangan "DN" sebelum melakukan RPM (*Relative Permeability Modifier) Treatment*.
- B. Menganalisis permasalahan produksi air secara berlebihan menggunakan *diagnostic plot* K.S. Chan dan laju alir kritis metode Craft & Hawkins. Metode *diagnostic plot* K.S. Chan.
- C. Mengevaluasi tingkat keberhasilan RPM (*Relative Permeability Modifier) Treatment* dalam penanggulangan produksi air pada sumur "RE" lapangan "DN" berdasarkan nilai produktifitas sumur dan *water cut performance*.
- D. Menghitung keekonomian pekerjaan RPM (*Relative Permeability Modifier) Treatment*.

1.3 Manfaat Penelitian

1. Meningkatkan pemahaman metode perhitungan cadangan, metode perhitungan & penentuan permasalahan produksi, metode RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment.
2. Penulis lebih mengetahui dan mengerti lagi dalam penerapan ilmu keekonomian dalam proses penelitian ini berlangsung.
3. Untuk meningkatkan pengetahuan dalam mengenai keekonomian produksi minyak dengan Gross Split.

1.4. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Menggunakan satu sumur produksi "RE" pada lapangan "DN".
2. Analisis permasalahan produksi air secara berlebihan dengan metode K.S. Chan dan metode Craft & Hawkins.
3. Evaluasi efek penggunaan RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment terhadap peningkatan produksi minyak dan *water cut performance*.
4. Analisis keekonomian kontrak *Gross Split* pekerjaan RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment pada sumur "RE" berdasarkan parameter keekonomian (NPV, ROR, POT, dan *Cash Flow*).

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

ظَهَرَ الْفَسَادُ فِي الْبَرِّ وَالْبَحْرِ بِمَا كَسَبَتْ أَيْدِي النَّاسِ لِيُذِيقَهُمْ بَعْضَ الَّذِي عَمِلُوا لَعَلَّهُمْ يَرْجِعُونَ

Artinya: “Telah nampak kerusakan di darat dan di laut disebabkan karena perbuatan tangan manusia, supaya Allah merasakan kepada mereka sebahagian dari (akibat) perbuatan mereka, agar mereka kembali (ke jalan yang benar)”. (QS Ar-Rum 41).

2.1. Penentuan Cadangan

Cadangan dapat didefinisikan sebagai perkiraan jumlah minyak mentah, gas alam, gas kondensat, fasa cair yang diperoleh dari gas alam, dan material lainnya (misalnya sulfur), yang dianggap bernilai komersial untuk diambil dari akumulasi di dalam reservoir menggunakan teknologi yang ada pada suatu saat dalam keadaan ekonomi dan dengan peraturan pemerintah yang berlaku pada saat yang sama. (Permadi, 2004)

Salah satu metode yang dapat digunakan untuk menghitung cadangan minyak (OOIP) dan cadangan gas (OGIP) dengan menggunakan persamaan volumetrik. Metode ini digunakan jika terdapat data geologi, data log, dan data core dengan persamaan sebagai berikut (Permadi, 2004):

1. *Original Oil In Place* (OOIP), jumlah total minyak mula-mula yang terdapat didalam suatu reservoir sebelum reservoir tersebut diproduksi dengan persamaan:

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (1-S_w)}{B_o} \text{ STB} \dots \dots \dots (1)$$

2. *Original Gas In Place* (OGIP), jumlah total gas mula-mula yang terdapat didalam suatu reservoir sebelum reservoir tersebut diproduksi dengan persamaan:

$$OGIP = \frac{43560 \times A \times H \times \phi \times (1-S_w)}{B_g} \text{ SCF} \dots \dots \dots (2)$$

2.2. RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment

Untuk mengatasi masalah peningkatan produksi air yang tinggi dapat dilakukan dengan menggunakan salah satu metode dari *water conformance* yaitu *relative permeability modifier treatment*. *Treatment* ini dilakukan dengan menginjeksikan *chemical* berjenis *relative permeability modifier* dan beberapa *chemical* lain bersamaan dengan air menuju ke lubang formasi reservoir (Darlymple & Jaripatke, 2009) :

Fungsi *relative permeability modifier* diantaranya sebagai berikut :

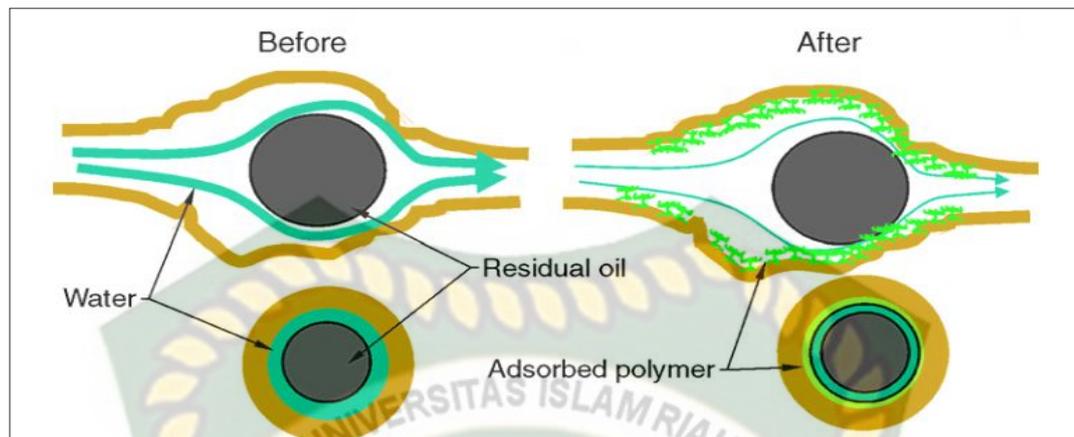
- a. Mengurangi produksi air berlebih
- b. Mengurangi biaya dari air yang terproduksi
- c. Meningkatkan umur produksi sumur (*forcase*)

Syarat sumur yang ideal untuk *treatment RPM*

- a. Permeabilitas besar dari 1000 mD dan kecil dari 6000 mD
- b. Temperatur sumur hingga 230°F
- c. Disarankan pada sumur dengan permasalahan *water coning*
- d. Produksi minyak menurun dan produksi *water cut* meningkat secara signifikan
- e. Sumur harus memiliki instalasi yang baik, bond semen yang baik

2.3. Mekanisme RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment

Prinsip kerja *treatment* ini ialah dengan menginjeksikan *chemical relative permeability modifier* dan beberapa *additive* ke dalam *reservoir*, RPM merupakan polimer utama (*single-polymer*) yang digunakan dan berfungsi untuk mengurangi laju alir air atas laju alir minyak, dapat dilihat pada gambar (Darlymple & Jaripatke, 2009) :



Gambar 2.5 Mekanisme *relative permeability modifier treatment*
(Darlymple & Jaripatke, 2009)

Pada mulanya disumur yang memiliki masalah produksi air akibat laju alir air yang tinggi sehingga menahan laju alir minyak, sifat air yang lebih berat dari minyak akan mengalir melewati minyak dari sisi pori-pori batuan, kemudian setelah *chemical* di injeksikan, polimer akan mengisi rongga pori batuan dan mulai bekerja, karena fungsinya yang mengurangi laju alir air namun tetap melewati minyak, sehingga laju alir air akan berkurang. (Darlymple & Jaripatke, 2009)

2.4. *Treatment Design*

Jumlah fluida *treatment* ditentukan dengan menghitung volume cairan yang diperlukan dihitung dari sumur bor. Radial penetrasi ini harus terjadi pada ketinggian *treatment* yang diinginkan. Persamaan untuk perhitungan ini ditunjukkan di bawah ini (Pietrak, Stanley, Weber, & Fontenot, 2005) :

$$\text{Treatment Volume (gal)} = 7,4805 \cdot \phi \cdot \pi \cdot H (R^2 - R_w^2) \dots \dots \dots (4)$$

R = Jari-jari *treatment* yang diinginkan (ft) (jari-jari penetrasi + jari-jari lubang bor)

R_w = Jari-jari lubang bor (ft)

H = Interval Perforasi (ft)

ϕ = Porositas (%)

