

**PENENTUAN JARAK OPTIMUM ANTARA SUMUR  
PRODUKSI DAN INJEKSI DALAM MENANGGULANGI  
*EARLY GAS BREAKTHROUGH* PADA INJEKSI CO<sub>2</sub> DI  
LAPANGAN X**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik  
Perminyakan*

Oleh

**ROBBY ANANDA PUTRA**

**153210281**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Robby Ananda Putra  
NPM : 153210281  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas akhir : Penentuan Jarak Optimum Antara Sumur  
Produksi Dan Injeksi Dalam menanggulangi  
*Early Gas Breakthrough* Pada Injeksi CO<sub>2</sub> di  
Lapangan X

Telah berhasil **dipertahankan** di hadapan **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 : Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T. (.....)  
Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T. (.....)  
Penguji II : Novri Anti, S.T., M.T. (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 27 September 2021

Disahkan Oleh :

**KA. PRODI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

**DOSEN PEMBIMBING  
TUGAS AKHIR**

(Novia Rita, S.T., M.T.)

(Dr. Eng Muslim, S.T., M.T.)

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 27 September 2021

Robby Ananda Putra  
NPM : 153210281



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada ALLAH SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya, sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendukung saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua saya Papa Badri Munir dan Mama Nurmiati serta saudara saya Kakak Rinda Valentari dan Bang Ryan Fadhlun Nur yang selalu disisi saya serta dukungan, doa, kasih sayang dan semangat yang diberikan selama penulisan hingga penyelesaian tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan masukan, nasihat, dan semangat selama menjalani perkuliahan dan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Teman-teman jurusan Teknik Perminyakan UIR angkatan 2015, khususnya kelas C yang selalu memberikan dukungan dan semangat selama masa perkuliahan dan penelitian ini.
4. Teman seangkatan saya Auzie yang selalu menjawab dan menjelaskan apa yang menjadi pertanyaan saya selama penelitian ini.

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

Pekanbaru, 27 September 2021

Robby Ananda Putra

## DAFTAR ISI

TUGAS AKHIR .....	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL .....	vii
DAFTAR SINGKATAN.....	viii
DAFTAR SIMBOL.....	ix
ABSTRAK .....	x
ABSTRACT .....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
1.5 Metode Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Injeksi Gas CO <sub>2</sub> .....	4
2.1.1 Injeksi CO <sub>2</sub> <i>Miscible</i> .....	5
2.1.2 Injeksi CO <sub>2</sub> <i>Immiscible</i> .....	5
2.2 Early Gas Breakthrough .....	6
2.3 State of the Art .....	7

2.4	Jarak Optimum Antar Sumur .....	9
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>14</b>
3.1	Pemodelan Simulasi .....	14
3.1.1	Reservoir Properties .....	15
3.2	Flowchart.....	16
3.3	Jadwal Penelitian.....	17
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>18</b>
4.1	Skenario Penelitian Simulasi.....	18
4.1.1	Base Case .....	18
4.1.2	Injeksi Air.....	20
4.1.3	Injeksi Gas CO <sub>2</sub> .....	23
4.2	Efek Well Spacing Terhadap Gas CO <sub>2</sub> Breakthrough Time .....	26
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>40</b>
5.1	Kesimpulan.....	40
5.2	Saran.....	40
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>41</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b> Jarak sumur berdasarkan umur geologi di Venezuela Barat (Alfarge, 2017).....	11
<b>Gambar 2. 2</b> Kumulatif minyak vs jarak sumur (Mesdour et al. 2010).....	11
<b>Gambar 2. 3</b> Optimisasi jarak sumur pada permeabilitas 0.01 mD (Mansour, Khalil, and Gamadi 2017).....	12
<b>Gambar 2. 4</b> Optimisasi jarak sumur pada permeabilitas 0.1 mD (Mansour, Khalil, and Gamadi 2017).....	12
<b>Gambar 2. 5</b> Optimisasi jarak sumur pada permeabilitas 1 mD (Mansour, Khalil, and Gamadi 2017).....	13
<b>Gambar 2. 6</b> Efek permeabilitas pada jarak sumur (Mansour, Khalil, and Gamadi 2017).....	13
<b>Gambar 3. 1</b> Model reservoir.....	14
<b>Gambar 4. 1</b> Grafik <i>Bottom Hole Pressure</i> dan <i>Oil Rate Base Case</i> .....	18
<b>Gambar 4. 2</b> kumulatif produksi <i>base case</i> .....	19
<b>Gambar 4. 3</b> <i>Oil recovery factor base case</i> .....	19
<b>Gambar 4. 4</b> Produksi minyak kumulatif <i>waterflood</i> .....	20
<b>Gambar 4. 5</b> <i>Bottom hole pressure</i> injeksi air.....	21
<b>Gambar 4. 6</b> Laju alir produksi minyak.....	21
<b>Gambar 4. 7</b> <i>Oil recovery</i> injeksi air.....	22
<b>Gambar 4. 8</b> Produksi minyak kumulatif injeksi gas CO <sub>2</sub> .....	23
<b>Gambar 4. 9</b> <i>Bottom hole pressure</i> injeksi CO <sub>2</sub> .....	24
<b>Gambar 4. 10</b> Laju produksi minyak injeksi CO <sub>2</sub> .....	24
<b>Gambar 4. 11</b> <i>Oil recovery</i> injeksi gas CO <sub>2</sub> .....	25
<b>Gambar 4. 12</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 300 ft.....	26
<b>Gambar 4. 13</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 400 ft.....	27
<b>Gambar 4. 14</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 500 ft.....	28
<b>Gambar 4. 15</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 600 ft.....	29
<b>Gambar 4. 16</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 700 ft.....	30
<b>Gambar 4. 17</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 800 ft.....	31
<b>Gambar 4. 18</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 900 ft.....	32
<b>Gambar 4. 19</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 1000 ft.....	33
<b>Gambar 4. 20</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 1100 ft.....	34
<b>Gambar 4. 21</b> <i>Gas oil ratio</i> pada jarak sumur 1200 ft.....	35
<b>Gambar 4. 22</b> <i>Gas breakthrough time</i> terhadap jarak sumur.....	36
<b>Gambar 4. 23</b> Persentase pengaruh parameter terhadap <i>gas breakthrough</i> .....	38
<b>Gambar 4. 24</b> Produksi minyak kumulatif terhadap jarak sumur.....	39
<b>Gambar 4. 25</b> <i>Oil recovery</i> terhadap jarak sumur.....	39

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1</b> Properties fluida dan reservoir (Guler et al., 2001).....	15
<b>Tabel 3. 2</b> Data komponen dan komposisi minyak reservoir (Guler et al., 2001)	15
<b>Tabel 3. 3</b> Jadwal penelitian tugas akhir .....	17
<b>Tabel 4. 1</b> <i>Incremental waterflood</i> .....	22
<b>Tabel 4. 2</b> Incremental gas CO <sub>2</sub> .....	25





## DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
DOE	<i>Designs of Orthogonal Experiments</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
IFT	<i>Inter Facial Tension</i>
ICD	<i>Inflow Control Device</i>
MMP	<i>Minimum Miscible Pressure</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
WAG	<i>Water Alternatif Gas</i>
km	<i>Kilo Meter</i>
ft	<i>feet</i>
mD	<i>mili Darcy</i>
cp	<i>centi poise</i>
Psi	<i>Pounds square inch</i>
atm	<i>atmosphere</i>
PV	<i>Pore Volume</i>
Ft <sup>3</sup> /day	<i>Feet Cubic per Day</i>



## DAFTAR SIMBOL

F	Fahrenheit
K	Kelvin
CO <sub>2</sub>	Karbon dioksida
C <sub>1</sub>	Metana
C <sub>2</sub>	Etana
C <sub>3</sub>	Propana
nC <sub>4</sub>	n-Butana
nC <sub>5</sub>	n-Pentana
C <sub>6</sub>	Heksana
C <sub>7</sub>	Heptana
C <sub>9</sub>	Nonana
C <sub>10</sub>	Dekana
C <sub>13</sub>	Tridekana
C <sub>14</sub>	Tetradekana
C <sub>19</sub>	Nonadekana
C <sub>20</sub>	Ikosana
C <sub>35</sub>	Pentatriakontana
C <sub>36+</sub>	Heksatriakontana <i>plus</i>



**PENENTUAN JARAK OPTIMUM ANTARA SUMUR  
PRODUKSI DAN INJEKSI DALAM MENANGGULANGI  
EARLY GAS BREAKTHROUGH PADA INJEKSI CO<sub>2</sub> DI  
LAPANGAN X**

**ROBBYANANDA PUTRA**

**153210281**

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

**ABSTRAK**

*Early gas breakthrough* merupakan gangguan produksi dimana gas yang diinjeksikan menembus fluida reservoir dan sampai kepada sumur produksi lebih awal sejak injeksi dilakukan. Banyak faktor yang menyebabkan hal tersebut terjadi, salah satu diantaranya adalah jarak antar sumur produksi-injeksi yang terlalu berdekatan. Jarak sumur optimum antara sumur produksi-injeksi akan ditentukan dengan hasil produksi yang baik serta *gas breakthrough* yang tidak terjadi lebih awal.

Penentuan jarak optimum antara sumur produksi-injeksi dilakukan dengan menggunakan simulasi *Computer Group Modelling* (CMG) dengan melakukan injeksi CO<sub>2</sub> secara kontinu tanpa pola sumur, adapun kandidat jarak sumur antara lain 300 ft, 400 ft, 500 ft, 600 ft, 700 ft, 800 ft, 900 ft, 1000 ft, 1100 ft dan 1200 ft. *Gas oil ratio* menjadi parameter yang akan diperhatikan pada setiap jarak untuk melihat *gas breakthrough time*.

Berdasarkan hasil *running*, *gas oil ratio* yang diperoleh dari setiap jarak menunjukkan jarak sumur produksi-injeksi sejauh 1200 ft menghasilkan *gas breakthrough* terlama yaitu terjadi setelah 1 tahun 9 bulan sejak gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan. Berdasarkan hasil *running*, *oil recovery* menunjukkan jarak sumur sejauh 1100 ft dan 1200 ft terbesar yaitu 30 %.

**Kata kunci** : *early gas breakthrough*, jarak sumur, *gas oil ratio*, *oil recovery*

**DETERMINATION OF OPTIMUM DISTANCE BETWEEN  
PRODUCTION AND INJECTION WELLS TO CONTROL EARLY  
GAS BREAKTHROUGH IN CO<sub>2</sub> INJECTION IN FIELD X**

**ROBBY ANANDA PUTRA**

**153210281**

**ABSTRACT**

*Early gas breakthrough is a production disturbance in which the injected gas penetrates the reservoir fluid and reaches the production well earlier since the injection is made. Many factors cause this to happen, one of which is the distance between the production-injection wells which is too close. The optimum well spacing between production-injection wells will be determined with good production results and gas breakthrough that does not occur earlier.*

*Determination of the optimum well spacing between production-injection wells is carried out using Computer Group Modeling (CMG) simulations by continuously injecting CO<sub>2</sub> without a well pattern, while the candidate well spacing includes 300 ft, 400 ft, 500 ft, 600 ft, 700 ft, 800 ft, 900 ft, 1000 ft, 1100 ft and 1200 ft. Gas oil ratio is a parameter that will be considered at each distance to see gas breakthrough time.*

*Based on the results of the running, the gas oil ratio obtained from each distance shows that the production-injection well spacing of 1200 ft produces the longest breakthrough gas, which occurs after 1 year and 9 months since CO<sub>2</sub> gas was injected. Based on the results of running, oil recovery shows that the distance of the well as far as 1100 ft and 1200 ft is the largest at 30%.*

**Key words :** *early gas breakthrough, well spacing, gas oil ratio, oil recovery*

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang Masalah

*Gas breakthrough* didefinisikan ketika *gas oil ratio* melebihi *solution gas oil ratio* lebih dari 10% serta *gas oil ratio* yang terus meningkat seiring waktu (Wu et al., 2014). *Gas breakthrough* harus dihindari karena dapat menghentikan produksi minyak (Papatzacos et al., 1991). Ketika *gas breakthrough* terjadi gas akan mendominasi produksi yang terkadang mengakibatkan produksi minyak menjadi terabaikan (A.Agrawal, 2016)

Beberapa hal yang mengakibatkan *gas breakthrough* terjadi seperti rekahan alami pada wilayah NE-SW ladang minyak Changqing, China mengakibatkan *early gas breakthrough* dan kinerja dari produksi yang buruk (Liu et al., 2017), perbedaan viskositas yang besar antara gas dan fluida reservoir mengakibatkan *early gas breakthrough* yang mengakibatkan *sweep efficiency* reservoir menjadi berkurang (Yaghoobi, 1998) serta fenomena penimpaan gravitasi akan mempercepat *gas breakthrough* yang diinjeksikan dan mengakibatkan minyak terperangkap di reservoir dan *sweep efficiency* menjadi buruk (Abdelgawad et al., 2015). Secara umum, zona yang mengalami *gas breakthrough* akan dihentikan produksinya (Leemhuis et al., 2007).

Jarak antara sumur produksi dan sumur injeksi juga dapat mempengaruhi cepat atau lambatnya terjadi *gas breakthrough*. Lapangan minyak Zarzaitin, pada sumur evaluasi ZR255H melakukan injeksi gas dengan laju injeksi sebesar 500 m<sup>3</sup>/d dengan jarak pendek yang menghasilkan sebagian besar gas menembus ke sumur produksi (Wang et al., 2011). Selanjutnya pada lapangan Tengiz dimana dua sumur injeksi yaitu T-318 dan T-14 sudah mengalami *gas breakthrough* yang disebabkan jarak pendek kedua sumur, dimana sumur injeksi sengaja ditempatkan dekat terhadap sumur produksi agar *gas breakthrough* terjadi lebih awal untuk mendapatkan informasi awal tentang *gas breakthrough time*, efisiensi injeksi gas dan untuk mengkonfirmasi karakteristik reservoir untuk kebutuhan simulasi model reservoir (Darmentaev et al., 2010). Kemudian pada sumur Yaha-2 dengan

reservoir gas kondensat di Tarim basin, China, penelitian dilakukan untuk mengetahui karakteristik *gas breakthrough* di Yaha-2, dimana salah satu faktor yang mempengaruhi *gas breakthrough* terjadi dalam waktu singkat adalah jarak sumur produksi dan injeksi yang terlalu kecil (Xia et al., 2018). Selain itu, lapangan Ula yang berlokasi di Norwegia melakukan injeksi *miscible WAG* yang telah dikonversi dari sumur injeksi air mendapati bahwa waktu *gas breakthrough* awal relatif lama yaitu 15 bulan hingga 35 bulan dengan jarak sumur yang relatif besar yaitu 1 km hingga 2.5 km (Brodie et al., 2012).

Oleh karena itu, untuk menanggulangi terjadinya *early gas breakthrough* dilakukan optimasi jarak antara sumur produksi dan sumur injeksi.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan jarak optimum antara sumur injeksi dan produksi dalam operasi injeksi gas guna mendapatkan perolehan minyak yang optimal dan mencegah terjadinya *gas breakthrough* lebih awal.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan, maka didapatkan beberapa manfaat dari penelitian ini, sebagai berikut:

1. Dapat dijadikan sebagai informasi dalam meminimalisir atau memperlambat terjadinya *early gas breakthrough* pada pelaksanaan injeksi gas.
2. Sebagai referensi dan pengetahuan tambahan dalam mata kuliah khususnya mata kuliah pengantar EOR.

## 1.4 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka dalam penelitian ini hanya membatasi mengenai pokok permasalahan yang dianalisis, maka dalam penulisannya hanya dibatasi pada fluida injeksi yang digunakan adalah gas CO<sub>2</sub>

murni untuk analisis *gas breakthrough* dan perolehan minyak. Penelitian ini menggunakan *software* simulasi reservoir CMG-GEM. Beberapa batasan lain yang dilakukan, yaitu:

1. Model reservoir merupakan model konseptual homogen.
2. Model reservoir tidak mempertimbangkan patahan atau kondisi geologi lainnya.
3. Injeksi dilakukan tanpa pola sumur.
4. Analisis dalam penelitian tidak menghitung *breakthrough time* secara manual.
5. Tidak mempertimbangkan keekonomian.
6. Jarak sumur produksi dan injeksi 300 ft, 400 ft, 500 ft, 600 ft, 700 ft, 800 ft, 900 ft, 1000 ft, 1100 ft, 1200 ft.

