

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN MEOR PADA
SUMUR “DMF” LAPANGAN “ACIKOLI” BERDASARKAN
DATA AKTUAL**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh :

DEDET M. FIRDAUS

NPM : 143210565



**PROGAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Dedet M. Firdaus


NPM : 143210565


Program Studi : Teknik Perminyakan


Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Penerapan MEOR Pada Sumur DMF Lapangan Acikoli Berdasarkan Data Aktual

Telah berhasil dipertahankan di depan 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 : Novrianti, S.T., M.T. (..........)

Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T. (..........)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 15 Desember 2021

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


Novia Rita, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum 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, 11 November 2021



Dedet M. Firdaus

143210565



KATA PENGANTAR

Alhamdulillah *Robbil'alamin*, puji syukur kehadiran Allah SWT penulis ucapkan, karena berkat rahmat, nikmat, hidayah serta inayah-Nyasehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul “**Analisis Keekonomian Penerapan MEOR Pada Sumur DMF Lapangan ACIKOLI Berdasarkan Data Aktual**””. Tugas akhir ini penulis susun guna memenuhi salah satu syarat dalam menyelesaikan pendidikan program Sarjana pada Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.

Shalawat dan salam penulis hadiahkan kepada baginda Rasulullah SAW, dengan melafadzkan *Allahumma shalli'ala sayyidina Muhammad wa'alaalihi sayyidina Muhammad*. Yang telah berjuang membawa umat manusia dari alam kebodohan menuju zaman yang penuh dengan ilmu pengetahuan seperti sekarang ini. Dengan segala kerendahan hati penulis ingin mengucapkan banyak penghargaan dan terima kasih kepada :

1. Teristimewa, ucapan terimakasih sedalam-dalamnya kepada yang tersayang dan terhormat Ayahanda Dartius dan Ibunda Ratnawati, S.Pd.SD. yang telah membesarkan, membimbing dengan penuh pengorbanan, yang disisa hidupnya berjuang hanya untuk membuat Ananda berhasil, panas terik dan hujan rintik tak menjadi penghalang untuk terus berjuang demi keberhasilan Ananda. Sungguh mulia pengorbananmu, dengan kesabaran, ketabahan, kasih sayang, do'a serta dukungan untuk keberhasilan Ananda.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.
3. Bapak Muhammad Ariyon, S.T., M.T selaku Penasehat Akademik dan dosen pembimbing yang telah banyak memberikan bantuan dan nasehat selama masa perkuliahan.
4. Bapak Novia Rita, S.T., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Riau.
5. Seluruh Bapak dan Ibu Dosen selaku staf pengajar Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang telah memberikan bimbingan dan ilmu yang sangat bermanfaat selama perkuliahan.

6. Seluruh Staf Tata Usaha Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang telah membantu banyak penulis dalam proses administrasi selama kuliah.
7. Untuk yang tersayang keluargaku Dara Nur Sariyani,A.Md, Mifta Alvarid, A.Md, Sayyid Abyan Savarda, Arzhanka Zayyan Savarda, Rehan Iskandar terimakasih sudah banyak berjuang selalu memberikan nasehat dan semangat. Dan teruntuk seluruh keluarga besar yang tak bisa saya sebutkan satu persatu terimakasih untuk dukungan, semangat dan nasehatnya. Semoga selalu dalam lindungan Allah SWT.
8. Untuk yang tercinta Qoriatul Muthmainnah Triana, dan Keluarga RAO, terimakasih sudah menjadi moodbosster untuk penulis dalam menyelesaikan skripsi ini
9. Teruntuk sahabat seperjuangan Mizi Juandra, Anggi Zaryus, Andre Fauzan Zuhri, Harry Renaldy, Dheo Fadlillah Pratama yang selama ini membantu saya, menasehati, menyemangati saya ketika saya mulai lelah dengan revisi sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Terimakasih untuk semua bantuannya.
10. Terimakasih kepada semua pihak yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu. Terimakasih telah memberikan motivasi kepada penulis, sehingga penulis bisa menyelesaikan skripsi ini

Pekanbaru,11 November 2021



DEDET M. FIRDAUS

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN MEOR PADA SUMUR
“DMF” LAPANGAN “ACIKOLI” BERDASARKAN
DATA AKTUAL**

DEDET M. FIRDAUS

14321565

ABSTRAK

Lapangan minyak di Indonesia pada umumnya adalah lapangan sudah tua, atau telah lama dilakukan kegiatan produksi, namun masih memiliki *bypass oil* yg tergolong tinggi. *Bypass oil* merupakan saturasi minyak yang tertinggal di reservoir meskipun dikategorikan mobile. Untuk kegiatan pengembangan selanjutnya, metoda yang digunakan ialah *EOR (Enhanced Oil Recovery)* dan salah satunya menggunakan metoda MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*). Hal ini bermaksud untuk memberikan penambahan jumlah produksi pada sumur yang telah mengalami penurunan *Bypass oil*. Penentuan keekonomian ini bertujuan untuk menentukan berapa estimasi biaya yang digunakan oleh suatu *Oil Company* berdasarkan harga minyak yang aktual. Perhitungan keekonomian dilakukan berdasarkan kontrak bagi hasil *PSC Indonesia*, dengan menghitung parameter keekonomian seperti *NPV* dan *IRR*. Dengan melakukan perhitungan cadangan menggunakan *decline curve* sebagai acuan dalam menentukan hasil dari kegiatan MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*). Dari hasil analisis produksi dan peramalan produksi dengan *Decline Curve* injeksi nutrisi yang dilakukan dalam *Microbial Enhanced Oil Recovery* terjadi peningkatan minyak berasal dari 25 BOPD menjadi 29 BOPD dan telah dilakukan peramalan produksi sampai akhir tahun 2020 dengan komulatif produksi sebesar 30,123 BBL, Total biaya non *capital* 5,883.81 bbl, jadi total keseluruhan untuk biaya penyewaan alat didapatkan sebesar US\$ 237.000. Nilai *NPV* yang diperoleh menguntungkan karena $NPV > 0$. Sehingga lapangan ini sangat layak untuk dikembangkan.

Kata Kunci : *MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery), PSC, Decline Curve, NPV, IRR*

**ECONOMIC ANALYSIS OF MEOR IMPLEMENTATION IN “DMF”
WELL “ACIKOLI” FIELD BASED ON
ACTUAL DATA**

DEDET M. FIRDAUS

14321565

ABSTRACT

In general, oil fields in Indonesia are old fields, or production activities have been carried out for a long time, but still have high bypass oil. Bypass oil is the oil saturation left in the reservoir which is recognized as mobile. For further development, the method used is EOR (Enhanced Oil Recovery) and one of them uses the MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery) method. This is intended to provide additional production volumes for wells that have experienced a decline in Bypass oil. Determining the economy aims to determine how much the estimated cost used by an Oil Company is based on the actual oil price. The economic calculation is carried out based on the Indonesian PSC production sharing contract, by calculating economic parameters such as NPV and IRR. By calculating reserves using a decline curve as a reference in determining the results of MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery) activities. From the results of production analysis and production forecasting with Decline Curve nutrient injection carried out in Microbial Enhanced Oil Recovery, there was an increase in oil originating from 25 BOPD to 29 BOPD and production forecasting was carried out until the end of 2020 with a cumulative production of 30,123 BBL, total non-capital costs 5,883.81 bbl, The total cost of Capital (-), so the total cost for equipment rental is Rp. US\$237,000. The NPV value obtained is favorable because $NPV > 0$. So this field is very feasible to be developed.

Keywords: MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery), PSC, Decline Curve, NPV, IRR

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	i
<u>KATA PENGANTAR</u>	2
ABSTRAK.....	i
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR.....	v
DAFTAR TABEL.....	vi
DAFTAR SIMBOL.....	vii
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 Proses Perolehan minyak (<i>Oil Recovery</i>).....	3
2.1.1 Produksi Tahap Pertama (<i>Primary Oil Recovery</i>).....	3
2.1.2 Produksi Tahap Kedua (<i>Secondary Recovery</i>).....	3
2.2 Teknik Produksi Tersier (<i>Tertiary Oil Recovery</i>).....	4
2.2.1 Jenis – Jenis injeksi EOR.....	5
2.3 Kajian Keekonomian.....	14
2.3.1 Analisa Cash Flow (<i>Cash Flow Analysis</i>).....	14
2.3.2 Pendapatan Kotor (<i>Gross Revenue</i>).....	14
2.3.3 Penyusutan (<i>Depreciation</i>).....	15
2.3.3 Pay Out Time (<i>POT</i>).....	16
2.3.4 Net Present Value (<i>NPV</i>).....	16
2.3.5 Internal Rate of Return (<i>IRR</i>).....	17

2.3.6	Minimum Attractive Rate of Return (MARR)	17
2.3.7	Profit to Investment Ratio (PIR).....	17
2.3.8	. Discounted Profit to Investment Ratio (DPIR)	17
2.3.9	Kontrak Bagi Hasil	18
2.3.8	Analisis Sensitivitas	21
2.4	State of the art.....	22
BAB III METODE PENELITIAN		25
3.1	Metode Penelitian.....	25
3.2	Flow Chart.....	26
3.3	Pengolahan data.....	27
3.4	Tempat Penelitian.....	27
3.5	Jadwal Penelitian.....	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		29
4.1.	Data Sumur DMF	29
4.1.1.	Oil Tranding	30
4.1.2.	Screening criteria Sumur DMF	30
4.2.	Peramalan Produksi menggunakan metode decline curve analisis	35
4.2.1	Peramalan Produksi menggunakan metode decline curve analisis sebelum MEOR	35
4.3.	Kajian Keekonomian Menggunakan PSC Generasi Ke VI.....	37
4.4	Hasil Analisis Sensitivitas	45
4.5	Biaya-biaya pada pengaplikasian MEOR.....	46
4.6	. Perhitungan dan analisa keberhasilan penggunaan (<i>Microbial Enhanced Oil Recovery</i>) MEOR	47
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		48
DAFTAR PUSTAKA		49
LAMPIRAN		52

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Effisiensi Pendesakan Air.....	6
Gambar 2.2.	Thermal Oil Recovery	7
Gambar 2.3.	Sistem Injeksi Polimer.....	8
Gambar 2.4.	Ilustrasi Pemulihan Mikroba siklik.....	11
Gambar 2.5.	Pemulihan Banjir Mikroba.....	12
Gambar 2.6.	Diagram Alir Kontrak Bagi Hasil Generasi VI.....	16
Gambar 2.7.	<i>Spider Diagram</i>	19
Gambar 4.1	Grafik <i>Oil Tranding</i>	29
Gambar 4.2	Grafik sesudah dan sebelum MEOR	33
Gambar 4.3.	Grafik Penurunan Sebelum MEOR	34
Gambar 4.4.	Grafik metode decline curve analisis berdasarkan persamaan trendline	35
Gambar 4.5.	Grafik Target Produksi Tercapai	36
Gambar 4.6.	Grafik NPV Vs Discount Rate	44
Gambar 4.7.	Grafik DPIR Vs Discount Rate.....	44

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 <i>Jadwal Penelitian</i>	27
Tabel 4.2 <i>Screening criteria Sumur DMF</i>	30
Tabel 4.3 Data produksi sebelum dilakukan MEOR.....	30
Tabel 4.4 lanjutan produksi sebelum dilakukan MEOR.....	31
Tabel 4.5 lanjutan produksi sebelum dilakukan MEOR.....	32
Tabel 4.6 data produksi setelah dilakukan MEOR	32
Tabel 4.7 Lanjutan data produksi setelah dilakukan MEOR	33
Tabel 4.8 Ketetapan PSC Generasi VI	37
Tabel 4.9 Biaya-biaya pada pengaplikasian MEOR	37
Tabel 4.10 Minimal Produksi Yang Tercapai.....	38
Tabel 4.11. Hasil Perhitungan Keekonomian Sumur DMF	42
Tabel 4.12. Contractor Cash Flow.....	43
Tabel 4.13. Biaya investasi proyek MEOR	45
Tabel 4.14 Kajian Keekonomian Produksi Sumur DMF selama 1 tahun	46

DAFTAR SIMBOL

P_r	= Tekanan reservoir, Psi
P_{wf}	= Tekanan alir dasar sumur, Psi
\emptyset	= Porositas, %
μ_0	= Viskositas minyak, Cp
T_r	= Temperatur reservoir, °F
K	= Permeabilitas formasi, mD
S	= factor skin
S_w	= Saturasi air, %
r_w	= Jari-jari sumur, ft
r_e	= Jari-jari pengurasan, ft
h	= Interval perforasi, ft
PI	= Produktivity indeks, BOPD/Psi
Q	= laju alir, bbl/day
Q_0	= Laju alir minyak, BOPD
i	= Discount rate, %



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan minyak di Indonesia pada umumnya adalah lapangan yang sudah tua, atau telah lama dilakukan kegiatan produksi, namun masih memiliki *bypass oil* yang tergolong tinggi. *Bypass oil* merupakan saturasi minyak yang tertinggal di reservoir meskipun dikategorikan *mobile*. Untuk kegiatan pengembangan selanjutnya dapat dilakukan dengan EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Salah satunya menggunakan metoda MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*). Hal ini bermaksud untuk memberikan penambahan jumlah produksi pada sumur yang telah mengalami penurunan *Bypass oil*. Penentuan keekonomian ini bermaksud untuk menentukan berapa estimasi biaya yang digunakan oleh suatu *Oil Company* berdasarkan harga minyak yang aktual.

