

**PERHITUNGAN PERBANDINGAN LAJU PRODUKSI KRITIS  
DENGAN MENGGUNAKAN METODA GIGER-KARCHER  
DAN METODA PUDJI PERMADI PADA SUMUR X  
LAPANGAN Y**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**RASIMAN**

**133210092**



## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :  
Nama : Rasiman  
NPM : 133210092  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Skripsi : Perhitungan Perbandingan Laju Pruduksi Kritis Dengan Menggunakan Metoda Giger-Karcher Dan Metoda Pudji Permadi Pada Sumur X Lapangan Y

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. H. Ali Musnal, MT (.....)  
Penguji : Richa Melysa, ST,MT (.....)  
Penguji : Idham Khalid, ST.MT (.....)  
Diterapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : November 2020

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

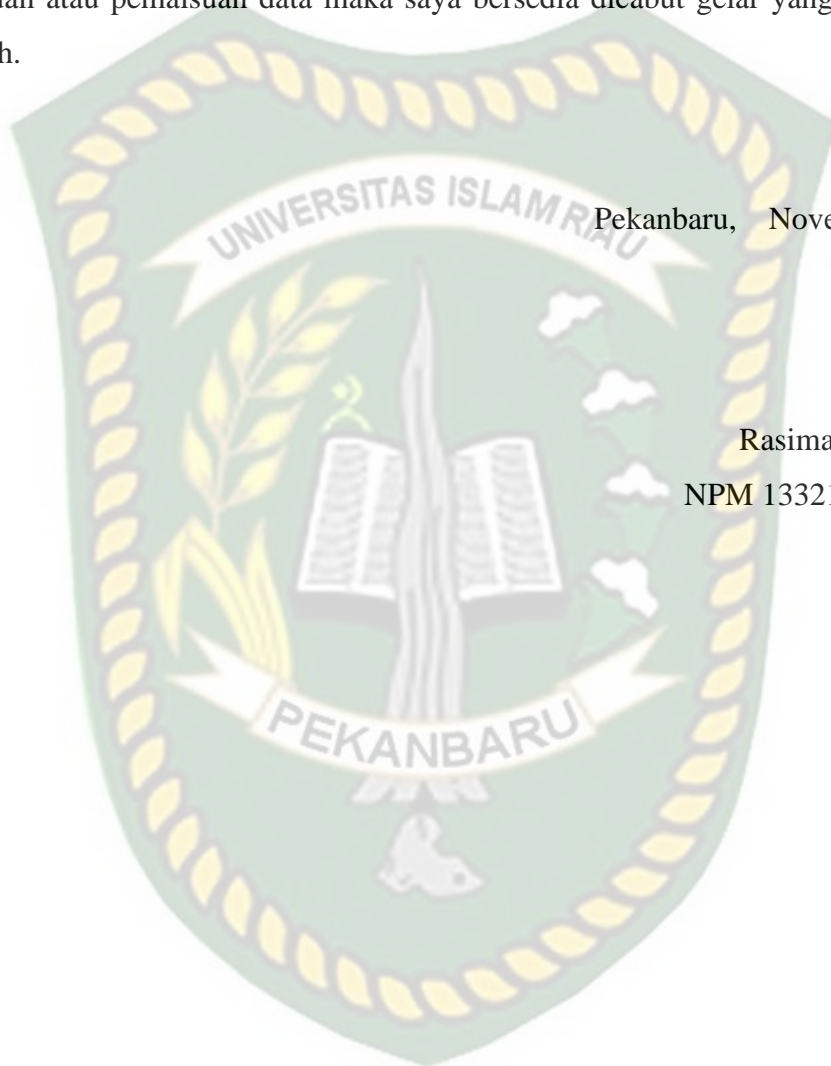
**Novia Rita, S.T., M.T.**

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum 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, November 2020

Rasiman  
NPM 133210092



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
2. Ir. H. Ali Musnal, MT selaku dosen pembimbing yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. selaku dosen penguji yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
4. selaku dosen penguji yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
5. Teman-teman yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, November 2020

Rasiman

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
ABSTRAK .....	x
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1    LATAR BELAKANG.....	1
1.2    TUJUAN PENELITIAN .....	3
1.3    MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4    BATASAN MASALAH.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>4</b>
2.1 <i>PRODUCTIVITY INDEX</i> .....	4
2.2    PENGAPLIKASIAN SUMUR HORIZONTAL.....	5
2.3    PERMASALAHAN SUMUR HORIZONTAL.....	6
2.3.1 <i>WATER CONING</i> .....	7
2.4    LAJU PRODUKSI .....	9
2.4.1    Laju Alir Kritis Produksi.....	11
2.4.2    Metode Giger - Karcher .....	11
2.4.3    Metoda Pudji Permadi.....	11
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>13</b>
3.1    METODE PENELITIAN .....	13

3.2	METODE ANALISA DATA.....	13
3.2.1	Pengolahan Data.....	13
3.2.2	Evaluasi Data .....	14
3.2.3	Metoda Giger-Karcher Dan Pudji Permadi.....	14
3.2.4	<i>FLOWCHART</i> .....	15
3.2.5	TINJAUAN DATA SUMUR.....	15
3.3	TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN.....	17
<b>BAB IV</b>	<b>PEMBAHASAN.....</b>	<b>18</b>
4.1	LAJU PRODUKSI KRITIS METODE PUDJI PERMADI.....	18
4.1.1	Sensitivitas Laju Produksi Kritis Metode Pudji Permadi.....	19
4.2	LAJU PRODUKSI KRITIS METODE GIGER-KARCHER.....	23
4.2.1	Sensitivitas Laju Produksi Kritis Metode Giger-Karcher .....	24
<b>BAB V</b>	<b>KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>28</b>
5.1	KESIMPULAN .....	28
5.2	SARAN .....	28
	<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>29</b>
	<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>31</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Skema <i>water coning</i> sumur horizontal dan vertikal (Sulistyan, 2020) .....	6
<b>Gambar 2.2</b> Skema aliran fluida reservoir pada radial reservoir (Ahmed, 2006) .	8
<b>Gambar 2.3</b> <i>Water coning</i> pada <i>cross-section</i> sumur horizontal (Permadi & Jayadi, 2010).....	9
<b>Gambar 2.4</b> <i>Water coning</i> pada sumur vertical dan horizontal (Heriyadi, 2007)	10
<b>Gambar 3.1</b> Skematik sumur horizontal (Pertamina, 2003)	14
<b>Gambar 3.2</b> <i>Flowchart</i> penelitian.....	15
<b>Gambar 4.1</b> Hubungan $Q_c$ terhadap lebar daerah pengurasan ( $X_e$ )	20
<b>Gambar 4.2</b> Hubungan $Q_c$ terhadap panjang daerah pengurasan ( $Y_e$ ) .....	21
<b>Gambar 4.3</b> Hubungan $Q_c$ terhadap ketebalan reservoir ( $h$ ) .....	22
<b>Gambar 4.4</b> Hubungan $Q_c$ terhadap panjang horizontal sumur ( $L$ ) .....	23
<b>Gambar 4.5</b> Hubungan $Q_c$ panjang daerah pengurasan ( $Y_e$ ) .....	25
<b>Gambar 4.6</b> Hubungan $Q_c$ panjang horizontal sumur ( $L$ ) .....	26
<b>Gambar 4.7</b> Hubungan $Q_c$ ketebalan reservoir ( $h$ ).....	27

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b> <i>Rock Properties</i> .....	16
<b>Tabel 3.2</b> <i>Reservoir Condition</i> .....	16
<b>Tabel 3.3</b> Sensitivitas Data .....	17
<b>Tabel 3.4</b> Jadwal Penelitian .....	17
<b>Tabel 4.1</b> Data Perhitungan Metode Pudji Permadi .....	18
<b>Tabel 4.2</b> Sensitivitas Laju Produksi Kritis Pudji Permadi .....	19
<b>Tabel 4.3</b> Data Perhitungan Metode Pudji Permadi .....	23
<b>Tabel 4.4</b> Sensitivitas Laju Produksi Kritis Giger - Karcher .....	24





## DAFTAR SINGKATAN

BFPD	Barel Fluid Per Day
PI	Productivity Index
STB	Stock Tank Barel
WOC	Water Oil Contact
Qc	Critical Flow Rate



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

**PERHITUNGAN PERBANDINGAN LAJU PRODUKSI KRITIS DENGAN  
MENGUNAKAN METODA GIGER-KARCHER DAN METODA PUDJI  
PERMADI PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

**RASIMAN**

**133210092**

**ABSTRAK**

Sumur X adalah sumur produksi yang akan di evaluasi karena di khawatirkan akan terjadi kendala produksi atau penurunan produksi di karenakan besarnya jumlah produksi yang akan di lakukan, untuk menjaga agar sumur X berproduksi dengan aman maka dari itu Laju alir kritis pada sumur X harus di ketahui dan di jaga jumlah produksinya

Laju alir kritis dapat dihitung dengan menggunakan beberapa metode. Metode tersebut antara lain, Giger-karcher dan pudji permadi, digunakan untuk menghitung besarnya laju aliran kritis, Laju produksi kritis adalah laju produksi terbesar yang menyebabkan bidang WOC dapat bergerak ke atas melengkung agak datar tanpa membentuk kerucut (*coning* atau *cresting*). Bila  $q_{oil} \leq q_c$  maka *recovery* minyak akan tinggi oleh karena itu perlu dioptimalkan dalam perolehan produksi minyak agar hasil-nya memberikan profit yang maksimal. Salah satu dari usaha tersebut adalah dengan mempertahankan tekanan reservoir, sehingga diharapkan minyak yang ada direservoir sebagian besar bisa terangkat kepermukaan. Apabila hal ini tidak diperhatikan kemungkinan yang akan terjadi tenaga pendorong sudah habis sedangkan minyak masih banyak tersisa di dalam reservoir. Banyak upaya dan cara yang dapat dilakukan untuk mempertahankan Tekanan reservoir pada saat produksi diantaranya dengan mengontrol laju alir produksi.

Diketahui hasil dari perhitungan laju alir kritis menggunakan metode Pudji Permadi di dapatkan nilai laju alir kritis pada sumur X adalah 2976.1 STB/d, sedangkan perhitungan laju alir kritis menggunakan metode Giger Karcher adalah 109,7 STB/d.