### 1.5 Metode Penelitian

Adapun metodologi dalam penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Lokasi : Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
2. Penelitian yang dilakukan : *Simulation Research*
3. Teknik pengambilan data : Data sekunder, informasi diperoleh dari teori dan jurnal – jurnal penelitian yang berkaitan dengan penelitian, seperti: Data karakteristik reservoir, dan data SCAL.
4. Waktu : 6 bulan.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Manusia diciptakan dan diturunkan Allah SWT ke bumi dengan perbekalan yang tak terhitung dan luar biasa. Allah menciptakan langit dan bumi beserta isinya dikhususkan untuk memenuhi kebutuhan manusia. Salah satu ciptaan-Nya untuk kepentingan kebutuhan manusia adalah sumber daya alam. Dimana sumber daya alam dapat dieksplorasi, diolah dan dinikmati hasilnya oleh manusia. Termasuklah sumber daya alam minyak dan gas bumi yang sampai saat ini masih dan terus dimanfaatkan. Hal itu tidak lain dikarenakan sumber daya alam memang Allah taklukan, peruntukkan dan Rahmati untuk manusia, sehingga manusia dapat menjangkaunya. Hal ini seharusnya menjadikan manusia sadar akan kebesaran Allah dan cinta kasih Allah kepada manusia dan seharusnya manusia khususnya uma muslim. Seperti firman Allah dalam Alquran pada surat Al-jasiyah ayat ke-13 yang artinya:

*“ Dan Dia menundukkan apa yang ada di langit dan apa yang ada di bumi untukmu semuanya ( sebagai rahmat ) dari-Nya. Sungguh, dalam hal yng demikian itu benar-benar terdapat tanda-tanda ( kebesaran Allah ) bagi orang-orang yang berfikir.”*

### 2.1 Injeksi Gas CO<sub>2</sub>

Injeksi gas merupakan metode yang dapat meningkatkan produksi minyak dari sebagian minyak yang tertinggal di reservoir, setelah dilakukannya injeksi air. Salah satu gas yang biasa digunakan adalah gas CO<sub>2</sub> (Muslim, 2013). Dengan ketersediaan sumber gas CO<sub>2</sub> yang besar di dunia bahkan di Indonesia, menjadikan injeksi gas dengan metode gas CO<sub>2</sub> baik diterapkan di masa depan (M. Abdurrahman et al., 2017). CO<sub>2</sub> telah lama diinjeksikan ke bawah permukaan terutama untuk dua tujuan yaitu untuk meningkatkan perolehan migas dan sekuestrasi geologi untuk penyimpanan jangka panjang. Injeksi karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dianggap sebagai opsi yang layak untuk peningkatan perolehan minyak



(EOR) dan telah diterapkan secara komersial selama lebih dari 40 tahun (Kumar et al., 2016) . Menurut Lake (1989) dalam (Seyyedsar et al., 2015) injeksi gas (  $N_2$ , gas hidrokarbon,  $CO_2$ ) merupakan metode penting lainnya dalam perolehan minyak pada reservoir minyak konvensional, akan tetapi akan mengalami penyapuan yang buruk pada reservoir yang heterogenitas, *density* gas yang rendah, dan viskositas gas yang rendah.

Menurut Morsi (2004) dan Emadi (2011) dalam (Farzaneh et al., 2016) beberapa penelitian menunjukkan bahwa penginjeksian  $CO_2$  pada minyak berat menyebabkan penurunan viskositas yang signifikan dan peningkatan volume minyak. Mekanisme lain yang dihasilkan oleh  $CO_2$  yang berkaitan pada perolehan minyak adalah seperti pengembangan minyak, mengurangi tegangan antar muka (IFT), emulsifikasi dan *blowdown*. Selain itu, injeksi  $CO_2$  dapat diterapkan juga pada reservoir yang memiliki rekahan alami (Soroush et al., 2012).

### 2.1.1 Injeksi $CO_2$ *Miscible*

Agar perpindahan *miscible* terjadi,  $CO_2$  harus diinjeksikan pada tekanan tertentu atau lebih tinggi yang disebut tekanan *miscibility* minimum (MMP). Menurut Jarrell, M.J. dkk. (2002); Stalkup, F.I. (1992) dalam (Aleidan et al., 2011) MMP didefinisikan sebagai tekanan terendah dimana minyak dan  $CO_2$  menjadi satu fasa dan perpindahan dapat tercapai. Pada injeksi  $CO_2$  *miscible* IFT cenderung mendekati nol ketika *miscibility* tercapai yang berarti perolehan minyak dapat total di area yang tersapu (Ghasemzadeh et al., 2011) kemudian viskositas minyak akan berkurang dan laju alir meningkat sehingga minyak menjadi lebih mudah untuk diproduksi (Ansyori, 2018).

### 2.1.2 Injeksi $CO_2$ *Immiscible*

Mencapai fasa *miscible* adalah salah satu tantangan besar di lapangan dengan tekanan *miscible* minimum (MMP) yang sangat tinggi setelah mempertimbangkan keamanan dan ekonomi. Dibandingkan dengan injeksi  $CO_2$  bercampur, injeksi  $CO_2$  tidak bercampur menunjukkan potensi

besar dalam berbagai kondisi reservoir atau fluida. Alasan utama penggunaan injeksi CO<sub>2</sub> *immiscible* adalah tekanan *miscible* minimal (MMP), yang tidak dapat dicapai karena kesulitan teknis atau pertimbangan komersial.

Perpindahan dengan tekanan reservoir kurang dari MMP dianggap sebagai injeksi yang tidak bercampur, yang disebabkan oleh temperatur reservoir yang tinggi, berat molekul yang tinggi ( komposisi minyak ), dan tekanan reservoir yang rendah (Zhang et al., 2018).

Pada injeksi CO<sub>2</sub> *immiscible* terdapat dua mekanisme utama dalam pendesakannya yaitu pengembangan minyak dan mengurangi viskositas minyak. Dalam (Soroush et al., 2012) Whitson dan Brule (2000) menyebutkan reservoir yang bertekanan rendah dan *gravity* minyak kurang dari sekitar 30° API merupakan suatu acuan untuk menerapkan pendesakan CO<sub>2</sub> yang tidak dapat bercampur atau *immiscible*.

## 2.2 Early Gas Breakthrough

*Early gas breakthrough* merupakan permasalahan umum dalam injeksi CO<sub>2</sub>. Waktu *gas breakthrough* dipengaruhi oleh distribusi permeabilitas dan permeabilitas relatif dari fasa di dalam reservoir (Halvorsen et al., 2012). (Christensen & Skauge, 1998) mengatakan bahwa *mobility ratio* gas yang buruk juga menyebabkan *early gas breakthrough*. Dengan ini WAG dengan volume air ditingkatkan dibandingkan gas di injeksikan guna mengontrol *mobility ratio* dan *gas breakthrough*. Selain itu, injeksi *foam* juga dapat diterapkan untuk mengontrol *gas breakthrough* (Idar Svorstol , Tore Blaker, 1998). *Early gas breakthrough* juga dipengaruhi oleh komposisi dari gas yang diinjeksikan. Dalam (Muslim Abdurrahman et al., 2018) Amanda dan Marhaendrajana (2013) mengatakan *impurities* dari injeksi gas CO<sub>2</sub> atau ada komposisi lain selain gas CO<sub>2</sub> dapat mengubah karakteristik dan mekanisme injeksi kearah yang positif yaitu dapat memperbaiki mobilitas dari CO<sub>2</sub> . Ketika fluida injeksi *pure* CO<sub>2</sub> ataupun N<sub>2</sub> *early gas breakthrough* dapat terjadi, dengan memberikan variasi pada komposisi gas selama injeksi dapat menunda *gas breakthrough* (Sayyafzadeh et al., 2015). Sedangkan menurut (Xia et al., 2018) dalam penelitiannya pada suatu

lapangan di cekungan Tasim menyebutkan bahwa *early gas breakthrough* dipengaruhi formasi yang heterogen, *well spacing*, laju produksi dan lokasi perforasi sumur injeksi dan produksi. Dalam hal ini langkah yang dilakukan ialah melakukan evaluasi *well spacing* menggunakan metode DOE dan evaluasi perforasi menggunakan pemodelan, dimana menunda *gas breakthrough* dapat diraih.

### 2.3 State of the Art

Pada State of the Art ini, terdapat jurnal-jurnal yang diperoleh dari *Onepetro* dan *Google Scholar* yang berkaitan dengan tema penelitian yang akan dilakukan. Jurnal yang diperoleh berkaitan dengan *early gas breakthrough*, dimana metode menanggulangi *early gas breakthrough* dengan pengoptimuman jarak sumur produksi dan injeksi belum pernah dilakukan penelitian sebelumnya. Jurnal-jurnal ini akan diuraikan berdasarkan penulis, tujuan, metode serta hasil dari penelitian sehingga memberikan perbedaan penelitian terdahulu terhadap penelitian pada tugas akhir ini .

Penelitian ini dilakukan oleh Liu XiangBin, Wang FengShan, Zhang ZongYu, Wang Xin, Zhou WanFu, Han ZhongLian, Wang HaiJing, Zou DeFu, Li Guo, Fu HaiRong pada tahun 2010 di China. Penelitian ini menjelaskan tentang suatu metoda untuk menangani masalah *gas breakthrough*. Bahwa ditemukan cadangan baru pada lapangan minyak Daqing, China dengan permeabilitas sangat rendah dan tidak bisa diatasi dengan *waterflood*. Maka dilakukan uji injeksi CO<sub>2</sub> untuk diterapkan pada lapangan tersebut, karena injeksi gas berpotensi *breakthrough* sebagaimana disebutkan dalam penelitian ini pada lapangan minyak Songfangtun terjadi *gas breakthrough* yang mengakibatkan penurunan produksi yang besar, maka untuk mengantisipasi hal tersebut dilakukan dengan metode sistem *foam*. Sistem *foam* adalah diinjeksikannya *foam* ke dalam reservoir, sehingga *foam* tersebut mengurangi pergerakan gas. Hasil yang didapatkan dari injeksi *foam* adalah arah injeksi dominan berubah, area sapuan gas meningkat, GOR menurun dan peningkatan dalam perolehan minyak. Oleh karena itu, metoda

injeksi *foam* dapat menangani *gas breakthrough* pada lapangan Daqing Penipheral yang permeabilitasnya sangat kecil (Xiangbin et al., 2010).

Penelitian oleh Haytham Abdulwahab, Abu Dhabi *National Oil Company ADNOC* dan Hadi Belhaj pada tahun 2010 di Abu Dhabi. Penelitian ini menjelaskan tentang cara atau metoda menunda dan mengelola *breakthrough* dari  $N_2$  yang diinjeksikan serta mengurangi dampaknya. Dalam pengelolaan dan menunda  $N_2$  *breakthrough* disebutkan beberapa metoda seperti memahami cara dan pola penyebaran injeksi  $N_2$  yang dapat dilakukan dengan penempatan sumur produksi yang tepat. Berdasarkan penemuan dari *subsurface* awal dan simulasi yang dilakukan pada tahun 2008 di Abu Dhabi,  $N_2$  *breakthrough* tersebut boleh jadi dapat ditunda dengan mensegmentasi reservoir menjadi wilayah kaya  $N_2$  dan wilayah sedikit  $N_2$ . Peneliti merekomendasikan metoda tersebut untuk menunda *gas breakthrough* (Abdulwahab et al., 2010).

Penelitian dilakukan oleh Gao Yuncong, Zhao Mifu, Wang Jianbo, Zong Chang pada tahun 2014 di China. Penelitian ini menjelaskan tentang mempelajari karakteristik produksi sumur dan pola *gas breakthrough* dari injeksi  $CO_2$  *immiscible* pada reservoir dengan permeabilitas yang sangat rendah. Monitoring  $CO_2$  dan produksi gas dari 40 sumur minyak dimana terdapat rekahan dan permeabilitas tinggi menjadi faktor kritis yang menyebabkan  $CO_2$  *fingering* sehingga terjadi *gas breakthrough* yang terdapat pada sepanjang arah rekahan, sepanjang permeabilitas *channel* tinggi dan pada lapisan permeabel rendah. Lapangan Yaoyongtai dengan permeabilitas yang rendah, saturasi minyak yang rendah, *watercut* yang tinggi serta *waterflooding* yang buruk, maka dilakukan injeksi  $CO_2$  *immiscible*. Terbukti dengan *watercut* berkurang serta 26 sumur minyak dari 40 sumur minyak mengalami peningkatan produksi. Namun, *gas breakthrough* terjadi meskipun permeabilitas yang kecil dan reservoir yang heterogen. Dalam menanggapi permasalahan ini, peneliti melakukan injeksi *water alternatif gas* (WAG). Hasilnya *water alternatif gas* dapat memperlambat penyaluran gas sehingga mengurangi *gas breakthrough*. Selain menjadi solusi dalam masalah *gas breakthrough*, WAG juga meningkatkan volume penyapuan (Yuncong et al., 2014).

Penelitian oleh S. V. Delia, Oao Ritek, M. V. Chertenkov, Ooo Lukoil Engineering, A. V. Zhakovschikov dan V. V. Matsashik pada tahun 2015 di Rusia. Penelitian ini menjelaskan tentang uji coba terhadap sistem kontrol aliran (ICD) yang dilakukan pada sumur No.128 di lapangan Kotovskoe dan No.11 di Yu, Rusia. Sumur ini merupakan sumur horizontal. Pada sumur horizontal jika menembus suatu zona permeabel, akan beresiko tinggi terjadinya *gas breakthrough* lebih awal dan terbentuk rekahan yang besar. Sistem ICD ini mampu mengurangi faktor gas dan menjadi metoda untuk mencegah *gas breakthrough*. ICD memiliki 2 generasi, dimana pada generasi kedua ICD mampu mengurangi faktor gas pada sumur produksi. Ruang pada ICD memungkinkan peningkatan impedansi hidraulik secara bertahap terhadap aliran cairan yang menyebabkan penurunan tekanan secara bertahap. Sistem ini tidak hanya menunda *gas breakthrough* tetapi juga mencegahnya secara efisien (Delia et al., 2015)

(Abdulwahab  
et al., 2010)  
(Xiangbin et  
al., 2010)

(Yuncong et al., 2014)

(Delia et al., 2015)

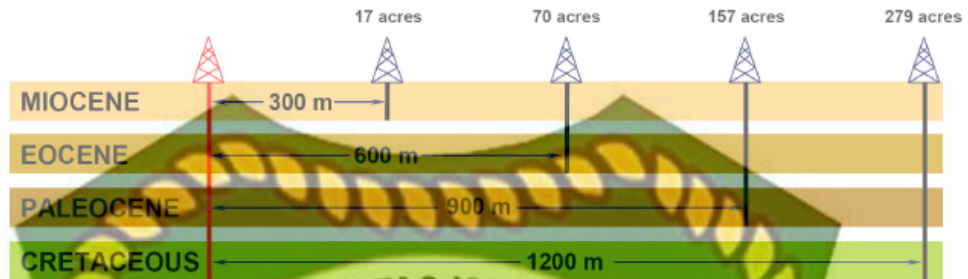
#### 2.4 Jarak Optimum Antar Sumur

Jarak sumur menjadi salah satu aspek yang sangat penting dalam hal pengembangan lapangan minyak ataupun gas (González, 2015). Jarak sumur didefinisikan sebagai area maksimum dari reservoir yang dapat dikuras secara efisien dan ekonomis oleh satu sumur. Menurut pendekatan Garaicochea dan Acuna untuk menentukan jarak optimal sumur dengan melakukan prediksi kinerja reservoir dengan berbagai skema jarak secara grafis (Orozco & Aguilera, 2017). Hal penting dalam penentuan jarak optimal sumur berupa pemahaman yang baik tentang tekanan dan kinerja produksi pada jarak antar sumur yang berbeda (Pettegrew et al., 2016). Analisis reservoir dan ekonomi dibutuhkan dalam hal pemilihan jarak sumur untuk pengembangan akumulasi minyak (Tokunaga &

Hise, 1966). Jarak sumur yang optimal mengarah kepada pertimbangan ekonomis daripada pertimbangan reservoir. Dengan kata lain, jarak optimal sumur yang ditentukan dari analisis ekonomi biasanya lebih pendek dari luas pengurasan maksimum sumur (Recham & Bencherif, 2003). Pada pengembangan aset yang tidak konvensional, pemilihan jarak sumur yang tepat merupakan hal yang sangat penting. Hal yang menjadi tantangan dalam memilih jarak optimal sumur yaitu distribusi sifat batuan yang heterogen, jenis fluida, ketidakpastian geometri fraktur, aliran multifasa, kondisi operasi, dan kriteria ekonomi (Cao et al., 2017). Keputusan jarak sumur dipengaruhi oleh area, parameter geologi, sifat fluida, desain penyelesaian, geometri fraktur, dan strategi operasi yang berbeda (Cao et al., 2018). Untuk sifat fluida, viskositas minyak yang tinggi dengan jarak sumur produksi dan injeksi yang terletak jauh bukanlah hal yang menguntungkan (Turta & Singhal, 2004). Selain itu, karakteristik formasi juga menjadi pertimbangan dalam menentukan jarak optimal sumur (Mazumd & Witte, 2012). Dalam hal ini adalah permeabilitas, dari hasil simulasi yang dilakukan menunjukkan bahwa reservoir dengan permeabilitas batuan yang rendah, membutuhkan jarak sumur yang lebih dekat (Alghannam et al., 2014).