Penentuan keekonomian ini bertujuan untuk menentukan berapa estimasi biaya yang digunakan oleh suatu *Oil Company* berdasarkan harga minyak yang aktual. Dan salah satu metoda yang digunakan yaitu metoda *PSC Indonesia*, dengan berdasarkan indikator keekonomian yang terjadi pada saat ini. Penentuan keekonomian ini dilakukan sebagai pertimbangan agar suatu *Oil Company* dapat mengambil keputusan untuk menambah kegiatan (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) MEOR, pada sumur lainnya atau hanya pada salah satu sumur produksi saja yang telah dilakukan pengaplikasian (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) MEOR. Data yang digunakan untuk menentukan nilai keekonomian berdasarkan data produksi sumur setelah dilakukan (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) MEOR dengan lama pengamatan yang dilakukan selama 8 bulan serta data keekonomian migas nasional.

Dalam penelitian ini, peneliti akan melakukan keekonomian aplikasi MEOR pada sumur DMF Lapangan ACIKOLI dengan menggunakan PSC

Indonesia Generasi ke VI, berdasarkan Oil Tranding.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian tugas akhir ini adalah :

- 1.2.1 Melakukan analisa perkiraan produksi dengan metoda decline curve analisis pada sumur DMF.
- 1.2.2 Menghitung dan menganalisa keberhasilan penggunaan (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) MEOR pada sumur produksi “DMF” berdasarkan *Oil Tranding* dengan parameter keekonomian seperti NPV, dan IRR.

1.3 Manfaat Penelitian

Dengan tujuan penulisan proposal sebagai salah satu syarat penyusunan tugas akhir diharapkan dapat memberika nmanfaat seperti :

- a. Penelitian yang dilakukan dapat menjadi pemikiran yang lebih dikembangkan mengenai MEOR pada sumur yg telah lama tidak berproduksi..
- b. Pemahaman tentang keberhasilan suatu pekerjaan dalam dunia perminyakan dalam segi ekonomi.
- c. Mengetahui bagaimana pengaruh dari keekonomian pada suatu produksi.

1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini adalah Peneliti hanya fokus pada Menganalisa keekonomisan serta keberhasilan penggunaan (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) MEOR berdasarkan *Oil Tranding* dan metoda PSC generasi ke VI yang dilakukan hanya pada satu sumur.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Allah berfirman, “*Milik-Nya lah apa yang ada dilangit,apa yang ada di Bumi, apa yang ada diantara keduanya, dan apa yang ada dibawah tanah. Dan jika engkau mengeraskan ucapanmu, Dia mengetahui rahasia dan yang lebih tersembunyi*” (Qs. Thahaa 6-7). Allah juga berfirman, “*dan kami alirkan padanya (Sulaiman) sumur minyak*” (Qs. Saba’ ayat 12).

Dimana sudah terbukti bahwa penggunaan minyak bumi sudah ada sejak zaman Nabi Sulaiman as,dari keterangan ayat diatas dapat kita simpulkan bahwa atas izin Allah semua yang terjadi di Bumi ini dan tergantung bagaimana kita memanfaatkan karunia yang diberikan.

2.1 Proses Perolehan minyak (*Oil Recovery*)

Secara garis besar perolehan minyak dan gas bumi dibedakan menjadi tiga tahapan, yakni primary recovery, secondary recovery, dan tertiary recovery

2.1.1 Produksi Tahap Pertama (*Primary Oil Recovery*)

Primary recovery adalah cara memproduksi sumur secara alami, dengan tekanan reservoir sebagai tenaga pendorong alami yang ada dipompa,sehingga minyak secara alami bisa dinaikkan ke permukaan. Tentu dengan seiring berjalannya waktu hal ini akan mengalami penurunan, sehingga tahapan produksi memasuki babak baru yaitu tahapan kedua.

2.1.2 Produksi Tahap Kedua (*Secondary Recovery*)

Teknik ini dilakukan ketika volume atau hasil minyak yang diproduksi mengalami penurunan akibat turunnya performa dari reservoir, atau dengan kata lain terjadinya penurunan tekanan reservoir secara perlahan

namun pasti, sehingga produksi harus dibantu dengan tenaga tambahan.

Air dan gas merupakan salah satu contoh tenaga pendorong bagi minyak agar dapat diproduksi. Injeksi air dan gas ini bertujuan untuk meningkatkan tekanan dan volume efisiensi penyapuan minyak di reservoir. berdasarkan jalur injeksi gas menuju reservoir, metode injeksi gas dapat dibagi menjadi tiga kategori, yaitu pemulihan tekanan, pertahanan tekanan, dan gas pendorong.

Dalam metode pemulihan tekanan, gas diinjeksikan ke formasi (hidrokarbon yang terbentuk di sekitar reservoir) melalui satu sumur, sedangkan sumur produksi lainnya ditutup sampai tekanan pulih di sepanjang reservoir. Dalam metode pertahanan tekanan, gas yang berasal dari sumur produksi ditekan dan diinjeksikan ke sumur tertentu sebelum tekanan reservoir seluruhnya habis. Dalam metode ini, beberapa sumur dioperasikan sebagai sumur injeksi, dimana yang lain dioperasikan sebagai sumur produksi. Selain gas, air juga biasa digunakan dalam metode pertahanan tekanan, dimana air diinjeksikan ke sumur produksi melalui sumur injeksi dan air akan mendorong minyak melalui batuan reservoir menuju sumur produksi, metode ini biasa disebut dengan water flooding.

2.2 Teknik Produksi Tersier (Tertiary Oil Recovery)

Enhanced Oil Recovery adalah teknik perolehan minyak dengan metoda yang lebih canggih. yaitu dibantu dengan zat kimia, dan bahan tak alami dikarenakan kondisi alamiah tidak mampu untuk dilakukan lagi.

Tujuan dilakukannya peningkatan perolehan minyak ini adalah untuk terus meningkatkan produksi minyak pada suatu sumur produksi. Dimana pada tahap awal minyak tersebut agar mengalir dengan sendirinya atau sering disebut dengan natural flow, namun setelah beberapa tahap ini akan mengalami penurunan produksi maka dibutuhkan metode *secondary recovery* untuk kembali meningkatkan produksi minyak pada sumur produksi tersebut.

Walaupun metode ini memiliki efisiensi pengangkatan yang lebih baik, ternyata masih ada lebih dari setengah minyak bumi yang tertinggal didalam tanah.

Teknik ini hanya mampu untuk mengangkat minyak di reservoir sekitar 30-60%.

2.2.1 Jenis – Jenis injeksi EOR

Terdapat enam jenis utama EOR, yaitu Immiscible Displacement, Miscible, Thermal Recovery, Chemical, Vibro Seismic, serta Microbial Recovery. Karena biaya operasi EOR untuk kegiatan pengangkatan hidrokarbon permukaan yang cukup mahal, maka tidak semua sumur dan waduk akan dilakukan kegiatan ini oleh produsen. Walaupun metode ini memiliki efisiensi pengangkatan yang lebih baik, ternyata masih ada lebih dari setengah minyak bumi yang teringgal didalam tanah.

A. Injeksi Tercampur (*Miscible Displacement*)

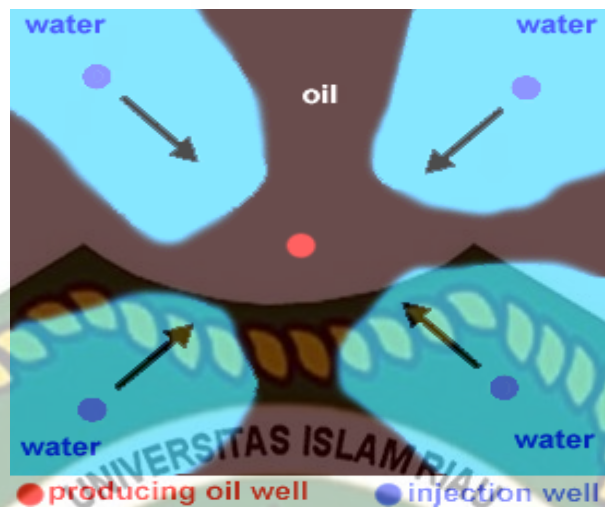
Teknik ini dapat diartikan pendorongan oleh suatu fluid terhadap oil yang menyebabkan tercampurnya antara fluid pendorong dengan r sebagai satu fluida yang keluar melalui pori-pori.

B. Injeksi Tidak Tercampur (*immiscible Displacement*)

Metoda EOR yg paling umum digunakan adalah injeksi air, Biasanya injeksi air digolongkan ke dalam injeksi tak tercampur.

Pertimbangan kenapa injeksi air menjadi pilihan utama

- a. Mobilitas yang cukup rendah
- b. Air cukup mudah diperoleh
- c. Pengadaan air cukup murah
- d. Berat kolom air dalam sumur injeksi turut menekan, sehingga cukup banyak mengurangi besarnya tekanan injeksi yang perlu diberikan di permukaan; jika dibandingkan dengan injeksi gas, dari segi ini berat air sangat menolong.
- e. Air biasanya mudah tersebar keseluruh reservoir, sehingga menghasilkan efisiensi penyapuan yang cukup tinggi.
- f. Efisiensi pendesakan air juga cukup baik. sehingga harga Sor sesudah injeksi air = 30% cukup mudah didapat.



Gambar 2.1 Efisiensi Pendesakan Air

Penggunaan teknik ini telah dipakai pada tahun 1880 dan setelahnya ditemukan teori bahwa air secara tidak sengaja dilapisan kurang dalam membantu perolehan hidrokarbon, dikemukakan oleh John F. Carl. Teknik water injection ini bertujuan agar terciptanya keseimbangan penurunan tekanan reservoir, dengan bantuan air yang diinjeksikan ke dalam reservoir.

C. Injeksi Termal (*Thermal Injection*)

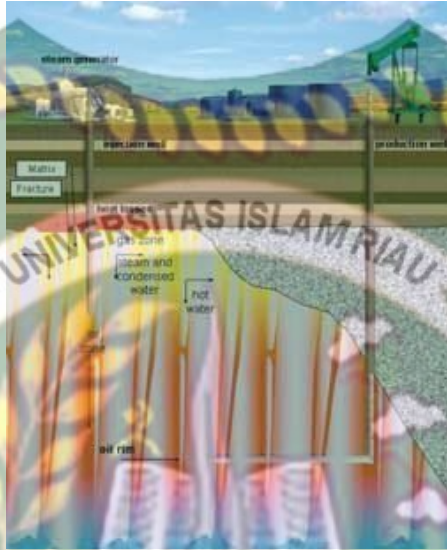
Injeksi termal dilakukan dengan tujuan agar suhu reservoir dapat mengecilkan nilai viskositas minyak. Uap dimasukkan ke sumur minyak bertujuan agar kekentalan minyak sedikit menurun agar lebih mudah mengalir ke permukaan.

Injeksi termal dilakukan dengan cara memasukkan fluida dengan suhu tinggi atau bersuhu jauh lebih panas daripada suhu di reservoir. Injeksi Termal bertujuan membuat minyak berubah ke fasa uap, selain itu juga berfungsi sebagai tenaga pendorong minyak ke sumur produksi. Biasanya untuk minyak yang tidak terlalu kental digunakan gas miscible injection,

Jenis-jenis Injeksi termal antara lain:

g. Stimulasi uap (*steam soak, huff and puff*)

Zat diinjeksikan umumnya ialah kombinasi dari uap panas dan air panas dengan takaran berbeda.



Gambar 2.2. Thermal Oil Recovery

h. Pembakaran di tempat (*In-situ Combustion*)

Udara yg diinjeksikan akan membakar sebagian dari minyak, sehingga mengecilkan nilai viscositas sehingga minyak lain dapat mengalir dengan lancar.

D. Injeksi Kimia (Chemical Injection)

Injeksi kimia bertujuan untuk melepaskan minyak yang ada di reservoir, metode ini menerapkan prinsip untuk memperbesar efisiensi waterflooding dengan menggunakan polimer yg diinjeksikan ke reservoir, dan juga menaikkan nilai keefektifan dari surfactant pembersih yang menjadikan tegangan permukaan menjadi lebih rendah yang menjadi penyebab aliran minyak direservoir terhambat.

E. Injeksi Polimer (Polimer Injection)

Ini ialah salah satu teknik kimiawi yang digunakan dalam proses perolehan minyak atau *enhanced oil recovery (EOR)*, dalam teknik EOR, injeksi polimer banyak digunakan karena cara penggunaannya yang cukup sederhana.

Polimer berperan sebagai pendorong dan pendesak minyak supaya lebih optimal dan meningkatkan viskositas fluida (air). Selain itu polimer juga berperan menurunkan mobilitas fluida dan meningkatkan viskositasnya. Polimer yang terlarut dalam air digunakan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan, dan juga mengurangi efek negatif dari variabel dibedakan menjadi sekian tahapan, pengondisian reservoir, injeksi larutan polimer untuk mengontrol mobilitas fluida, injeksi air bebas mineral (*fresh water buffer*) untuk melindungi polimer, dan injeksi fluida pendorong (*driving fluid*) berupa air.



Gambar 2.3. Sistem Injeksi Polimer

Dalam produksi minyak dengan menggunakan teknik EOR, polimer berperan sebagai berikut di antaranya :

- a. Sebagai agen untuk meningkatkan performa air yang diinjeksikan ke reservoir dengan cara menghalangi daerah yang memiliki konduktivitas tinggi.
- b. Sebagai agen pengikat silang (cross-linked) di daerah konduktivitas tinggi di dalam sumur di reservoir. Dalam proses ini polimer diinjeksikan dengan suatu kation logam anorganik yang akan dicross-link sehingga molekul polimer akan mengelilingi permukaan logam tersebut.
- c. Sebagai agen untuk memurunkan mobilitas air atau rasio mobilitas air-minyak (water-oil).

F. Injeksi Surfactant (*Surfactan Injection*)

Injeksi Surfactant bertujuan untuk menurunkan tegangan permukaan hanya dengan tenaga pendorong berupa air tapi tidak dapat secara alami dinaikkan.