**Kata kunci:** IPR (*Inflow performance relationship*), *Productivity Index (PI)*, fasa, laju alir, produksi sumur.

**CRITICAL PRODUCTION ADVANCED COMPARISON USING GIGER-KARCHER METHOD AND PUDJI PERMADI METHOD ON WELL X FIELD Y**

**RASIMAN**

**133210092**

**ABSTRACT**

Well X is a production well that will be evaluated because it is worried that there will be production constraints or a decrease in production due to the large amount of production that will be done, to keep well X producing safely, therefore the critical flow rate in well X must be known. and keep the amount of production

The critical flow rate can be calculated using several methods. These methods, among others, Giger-karcher and pudji permadi, are used to calculate the amount of critical flow rate. The critical production rate is the largest production rate that causes the WOC plane to move upward in a slightly flat curve without forming a cone (coning or cresting). If  $q_{oil} \leq q_c$ , the oil recovery will be high, therefore it is necessary to optimize the oil production so that the results can provide maximum profit. One of these efforts is to maintain reservoir pressure, so that it is hoped that most of the oil in the reservoir can be lifted to the surface. If this is not considered, it is possible that the driving force will run out while there is still a lot of oil left in the reservoir. Many efforts and ways can be done to maintain reservoir pressure at the time of production, including controlling the flow rate of production.

It is known that the results of the calculation of the critical flow rate using the Pudji Permadi method show that the value of the critical flow rate at well X is 2976.1 STB / d, while the calculation of the critical flow rate using the Giger Karcher method is 109.7 STB / d.

**Keywords:** IPR (Inflow performance relationship), Productivity Index (PI), phase, flow rate, well production •

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Laju alir kritis dapat dihitung dengan menggunakan beberapa metode. Metode tersebut antara lain, Giger-karcher dan pudji permadi, digunakan untuk menghitung besarnya laju aliran kritis (Pertamina, 2003). Dari hasil perhitungan yang didapat diantara metoda yang digunakan dilakukan evaluasi. Hasil evaluasi ini dapat menjadi acuan agar metode yang lebih baik digunakan untuk kedepannya. Untuk pengangkatan minyak dari reservoir, proses produksi memegang peranan penting di dalam suatu industri perminyakan. Proses produksi adalah mencari cara yang optimal untuk memproduksi atau mengangkat fluida yang ada di dalam reservoir sampai kepermukaan. Hal ini bukanlah mudah namun mencakup kegiatan yang cukup kompleks. Oleh karena itu perlu dioptimalkan dalam perolehan produksi minyak agar hasil-nya memberikan profit yang maksimal. Salah satu dari usaha tersebut adalah dengan memperhitungkan laju kritis reservoir tersebut, sehingga diharapkan minyak yang ada direservoir sebagian besar bisa terangkat kepermukaan (Goodarzian, Ghalam, & Izadi, 2012). Apabila hal ini tidak diperhatikan kemungkinan yang akan terjadi peningkatan laju produksi air yang lebih awal (*water breakthrough*) sehingga menjadi hambatan aliran minyak menuju sumur produksi sedangkan minyak masih banyak tersisa di dalam reservoir (Upchurch, 1986).

Nilai ekonomis suatu sumur, tergantung pada seberapa besar laju produksi minyak yang dapat diproduksi tetapi dengan laju produksi yang tinggi dapat menyebabkan *water coning* dan secara bersamaan naiknya produksi air sehingga membutuhkan biaya tambahan untuk *water treatment* (Ling & Shen, 2012). Ada beberapa faktor yang dapat menyebabkan tingginya produksi air, diantaranya keadaan sumur yang sudah *mature* (tua), *pressure depletion* dan air bergerak vertikal menyusup ke lapisan produktif (Huseynov, Babayev, Sadikoglu, Azizov, & Ismayilova, 2017)

Masalah *water coning* ini dapat terjadi akibat laju produksi aktual melebihi laju produksi kritis sehingga penghisapan secara berlebihan mengakibatkan

gradien tekanan alir melebihi gaya gravitasi akibatnya terjadi penerobosan lapisan produktif oleh air (Ahmed, 2006). Gejala dari *water coning* ini dapat dilihat dari gejala permukaan, yaitu terjadinya peningkatan produksi air yang *significant*. Sumur-sumur kajian diduga mengalami *water coning*, hal ini dapat dilihat dari grafik kenaikan *water cut* vs waktu, sehingga sumur ini akan dianalisis lebih lanjut. Berdasarkan pertimbangan hal tersebut pada lokasi ini maka dipilihlah analisa laju produksi kritis sebagai tahapan lanjut dari penelitian ini dengan menganalisa seberapa besar *coning* yang telah terbentuk dan dianalisis juga perkembangan *coning* nya. Kemudian menentukan sistem penanganan untuk masalah *coning* tersebut.

Tujuan dari penelitian ini adalah melakukan evaluasi terhadap sumur yang diduga mengalami *water coning* menggunakan metoda Giger-Karcher dan Pudji Permadi dalam analisa laju kritis nya, melakukan analisis dari evaluasi sumur yang mengalami *water coning* guna mengetahui faktor-faktor penyebabnya dan menentukan sistem untuk mengatasi masalah *water coning* tersebut (Pertamina, 2003). Sumur horizontal yang sudah banyak diaplikasikan di lapangan mempunyai banyak keuntungan dibandingkan dengan sumur vertikal adalah terutama dalam hal peningkatan perolehan minyak dan percepatan perolehan, sehingga banyak sumur horizontal digunakan untuk pengembangan lapangan marginal (Menouar & Hakim, 1995)

Pada laju produksi yang sama akan memberikan waktu tembus air (*breakthrough time*) yang lebih lama jika dibandingkan pada sumur vertikal. Atau dengan kata lain penerapan sumur horizontal dapat memperlambat terjadinya *water cresting/coning*. Reservoir yang mempunyai tenaga dorong *bottom water* merupakan jenis jebakan yang banyak dijumpai di lapangan. Proses produksi minyak akan menyebabkan bidang batas minyak-air bergerak ke atas. Kestabilan pergerakan bidang batas ini sangat dipengaruhi oleh laju alir produksi sumur. Laju alir produksi sumur yang tinggi akan menyebabkan tekanan *drawdown* yang tinggi. Dimana, apabila laju produksi sumur yang tinggi melebihi laju produksi kritis. Ketidakstabilan pergerakan bidang batas tersebut yang merata menuju ke sumur produksi, sehingga lapisan air yang berada di bawah minyak menerobos zona minyak dan membentuk kerucut air (*water coning*).

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari peneliti tugas akhir ini adalah:

1. Menghitung laju produksi kritis dengan menggunakan metoda Giger – Karcher Pudji Permadi.
2. Analisis pengaruh panjang horizontal sumur, lebar daerah pengurasan, panjang daerah pengurasan dan ketebalan reservoir terhadap laju kritis.

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat penelitiannya adalah:

1. Dapat melihat perbandingan laju produksi kritis dan laju alir maksimum pada sumur produksi.
2. Dapat mengetahui apakah metoda ini dapat digunakan secara umum, baik itu secara teori maupun langsung diterapkan dilapangan dan seberapa akurat perbandingan metoda ini dapat membantu.
3. Dapat dijadikan refrensi bagi mahasiswa yang akan melakukan penelitian selanjutnya.

## 1.4 BATASAN MASALAH

Agar penulisan ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka tulisan ini hanya membahas hal berikut:

1. Membahas tentang perbandingan laju produksi kritis berdasarkan dua metoda yaitu metoda Giger-Karcher dan metoda Pudji Permadi.
2. Membahas perbandingan parameter laju kritis terhadap panjang horizontal sumur, lebar dan Panjang daerah pengurasan, ketebalan reservoir.
3. Tidak membahas keekonomian berdasarkan data laju produksi kritis yang diperoleh.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam yang terdapat dimana saja seperti tanah, air, udara dan sebagainya. Sebagaimana yang telah dijelaskan oleh Allah SWT dalam firmannya Q.S Al-an'am (6) : 1-3 Maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT ciptakan yang semata-mata adalah untuk kita manfaatkan, karna Allah SWT telah berjanji barang siapa yang mengsyukuri nikmat-Nya maka akan ditambahkan tetapi apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih. Untuk sebagai bentuk rasa syukur manusia kepada Allah SWT, manusia harus memelihara alam yang telah memberikan kehidupan kepada manusia karna hakikatnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah SWT.

#### 2.1 *PRODUCTIVITY INDEX*

*Productivity Index* (PI) merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk memproduksi pada suatu kondisi tertentu, hal ini dipengaruhi oleh tekanan aliran sumur, tekanan statik sumur dan laju produksi, semakin besar nilai dari PI maka semakin tinggi kemampuan formasi untuk menghasilkan minyak. PI dinyatakan sebagai perbandingan antara laju produksi suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan *static* ( $P_s$ ) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran ( $P_{wf}$ ), dinyatakan dalam *stock tank barrel perday* (Raharjo, 2017; Musnal, 2014). Secara matematis bentuknya dapat dituliskan sebagai berikut:

$$PI = J = \frac{q_o}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan:

PI = *Productivity Index*, bpd/psi Q

Q = Laju Produksi, bbl/day

$P_s$  = Tekanan Statistik Dasar Sumur, Psi

$P_{wf}$  = Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi

Dalam persiapan pembuatan kurva IPR untuk kondisi satu fasa lebih dahulu harus diketahui hubungan sebagai berikut ini, dimana PI (J) pada saat  $P_{wf}$  sama dengan 0 Psi adalah:

$$Q_{max} = (P_r - P_{wf}) \dots\dots\dots (2)$$

Apabila tes dilakukan pada saat  $P_{wf} > P_d$

$$J = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots (3)$$

Semua penentuan harga PI yang telah dikemukakan di atas dapat dilakukan bila data-data dari hasil tes telah tersedia.

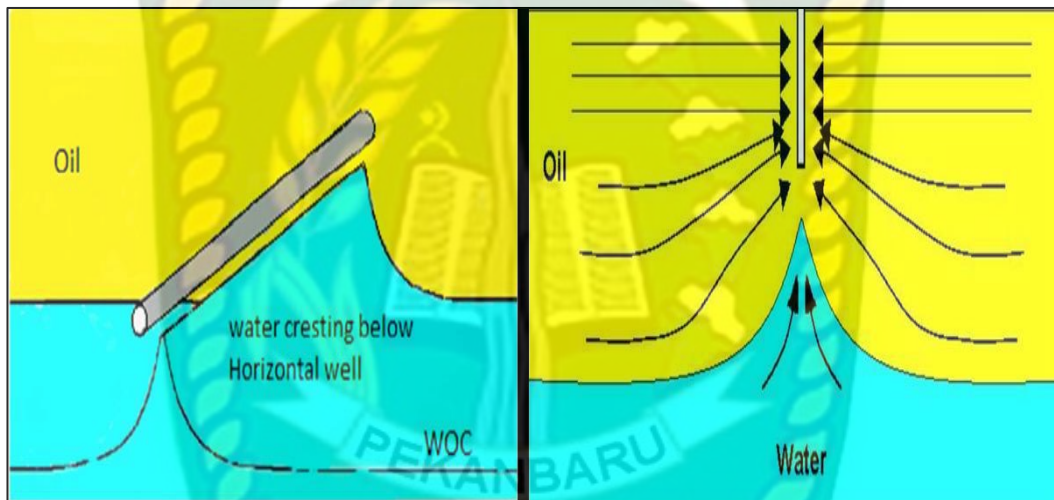
*Productivity Index* dari sumur digunakan sebagai pertimbangan untuk menjaga kestabilan sebelum terjadi *water breakthrough*. PI akan menunjukkan perubahan karakter beberapa bulan sebelum terjadi *water breakthrough*. Jika PI tidak dipertimbangkan akan mengganggu kestabilan laju alir produksi. Kondisi ini jarang diperhatikan. Ditambah lagi, tidak ada model untuk memprediksi kapan produksi akan mengalami penurunan. Berdasarkan persamaan Buckley-Leverett dan Material Balance serta *Corey type function* untuk permeabilitas relatif, sebuah model dibangun untuk memprediksi *Productivity Index*, dengan mempertimbangkan beberapa sifat fisik reservoir dan minyak. Persamaan lengkap dan metode dijelaskan secara rinci untuk memungkinkan pembaca mereplikasi semua hasil. Penemuan paling signifikan adalah karakteristik *Productivity Index* menunda *water breakthrough* secara monoton pada reservoir minyak ringan dan meningkat secara monoton pada reservoir *heavy oil*. Dengan lebih dari 100 persamaan yang harus diselesaikan dapat menyimpulkan beberapa karakteristik penting seperti permeabilitas, porositas. (Yang, Zhang, & Yang, 2015).