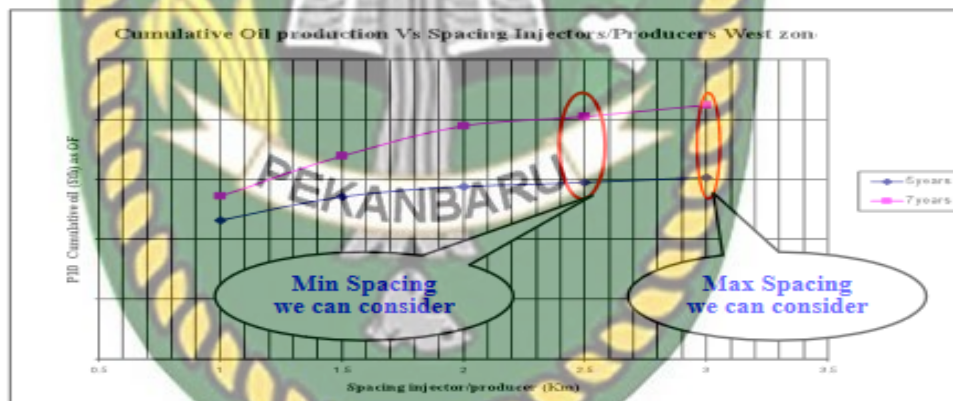
Terdapat metode untuk mengidentifikasi jarak optimal sumur terdiri dari *trials* dan pemodelan. Uji coba lapangan dan pilot melibatkan investasi modal yang signifikan dan memerlukan waktu yang signifikan sebelum hasil konklusif dapat diamati. Di sisi lain, pemodelan efektif biaya dan efisien waktu meskipun tetap memiliki ketidakpastian dalam hasil (Cao et al., 2018). Dampak jarak sumur terhadap produksi sendiri yaitu jarak sumur yang pendek akan memberikan keuntungan dengan respon produksi awal dan puncak produksi tercapai lebih awal. Meskipun begitu, studi simulasi juga menunjukkan bahwa jarak sumur yang panjang juga dapat meningkatkan produksi minyak (Wang et al., 2011). Sedangkan untuk produksi dengan waktu yang lebih lama maka diperlukan jarak sumur yang lebih jauh antara sumur injeksi dan produksi (Ekneligoda & Min, 2014). Seperti lapangan minyak di Rusia, tingkat produksi sangat bergantung terhadap jarak sumur (Khasanov et al., 2015). Namun, dalam penginjeksian jarak sumur yang pendek juga dapat menimbulkan masalah seperti terobosan fluida injeksi yang terlalu dini. Seperti pada lapangan Tengiz dimana sumur produksi

sudah mengalami *breakthrough* disebabkan jarak antar sumur produksi dan injeksi yang pendek (DarmentaeV et al., 2010).



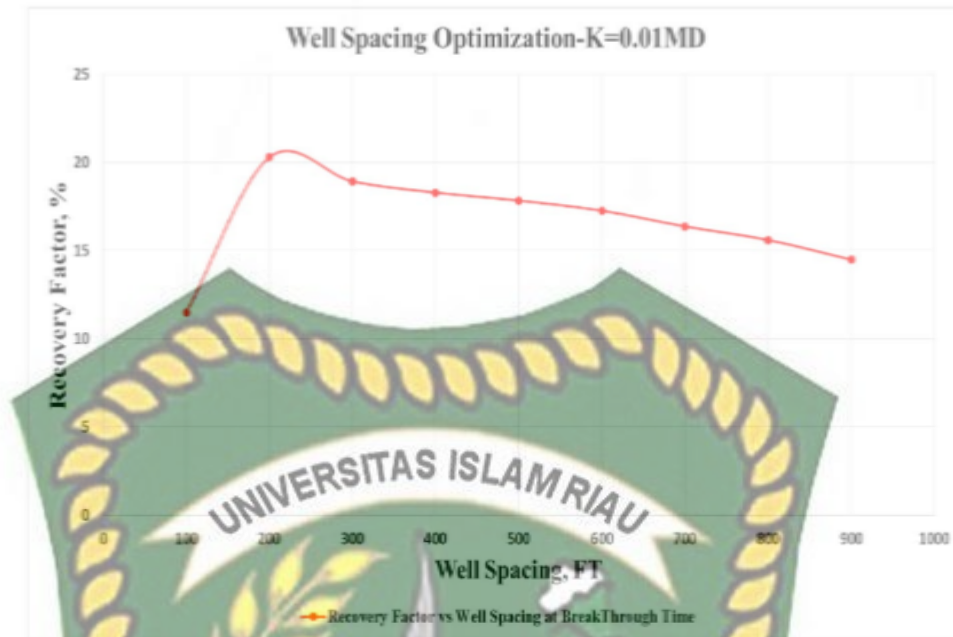
**Gambar 2. 1** Jarak sumur berdasarkan umur geologi di Venezuela Barat (Alfarge, 2017)

Pada gambar 2.1 menunjukkan perbedaan jarak dari sumur produksi dan injeksi yang bergantung pada umur dari geologi. Menurut Gonzalez tahun 2002 bahwa di Venezuela Barat untuk menentukan jarak sumur produksi dan sumur injeksi dengan berdasarkan umur geologi reservoir.

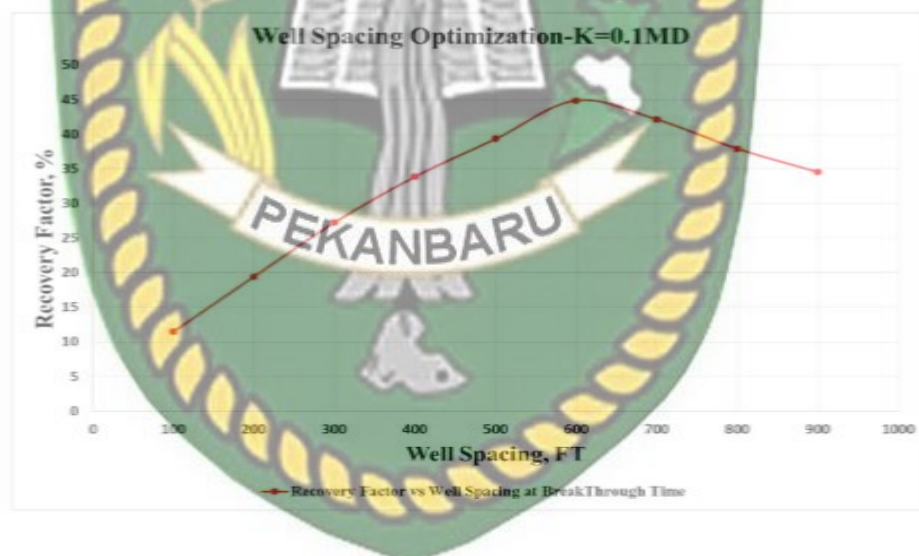


**Gambar 2. 2** Kumulatif minyak vs jarak sumur (Mesdour et al., 2010)

Gambar 2.2 adalah grafik pengaruh jarak sumur terhadap kumulatif produksi dengan waktu produksi 5 tahun dan 7 tahun. Sumur P10 dikatakan dalam penelitian bahwa pemulihan produksi diperoleh dalam pengurangan jarak yaitu 3 km menjadi 2.5 km yang menandakan jarak optimum ada diantara kedua jarak ini. Terutama untuk produksi 5 tahun, jarak optimum antara sumur produksi dan injeksi untuk wilayah barat adalah diantara kedua jarak tersebut (Mesdour et al., 2010)

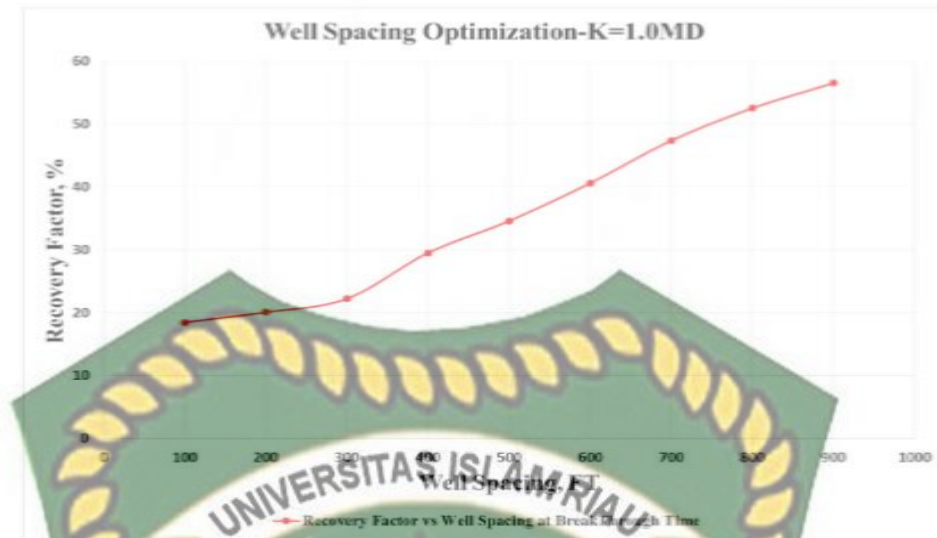


**Gambar 2. 3** Optimisasi jarak sumur pada permeabilitas 0.01 mD  
(Mansour et al., 2017)

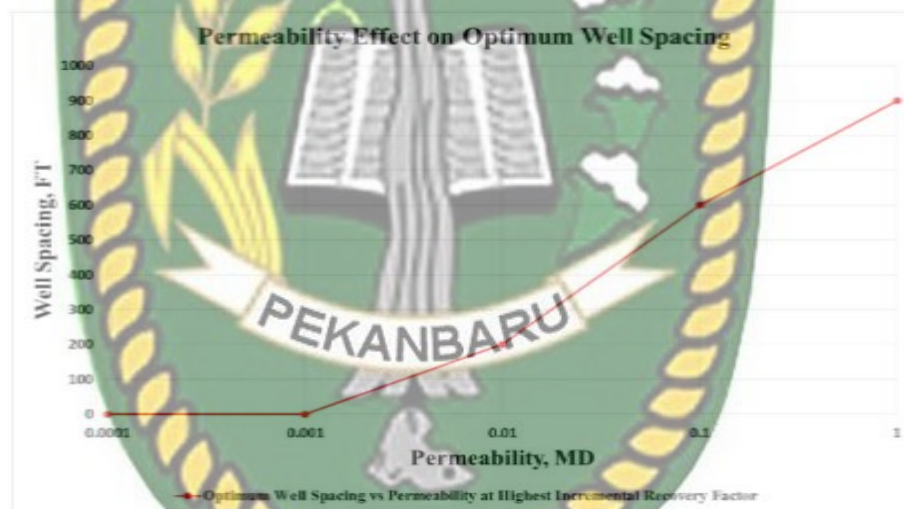


**Gambar 2. 4** Optimisasi jarak sumur pada permeabilitas 0.1 mD  
(Mansour et al., 2017)





Gambar 2. 5 Optimisasi jarak sumur pada permeabilitas 1 mD (Mansour et al., 2017)



Gambar 2. 6 Efek permeabilitas pada jarak sumur (Mansour et al., 2017)

Penelitian yang dilakukan (Mansour et al., 2017) dimana melakukan injeksi *miscible* gas pada reservoir minyak yang sempit. Hubungannya terhadap jarak optimum sumur adalah permeabilitas berpengaruh untuk menemukan jarak optimum sumur. Analisis jarak optimum sumurnya hanya berfokus pada nilai dari permeabilitas. Pada kasus ini, nilai dari permeabilitas adalah 0.01 mD, 0.1 mD dan 1 mD dengan jarak sumur rentang 100 ft hingga 900 ft. Untuk terobosan gas, telah terjadi pada jarak 100 ft, namun untuk jarak lain belum terjadi terobosan gas.

Terlihat pada gambar 2.3 bahwa jarak yang optimum ada pada jarak sekitar 200 ft – 300 ft atau sekitar 3 *acres* hingga 6.5 *acres* untuk nilai permeabilitas 0.01 mD. Permeabilitas 0.1 mD jarak optimum sekitar 600 ft – 700 ft atau 25 *acres* hingga 35 *acres*, ditunjukkan pada gambar 2.4. Sedangkan permeabilitas 1.0 mD jarak optimum sumur berada pada jarak minimum 900 ft, ditunjukkan pada gambar 2.5.

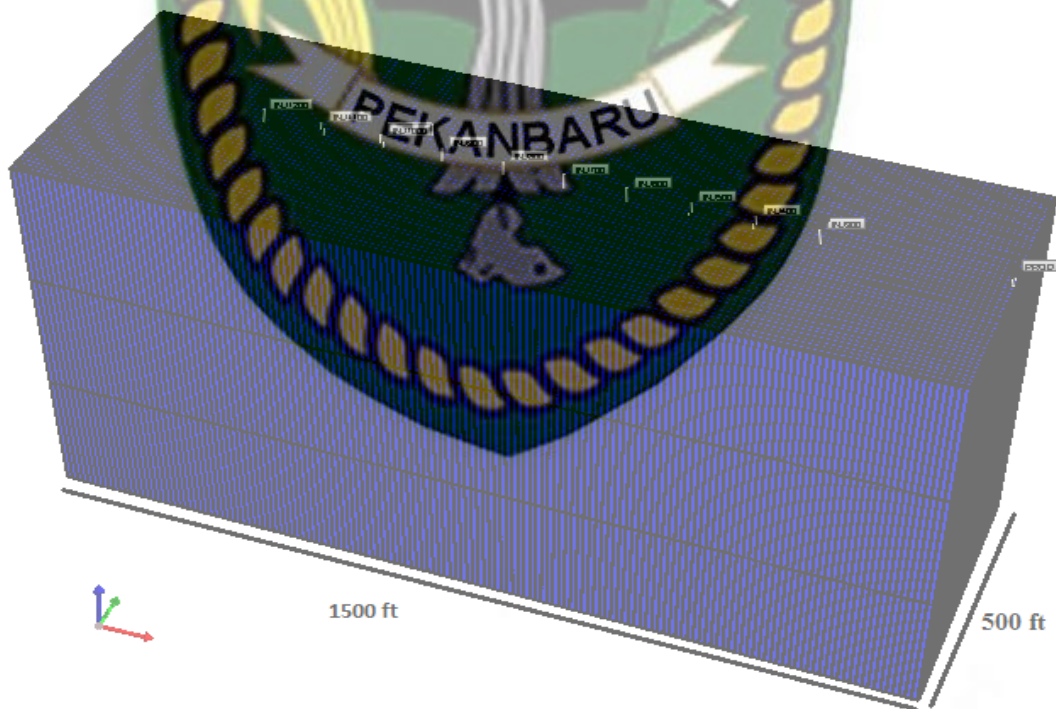
Gambar 2.6 menunjukkan efek dari permeabilitas terhadap jarak optimum sumur, dimana dari grafik menunjukkan semakin tinggi nilai permeabilitas semakin besar jarak optimum sumur.



## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Pemodelan Simulasi

Pada penelitian ini, digunakan *software* simulasi reservoir CMG-GEM. CMG (2016) dalam (Alfarge, 2017) GEM adalah simulator CMG komposisi umum *equation of state* canggih yang memiliki kemampuan untuk mewakili *equation of state*, porositas ganda, CO<sub>2</sub>, gas larut, *volatile oil*, sumur horizontal, manajemen sumur, dan perilaku fase kompleks. Pada dasarnya, GEM dapat digunakan untuk mensimulasikan efek komposisi cairan reservoir selama proses pemulihan minyak primer dan proses EOR (Alfarge, 2017). Oleh karena itu, untuk mempresentasikan kondisi reservoir digunakanlah simulator CMG-GEM dengan model reservoir berbentuk persegi panjang dengan ukuran luas 1500 ft x 500 ft terdiri dari 150 grid x 50 grid.



Gambar 3. 1 Model reservoir

### 3.1.1 Reservoir Properties

Lapangan X merupakan formasi The Schrader Bluff di Milne Point Unit yang berlokasi di Alaska Utara berdekatan dengan Teluk Prudhe dan sungai Kuparuk. Formasi ini merupakan Late Cretaceous Sandstone pada kedalaman 3000-4000 ft dengan OOIP hampir 2 miliar STB. Viskositas minyak berkisar 30 cp hingga lebih besar dari 650 cp. Gravity minyak berkisar 14 hingga 21 °API dengan temperatur dan tekanan reservoir 86 °F dan 1750 psi (Guler et al., 2001)

Tabel 3. 1 Properties fluida dan reservoir (Guler et al., 2001)

Parameter	Value
Dimensi model, ft	150x50x3
Waktu produksi, year	5
Waktu injeksi, year	2
Temperatur reservoir, °F	86
Tekanan reservoir, psia	1750
Permeabilitas rata-rata, mD	170.9
Porositas rata-rata, fraksi	0.279
Kompresibilitas total, $\text{psi}^{-1}$	$5 \times 10^{-6}$

Tabel 3. 2 Data komponen dan komposisi minyak reservoir (Guler et al., 2001)

Komponen	Fraksi mol	Tekanan kritis (atm)	Temp. Kritis (K)	Acentric factor	Molar weight (g/gmole)
CO <sub>2</sub>	0.000436	72.8	304.2	0.2250	44.01
C <sub>1</sub>	0.272149	45.4	190.6	0.0130	16.04
C <sub>2</sub>	0.004128	48.2	305.4	0.0986	30.07
C <sub>3</sub>	0.010484	41.9	369.8	0.1524	44.10
nC <sub>4</sub>	0.021230	37.5	425.2	0.2010	58.12
nC <sub>5</sub>	0.020020	33.3	469.6	0.2539	72.15
C <sub>6</sub>	0.022566	32.9	507.5	0.2583	84.00
C <sub>7-9</sub>	0.098746	28.3	577.9	0.3165	145.16

C <sub>10-13</sub>	0.100533	17.4	666.5	0.4255	223.26
C <sub>14-19</sub>	0.145138	13.9	748.1	0.5768	353.51
C <sub>20-35</sub>	0.164159	10.7	851.5	0.7659	554.55
C <sub>36+</sub>	0.140411	6.4	1092.9	1.1313	1052.00

### 3.2 Flowchart



### 3.3 Jadwal Penelitian

Berikut ini adalah jadwal penelitian yang dilakukan.

**Tabel 3. 3** Jadwal penelitian tugas akhir

KEGIATAN	Minggu ke											
	Desember				Januari				Februari			
Minggu ke	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pendalaman materi												
Pengumpulan data												
Input data winprop												
Sector modelling												
Simulasi pilot injeksi CO2												
Penulisan laporan												
Selesai												

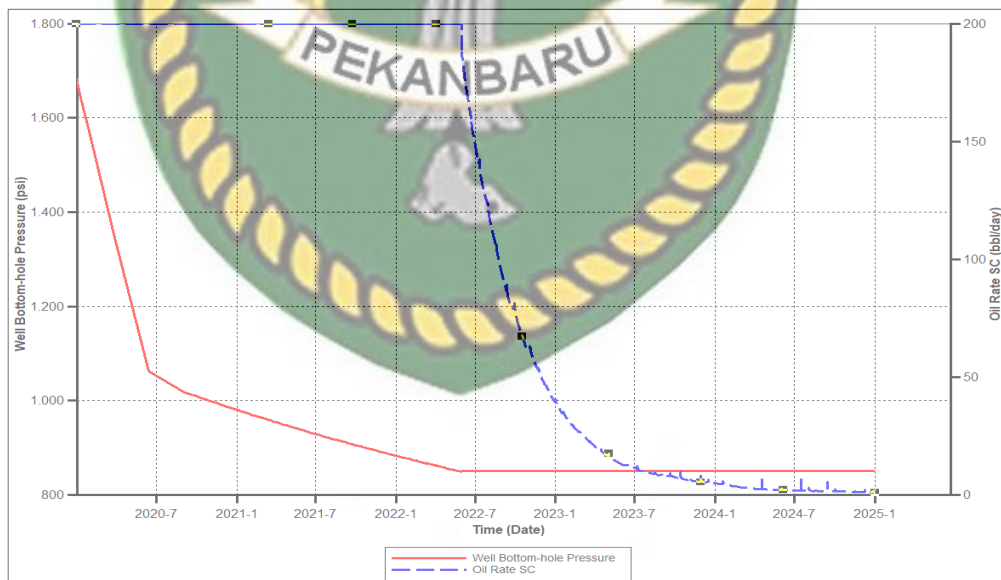
KEGIATAN	Minggu ke											
	Maret				April				Mei			
Minggu ke	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Pendalaman materi												
Pengumpulan data												
Input data winprop												
Sector modelling												
Simulasi pilot injeksi CO2												
Penulisan laporan												
Selesai												

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Skenario Penelitian Simulasi

Model reservoir merupakan model dengan permeabilitas yang homogen, dengan tiga layer. Pada model diterapkan dua sumur yaitu sumur produksi dan sumur injeksi, dengan jarak kedua sumur yang berbeda-beda. Jarak kedua sumur terdiri dari 300 ft, 400 ft, 500 ft, 600 ft, 700 ft, 800 ft, 900 ft, 1000 ft, 1100 ft dan 1200 ft. Tekanan reservoir sebesar 1750 psi dan temperatur yang konstan 86 F. Berdasarkan nilai tekanan reservoir, *bottom hole pressure* yang diterapkan pada sumur produksi sebesar 850 psi dengan laju produksi sebesar 1300 bbl/day. Pada sumur injeksi *bottom hole pressure* yang diterapkan sebesar 1850 psi dengan laju injeksi gas CO<sub>2</sub> yang diterapkan sebesar 66 PV yaitu 2.876.700 ft<sup>3</sup>/day. Lama produksi 5 tahun dan lama injeksi 2 tahun.

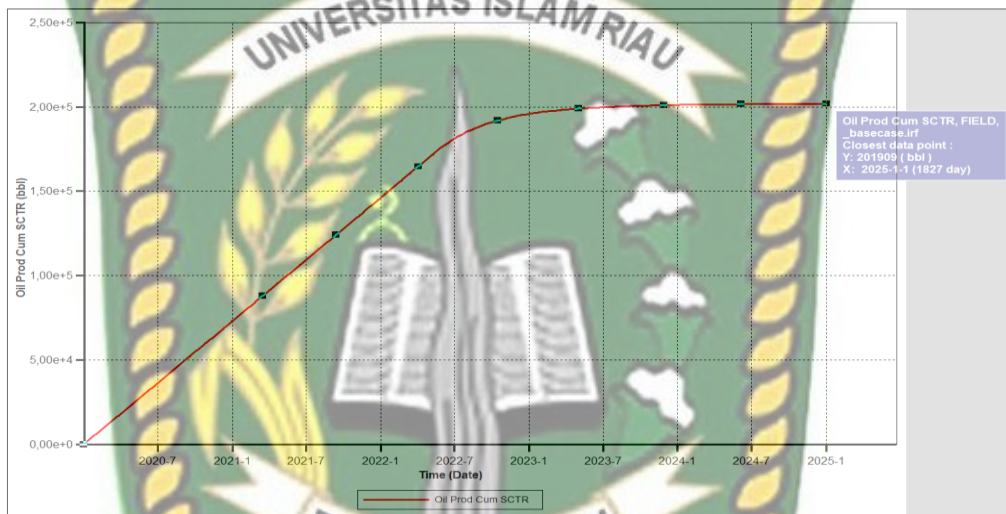
#### 4.1.1 Base Case



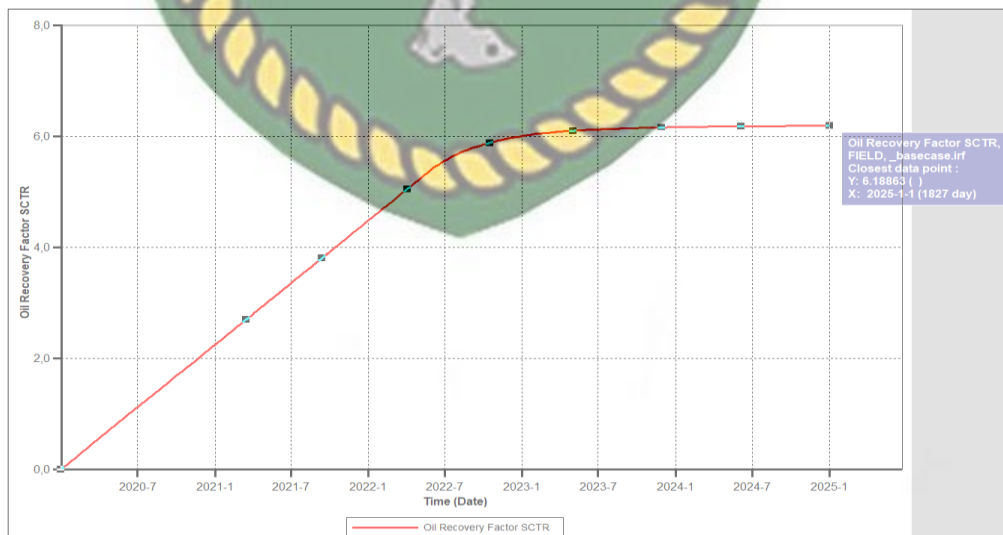
Gambar 4. 1 Grafik *Bottom Hole Pressure* dan *Oil Rate Base Case*

Dari hasil *running base case* yang ditunjukkan gambar 4.1 bahwa *bottom hole pressure* dari sumur produksi terus mengalami penurunan sejak

dimulainya produksi pada tahun 2020 hingga mencapai titik minimum *bottom hole pressure* pada bulan 7 tahun 2022. Terlihat pada grafik *oil rate* pada awal produksi tahun 2020 yang stabil pada titik maksimum *surface oil rate* mengalami penurunan drastis saat memasuki tahun 2022 bulan ke 7 hingga akhir produksi pada tahun 2025. Berdasarkan hasil tersebut, maka skenario selanjutnya yang akan dilakukan yaitu melakukan injeksi fluida yang dimulai pada tahun 2023 karena tahun 2022 bulan ke 7 yang sudah mendekati tahun 2023 untuk menjaga tekanan sekaligus meningkatkan produksi minyak.



Gambar 4. 2 kumulatif produksi *base case*



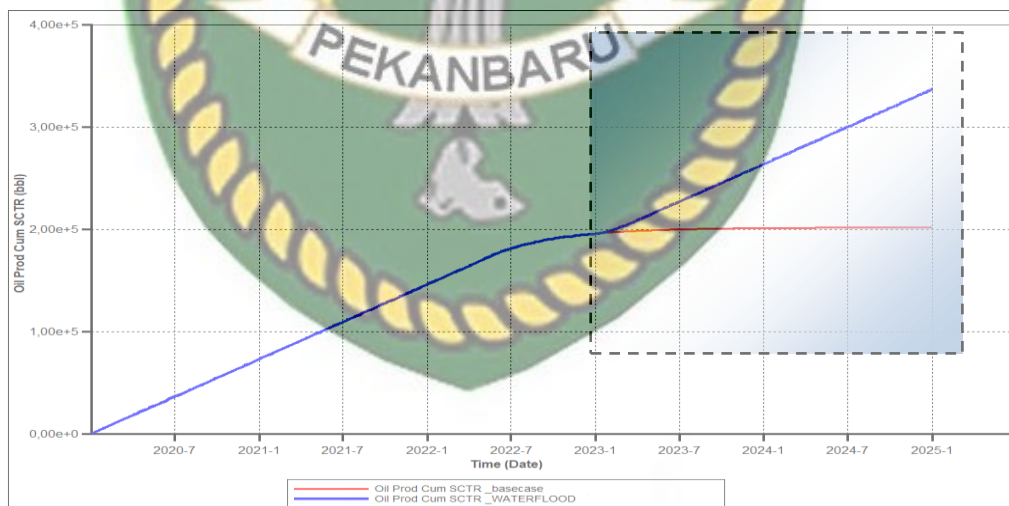
Gambar 4. 3 *Oil recovery factor base case*



Gambar 4.2 merupakan hasil *running* untuk kumulatif produksi minyak pada *base case* yang menunjukkan perolehan kumulatif pada *base case* yang ditunjukkan oleh grafik sebesar 201.909 bbl. Sedangkan pada gambar 4.3 merupakan hasil *running* dan ditunjukkan oleh grafik *oil recovery* yang diperoleh sebesar 6 %.

#### 4.1.2 Injeksi Air

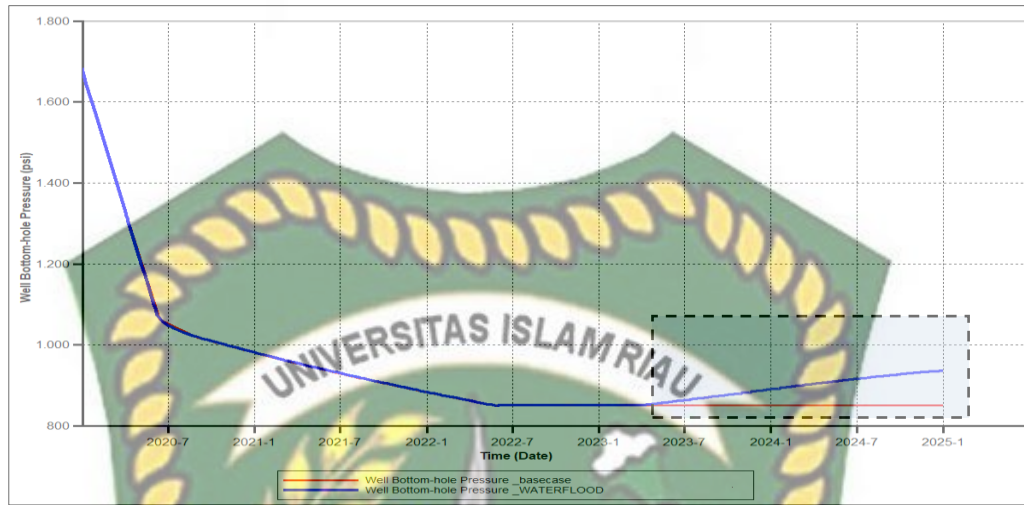
Skenario yang dilakukan selanjutnya adalah injeksi air atau *waterflood*. Air mulai diinjeksikan pada bulan pertama tahun 2023 yang didasari oleh penurunan laju alir minyak dan tercapainya titik minimum *bottom hole pressure* pada tahun 2022 bulan ke 7 yang digenapkan menjadi tahun 2023 dapat dilihat pada gambar 4.1. Jumlah air yang injeksi perhari sebesar 350 bbl/day pada jarak sumur produksi dan sumur injeksi sejauh 300 ft. Berikut ini adalah hasil *running* untuk kumulatif produksi minyak, laju alir, tekanan dan *oil recovery* yang di peroleh dari injeksi air. Grafik yang ditandai dengan kotak merupakan tanda dimulainya injeksi dan perubahan dari grafik setelah injeksi.