π = 3.14159

2.5. Gross Split

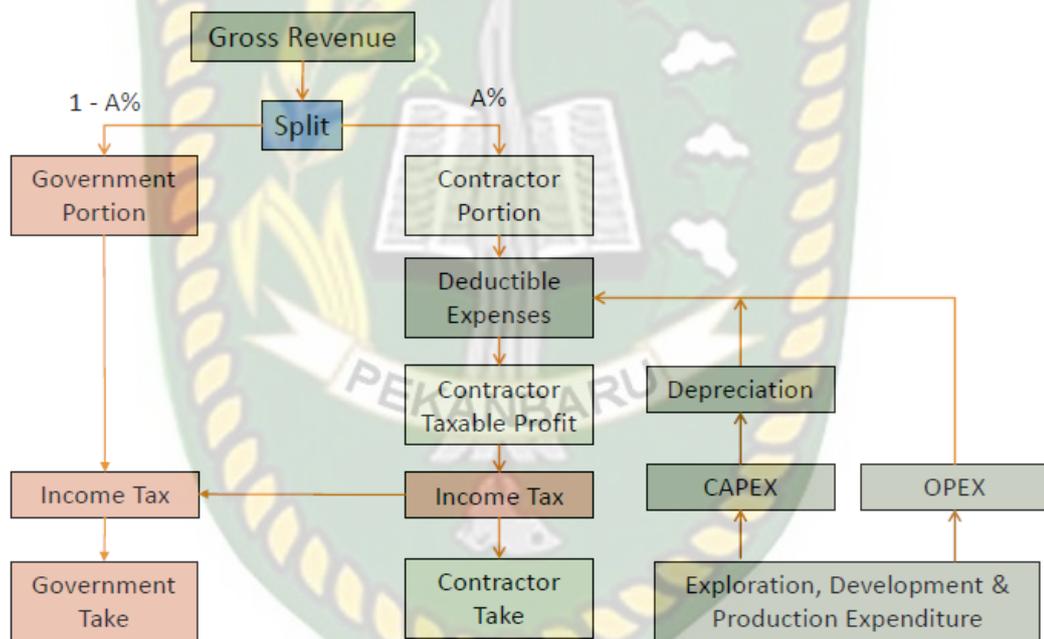
Kehadiran Skema Gross Split salah satu tujuannya untuk menghilangkan perdebatan terkait *Cost recovery*. Cara yang digunakan adalah dengan menghilangkan unsure *cost recovery* dalam pola pembagian hasil migas .sebab *cost recovery* sering dicurigai sebagai pangkal persoalan, bahkan dituduh menjadi sarana untuk menyalahgunakan dana operasi migas. Sebagian lain memandang *cost recovery* seperti “dosa”. Konsep *Gross Split* yang menghapus *cost recovery* berarti menghilangkan tanggung jawab pemerintah dan SKK Migas untuk mengganti sebagian biaya operasi perminyakan yang biasanya ditanggung secara proporsional sesuai skema *cost recovery*. Dengan hilangnya *cost recovery* maka terhapus kewajiban SKK Migas untuk melakukan pengendalian dan pengawasan *cost recovery*.

Sesuai dengan tujuan, pelaksanaan Skema *Gross Split* mampu menghilangkan dispute *cost recovery* yang sering muncul antara pemerintah dan Kontrak Kerja Sama (KKS) termasuk dengan Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) sebagai auditor pemerintah. Pemberlakuan Skema Gross Split juga memberikan keuntungan untuk menepis penilaian publik terhadap *cost recovery* yang sering kali “miring”. Dengan memberlakukan *PSC Gross Split*, pemerintah dan kontraktor KKS tidak perlu lagi disibukkan untuk memberikan penjelasan tentang kenaikan *cost recovery* atau kemungkinan terjadinya penyimpangan . (pudyantoro, 2019)

Menurut Direktur Eksekutif Center for Indonesia Taxation Analysis (CITA) Yustinus Prastowo, sebenarnya tidak ada masalah antara skema *cost recovery* dan skema gross split. Skema *cost recovery* identik dengan adanya jaminan dari pemerintah kepada investor atas pergantian biaya operasi. Skema kontrak minim lebih cocok untuk Negara dengan ketidak pastian yang tinggi serta atmosfer investasi yang baik. Dengan perhitungan *split* di depan, investor tidak akan tertarik apabila pemerintahan mengambil bagian terlalu besar.

Perhitungan *gross split* akan berbeda-beda setiap wilayah kerja. Perhitungan yang pasti, terdapat pada persentase *base split*. Untuk *base split* minyak , sebesar 57% diatur menjadi bagian Negara dan 43% menjadi bagian kontraktor. Sementara untuk gas bumi, bagian Negara sebesar 52% dan bagian

kontraktor sebesar 48%. Disamping presentase *base split*, baik Negara dan Kontraktor dimungkinkan mendapatkan bagian lebih besar dengan penambahan perhitungan dari 10 Komponen Variabel dan 2 Komponen Progresif lainnya. Hal ini membuat skema Gross Split menarik bagi para investor untuk mengelola wilayah kerja migas, termasuk wilayah kerja non-konvensional yang memiliki tantangan lebih besar.



Gambar 2.8.2.. Manajemen PSC dengan gross split [8]

PSC gross split tidak memiliki mekanisme pemulihan biaya, oleh karena itu pendapatan kontraktor PSC semata-mata berasal dari sumber produksi bruto (dan juga harus membayar pajak pendapatan kepada pemerintah sehubungan dengan pendapatan ini). Pendapatan pemerintah akan terdiri dari bagian produksi kotor pemerintah, bonus, pajak penghasilan kontraktor PSC dan pajak tidak langsung yang dibayarkan oleh Kontraktor PSC. Pemisahan basis awal setiap pemisahan PSC akan memiliki persentase pemisahan basis awal untuk setiap

bidang area kontrak, yang kemudian disesuaikan dengan faktor-faktor lapangan spesifik yang tercantum dalam Peraturan. Menurut UU No. 52 tahun 2017, divisi dasar untuk Kontraktor KKS adalah 43% untuk minyak dan 48% untuk gas. Faktor-faktor yang mengubah pemisahan dasar awal adalah karena skema baru ini mengarah ke kontraktor PSC yang menanggung risiko lebih besar. Peraturan tersebut memberikan insentif tertentu yang menawarkan peningkatan produksi berdasarkan peraturan yang digambarkan sebagai faktor variabel dan progresif. Indikator kelayakan proyek dapat digunakan secara kuantitatif sebagai panduan atau alat evaluasi dalam membuat keputusan tentang kelayakan proyek. Indikator kelayakan proyek adalah: NPV dan IRR. Kemudian, analisis sensitivitas adalah cara untuk melihat pengaruh perubahan parameter pada indikator ekonomi. Parameter yang digunakan untuk analisis sensitivitas meliputi: produksi, harga, investasi, dan biaya operasi. (Ariyon, M. 2018)

2.6. Perbedaan antara kontrak PSC dan *Gross Split*:

Kurniawan, Temmy Surya dan Jemmy Jainudin (2017) Berbeda dengan PSC *cost recovery, split* antara Pemerintah dengan kontraktor pada PSC *gross split* ditetapkan diawal. Dari *gross revenue* langsung di-*split* antara Pemerintah dengan kontraktor dengan *split* dasar atau *base split* yaitu 57%:43% untuk minyak bumi, dan 52% : 48% untuk gas bumi. *Split* tersebut dengan catatan bahwa biaya operasi sepenuhnya menjadi tanggung jawab kontraktor. Sehingga, tidak ada lagi *cost recovery*. *Split* tersebut belum mempertimbangkan adanya tambahan pajak untuk Pemerintah.

2.7. Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*

(Permen ESDM Nomor 08 Tahun 2017), Kontrak bagi hasil *Gross Split* adalah suatu kontrak bagi hasil dalam kegiatan usaha hulu migas berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi.

PSC *gross split* berlaku untuk Wilayah Kerja baru dan Wilayah Kerja yang berakhir jangka waktu kontraknya namun tidak diperpanjang. Untuk Wilayah Kerja Migas yang diperpanjang kontraknya dapat memilih apakah tetap

menggunakan kontrak sebelumnya (*PSC cost recovery*) atau menggunakan *PSC gross split*.

Menurut Permen ESDM No 08 Tahun 2017, Pasal 2 Ayat 1 menyatakan bahwasannya Menteri menetapkan bentuk dan ketentuan – ketentuan pokok Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*. Pasal 2 Ayat 2 menyatakan bahwasannya Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* sebagaimana dimaksud ayat (1) paling sedikit memuat persyaratan :

- a. Kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan
- b. Pengendalian manajemen operasi berada pada SKK Migas
- c. Modal dan resiko seluruhnya ditanggung Kontraktor.