## 2.2 PENGAPLIKASIAN SUMUR HORIZONTAL

Sumur horizontal merupakan sumur yang diaplikasikan bertujuan untuk meningkatkan *recovery* faktor karena tipe sumur ini memiliki daerah pengurasan yang lebih besar dibandingkan sumur vertikal (Rita, 2012). Apabila dibandingkan antara sumur vertikal dan horizontal dengan laju produksi yang sama maka sumur horizontal akan lebih unggul dilihat dari perolehan penurunan tekanan yang lebih kecil dibandingkan sumur vertikal. Adanya penurunan tekanan yang besar menyebabkan terjadinya *early water breakthrough* sehingga laju produksi air akan



meningkat sedangkan produksi minyak akan menurun hal tersebut akan terjadi pada sumur vertikal sedangkan pada sumur horizontal *time breakthrough* dapat diminimalisir sehingga secara perlahan minyak akan tersapu oleh air yang berada bagian bawah menuju kesumur produksi tentu akan berdampak pada perolehan recovery faktor yang akan terus meningkat (Abdurachman & Marhaendrajana, 2009). Pada gambar 2.1 memperlihatkan perbedaan yang signifikan bentuk kerucut yang terbentuk oleh *water drive reservoir*, pada sumur horizontal terbukti bahwa dengan penurunan tekanan yang tidak signifikan akan memberikan efek pada vertikal *sweep efficiency* secara linear akan berbanding lurus dengan peningkatan *recovery factor*.



**Gambar 2.1** Skema *water coning* sumur horizontal dan vertikal (Sulistyan, 2020)

### 2.3 PERMASALAHAN SUMUR HORIZONTAL

Sumur horizontal memiliki keunggulan terutama radius pengurasan yang luas namun sumur ini juga memiliki permasalahan apabila laju produksinya tidak dikontrol atau melebihi laju kritisnya sehingga menimbulkan beberapa permasalahan seperti *water coning*. Terjadinya *water coning* ini akibat adanya efek ketidak stabilan tekanan reservoir dan tekanan alir dasar sumur sehingga reservoir dengan tenaga pendorong *water drive* akan cenderung membentuk *heel* dan *toe effect* yang membentuk aliran vertikal menuju kedaerah horizontal sumur (Li, 2010).

### 2.3.1 WATER CONING

*Water coning* merupakan suatu peristiwa penerobosan oleh air secara vertikal menembus zona minyak adapun penyebab terjadinya *water coning* antara lain yaitu;

1. Densitas
2. Viskositas
3. Panjang sumur horizontal
4. Ukuran *aquifer*

Menurut Jenita, Komar, & Bochori, (2007) dalam penelitiannya yang dilakukan di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba, mereka mengalisis penyebab penurunan laju produksi minyak dan kenaikan *water cut* ternyata hal tersebut terjadi karena adanya *water coning* akibat dari laju produksi aktual melebihi laju kritis produksi sehingga gradien tekanan alir melebihi gaya gravitasi dan membentuk aliran vertikal dari zona air yang berada dibawahnya kemudian aliran tersebut menerobos zona produktif dan terjadi *water blocking* sehingga minyak terhambat masuk kesumur produksi sedangkan air akan terus terproduksi karena memiliki energi dari pendorong reservoir tersebut (*water drive*). Terjadinya *water coning* ini dapat teridentifikasi dari peningkatan *water cut*. Oleh karena itu untuk meminimalisir masalah tersebut maka dilakukan perhitungan laju produksi kritis dengan metode Chiericci. Berdasarkan hasil perhitungan pada laju produksi aktual sumur X-98 sebesar 189 Bopd dan diperoleh laju produksi kritisnya sebesar 18,36 Bopd sedangkan *time breakthrough* terjadi pada 21 hari. Dapat disimpulkan dari data tersebut dengan perbedaan yang sangat besar antara laju produksi aktual dan laju produksi kritisnya maka *water coning* tidak dapat dikontrol sehingga menyebabkan *time breakthrough* menjadi sangat cepat.

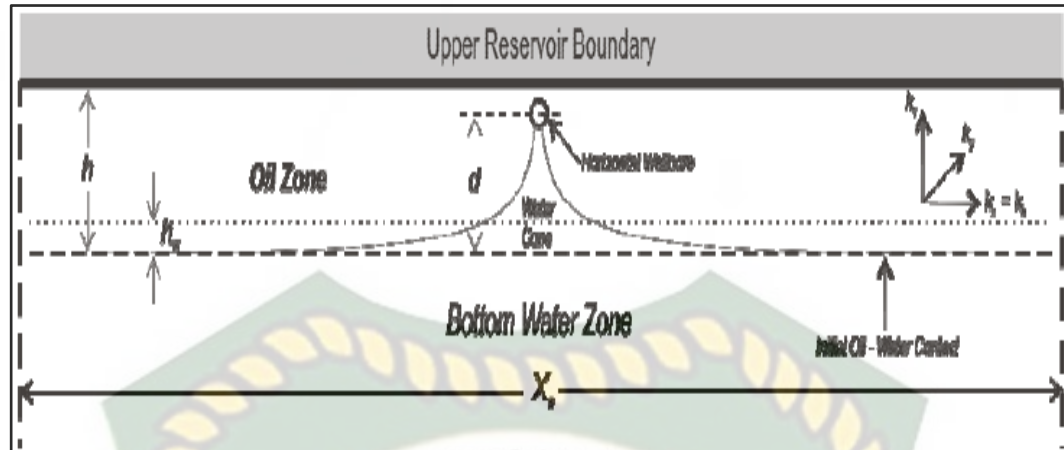
Untuk reservoir dengan permeabilitas rendah dan gradien tekanan *threshold*, dinamika *water coningnya* berbeda dengan reservoir gas konvensional. jika metode konvensional yang digunakan tidak dapat menggambarkan situasi *water coning* yang sebenarnya, dengan memodifikasi proses aliran gas, dan *water coning* dan melalui deduksi matematis maka akan didapatkan prediksi waktu *water breakthrough* pada reservoir. Makalah ini menjelaskan tentang analisa

*water breakthrough*, dengan peningkatan gradien tekanan ambang, maka *water breakthrough* akan lebih cepat terjadi. (Zhang, et al., 2011). Pada gambar 2.2 memperlihatkan aliran radial dan homogen yang mana aliran reservoir secara ilmiah akan mengalir menuju pada tekanan yang rendah atau mengalir sumur produksi, adanya aliran ini disebabkan oleh perbedaan tekanan reservoir dan tekanan dasar sumur.



**Gambar 2.2** Skema aliran fluida reservoir pada radial reservoir (Ahmed, 2006)

Pemodelan laju produksi kritis yang dipaparkan oleh Permadi & Jayadi, (2010) dengan penampang konseptual seperti pada gambar 2.3 diasumsikan dari gambar tersebut reservoir mempunyai ketebalan  $H$  dengan Panjang horizontal sumur  $L$ , lebar dan panjang daerah pengurasan adalah  $X_e$  dan  $Y_e$ , tekanan reservoir sepanjang daerah lateral sumur diasumsikan konstan. Model aliran berupa *steady state* dengan mengabaikan gaya gravitasi, tekanan kapiler, perubahan properti fluida dan perubahan *friction loss* didalam sumur.



**Gambar 2.3** *Water coning* pada cross-section sumur horizontal (Permadi & Jayadi, An Improved Water Coning Calculation for Horizontal Wells, 2010)

#### 2.4 LAJU PRODUKSI

Menurut Saputra & Ariadji, (2009) Laju produksi berkaitan erat dengan permasalahan *water coning* yang disebabkan oleh beberapa faktor yaitu;

1. *Bottom hole pressure* rendah sehingga menyebabkan *pressure drawdown* menjadi tinggi.
2. Titik perforasi yang terlalu dekat dengan *water oil contact*.
3. Permeabilitas vertikal yang besar sehingga aliran air dari *aquifer* mudah menembus zona produktif reservoir.

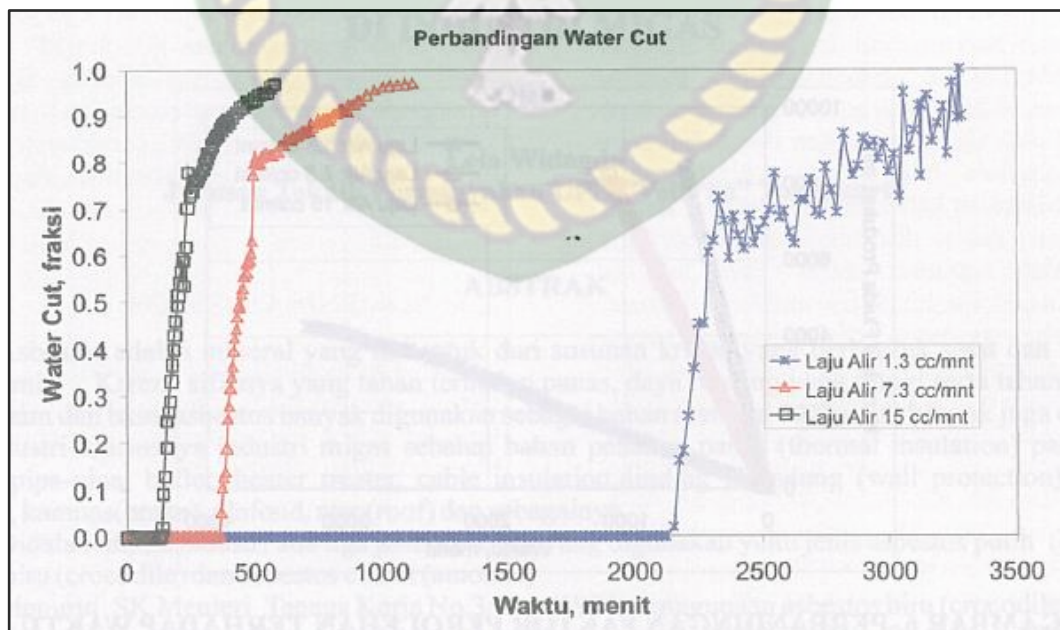
Apabila faktor-faktor tersebut dibiarkan akan menimbulkan beberapa dampak yang sangat merugikan diantaranya;

1. Turunnya produktivitas minyak efek dari perubahan kurva *fractional flow* yang berpengaruh terhadap kurva permeabilitas minyak
2. Peningkatan *lifting cost* menjadi lebih tinggi karena membutuhkan biaya *water treatment* akibat peningkatan *water cut* yang signifikan.
3. Penurunan *recovery efficiency* karena *water cut* mencapai *economic limit*.