**Gambar 4. 4** Produksi minyak kumulatif *waterflood*

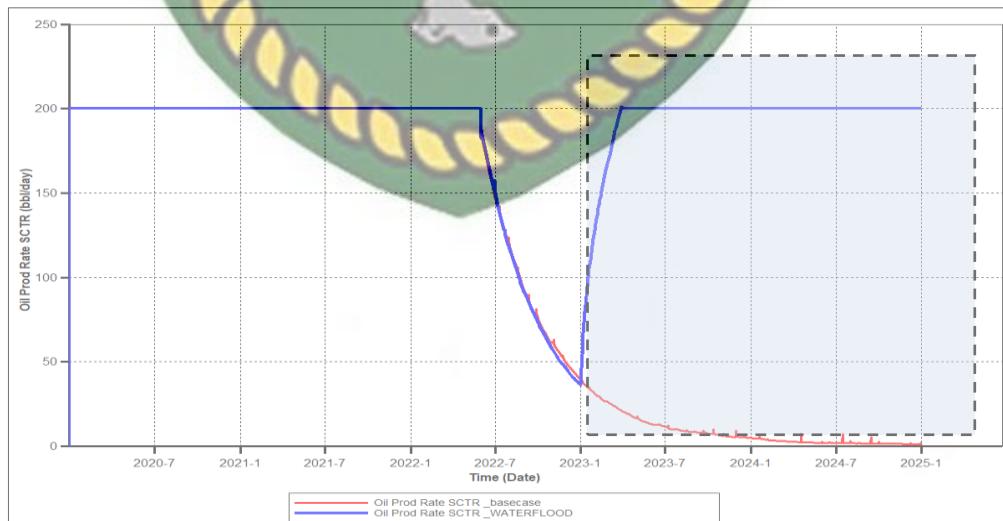
Gambar 4.4 menunjukkan perbandingan produksi kumulatif minyak hasil dari injeksi air dan *base case*. Terlihat pada grafik yang terus meningkat sejak awal produksi tahun 2020 yang kemudian mulai stabil seperti grafik *base case*. Grafik yang mulai stabil kembali naik ketika injeksi air dilakukan hingga

akhir produksi. Kumulatif minyak yang didapatkan dari hasil *running* yang ditunjukkan oleh grafik tersebut sebesar 336.831 bbl.



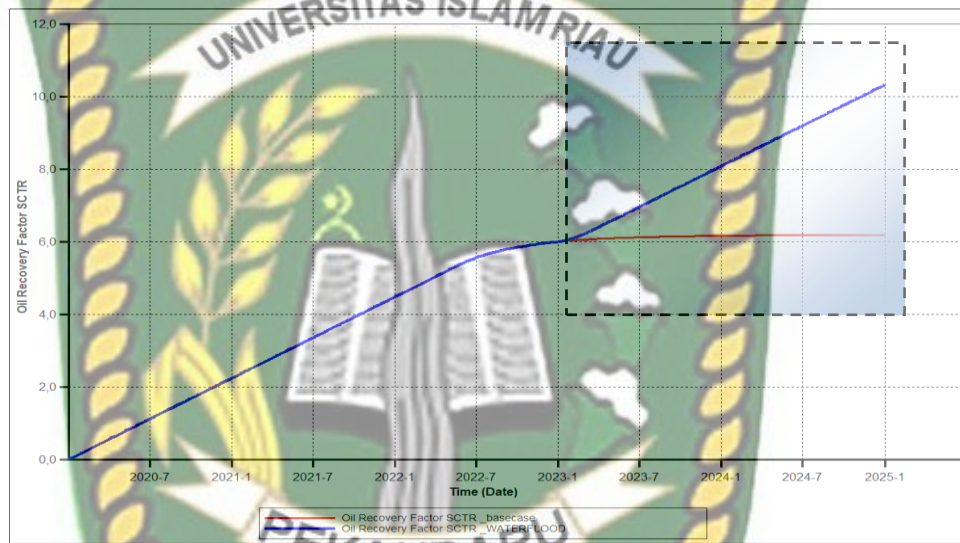
**Gambar 4.5** Bottom hole pressure injeksi air

Gambar 4.5 merupakan kondisi *bottom hole pressure* sumur produksi setelah dilakukan injeksi air yang dibandingkan dengan kondisi *base case*. *Bottom hole pressure* terus menurun disebabkan produksi secara *natural flow*. Setelah injeksi air pada tahun 2023, terjadi peningkatan hingga akhir periode produksi seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.5 dengan grafik yang dikotakkan.



**Gambar 4.6** Laju alir produksi minyak

Gambar 4.6 merupakan kondisi laju alir produksi setelah injeksi air dan kondisi *base case*. Laju alir pada *natural flow* yaitu pada tahun 2020 hingga 2022 akhir mengalami penurunan disebabkan tekanan yang terus menurun seperti gambar 4.5. Laju alir kembali naik ketika air diinjeksikan pada tahun 2023 hingga akhir produksi dan injeksi dengan dengan laju produksi yang besar. Terlihat perbedaan yang besar antara kondisi *base case* dan kondisi setelah injeksi air, dapat dilihat pada grafik yang dikotakkan.



**Gambar 4. 7** Oil recovery injeksi air

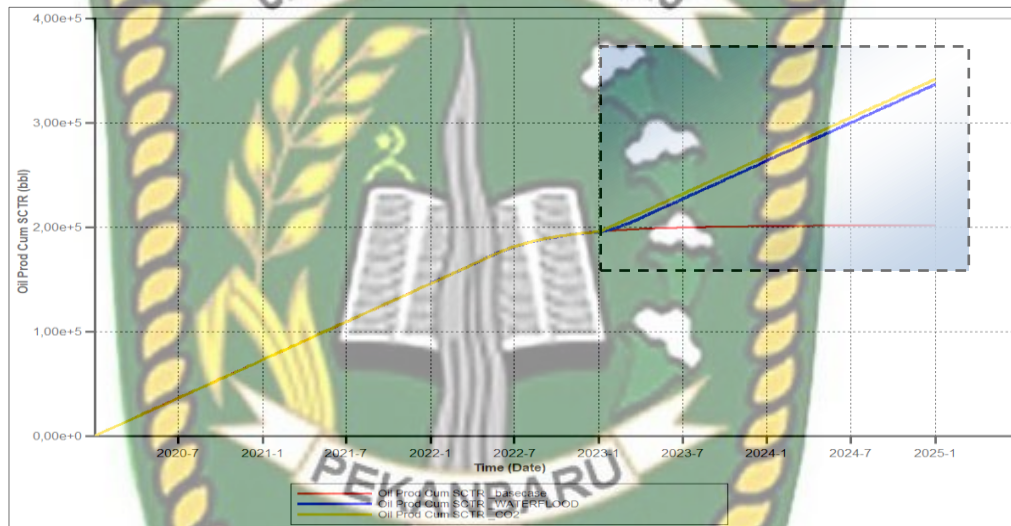
Gambar 4.7 merupakan *oil recovery* dari injeksi air dan *base case*. Terlihat ada peningkatan *oil recovery*. Dari hasil *running* diperoleh *oil recovery* dari injeksi air yang ditunjukkan oleh grafik sebesar 10.32%.

**Tabel 4. 1** Incremental waterflood

No.	Case	Oil prod. cum., bbl	Incremental	Oil recovery,%	Incremental
1.	Base case	201.909	-	6	-
2.	Waterflood	336.831	134.922	10.32	4.32

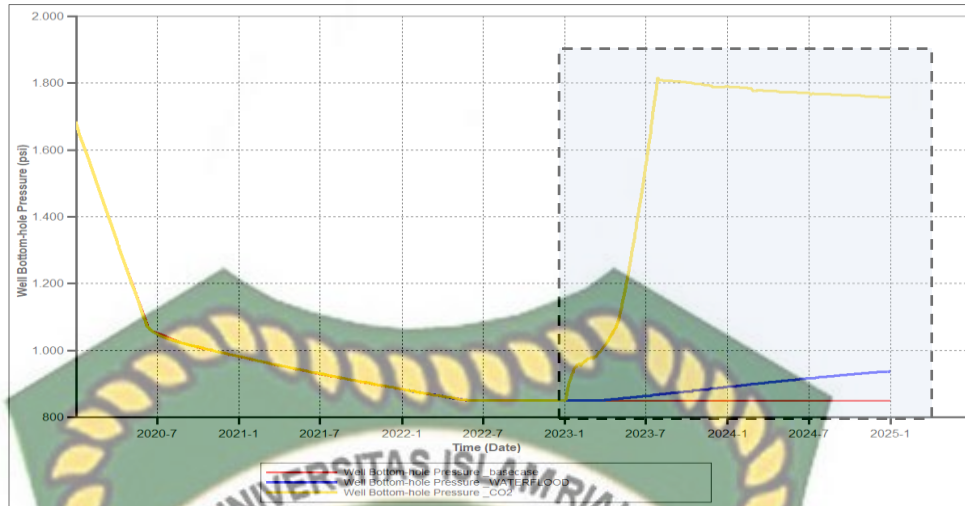
### 4.1.3 Injeksi Gas CO<sub>2</sub>

Selanjutnya dilakukan injeksi gas CO<sub>2</sub> pada jarak sumur produksi dan sumur injeksi yang sama dengan yang dilakukan untuk injeksi air yaitu sejauh 300 ft, volume gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan perhari sebesar 2.876.700 ft<sup>3</sup>/day dimulai pada bulan pertama pada tahun 2023 atas dasar dalam *base case* laju produksi menurun dan *bottom hole pressure* yang mencapai titik minimumnya pada tahun 2022 bulan ke 7 yang digenapkan menjadi tahun 2023. Berikut ini adalah hasil *running* untuk injeksi gas CO<sub>2</sub>. Grafik yang ditandai dengan kotak merupakan tanda dimulainya injeksi dan perubahan dari grafik setelah injeksi.



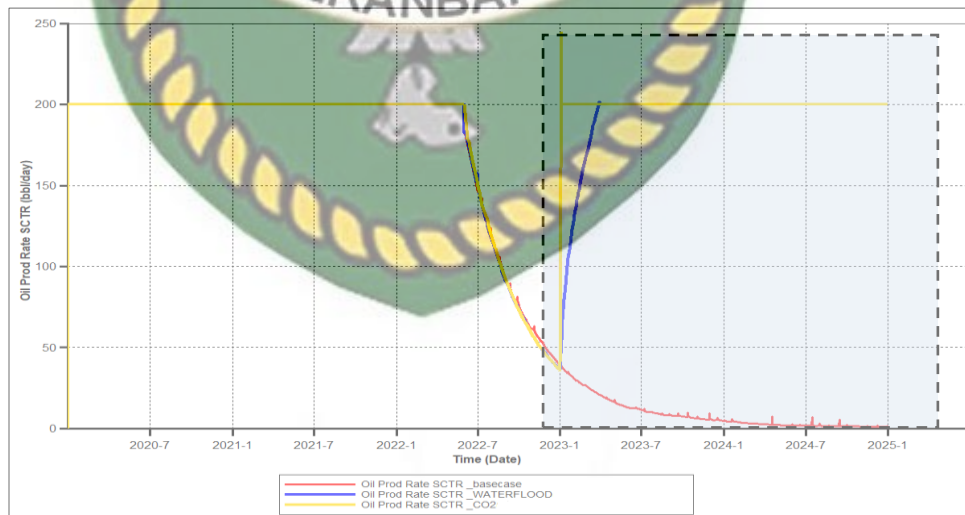
**Gambar 4. 8** Produksi minyak kumulatif injeksi gas CO<sub>2</sub>

Gambar 4.8 merupakan kumulatif minyak yang diperoleh dari injeksi gas CO<sub>2</sub> sekaligus perbandingannya terhadap kumulatif minyak injeksi air dan *base case*. Dapat dilihat bahwa ada kenaikan pada grafik yang mulai stabil seperti grafik *base case*. Setelah injeksi CO<sub>2</sub> terjadi peningkatan yang sedikit lebih besar dari injeksi air. Dari hasil *running*, grafik menunjukkan injeksi gas CO<sub>2</sub> mendapatkan kumulatif produksi minyak sebesar 341.643 bbl.



**Gambar 4. 9** Bottom hole pressure injeksi CO<sub>2</sub>

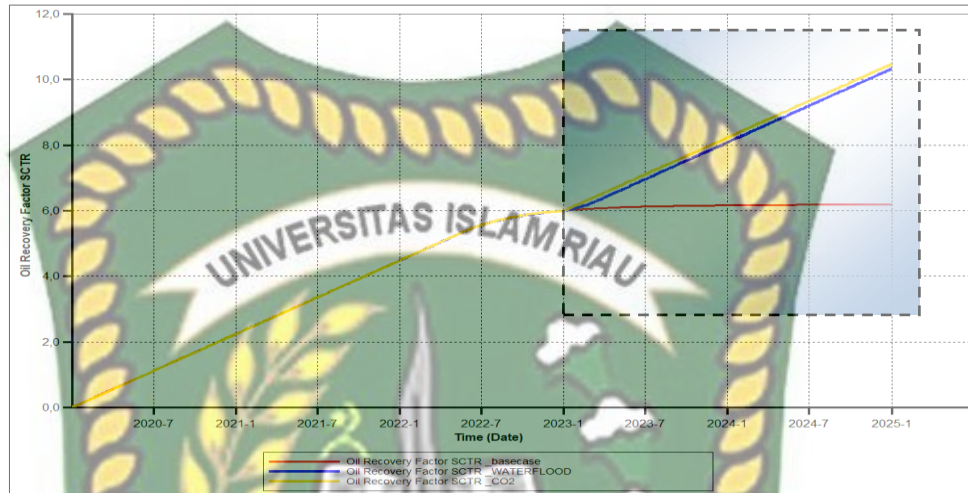
Gambar 4.9 merupakan kondisi *bottom hole pressure* untuk injeksi gas CO<sub>2</sub> dan perbandingannya terhadap kondisi *bottom hole pressure* injeksi air dan *base case*. Grafik menunjukkan penurunan yang drastis ketika produksi dilakukan pada tahun 2020 yang merupakan hal yang wajar ketika melakukan produksi secara *natural flow*. *Pressure* mengalami kenaikan ketika gas CO<sub>2</sub> diinjeksi pada tahun 2023 hingga akhir produksi tahun 2025.



**Gambar 4. 10** Laju produksi minyak injeksi CO<sub>2</sub>

Laju produksi minyak pada gambar 4.10 yang menunjukkan laju produksi yang besar pada awal produksi yang kemudian turun drastis yang

disebabkan tekanan yang terus berkurang. Injeksi gas CO<sub>2</sub> pada tahun 2023 berhasil menjadikan laju produksi kembali seperti awal yang dapat dilihat pada grafik yang dikotakkan. Pada gambar terdapat juga laju produksi dari injeksi air dan *base case*.