Pasal 3, menyatakan bahwasanya Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* wajib memuat paling sedikit ketentuan – ketentuan :

- a. Penerimaan Negara
- b. Wilayah Kerja dan pengembaliannya
- c. Kewajiban pengeluaran dana
- d. Perpindahan kepemilikan hasil produksi atas minyak dan Gas Bumi
- e. Jangka waktu dan kondisi perpanjangan kontrak
- f. Penyelesaian perselisihan
- g. Kewajiban pemasokan minyak bumi dan/atau gas bumi untuk kebutuhan untuk kebutuhan dalam negeri
- h. Berakhirnya kontrak
- i. Kewajiban pasca operasi pertambangan
- j. Keselamatan dan kesehatan kerja
- k. Pengelolaan lingkungan hidup
- l. Pengalihan hak dan kewajiban
- m. Pelaporan yang diperlukan
- n. Rencana pengembangan lapangan
- o. Pengutamaan penggunaan tenaga kerja Indonesia
- p. Pengutamaan pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri, dan

- q. Pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak – hak masyarakat adat.

Pasal 4 menyatakan bahwasanya, Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) menggunakan mekanisme bagi hasil awal (*base split*) yang dapat disesuaikan berdasarkan komponen variable dan komponen progresif.

Menurut Permen ESDM No 08 Tahun 2017, Pasal 5 Ayat (1) bahwasanya dalam pelaksanaa Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* sebagaimana dimaksud dalam Pasal 4, ditetapkan besaran bagi hasil awal (*base split*) yaitu :

- a. Untuk Minyak Bumi sebesar 57% (lima puluh tujuh persen) bagian Negara dan 43 % (empat puluh tiga persen) bagian Kontraktor
- b. Untuk Gas Bumi sebesar 52 % (lima puluh dua persen) bagian Negara dan 48 % (empat puluh delapan persen) bagian Kontraktor.

Ayat (2), Bagi hasil awal (*base split*) sebagaimana dimaksud pada ayat (1) digunakan sebagai acuan dasar dalam penetapan bagi hasil pada saat persetujuan rencana pengembangan lapangan.

2.8 Keekonomian Migas

Penanaman modal atau investasi didasarkan pada keuntungan yang diperoleh. Indikator keuntungan diperlukan sebagai parameter untuk pengambilan keputusan. Untuk menilai keekonomian suatu proyek atau prospek perlu dilihat semua aspek dari pengeluaran dan pendapatan sepanjang umur proyek tersebut, sehingga penilaian suatu proyek akan didasarkan kepada pendapatan selama siklus proyek itu masih berjalan sampai dengan pengeluaran dan pendapatan sama atau mendekati sama. Untuk itu diperlukan perhitungan suatu aliran keuangan (*Cash Flow*) agar membantu dalam pengambilan keputusan untuk melanjutkan atau menolak proyek. Namun bagaimanapun juga *Cash Flow* saja tidak bisa dipakai sebagai acuan, kita perlu parameter lain seperti NPV dan IRR sebagai pertimbangan untuk membuat keputusan (Benny Lubiantara, 2012).

Peramalan dari suatu *cash flow* yang dihasilkan adalah sebagai dasar analisis keekonomian hampir semua proyek terutama dalam industri

perminyakan, *cash flow* digunakan sebagai dasar untuk membuat keputusan investasi. Peramalan bisa sangat sederhana atau bisa sangat kompleks dengan memasukkan rencana pengembangan untuk periode 10 atau 20 tahun dengan memperhitungkan secara detail untuk masing-masing tahun (Benny Lubiantara, 2012).

Cash flow secara sederhana didefinisikan sebagai suatu aliran keuangan baik penerimaan (*Cash in*) maupun pengeluaran (*Cash Out*) selama periode waktu yang ditentukan. Sedangkan *Net Cash Flow* adalah semua pendapatan yang diterima dikurangi dengan semua pengeluaran (Benny Lubiantara, 2012).

Didalam buku Benny Lubiantara (2012), “Ekonomi Migas” secara matematis *Net Cash Flow* dapat dinyatakan dengan:

$$Net\ Cash\ Flow = Cash\ In - Cash\ Out \dots\dots\dots (1)$$

Dalam Industri Migas penilaian proyek biasanya dalam periode tahunan kecuali lapangan yang sudah atau sedang berproduksi bisa lebih singkat periodenya. Jadi peramalan dari *cash flow* masa datang dari suatu investasi adalah sangat penting dilakukan jika ingin mengetahui perkiraan situasi apakah investasi yang kita tanam berjalan baik dan ekonomis atau sebaliknya. Didalam bukunya Benny Lubiantara (2012), mengatakan beberapa elemen-elemen utama dari *Cashflow*, yaitu:

2.9 Investasi

Investasi adalah pembiayaan awal atas proyek bernilai ekonomis yang ditawarkan. Investasi dalam pembangunan sumber daya energi di Indonesia meliputi biaya eksplorasi dalam menemukan sumber cadangan baru dan pengembangan lapangan. Investasi dapat dikelompokkan menjadi Investasi *Capital (Tangible Investment)* dan Investasi *Non Capital (Intangible Investment)*.

1. Investasi *Capital*

Investasi *Capital (Capital Cost/Tangible Cost)* yaitu biaya pengeluaran yang berkaitan dengan benda-benda fisik, seperti bangunan, mesin - mesin listrik, peralatan pengeboran dan produksi, fasilitas penyimpanan minyak

(tanki), konstruksi dan alat transportasi yang mengalami depresiasi nilai karena waktu pemakaian.

Pemulihan biaya *Tangible Investment* yang telah dikeluarkan dilakukan dengan menggunakan sistem Depresiasi, dimana untuk depresiasi ini ada beberapa metode yang digunakan (sesuai dengan perjanjian kontrak bagi hasil).

2. Investasi *Non Capital*

Investasi *Non Capital (Non Capital Cost / Intangible Cost)* adalah biaya pengeluaran yang berkaitan dengan pengadaan atau penggunaan barang-barang yang tak terdepresiasi, misalnya lumpur bor dalam operasi pemboran.

Berdasarkan kontrak bagi hasil seluruh biaya *Intangible* yang dikeluarkan untuk pengembangan lapangan dapat dikembalikan langsung setelah produksi berjalan, sehingga dapat mempercepat pengembalian investasi yang dilakukan oleh kontraktor.

2.10. *Gross Revenue*

Gross revenue (GR) atau pendapatan kotor / bruto merupakan hasil perkalian laju produksi (bph) dengan harga minyak. Laju produksi minyak ditentukan berdasarkan prediksi profil produksi yang sebelumnya sudah dihitung. Harga minyak mentah (*crude oil*) Indonesia tergantung dari harga pasar minyak mentah dunia. Harga minyak yang digunakan adalah harga minyak *Indonesia Crude Price (ICP)*.

Menurut Benny Lubiantara (2012), dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara sistematis *Gross Revenue* dapat dinyatakan dengan:

$$GR = \text{Laju Produksi} \times \text{Harga Minyak} \dots\dots\dots (2)$$

2.11. *Escalation Factor*

Dalam melakukan perhitungan *Net Cash Flow* sebaiknya juga diperhitungkan kemungkinan terjadinya inflasi di masa yang akan datang. Adanya inflasi akan mempengaruhi kenaikan investasi yang berupa kapital dan biaya operasi. Sebagai contoh, di masa yang akan datang biaya untuk membangun

(fasilitas Produksi) akan dipengaruhi kenaikan harga besi baja dan biaya buruh yang akan membangun fasilitas tersebut. Besarnya inflasi dinyatakan dalam *Escalation Rate*. Donald G. Newnan (1984), adapun mekanisme *Escalation Factor* yang akan dilakukan dalam perhitungan *Net cash Flow* adalah sebagai berikut:

$$Escalation\ Factor = (1 + Escalation\ Rate)^{(n-1)} \dots\dots\dots (5)$$

Dimana: n = tahun

2.12. Depresiasi

Depresiasi berkaitan dengan biaya kapital, yang berarti pengurangan nilai dari barang kapital sebagai akibat adanya faktor kerusakan atau penurunan nilai guna seiring dengan waktu pemakaian. Lamanya waktu depresiasi tergantung pada perjanjian kontrak, dan metode depresiasi yang digunakan dalam studi ini adalah metode *Declining Balance*. Pada metode ini, nilai suatu barang akan berkurang dengan cepat terhadap waktu. Menurut Benny Lubiantara (2012) dan Donald G Newnan (1984), secara sistematis metode *Declining Balance* dapat dinyatakan dengan:

$$Dep_{n1} = Faktor\ Dep \times Investasi\ Capital \dots\dots\dots (6)$$

$$Dep_{n2} = Faktor\ Dep \times (Investasi\ Capital - Dep_{n1}) \dots\dots\dots (7)$$

$$Dep_{n10} = Investasi\ Capital - \sum Dep_{n1-9} \dots\dots\dots (8)$$

Dimana :

Dep = Depresiasi

n = Tahun

$\sum Dep_{n1-9}$ = Jumlah Depresiasi tahun 1 sampai tahun 9

2.13. Non Capital Cost

Non Capital Cost terdiri dari biaya yang dikeluarkan pada tahun – tahun melakukan eksplorasi dan pengembangan lapangan, biaya tersebut akan langsung di pulihkan pada tahun pertama produksi tanpa mengalami depresiasi.