Penelitian yang dipaparkan oleh Guo, Gao, Ai, & Qu, (2012) tentang optimasi laju produksi pada kondisi lapangan *heavy oil* mereka menerapkan metode *Cold heavy-oil production with sand* (CHOPS) digunakan untuk mengangkat minyak pada batuan pasir yang kurang terkonsolidasi, meski tergolong teknologi yang lama digunakan, teknologi ini memiliki permasalahan baru Ketika digunakan dilapangan baru, terutama masalah terkait kondisi geologi

dan reservoirnya. Masalah yang ditimbulkan adalah penumpukan pasir pada tubing, terutama pada sumur horizontal yang memiliki resiko besar penumpukan pasir pada bagian horizontalnya dan mengakibatkan kematian sumur. Pada paper ini dijelaskan tentang model transportasi fluida untuk mengoptimalkan produksi pada metode CHOPS dan pemilihan pompa digabungkan dengan model laju alir kritis untuk menghindarkan sumur dari penumpukan pasir.

Menurut Heriyadi, (2007) pada penelitian yang dilakukannya pada skala laboratorium memperlihatkan hasil penelitiannya yaitu pada gambar 2.4 diketahui bahwa semakin besar laju produksi maka semakin cepat waktu kedatangan air seperti pada laju produksi 15 cc/mnt didapatkan *time breakthrough* 200 menit sedangkan laju produksi 7,3 cc/mnt maka *time breakthrough* selama 412 menit dan apabila laju produksi tersebut diturunkan menjadi 1,3 cc/mnt diperoleh *time breakthrough* yang sangat lama yaitu selama 2100 menit. Apabila hal ini dihubungkan dengan laju produksi kritis maka dapat disimpulkan perolehan *recovery factor* dapat dioptimalkan dengan cara mengontrol laju produksi aktual dibawah laju kritis dengan konsekuensi yang ditanggung waktu produksi yang lama. Kesuksesan metode ini dalam meningkatkan *recovery factor* juga harus mempertimbangkan parameter seperti densitas minyak, viskositas dan permeabilitas.



**Gambar 2.4** *Water coning* pada sumur vertical dan horizontal (Heriyadi, 2007)

### 2.4.1 Laju Alir Kritis Produksi

Metode yang digunakan untuk menentukan laju alir kritis yaitu metode Giger – Karcher dan metode Pudji Permadi, kedua metode ini dibuat untuk menghitung laju kritis pada sumur horizontal.

### 2.4.2 Metode Giger - Karcher

Perhitungan laju alir kritis produksi metode Giger – Karcher dengan asumsi yang digunakan adalah sebagai berikut;

1. Ketebalan zona minyak diasumsikan sama kesegala arah
2. Permeabilitas homogen baik secara vertikal maupun horizontal
3. Viskositas minyak konstan dan tidak dipengaruhi oleh temperatur
4. Tidak mempertimbangkan jarak vertikal batas atas dan bawah reservoir terhadap titik sumur.

$$Q_c = 4.888 \times 10^{-4} \left[ \frac{k_h}{\mu_o B_o} \right] \left[ \frac{\Delta\rho h^2}{Y_e} \right] \left[ 1 - \frac{1}{6} \left[ \frac{h}{Y_e} \right] \right] L \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan:

- $q_c$  = laju produksi kritis, STB/hari  
 $k_h$  = permeabilitas efektif arah lateral, mD  
 $B_o$  = faktor volume formasi, bbl/STB  
 $H$  = tebal zona minyak, ft  
 $Y_e$  = panjang daerah pengurasan, ft  
 $L$  = panjang efektif sumur horizontal, ft  
 $\Delta\rho$  =  $\rho_w - \rho_o$  = perbedaan densitas, gr/cc  
 $M_o$  = viskositas minyak, cp

### 2.4.3 Metoda Pudji Permadi

Perhitungan laju alir kritis produksi metode Pudji Permadi apabila dilihat dari persamaan yang dipaparkan lebih kompleks jika dibandingkan dengan metode Giger – Karcher dan asumsi yang digunakan adalah sebagai berikut;

1. Ketebalan zona minyak diasumsikan sama kesegala arah .
2. Permeabilitas yang homogen baik secara vertikal maupun horizontal.
3. Viskositas minyak konstan dan tidak dipengaruhi oleh temperature.

4. WOC diasumsikan sama pada jarak vertikal reservoir.
5. Lebar dan Panjang daerah pengurasan reservoir merata kesegala arah hal ini disebabkan dari asumsi pertama dengan penyebaran permeabilitas efektif yang isotrofik.

$$q_c = \frac{0,00708 k_h h L \Delta\gamma_{w/o} d_{woc}}{\mu_o \beta_o \left[ X e^{-Y} e^{\sqrt{\frac{h'}{L}} + \beta h'} \left[ \ln \left( \frac{Y}{2r_w \sqrt{\frac{h'}{L}}} - \frac{1}{2} \right) \right] \right]} \dots\dots\dots (2)$$

Keterangan:

- $q_c$  = laju produksi kritis, STB/hari  
 $h$  = Tebal zona minyak, ft  
 $h'$  =  $1,5 h - d_1$   
 $d_1$  = Jarak vertikal terdekat dari sumbu sumur ke batas atas/bawah reservoir, ft  
 $d_{woc}$  = Jarak dari sumbu sumur ke WOC, ft  
 $L$  = Panjang efektif sumur horizontal, ft  
 $\beta_o$  = faktor volume formasi, bbl/STB  
 $\beta$  = Faktor anistropik =  $\sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$   
 $k_v$  = Permeabilitas vertikal, Md  
 $k_h$  = Permeabilitas horizontal, Md  
 $r_w$  = Jari-jari lubang sumur, ft  
 $X_e$  = Lebar daerah pengurasan, ft  
 $Y_e$  = Panjang daerah pengurasan, ft  
 $\Delta\gamma_{w/o}$  = Perbedaan gradien tekanan statik air dengan minyak, psi/ft  
 $\mu_o$  = Viskositas minyak, cp

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 METODE PENELITIAN

Adapun tahapan-tahapan metode penelitian yang dilakukan dalam penelitian ini adalah :

1. Studi pustaka

Studi pustaka dilakukan pada beberapa referensi mengenai parameter yang mendukung penelitian ini secara keilmuan sehingga dalam pembahasannya akan ditunjang dengan latar belakang serta teori yang kuat.

2. Kunjungan Lapangan

Kunjungan lapangan akan dilakukan ke *Service Company* PT. Pancuran Artha Sejahtera. Pada kunjungan lapangan ini akan dibahas mengenai data yang dibutuhkan untuk melakukan penelitian. Pada kegiatan ini peneliti melakukan diskusi dengan Teknisi, Mentor lapangan, serta dengan *Field Manager*.

3. Pengumpulan data

Pada pengumpulan data ini, dilakukan investigasi parameter apa saja yang dapat meningkatkan *Well Flow Rate*. Pada pengumpulan data ini juga dilakukan *sensitivity analysis* terhadap parameter yang diinginkan. Selain itu dilakukan juga pengumpulan data secara sistematis dengan memperhatikan parameter – parameter lainnya yang akan digunakan dalam simulasi *prosper*. Yang mana data tersebut didapat dari kegiatan kunjungan lapangan **Service Company PT. Pancuran Artha Sejahtera**, Data yang diperlukan yaitu data yang berupa data Produksi serta data Reservoir pada lapangan tersebut.

#### 3.2 METODE ANALISA DATA

##### 3.2.1 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan cara mendiskusikan dengan Mentor lapangan mengenai data yang akan diperoleh serta mengarahkan alur dari Tugas akhir peneliti.



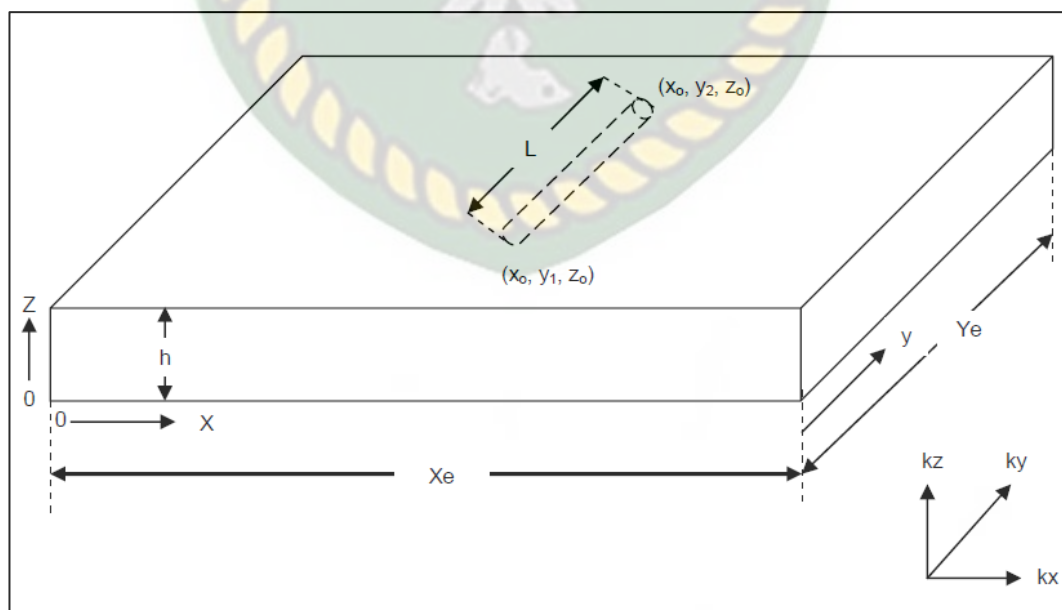
### 3.2.2 Evaluasi Data

Evaluasi hasil dari pengolahan data dalam penelitian ini dilakukan dengan cara memberikan profil hubungan antara laju alir produksi dan jumlah produksi yang di peroleh.