**Gambar 4.11** Oil recovery injeksi gas CO<sub>2</sub>

Gambar 4.11 merupakan *oil recovery* yang diperoleh injeksi gas CO<sub>2</sub>, ketika gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan pada tahun 2023, memberikan peningkatan pada *oil recovery* yang tergambar pada grafik yang dikotakkan. Meskipun gas CO<sub>2</sub> memperoleh *oil recovery* yang lebih namun perbandingan *oil recovery* yang diperoleh gas CO<sub>2</sub> dan injeksi air tipis sekali seperti yang ditunjukkan pada grafik. Berdasarkan hasil *running*, grafik menunjukkan *oil recovery* dari injeksi gas CO<sub>2</sub> sebesar 10.47 %

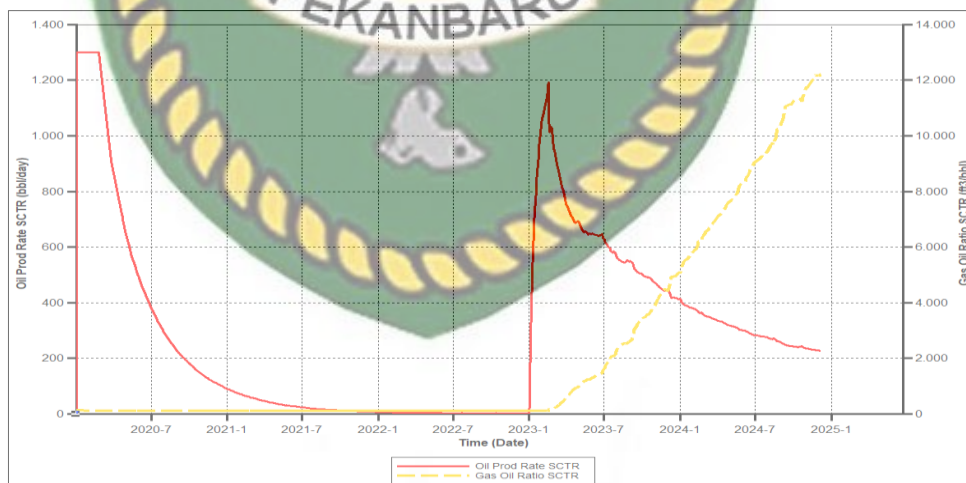
**Tabel 4.2** Incremental gas CO<sub>2</sub>

No.	Case	Oil prod. cum, bbl	Incremental	Oil recovery, %	Incremental
1.	Base case	201.909	-	6	-
2.	Waterflood	336.831	134.922	10.32	4.32
3.	Gas CO <sub>2</sub>	341.643	139.734	10.47	4.47

## 4.2 Efek Well Spacing Terhadap Gas CO<sub>2</sub> Breakthrough Time

Injeksi gas CO<sub>2</sub> memberikan produksi yang lebih tinggi dibandingkan injeksi air sehingga injeksi CO<sub>2</sub> dipilih sebagai metode EOR yang diterapkan pada lapangan ini. Dalam penelitian ini lebih difokuskan kepada gangguan produksi yang disebabkan oleh injeksi gas CO<sub>2</sub> yaitu CO<sub>2</sub> *breakthrough* dimana produksi akan terganggu dan terjadi penurunan produksi ketika gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan telah sampai ke sumur produksi, seperti yang sudah disebutkan dalam latar belakang masalah, bahwa gas *breakthrough* ditandai dengan *gas oil ratio* yang terus meningkat seiring waktu (Wu et al. 2014) dan produksi yang didominasi gas yang menyebabkan produksi minyak terabaikan (A.Agrawal, 2016). Oleh karena itu parameter *gas oil ratio* dan laju produksi minyak akan ditunjukkan dan menjadi acuan untuk menentukan waktu terjadinya gas CO<sub>2</sub> *breakthrough*. Penerapan jarak yang berbeda-beda dari kedua sumur pada simulasi memberikan hasil yang ternyata menunjukkan pengaruh dari *well spacing* terhadap waktu terjadinya gas *breakthrough* dalam injeksi CO<sub>2</sub>. Berikut ini adalah hasil *running* untuk *gas oil ratio* dari setiap jarak sumur :

### 1. Jarak sumur 300 ft

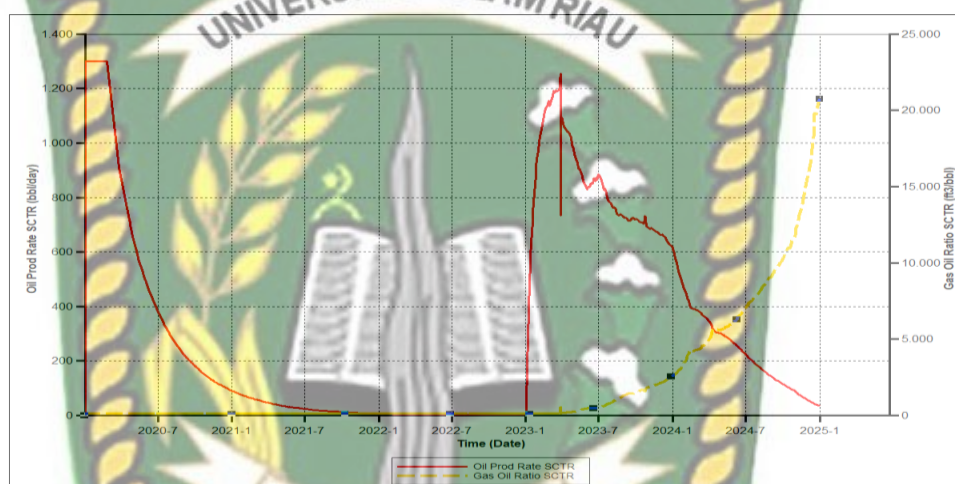


**Gambar 4.12** Gas oil ratio pada jarak sumur 300 ft

Gambar 4.12 merupakan grafik *gas oil ratio* dan laju alir produksi terhadap waktu. Tahun 2020 hingga tahun 2023 merupakan produksi dengan cara *natural flow* yang kemudian laju produksi terus menurun.

Produksi gas pada saat *natural flow* terbilang stabil. Ketika gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan pada tahun 2023 untuk meningkatkan produksi, laju produksi kembali besar namun tidak bertahan lama yang kemudian pada waktu yang sama laju produksi menurun dan produksi gas melonjak yang dapat dilihat pada grafik *gas oil ratio*. Waktu tersebut terjadi pada hari ke 1143 sejak produksi pada hari pertama tahun 2020 yang menandakan gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* terjadi pada waktu tersebut.

## 2. Jarak sumur 400 ft

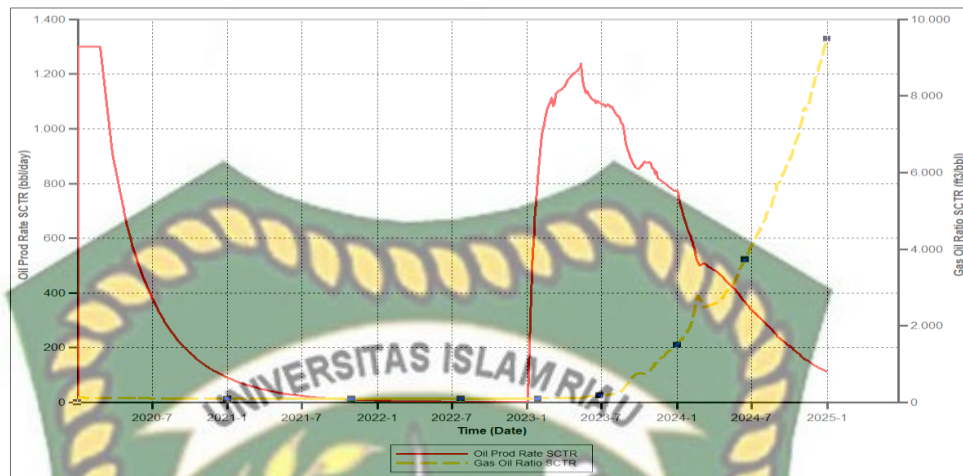


**Gambar 4. 13** Gas oil ratio pada jarak sumur 400 ft

Gambar 4.13 menunjukkan terjadinya gas CO<sub>2</sub> *breakthrough*, jika dilihat grafik *gas oil ratio* mengalami kestabilan dari awal produksi hingga produksi memasuki hari ke-1195 grafik *gas oil ratio* mulai mengalami kenaikan. Hal tersebut diikuti oleh grafik laju alir produksi yang mengalami penurunan pada waktu yang sama dengan *gas oil ratio* setelah terjadi kenaikan yang signifikan saat gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan pada tahun 2023. Hal tersebut menunjukkan pada hari ke-1195 gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* terjadi.



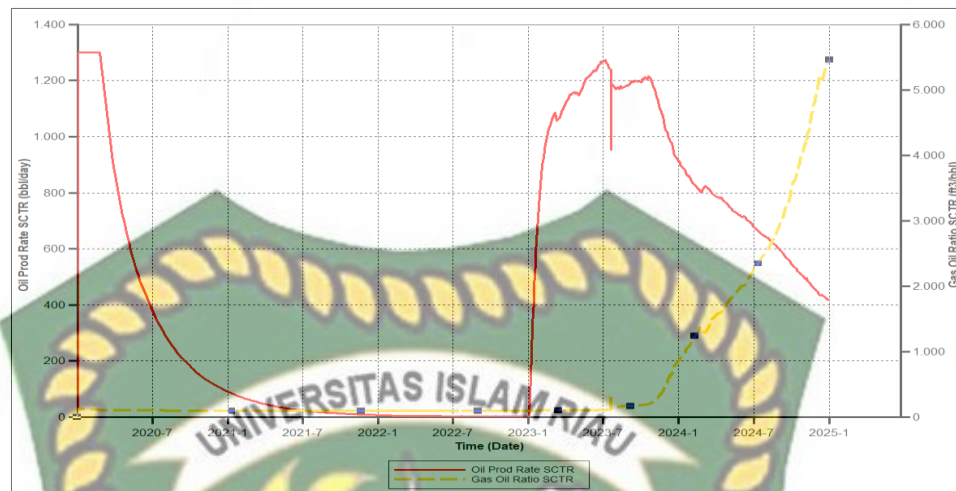
### 3. Jarak sumur 500 ft



**Gambar 4. 14** Gas oil ratio pada jarak sumur 500 ft

Gambar 4.14 merupakan grafik *gas oil ratio* dan laju alir untuk jarak sumur 500 ft. Grafik *gas oil ratio* tetap stabil sejak awal produksi meskipun laju alir produksi tidak lama sejak produksi dilakukan sudah mengalami penurunan yang signifikan. Namun mengalami perubahan ketika gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan pada tahun 2023 dimana laju alir produksi mengalami kenaikan yang juga signifikan diikuti adanya respon pada grafik *gas oil ratio* yang kemudian mengalami kenaikan signifikan, pada titik yang sama disaat grafik *gas oil ratio* naik, laju alir produksi kembali mengalami penurunan. Hal ini terjadi pada hari ke 1233 sejak hari pertama produksi dilakukan. Maka dapat dikatakan pada waktu tersebut terjadinya gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* pada jarak sumur ini.

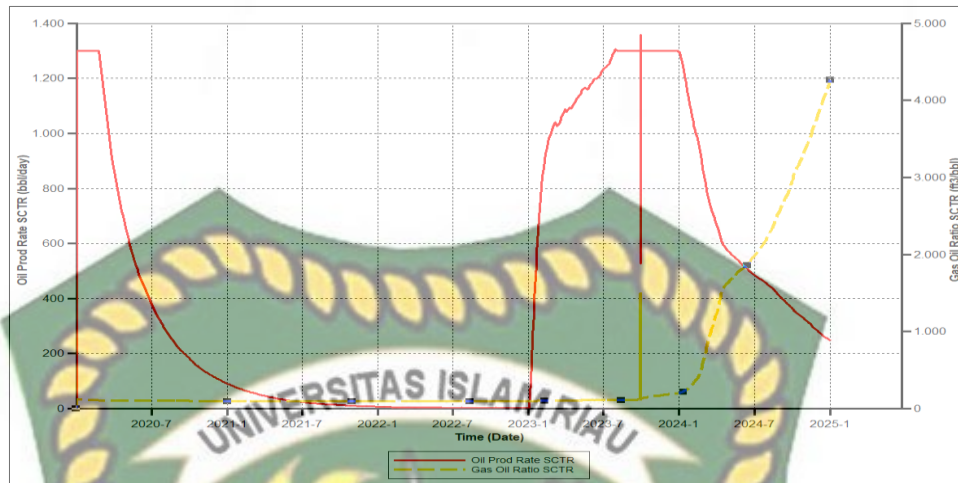
## 4. Jarak sumur 600 ft



**Gambar 4.15** Gas oil ratio pada jarak sumur 600 ft

Gambar 4.15 menunjukkan gas  $CO_2$  breakthrough yang terjadi dengan ditandai oleh grafik *gas oil ratio* yang pada awal produksi dilakukan masih stabil namun mengalami kenaikan ketika gas  $CO_2$  mulai diinjeksikan pada tahun 2023 untuk meningkatkan produksi, yang terbukti dengan laju alir produksi mengalami kenaikan setelah turun secara signifikan. Dapat dilihat bahwa ketika grafik *gas oil ratio* mengalami kenaikan yang signifikan sehingga menyebabkan grafik laju alir produksi mengalami penurunan yang disebabkan produksi didominasi oleh gas. Titik dimana *gas oil ratio* meningkat dan laju alir produksi menurun menjadi awal terjadinya gas  $CO_2$  breakthrough pada jarak sumur ini. Dalam hal ini terjadi pada hari ke 1392 sejak awal produksi pada tahun 2020.

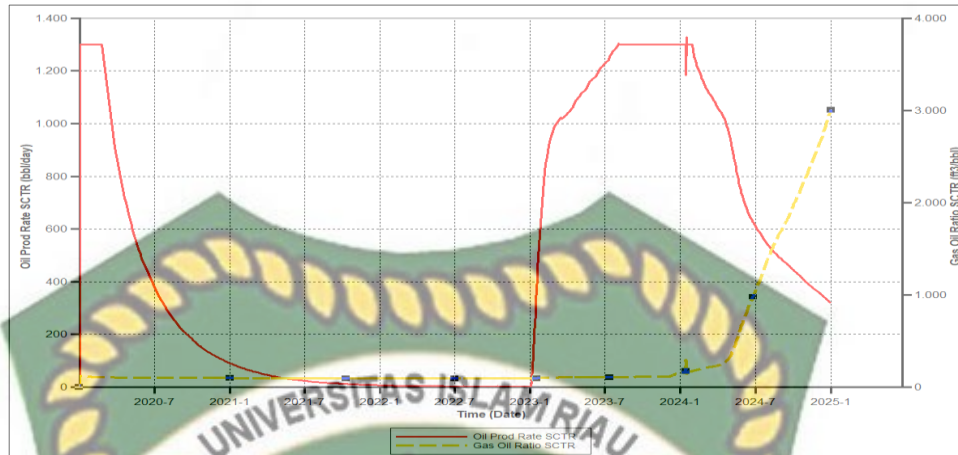
## 5. Jarak sumur 700 ft



**Gambar 4. 16** Gas oil ratio pada jarak sumur 700 ft

Gambar 4.16 menunjukkan waktu terjadinya gas  $CO_2$  breakthrough. Jarak sumur ini memiliki pola yang sama dengan jarak sumur sebelumnya, dimana awal produksi pada tahun 2020 produksi yang besar didapatkan secara *natural flow* yang kemudian mengalami penurunan drastis. Meskipun begitu, gas yang diproduksi tetap stabil seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.16. Perubahan terjadi ketika memasuki tahun 2023 saat injeksi gas  $CO_2$  dilakukan pada waktu tersebut. Laju alir produksi kembali besar akan tetapi diikuti produksi gas yang juga mengalami peningkatan, puncaknya pada bulan ke 12 tahun 2023 atau hari ke 1457 sejak produksi dilakukan. Dimana produksi gas terus meningkat yang menyebabkan laju produksi minyak kembali turun. Waktu terjadinya penurunan produksi minyak bersamaan dengan peningkatan produksi gas ini merupakan waktu terjadinya gas  $CO_2$  breakthrough.