2.14. *Operating Cost*

Biaya Operasi (*Operating Cost*) merupakan biaya yang dikeluarkan baik sehubungan dengan adanya operasi produksi (*variable cost*) maupun biaya yang pasti dikeluarkan oleh perusahaan berupa administrasi umum yang tidak berpengaruh terhadap besar kecilnya produksi (*fixed cost*).

Menurut Benny Lubiantara (2012), dalam bukunya “Ekonomi Migas” Secara mekanisme *Operating Cost* dapat di nyatakan dengan:

$$\text{Operating Cost} = \text{Biaya Operasi} \times \text{Produksi} \dots\dots\dots (9)$$

2.15. *Recovered Cost*

Recovered merupakan biaya yang dapat diperoleh kembali oleh kontraktor. Menurut Benny Lubiantara (2012), dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara mekanisme *Recovered* dapat dinyatakan dengan:

Untuk tahun ke-0:

$$\text{Rec} = \text{jika } (CR < GR_{FTP} \text{ maka } \text{Rec} = CR) \text{ jika sebaliknya maka } (\text{Rec} = GR_{FTP})$$

Tahun pertama:

$$\text{Rec} = \text{jika } (CR + Ur_0 < GR_{FTP} \text{ maka } \text{Rec} = CR) \text{ jika sebaliknya maka } (\text{Rec} = GR_{FTP})$$

Tahun kedua dan seterusnya:

$$\text{Rec} = \text{jika } (CR + Ur_1 < GR_{FTP} \text{ maka } \text{Rec} = CR) \text{ jika sebaliknya } \text{Rec} = (GR_{FTP}) + UR_1$$

2.16. *Unrecovered Cost*

Unrecovered Cost merupakan sejumlah biaya yang tidak dapat diperoleh kembali oleh kontraktor dikarenakan jumlah *Gross Revenue* lebih kecil dari total *Cost Recovery*. *Unrecovered Cost* baru bisa diperhitungkan pada tahun selanjutnya setelah diketahui total *Cost Recovery* yang bisa diperoleh kontraktor. Menurut Benny Lubiantara (2012), dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara mekanisme *Unrecovered* dapat dinyatakan dengan:

Untuk tahun ke-0:

$$Ur_0 = \text{jika}(Rec \geq CR \text{ maka } Ur_0 = 0) \text{ jika sebaliknya maka } (Ur_0 = (CR - Rec))$$

Tahun pertama dan seterusnya kalau masih ada *Unrecovered* maka:

$$Ur_1 = \text{jika } (Rec \geq CR) \text{ maka } Ur_1 = 0 + (Ur_0 - Rec + CR) \text{ jika sebaliknya maka } Ur_1 = CR - Rec + (Ur_0 - Rec + CR)$$

2.17. *Taxable Income*

Taxable Income merupakan penghasilan kena pajak.

2.18. Pajak

Pajak (*Tax*) adalah salah satu sumber pendapatan pemerintah. Pemerintah mengambil bagiannya dari hasil produksi migas melalui pajak yang dikenakan terhadap penghasilan kontraktor yang didapat dari usahanya tersebut. Sistem perpajakan yang dibuat oleh pemerintah dimaksudkan untuk memaksimalkan pendapatan pemerintah. Pajak yang diberlakukan sekarang terhadap kontraktor adalah sebesar 25%. Pajak ini dikenakan terhadap *Taxable Income*.

2.19. *Contractor Share*

Contractor Share (CS) merupakan total pendapatan yang bisa diterima kontraktor setelah di *split* kan dengan *base split*.

2.20. *Net Cash Flow*

Net Cash Flow (NCF) atau merupakan pendapatan bersih kontraktor atau besarnya pendapatan kontraktor yang sudah dikenai pajak.

2.21. *Government Share*

Government Share (GS) merupakan total pendapatan Negara (Pemerintah) setelah di *split*kan dengan *base split*.

2.22. *Government Take and Contractor Take*

Government Take (GT) dan *Contractor Take (CT)* merupakan persentase total penerimaan pemerintah dan kontraktor dari keuntungan proyek.

2.23. *Indikator Keekonomian*

Indikator Keekonomian merupakan faktor untuk mengetahui keuntungan dan kerugian Kontrak. Indikator keekonomian yang sering digunakan adalah: NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*), dan POT (*Pay Out Time*). NPV dan IRR selalu berkaitan dengan nilai waktu dari uang (*Time Value of Money*), sementara POT tidak. *Time Value of Money* adalah nilai waktu dari uang yang merupakan metode untuk mengetahui nilai uang atau keuntungan dari suatu *Cash Flow* di waktu yang akan datang. (Newnan Donald G, 1984).

Discounted profit to investment ratio (DPIR) sudah dibawa ke nilai sekarang, jadi:

$$\text{DPIR} = \frac{\text{NPV}}{\text{INVESTASI}} \dots\dots\dots (14)$$

2.24. *Net Present Value (NPV)*

Net Present Value (NPV) merupakan selisih uang yang diterima dan uang yang dikeluarkan dengan memperhatikan *Time Value of Money* pada waktu sekarang. NPV menunjukkan nilai keuntungan bersih yang diterima dari suatu usaha selama umur usaha tersebut pada tingkat *Discount Factor* tertentu. Suatu proyek dikatakan layak dikerjakan jika NPV bernilai positif, jika nilai NPV suatu proyek bernilai negatif maka dapat dikatakan proyek tersebut mengalami kerugian. Nilai NPV suatu proyek bernilai nol maka besarnya pengeluaran sama dengan besarnya penerimaan (Newnan Donald G, 1984), bentuk umum persamaan NPV adalah:

$$\text{NPV} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (15)$$

Dimana:

CF_0 = *Cash flow* pada awal investasi

CF_n = *Cash flow* pada tahun ke-n

- i = *Discount rate*
 n = Tahun ke- n

2.25. *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return (IRR) adalah suatu nilai petunjuk yang identik dengan seberapa besar suku bunga yang dapat diberikan oleh investasi tersebut dibandingkan dengan suku bunga bank yang berlaku atau *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)*. Pada suku bunga *IRR* akan di peroleh $NPV = 0$, dengan kata lain bahwa *IRR* tersebut mengandung makna suku bunga yang dapat diberikan investasi, yang akan memberikan nilai $NPV = 0$ (Newnan Donald G, 1984). Newnan Donald G (1984), untuk mengetahui nilai *IRR* dapat menggunakan persamaan interpolasi berikut:

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} \right) \times (i_2 - i_1) \dots\dots\dots (16)$$

Dimana:

NPV_1 = *Net Present Value (+)*

NPV_2 = *Net Present Value (-)*

i_1 = *Discount rate* yang menghasilkan $NPV (+)$

i_2 = *Discount rate* yang menghasilkan $NPV (-)$

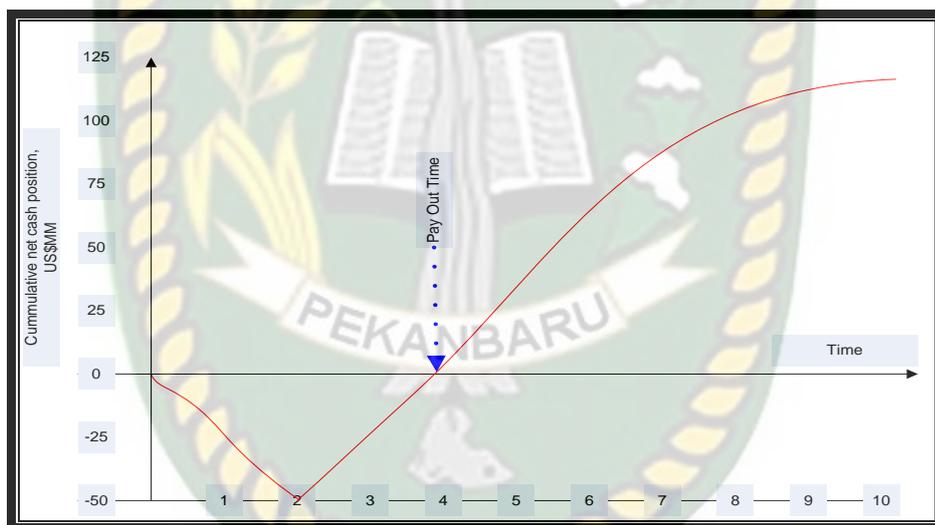
Biasanya setiap perusahaan mempunyai batasan nilai minimum dari *IRR* yang diinginkan yang dinyatakan dalam *MARR*. Suatu proyek dianggap layak apabila *IRR* lebih besar dari *MARR*.

2.26. *PayOutTime (POT)*

Pay Out Time (POT) atau *Pay Back Period* adalah suatu periode yang diperlukan untuk dapat menutup kembali pengeluaran investasi. *POT* dapat diketahui dari hasil akumulasi *Net Cash Flow (Cummulated Net Cash Flow)*, mekanisme *POT* dapat dicari dengan menggunakan persamaan interpolasi.

Beberapa kelemahan dari *POT* adalah mengabaikan nilai waktu dari uang (*Time Value of Money*) dan tidak dapat menunjukkan besarnya keuntungan yang akan diperoleh atau dengan kata lain *POT* bukan alat pengukur "profitability" namun hanya alat ukur kecepatan kembalinya dana. Suatu proyek dikatakan layak di lakukan jika *POT* kecil dibandingkan dengan umur proyek atau lebih kecil dari waktu target minimal perusahaan dapat mengembalikan modal atau investasinya. Gambar 2.3 berikut ini merupakan contoh Kurva *Cumulated Net Cash Flow* terhadap waktu dengan memperlihatkan *POT* (Newnan Donald G, 1984).

$$POT = Tahun_0 + \left(\frac{CCF_0}{CCF_0 - CCF_1} \right) \times (Tahun_1 - Tahun_0) \dots\dots\dots (17)$$



Gambar 2.4 Kurva *CumulatedNetCashFlow* terhadap Waktu (Newnan, Donald G, 1984)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian tugas akhir ini dilakukan di PT. Pertamina Asset I Field Jambi dengan mengumpulkan data-data yang dilakukannya RPM *Treatment* yang berhubungan dengan data produksi sumur, data *well completion*, dan data reservoir. *Metode* penelitian yang digunakan adalah *field research* atau penelitian ini menggunakan data dari lapangan minyak. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, penelitian sebelumnya, jurnal ,makalah, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang terjamin, buku pegangan pelajaran teknik perminyakan, jurnal yang relevan dan diskusi dengan dosen pembimbing yang membawa kepada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

3.1 LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan di Lapangan. Pertamina Asset I Field Jambi. Penelitian ini dilaksanakan selama satu bulan, yaitu tanggal 12 September 2020 sampai tanggal 12 Oktober 2020 dengan rincian pelaksanaan sebagai berikut :

Tabel 3.1Jadwal Penelitian Tugas Akhi

No	Kegiatan	September				Oktober				Januari				Oktober				November			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1.	Studi Literatur																				
2.	Penelitian di Lapangan																				
3.	Analisis Hasil																				
4.	Pembahasan dan Kesimpulan																				
5	Sidang Tugas Akhir																				



Gambar 3.1 Diagram Penelitian

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

4.1. Penentuan Jumlah Cadangan dan *Remaining Reserve* Sumur "RE"

Perhitungan jumlah cadangan (OOIP) merupakan suatu tahapan dianggap penting mengingat berapa jumlah cadangan dan potensi yang masih tersisa pada sumur "RE", sehingga akan menentukan keberhasilan produksi fluida. Berikut data sumur "RE" antara lain :

$$\begin{aligned} \text{Area Reservoir} &= 40 \text{ Acre} \\ \text{Net Pay} &= 50,2 \text{ ft} \\ \text{Porosity} &= 17 \% \\ \text{Saturation Water} &= 20 \% \\ \text{Formation Volume Factor} &= 1,24 \text{ bbl/STB} \\ \text{OOIP} &= \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \\ &= \frac{7758 \times 40 \text{ Acre} \times 50,2 \text{ ft} \times 0,17 \times (1 - 0,2)}{1,24 \text{ bbl/STB}} \\ &= 1.708.561 \text{ STB} \end{aligned}$$

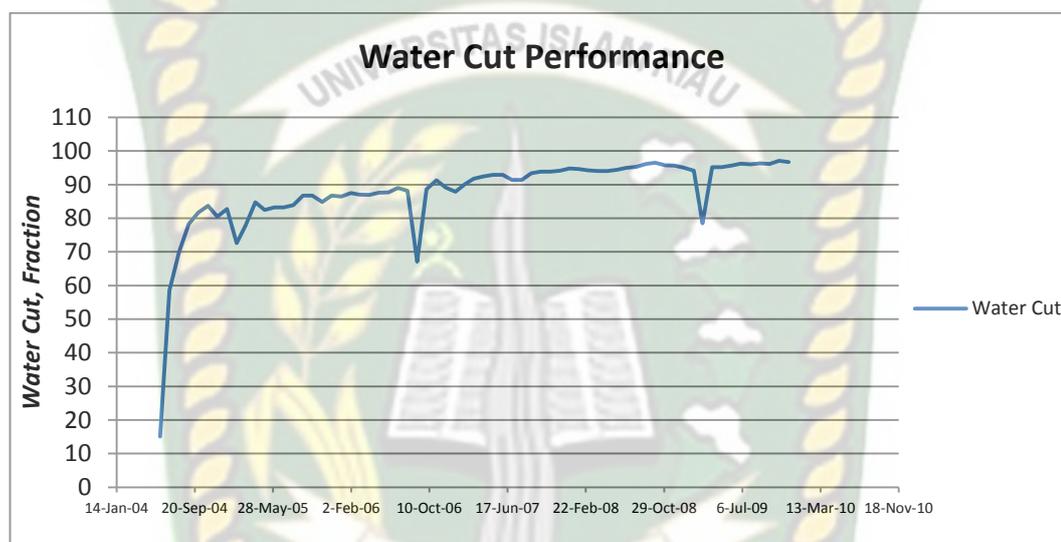
Pada perhitungan jumlah *remaining reserve* dilihat produksi kumulatif reservoir, didapatkan produksi kumulatif (N_p) untuk reservoir sumur "RE" sebesar 133.862 bbl. Sehingga *Remaining reserve* dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Remaining Reserve (RR)} &= \text{OOIP} - N_p \\ &= 1.708.561 \text{ STB} - 133.862 \text{ bbl} \\ &= 1.574.699 \text{ STB} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas dapat dilihat bahwa jumlah *remaining reserve* sumur "RE" masih sangat besar.

4.2. Identifikasi *Water Coning*

Identifikasi *water coning* yakni dengan melihat apakah sumur "RE" terbukti mengalami *water coning* atau tidak yaitu dengan metode K.S. Chan dan kemudian menganalisa laju alir bebas *coning* (laju alir kritis) dengan metode Craft & Hawkins. Sebelum melakukan analisis *water coning*, terlebih dahulu lakukan evaluasi terhadap *water cut performance* pada sumur "RE" (gambar 4.1).