### 3.2.3 Metoda Giger-Karcher Dan Pudji Permadi

Dalam menentukan laju produksi kritis ( $q_c$ ) ada beberapa metoda yang dapat membantu dalam mencari titik kritis pada laju alir suatu fluida. Sumur horizontal dapat meningkatkan perolehan minyak dari reservoir bertenaga dorong air-bawah (*bottom-water drive*) karena kapasitas produksinya lebih besar dan dapat memperlambat terproduksinya air dibanding sumur vertikal dengan *drawdown* yang sama. Posisi sumur horizontal sebaiknya ditempatkan jauh di atas bidang WOC. Laju produksi kritis adalah laju produksi terbesar yang menyebabkan bidang WOC dapat bergerak ke atas melengkung agak datar tanpa membentuk kerucut (*coning*). Bila  $q_{oil} \leq q_c$  maka *recovery* minyak akan tinggi.

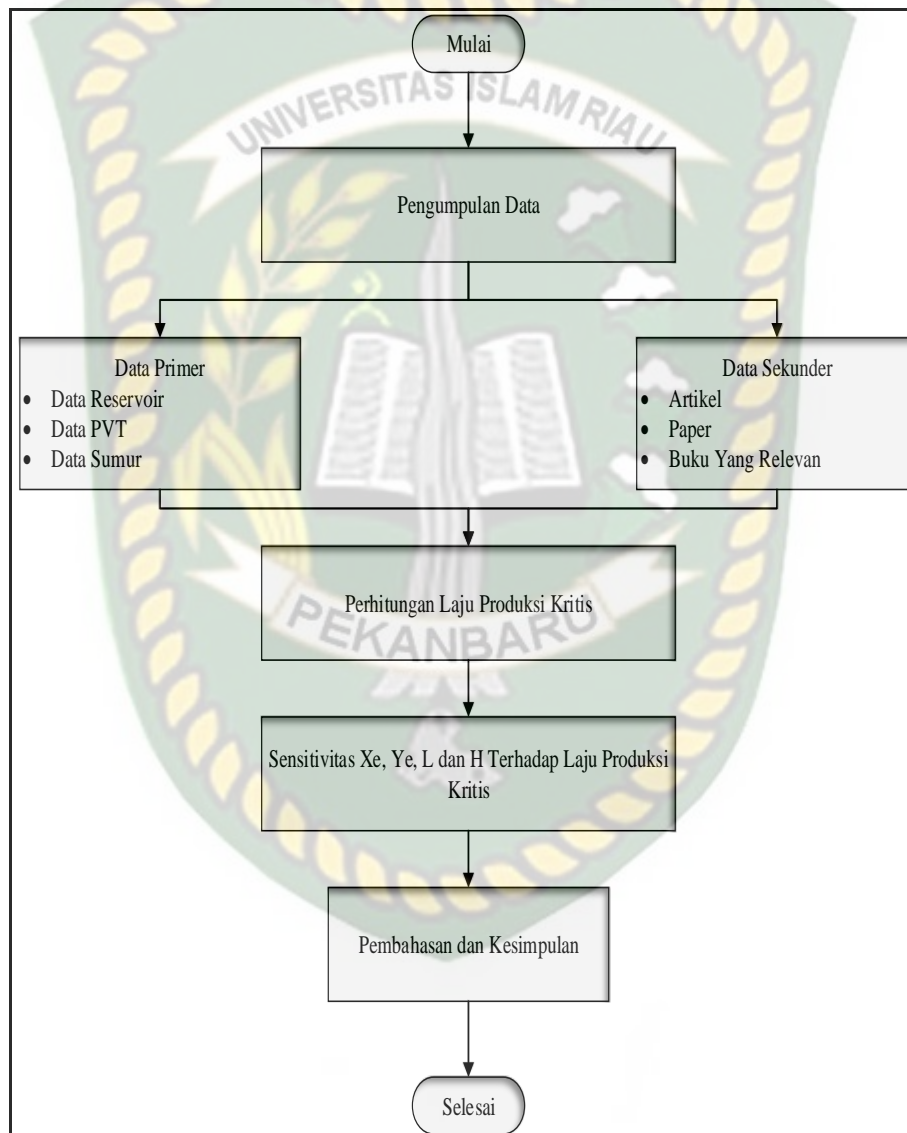
Metode perhitungan laju kritis produksi kedua metode yang digunakan dalam penelitian ini diilustrasikan pada gambar 3.1 yang mana asumsi yang mana laju produksi kritis sangat berpengaruh terhadap panjang horizontal sumur, lebar daerah pengurasan, panjang daerah pengurasan dan ketebalan reservoir (Pertamina, 2003).



Gambar 3.1 Skematik sumur horizontal (Pertamina, 2003)

### 3.2.4 FLOWCHART

Adapun tahapan penelitian ditampilkan dalam bentuk *flowchart* yaitu pada gambar 3.2 yang dimulai dari pengumpulan data primer dan sekunder kemudian dilakukan perhitungan laju produksi kritis, untuk melihat pengaruh perhitungan laju produksi kritis tersebut dilakukan sensitivitas beberapa parameter seperti lebar daerah pengurasan ( $X_e$ ), panjang daerah pengurasan ( $Y_e$ ), ketebalan zona reservoir ( $h$ ) dan panjang horizontal sumur ( $L$ ).



Gambar 3.2 *Flowchart* penelitian

### 3.2.5 TINJAUAN DATA SUMUR

Berdasarkan metode yang digunakan dalam penelitian ini maka data-data yang diperlukan menyesuaikan dengan data yang dibutuhkan agar metode ini

mendapatkan hasil yang sesuai. Adapun data yang diperlukan diantaranya data properti batuan, PVT dan data konfigurasi sumur.

**Tabel 3.1** *Rock Properties*

<i>Rock Properties</i>	<i>Value</i>
Porositas, fraksi	0,20
Permeabilitas Vertikal, md	100
Permeabilitas Horizontal, md	1000
S <sub>wc</sub> , fraksi	0,40
S <sub>or</sub> , fraksi	0,25
K <sub>ro</sub> , fraksi	0,80
K <sub>rw</sub> , fraksi	0,35
Kompresibilitas Batuan, Psi <sup>-1</sup>	1 e-10 <sup>-6</sup>

**Tabel 3.2** *Reservoir Condition*

<b>Parameter</b>	<i>Value</i>
Ketebalan Zona Minyak, ft	75
Tekanan Reservoir, Psi	2320
<i>Bubble Point Pressure</i> , Psi	1500
Viskositas Minyak, cp	1,10
Viskositas Air, cp	0,47
Faktor Volume Formasi Minyak, rb/stb	1,22
Faktor Volume Formasi Air, rb/stb	0,80
Panjang Daerah Pengurasan, ft	2640
Lebar Daerah Pengurasan, ft	1320

**Tabel 3.3** Sensitivitas Data

Parameter	Value
	1320
Lebar Daerah Pengurasan, ft	1000
	1460
	1860
Panjang Daerah Pengurasan, ft	2640
	1320
	2000
	4000
Panjang Horizontal Sumur, ft	1000
	500
	1500
	2000
Ketebalan Zona Minyak, ft	75
	40
	80
	100

### 3.3 TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN.

Penelitian ini dilakukan di *Service Company* PT Pancuran Artha Sejahtera. Dimana penelitian ini berlangsung selama 1 bulan pada Juli 2020. Adapun rencana kegiatan penelitian ini dapat dilihat pada tabel 3.1.

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)			
		Juli 2020			
		1	2	3	4
1	Studi Literatur				
2	Pengumpulan Data				
3	Pengolaan Data				
4	Hasil dan Pembahasan				

**Tabel3.4** Jadwal Penelitian

## BAB IV PEMBAHASAN

### 4.1 LAJU PRODUKSI KRITIS METODE PUDJI PERMADI

Untuk mengoptimalkan produksi salah satu teknik yang digunakan yaitu dengan menyeimbangkan *gradient* tekanan reservoir pada saat produksi berlangsung (Permadi, 1996). Kesetimbangan tekanan ini dapat diperoleh dengan mengetahui seberapa besar laju produksi kritis reservoir tersebut. Setelah diketahui laju kritisnya diharapkan *aquifer* yang ada dibagian bawah reservoir secara perlahan bergerak menuju titik sumur mendorong minyak kearah vertikal dan meminimalisir terbentuknya kerucut air.

Analisis perhitungan laju kritis metode Pudji Permadi diasumsikan model reservoir bersifat homogen, permeabilitas horizontal dan vertikal diasumsikan anistropik kesegala arah dengan tipe sumur horizontal dan *drive mechanism* berupa *water drive*. Untuk perhitungan metode ini dibutuhkan data reservoir seperti pada tabel 4.1.

**Tabel 4.1** Data Perhitungan Metode Pudji Permadi

Data Reservoir	Value
Permeabilitas Vertikal, md	100
Permeabilitas Horizontal, md	1000
Ketebalan Zona Minyak, ft	75
Viskositas Minyak, cp	1,10
Faktor Volume Formasi Minyak, rb/stb	1,22
Panjang Daerah Pengurasan, ft	2640
Lebar Daerah Pengurasan, ft	1320
Jarak dari sumbu sumur ke WOC, ft	35
Jari-jari lubang sumur, ft	0,5
Panjang Horizontal Sumur, ft	1000

Berdasarkan data reservoir pada tabel 4.1 dapat dihitung dengan persamaan 2 didapatkan laju produksi kritis sebesar 2976.1 STB/d.