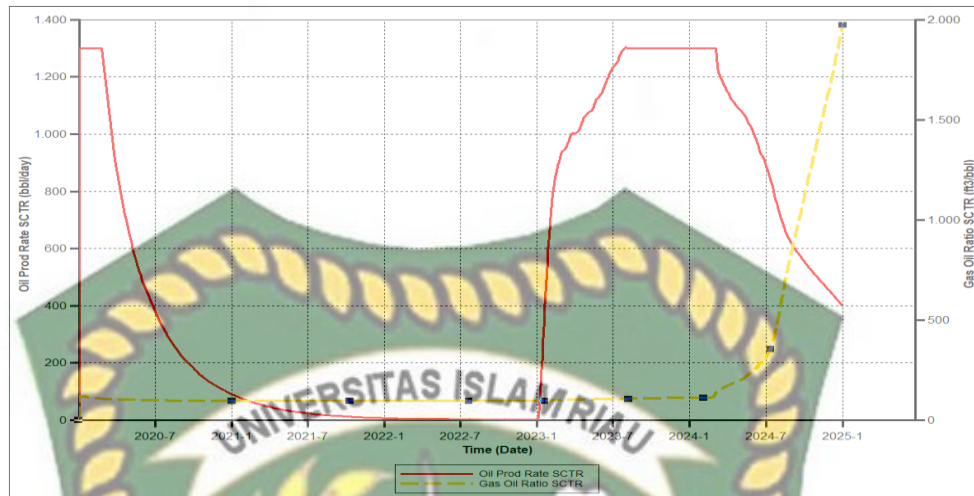
## 6. Jarak sumur 800 ft



**Gambar 4.17** Gas oil ratio pada jarak sumur 800 ft

Gambar 4.17 menunjukkan waktu terjadinya gas  $\text{CO}_2$  breakthrough. Pola yang sama juga terlihat pada jarak ini, dimana tahun 2020 hingga tahun 2022 merupakan proses *natural flow*, laju alir produksi yang terus mengalami penurunan dengan produksi gas yang tetap stabil. Gas  $\text{CO}_2$  yang diinjeksikan pada tahun selanjutnya yaitu tahun 2023 memberikan peningkatan pada laju produksi minyak, namun pada akhirnya gas  $\text{CO}_2$  yang diinjeksikan pada waktunya akan sampai ke sumur produksi dan menyebabkan laju produksi minyak kembali turun. Hal ini dapat dilihat pada gambar 4.17 dimana hal tersebut terjadi pada hari ke 1489 sejak produksi dilakukan. Gas oil ratio yang terus meningkat dan laju produksi minyak yang terus turun pada hari ke 1489 tersebut sebagai waktu terjadinya gas  $\text{CO}_2$  breakthrough.

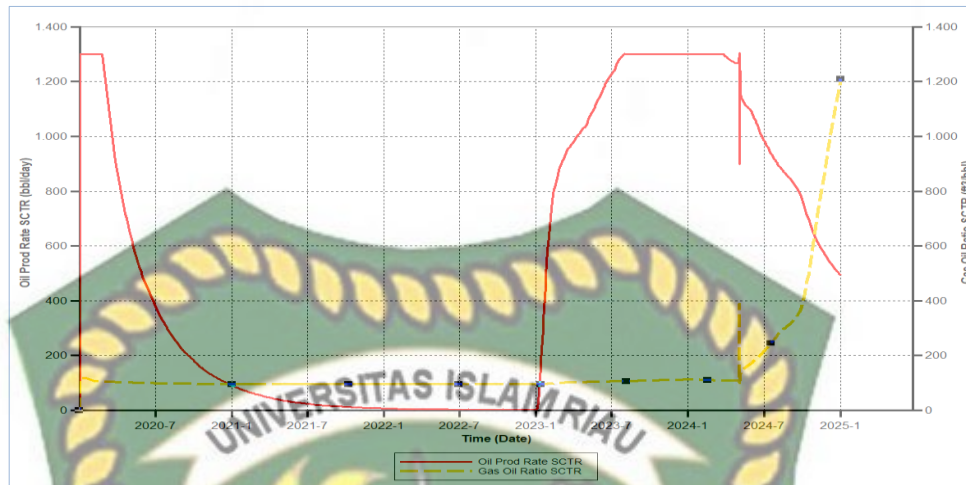
## 7. Jarak sumur 900 ft



**Gambar 4. 18** Gas oil ratio pada jarak sumur 900 ft

Gambar 4.18 menunjukkan waktu gas  $CO_2$  breakthrough terjadi pada jarak sumur sejauh 900 ft. Pola yang sama juga ditunjukkan pada jarak ini. Sejak produksi dilakukan, laju produksi yang besar didapatkan kemudian mengalami penurunan disebabkan tekanan yang terus berkurang. Produksi gas menjadi meningkat dan terjadi gas  $CO_2$  breakthrough setelah diinjeksikan gas  $CO_2$  pada bulan ke-3 tahun 2024 atau hari ke-1533 dari dimulainya injeksi gas  $CO_2$  dan diikuti laju produksi menurun pada waktu yang sama.

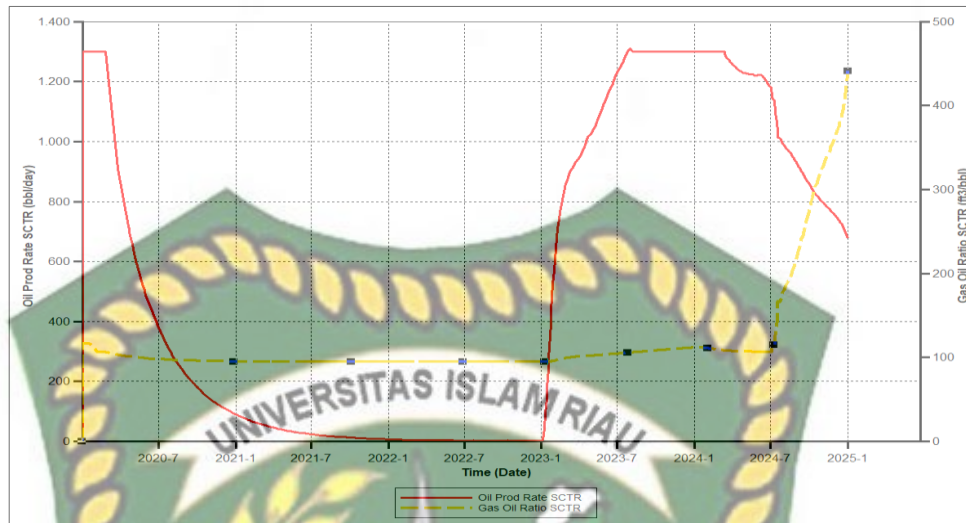
## 8. Jarak sumur 1000 ft



**Gambar 4.19** Gas oil ratio pada jarak sumur 1000 ft

Gambar 4.19 menunjukkan gas  $\text{CO}_2$  *breakthrough* pada jarak 1000 ft dimulai pada bulan ke-5 tahun 2024 atau hari ke- 1583 semenjak injeksi dilakukan. Kestabilan produksi gas di awal dibukanya sumur produksi, bersamaan laju produksi minyak yang terus menurun disebabkan *natural flow*. Jika diperhatikan dari jarak sumur 700 ft hingga 1000 ft, laju produksi yang besar dan bertahan cukup lama diperoleh hingga gas  $\text{CO}_2$  *breakthrough* terjadi dan laju produksi kembali merosot hingga akhir produksi pada tahun 2025.

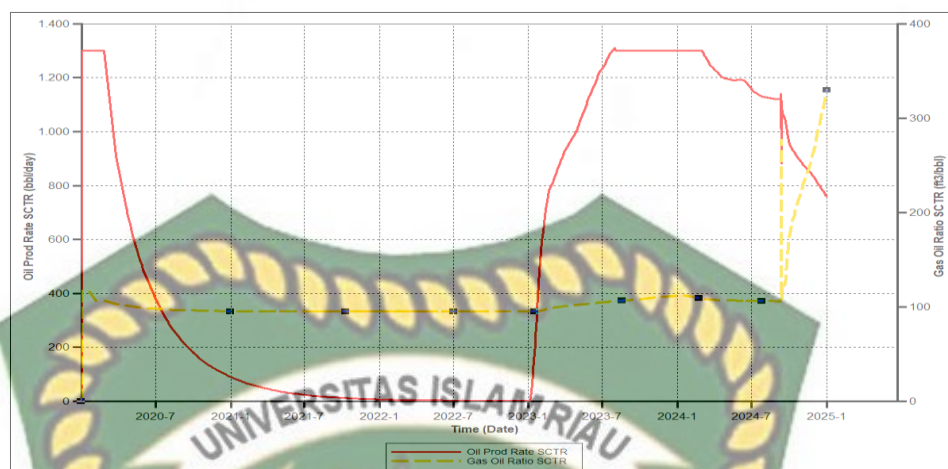
## 9. Jarak sumur 1100 ft



**Gambar 4. 20** Gas oil ratio pada jarak sumur 1100 ft

Gambar 4.20 menunjukkan terjadinya gas  $\text{CO}_2$  breakthrough. Pada jarak sumur ini, produksi gas dari dibukanya sumur produksi semakin besar. Meskipun begitu, laju produksi tetap pada pola yang sama, laju produksi kembali naik dan cukup bertahan lama pada puncaknya setelah injeksi gas  $\text{CO}_2$  dilakukan pada tahun 2023. Namun ada perbedaan pada jarak ini, meskipun laju produksi mulai menurun dan sedikit stabil, grafik gas oil ratio tidak langsung meningkat justru meningkat drastis ketika laju produksi menurun drastis hingga akhir produksi. Waktu terjadinya gas  $\text{CO}_2$  breakthrough tercatat pada hari ke 1644 sejak produksi pada hari pertama tahun 2020.

## 10. Jarak sumur 1200 ft



**Gambar 4. 21** Gas oil ratio pada jarak sumur 1200 ft

Jarak terjauh antara sumur produksi dan sumur injeksi pada penelitian ini adalah 1200 ft. Gambar 4.21 menunjukkan gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* pada jarak ini. Hingga jarak terjauh pada penelitian ini, pola yang terlihat tetap sama. Produksi dengan *natural flow* menjadikan laju produksi yang tidak dapat bertahan di puncak produksi dan terus mengalami penurunan. *Gas oil ratio* yang relatif stabil. Hingga akhirnya gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan pada tahun 2023. Laju produksi meningkat dan cukup bertahan di puncak hingga akhirnya mengalami penurunan secara bertahap sampai pada di titik penurunan drastis hingga akhir produksi dan *gas oil ratio* yang meningkat drastis. Titik tersebut menjadi awal gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* yaitu pada hari ke 1715 sejak produksi pada hari pertama tahun 2020. Jika jarak sumur 700 ft hingga 1000 ft mendapatkan laju produksi yang bertahan cukup lama di puncak dibandingkan jarak sumur sebelumnya, jarak sumur 1100 ft hingga 1200 ft juga mendapatkan laju produksi minyak yang cukup bertahan lama namun penurunannya secara bertahap.

Setiap jarak memiliki titik awal waktu terjadinya gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* yang berbeda-beda, penentuan titik awal waktu terjadinya *breakthrough* ditandai dengan penurunan pada *oil rate* dan meningkatnya *gas oil ratio* secara signifikan pada grafik *gas oil ratio versus time*. Terlihat dari semua gambar yang sudah



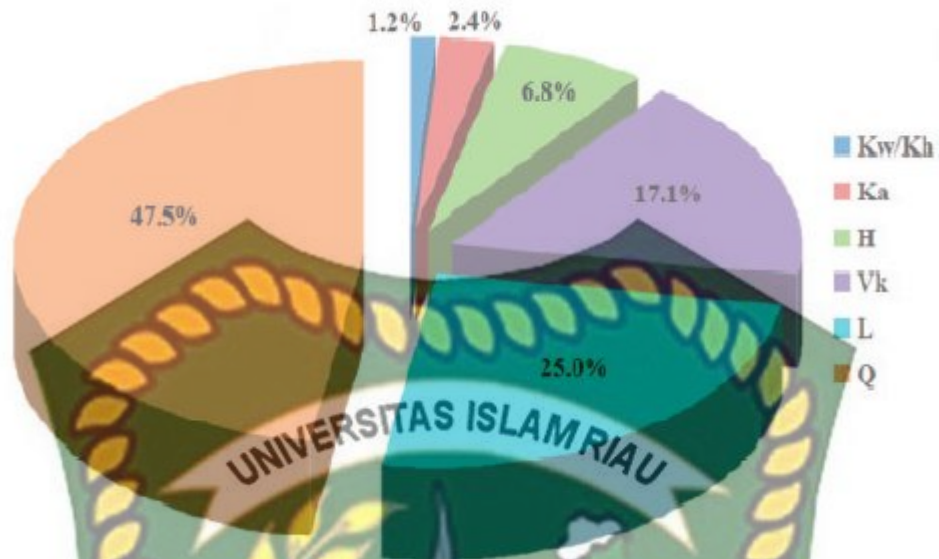
ditunjukkan untuk semua jarak sumur, bahwa dari awal produksi pada tahun 2020 hingga injeksi dimulai pada tahun 2023 grafik *gas oil ratio* terbilang stabil yang menunjukkan hal tersebut adalah gas dari reservoir yang diproduksi bersama minyak hingga gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan dan *breakthrough* terjadi dengan peningkatan drastis *gas oil ratio*, dimana menurut (Muslim Abdurrahman et al., 2018) dalam penelitiannya menyebutkan gas *breakthrough* terjadi bisa disebabkan kontak yang tidak efisien antara minyak dan gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan sehingga gas CO<sub>2</sub> menerobos minyak lalu ikut diproduksi. Hal ini bisa terjadi pada penelitian ini ketika gas CO<sub>2</sub> diinjeksikan.



Gambar 4. 22 *Gas breakthrough time* terhadap jarak sumur

Gambar 4.22 menunjukkan bahwa semakin jauh jarak antara sumur produksi dan sumur injeksi dalam proyek injeksi gas CO<sub>2</sub> semakin lama gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* terjadi. Hal ini disebabkan dalam penelitian ini jenis reservoir adalah reservoir homogen dengan tidak mempertimbangkan kondisi geologi seperti patahan dan lainnya sehingga gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan dapat mengalir tanpa ada hambatan. Gas CO<sub>2</sub> hanya berhadapan dengan minyak yang akan didesaknya, ketika jarak sumur semakin jauh, area reservoir yang CO<sub>2</sub> lewati semakin luas, dengan posisi minyak yang merata di dalam reservoir, jangkauan dan volume

minyak yang akan didesaknya pun semakin luas dan besar sehingga gas CO<sub>2</sub> akan lebih lama untuk terjadi *breakthrough*. Oleh karena itu titik optimum dari jarak sumur pun tidak didapatkan. Hal inilah yang juga menghasilkan minyak yang diperoleh semakin besar jika jarak semakin jauh. Selain itu dalam penelitian ini juga tidak mempertimbangkan laju alir produksi dan injeksi, murni hanya mempertimbangkan jarak sumur produksi-injeksi. Hal ini didukung oleh penelitian yang sudah dilakukan sebelumnya oleh (Xia et al., 2018) yang menyebutkan beberapa faktor yang mempengaruhi *gas breakthrough time*, beberapa faktor tersebut ialah semua kondisi faktor geologi, heterogenitas formasi dan laju produksi-injeksi. Jika beberapa faktor tersebut dipertimbangkan pada penelitian ini, kemungkinan hasil yang berbeda akan diperoleh. Penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Xia, Jia dan Liang (2018) untuk menunda terjadinya *gas breakthrough* dengan metode DOE yang kemudian analisis sensitivitasnya dilakukan menggunakan *software SPSS Statistics* dari parameter-parameter yang mempengaruhi terjadinya *early gas breakthrough*. Dimana sebelumnya peneliti menyebutkan bahwa semua faktor geologi, heterogenitas formasi, jarak sumur, dan parameter injeksi akan memengaruhi karakteristik *gas breakthrough*. Jadi ketebalan formasi (H), permeabilitas rata-rata (k), koefisien variasi permeabilitas (Vk), rasio permeabilitas vertikal horisontal (kv / kh), injeksi / laju produksi (Q), dan *well spacing* (L) dipilih sebagai faktor yang mempengaruhi.