Gambar 4.1 *Water cut performance* sumur "RE"

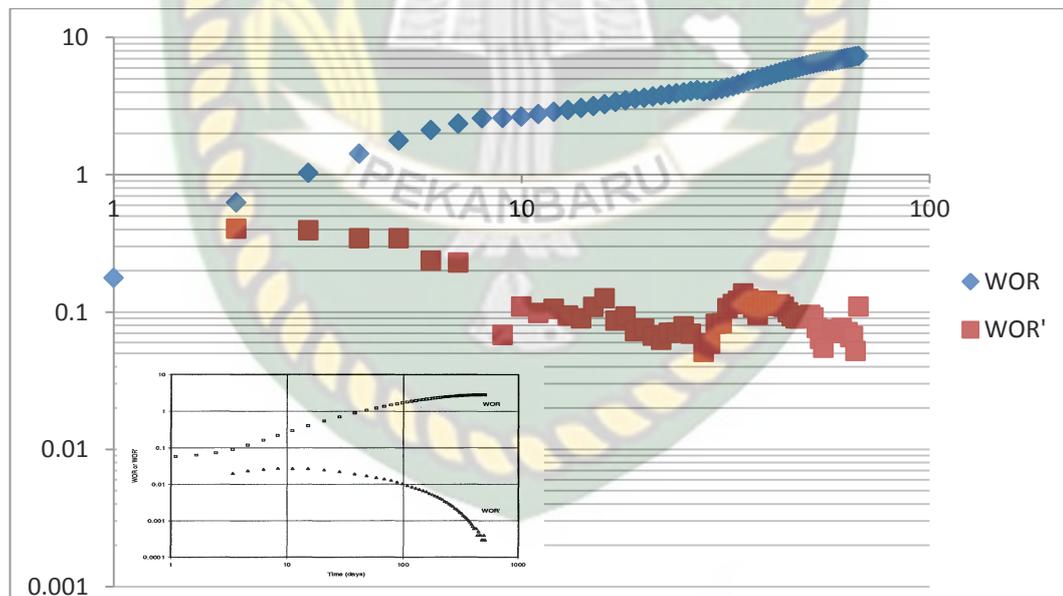
Berdasarkan evaluasi *water cut performance* sumur "RE", pada saat awal produksi nilai *water cut* hanya sebesar 15%, namun seiring berjalannya waktu produksi minyak mengalami penurunan dan nilai *water cut* meningkat, dan sejak akhir tahun 2009 sumur "RE" berproduksi dengan nilai *water cut* yang tinggi mencapai dari 97%, terlihat dari *trendline water cut* stabil pada kondisi tersebut. Dari hasil evaluasi *water cut* ini disimpulkan bahwa permasalahan utama pada sumur "RE" adalah produksi air, selanjutnya dengan *diagnostic plot* metode K.S. Chan dilakukan identifikasi apakah *water coning* yang menjadi penyebab tingginya produksi air pada sumur "RE". Identifikasi *water coning* dengan *diagnostic plot* metode K.S. Chan merupakan plot antara WOR dan WOR derivative (WOR') vs time.

Metode K.S. Chan merupakan metode suatu yang mudah, cepat dan murah dikembangkan untuk mengidentifikasi terproduksinya air yang berlebihan dan

bersifat analitik dengan hanya melihat hasil plot antara WOR dengan WOR'. Selanjutnya menganalisa laju alir kritis dengan metode Craft & Hawkins untuk memperkuat indentifikasi *water coning*. Korelasi metode Craft & Hawkins yang digunakan tidak terlalu banyak karena hanya menggunakan faktor *drawdown* sumur tanpa mempertimbangkan perbedaan densitas air dan minyak, dan lebih tepat untuk menentukan laju alir kritis pada sumur vertikal dari pada metode lainnya seperti Mayer Gardner, Chaperson, Schols dan Hoylan.

4.2.1. Chan Plot

Water coning diidentifikasi dengan menggunakan metode K.S. Chan pada sumur "RE". Plot antara WOR dan WOR' vs *time* dan dibandingkan dengan hasil analisis dari K.S Chan. Plot hasil WOR dan WOR' dari produksi kumulatif pada hari pertama sampai terakhir berproduksi. Dapat dilihat pada gambar 4.2.



Gambar 4.2 Plot WOR dan WOR' (derivatif) untuk Sumur "RE" dan Perbandingan dengan Kurva K.S. Chan.

Hasil analisis pada plot yang tersedia oleh K.S Chan permasalahan yang terjadi pada sumur "RE" adalah *water coning*, terlihat peningkatan WOR lambat

dan *slope* antara WOR dengan WOR' yaitu *slope* dari WOR' terlihat menjauhi WOR.

4.2.2. Penentuan Laju Alir Kritis

Penentuan laju alir kritis menggunakan metode Craft and Hawkins untuk memastikan apakah laju alir minyak pada sumur produksi telah melebihi laju alir maksimalnya. Berikut data sumur "RE" antara lain :

Tebal zona minyak (h)	= 50.2 f
Permeabilitas efektif minyak	= 60 md
Jari-jari pengurasan sumur (r_e)	= 250 ft
Jari-jari sumur (r_w)	= 0.29 ft
Faktor volume formasi minyak (B_o)	= 1.24 bbl/scf
Viskositas minyak (μ_o)	= 2.64 cp
Tekanan statik (Ps)	= 1525 psi
Tekanan alir dasar sumur (Pwf)	= 933.98 psi
Fraksi penetrasi (f)	= 0.196

Perhitungan laju alir kritis sumur "RE" adalah sebagai berikut :

- Menghitung Produktivity Ratio

$$PR = f \left[1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2fh}} x \cos(f x 90^0) \right]$$

$$PR = 0.196 \left[1 + 7 \sqrt{\frac{0.29}{2 \times 0.196 \times 50.2}} x \cos(0.196 x 90^0) \right] = 0.35$$

- Menghitung Laju Alir Kritis

$$q_o = \frac{0,00708 x k_o x h x (Ps - Pwf)}{\mu_o x B_o x \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} x PR$$

$$q_o = \frac{0,00708 x 60 x 50.2 x (1525 - 933.98)}{2.64 x 1.24 x \ln\left(\frac{250}{0.29}\right)} x 0.35 = 196.82 \text{ bopd}$$

Hasil perhitungan diatas menunjukkan bahwa laju alir kritis untuk mencegah terjadinya *water coning* adalah 196.82 BOPD dan nilai laju alir aktual pada awal produksi 387 BOPD, berarti nilai laju alir aktual pada awal produksi telah melebihi nilai laju alir kritis bebas *water coning* sehingga dapat diindikasikan bahwa permasalahan utama sumur "RE" adalah produksi air.

4.3. Evaluasi Keberhasilan RPM Treatment

Evaluasi keberhasilan RPMs Treatment dapat dilihat dari test produksi dan laju produksi yang dicapai. Parameter yang digunakan dalam menilai keberhasilan RPM Treatment ini adalah dengan melihat laju produksi sumur setelah dilakukan test dan penurunan *water cut* yang terkandung dalam minyak.

4.3.1. Evaluasi Produksi

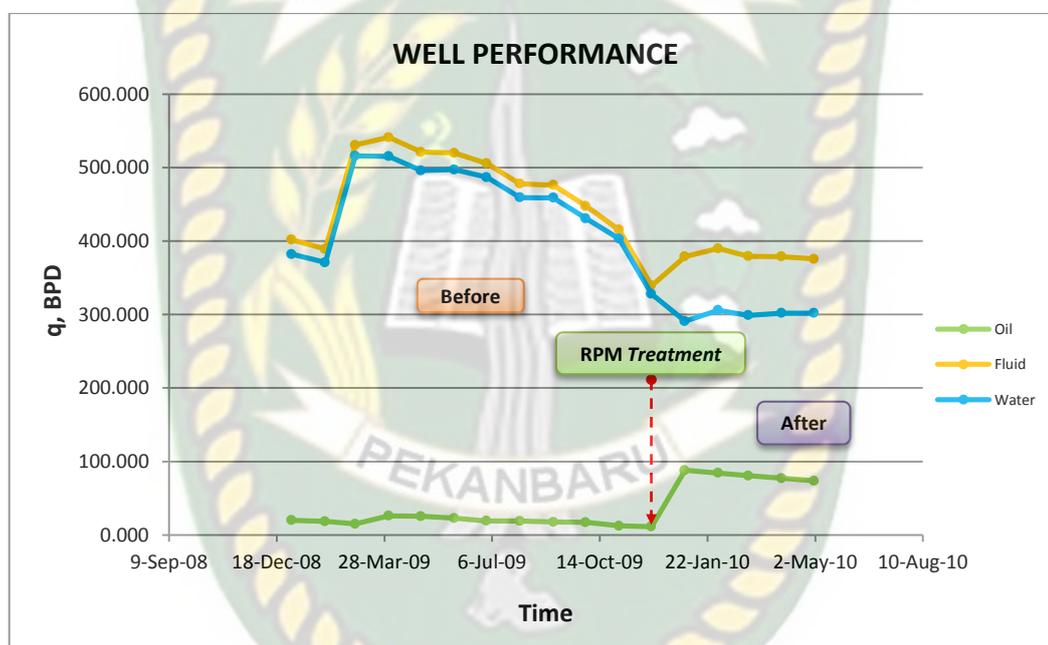
Berikut hasil produksi sumur "RE" sebelum dan sesudah RPM treatment dapat ditunjukkan pada Tabel 4.1 sebagai berikut :