G. Vibrasi Seismic (*Vibro Seismic*)

Pengembangan teknik ini dicetuskan oleh ilmuwan asal mosco rusia bernama Dr. Vladimir Belenko yg disebut vibroseismic impact technology (VISIT). Biasanya teknologi ini digunakan sebagai pelengkap teknologi tahap lanjut EOR dalam eksplorasi minyak bumi. Produksi minyak dengan lancar menyemburkan cadangan minyak, karena masih mempunyai tenaga dorong alami . Seiring berjalannya waktu ini akan kian berkurang sehingga minyak memasuki tahap kedua ataupun ketiga. kedua tahap ini yg dimaksud dengan EOR. Ini berarti produksi akan dibantu oleh air, atau zat kimia , dan mikroba yg memaksa minyak keluar dan masuk kelubang sumur produksi untuk diangkat ke permukaan.

H. Peningkatan Produksi Menggunakan Mikroba (*Microbial Enhanced Oil Recovery*)

Microbial enhanced oil recovery adalah teknologi biologi yang memanfaatkan mikroba yang berada didalam reservoir minyak untuk mengubah susunan fungsi atau struktur, atau keduanya. Tujuan utama dari Microba Enhanced Oil Recovery untuk meningkatkan pengangkatan minyak yang masih terjebak, untuk maraup keuntungan secara ekonomi.

d. Mekanisme *Microbial Enhanced Oil Recovery*

Penggunaan mikroorganisme dan produk metabolik mereka untuk meningkatkan produksi minyak dengan merubah mobilitas dari minyak yang terjebak dalam reservoir tua, melibatkan suntikan mikroorganisme atau juga nutrisi yang dipilih ke dalam reservoir diinjeksikan untuk dapat berkembang ataupun digunakan untuk metabolisme mikroba, dilakukan secara *flooding* ataupun In-Situ. MEOR ini tidak untuk menggantikan metode EOR konvensional, karena MEOR itu sendiri memiliki kendala tertentu.

Proses dalam MEOR biasa diklasifikasikan dengan masalah-masalah di lapangan sebagai berikut :

1. Membersihkan, lubang sumur dari lumpur dan serpihan yang menghalangi minyak keluar melalui lubang.

2. Stimulasi sumur, meningkatkan aliran minyak dari area pengurasan kelubang sumur.
3. Memperkaya injeksi air, dengan menginjeksikan mikroba dan nutrisi yang telah dipilih.

Terdapat dua kategori dari *Microbial Enhanced Oil Recovery*, yaitu :

1. Mekanisme pertama, mengganti tegangan antarmuka dari minyak/air/batuan.
2. Merubah sifat aliran disebabkan oleh mikroba.

Tiga cara yang diterapkan dalam *Microbial Enhanced Oil Recovery*, seperti

1. Penginjeksian nutrisi untuk menstimulasi mikroorganisme yang ada
2. Penginjeksian mikroorganisme dari luar beserta nutrisi
3. Penginjeksian Mikroorganisme dari luar tempat.

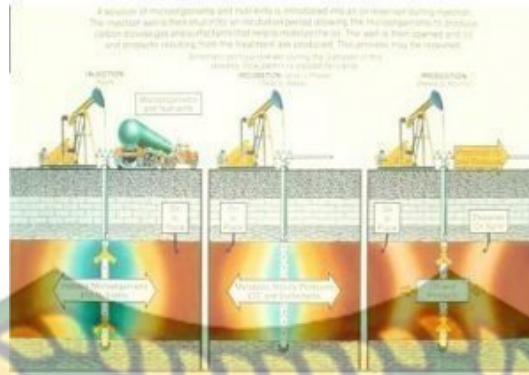
Berdasarkan sumber mikroorganisme, MEOR bawah tanah dikategorikan ke dalam MEOR in-situ dan MEOR padat. Sedangkan menurut prosedur proses, MEOR bawah tanah adalah diurutkan sebagai:

1. Injeksi siklik mikroba (*Huff and Puff*)

Microbial Flooding Recovery

a) *Cyclic Microbial Recovery*

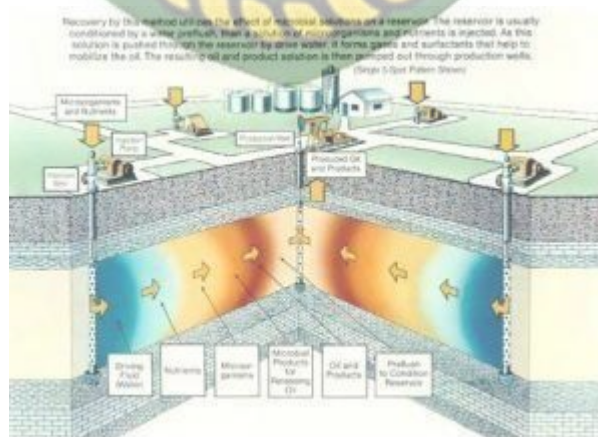
Suatu larutan nutrisi mikroorganisme dan dimasukkan ke dalam reservoir minyak selama injeksi. Penyuntik ini kemudian ditutup dalam untuk periode inkubasi yang memungkinkan mikroorganisme untuk menghasilkan gas karbon dioksida dan surfaktan yang membantu untuk memobilisasi minyak. Sumur ini kemudian dibuka dan minyak dan produk hasil dari perawatan adalah menghasilkan. Proses ini dapat diulang. Gambar 1 menggambarkan teknologi ini.



Gambar 2.4. Ilustrasi Pemulihan Mikroba siklik

b) Microbial Flooding Recovery

Pemulihan dengan metode ini memanfaatkan efek solusi mikroba pada reservoir. reservoir ini biasanya dikondisikan oleh air preflush, maka larutan mikroorganisme dan nutrisi, ataupun nutrisi yang disuntikkan kedalam reservoir untuk membantu mobilitas minyak dan meningkatkan area penyapuan minyak. Sebagai solusi ini didorong melalui reservoir dengan water drive, membentuk gas dan surfaktan yang membantu untuk memobilisasi minyak. Minyak yang dihasilkan dan solusi produk kemudian dipompa keluar melalui sumur produksi.. Gambar.3.4. diagram matized teknologi ini seperti di bawah ini.



Gambar 2.5. Pemulihan Banjir Mikroba

e. Yang dihasilkan dari *Microbial Enhanced Oil Recovery*

Sejauh ini, dua hasil dominan dari MEOR yang terlihat :

1. Meningkatkan produksi minyak, telah dilakukan dengan memodifikasi dari sifat antarmuka minyak-air-batuan, dengan tujuan untuk memfasilitasi pergerakan minyak melalui media berpori, dengan mempengaruhi fluida (menurunkan viskositas), efektifitas pemindahan (meningkatkan permeabilitas), efisiensi daerah penyapuan, dan meningkatkan tekanan reservoir
2. Peningkatan, aktifitas mikroba bertindak dalam penurunan minyak berat menjadi lebih ringan.

f. Proses *Microbial*

Metode pengangkatan tersier minyak yang lain adalah menggunakan mikroba, yang biasa diketahui sebagai MEOR, teknologi produksi tahap lanjut yang mana sekarang sangatlah penting dan terus-menerus dikembangkan. Dimana menggunakan mikroba atau hasil dari mikroba untuk meningkatkan perolehan pengangkatan minyak yang masih tersisa di dalam reservoir minyak.

Dalam metode ini, nutrisi dan mikroba yang cocok dan bisa tumbuh di dalam suatu pengondisian reservoir di laboratorium, baik mikroba berasal dari In-Situ maupun Ex-Situ, ataupun hanya pemberian nutrisi, akan diinjeksikan ke dalam reservoir.

Produk dari hasil metabolisme mikroba termasuk itu biosurfaktan, biopolymer, asam, solvent, gas, dan juga enzim yang dapat memodifikasi sifat interaksi minyak, antara minyak dengan air dan media berpori, yang mana dapat meningkatkan mobilitas minyak dan sebagai akibatnya pengangkatan minyak dari reservoir yang telah mengalami penurunan dan menghasilkan produksi yang kecil, akan mengalami penambahan umur dan peningkatan produksi dari umur suatu sumur maupun reservoir.

Dalam metode lain, air yang berisikan sumber vitamin, fosfat, dan nitrat, diinjeksikan ke dalam reservoir, jadi bakteri dapat tumbuh dengan menggunakan

minyak sebagai sumber utama karbon.

g. Kelebihan dan Kekurangan dari *Microbial Enhanced Oil Recovery*

1. Kelebihan

Adapun kelebihan dari *Microbial Enhanced Oil Recovery*, sebagai berikut:

- a) Injeksi mikroba dan nutrisi murah, dan bisa dengan mudah ditangani dan berdiri sendiri dari harga minyak.
- b) Meningkatkan produksi
- c) Ekonomis untuk lapangan tua sebelum ditutup
- d) Peralatan yang sudah ada hanya perlu sedikit modifikasi
- e) Mudah diterapkan
- f) Harganya murah
- g) Aktivitas mikroba meningkat mengikuti pertumbuhan mikroba
- h) Hasil mikro organisme dapat dikurangi secara biologi dan bisa jadi ramah lingkungan.

2. Kekurangan.

Adapun kekurangan dari *Microbial Enhanced Oil Recovery*, yaitu :

- a) Oksigen yang ikut di dalam aerob MEOR dapat menyebabkan korosi
- b) Anaerob MEOR memerlukan banyak gula, tetapi untuk di *offshore* memerlukan banyak tempat dan menyebabkan permasalahan dalam pengiriman
- c) Bakteri eksogen memerlukan fasilitas penyesuaian untuk mereka
- d) Pertumbuhan mikrob hanya suka berkembang ketika, permeabilitas layer lebih dari 50md, temperature di 80°C, salinitas 150g/L dan kedalaman reservoir kurang dari 2400 meter atau 7900 ft

2.3 Kajian Keekonomian

Kajian keekonomian membahas tentang analisa cash flow, indikator keekonomian, tinjauan tentang UU Migas dan sistem kontrak bagi hasil di Indonesia.

2.3.1 Analisa Cash Flow (Cash Flow Analysis)

Net Cash Flow merupakan dana yang masuk ataupun keluar pada periode waktu tertentu.

$$\text{Net cash flow} = \text{cash received} - \text{cash expended}$$

2.3.2 Pendapatan Kotor (Gross Revenue)

Gross revenue diperoleh dari keuntungan penjualan oil dan gas

$$\text{Gross Revenue} = \text{Total produksi} \times \text{Harga Minyak}$$

1. Capital Cost

Dana yang wajib dikeluarkan pada saat awal proyek dilakukan, biasanya akan memakan biaya yang besar.

2. Non Capital Cost

Ini merupakan biaya yang dikeluarkan pada saat proyek yang bersifat non material yang tidak bisa didepresiasi.

3. Operating Cos

Biaya saat produksi berlangsung

4. Abandonment Cost

Biaya untuk menjaga lingkungan

5. *Sunk Cost*

Biaya yang bila tidak digunakan akan hangus.

2.3.3 Penyusutan (*Depreciation*)

Dalam menentukan aliran dana masuk dan keluar depreciation memiliki efek tidak langsung dan sama sekali tidak berpengaruh terhadap aliran. Karena ada perhitungan dpresiasi yang akan mempengaruhi pajak yang akan dibayarkan oleh perusahaan kepada pemerintah, tentu ini akan memmpengaruhi aliran dana.

a. Metode Garis Lurus (*Straight Line Method*)

Straight line method adalah metode yang paling umum digunakan pada beberapa industri. Metode ini mengasumsikan bahwa nilai dari asset (capital) akan mengalami penurunan secara konstan pada periode waktu tertentu.

$$Di = \frac{K}{N} \text{ Atau } Di = K \times R$$

Secara matematis dapat ditulis :

Dimana:

Di = Depresiasi, tahun

K = Capex, US\$

N = Jumlah tahun dimana asset didepresiasi

$R = \frac{1}{N}$ = depresiasi rate

b. Metoda *Declining Balance*

Asumsi dari metoda ini ialah penurunan nilai barang dari tahun ke tahun tidaklah sama, Penurunan nilai barang akan lebih besar di tahun awal dibandingkan dengan tahun berikutnya.

Langkah perhitungannya ialah sebagai berikut:

$$Di = K \times R(1 - R)^{i-1}$$

c.. Metode *Double Declining Balance*

Hampir sam dengan metode *declining balance*, Metode ini menganggap penurunan nilai tidak sama dari tahun ke tahun, pada metode ini menjelaskan bahwa nilai barang akan berkurang dua kali lebih cepat daripada metode *declining balance*. Secara matematis dapat ditulis :

$$D_i = K \times 2R(1 - 2R)^{(i-1)}$$

Dimana:

Subskrip i adalah waktu perhitungan

T adalah lama waktu depresiasi

2.3.3 Pay Out Time (POT)

Waktu yang dibutuhkan oleh perusahaan untuk mendapatkan kembali investasi atau dana yang telah dikeluarkan.

2.3.4 Net Present Value (NPV)

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

$$NPV = NCF_0 + \frac{NCF_1}{(1+i)^1} + \frac{NCF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{NCF_8}{(1+i)^8} + \dots + \frac{NCF_n}{(1+i)^n}$$

Dari Persamaan 3-6, terlihat bahwa harga NPV dari NCF tergantung dari besarnya interest rate (i). Adapun kriteria pengambilan keputusan adalah ambil harga NPV (+) dan terbesar.

2.3.5 Internal Rate of Return (IRR)

IRR merupakan karakteristik untuk mengetahui keuntungan dari suatu proyek yang dilakukan pada tahun yang telah ditentukan. IRR merupakan suatu acuan kesanggupan proyek untuk mengembalikan pinjaman. Disamping itu IRR juga menunjukkan discount factor, dimana nilai NPV adalah 0.