#### 4.1.1 Sensitivitas Laju Produksi Kritis Metode Pudji Permadi

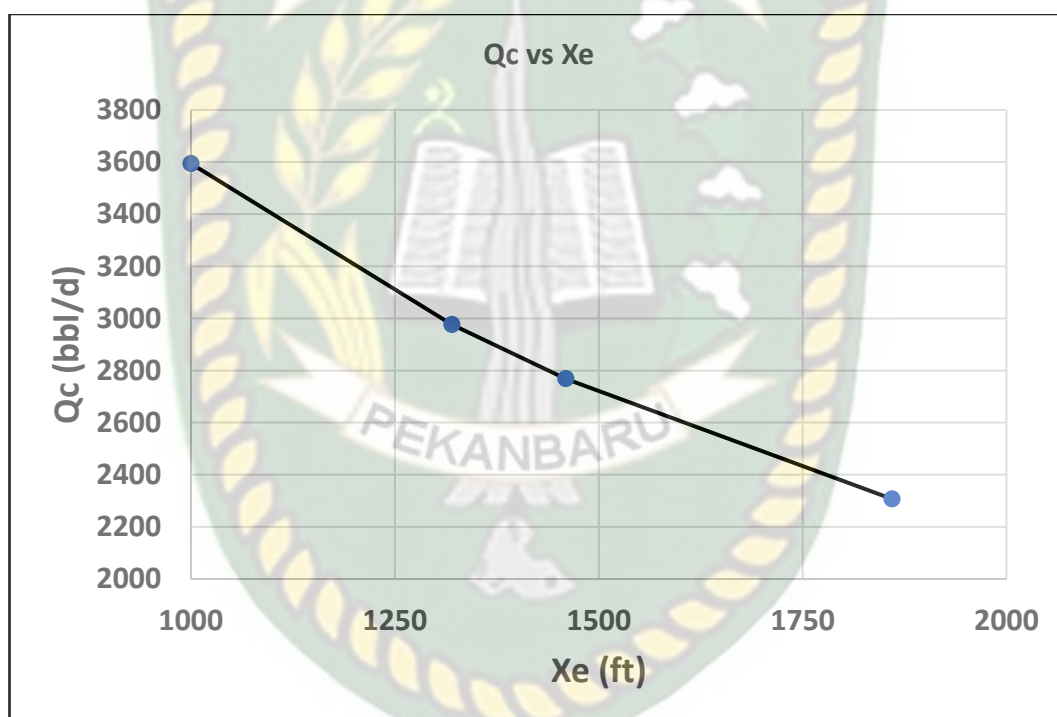
Pada perhitungan laju kritis dengan metode ini dilakukan beberapa kali perhitungan dengan sensitivitas parameter yang berbeda. Sensitivitas parameter yang diubah berupa lebar daerah pengurasan, Panjang daerah pengurasan, lebar daerah pengurasan, panjang horizontal sumur dan ketebalan zona minyak.

**Tabel 4.2** Sensitivitas Laju Produksi Kritis Pudji Permadi

Parameter	Nilai	Laju Kritis, STB/d
Lebar Daerah Pengurasan, ft	1000	3593,9
	<b>1320</b>	<b>2976,1</b>
	1460	2767,9
	1860	2306,8
Panjang Daerah Pengurasan, ft	1320	2690,3
	2000	2809,8
	<b>2640</b>	<b>2976,1</b>
	4000	3496,1
Panjang Horizontal Sumur, ft	500	1687
	<b>1000</b>	<b>2976,1</b>
	1500	4268,7
	2000	5562,5
Ketebalan Zona Minyak, ft	40	1778,5
	<b>75</b>	<b>2976,1</b>
	80	3211,7
	100	3600,5

Perhitungan dilakukan sebanyak 16 kali perhitungan, dimana untuk setiap parameter sensitivitas terdapat 4 nilai yang berbeda, sehingga dengan 4 parameter sensitivitas perlu dilakukan 16 kali perhitungan. Nilai yang bertanda merah merupakan nilai *basecase*.

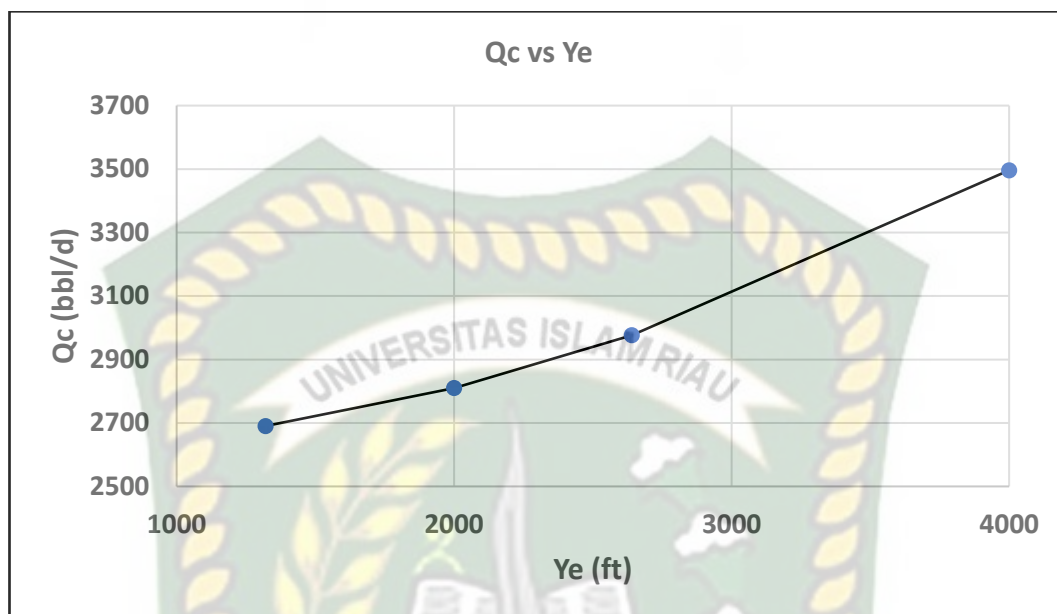
Dari gambar 4.1 menjelaskan tentang dampak dari luas daerah pengurasan terhadap laju alir kritis minyak. Pada luas pengurasan 1000 ft<sup>2</sup> didapatkan hasil laju alir kritis sebesar 3953,94 bbl/d sedangkan pada *base case* yang dihitung dengan luas permukaan sebesar 1320 ft<sup>2</sup> mendapatkan hasil 2976,07 bbl/d, kemudian pada hasil perhitungan pada luas 1460 ft<sup>2</sup> dan 1860 ft<sup>2</sup> didapatkan hasil 2676,89 bbl/d dan 2306.83 bbl/d. Dari hasil perhitungan tersebut dapat dijelaskan bahwa luas daerah pengurasan semakin luas akan semakin memperkecil nilai laju alir kritis karena semakin luas daerah pengurasan semakin dekat dengan sumber tenaga pendorong berupa *aquifer*, yang akan mempercepat terjadinya *water breakthrough*.



**Gambar 4.1** Hubungan  $Q_c$  terhadap lebar daerah pengurasan ( $X_e$ )

Berbeda dengan dampak luas pengurasan, pengaruh panjang daerah pengurasan sumur horizontal terhadap laju alir kritis memiliki dampak yang terbalik dikarenakan rumus perhitungan. Pada perhitungan dengan panjang daerah pengurasan 1320 ft didapatkan hasil 2690,29 bbl/d, dan pada panjang 2000 ft mendapatkan hasil 2809,76 bbl/d sedangkan pada *base case* dengan nilai  $Y_e$  2640ft didapatkan hasil 2976,07 bbl/d, pada panjang 4000 ft didapatkan hasil sebesar 3496,06 bbl/d. Dari data tersebut diperlihatkan pada gambar 4.2 maka

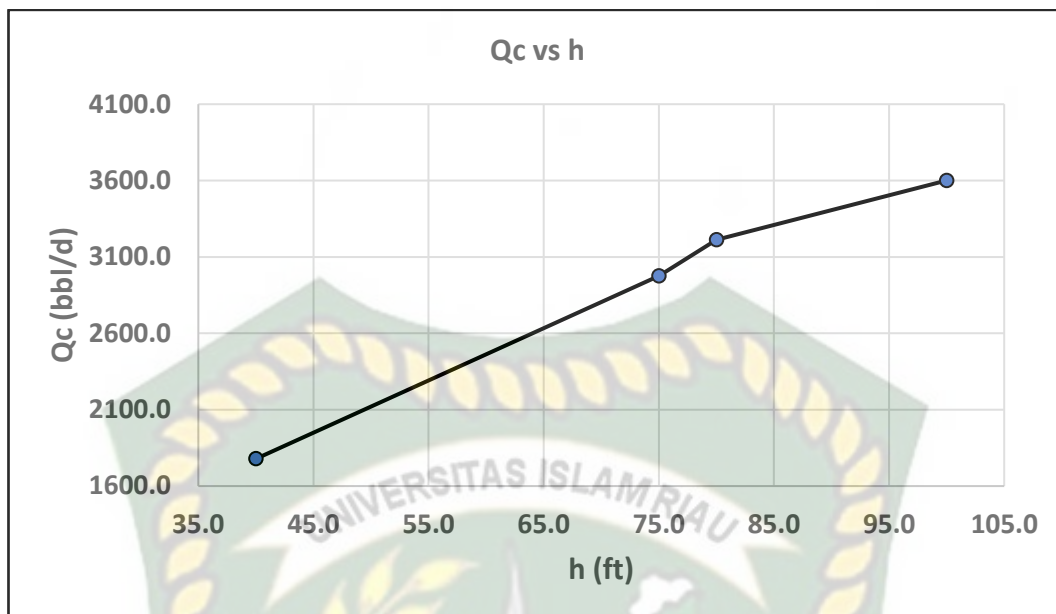
pengaruh nilai  $Y_e$  adalah semakin besar nilai  $Y_e$  maka akan besar juga nilai laju alir kritis pada sumur tersebut (Keuengoua & Amorin, 2011).



**Gambar 4.2** Hubungan  $Q_c$  terhadap panjang daerah pengurasan ( $Y_e$ )

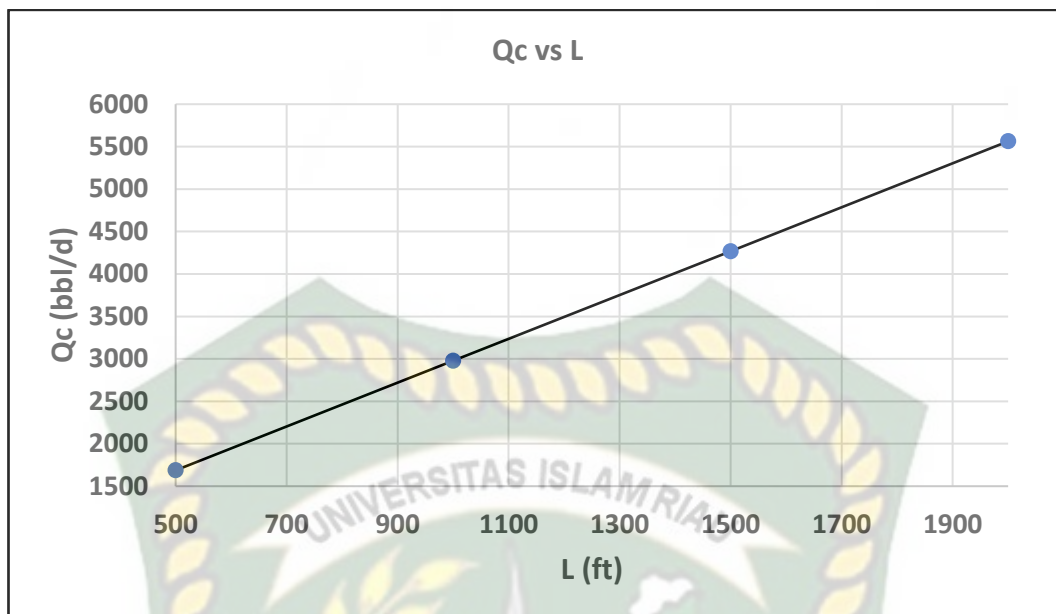
Pada perbandingan laju alir kritis yang di dapatkan dari laju alir kritis dengan menguji nilai ketebalan reservoir untuk mengetahui pengaruh ketebalan reservoir terhadap laju alir kritis mendapatkan hasil sebagai berikut. Pada perhitungan pada nilai ketebalan reservoir sebesar 40 ft didapatkan hasil laju alir kritis sebesar 3112,32 bbl/d sedangkan pada dengan nilai 75 ft sebagai nilai base case didapatkan nilai 2976,07 bbl/d, pada perbandingan nilai pertama nilai laju alir kritis mengalami penurunan, selanjutnya dilakukan perhitungan nilai pengujian ketiga dengan nilai ketebalan reservoir sebesar 80 ft, dan didapatkan hasil perhitungan sebesar 2810,27 bbl/d, pada perbandingan dari nilai ketebalan reservoir pertama hingga ketiga nilai laju alir kritis semakin mengalami penurunan. Perhitungan berlanjut pada nilai ketebalan reservoir sebesar 100ft dan nilai laju alir kritis yang didapatkan sebesar 2520,36 bbl/d. Secara keseluruhan perbandingan nilai laju alir kritis yang didapatkan dari hasil perhitungan terus mengalami penurunan.





