

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

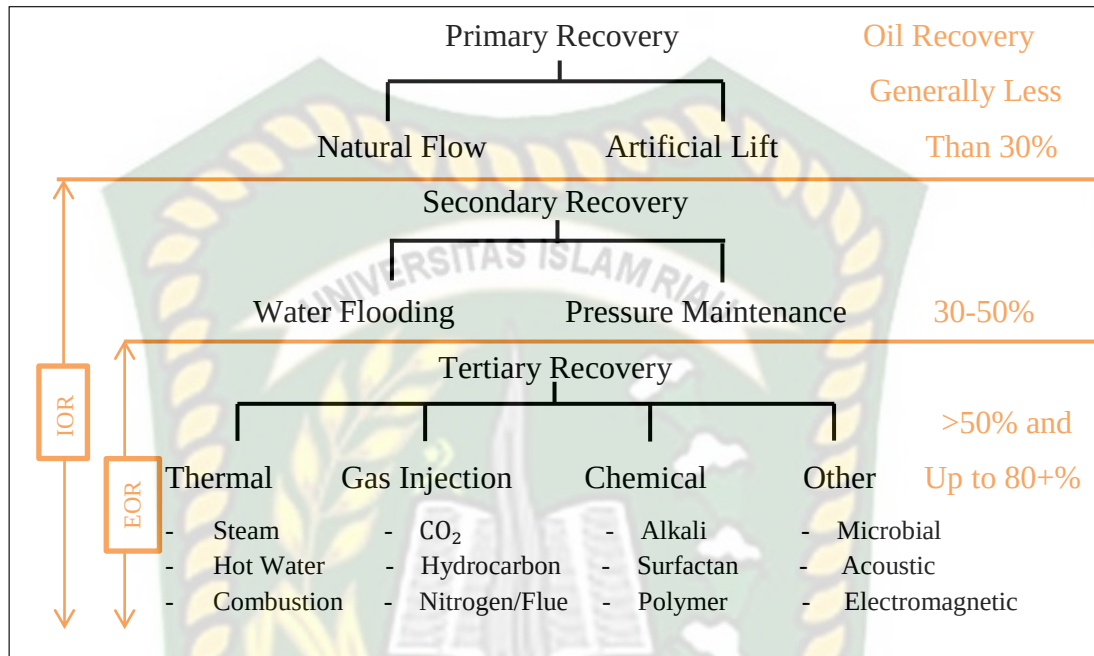
2.1 EOR SECARA UMUM

Minyak bumi merupakan salah satu kebutuhan yang sangat penting bagi manusia. Dalam surah Al-A'raf ayat 10 disebutkan bahwa “Sesungguhnya Kami telah menempatkan kamu sekalian dimuka bumi dan Kami adakan bagimu dimuka bumi (sumber) penghidupan. Amat sedikitlah kamu bersyukur.” (TafsirQ, 2015). Sebagai makhluk yang bersyukur tentunya kita harus memanfaatkan sumber daya alam dengan sebaik-baiknya, salah satunya adalah minyak bumi yang dapat membantu kehidupan manusia.

Produksi minyak bumi melalui tahapan *primary* dan *secondary recovery* masih menyisakan jumlah minyak yang sangat banyak di dalam reservoir. Rata-rata minyak yang tertinggal di dalam reservoir di lapangan minyak di Indonesia setelah kedua tahapan tersebut sebesar 60-70% (M. Abdurrahman, 2016). Seiring meningkatnya jumlah konsumsi minyak bumi diikuti juga dengan penurunan produksi pada sumur – sumur tua, solusi yang ditawarkan untuk menangani hal ini yaitu dengan menerapkan teknologi *lifting* seperti *enhanced oil recovery* (EOR).

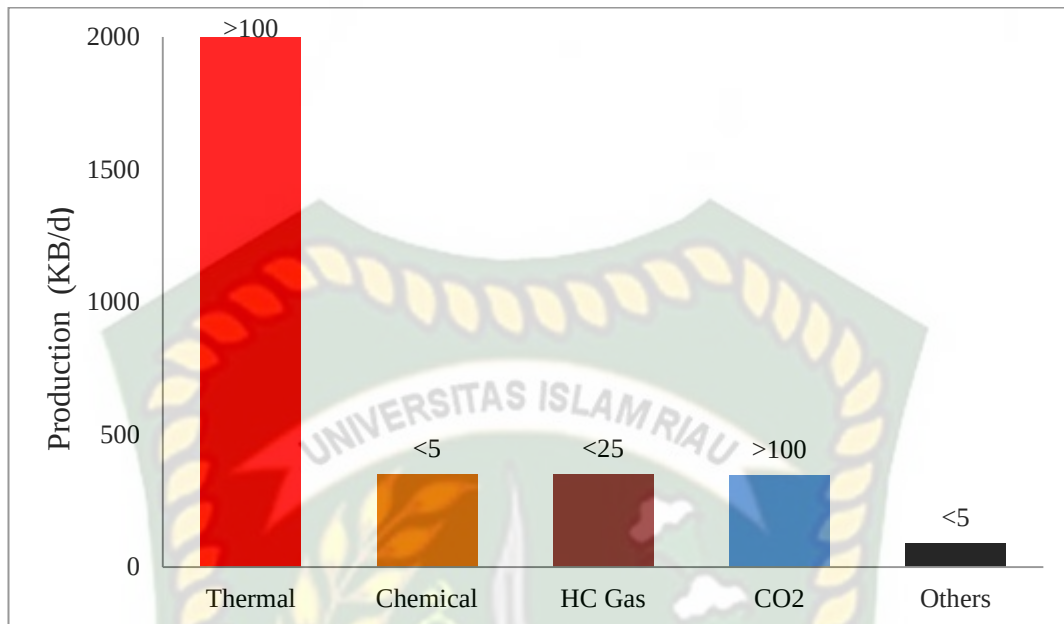
EOR menawarkan alternatif substansial untuk meningkatkan perolehan minyak dari lapangan yang ada dan sudah matang dengan cara meningkatkan level penyapuan pori dalam reservoir (Moreno, Gurbinar, Liu, Al-Kinani, & Cakir, 2014). Metode ini menyebabkan minyak yang masih terdapat pada batuan akan terproduksi dengan maksimal.

Gambar 2.1 menunjukkan perbedaan istilah EOR dan *improve oil recovery* (IOR). Ada 3 tahap *recovery* dalam produksi minyak bumi, tahap *recovery* pertama dan kedua itu ditargetkan untuk minyak yang bergerak di reservoir sedangkan tahap *recovery* ketiga atau EOR ditargetkan untuk dapat membantu produksi minyak yang tidak bergerak karena adanya tekanan kapiler yang rendah dan viskositas yang tinggi. Rata-rata, faktor pemulihan di seluruh dunia dari metode konvensional adalah sepertiga dari apa yang semula ada di reservoir (Kokal & Al-Kaabi, 2010).



Gambar 2.1 Definisi EOR/IOR (Kokal & Al-Kaabi, 2010)

Metode EOR terus dijadikan sebagai salah satu cara untuk memproduksi minyak bumi sisa yang tidak bisa dilakukan secara konvensional, hal ini terbukti dengan adanya terus peningkatan setiap tahunnya. Laju produksi EOR dunia ditunjukkan oleh gambar 2.2, seperti yang didefinisikan oleh *society of petroleum engineers* (SPE). Total produksi minyak dunia dari EOR tetap relatif meningkat selama bertahun-tahun, menyumbang sekitar 3 juta *barrels* minyak per hari, dibandingkan dengan 85 juta *barrels* produksi harian, atau sekitar 3,5 persen dari produksi harian (Kokal & Al-Kaabi, 2010). Dari data ini dapat kita lihat bahwa metode EOR ini merupakan jalan keluar yang tepat untuk mengatasi masalah penurunan produksi.



Gambar 2.2 Laju produksi dan jumlah proyek EOR di dunia (Kokal & Al-Kaabi, 2010)

2.2 EOR DI INDONESIA

Bahan bakar minyak menjadi sumber energi utama di dunia. Kondisi ini terlihat dari jumlah konsumsi minyak yang ternyata terus meningkat. Sejak sekitar tahun 2004, Indonesia merupakan net impotir, artinya jumlah minyak yang dipakai lebih banyak dari produksi. Sejak tahun 2005 - 2011, konsumsi BBM meningkat 297.807 juta *barrels* menjadi 394.052 juta *barrels*. Peningkatan cukup signifikan terjadi tahun 2006 yaitu menjadi 374.691 juta *barrels*, sedangkan berdasarkan data BPS menunjukkan bahwa produksi minyak Indonesia dari tahun ke tahun mengalami penurunan. Rata-rata produksi minyak saat ini hanya mencapai 830.000 - 850.000 *barrels* per hari (Dewita, Priambodo, & Ariyanto, 2013).

Produksi minyak di Indonesia terus mengalami penurunan sejak tahun 1995 dan kita membutuhkan jalan lain untuk dapat meningkatkannya. Hal ini terjadi karena kebanyakan sumur minyak di Indonesia masih menggunakan teknik *recovery* pertama dan yang kedua, sementara untuk *recovery* ketiga masih jarang diaplikasikan (Muslim, Bae, Permadi, & Gunadi, 2013). *Original oil in place*

(OOIP) yang diperkirakan adalah 75 milyar *barrels*, kumulatif produksi adalah 24 milyar *barrels*, dan cadangan terbukti adalah 4,04 milyar *barrels*, kemudian, sisa cadangan adalah 49,5 milyar *barrels* dan potensi EOR diperkirakan 3,3 milyar *barrels* (SKK Migas, 2017).

Metode pemulihan yang telah diterapkan di Indonesia salah satunya adalah metode *thermal* yang diterapkan sejak 1967. Proyek pemulihan *thermal* pertama menerapkan teknik *huff and puff*. Pendekatan ini merupakan awal dari proyek *steam flooding* yang telah mampu memperpanjang produksi lapangan Duri hingga saat ini. Sejak 1975, lapangan Duri telah menerapkan dua pilot metode EOR. Ini adalah injeksi kaustik dan *steam flooding*. Target reservoir adalah antara 140 ft hingga 240 ft dan minyak dikategorikan sebagai minyak berat dengan 22 °API *gravity*. Proyek *steam flooding* berhasil meningkatkan perolehan minyak pada lapangan ini, sedangkan injeksi kaustik dihentikan karena kegagalannya pada tahun 1979. Setelah itu, *steam flooding* dipilih untuk sepenuhnya dilaksanakan di lapangan Duri dan telah menjadi proyek EOR terbesar di negara ini dan saat ini masih menjadi operasi *steam flooding* terbesar di dunia (M. Abdurrahman, 2017). Berdasarkan data di atas diketahui bahwa pengaplikasian EOR memiliki kesempatan yang bagus untuk dapat diterapkan di Indonesia karena diketahui bahwa teknologi EOR ini merupakan jalan untuk dapat meningkatkan produksi minyak bumi, untuk itulah dilakukan *screening criteria* EOR agar dapat diketahui metode EOR apa yang paling baik untuk digunakan pada suatu lapangan.

2.3 SCREENING CRITERIA EOR

Screening criteria dibutuhkan untuk dapat menentukan metode EOR apa yang cocok digunakan di lapangan A. Pada tugas akhir ini peneliti menggunakan 2 metode *screening* yaitu manual menggunakan tabel *screening criteria* Taber, Martin, Seright, Pan sang kang, Alvarado dan Ranson, dan menggunakan *software* EORgui. *Screening* menggunakan tabel Taber, Martin, Seright dan *software* EORgui sudah pernah dilakukan di lapangan Wyoming dan lapangan X.

Selain tabel Taber, Martin, Seright, juga akan digunakan *screening criteria* lainnya yaitu *screening* dari Pan sang kang yang didapat dari hasil analisa

karakteristik batuan dan fluida berdasarkan pengaplikasian injeksi EOR yang berhasil diterapkan (P. Kang & Lim, 2014), *screening criteria* Pan sang kang dapat dilihat pada tabel 2.1 dan *screening criteria* dari Alvarado dan Ranson dimana *screening* EOR telah berkembang selama bertahun – tahun hingga menjadi lebih baik berkat semakin banyaknya pengalaman dan studi simulasi laboratorium serta numerik. Reservoir minyak dan gas menunjukkan sistem yang rumit dengan tingkat ketidakpastian yang tinggi, dimulai dengan definisi parameter penting, hingga kualitas dan ketersediaan data. Karenanya, *screening* untuk menentukan metode EOR yang berlaku dibawah kondisi reservoir penting dilakukan pada tahap awal sehingga mungkin untuk dilakukan rencana pengembangan (Alvarado & Ranson, 2002). *Screening criteria* Alvarado dan Ranson terdiri dari dua metode yaitu *polymer flooding* dan *CO₂ flooding* yang dapat dilihat pada tabel 2.2.

Tabel 2.1 New screening criteria EOR

Parameters	EOR Screening Criteria
Polymer	
<i>Formation type</i>	<i>sandstone preferred</i>
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<240
<i>Oil gravity (°API)</i>	>15.2
<i>Oil saturation (%)</i>	> <i>residual oil saturation</i>
<i>Reservoir temperature (°F)</i>	<185
<i>Reservoir permeability</i>	>10
<i>Salinity of formation water (ppm)</i>	<20.000
<i>Hardness of formation water (ppm)</i>	<800
WAG	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<2
<i>Oil gravity (°API)</i>	>28
<i>Permeability (mD)</i>	>100
<i>Net thickness</i>	Thin unless dipping
<i>Previous production method</i>	Water flooding preferred

Hydrocarbon miscible	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<2
<i>Oil gravity (°API)</i>	>24
<i>Permeability (mD)</i>	Homogeneous with few fracture
<i>Oil saturation (%)</i>	>30
<i>Net thickness</i>	Thin unless dipping
<i>Reservoir pressure</i>	>MMP
Immiscible gas	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<592
<i>Oil gravity (°API)</i>	>11
<i>Oil saturation (%)</i>	>30
CO₂ miscible	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<6
<i>Oil gravity (°API)</i>	>22
<i>Permeability (mD)</i>	Homogeneous with few fracture
<i>Oil saturation (%)</i>	>17
<i>Net thickness</i>	Thin unless dipping
<i>Reservoir pressure</i>	>MMP

(P. Kang & Lim, 2014)

Tabel 2.2 Summary of screening criteria for polymer and CO₂ flooding

Parameters	Polymer flooding	CO₂ flooding
<i>Oil gravity (°API)</i>	>22	>25
<i>Oil viscosity (cp)</i>	<100	<15
<i>Crude oil composition</i>	NC	High % C ₅ -C ₁₂ fraction
<i>Oil saturation (% PV)</i>	>50	>25
<i>Water salinity (ppm)</i>	<100.000	NC
<i>Water hardness (ppm)</i>	<5.000	NC
<i>Mobility ratio</i>	2 - 40	NC
<i>Reservoir temperature (°F)</i>	<200	NC
<i>Rock type</i>	Sandstone preferred	Sandstone or carbonate

<i>Permeability (mD)</i>	>50	NC
<i>Depth (ft)</i>	<9.000	>2.500
<i>Net thickness</i>	NC	Wide range
<i>Minimum miscibility pressure</i>	NC	<Original pressure
<i>Drive mechanism</i>	No gas cap and no bottom water drive	No gas cap

(Alvarado & Ranson, 2002)

Dalam tugas akhir ini, data yang dibutuhkan untuk melakukan *screening criteria* merujuk pada tabel Taber, Martin, Seright. Tabel *screening criteria* ini memiliki ketentuan dan rentang nilai untuk masing – masing metode EOR yang dapat dilihat pada tabel 2.3 - 2.9.

Tabel 2.3 *Nitrogen and Flue Gas Flooding*

Technical Screening Guides		
<i>Parameter of Reservoir</i>	<i>Recommended</i>	<i>Range of Current Project</i>
<i>Gravity, °API</i>	>35	38 to 54 (miscible)
<i>Viscosity, cp</i>	<0.4	0.07 to 0.3
<i>Composition</i>	High Percent of C_1 to C_7	
<i>Saturation, % PV</i>	>40	59 to 80
<i>Type of Formation</i>	Sandstone or Carbonate	
<i>Net Thickness</i>	Thin Unless Dipping	
<i>Permeability</i>	Not Critical	
<i>Depth, ft</i>	>6.000	10.000 to 18.500
<i>Temperature, °F</i>	Not Critical	

(Taber, Martin & Seright, 1997a), (Taber, Martin & Seright, 1997b)

Tabel 2.4 Hydrocarbon

Technical Screening Guides		
Parameter of Reservoir	Recommended	Range of Current Project
Gravity, °API	>23	24 to 54 (miscible)
Viscosity, cp	<3	0.04 to 2.3
Composition	High Percent of C_1 to C_7	
Saturation, % PV	>30	30 to 98
Type of Formation	Sandstone or Carbonate	
Net Thickness	Thin Unless Dipping	
Permeability	Not Critical	
Depth, ft	>4.000	4.040 to 15.900
Temperature, °F	Not Critical	

(Taber, Martin & Seright, 1997a), (Taber, Martin & Seright, 1997b)

Tabel 2.5 CO₂ Flooding

Technical Screening Guides		
Parameter of Reservoir	Recommended	Range of Current Project
Gravity, °API	>22	27 to 44
Viscosity, cp	<10	0.3 to 6
Composition	High Percent of C_5 to C_{12}	
Saturation, % PV	>20	15 to 70
Type of Formation	Sandstone or Carbonate	
Net Thickness	Wide Range	
Permeability	Not Critical	
Depth, ft	>2.500	2.500 to 4.000
Temperature, °F	Not Critical	

(Taber, Martin & Seright, 1997)

Tabel 2.6 *Micellar/Polymer, ASP, And Alkaline Flooding*

Technical Screening Guides		
Parameter of Reservoir	Recommended	Range of Current Project
Gravity, °API	>20	
Viscosity, cp	<35	
Composition	<i>Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods</i>	
Saturation, % PV	>35	
Type of Formation	<i>Sandstone Preferred</i>	
Net Thickness	<i>Not Critical</i>	
Permeability	>10	
Depth, ft	<9000	
Temperature, °F	<200	

(Taber, Martin & Seright, 1997)

Tabel 2.7 *Polymer Flooding*

Technical Screening Guides		
Parameter of Reservoir	Recommended	Range of Current Project
Gravity, °API	<15	14 to 43
Viscosity, cp	<150 and >10	1 to 80
Composition	<i>Not Critical</i>	
Saturation, % PV	>50	
Type of Formation	<i>Sandstone Preferred</i>	
Net Thickness	<i>Not Critical</i>	
Permeability	>10	10 to 15.000
Depth, ft	<9000	1.300 to 9.600
Temperature, °F	<200	80 to 185

(Taber, Martin & Seright, 1997)

Tabel 2.8 Combustion

Technical Screening Guides		
Parameter of Reservoir	Recommended	Range of Current Project
Gravity, °API	10 to 27	10 to 40
Viscosity, cp	<5.000	6 to 5.000
Composition	Some asphaltic components to aid coke deposition	
Saturation, % PV	>50	62 to 94
Type of Formation	Sand or sandstone	
Net Thickness	>10	
Permeability	>50	85 to 4.000
Depth, ft	<11.500	400 to 11.300
Temperature, °F	>10	100 to 22

(Taber, Martin & Seright, 1997)

Tabel 2.9 Steam Flood

Technical Screening Guides		
Parameter of Reservoir	Recommended	Range of Current Project
Gravity, °API	8 to 27	
Viscosity, cp	<100.000	10 to 137.000
Composition	Not Critical	
Saturation, % PV	>40	35 to 90
Type of Formation	Sand or Sandstone	
Net Thickness	>20	
Permeability	>200	63 to 10.000
Depth, ft	<5.000	150 to 4.500
Temperature, °F	Not Critical	60 to 280

(Taber, Martin & Seright, 1997)

Screening menggunakan cara manual dan EORgui berlandaskan pada tabel *screening criteria* metode EOR Taber, Martin dan Seright *part 1* yang dapat dilihat pada tabel 2.10 dimana pada tabel ini sudah dilakukan revisi berpedoman pada *screening criteria* metode EOR Taber, Martin dan Seright *part 2*. *Screening criteria* ini disusun berdasarkan pada data karakteristik batuan dan fluida dari setiap project EOR didunia yang sukses diaplikasikan dan ditampilkan secara singkat dalam sebuah tabel (Taber, Martin, & Seright, 1997)



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Tabel 2.10 Screening criteria untuk metode EOR

Tabel 2.10 Screening criteria untuk metode EOR										
		Oil Properties			Reservoir Properties					
No	EOR Method	Gravity (°API)	Viscosity (cp)	composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Gas injection methods (Miscible)										
1	Nitrogen and flue gas	>35↗ <u>48</u> ↗	<0.4↘ <u>0.2</u> ↘	High percent of C1 to C7	>40↗ <u>75</u> ↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23↗ <u>41</u> ↗	<3↘ <u>0.5</u> ↘	High percent of C2 to C7	>30↗ <u>80</u> ↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO2	>22↗ <u>36</u> ↗	<10↘ <u>1.5</u> ↘	High percent of C5 to C12	>20↗ <u>55</u> ↗	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35↗ <u>70</u> ↗	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1,800	NC
(Enhanced) Waterflooding										
4	Micellar/Polym er, ASP, and Alkaline Flooding	>20↗ <u>35</u> ↗	<35↘ <u>13</u> ↘	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35↗ <u>53</u> ↗	Sandstone preferred	NC	>10↗ <u>450</u> ↗	<9,000	<200
5	Polymer flooding	>15	<150, >10	NC	>50↗ <u>80</u> ↗	Sandstone preferred	NC	>10↗ <u>800</u> ↗	<9,000	<200↘ <u>140</u>
Thermal/Mechanical										
6	Combustion	10 to 27	<5,000 ± <u>1,200</u>	Some asphaltic components	>50↗ <u>72</u> ↗	High-porosity sand/sandstone	>10	>50	<11,500↘ <u>3,500</u>	>100↗ <u>135</u>
7	Steam	8 to 25	<100,000 ± <u>4,700</u>	NC	>40↗ <u>66</u> ↗	High-porosity sand/sandstone	>20	>200↗ <u>2,540</u> ↗	<5000↘ <u>1,500</u>	NC
-	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

(Taber, Martin, & Seright, 1997a), (Taber, Martin, & Seright, 1997b)

2.3.1 *Screening Criteria Manual*

Screening ini dilakukan dengan cara mencocokkan data batuan dan fluida dengan nilai yang ada pada tabel *screening criteria*, bila nilai data masuk kedalam rentang nilai *screening* maka data tersebut dianggap memenuhi kriteria dan bila nilai data tidak masuk kedalam rentang nilai *screening* maka data tersebut dianggap tidak memenuhi kriteria. Hasil yang didapatkan pada penelitian ini akan menampilkan tabel dengan kode warna, dimana sel berwarna biru menunjukkan kriteria yang terpenuhi sedangkan sel berwarna merah menandakan kriteria tidak terpenuhi. Hasil akhirnya bisa didapat dengan mengkalkulasikan berapa jumlah data yang memenuhi dan tidak memenuhi kriteria untuk dapat dijadikan nilai persentase.

Beberapa pertimbangan umum harus dipelajari sebelum *screening criteria* dilakukan. Pertama, studi geologi biasanya dilakukan karena operator telah menemukan bahwa heterogenitas reservoir yang tak terduga telah menyebabkan kegagalan banyak proyek lapangan EOR. Kedua, ketika operator mempertimbangkan EOR dalam aplikasi tertentu, calon reservoir harus mengandung minyak yang cukup banyak agar proyek tersebut berpotensi menguntungkan, selain itu reservoir yang dalam dapat menyebabkan fasilitas permukaan, peralatan dan perpipaan yang tersedia juga harus dipertimbangkan selama fase *screening* dan pemilihan metode EOR yang paling sesuai untuk suatu lapangan (Abu El Ela, Sayyoud, & Sayed El Tayeb, 2014).

2.3.2 *Screening Criteria Software EORgui*

EORgui (*graphical user interface*) adalah perangkat lunak yang berdasarkan pada *paper society of petroleum engineers* yang terbit pada tahun 1996 dengan judul *EOR screening criteria revisited* dari Taber, Martin, dan Seright. *Software* ini dapat digunakan untuk *screening* dengan cepat data karakteristik fluida dan batuan untuk dapat memberikan rekomendasi metode EOR pada suatu lapangan, namun *software* ini tidak dapat digunakan untuk menganalisis keekonomian metode EOR yang dihasilkan.

Input semua data yang diperlukan kedalam software EORgui, setelah pengguna memasukkan semua data yang diperlukan, tekan tombol hitung untuk menghitung kecocokan kriteria relatif dengan data yang dimasukkan. Hasilnya ditampilkan dalam bagan ringkasan dan tabel hasil berkode warna. Skema pewarnaan hanya didasarkan pada tingkat di mana kriteria terpenuhi atau tidak. Yaitu, jika sel berwarna merah maka kriteria ini tidak terpenuhi, sedangkan jika sel berwarna hijau muda maka kriteria baru saja dipenuhi, dan jika sel berwarna hijau gelap maka kriteria tersebut dipenuhi dengan baik (*Petroleum Solution EORgui Help*).

2.4 APLIKASI LAPANGAN

2.4.1 Aplikasi Lapangan *Screening Manual*

Disuatu lapangan di Wyoming, USA akan dilakukan *screening criteria*, data – data yang diperlukan tersedia di tabel 2.11 kecuali komposisi minyak. Data – data tersebut dicocokkan dengan data masing – masing metode EOR yang terdapat di tabel *screening criteria* Taber, Martin, Seright. Hasil *screening* menunjukkan lapangan tersebut memiliki tingkat keberhasilan terbesar jika dilakukan injeksi CO₂ dibandingkan metode yang lain yaitu sebesar 96.42 % (Alamsah et al., 2007).

Tabel 2.11 Data reservoir lapangan di Wyoming

<i>Reservoir properties</i>	<i>Field data</i>
<i>Oil gravity (°API)</i>	43
<i>Oil viscosity (cp)</i>	0.85
<i>Oil composition</i>	<i>No data available</i>
<i>Oil saturation (%)</i>	54
<i>Formation type</i>	<i>Sandstone</i>
<i>Thickness (ft)</i>	25
<i>Permeability (mD)</i>	30
<i>Depth (ft)</i>	4.800
<i>Temperature (°F)</i>	120

(Alamsah et al., 2007)

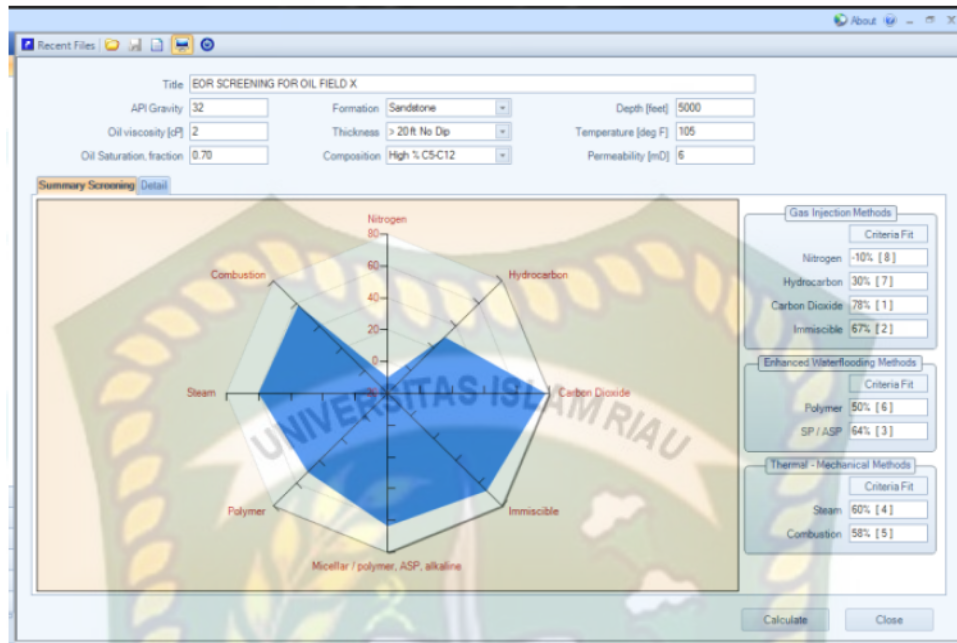
2.4.2 Aplikasi Lapangan *Screening Software EORgui*

Tabel 2.12 Data reservoir lapangan X

<i>Reservoir properties</i>	<i>Field data</i>
<i>Oil gravity (°API)</i>	32
<i>Oil viscosity (cp)</i>	2
<i>Oil composition</i>	C ₅ - C ₁₂
<i>Oil saturation (%)</i>	70
<i>Formation type</i>	<i>Sandstone</i>
<i>Thickness (ft)</i>	-
<i>Permeability (mD)</i>	6
<i>Depth (ft)</i>	5.000
<i>Temperature (°F)</i>	105

(Kordorwu et al., 2016).

Pada suatu lapangan diketahui data fluida dan batuan yang ditunjukkan pada tabel 2.12. Lapangan ini telah diproduksi dengan teknik *water flooding* selama 4 tahun, hal ini dilakukan sejak tahun kedua lapangan mulai diproduksi. Kumulatif produksi minyak adalah 53.612,38 MSTB atau faktor pemulihan 39%. Tingkat produksi minyak lapangan X telah menurun drastis pada tahun ke 4 produksi dan karenanya alasan untuk *enhanced oil recovery* telah dianggap sebagai pilihan untuk meningkatkan pemulihan minyak (Kordorwu et al., 2016). Untuk dapat mengetahui metode EOR yang cocok pada lapangan ini maka dilakukan *screening criteria* EOR dengan menggunakan *software EORgui*, dimana data yang ada dimasukkan kedalam *software* dan akan muncul hasil berupa persentase sesuai dengan urutan metode yang disarankan.



Gambar 2.3 Hasil *screening* sumur X (Kordorwu et al., 2016).

Pada gambar 2.3 dapat dilihat hasil *screening* dengan menggunakan *software* EORgui dimana metode EOR yang paling disarankan pada lapangan ini adalah injeksi CO₂ dengan persentase keberhasilan sebesar 78%.

Selama 20 tahun masa proyek, pemulihan minyak meningkat secara efisien dengan menggunakan CO₂ *flooding* dan dapat disimpulkan faktor pemulihan meningkat sebesar 16,67%.

2.4.3 Contoh Penerapan Metode EOR di Beberapa Lapangan

2.4.3.1 Polymer flooding

Ada beberapa lapangan yang juga menggunakan metode EOR *polymer flooding*, diantaranya yaitu lapangan Bohai Bay dan lapangan Dalia. Lapangan Bohai Bay terletak 160 km arah tenggara dari Tanggu, Tianjing (Carpenter, 2014). Hingga 2010, ada 3 proyek EOR *polymer* di lapangan minyak berat Bohai Bay yang memiliki *water cut* antara 10-80% dan sekitar 20 ribu ton bubuk *polymer* digunakan pada 27 sumur dalam 5 tahun terakhir. Telah terlihat bahwa *water cut* menurun sedangkan produksi minyak meningkat. Hasil aplikasi menunjukkan injeksi ini layak dilakukan (Kang et al., 2011). Pada lapangan Dalia, yang berjarak 130 km di lepas pantai Angola di blok 17 sudah dilakukan studi kelayakan yang

sangat menyeluruh dari *polymer flooding* dengan pemulihan tambahan yang dapat diharapkan berkisar 3 – 7% (Morel et al., 2008).

2.4.3.2 *Steam injection*

Minyak yang memiliki densitas tinggi (minyak berat), umumnya mempunyai viskositas tinggi. Digolongkan sebagai minyak berat adalah minyak dengan °API lebih kecil dari 20. Sebagai contoh adalah reservoir Ugnu tar sand di Alaska dengan °API antara 7,1 sampai 11,5 dan viskositas antara 60.000 sampai 10.000.000 cp pada suhu kamar . Untuk memproduksi minyak jenis ini, sulit dilakukan, sehingga faktor perolehan minyak sangat kecil. Oleh sebab itu, banyak upaya yang dilakukan untuk memproduksi minyak sisa dari proses perolehan tahap primer, yang salah satunya adalah dengan injeksi uap (Abdassah & Rachmat, 2001).

Model diidealisasikan berbentuk balok dengan ukuran kearah sumbu $x = 1.000 \text{ ft}$, sumbu $y = 200 \text{ ft}$ dan sumbu $z = 90 \text{ ft}$. Reservoir dianggap tertutup, sehingga tidak ada tudung gas dan air yang mendesak. Reservoir di bentuk dengan 7 lapisan dan bersifat homogen. Sumur produksi terletak pada lapisan ke 7 dan sumur injeksi terletak di lapisan ke 5 dan keduanya terletak di tengah tengah arah sumbu x (Abdassah & Rachmat, 2001).

Untuk simulasi kasus dasar (diwakili oleh rata-rata sifat reservoir di Ugnu Sands), proses ini menghasilkan produksi kumulatif sebesar 600 *barrels* per kaki dari panjang sumur (70% pemulihan) dalam 5.000 hari dengan tingkat produksi minyak puncak pada 0,256 *barrels* per kaki. Ini menunjukkan, bahwa proses SAGD mungkin metode yang efektif untuk reservoir Ugnu. (Kamath, Sinha, & Hatzignatiou, 1993)

2.4.3.3 *Gas injection*

Dalam melakukan simulasi di perlukan beberapa data, seperti data komposisi *crude oil*, data *rock* dan *fluid properties*. Data yang digunakan adalah data formasi Air benakat yang memiliki jenis batuan berupa *sandstone* dan komposisi *crude oil*

69.65% C_{7+} dengan nilai °API sebesar 41.38, viskositas 0.21 cp, saturasi minyak 43%, permeabilitas rata – rata 36.33 mD, dan temperatur 156 °F.

Hasil produksi minyak dari injeksi gas CO_2 Mencapai puncaknya sebesar 5.000 bbl di awal injeksi untuk setiap volume porinya dan akan mengalami penurunan setiap tahunnya dengan rata-rata produksi perhari dari 300 – 1,000 bbl/day pada tahun ke-5 hingga menjadi 300 – 700 bbl/day di tahun ke-10, serta menjadi 200 – 300 bbl/day di tahun ke-15 dan terakhir menjadi 200 bbl/day pada tahun ke-20 (Muslim, 2013).