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

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

i_1 = tingkat bunga pertama saat memperoleh NPV positif

i_2 = tingkat bunga kedua saat memperoleh NPV negative

2.3.6 Minimum Attractive Rate of Return (MARR)

MARR merupakan tingkat pengembalian minimum yang diinginkan oleh perusahaan. Tergantung pada lingkungan, jenis kegiatan, kebijaksanaan organisasi dan tingkat resiko dari masing-masing proyek.

2.3.7 Profit to Investment Ratio (PIR)

Profit to investment ratio sering juga disebut sebagai *return on investment (ROI)* adalah perbandingan total undiscounted net cash flow dengan investasi secara keseluruhan..

$$PIR = \frac{\sum Undiscounted NCF}{\sum Investasi}$$

2.3.8 . Discounted Profit to Investment Ratio (DPIR)

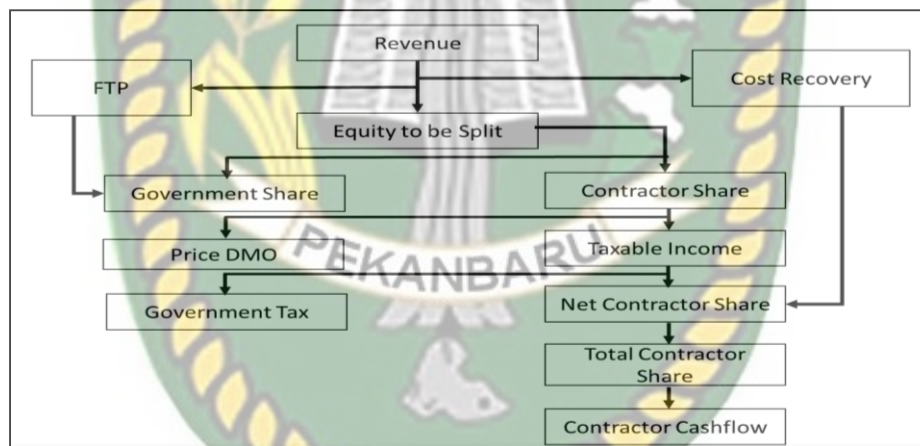
Discounted Profit to Investment Ratio (DPIR), nama lainnya Discounted Return on Investment (DROI), berbeda sedikit dengan profit to investment ratio, yang membedakan ialah perhitungan harga pada masa ini, PIR atau ROI belum dikalkulasikan pada masa ini,

sedngakn sebaliknya DPR sudah dibawa ke nilai sekarang.

$$DROI = \frac{\sum \text{Discounted NCF}}{\sum \text{Investasi}}$$

Oil Treending yaitu perdagangan internasional sebagai kebutuhan yang penting dalam industry migas, dan memiliki komoditas di dunia untuk menentukan harga minyak yang di gunakan untuk melakukan penjualan internasional dengan harga yg berkembang pada saat ini.

2.3.9 Kontrak Bagi Hasil



Gambar 2.6. Diagram Alir Kontrak Bagi Hasil

First Tranche Petroleum (FTP)

Merupakan sebelum dipotong *Cost Recovery*, hasil produksi minyak dalam jumlah persen tertentu yang telah disepakati harus diserahkan kepada pemerintah.

$$FTP = 20\% \times \text{Revenue}$$

1. *Investment Credit*

Merupakan suatu insentif yang diberikan kepada kontraktor pada saat akan memulai produksi untuk membangun fasilitas produksi dalam bentuk investment credit yang dapat diperhitungkan oleh kontraktor.

$$IC = 15.78\% \times \text{Capital investment}$$

2. Cost Recovery

Hak penagihan yang dilakukan oleh kontraktor terhadap biaya yg dikeluarkan dibawah ketentuan yang berlaku, ini merupakan insentif yang diberikan oleh pemerintah kepada kontraktor.

$$CR_n = DEP_n + OPEX_n + UR1_n$$

Dimana :

CR_n = Bea yang ditagihkan tahun ke n

DEP_n = Depresiasi tahun ke n

$OPEX_n$ = Operating Cost tahun ke n

$UR1_n$ = Uncovered 1 pada tahun ke n

3. Profit Oil atau Equity to be Split

Ini merupakan keuntungan dari hasil penjualan minyak setelah dikurangi FTP dan cost recovery.

$$ETS = (R - FTP - IC - CR)$$

4. Contractor Share

Berdasarkan kontrak kerjasama bagian dari kontraktor sebelum dikenai pajak yang didapatkan dari hasil pembagian profit minyak.

$$CS = 26.7857\% \times ETS$$

5. Government Share

Merupakan bagian dari pemerintah berdasarkan kontrak kerja sama dari hasil hasil pembagian profit minyak.

$$GS = 73.2143\% \times ETS$$

6. Kebutuhan Dalam

Negeri (*Domestic Market Obligation*)

Bahwa berdasarkan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001

$$DMO = 25\% \times \text{Contractor Share}$$

tentang Minyak dan Gas Bumi jo. Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri maka setiap Badan Usaha atau Badan Usaha Tetap diwajibkan untuk menyerahkan sebagian minyak, dan gas bumi dari bagiannya kepada negara melalui Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi sesuai dengan kontrak kerja sama antara badan pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

9. *DMO Fee*

Merupakan nilai penggantian yang dibayarkan oleh pemerintah kepada kontraktor, karena kontraktor terkait telah memenuhi kewajiban sesuai kontrak kerja sama, yakni menyerahkan DMO

$$\text{DMO Fee} = \text{DMO} \times 15\%$$

10. *Contractor Taxtable Income*

Hasil yang diterima kontraktor setelah dikurangi DMO dan dijumlahkan dengan DMO Fee.

11. Pajak (*Tax*)

$$\text{Tax} = 44\% \times \text{Contractor taxtable income}$$

12. *Government Take*

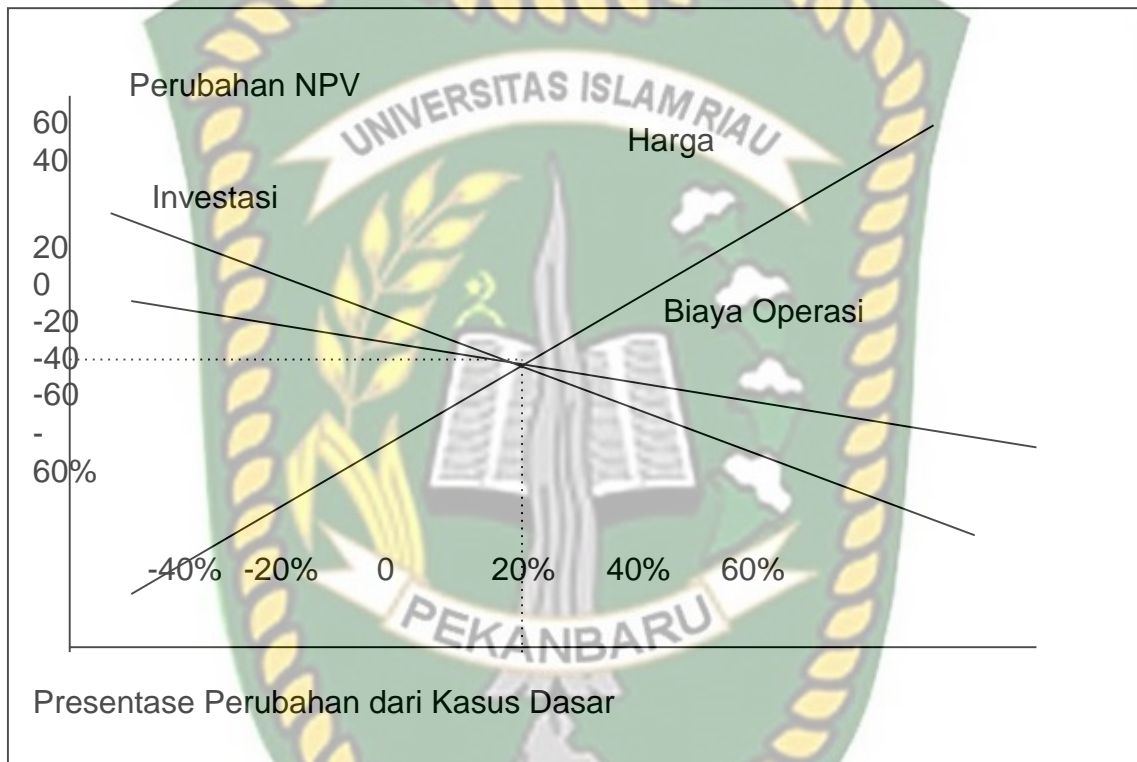
Jumlah pendapatan bersih pemerintah ditambah FTP dan DMO dikurangi DMO Fee dan ditambah pajak

13. *Contractor Take*

Merupakan pendapatan bersih dari kontraktor setelah dipotong pajak ditambah FTP Kontraktor dan *Cost Recovery*. Jumlah contractor take jika dibagi dengan total investasi merupakan *Profit to Investment Ratio* (*PIR*) dalam perhitungan indikator ekonomi.

2.3.8 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas adalah metoda yang digunakan untuk melihat pengaruh dari besaran terhadap keuntungan. Umumnya besaran yang digunakan pada metoda ini ialah cadangan, produksi, harga, investasi, dan biaya operasi serta pajak (jika insentif diperlukan). Contoh analisis sensitivitas seperti gambar dibawah berikut.



Gambar 2.7. Spider Diagram

Keuntungan dari analisis sensitivitas adalah :

2.3.9.1 Sangat membantu mengidentifikasi besaran-besaran yang sangat mempengaruhi keuntungan (dilihat dari berapa besarnya perubahan keuntungan yang diakibatkan oleh perubahan besaran tersebut).

2.3.9.2 Mudah dilakukan dengan komputer.

Kekurangan dari metode ini ialah :

1. Tak dapat memberikan indikasi kemungkinan dari yg diandaikan akan terjadi. Misalnya : berapa persen harga akan turun
2. Tak dapat memperlihatkan kesinambungan antara besaran – besaran yang meperngaruhi benefit.

2.4 State of the art

Beberapa literatur yg telah dilakukan dan berhubungan dengan penelitian sebagai acuan. Barcerapa acuan sebagai state of the art ialah :

(Ariyon & Dewi, 2018) Kondisi ekonomi dunia migas yang kurang baik dan cost recovery terlalu besar serta hasil yang didapatkan tidak sebanding didapatkan oleh kontraktor. Maka, perubahan sistem kontrak baru dengan aturan penambahan split bagi kontraktor memberikan pertimbangan dalam mengelola lapangan migas. Untuk memulihkan keadaan serta mengembalikan semangat kontraktor agar tetap berinvestasi di Indonesia, pemerintah Indonesia memberikan insentif dan alternatif lain kepada kontraktor untuk mengubah Kontrak PSC yang ada sekarang dengan PSC Gross Split berdasarkan peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 8 dan Nomor 52 tahun 2017. Lapangan YZ merupakan salah satu lapangan marjinal di Central Sumatera Basin atau Rokan Block Provinsi Riau. Lapangan tersebut merupakan lapangan komersial yang memiliki potensi cadangan minyak untuk dapat dikelola. Untuk melakukan pengembangan lapangan minyak marjinal YZ perlu dilakukan perbandingan hasil keekonomian proyek dengan menggunakan kontrak PSC dan PSC Gross Split untuk menentukan tingkat kelayakan proyek.

(Rora Eva Laini1, A. Napoleon, dan Munawar, 2014) Salah satu teknik EOR yang dikembangkan saat ini adalah memanfaatkan mikroba yang dikenal dengan microbial enhanced oil recovery (MEOR). MEOR merupakan teknologi yang memanfaatkan aktivitas mikroba dan dilakukan dengan tujuan meningkatkan

perolehan minyak pada suatu reservoir minyak bumi dengan cara menginjeksikan mikroba ke dalam reservoir tersebut. Riset ini bertujuan untuk mendisolasi bakteri termofilik penghasil biosurfaktan yang berpotensi sebagai agen MEOR. Sampel minyak diambil dari tigasumur minyak yang berbeda di desa Sungai Angit, Musi Banyuasin menggunakan metode Multiple Sampling. Bakteri yang berhasil diisolasi diuji kemampuannya bertahan hidup pada suhu tinggi dan kemampuannya menghasilkan biosurfaktan. Ada 8 bakteri hasil isolasi, namun hanya 7 yang lolos uji termofilik dan 3 bakteri yang secara signifikan menghasilkan biosurfaktan, yaitu : *Pseudomonas citronellolis*, *Pseudomonas fluorescens* dan *Burkholderia glumae*.

(N.K. Harner, 2011) Batu pasir merupakan lingkungan yg unik bagi bakteri dengan ketersediaan air yang rendah dan konsentrasi hidrokarbon yang tinggi. Memahami mekanisme yang digunakan bakteri untuk mentolerir tekanan ini dapat membantu dalam pemahaman kita tentang bagaimana degradasi hidrokarbon telah terjadi dari waktu ke waktu geologi, dan bagaimana proses ini dan mekanisme toleransi terkait dapat digunakan dalam aplikasi bioteknologi seperti microbial enhancement oil recovery (MEOR)

(Desi, dan Novi 2017) penelitian ini membuktikan bahwa MEOR merupakan salah satu metode yang efektif meningkatkan produksi, efektivitas dari metode MEOR diukur berdasarkan beberapa parameter yaitu formasi suhu, viskositas minyak, permeabilitas, salinitas air garam, water cut, gravitasi API crude oil, pH, tekanan, saturasi oil residu, kedalaman porositas dan kandungan bakteri pada reservoir.