**Gambar 4.3** Hubungan  $Q_c$  terhadap ketebalan reservoir ( $h$ )

Gambar 4.4 memperlihatkan hubungan laju produksi kritis terhadap panjang horizontal sumur. Hasil perhitungan *basecase* dengan panjang horizontal sumur sebesar 1000 ft maka didapatkan laju produksi sebesar 1687 STB/d, 500 ft sebesar 2976,1 STB/d, 1500 ft sebesar 4268,7 STB/d, 2000 ft sebesar 5562,5 STB/d. Terlihat dari hasil yang diperoleh setiap penambahan panjang horizontal sumur akan terjadi kenaikan laju produksi kritis. Adanya kenaikan ini sangat kaitannya dengan bertambahnya panjang daerah pengurasan sumur. Pada *water drive* reservoir aliran vertikal reservoir akan didesak oleh *aquifer* dibagian bawahnya, akibatnya apabila semakin panjang horizontal sumur maka akan terjadi kesetimbangan tekanan reservoir pada bidang WOC sehingga secara alamiah pergerakan *aquifer* menuju ketitik sumur akan secara perlahan dan membentuk bidang horizontal di daerah di bawah sumur produksi hal inilah yang menyebabkan kenaikan laju produksi kritis terhadap panjang daerah pengurasan (Sulaimon, Abdullah, & Vatsa, 2019).



**Gambar 4.4** Hubungan  $Q_c$  terhadap panjang horizontal sumur ( $L$ )

#### 4.2 LAJU PRODUKSI KRITIS METODE GIGER-KARCHER

Pada persamaan 1 perhitungan laju produksi kritis metode Giger - Karcher dibutuhkan data reservoir dan juga panjang horizontal sumur. Adapun data yang digunakan terlihat pada tabel 4.3 yang mana panjang horizontal sumur 1000 ft. Asumsi yang digunakan metode ini berbeda dengan metode Pudji Permadi. Metode Giger – Karcher mengabaikan lebar daerah pengurasan sumur, jarak vertikal sumur ke-WOC dan permeabilitas vertikal. Adapun kesamaan metode ini diasumsikan bertenaga pendorong *water drive* (Khalili, 2005).

**Tabel 4.3** Data Perhitungan Metode Pudji Permadi

Data Reservoir	Value
Permeabilitas Horizontal, md	1000
Ketebalan Zona Minyak, ft	75
Viskositas Minyak, cp	1,10
Perbedaan Densitas Minyak $\rho_w - \rho_o$ , gr/cc	0,142
Faktor Volume Formasi Minyak, rb/stb	1,22
Lebar Daerah Pengurasan, ft	1320
Panjang Horizontal Sumur, ft	1000

Dari data reservoir dan panjang horizontal sumur diperoleh laju produksi kritis sebesar 107,9 STB/d. Hasil yang diperoleh pada metode Giger – Karcher ini sangat jauh berbeda bila dibandingkan dengan metode Pudji Permadi, hal ini dikarenakan tidak memperhitungkan luas daerah pengurasan sumur.

#### 4.2.1 Sensitivitas Laju Produksi Kritis Metode Giger-Karcher

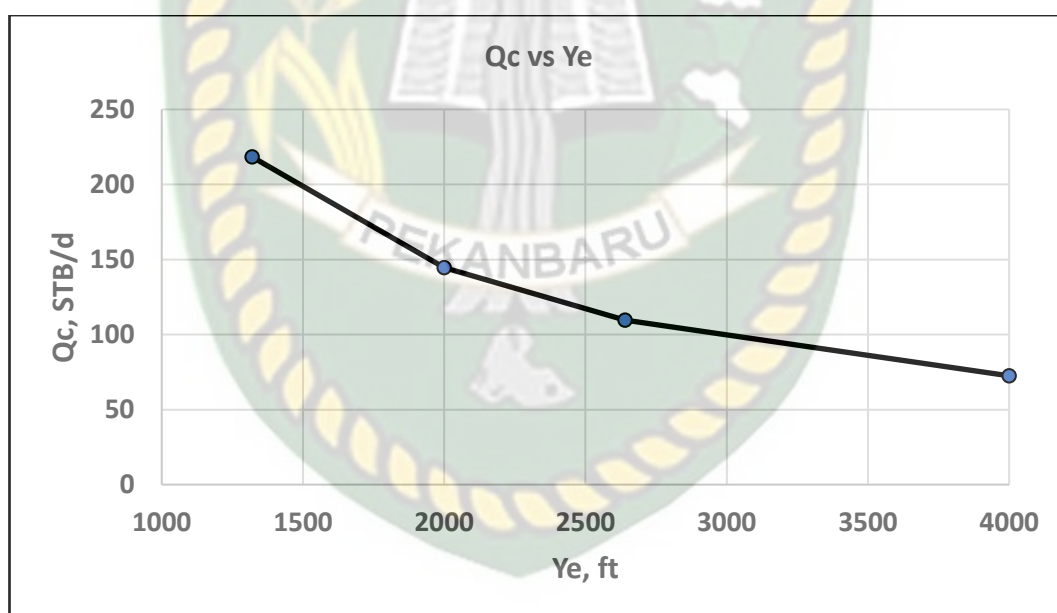
Analisis sensitivitas laju produksi kritis metode Giger – Karcher dilakukan dengan merubah beberapa parameter yaitu panjang daerah pengurasan, panjang horizontal sumur dan ketebalan zona minyak. Adapun sensitivitas ini bertujuan untuk mengetahui seberapa berpengaruh peningkatan ataupun penurunan laju produksi kritis reservoir tersebut. Adapun hasil perhitungan sensitivitas metode ini diperlihatkan pada tabel 4.4 dari tabel tersebut dapat diketahui pengaruh dari setiap perubahan parameter terhadap perubahan laju produksi kritis fluida reservoir.

**Tabel 4.4** Sensitivitas Laju Produksi Kritis Giger - Karcher

Parameter	Nilai	Laju Kritis, STB/d
Panjang Daerah Pengurasan, ft	1320	218,3
	2000	144,6
	2640	109,7
	4000	72,5
Panjang Horizontal Sumur, ft	500	54,8
	1000	109,7
	1500	164,5
	2000	219,4
Ketebalan Zona Minyak, ft	40	31,3
	75	109,7
	80	124,8
	100	194,7

Berdasarkan hasil analisis parameter laju produksi kritis yang diperlihatkan pada tabel 4.4 panjang daerah pengurasan, Panjang horizontal sumur dan ketebalan zona minyak sangat berpengaruh terhadap laju produksi kritis.

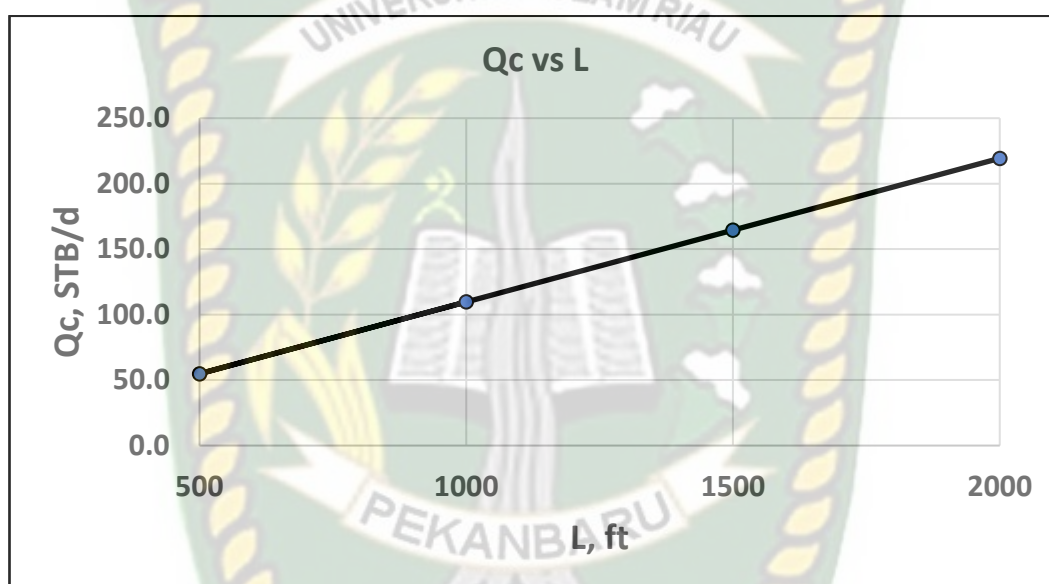
Secara visual dapat digambarkan hubungan antara  $Q_c$  dan panjang daerah pengurasan sumur ( $Y_e$ ) seperti pada gambar 4.5 apabila panjang daerah pengurasan sumur menurun yaitu 1320 ft maka diperoleh laju produksi kritis sebesar 218,3 STB/d, begitu pula dengan Panjang daerah pengurasan sumur 2000 ft maka diperoleh  $Q_c$  sebesar 144,6 STB/d dan Panjang daerah pengurasan sumur 4000 ft diperoleh  $Q_c$  77,5 STB/d. Penurunan  $Q_c$  terhadap bertambahnya panjang daerah pengurasan sumur ini disebabkan oleh bidang WOC yang bergerak keatas dan lebih cepat membentuk lengkungan kearah vertikal menuju sumur produksi sehingga lebih cepat membentuk kerucut air/ *water coning* (Okon & Appah, 2018). Berdasarkan persamaan Giger – Karcher dimana bertambahnya panjang daerah penguran sumur sedangkan ketebalan reservoir, perbedaan densitas minyak dan air diasumsikan konstan juga menyebabkan  $Q_c$  menurun  $\left[ \frac{\Delta\rho h^2}{Y_e} \right]$ .