Tabel 4.1 Hasil Produksi Sebelum dan Sesudah RPM Treatment Sumur "RE"

Date	Gross BFPD	Nett BOPD	Water BWPD	WC
1-Jan-09	402	20	382	95
1-Feb-09	389	18	371	94
1-Mar-09	531	15	516	78
1-Apr-09	541	26	516	95
1-May-09	521	25	496	95
1-Jun-09	520	23	497	96
1-Jul-09	506	19	487	96
1-Aug-09	478	19	459	96
1-Sep-09	476	18	459	96
1-Oct-09	448	17	431	96
1-Nov-09	416	12	403	97
1-Dec-09	339	11	328	97
RPM Treatment				
1-Jan-10	379	88	291	77
1-Feb-10	390	84	306	78
1-Mar-10	380	81	299	79
1-Apr-10	379	77	302	80
1-May-10	376	74	302	80

Berdasarkan tabel 4.1, sebelum dilakukan RPM *treatment* produksi air sebesar 328 BWPD. Oleh karena itu, maka dilakukan injeksi RPM *treatment*. Setelah dilakukan RPM *treatment* pada akhir desember 2009, produksi minyak mengalami peningkatan dimana sebelumnya 11 BOPD menjadi 88 BOPD, dan hal ini menunjukkan keberhasilan RPM *treatment* karena terjadi peningkatan produksi minyak.

Data hasil test produksi sumur “RE” sebelum dan sesudah RPM *Treatment* dapat dilihat pada gambar 4.4.

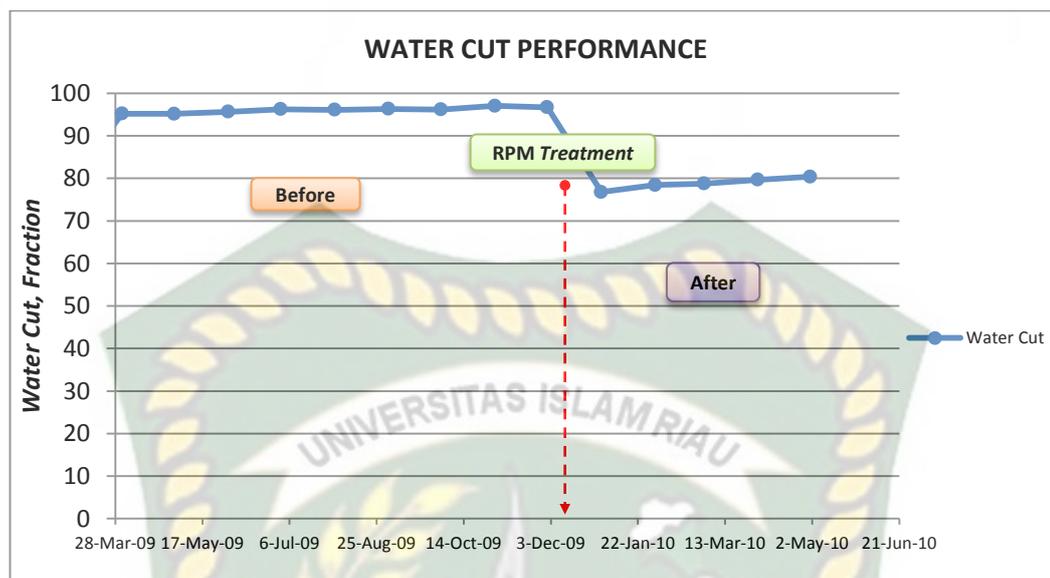


Gambar 4.4 Hasil Produksi Sebelum dan Sesudah *Treatment*

Pada gambar 4.4 dapat dilihat dari penurunan produksi air, kenaikan produksi minyak dan kenaikan produksi total fluida.

4.3.2. Evaluasi *Water Cut*

Setelah melakukan evaluasi produksi, selanjutnya dilakukan evaluasi terhadap *water cut performance* untuk melihat perubahan *water cut* yang terjadi sebelum dan sesudah RPM *treatment*. *Water cut performance* sumur "RE" dapat dilihat pada gambar 4.5 dibawah ini:



Gambar 4.5 *Water cut performance* sebelum dan sesudah *RPM Treatment*

Berdasarkan gambar 4.5 terlihat *water cut* pada sumur "RE" mengalami penurunan sebesar 20% yaitu dari 97% menjadi 77%.

Setelah melakukan evaluasi dari berbagai aspek di atas dan berdasarkan tabel 4.1, gambar 4.4 dan gambar 4.5, terlihat *RPM treatment* pada sumur "RE" dapat dikatakan berhasil karena mampu mengurangi produksi air dan meningkatkan produksi minyak.

Kemampuan menahan produksi air tanpa menahan produksi minyak merupakan kelebihan *RPM treatment* yang memiliki mekanisme melekat di permukaan batuan serta mengisi pori-pori batuan kemudian secara selektif menahan produksi air dengan menurunkan permeabilitas air tanpa merubah permeabilitas minyak sehingga produksi air dapat dikurangi, menurunkan *water cut* dan meningkatkan produksi minyak.

4.4. Perhitungan Keekonomian

Evaluasi keekonomian *RPM treatment* dilakukan untuk mengetahui apakah secara komersialitas pekerjaan tersebut menguntungkan atau tidak. Kajian keekonomian dilakukan berdasarkan kontrak bagi hasil generasi ke VI, seperti yang ditunjukkan dalam bentuk diagram alir PSC generasi VI pada gambar 2.6.

Pekerjaan RPM *treatment* bertujuan untuk meningkatkan produktifitas sumur, sehingga memperoleh keuntungan. Parameter keekonomian yang diperlukan dalam perhitungan ini antara lain adalah: NPV (*Net Present Value*), ROR (*Rate of Return*), POT (*Pay Out Time*) dan *Cash flow*.

4.5. Perhitungan Keekonomian Metode GS

Evaluasi keekonomian RPM *treatment* dilakukan untuk mengetahui apakah secara komersialitas pekerjaan tersebut menguntungkan atau tidak. Kajian keekonomian dilakukan berdasarkan kontrak Gross Split.

4.5.1. Syarat dan Ketentuan Metode GS

Untuk dapat mengetahui apakah pekerjaan sumur yang telah dilakukan menguntungkan atau tidak perlu dilakukan analisis keekonomian, agar kegiatan yang dilakukan dapat menghasilkan keuntungan yang besar, untuk itu berikut adalah parameter dan asumsi yang dipergunakan :

1. Jenis kontrak : *Gross Split*
2. Waktu Proyek : 8 tahun
3. Harga Minyak : 54 US\$/Bbl
4. Bagian Negara : 57%
5. Bagian Kontraktor : 43%
6. Indikator keekonomian yang digunakan adalah NPV (*Net Present Value*), ROR (*Rate of Return*), POT (*Pay Out Time*) dan *Cash Flow*.