(Khabib, 2020) Penelitian ini tentang keekonomian migas dengan tujuannya membandingkan dua skema PSC yang berlaku di Indonesia yaitu PSC Cost Recovery dan PSC Gross Split untuk mengetahui skema apa yang lebih layak diterapkan serta memiliki nilai keekonomian yang lebih tinggi. Setelah diperoleh hasil dari perhitungan dengan kedua skema tersebut akan dapat diambil

kesimpulan apakah skema PSC Gross Split memang layak untuk menjadi pengganti skema PSC Cost Recovery. Metode yang dipergunakan adalah metode kuantitatif. Hasilnya menunjukkan bahwa skema PSC Gross Split yang diterapkan sejak Januari 2017 yang mengacu pada Peraturan Menteri ESDM no. 8 tahun 2017 dan Peraturan Menteri ESDM no. 52 tahun 2017 layak untuk menggantikan skema PSC Cost Recovery yang sudah lama berlaku di Indonesia. Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan oleh penulis, skema PSC Gross Split terbukti unggul baik dengan indikator keekonomian NPV 72,050.67 MUSD, IRR 45.57%, POT 2.38 tahun, dan DPI 2.27.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III

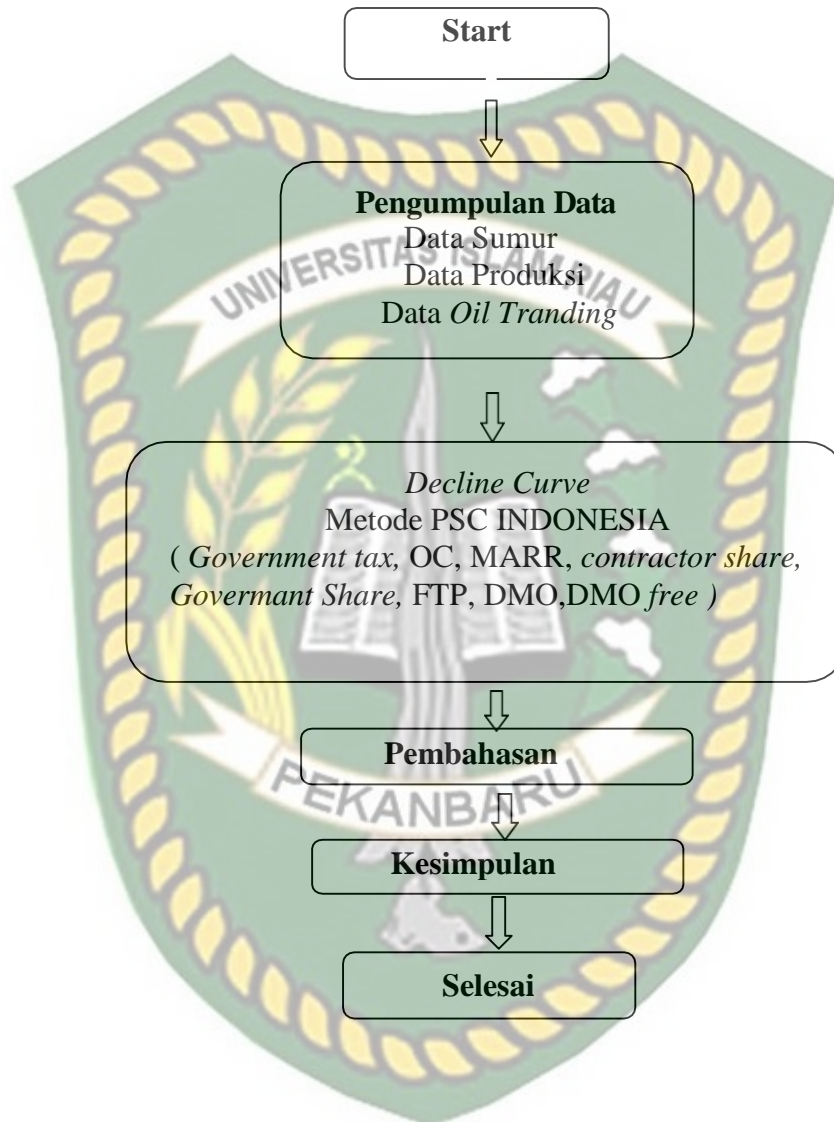
METODE PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metode Penelitian yang akan dilakukan adalah metode perhitungan keekonian PSC Indonesia, dengan menggunakan beberapa data seperti referensi dari tugas akhir, literature, paper, dan jurnal. Setelah didapatkan referensi tersebut kemudian dilakukan evaluasi dengan menggunakan data yang diperoleh dari perusahaan. Yang selanjutnya dapat menentukan keberhasilan peneletian.



3.2 Flow Chart



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

3.3 Pengolahan data

Pengolahan data yg diperoleh dari lapangan ataupun studi literature, dimanaselanjutnya dilakukan perhitungan komdisi sumur sebelum dan setelah dilakukan nya MEOR dan juga menganalisa kajian keekonomian hdari kegiatan tersebut. Dimana data diperoleh dari wawancara terhadap perusahaan atau studi literatur dengan mengambil data dari paper atau jurnal terkait. Setelah data dikumpulkan, selanjutnya penulis melakukan evaluasi dan analisis data dimana akan dijelaskan di bab berikutnya, yang meliputi:

- Peramalan produksi dengan metoda decline curye anlisis
- *Inflow Performance Relationship*

Mengenai perhitungan keekonomian meliputi beberapa parameter yaitu :

1. Cash Flow
2. POT
3. NPV
4. IRR
5. Government Take
6. Contractor Take

3.4. Tempat Penelitian

Penelitian akan dilakukan di lingkungan Universitas Islam Riau dengan menggunakan data seperti literature, jurnal, paper serta penelitian sebelumnya. Juga akan menggunakan data yang di dapatkan dari perusahaan PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik.

3.5 Jadwal Penelitian

Penelitian dilakukan dengan menggunakan data yang diperoleh, dengan durasi kegiatan sebagai berikut :

Tabel 3.1 *Jadwal Penelitian*

Tahapan Penelitian	TAHUN 2021											
	September				Oktober				November			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur												
Penelitian Lapangan												
Analisa data												
Pembahasan dan Hasil												

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Umumnya lapangan minyak di Indonesia merupakan lapangan yang telah lama berproduksi namun masih memiliki *bypass oil* relatif tinggi. *Bypass oil* ialah saturasi minyak yang tertinggal di reservoir meskipun tergolong mobile. Untuk pengembangan selanjutnya, metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*) dengan beberapa metoda yang digunakan dan salah satunya menggunakan metoda MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*). Hal ini bermaksud untuk memberikan penambahan jumlah produksi pada sumur yang telah mengalami penurunan *Bypass oil*. Penentuan keekonomian ini bermaksud untuk menentukan berapa estimasi biaya yang digunakan oleh suatu *Oil Company* berdasarkan harga minyak yang aktual.

Struktur “DMF” dan lapangan “ACIKOLI” telah dikategorikan sebagai struktur “mature”, yang berproduksi secara *Primary* dimana produksi awal dimulai tahun 1940-an dan *water cut* rata-rata telah mencapai 92.75%. Namun setelah lama waktu produksi berjalan, jumlah produksi hanya dapat mencapai 51% yang berhasil terangkat dari total cadangan 83 MMbbl. Produksi kumulatif adalah 42 MMbbl (6,5 juta m³) dengan OOIP dari 83MMbbl (13,1 juta m³). Recovery factor adalah 51% dari OOIP yang cukup tinggi dilihat dari standar lapangan minyak. Oleh karena itu dilakukanlah peningkatan tahap selanjutnya yaitu dilakukanlah EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Dan Salah satu jenis *Enhanced Oil Recovery* yang diterapkan pada struktur “DMF” lapangan “ACIKOLI” adalah *Microbiale Enhanced Oil Recovery*.

4.1. Data Sumur DMF

Dalam analisa keekonomian penerapan MEOR yang dilakukan penulis, dibutuhkan beberapan data penunjang yang akan digunakan sebagai pendukung penyelesaian Tugas Akhir ini, data tersebut meliputi data *oil tranding*, dan data sumur.

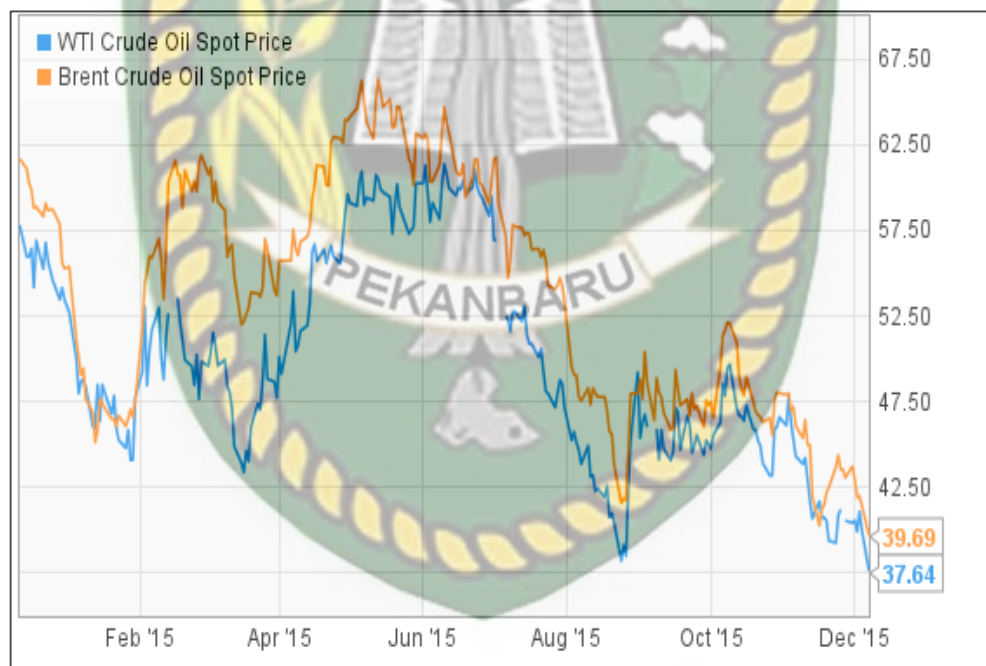
4.1.1. Oil Tranding

Berikut merupakan data pertumbuhan harga minyak dunia yang akan dijadikan acuan sebagai analisa keekonomian dalam penentuan MEOR, hingga 05 Januari 2016.

Table 4.1 Oil Tranding

No	Bulan	Harga
1	Oktober	44,37
2	November	42,06
3	Desember	37,05
4	Januari	37,64
	Rata - rata	40,28

Berdasarkan tabel di atas dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 4.1 Grafik Oil Tranding

4.1.2. Screning criteria Sumur DMF

Data sumur ini digunakan sebagai *screening criteria* sebagai penentuan aplikasi dari MEOR pada lapangan ACIKOLI.

Tabel 4.2 Screening criteria Sumur DMF

Jenis Batuan	Sandstone
Porositas (%)	27 %
Permeabilitas (md)	160 md
Sor	>40
Bottom Hole Temperatur (°F)	160° F
Reservoir Pressure (Psi)	200 psi
Viskositas (cp)	6.2 cp
API gravity (°API)	34 °API
Ph	6.8
Water Cut (%)	97 %
Ketebalan reservoir	15
Kedalaman reservoir	1100 ft
Luas reservoir	38 acre

4.1.3. Data Produksi

Data produksi ini meliputi data produksi sebelum dan sesudah diterapkan MEOR hal ini dapat dilihat pada tabel dibawah ini. Yang ditunjukkan pada **Tabel 4.3** dan **Tabel 4.4** dibawah ini.

Tabel 4.3 Data produksi sebelum dilakukan MEOR

SEBELUM DI LAKUKAN MEOR			
Date	Q bbl/day	Oil bbl/day	water cut %
8-Jan-2014	2254	20,05	99,38
14-Jan-2014	1604	11,00	99,32

Tabel 4.4 lanjutan produksi sebelum dilakukan MEOR

20-Jan-2014	1873	8,86	99,53
26-Jan-2014	2158	13,00	99,41
1-Feb-2014	2170	13,00	99,40
7-Feb-2014	2188	13,00	99,41
13-Feb-2014	2188	18,14	99,17
19-Feb-2014	2188	22,00	98,99
25-Feb-2014	2188	22,00	98,99
3-Mar-2014	2186	22,00	98,99
9-Mar-2014	2174	22,00	98,99
15-Mar-2014	2174	22,00	98,99
21-Mar-2014	2174	22,00	98,99
27-Mar-2014	2174	14,29	99,34
2-Apr-2014	22	13,57	99,39
8-Apr-2014	2293	14,00	99,39
14-Apr-2014	2293	14,00	99,39
20-Apr-2014	2294	21,71	99,05
26-Apr-2014	2297	23,00	99,00
2-May-2014	2290	24,71	98,92
8-May-2014	2280	25,00	98,90
14-May-2014	2280	24,14	98,94
20-May-2014	2280	23,00	98,99
26-May-2014	2280	23,00	98,99
1-Jun-2014	2278	23,00	98,99
7-Jun-2014	2270	23,00	98,99
13-Jun-2014	2279	23,00	98,99
19-Jun-2014	2268	23,00	98,99
25-Jun-2014	2260	23,00	98,98
1-Jul-2014	2260	23,00	98,98
7-Jul-2014	2260	23,00	98,98
13-Jul-2014	2262	23,00	98,98
19-Jul-2014	2264	16,57	99,27
25-Jul-2014	2264	14,00	99,38
31-Jul-2014	2263	14,00	99,38
6-Aug-2014	2260	14,00	99,38
12-Aug-2014	2260	14,00	99,38
18-Aug-2014	2269	14,00	99,38
24-Aug-2014	2269	14,00	99,38
30-Aug-2014	2290	14,00	99,39
5-Sep-2014	2415	14,00	99,42

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Tabel 4.5 lanjutan produksi sebelum dilakukan MEOR