**Gambar 4.5** Hubungan  $Q_c$  panjang daerah pengurasan ( $Y_e$ )

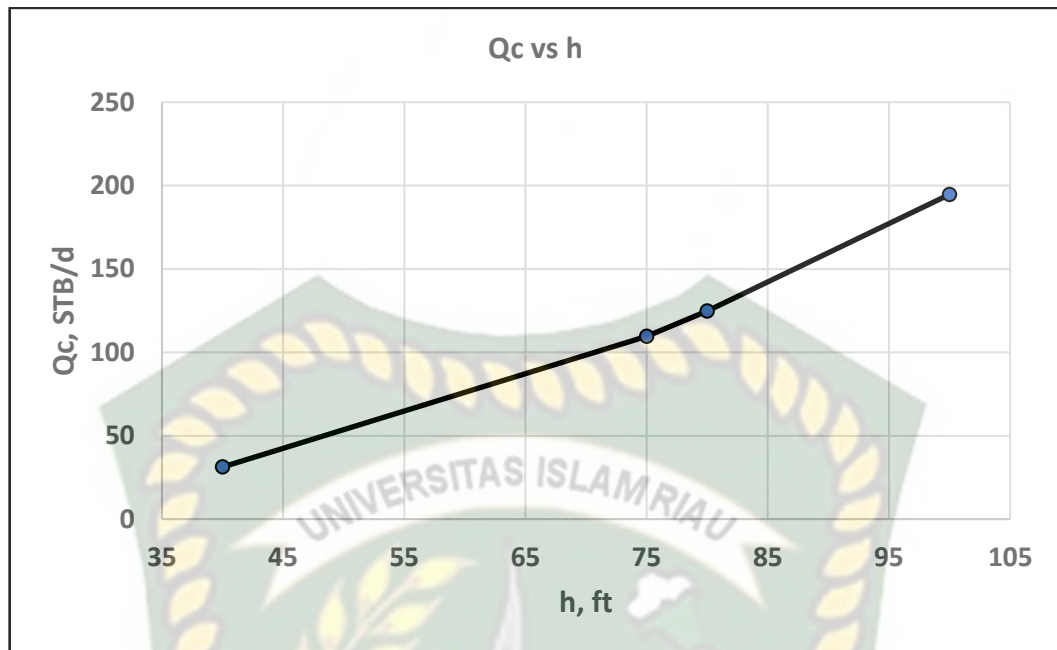
Selanjutnya pada gambar 4.6 menjelaskan tentang perbandingan laju alir kritis dengan panjang horizontal sumur, pada perhitungan kali ini dengan nilai *base case* 1000 ft dan didapatkan hasil sebesar 109,7 bbl/d. kemudian pada nilai perbandingan yang lebih rendah dari nilai *base case* yaitu 500 ft didapatkan hasil sebesar 54,8 bbl/d hasil yang didapat lebih rendah dari nilai *base case*.

Selanjutnya pada perhitungan dengan nilai panjang horizontal sumur di atas nilai *base case* yaitu sebesar 1500 ft dan 2000 ft, dari hasil perhitungan didapatkan nilai sebesar 164,5 bbl/d dan 219,4 bbl/d. Jika hasil perhitungan secara keseluruhan tersebut dibuat dalam bentuk grafik maka semakin besar nilai panjang horizontal sumur maka semakin besar juga nilai laju alir kritisnya. Hasil ini berbanding lurus dengan metode puji permadi, meskipun mendapatkan hasil laju alir kritis yang berbeda akan tetapi, secara grafik menunjukkan bahwa metode Giger - Karcher dan Pudji Permadi berbanding lurus pada perhitungan laju alir kritis dengan merubah nilai panjang horizontal sumur.



**Gambar 4.6** Hubungan  $Q_c$  panjang horizontal sumur (L)

Analisis sensitivitas ini diasumsikan ketebalan reservoir sebesar 40, 75, 80 dan 100 ft, panjang daerah pengurasan sumur 2640 ft dan panjang horizontal sumur 1000 ft. Ketebalan reservoir sangat berpengaruh terhadap laju kritis  $Q_c$  semakin tebal suatu lapisan reservoir maka semakin besar laju kritis yang diperoleh seperti yang diperlihatkan pada gambar 4.7 yang menghubungkan antara ketebalan reservoir (h) terhadap laju kritis ( $Q_c$ ). Pada ketebalan reservoir 40 ft diperoleh  $Q_c$  sebesar 31,3 STB/d sedangkan ketebalan reservoir 80 ft diperoleh  $Q_c$  124,8 STB/d dan 100 ft didapatkan  $Q_c$  sebesar 194,7 STB/d. Dilihat dari hasil yang diperoleh kenaikan laju kritis terhadap ketebalan reservoir terjadi secara linear yang disebabkan oleh bertambahnya jarak pada bidang WOC.



**Gambar 4.7** Hubungan  $Q_c$  ketebalan reservoir (h)

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 KESIMPULAN**

Berdasarkan pemaparan pembahasan laju produksi kritis menggunakan metode Pudji Permadi maka dapat disimpulkan sebagai berikut;

1. Laju produksi kritis dengan metode Pudji Permadi diperoleh 2976,1 STB/d sedangkan metode Giger – Karcher diperoleh 109,7 STB/d. Hasil yang diperoleh menunjukkan perbedaan yang sangat jauh antara kedua metode tersebut hal ini dikarenakan adanya perbedaan asumsi parameter yang digunakan. Metode Giger – Karcher tidak mempertimbangkan lebar daerah pengurasan dan mengabaikan permabilitas vertikal.
2. Hasil sensitivitas metode Pudji Permadi menunjukkan hubungan penurunan  $Q_c$  seiring bertambahnya lebar daerah pengurasan dan berbanding terbalik terhadap panjang daerah pengurasan akan terjadi kenaikan pada  $Q_c$ . Apabila dilihat dari pengaruh panjang horizontal sumur dan ketebalan reservoir maka akan terjadi kenaikan laju kritis  $Q_c$  terhadap bertambahnya panjang horizontal sumur dan juga ketebalan reservoir.

#### **5.2 SARAN**

Adapun saran untuk penelitian selanjutnya yang berdasarkan pada laju produksi kritis menggunakan metode Pudji Permadi. Penulis menyarankan untuk melakukan analisis efektifitas produksi terhadap keekonomisan suatu lapangan dengan menggunakan data produksi maksimum berdasarkan laju kritis reservoir tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdurachman, & Marhaendrajana, T. (2009). Studi Penempatan Sumur Horizontal Untuk Meningkatkan Produksi Dan Recovery. JTM Vol.XVI No.3, 161-164.
- Ahmed, T. (2006). Reservoir Engineering Handbook Third Edition. Jordan Hill: Elsevier Inc.
- Goodarzian, S., Ghalam, A., & Izadi, M. (2012). Analysis Of Parameters Affecting Critical Flow Rate In A Horizontal Well Case Study In Ahwaz Oil Field. Society Of Petroleum Engineers, 1-8.
- Guo, B., Gao, D., Ai, C., & Qu, J. (2012). Critical Oil Rate And Well Productivity In Cold Production From Heavy-Oil Reservoir. Florence,Italy: SPE.
- Herawati, I., Novrianti, & Suyandi, A. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H Dan #P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih). Journal Of Earth Energy Engineering, 1-14.
- Heriyadi. (2007). Efek Laju Produksi Terhadap Factor Perolehan Pada Horizontal Well Dengan Model Sumur Tunggal. Proceeding Simposium Nasional IATMI, 360-368.
- Huseynov, R., Babayev, J., Sadikoglu, K., Azizov, E., & Ismayilova, F. (2017). Water Breakthrough Effect On Well Productivity And Skin Factor Change. Society Of Petroleum Engineers, 1-11.
- Jenita, F., Komar, S., & Bochori. (2007). Analisis Of Critical Production Rate Using The Method In The Evaluation Chierici Water Coning Wells X Y Pt Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. Indralaya: Universitas Sriwijaya.
- Keuengoua, C., & Amarin, R. (2011). Well Spacing For Horizontal Wells. Maxwell Scientific Organization, 486-493.
- Khalili, A. (2005). A Review Of Critical Coning Rate Correlations And Identifying The Most Reliable Equation. New South Wales: University Of New South Wales.
- Li, Z. (2010). Interpreting Horizontal Well Flow Profiles And Optimizing Well Performance By Downhole Temperature And Pressure Data. Texas: Texas A&M University.
- Ling, K., & Shen, Z. (2012). Including The Effect Of Capillary Pressure To Estimate Critical Rate In Water Coning Well. Society Of Petroleum Engineers, 1-11.
- Menouar, H. K., & Hakim, A. A. (1995). Water Coning And Critical Rates In Vertical And Horizontal Wells. Society Of Petroleum Engineers,, 367-379.
- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. Journal Of Earth Energy Engineering, 1-8.



- Okon, A. N., & Appah, D. (2018). Water Coning Prediction: An Evaluation Of Horizontal Well Correlations. Sciencepg Science Publising Group, 21-28.
- Permadi , P., & Jayadi, T. (2010). An Improved Water Coning Calculation For Horizontal Wells. Society Of Petroleum Engineers, 1-12.
- Permadi, P. (1996). Fast Horizontal-Well Coning Evaluation Method. Society Or Petroleum Engineers Inc, 613-622.
- Pertamina. (2003). Penentuan Potensi Sumur. Teknik Reservoir, 7-16.
- Raharjo, A. D. (2017). Evaluasi Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi. Jurnal Teknologi Technoscientia, 106-110.
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer Pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. Jurnal Of Eart, Energy, Engineering, 22-36.
- Saputra, V., & Ariadji, T. ( 2009). Analisis Data Water Oil Ratio Untuk Memprediksi Nilai Permeabilitas Vertikal Terhadap Permeabilitas Horisontal. Simposium Nasional IATMI, 1-14.
- Sulaimon, A. A., Abdullah, N. B., & Vatsa, S. (2019). Analysis Of The Effect Of Critical Parameters On Coning In Horizontal Wells. Platform - A Journal Of Engineering, 65-77.
- Sulistiyawan, A. W. (2020). Analisis Water Coning Dan Solusinya Dengan Konsep Receding Time Pada Sumur Horizontal Di Lapangan “Beta”. Jakarta: Universitas Pertamina.
- Upchurch, E. R. (1986). Expanding The Range For Predicting Critical Flow Rates Of Gas Wells Producing From Normally Pressured Waterdrive Reservoirs. SPE Production Engineering, 322-326.
- Yang, R., Zhang, J., & Yang, L. (2015). A New Model For Predicting Productivity Index Pending Water Breakthrough In Oil Field. Abu Dhabi: SPE.
- Zhang, Q., Li, X., Song, Z., Yan, B., Yin, B., & Li, Q. (2011). A Prediction Of Water Breakthrough Time In Low-Perm Gas Reservoirs With Bottom Water. Jakarta, Indonesia: SPE.