4.5.2. Analisis Keekonomian RPM *Treatment* Metode GS

Tabel 4.2 Keekonomian Sumur "RE"

Parameter Keekonomian	Sumur "RE"	
<i>Recoverable Reserve</i>	73.674,95	STB
<i>Gross Revenue</i>	4.361.459,75	US\$
Umur Proyek	8	Tahun
Investasi	26.688	US\$
<i>Operating Cost</i>	2.145,34	US\$
<i>Net Contractor Take</i>	1.179.739,76	US\$
NPV Kontraktor	923.999,39	US\$
ROR Kontraktor	1956,5	%
POT Kontraktor	0,049	Tahun
DPIR Kontraktor	34,62	

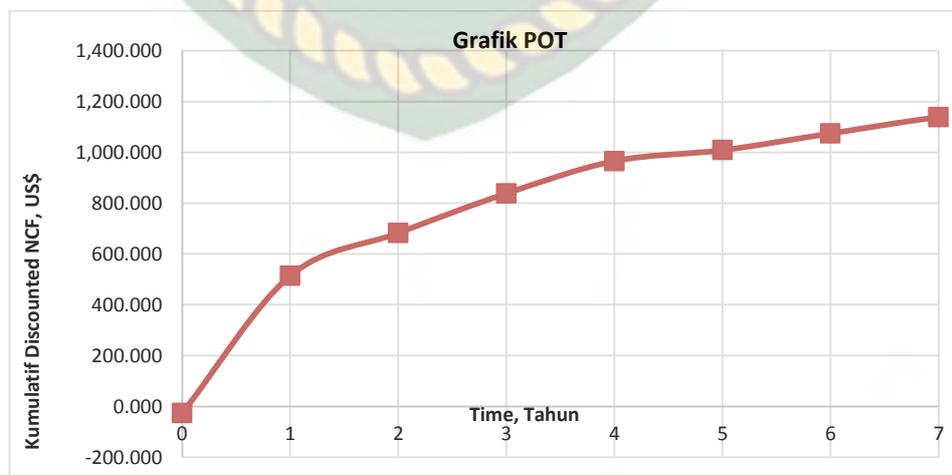
Terlihat pada tabel 4.2 hasil analisis keekonomian dilihat pada parameter keekonomian sumur "RE" menunjukkan bahwa pekerjaan RPM *treatment* yang telah dilakukan adalah menguntungkan karena indikator keekonomian NPV nilai yang diperoleh adalah positif, ROR > MARR sebesar 15%, POT (pengembalian pengeluaran investasi) 0,049 tahun, sedangkan indikator keekonomian *cash flow* dapat dilihat pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Contractor Cash Flow Sesudah RPM Treatment

Year	NCF \$(000)	Discount Rate						
		0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
0	(26,688)	(26,688)	(26,688)	(26,688)	(26,688)	(26,688)	(26,688)	(26,688)
1	540,254	540,254	514,527	491,140	469,786	450,211	432,203	415,580
2	168,924	168,924	153,219	139,607	127,731	117,309	108,112	99,955
3	155,567	155,567	134,385	116,880	102,288	90,027	79,650	70,809
4	127,483	127,483	104,881	87,073	72,889	61,479	52,217	44,635
5	43,003	43,003	33,694	26,701	21,380	17,282	14,091	11,582
6	65,632	65,632	48,975	37,047	28,374	21,980	17,205	13,597
7	64,148	64,148	45,589	32,918	24,116	17,903	13,453	10,223
8	41,417	41,417	28,032	19,321	13,539	9,632	6,949	5,077
NPV		1,179,739.76	1,036,614.77	923,999.39	833,415.05	759,135.05	697,191.62	644,770.91

Tabel 4.3 diatas menunjukkan bahwa *cash flow* sesudah pekerjaan RPM *treatment* mendapatkan keuntungan hingga tahun ke 8 sebesar 41.417 US\$.

Setelah Tabel *cash flow* diatas berikut *Pay Out Time* (POT) maka dapat di lihat grafik kumulatif nilai uang pada gambar 4.6.

**Gambar 4.6** Grafik *pay out time*

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari perhitungan dan pembahasan tentang evaluasi problem water coning dan penanganannya pada sumur "RE" dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Sumur "RE" memiliki kumulatif produksi sebesar 133.669 bbl dengan *remaining reserve* sebesar 1.574.892 bbl.
2. Hasil analisis *diagnostic plot* K.S. Chan pada sumur "RE", grafik menunjukkan *slope* antara WOR dan *WOR derivative* dan terlihat dari *slope WOR derivative* menunjukkan *slope* berarah negatif (bawah) yang merupakan karakteristik yang menunjukkan adanya indikasi *water coning* kemudian dengan penentuan laju alir kritis Craft & Hawkins laju alir aktual minyak ($Q_o = 387$ BOPD) lebih besar dari laju alir kritisnya ($Q_{oc} = 196,8$ BOPD) menunjukkan permasalahan utama sumur "RE" adalah produksi air.
3. Evaluasi keberhasilan penanganan *water coning* dengan *RPM Treatment* pada sumur "RE", dimana perolehan produksi minyak mengalami peningkatan dari 11 BOPD menjadi 88 BOPD, dan *water cut* mengalami penurunan dari 97% menjadi 77%.
4. Berdasarkan perhitungan keekonomian, sumur "RE" diperoleh *revenue* sebesar 4.361.459 US\$ dengan NPV 923.999 US\$, ROR 1956,5%, POT selama 0,049 tahun dan DPIR 34,62.

5.2. Saran

Pada bagian ini peneliti menyarankan kepada para peneliti selanjutnya untuk melakukan Perbandingan Perhitungan Keekonomian Metode PSC dan Gross Split Terhadap RPM (*Relative Permeability Modifier*) in *fracture stimulation applications*.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T.(2001). *ReservoirEngineering Handbook* (2ndHous ed.).Texas: Gulf Publishing Company.
- Ariyon, M. (2013) Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor , 4 9-19.
- Ariyon, M. et al 2020 IOP Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Split Contract.
- Ariyon, M. 2018 Studi perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marginal menggunakan Production Sharing Contract dan Gross Split.In Proceeding Seminar Nasional Teknologi dan Rekayasa.
- Astutik, W. (May, 2007). *A Study of Downhole Water Sink (DWS) Techlogy-Optimum DWS Design in Vertical Well Considering Reservoir Parameters*. Paper presented at the 2007 Indonesia Petroleum Association (IPA).
- Chan, K.S. (1995). *Water Control Diagnostic Plots*, SPE 30775, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas-USA.
- Dalrymple, D., & Jaritpake, O.(2009). *Relative Permeability Modifiers in Fracture Stimulation Applications*.Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain.
- Donald G. Newnan 1984, *Engineering Economic Analysis*
- Giatman, M. (2007).*Engineering Economy*.Jakarta: Raja Grafindo Persada.
- Houston, J. F et al. (2006). *Dasar- dasar Manajemen Keuangan*.Jakarta: Salemba Empat
- Inikori, S.U. (Agustus, 2002). *Numerical Study of Water Coning Control With Downhole Water Sink (DWS) Well Completions in Vertical and Horizontal Weels*.
- Ireson, W. G (1966).*Dasar- dasar Ekonomi Teknik*.Rhineka Cipta.
- JOKOWINOMICS DI SEKTOR MIGAS : Saat Gross Split Menantang Cost Recovery". *ekonomi.bisnis.com*. 15 Juli 2019.
- Kaplan, S. (1983). *Energy Economics For Engineering and Management Decision Making*. New York: Mc.Graw-Hill
- Lubiantara, B, 2012. *Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Gamedia Widiasarana Indonesia.

- Nandasari, P. & Priadythama, I. (2019). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak dan Gas Bumi : Studi Kasus Abc Oil*.
- Partowidagdo, W. (2002). *Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi*, Program Studi Pembangunan Pasca Sarjana ITB, Bandung,
- Permadi, A.K. (November, 2004). *Diktat Teknik Reservoir*. Edisi Pertama. Institut Teknologi Bandung.
- Pietrak M.J., Stanley, F.O., Weber, B.J., Fontenot, J.S. (2005). *Relative Permeability Modifier Treatments on Gulf Of Mexico Frac-Packed and Gravel-Packed Oil and Gas Wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas.
- Pudyantoro, A. Rinto (21 April 2019). "Meneropong Akar Masalah PSC Gross Split". katadata.co.id
- Rangkuti, F. (2012). *Studi Kelayakan Bisnis & Investasi*. Jakarta: Gramedia Pustaka.
- Rukmana, D., Kristanto, D., & Aji, V.D.C. (2011). *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi* (4th ed). Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Sari, N. (2001). *Ekonomi Teknik*, Yayasan Himoniora, Surabaya.
- Subenarto, A.W., Ariadji, T. (2006). *Desain Konseptual Optimasi Produksi untuk Sumur Horizontal yang Diproduksi dari Reservoir Karbonat dan Mempunyai Masalah Water Coning*. Simposium Nasional & Kongres IX, Jakarta.
- Soeband, Koesmawan A. & Koasih, S. (2014). *Manajemen Operasi*. Mitra Wacana Media.