11-Sep-2014	2415	12,00	99,50
17-Sep-2014	2398	12,00	99,50
23-Sep-2014	2385	12,00	99,50
29-Sep-2014	2385	12,00	99,50
5-Oct-2014	2376	12,00	99,50
11-Oct-2014	2370	12,00	99,49
17-Oct-2014	2370	12,00	99,49
23-Oct-2014	2364	24,00	98,98
29-Oct-2014	2369	20,43	99,14
4-Nov-2014	2418	22,57	99,07

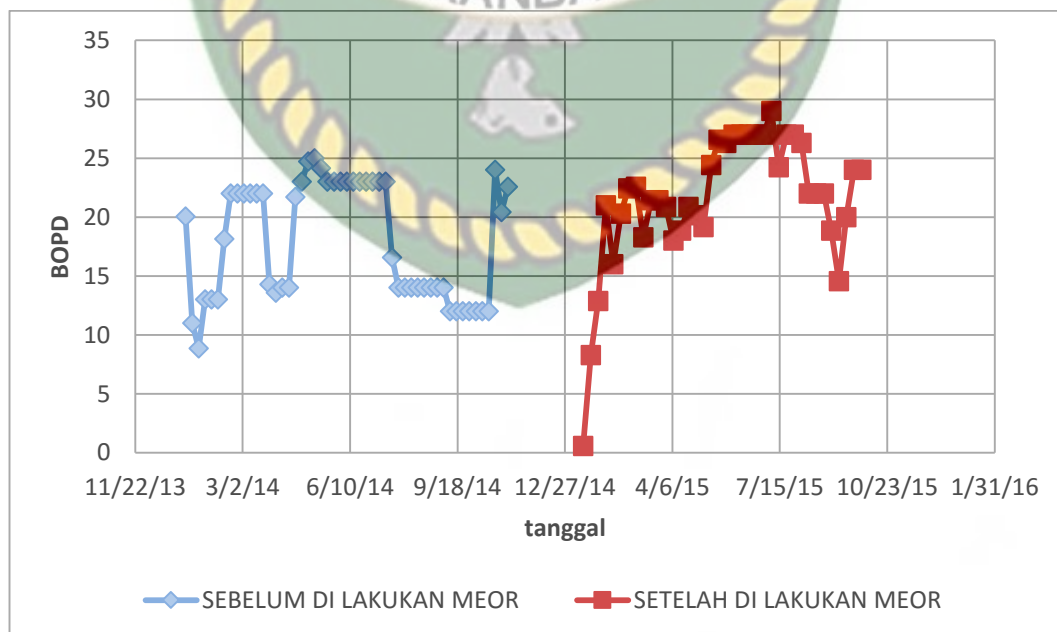
Tabel 4.6 data produksi setelah dilakukan MEOR

SETELAH DI LAKUKAN MEOR			
Date	Q	Oil bbl/day	Water Cut
13/01/2015	2288	8,29	99,80
20/01/2015	2217	11,57	99,63
27/01/2015	2262	12,86	99,43
03/02/2015	2263	21,00	99,07
10/02/2015	2254	16,00	99,07
17/02/2015	2257	20,29	99,10
24/02/2015	2257	22,43	99,01
03/03/2015	2369	22,57	99,04
10/03/2015	2220	18,29	99,18
17/03/2015	2222	21,43	99,04
24/03/2015	2222	21,43	99,04
31/03/2015	2217	20,86	99,06
07/04/2015	2225	18,00	99,19
14/04/2015	2235	18,86	99,16
21/04/2015	2237	20,86	99,07
28/04/2015	2233	20,14	99,10
05/05/2015	2231	19,14	99,14
12/05/2015	2415	24,43	98,99
19/05/2015	2412	26,57	98,90
26/05/2015	2408	26,29	98,91
02/06/2015	2410	27,00	98,88

Tabel 4.7 Lanjutan data produksi setelah dilakukan MEOR

09/06/2015	2411	27,00	98,88
16/06/2015	2415	27,00	98,88
23/06/2015	2417	27,00	98,88
30/06/2015	2418	27,00	98,88
07/07/2015	2426	29,00	98,80
14/07/2015	2427	24,23	98,99
21/07/2015	2427	27,00	98,89
28/07/2015	2425	27,00	98,89
04/08/2015	2422	26,29	98,91
11/08/2015	2418	22,00	99,09
18/08/2015	2413	22,00	99,09
25/08/2015	2416	22,00	99,09
01/09/2015	2074	18,86	99,09
08/09/2015	2066	14,57	99,29
15/09/2015	2410	20,00	99,17
22/09/2015	2425	24,00	99,01
29/09/2015	2425	24,00	99,01

Dengan ini dapat di lihat dari grafik ,naik dan turunnya peningkatan minyak setelah di lakukan MEOR.

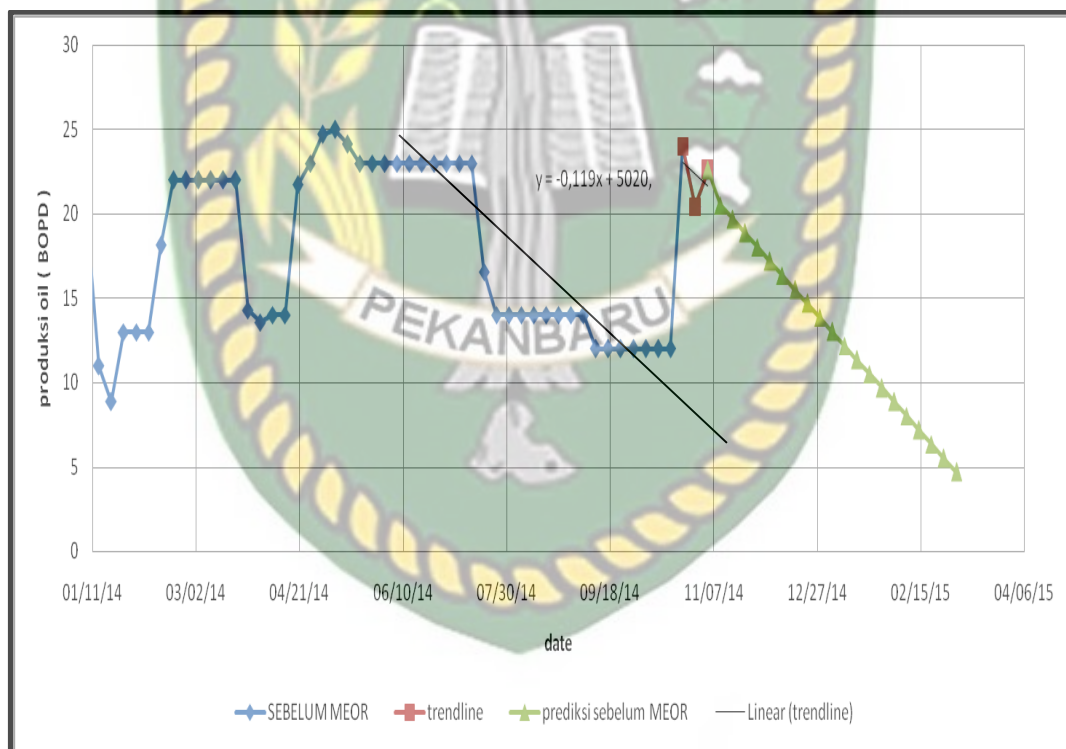
**Gambar 4.2** Grafik sesudah dan sebelum MEOR

4.2. Peramalan Produksi menggunakan metode decline curve analisis

Dari sejarah produksi seperti **Gambar 4.2**, akan dilakukan peramalan produksi menggunakan decline curve analisis untuk sebelum dan sesudah MEOR. Hal ini dilakukan untuk menentukan perbedaan trendline sebelum dan sesudah dilakukan MEOR untuk mengetahui pengaruh injeksi MEOR didalam optimasi produksi lapangan ACIKOLI.

4.2.1 Peramalan Produksi menggunakan metode decline curve analisis sebelum MEOR

Untuk peramalan produksi menggunakan decline curve analisis sebelum melakukan MEOR, langkah pertama yang harus dilakukan adalah mencari penurunan produksi yang paling representatif dari sejarah produksi, seperti terlihat pada Gambar 5.3.43.

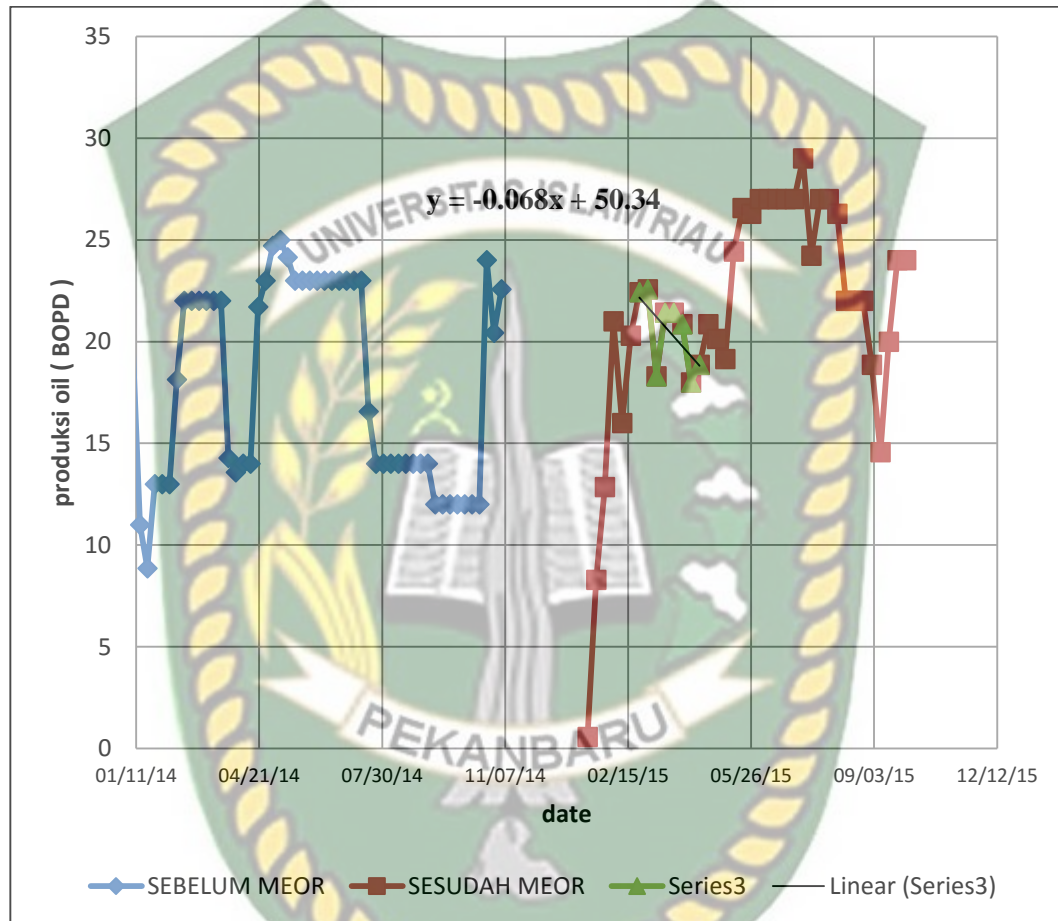


Gambar 4.3. Grafik Penurunan Sebelum MEOR

Berdasarkan *trendline* yang diambil, maka dilakukan peramalan produksi untuk tahun selanjutnya berdasarkan formula $y = -0.119x + 5020$. Dari penarikan garis secara linear maka didapatkan peramalan produksi untuk kedepannya. Dari peramalan yang dilakukan economic limit lapangan sebesar 5 BOPD akan tercapai pada bulan maret 2015 dengan total kumulatif produksi sebesar 8155 Bbl.

4.2.2 Peramalan Produksi menggunakan metode *decline curve* analisis setelah MEOR

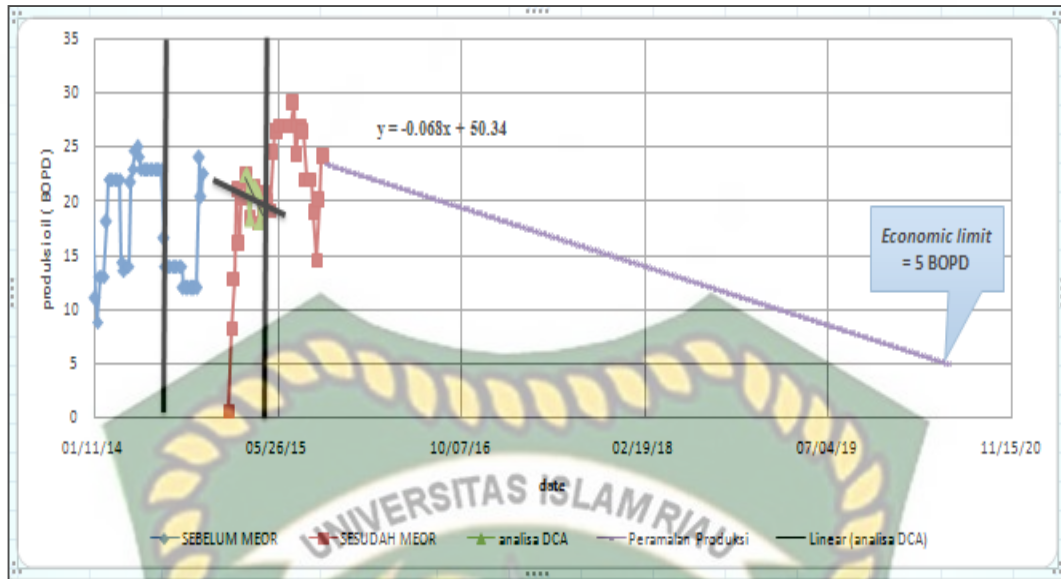
selanjutnya untuk peramalan produksi menggunakan metode decline curve analisis sesudah MEOR didapatkan berdasarkan persamaan trendline dari grafik produksi setelah dilakukan MEOR, seperti terlihat pada gambar grafik 4.3.