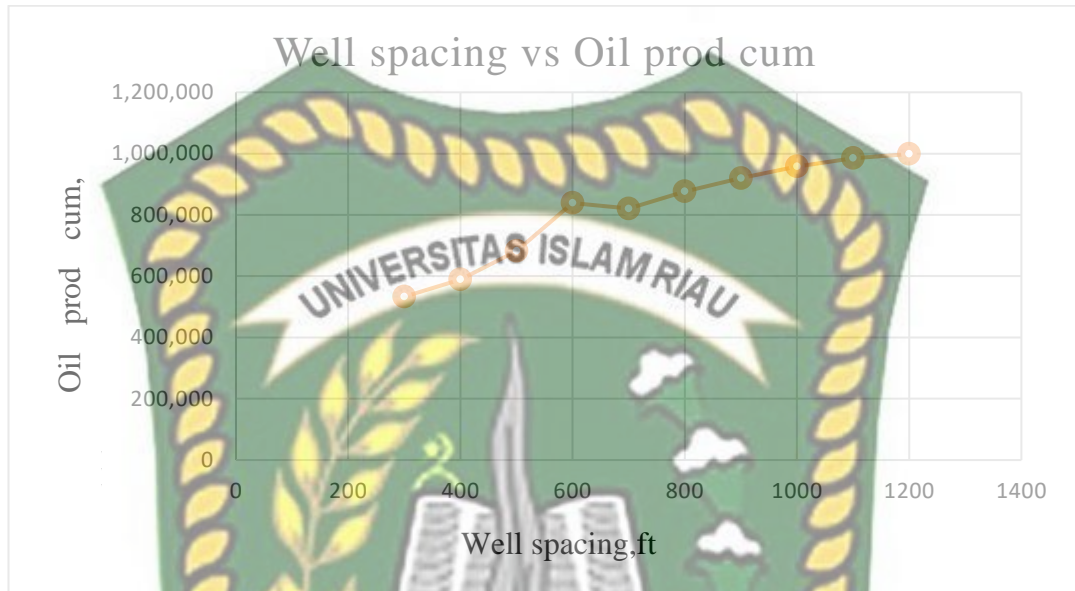


**Gambar 4. 23** Persentase pengaruh parameter terhadap *gas breakthrough*

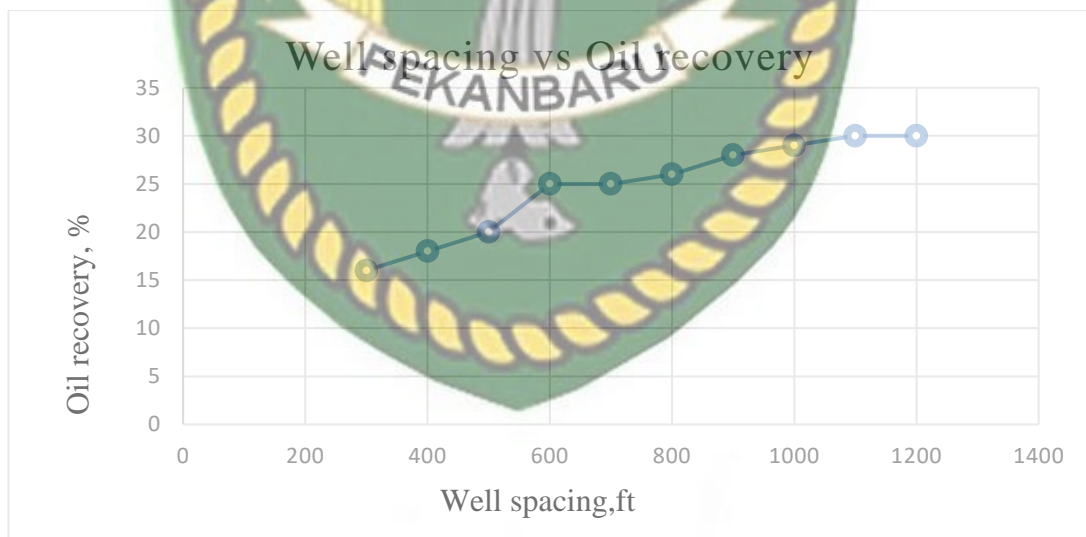
Pada gambar diatas menunjukkan persentase seberapa besar pengaruh dari parameter-parameter tersebut terhadap *gas breakthrough time*. Dari persentase tersebut dapat dilihat dua terbesar yang mempengaruhi *gas breakthrough time* merupakan parameter laju alir dan *well spacing*. Oleh karena itu, peneliti menyimpulkan dengan menambah jarak sumur dan menurunkan laju alir produksi atau injeksi dapat menunda *gas breakthrough*. Dalam hal ini, poin yang penulis ingin garis bawahi adalah pernyataan peneliti sebelumnya pada kesimpulan yang menyebutkan dengan menambah jarak sumur, *gas breakthrough* dapat ditunda dalam artian akan terjadi lebih lama. Itulah yang terjadi pula pada penelitian ini meskipun tidak merubah atau mempertimbangkan laju alir produksi dan injeksi yang merupakan parameter dengan pengaruh paling besar. Jika laju alir produksi atau injeksi ikut dipertimbangkan, kemungkinan akan memberikan penundaan *gas breakthrough* yang lebih lama.

Dalam hal ini jarak sumur sejauh 1200 ft merupakan jarak terjauh sekaligus jarak sumur yang menghasilkan *gas CO<sub>2</sub> breakthrough* terlama. Jika dilihat kumulatif produksi dan *oil recovery* yang dapat dilihat pada gambar 4.24 dan gambar 4.25 jarak 1100 ft dan 1200 ft yang cenderung stabil pada grafik

memberikan *oil recovery* dan kumulatif produksi minyak terbesar dibandingkan jarak sumur lainnya. Namun, pada jarak 1100 ft dan 1200 ft kumulatif minyak maupun *oil recovery* cenderung stabil.



**Gambar 4. 24** Produksi minyak kumulatif terhadap jarak sumur



**Gambar 4. 25** *Oil recovery* terhadap jarak sumur

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Dengan kondisi reservoir yang homogen dan tanpa ada kondisi geologi, titik jarak optimum tidak diraih, namun berdasarkan gas CO<sub>2</sub> *breakthrough time* dan produksi minyak yang diperoleh dari setiap jarak sumur yang diteliti, maka jarak 1100 ft dan 1200 ft merupakan jarak yang menghasilkan gas CO<sub>2</sub> *breakthrough* terlama selama proses produksi dan menghasilkan produksi minyak terbesar.

### 5.2 Saran

Saran untuk peneliti selanjutnya adalah untuk dapat menerapkan *well pattern*, menambahkan struktur geologi dan menghitung perbandingan keekonomian untuk setiap jarak.



## DAFTAR PUSTAKA

- A.Agrawal. (2016). *Surface Management of Gas Breakthrough in Thin Oil Rim Waxy Reservoir* :
- Abdelgawad, K. Z., Mahmoud, M. A., & Fahd, K. (2015). *In-Situ Generation of CO<sub>2</sub> to Eliminate the Problem of Gravity Override in EOR of Carbonate Reservoirs Gravity Override during CO<sub>2</sub> Injection*.
- Abdulwahab, H., Dhabi, A., Oil, N., Adnoc, C., Belhaj, H., & Petroleum, T. (2010). *SPE 137330 Managing the breakthrough of injected Nitrogen at a Gas Condensate Reservoir in Abu Dhabi*.
- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. S., & Masduki, A. (2017). EOR in Indonesia: Past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 250–270. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.087024>
- Abdurrahman, Muslim, Permadi, A., Hidayat, F., & Pangaribuan, L. (2018). Pengaruh Parameter Operasional Injeksi CO<sub>2</sub> Terhadap Peningkatan Perolehan: Studi Kasus Lapangan M. *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi*, 16(2), 81–91.
- Aleidan, A., Texas, A., Aramco, S., Mamora, D., & Texas, A. (2011). *SPE 141469 Miscible CO<sub>2</sub> Injection in Highly Heterogeneous Carbonate Cores : Experimental and Numerical Simulation Studies*. 1996.
- Alfarge, D. (2017). *SPE-188002-MS Optimizing Injector-Producer Spacing for CO<sub>2</sub> Injection in Unconventional Reservoirs of North America*.
- Alghannam, M., Rahim, Z., & Aramco, S. (2014). *SPE-172244-MS Optimizing Spacing of Horizontal Multistage Fractured Wells in Gas Reservoirs*.
- Ansyori, M. R. (2018). *Mengenal Enhanced Oil Recovery ( EOR ) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak*. 8(2), 16–22.
- Brodie, J., Jhaveri, B., Moulds, T., & Hetland, S. M. (2012). *SPE 154008 Review of Gas Injection Projects in BP*. April, 14–18.
- Cao, R., Chen, C., Li, R., Firincioglu, T., Ozgen, C., Croft, T., & Kathel, P. (2018). *Integrated stochastic workflow for optimum well spacing with data analytics , pilots , geomechanical-reservoir modeling , and economic analysis Geological and Petrophysical Overview*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2902138>
- Cao, R., Li, R., Girardi, A., Chowdhury, N., Exploration, S., Co, P., Chen, C., & Exploration, S. I. (2017). *Well Interference and Optimum Well Spacing for Wolfcamp Development at Permian Basin*. 2756–2766.

<https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2691962>

- Christensen, R., & Skauge, A. (1998). *SPE 39883 Review of WAG Field Experience*. 357–370.
- Darmentayev, S., Yessaliyeva, A., Azhigaliyeva, A., Belanger, D., Sullivan, M., King, G., Feyijimi, T., & Bateman, P. (2010). *SPE 139851 Tengiz Sour Gas Injection Project*. 1–12.
- Delia, S. V, Ritek, O., Chertentkov, M. V, Lukoil-engineering, O., Zhakovschikov, A. V, & Matsashik, V. V. (2015). *Field Tests of a New Generation of Flow Control Unit Able to Prevent the Gas Breakthrough in Oil Wells*.
- Ekneligoda, T. C., & Min, K. (2014). Determination of optimum parameters of doublet system in a horizontally fractured geothermal reservoir. *Renewable Energy*, 65, 152–160. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.003>
- Farzaneh, S. A., Seyyedsar, S. M., & Sohrabi, M. (2016). *SPE-181635-MS Enhanced Heavy Oil Recovery by Liquid CO<sub>2</sub> Injection under Different Injection Strategies*.
- Ghasemzadeh, A., Momeni, A., & Vatani, A. (2011). *SPE 144476 Application of Miscible CO<sub>2</sub> Injection to Maximize Oil Recovery in One of Iranian Undersaturated Oil Reservoirs : Simulation and Optimization Study*.
- González, L. (2015). *Well Spacing Index , a New Approach for Planning the Oilfield Development*. 18–20.
- Guler, B., Wang, P., Delshad, M., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (2001). *SPE 71485 Three- and Four-Phase Flow Compositional Simulations of CO<sub>2</sub> / NGL EOR*.
- Halvorsen, M., Elseth, G., Nævdal, O. M., & Asa, S. (2012). *SPE 159634 Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves*.
- Idar Svorstol , Tore Blaker, M. J. T. and A. H. (1998). *A Production Well Foam Pilot In The North Sea Snorre Field-Application Of Foam To Control Premature Gas Breackthrough*. 20–22.
- Khasanov, M. M., Ushmaev, O. S., Roshchektaev, A. P., Fuks, O. M., Andrianova, A. M., & Gazpromneft, L. L. C. (2015). *Optimal well pattern of multifracted horizontal wells arranged in*.
- Kumar, J., Draoui, E., Dhabhi, A., Operating, M., & Takahashi, S. (2016). *Design of CO<sub>2</sub> Injection Pilot in Offshore Middle East Carbonate Reservoir*. March, 21–23.
- Leemhuis, A. P., Belfroid, S. P. C., Alberts, G. J. N., & Science, T. N. O. (2007). *Gas Coning Control for Smart Wells*. 1–8.
- Liu, X., Ma, L., Tan, J., Yang, T., Li, X., Hou, J., & Wei, Q. (2017). *CO<sub>2</sub> -EOR*

*in Fractured Ultra-Low Permeability Reservoirs : Problems and Remedial Measures. 1.*

- Mansour, A. G. H., Khalil, R., & Gamadi, T. (2017). *SPE-185680-MS Compositional Simulation Evaluation of Miscible Gas Injection Performance in Tight Oil Formation.*
- Mazumd, S., & Witte, R. (2012). *SPE 1593 Well Design and Well W Spacing Optimisation in Unconventional Plays Background Well Spacing Sensitivity to key Reservoir Parameters.*
- Mesdour, R., Schlumberger, L. R., Aly, A., & Schlumberger, A. U. C. (2010). *SPE 128471 Optimizing Development Well Placements within Geological Uncertainty Utilizing Sector Model.*
- Muslim, M. R. (2013). *Perbandingan Injeksi Gas CO<sub>2</sub> vs Injeksi Air untuk Mendapatkan Perolehan Minyak yang Maksimum ( Studi Simulasi ).*
- Orozco, D., & Aguilera, R. (2017). *SPE-185598-MS Use of Dynamic Data for Estimating Average Reservoir Pressure , OGIP , and Optimum Well Spacing in Shale Gas Reservoirs.*
- Papatzacos, P., Rogaland, U., Herring, T. R., Martinsen, R., Oil, E., Skjaeveland, S. M., & Rogaland, U. (1991). *Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells. August, 311–318.*
- Pettegrew, J., Qiu, J., Exploration, S., Company, P., Zhan, L., & Exploration, I. (2016). *Understanding Wolfcamp Well Performance – A Workflow to Describe the Relationship Between Well Spacing and EUR Jared Pettegrew \*, Jiale Qiu , Shell Exploration & Production Company ; Lang Zhan , Shell. 3352–3362.*
- Recham, R., & Bencherif, D. (2003). *Investigation of Optimum Well Spacing Based on a Combined Simulation and Economic Models.*
- Sayyafzadeh, M., Keshavarz, A., Rahman, A., Alias, M., Dong, K. A., & Manser, M. (2015). *Journal of Natural Gas Science and Engineering Investigation of varying-composition gas injection for coalbed methane recovery enhancement : A simulation-based study. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 27, 1205–1212. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.071>*
- Seyyedsar, S. M., Farzaneh, S. A., Sohrabi, M., & Oil, E. (2015). *Enhanced Heavy Oil Recovery by Intermittent CO<sub>2</sub> Injection. 1–17.*
- Soroush, M., Ntnu, T., Hoier, L., & Kleppe, J. (2012). *SPE 154062 CO<sub>2</sub> Injection and CO<sub>2</sub> WAG in Dipping Gas Condensate and Oil Reservoirs. 2005.*
- Tokunaga, H., & Hise, B. R. (1966). *A Method to Determine Optimum Well Spacing.*
- Turta, A. T., & Singhal, A. K. (2004). *Overview of Short-Distance Oil Displacement Processes. 43(2).*



- Wang, S. K., Li, M., Li, D. X., Li, H. L., Cheng, W., Wu, X. L., & Xiao, Q. Y. (2011). *SPE 144272 Pilot Tests for Enriched-Gas Flooding with Small Well Distance at Zarzaitine Oil Field*.
- Wu, R., Rijken, M. C. M., Macary, S., Shinikulova, M., & Amangaliev, B. (2014). *Tengiz Sour Gas Injection Modeling : A Geo-mechanics Approach to. Figure 1*, 1–13.
- Xia, J., Liu, P., & Jiao, Y. (2018). *Characteristics and quantitative study on gas breakthrough in developing Yaha-2 condensate gas reservoir in Tarim Basin* . <https://doi.org/10.1177/0144598718754305>
- Xiangbin, L., Fengshan, W., Zongyu, Z., Xin, W., Wanfu, Z., Zhonglian, H., Haijing, W., & Defu, Z. (2010). *SPE 131416 Acid-resistant Foamer Used to Control Gas Breakthrough for CO<sub>2</sub> Drive Reservoir*. 1–7.
- Yaghoobi, H. (1998). *SPE 39789 Effect of Foam on CO<sub>2</sub> Breakthrough : Is This Favorable to Oil Recovery ?* 1–8.
- Yuncong, G. A. O., Mifu, Z., Jianbo, W., & Chang, Z. (2014). Performance and gas breakthrough during CO<sub>2</sub> immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1), 88–95. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60010-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60010-0)
- Zhang, N., Wei, M., & Bai, B. (2018). *SPE-190158-MS Comprehensive Review of Worldwide CO<sub>2</sub> Immiscible Flooding*. April, 14–18.





Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**