Gambar 4.4. Grafik metode decline curve analisis berdasarkan persamaan trendline

Pengambilan trendline decline curve analisis berdasarkan nilai trendline yang diambil pada bulan februari 2015 sampai bulan april 2015, yaitu dengan formula $y = -0,068(x)*50$.

Sama dengan peramalan sebelumnya, peramalan produksi sesudah dilakukan MEOR juga menarik garis secara linear untuk menentukan peramalan produksinya, seperti terlihat pada Gambar 4.4 berikut :



Gambar 4.5. Grafik Target Produksi Tercapai

Dari grafik diatas, maka didapatkan hasil produksi sampai tahun 2020 dengan komulatif produksi sebesar 30,123 BBL pada saat economic limitnya tercapai (5Bopd).

4.3. Kajian Keekonomian Menggunakan PSC Generasi Ke VI

Kajian Keekonomian yang digunakan untuk melihat keuntungan dan prospek kedepan dari *Microbial Enhanced Oil Recovery*.

Perhitungan dilakukan setelah diduplokan data-data sebagai berikut :

- ✓ *Government Tax*
- ✓ *Operation Cost*
- ✓ *Marr*
- ✓ *Contractor Share*
- ✓ *Government Share*
- ✓ *FTP*
- ✓ *DMO*
- ✓ *DMO Fee*
- ✓ *Non- Capital Cost*
- ✓ Data Produksi Selama 9 Bulan Atau Selama Monitoring.

Acuan ketentuan kontrak PSC generasi ke 6 :

Tabel 4.8 Ketentuan PSC Generasi VI

Gov tax	44%
OC	10
MARR	15%
Cont share	26.79%
Gov share	73.21%
FTP	20%
DMO	25%
DMO Fee	15%

Dibawah ini tabel 4.8, berikut rincian biaya penyewaan alat pada pengaplikasian Meor, dimana tiap penyewaan alat dapat dilihat tiap-tiap cost yang dibutuhkan dalam penyewaan alat tersebut.

Tabel 4.9 Biaya-biaya pada pengaplikasian MEOR

DESCRIPTION	COST, USD	UNIT	TOTAL COST,
<i>Equipment Rental (Non Capital)</i>	1.000	1	1.000
<i>Pumping (Non Capital)</i>	5.000	9	45.000
<i>Shut In (Non Capital)</i>	100	15	1.500
<i>Stimulasi MEOR (Non Capital)</i>	70.000	1	70.000
<i>Overhead Cost (Non Capital)</i>	1.000	1	1.000
<i>Biaya Treatment Total (Non Capital)</i>	118.500	1	118.500
<i>Total biaya Non Capital</i>			237.000
<i>Total biaya Capital</i>			-
<i>Total Biaya Investasi</i>			237.000

Untuk membuat nilai kesetaraan harga investasi dengan jumlah crude oil yang harus diproduksi, maka setiap harga parameter investasi dibagi dengan harga crude oil (USD 40.75/BBL), seperti terlihat pada perhitungan berikut:

1. *Equipment rental*

$$1.00 / 40.28 = 25 \text{ bbl}$$

2. *pumping*

$$45.000 / 40.28 = 1.117 \text{ bbl}$$

3. *Shut in*

$$1.500 / 40,28 = 37 \text{ bbl}$$

4. Stimulasi MEOR

$$70.000 / 40,28 = 1.738 \text{ bbl}$$

5. *Over head cost*

$$10 / 40,28 = 25 \text{ bbl}$$

6. Biaya *treatment* total

$$118,500 / 40,28 = 2.941,98 \text{ bbl}$$

7. Total biaya *capital* = 0

8. Total biaya investasi

$$237.000 / 40,28 = 5,883.81 \text{ bbl}$$

Tabel 4.10 Minimal Produksi Yang Tercapai

DESCRIPTION	COST, USD	UNIT	TOTAL COST, USD	SETARA CRUDE OIL, BBL
<i>Equipment Rental (Non Capital)</i>	1.000	1	1.000	25
<i>Pumping (Non Capital)</i>	5.000	9	45.000	1.117
<i>Shut In (Non Capital)</i>	100	15	1.500	37
Stimulasi MEOR (<i>Non Capital</i>)	70.000	1	70.000	1.738
<i>Overhead Cost (Non Capital)</i>	1.000	1	1.000	25
Biaya <i>Treatment</i> Total (<i>Non Capital</i>)	118.500	1	118.500	2.942
Total biaya <i>Non Capital</i>			237.000	5.884
Total biaya <i>Capital</i>			-	-
Total biaya Investasi			237.000	5.884

Jadi berdasarkan hasil perhitungan diatas seperti tabel 4.8, maka dapat disimpulkan bahwa minimal produksi yang harus dicapai untuk menutupi semua beban investasi menggunakan metode ini, yaitu setara dengan 5,816 BBL.

Langkah-langkah Menghitung Keekonomian @Tahun 2015 :

➤ Menghitung *Gross Revenue*

$$\begin{aligned} \text{Gross Revenue} &= (\text{Produksi} \times \text{HargaMinyak}) \\ &= (7,801 \text{ BBL} \times \text{US\$ } 40,28 / \text{BBL}) \\ &= \text{US\$ } 314,235 \end{aligned}$$

➤ Menghitung *FTP*

$$\begin{aligned} \text{FTP} &= (\text{Gross Revenue} \times 20\%) \\ &= (\text{US\$ } 317,235 \times 20\%) \\ &= \text{US\$ } 62,847 \end{aligned}$$

➤ *FTP Contractor*

$$\begin{aligned} \text{FTP Contractor} &= (\text{FTP} \times \text{kontraktor share}) \\ &= (\text{US\$ } 62,847 \times 26.79\%) \\ &= \text{US\$ } 16,837 \end{aligned}$$

➤ *FTP Government*

$$\begin{aligned} \text{FTP Government} &= (\text{FTP} \times \text{Government Share}) \\ &= (\text{US\$ } 62,847 \times 73.21 \%) \\ &= \text{US\$ } 46,013 \end{aligned}$$

➤ *Biaya operasional*

$$\begin{aligned} \text{Biaya Operasional} &= (\text{Produksi} \times \text{OC}) \\ &= 7,801 \times 10 \text{ US\$/BBL} \\ &= \text{US\$ } 78,013 \end{aligned}$$

➤ *ETS*

$$\begin{aligned} \text{ETS} &= (\text{Revenue} - \text{FTP} - (\text{OC} + \text{UR} + \text{Depresiasi})) \\ &= (\text{US\$ } 314,235 - \text{US\$ } 63,580 - (\text{US\$ } 78,013 + \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 0)) \\ &= \text{US\$ } 173,375 \end{aligned}$$

➤ *Contractor Share*

$$\begin{aligned} \text{Contractor share} &= (\text{ETS} \times \text{Contractor Share}) \\ &= (\text{US\$ } 173,375 \times 26.79 \%) \\ &= \text{US\$ } 46,447 \end{aligned}$$

➤ *Government Share*

$$\begin{aligned} \text{Government share} &= (\text{ETS} \times \text{Government Share}) \\ &= (\text{US\$ } 173,375 \times 73.21\%) \\ &= \text{US\$ } 126,935 \end{aligned}$$

➤ *Domestic Market Obligation*

$$\begin{aligned} DMO &= (Contractor Share \times 25\% \times Revenue) \\ &= (US\$ 26,79 \times 25\% \times 314,235) \\ &= US\$ 21,046 \end{aligned}$$

➤ *Domestic Market Obligation fee*

$$\begin{aligned} DMO Fee &= (DMO \times 15\%) \\ &= (US\$ 21,046 \times 15\%) \\ &= US\$ 3,157 \end{aligned}$$

➤ *Contractor Taxable*

$$\begin{aligned} Contractor Taxable &= (Contractor Share - DMO + DMO fee) \\ &= (US\$ 46,447 - US\$ 21,046 + US\$ 3,157) \\ &= US\$ 28,558 \end{aligned}$$

➤ *Government Tax*

$$\begin{aligned} Government Tax &= (Contractor Taxable \times 44\%) \\ &= (US\$ 28,558 \times 44\%) \\ &= US\$ 12,556 \end{aligned}$$

➤ *Contractor Take*

$$\begin{aligned} Contractor Take &= (Contractor Taxable - Government Tax + FTP \\ &\quad Contractor + (OC - UR - Depresiasi) \\ &= (US\$ 28,558 - US\$ 12,556 + US\$ 16,837 + (US\$ 78,013 + US\$ 0 + US\$ 0) \\ &= US\$ 110,842 \end{aligned}$$

➤ *Government Take*

$$\begin{aligned} Government Take &= (Gover Share + DMO - DMO Fee + \\ &\quad Gov Tax + FTP Government) \\ &= (US\$ 126,935 + US\$ 21,046 - US\$ 3,157 + US\$ 12,556 + US\$ \\ &\quad 46,013) \\ &= US\$ 203,403 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{➤ Contractor Cash} &= (\text{Reevenue} + \text{Non capital}) \\ &= (\text{US\$ } 314,235 - \text{US\$ } 237.000) \\ &= \text{US\$ } 77,235 \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas telah didapatkan proses perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak bagi hasil, perhitungan dengan prinsip yang sama dilakukan untuk tahun selanjutnya sampai tahun 2020 (selama 6 tahun) sehingga diperoleh total hasil perhitungan keekonomian selama 6 tahun seperti yang tertera pada tabel 4.11. di bawah ini.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Tabel 4.11. Hasil Perhitungan Keekonomian Sumur DMF

No	Keterangan	Nilai	Satuan
1	<i>Oil Production</i>	30.123	Bbl
2	<i>Price</i>	40,28	US\$/Bbl
3	<i>Revenue</i>	1.213.368	US\$
4	<i>Time</i>	5	Tahun
5	<i>First Tranche Petroleum(FTP)</i>	242.674	US\$
6	<i>FTP Contractor</i>	65.012	US\$
7	<i>FTP Government</i>	131.659	US\$
5	<i>Investasi</i>	<i>Capital (US\$)</i>	0
		<i>Non Capital (US\$)</i>	237.000
6	<i>Cost Recovery</i>	<i>Operational Cost</i>	301.233
		<i>Unrecovered Cost</i>	0
		<i>Depresiation</i>	0
7	<i>Equity to be Split (ETS)</i>	669.461	US\$
8	<i>Contractor Share</i>	179.349	US\$
9	<i>Government Share</i>	490.141	US\$
10	<i>Domestic Market Obligation(DMO)</i>	54.271	US\$
11	<i>DMO Fee</i>	8.141	US\$
12	<i>Contractor Taxable Income</i>	133.218	US\$
13	<i>Government Tax</i>	58.616	US\$
14	<i>Contractor Take</i>	440.848	US\$
15	<i>Government Take</i>	772.559	US\$
16	<i>POT</i>	-	tahun
17	<i>MARR</i>	15	%
18	<i>NPV</i>	460.581	US\$
19	<i>DPIR</i>	1,72	
20	<i>IRR</i>	-	%

Dari hasil analisa produksi dapat ditarik kesimpulan bahwa dari hasil produksi, injeksi nutrisi yang dilakukan dalam *Microbial Enhanced Oil Recovery* terjadi peningkatan minyak berasal dari 25 BOPD menjadi 29 BOPD dan telah dilakukan peramalan produksi sampai akhir tahun 2020 dengan komulatif produksi sebesar 30,123 BBL dan secara umum lapangan ini layak untuk dikembangkan.

Adapun indikator ekonomi (NPV dan DPIR) diperoleh dari hasil perhitungan seperti berikut ini.

Tabel 4.12. Contractor Cash Flow

No	Tahun	Contractor Take	Contractor Cash Flow
0	2015	203.403	77.235
1	2016	189.883	187.332
2	2017	153.059	276.078
3	2018	116.236	343.473
4	2019	80.578	390.194
5	2020	29.400	407.241

Sumber : Hasil Pengolahan

Berdasarkan tabel 4.12 maka dapat ditentukan Pay out time yaitu berada di antara tahun 2015 - 2016 dengan interpolasi sebagai berikut :

a. Net Present Value (NPV)

Net Present value dihitung menggunakan discount rate (MARR) = 15%.

$$NPV = NCF + \frac{NCF_1}{(n+i)^n} = 77.235 \text{ US\$} + \frac{187.332 \text{ US\$}}{(1+15\%)^1} + \frac{NCF n}{(1+15\%)^n} = 460.581 \text{ US\$}$$

b. Discounted Profit to Investment Ratio (DPIR)

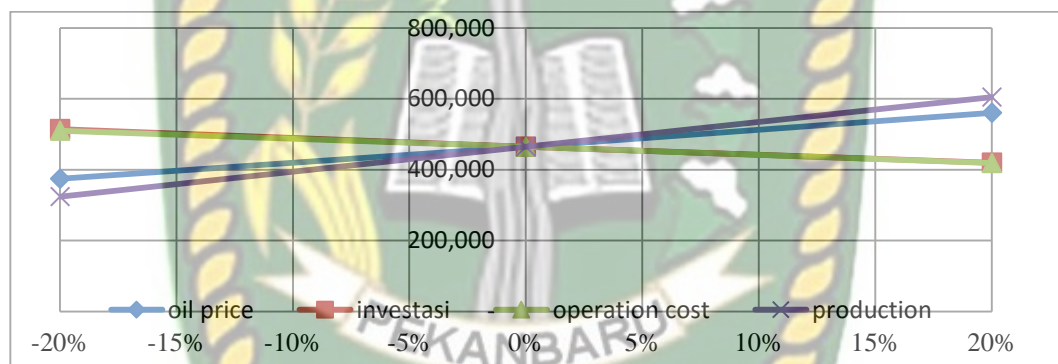
$$DPIR = \frac{\text{Keuntungan}}{\text{Investasi}} = \frac{407.241 \text{ US\$}}{237.00 \text{ US\$}} = 1,72$$

Dari hasil perhitungan di atas maka, dapat kita ketahui bahwa indikator ekonomi yang diperoleh sudah sesuai dengan ketentuan yaitu $NPV > 0$ (positif),

MARR dan $DPIR > 1$ artinya proyek MEOR yang dikaji selama 6 tahun memperoleh keuntungan. Terlihat bahwa waktu pengembalian investasi yang ditanamkan yaitu 6 tahun berdasarkan perhitungan keekonomian selama 1 tahun. Artinya pada tahun 1 kontraktor sudah mendapatkan kembali investasi yang ditanamkan atau sudah balik modal.

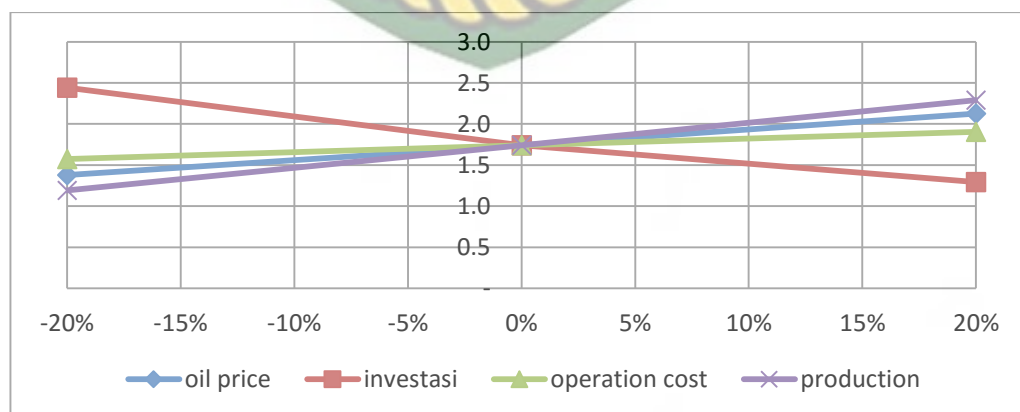
4.4 Hasil Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan besaran seperti harga, produksi, investasi dan sebagainya terhadap perolehan keuntungan. Dalam hal ini digunakan perubahan besaran harga dan produksi terhadap indikator keuntungan seperti yang terdapat pada grafik di bawah ini. Dengan kenaikan 20% dan penurunan 20% dari harga minyak dan hasil produksi minyak maka dapat diketahui berapa NPV, IRR dan DPIR yang diperoleh.



Gambar 4.6. Grafik NPV Vs Discount Rate

Berdasarkan grafik 4.5 dapat kita ketahui bahwa pada saat harga minyak dan produksi minyak terjadi penurunan 20%, NPV yang diperoleh tetap menguntungkan karena $NPV > 0$.



Gambar 4.7. Grafik DPIR Vs Discount Rate

Berdasarkan grafik 4.6 dapat kita ketahui bahwa pada saat harga minyak dan produksi minyak terjadi penurunan 20%, DPIR yang diperoleh tetap menguntungkan karena $DPIR > 1$.

4.5 Biaya-biaya pada pengaplikasian MEOR

Untuk membuat nilai kesetaraan harga investasi dengan jumlah crude oil yang harus diproduksi, maka setiap harga parameter investasi dibagi dengan harga crude oil.

DESCRIPTION	COST, USD	UNIT	TOTAL COST, USD	SETARA CRUDE OIL, BBL
<i>Equipment Rental (Non Capital)</i>	1.000	1	1.000	25
<i>Pumping (Non Capital)</i>	5.000	9	45.000	1.117
<i>Shut In (Non Capital)</i>	100	15	1.500	37
<i>Stimulasi MEOR (Non Capital)</i>	70.000	1	70.000	1.738
<i>Overhead Cost (Non Capital)</i>	1.000	1	1.000	25
<i>Biaya Treatment Total (Non Capital)</i>	118.500	1	118.500	2.942
<i>Total biaya Non Capital</i>			237.000	5.884
<i>Total biaya Capital</i>			-	-
<i>Total biaya Investasi</i>			237.000	5.884

Tabel 4.13. Biaya investasi proyek MEOR

Berikut adalah target produksi yang telah tercapai diatas, dilakukan dengan penukaran harga oil per barel dengan *cost* yang digunakan untuk melakukan kegiatan MEOR. Dengan anggapan harga oil \$40.28 per barel. Dengan anggapan harga tersebut maka di peroleh, *Equipment rental* 25 *bbl*, *Rig rental* 1,117 *bbl*, *Shut in* 37 *bbl*, *Stimulasi MEOR* 1,738 *bbl*, *Overhead cost* 25 *bbl*, *Biaya treatment total* 2,941.98 *bbl*, *Total biaya non capital* 5,883.81 *bbl*, *Total biaya Capital* (-), jadi total keseluruhan untuk biaya penyewaan alat didapatkan sebesar. US\$ 237.000

4.6 . Perhitungan dan analisa keberhasilan penggunaan (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) MEOR

Pada perhitungan analisa ini maka didapatkanlah hasil dari perhitungan menggunakan langkah-langkah menghitung keekonomiannya yang dimulai pada tahun 2015 hingga 2020 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Perhitungan keekonomian menggunakan PSC generasi ke VI ,dikarenakan regulasi menggunakan PSC ke VI sudah di tetapkan sesuai dengan peraturan pemerintah, dimana keuntungan pemerintah yang didapatkan sesuai dengan target yang sudah di tentukan,

	0	1	2	3	4	5	total
Waktu	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	
production (BBL)	7.801	7.447	6.003	4.559	3.160	1.153	30.123
New Price (US\$/Bbl)	40,28	40,28	40,28	40,28	40,28	40,28	
Revenue	314.235	299.970	241.798	183.625	127.295	46.445	1.213.368
FTP	62.847	59.994	48.360	36.725	25.459	9.289	242.674
FTP Contractor	16.837	16.072	12.956	9.839	6.820	2.489	65.012
FTP Government	46.013	43.924	35.406	26.888	18.640	6.801	131.659
Investasi	Capital (US\$)	0					237.000
	Non Capital (US\$)	237.000					
Cost Recovery	Operational Cost	78.013	74.471	60.029	45.587	31.603	301.233
	Unrecovered Cost	0	0	0	0	0	0
	Depreciation	0	0	0	0	0	0
ETS	173.375	165.505	133.409	101.313	70.233	25.625	669.461
Contractor Share	46.447	44.339	35.740	27.142	18.816	6.865	179.349
Government Share	126.935	121.173	97.674	74.176	51.421	18.761	490.141
DMO	21.046	11.085	8.935	6.785	4.704	1.716	54.271
DMO Fee	3.157	1,663	1.340	1.018	706	257	8.141
Con Taxable Income	28.558	34.917	28.145	21.374	14.817	5.406	133.218
Gov Tax	12,566	15.363	12.384	9.405	6.520	2.379	58.616
Contractor Take	110.842	110.097	88.746	67.395	46.721	17.047	440.848
Government Take	203.403	189.883	153.059	116.236	80.578	29.400	772.559
Contractor Cash Flow	77.235	187.332	276.078	343.473	390.194	407.241	

Tabel 4.14 Kajian Keekonomian Produksi Sumur DMF selama 1 tahun

Dari hasil analisa produksi dapat ditarik kesimpulan bahwa , yaitu analisa perkiraan dengan metode decline curve analisis pada sumur DMF didapattotal keseluruhan laju produksi pada tahanan 2015 sampai 2020 dengan cumulative produksi sebesar 30,123 bbl.

Dengan parameter rate produksi yaitu.

$$2015 \text{ Contractor Cash Flow} = \text{US\$ } 77,235$$

$$2016 \text{ Contractor Cash Flow} = \text{US\$ } 187,332$$

$$2017 \text{ Contractor Cash Flow} = \text{US\$ } 276,078$$

$$2018 \text{ Contractor Cash Flow} = \text{US\$ } 343,473$$

$$2019 \text{ Contractor Cash Flow} = \text{US\$ } 390,194$$

$$2020 \text{ Contractor Cash Flow} = \text{US\$ } 407,241$$

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat dari Tugas Akhir ini yaitu sebagai berikut :

1. Hasil analisa peramalan produksi menggunakan metode decline curve analisis berdasarkan persamaan trendline dari grafik produksi setelah dilakukan MEOR, dari tahun 2015-2020 diperoleh sebesar 30,123 BBL.
2. Dari hasil analisa produksi dapat ditarik kesimpulan bahwa dari hasil produksi, injeksi nutrisi yang dilakukan dalam *Microbial Enhanced Oil Recovery* terjadi peningkatan minyak berasal dari 25 BOPD menjadi 29 BOPD dan telah dilakukan peramalan produksi sampai akhir tahun 2020 dengan komulatif produksi sebesar 30,123 BBL, NPV yang diperoleh menguntungkan karena $NPV > 0$, maka secara ekonomis lapangan ini layak untuk dikembangkan.

5.2. Saran

Untuk peneliti selanjutnya diharapkan menghitung keekonomiaian migas pada sumur yang dilakukan injeksi nutrisi dengan skenario penurunan produksi lainnya

DAFTAR PUSTAKA

- Abror, M. M. (2019). Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “X” West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract). *Jurnal Migasian*, 3(2), 1-7.
- Afiati, N., Irham, S., & Pramadika, H. (2020). Analisis Keekonomian Blok NSRN Dengan Menggunakan PSC Gross Split Dan Penambahan Diskresi. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 88-93.
- Ariyon, M. (2012). Studi Kebijakan Migas di Indonesia. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 37–51. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.927>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa, 23–29
- Atmadja, Mochtar Kusuma. “Perminyakan di Indonesia dan Kontrak Bagi Hasil”. Depok. 1994
- Beggs, Dale H. 1999. : *Production Optimization Using Nodal Analysis-Standing IPR Method* : Tulsa Oklahoma
- Bryant, R S. *MEOR screening criteria fit 27% of U. S. oil reservoirs*. United States: N. p., 1991. Web.
- Burhan, R. P., Zetra, Y., Pusparatu, P., & Nugraheni, Z. V. (2019). UPAYA re-PRODUKSI SUMUR TUA CEKUNGAN WONOCOLO MELALUI KARAKTERISASI GEOKIMIA ORGANIK. *Akta Kimia Indonesia*, 4(1), 1-14.
- Economides, M. J., Hill, A.D, and Ehlig-Economides,C., 1994. *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall.
- Economides, M.J. and Nolte K.G.:”Reservoir Stimulation”, 2nd Edition, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632.
- Fiqri, A. ; S. I. (2013). Analisis Keekonomian Psc No Cost Recovery Dan Pengaruh Penggunaan Sliding Scale Share Before Tax Pada Pengembangan Lapangan Cbm “Z” Di Cekungan Kutai. *Ahmad Fiqri Dan Syamsul Irham*, 53(9), 1689–1699.

- Gunanto, S. (2017). Optimalisasi pengelolaan sumur tua dalam rangka peningkatan produksi minyak nasional dan kesejahteraan masyarakat. *Jurnal Mineral, Energi, dan Lingkungan*, 1(2), 16-25.
- Hardikin, M. Ikin. dkk. "Perendaman Paraffin Solvent Sebagai Upaya Peningkatan Produksi Sumur Minyak Di Lapangan Tapian Timur" Simposium Nasional IATMI, Bandung, 2009.
- Khabib, F. K. (2020). Analisis Fiskal Kontrak Bagi Hasil (Psc) Gross Split Sebagai Pengganti Skema Cost Recovery Melalui Analisis Keekonomian Pada Blok Xyz. Fawa'id Kharisma Khabib, 7.
- Kurniawan, T. S., & Jaenudin, J. (2017, October). Proposed Modification of Abandonment and Site Restoration Mechanism in Gross Split PSC for Marginal Field in Indonesia. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Partowidagdo, Widjajono, "Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi", Program Studi Pembangunan Program Pascasarjana ITB, Bandung, 2002.
- Priyandoyo, H. dkk. "Upaya Peningkatan Produksi Minyak Di Sumur Produksi Paraffinik Unit Bisnis Ep Lirik – Riau Menggunakan Inovasi Solvents Dan Surfactants". Simposium Nasional IATMI, Yogyakarta, 2007.
- Rita, N., Ariyon, M., & Ramdhani, A. A. (2017). *Analisa Jaringan Pempipaian Sumur Injeksi Menggunakan Aplikasi Pipesim Untuk Meningkatkan Injektivitas Sumur Berdasarkan Data Lapangan AL 181-291*.
- Schechter, R.S., "Oil Well Stimulation", Prentice Hall Inc., New Jersey, 1992
- 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.
- SIALLAGAN, Y. R., Yudono, B., & Fatma, F. (2020). *RECOVERY MINYAK BUMI DARI BIOSURFAKTAN DARI BAKTERI BACILLUS FIRMUS DENGAN VARIASI PH, TEMPERATUR DAN KADAR GARAM* (Doctoral dissertation, Sriwijaya University).
- Siami, D. H., & Yono, N. H. (2020). Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR):

Alternatif Peningkatan Produksi Migas di Indonesia. *MigasZoom*, 2(2), 1-8.

Sinaga, Juftrinon A. “*Kajian Kontrak Pengusahaan Migas di Era Undang-Undang Migas No.22 Tahun 2001*. Bandung, 2003.

Simarmata, L. (2019). *Evaluasi Keekonomian Produksi Minyak dari Single Ke Commingle Pada Sumur X dan Y di Lapangan As* (Doctoral dissertation, Universitas Islam Riau).

Yurista, A. P. (2015). Politik Hukum Pertambangan Minyak Bumi Pada Sumur Tua Sebagai Strategi Menuju Ketahanan Energi Di Indonesia. *Jurnal Rechts Vinding: Media Pembinaan Hukum Nasional*, 4(2), 311-325.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau