

**SIMULASI *FLUID INFLUX* PADA *LATERAL SECTION* DI  
*HORIZONTAL WELL* DAN *MULTI-LAYER* DENGAN  
*AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE*  
MENGUNAKAN KOMERSIAL SOFTWARE**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**ARIF SETIAWAN**

**NPM 173210871**



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

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :  
Nama : Arif Setiawan  
NPM : 173210871  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Skripsi : Simulasi *Fluid Influx* Pada *Lateral Section* Di *Horizontal Well* dan *Multi-layer* Dengan *Autonomous Inflow Control Device* Menggunakan *Komersial Software*.

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 : Hj. Fitrianti, S.T., M.T. (  )

Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T. (  )

Penguji II : Muhammad Ariyon, S.T.,M.T. (  )

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 2 November 2020

### Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

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

**DOSEN PEMBIMBING**

  
Hj. Firianti, S.T.,M.T.

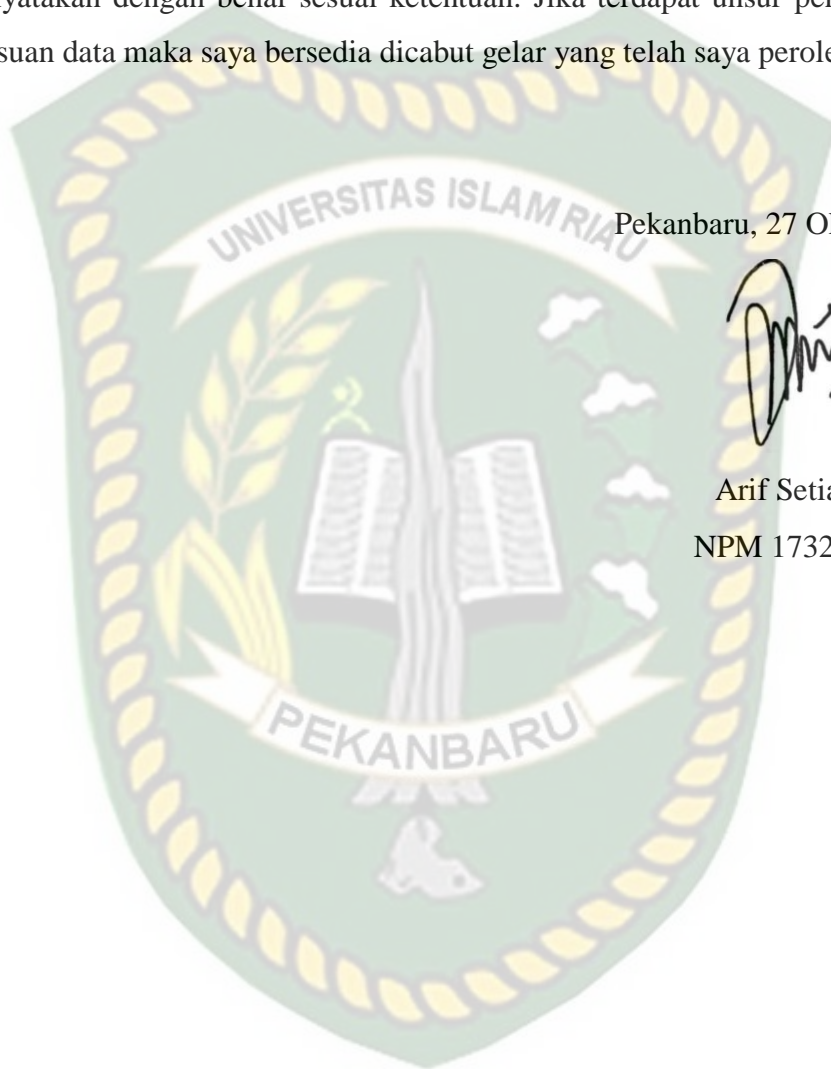
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam 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 Oktober 2020



Arif Setiawan  
NPM 173210871



## KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirabbil'alamin. 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. Ibu Hj. Fitrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 1 yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Bapak H. Dike F. Putra, S.T, M.Sc. MBA selaku pembimbing lapangan yang telah membantu, memberikan masukan selama penyusun tugas akhir ini.
3. Orang tua bapak Yordiman dan Ibu Arnis, serta adik saya Dwi Kurniawan dan Nabilatul Fitrah atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
4. Utari Larasati yang telah memberi dukungan moral dan membantu dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
5. Lazurdhy Vozika futur dan 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, 27 Oktober 2020



Arif Setiawan



## DAFTAR ISI

COVER	
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
Keywords: Inflow control devices (ICD), Autonomous Inflow Control Device (AICD).....	xi
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat penelitian.....	2
1.4 Batasan masalah.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKAN.....</b>	<b>3</b>
2.1 <i>Smart Completion</i> .....	3
2.2 Mekanisme <i>Smart Completion</i> .....	4
3.2.1 ICD ( <i>Inflow Control Device</i> ).....	4
2.3 <i>State of the Art</i> .....	9
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....</b>	<b>11</b>
3.1 Metode penelitian.....	11
3.2 Pemodelan simulasi.....	11
3.2.1 Data Karakteristik Batuan <i>Reservoir</i> .....	11
3.2.2 Data Aquifer Properties.....	12
3.2.3 <i>Gridding</i> .....	13
3.2.4 Data Karakteristik Fluida <i>Reservoir</i> .....	13
3.3 Jadwal penelitian.....	15

<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>16</b>
4.1 Pemilihan Sumur Dengan AICD .....	16
4.2 Simulation Model Skenario .....	16
4.2.1 Parameter Laju Alir Fluida Terhadap <i>Pressure</i> .....	16
4.2.2 Skenario Terbaik.....	19
4.2.3 Skenario sumur <i>horizontal</i> .....	19
4.2.4 Skenario sumur <i>horizontal multi-layer</i> .....	21
4.3 Efek dari AICD terhadap oil saturation .....	22
4.4 Relasi Q dengan Jarak <i>Heel</i> ke <i>Toe</i> .....	24
4.5 Hasil simulasi dari setiap skenario.....	28
<b>BAB V KESIMPULAN DAN REKOMENDASI .....</b>	<b>29</b>
5.1 Kesimpulan .....	29
5.2 Saran .....	29
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Aliran Minyak pada AICD .....	6
Gambar 2. 2 Aliran Air pada AICD.....	6
Gambar 2. 3 <i>Nozzle (Orifice) Type</i> ICD.....	7
Gambar 2. 4 <i>Helical Channel type</i> ICD .....	8
Gambar 2. 5 <i>Heel toe effect</i> .....	9
Gambar 2. 6 <i>After using</i> ICD .....	9
Gambar 3. 1 Model <i>Reservoir</i> Pada Lapangan X.....	13
Gambar 3. 2 <i>Flowchart</i> .....	14
Gambar 4. 1 Q= 3000 .....	17
Gambar 4. 2 Q=5000 .....	17
Gambar 4. 3 Q= 7000 .....	18
Gambar 4. 4 Q= 10000 .....	18
Gambar 4. 5 Q= 15000 .....	19
Gambar 4. 6 Skenario Terbaik .....	19
Gambar 4. 7 <i>Oil production Cumulative</i> .....	20
Gambar 4. 8 <i>Water production Cumulative</i> .....	20
Gambar 4. 9 Sumur <i>Horizontal Multi-layer</i> .....	21
Gambar 4. 10 <i>Oil production Cumulative Multi-layer</i> .....	22
Gambar 4. 11 <i>Water production Cumulative Multi-layer</i> .....	22
Gambar 4. 12 Saturasi minyak 1 Januari 2020.....	23
Gambar 4. 13 Saturasi minyak 1 Januari 2040.....	23
Gambar 4. 14 <i>Sweeping Oil</i> .....	24
Gambar 4. 15 Relasi Q = 5000 bbl/d dengan Jarak Heel ke Toe.....	24
Gambar 4. 16 Relasi Q = 7000 bbl/d dengan Jarak Heel ke Toe.....	25
Gambar 4. 17 Relasi Q = 10000 bbl/d dengan Jarak Heel ke Toe.....	25
Gambar 4. 18 Relasi Q = 15000 bbl/d dengan Jarak Heel ke Toe.....	26
Gambar 4. 19 Relasi Q = 5000 bbl/d dengan Jarak <i>Heel</i> ke <i>Toe</i> .....	26
Gambar 4. 20 Relasi Q = 7000 bbl/d dengan Jarak <i>Heel</i> ke <i>Toe</i> .....	27
Gambar 4. 21 Relasi Q = 10000 bbl/d dengan Jarak <i>Heel</i> ke <i>Toe</i> .....	27
Gambar 4. 22 Relasi Q = 15000 bbl/d dengan Jarak <i>Heel</i> ke <i>Toe</i> .....	28

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1</b> Data karakteristik batuan <i>reservoir</i> .....	12
<b>Tabel 3. 2</b> Data Karakteristik <i>Aquifer</i> .....	12
<b>Tabel 3. 3</b> Data Karakteristik Fluida <i>Reservoir</i> .....	13
<b>Tabel 3. 4</b> Jadwal Penelitian.....	15
<b>Tabel 4. 1</b> Hasil Akhir Penelitian .....	28





## DAFTAR SINGKATAN

AICD	<i>Autonomous Inflow Control Device</i>
AICV	<i>Autonomous Inflow Control Valve</i>
ICD	<i>Inflow Control Device</i>
ICV	<i>Interval Control Valve</i>
PVT	<i>Pressure, Volume, Temperature</i>



**SIMULASI FLUID INFLUX PADA LATERAL SECTION DI HORIZONTAL  
WELL DAN MULTI-LAYER DENGAN AUTONOMOUS INFLOW  
CONTROL DEVICE MENGGUNAKAN KOMERSIAL SOFTWARE**

**ARIF SETIAWAN**

**NPM 173210871**

**ABSTRAK**

*Inflow control devices (ICD) adalah komponen pasif dari well completion yang digunakan untuk mengoptimalkan produksi dengan membuat aliran masuk ke seluruh bagian sumur horizontal dan ICD ini di atur diatas permukaan lalu diaplikasikan ke wellbore tidak dapat diubah kembali. Dengan mengidentifikasi zona berbagai konfigurasi ICD completion dirancang untuk mengontrol zona breakthrough yang kemudian disimulasikan. Hasil simulasi dari berbagai konfigurasi ICD dibandingkan untuk menentukan desain yang optimal. Dimana, tujuan desain adalah untuk mengoptimalkan oil inflow, oil rate, dan recovery guna mengurangi produksi gas dan air. ICD completion di pasang untuk meminimalisir early waterbreakthrough yang oleh Heel toe effect dan perbedaan antara area aliran annulus dan tubing di reservoir yang homogeny. Autonomous Inflow Control Device (AICD) adalah suatu alat yang berfungsi untuk membatasi aliran dari fluida yang tidak diinginkan (Air atau Gas). AICD dikembangkan khusus untuk mencegah masalah yang sering terjadi pada sumur horizontal. AICD adalah generasi terbaru dari ICD yang tidak hanya difungsikan sebagai alat yang pasif. Pada sumur horizontal, permasalahan yang sering terjadi adalah Early Water Breakthrough. Untuk mengatasi early waterbreakthrough tersebut maka peneliti mengatasinya dengan memasang AICD. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan optimasi fluid influx menggunakan AICD telah berhasil dilakukan. Dimana oil production cumulative pada sumur horizontal conventional sebesar 14662174.27 bbl sedangkan yang menggunakan AICD memiliki hasil oil production cumulative sebesar 15259994.04 bbl dan water production cumulative pada sumur horizontal conventional sebesar 172647123.4 bbl sedangkan menggunakan AICD water production cumulative nya sebesar 166385277.3 bbl. Pada sumur horizontal multi-layer conventional didapatkan hasil sebesar 17612663.09 bbl sedangkan sumur multi-layer yang menggunakan AICD memiliki hasil sebesar 18067630.24 bbl. Kemudian water production cumulative pada sumur conventional horizontal multi-layer completion sebesar 115427207.1 bbl sedangkan sumur yang menggunakan AICD sebesar 95819081.15 bbl.*

**Kata kunci:** *Inflow control devices (ICD), Autonomous Inflow Control Device (AICD)*

# SIMULATION OF FLUID INFLUX ON LATERAL SECTION IN HORIZONTAL WELL AND MULTI-LAYER WITH AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE USING COMMERCIAL SOFTWARE

ARIF SETIAWAN

NPM 173210871

## ABSTRACT

*Inflow control devices* (ICD) is a passive component of well completion which is used to optimize production by making the inflow to all parts of the horizontal well and this ICD is adjusted above the surface and then applied to the wellbore cannot be rearranged. By identifying zones, various configurations of ICD completion are designed to control the breakthrough zone which is then simulated. The simulation results of various ICD configurations are compared to determine the optimal design. Where, the design goal is to optimize oil inflow, oil rate, and recovery in order to reduce gas and water production. ICD completion was installed to minimize annular flow caused by the Heel toe effect and the difference between annular and tubing flow areas in a homogeneous reservoir. Autonomous Inflow Control Device (AICD) is a tool that functions to limit the flow of unwanted fluids (Water or Gas). AICD was developed specifically to prevent problems that often occur in horizontal wells. AICD is the latest generation of ICD which is not only functioned as a passive device. AICD does not have Simple, Reliable and Cost Effective results. This research is interested in increasing oil production and overcoming the water breakthrough. Based on research that has been carried out, fluid influx optimization using AICD has been successfully carried out. Where the cumulative oil production in conventional horizontal wells is 14662174.27 bbl, while those using AICD have cumulative oil production results of 15259994.04 bbl and water production cumulative in conventional horizontal wells is 172647123.4 bbl while using AICD water production cumulative is 166385277.3 bbl. In conventional multi-layer horizontal wells, the yield was 17612663.09 bbl while multi-layer wells using AICD had yields of 18067630.24 bbl. Then the cumulative water production in the conventional horizontal multi-layer completion well is 115427207.1 bbl, while the well using AICD is 95819081.15 bbl.

**Keywords:** Inflow control devices (ICD), Autonomous Inflow Control Device (AICD)



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Berbagai lapangan di seluruh dunia memproduksi cadangan dibawah potensinya. *Reservoir* yang tipis diabaikan karena teknologi yang dibutuhkan untuk eksploitasi yang menguntungkan sulit diterapkan, karena mahal atau tidak terbukti efektif untuk meningkatkan produksinya. Hal ini dapat diatasi oleh *Autonomous Inflow Control Device* (AICD) dan Pada horizontal well terdapat problem yang disebabkan oleh *Heel-toe effect*, Dimana besarnya *pressure drawdown* di *heel* dibandingkan *toe* dapat mengakibatkan *early water breakthrough*.

*Smart Completion* (juga dikenal sebagai *smart well*) adalah sebuah sumur yang dilengkapi dengan peralatan khusus yang mengontrol karakter lubang sumur, mengumpulkan, mentransmisikan dan menganalisis sumur dan produksi *reservoir* data, maka memungkinkan tindakan untuk partisi sumur, bagian segel sumur bor, dan mengatur aliran. Dapat dilakukan dalam upaya untuk meningkatkan produktivitas sumur, dan secara otomatis atau manual (operator diaktifkan).

*Autonomous Inflow Control Device* (AICD) adalah suatu alat yang berfungsi untuk membatasi aliran dari fluida yang tidak diinginkan (Air atau Gas). AICD dikembangkan khusus untuk mencegah masalah yang sering terjadi pada sumur *horizontal* dan dapat memaksimalkan produksi karena dapat mengatur aliran fluida yang tidak diinginkan. AICD dapat membedakan antara viskositas minyak dan air dimana ketika viskositas minyak yang tinggi akan terproduksi menggunakan AICD sedangkan ketika air yang memiliki viskositas rendah masuk akan membuat aliran centrifugal didalam AICD sehingga produksi lebih maksimal.

Pada penelitian ini melihat produksi minyak dan air dengan menggunakan parameter laju alir (Q) terhadap *pressure* (P), dan melakukan pengujian dari berbagai macam scenario antara sumur *horizontal* dan sumur *horizontal multi-layer*. Penelitian ini melihat hubungan antara laju alir (Q) dengan *pressure*. Penelitian ini juga melihat efek AICD terhadap *Oil saturation* bahwa pada tanggal 1 januari 2020 sampai tanggal 1 januari 2040 terlihat efek dari AICD pada *oil*



*saturation* dimana efek penyapuannya lebih baik pada sumur *horizontal multi-layer* karena dapat memaksimalkan *oil* pada tiap *layer* nya.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Membandingkan *oil production cumulative* pada sumur *horizontal* dan sumur *horizontal multi-layer*.
2. Membandingkan *water production cumulative* pada sumur *horizontal* dan sumur *horizontal multi-layer*.

## 1.3 Manfaat penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah

1. Dapat mengetahui metode yang efektif, dan mudah untuk diaplikasikan dilapangan yang memiliki *reservoir* yang tipis ataupun masalah yang disebabkan oleh *heel-toe effect* yang dapat mengakibatkan *early water breakthrough*.
2. Peneliti berharap penelitian ini dapat dijadikan sebagai acuan dan landasan untuk penelitian selanjutnya.

## 1.4 Batasan masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka didalam penelitian ini dibatasi dengan beberapa hal:

1. Tidak membahas tentang keekonomian.
2. Penelitian ini hanya menggunakan *completion* dengan menerapkan AICD.
3. Penelitian ini menggunakan sumur *horizontal* dan sumur *horizontal multi-layer*.
4. Penelitian ini hanya menggunakan komersial *software* yang memiliki keterbatasan dalam mengeksekusi AICD atau *Smart completion*

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKAN

#### 2.1 *Smart Completion*

*Smart completion* memiliki kemampuan meningkatkan laju produksi dan menurunkan produksi air pada sumur. Kemampuan untuk mengontrol aliran dari beberapa zona produksi berasal dari *Downhole inflow control device*. (Ramakrishnan, 2007),(Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh, & Bakhteyar, 2007),(Emerick & Portella, 2007),(Xiao et al., 2013)(Ranjith et al., 2017).

Manfaat dari *Smart completion technology* yang ditampilkan dalam aplikasi praktis terutama untuk *multiple-layer*. Selama pengoperasian menggunakan *Smart completion*, salah satu pendekatan yang mungkin adalah untuk bereaksi bila terjadi masalah, misalnya, terjadi *choke* pada zona produksi dengan *water cut* yang tinggi.

Dalam makalah ini kami telah menunjukkan prosedur optimasi yang diterapkan pada lapangan yang berlokasi di Meksiko, yaitu sumur dengan kemampuan untuk mengendalikan beberapa zona produksi. Prosedur optimasi diterapkan dalam dua lapangan lepas pantai yang berada di Brasil untuk mengukur manfaat dari *Smart completion* lebih ke skenario *conventional completion*. Hasil penelitian menunjukkan peningkatan yang signifikan dalam prediksi produksi minyak kumulatif.

Sumur harus memiliki karakteristik tertentu supaya dikatakan *Smart completion* (Naldrett & Ross, 2006):

1. Mengontrol aliran dari satu *interval* atau lebih
2. Mampu mengumpulkan informasi produksi
3. Data produksi yang diperoleh membuat *Smart completion* dapat memberikan tindakan yang secara signifikan dapat meningkatkan produksi lapangan.

Ada tiga elemen untuk melakukan control: *process output*, *controlled variable* dan *manipulated variable*. *Process output* adalah parameter yang dipilih untuk menggambarkan keadaan suatu sistem dan dimonitor secara terus menerus oleh sensor. *controlled variable* adalah parameter yang mengontrol *process output*

seperti (*zonal pressure, flow, watercut, dll*) dan *manipulated variable* adalah sistem parameter yang mengontrol proses (*valve position*) (Mathieson, Giuliani, Ajayi, & Smithson, 2006)

## 2.2 Mekanisme *Smart Completion*

Suatu sumur dapat dikatakan *Smart Completion* apabila memiliki komponen ICD pada *wellbore* nya. Karakteristik formasi yang diinstal *smart completion*: geometri *reservoir* kompleks dan heterogenitas, *Pressure regime* yang berbeda diamati di berbagai bagian *reservoir* dan *heel-toe effect*. (Ebadi, Davies, Reynolds, & Corbett, 2005).

Inovasi terbaru lainnya untuk *valve* ini adalah *Autonomous Interval Control Devices* (AICD) Teknologi ini menawarkan kemampuan untuk membagi sumur di zona yang berbeda, sehingga meningkatkan stabilitas aliran fluida dan kontrol *downhole* produksi. Isolasi *anulus* dapat dicapai dengan menggunakan *packer* yang dipasang di *anulus* antara permukaan batuan dan pipa dengan mengekstraksi komponen *packer* yang ada dalam AICD. Selain isolasi *annular*, *packer* membantu mencegah interaksi cairan *reservoir* dengan *casing* produksi karena masalah korosi dan kemungkinan meledak (Olowoleru, Muradov, Al-khelaiwi, & Davies, 2009)(Aggrey & Davies, 2008).

### 3.2.1 ICD (*Inflow Control Device*)

*Inflow control devices* (ICD) adalah komponen pasif dari *well completion* yang digunakan untuk mengoptimalkan produksi dengan membuat aliran masuk ke seluruh bagian sumur *horizontal*. ICD juga digunakan untuk meningkatkan kinerja sumur *horizontal* pada area yang memiliki permeabilitas yang tidak seragam (Al-Khelaiwi & Davies, 2008; Araujo, Bolliger, Pettan, Erlandsen, & Leitão, 2017; Hembling, Berberian, Al-Mumen, Simonian, & Salerno, 2010; Todman, Wood, & Jackson, 2017).

Dengan mengidentifikasi zona berbagai konfigurasi ICD *completion* dirancang untuk mengontrol zona *breakthrough* yang kemudian disimulasikan. Hasil simulasi dari berbagai konfigurasi ICD dibandingkan untuk menentukan desain yang optimal. Dimana, tujuan desain adalah untuk mengoptimalkan *oil inflow, oil rate, dan recovery* guna mengurangi produksi gas dan air (Ouyang, 2010;



Wu, Turpin, MacDonald, & Kavanagh, 2011). Selain itu ICD juga sangat baik digunakan untuk sumur tua, karena dapat memperpanjang umur sumur tersebut (Al-Kadem, Al Muhaish, Lee, & Least, 2015).

Pengendalian aliran fluida *reservoir* sangat penting agar dapat memperoleh *recovery* yang maksimal. ICD mencoba menyeimbangkan *differential pressure* disisi lain kompleksi agar memperlambat masuknya fluida yang tidak dibutuhkan. Hal ini membuat fluida yg diproduksi berupa *clean hydrocarbon* (tanpa air) dalam periode yg lebih lama. ICD digunakan pada sumur *horizontal* agar mengurangi efek dari kehilangan *fractional pressure* yang dapat menyebabkan permasalahan produksi seperti *coning* pada *heel* karena meningkatnya *drawdown* dibandingkan pada *toe*. ICD mempunyai *orifice* yang memiliki lubang yang dapat diatur ukurannya dan dibuang ke perangkat agar terjadi kontak antara fluida satu dengan lainnya (Kumar, Sharma, & Gupta, 2016)

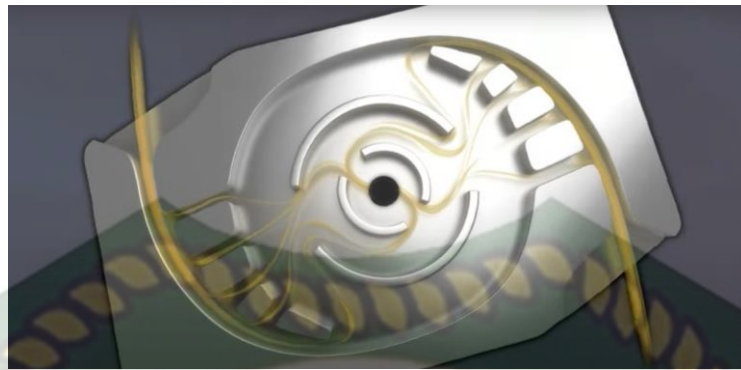
Turunnya *Frictional pressure* diharapkan terjadi pada sumur *horizontal* dan peralatan *completion* seperti *valve*. Pada sumur *horizontal* konvensional, gesekan pada *wellbore* membuat ketidakseragaman aliran disepanjang *wellbore*, membuat gas dan *water coning* biasanya berada di *heel section* dari kompleksi sumur tersebut. ICD mengurangi *drawdown pressure* pada *heel section* dan menyeimbangkan aliran disepanjang *wellbore* (Wu et al., 2011). ICD merubah *flow regime* dari aliran *radial Darcy* di dalam *reservoir* ke aliran *pressure drop* yang membatasi ICD. (Aadnoy & Hareland, 2009).

ICD *completion* di instal untuk meminimalisir aliran *Annular* yang disebabkan oleh *Heel toe effect* dan perbedaan antara area aliran *annulus* dan *tubing* di *reservoir* yang *homogeny*. (Al-khelaiwi, Muradov, Davies, & Olowoleru, 2009).

#### **2.2.2.1 Autonomous Inflow Control Device (AICD)**

*Autonomous inflow control device* dikembangkan secara spesifik untuk mengatasi masalah pada *horizontal completion*. AICD merupakan model terbaru dari ICD yang tidak hanya sebagai komponen pasif tetapi juga secara spesifik memiliki kemampuan untuk mengurangi produksi dari fluida yang tidak diinginkan. AICD memiliki kemampuan untuk memisahkan fluida berdasarkan viskositasnya dan mengidentifikasi fluida yang masuk kedalam AICD tersebut.





**Gambar 2. 1** Aliran Minyak pada AICD



**Gambar 2. 2** Aliran Air pada AICD

Pada gambar 2.1 menjelaskan pola aliran minyak pada AICD sedangkan pada gambar 2.2 menjelaskan pola aliran air pada AICD, dimana dapat dilihat pada gambar tersebut bahwa perbedaan viskositas antara minyak dan air akan menyebabkan perbedaan pola alir. Ketika viskositasnya besar aliran akan mengikuti pola aliran minyak sedangkan ketika viskositasnya rendah akan mengikuti pola aliran air (*Centrifugal*). Hal ini membuktikan bahwa AICD dapat meningkatkan produksi minyak dan mengurangi produksi air (Giden, Nirtl, Maier, & Ismail, 2019).

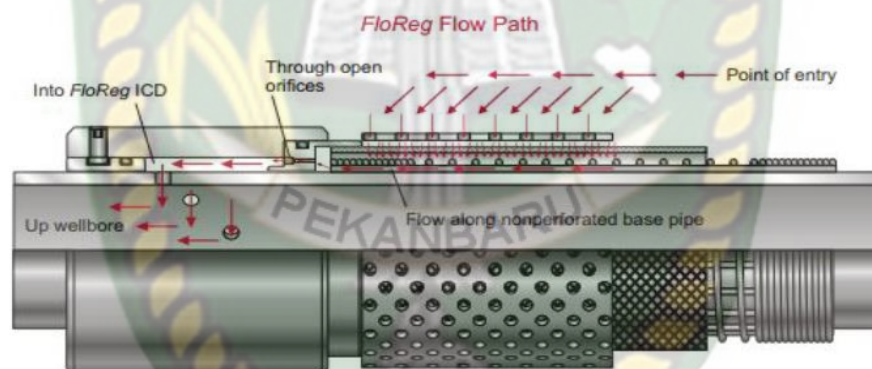
#### **2.2.2.2 Nozzle (Orifice) type ICD**

ICD tipe *nozzle* ini memiliki lubang dengan diameter yang telah ditentukan dimana fluida mengalir dan menentukan *pressure drop*. *Pressure drop* adalah fungsi dari laju aliran dan sifat fluida yang ditentukan oleh gesekan terhadap permukaan saluran karena fluida dipaksa mengalir (Aadnoy & Hareland, 2009).

ICD tipe *nozzle* ini mengatur sendiri dan beroperasi secara *independent* dari heterogenitas formasi / komposisi fluida (air atau gas). Dimana dinyatakan

sebelumnya, fungsi dari ICD *type nozzle* ini sendiri berdasarkan laju alir fluida yang ditentukan oleh sifat fluida (viskositas dan densitas). Apabila terjadi *breakthrough* diawal pada zona produksi yang sangat *permeable*, lebih banyak cairan bergerak seperti gas dan air ke sumur bor dengan kecepatan lebih tinggi dari pada minyak.

Hal ini membuktikan gesekan yang terjadi pada permukaan saluran pada saat fluida ini masuk, meningkatkan *back pressure* pada titik tersebut. Hasilnya mengakibatkan fluida formasi masuk ke dalam lubang sumur, pada zona yang memiliki permeabilitas lebih tinggi alirannya menjadi lambat, untuk mencegah air dan gas di produksi sebelum cadangan minyak diproduksi di zona yang kurang *permeable*. Dan pada akhirnya untuk meningkatkan *sweep efficiency*, sehingga meningkatkan *Oil recovery*. Ketahanan ICD ini ditentukan oleh dimensi *nozzle* dan diatur sebelum pemasangan dan tidak bisa lagi disesuaikan apabila telah dipasang dibawah permukaan.



**Gambar 2. 3** *Nozzle (Orifice) Type ICD*  
(Aadnoy & Hareland, 2009)

### 2.2.2.3 Helical-Channel ICD

*Helical* ini memiliki desain yang sedikit berbeda akan tetapi memiliki fungsi dan cara kerja yang sama dengan ICD tipe *nozzle*. Selain itu dapat memprediksi secara akurat laju alir sebagai fungsi dari *pressure drop* ketika nilai *Flow coefficient* nya benar (telah di kalibrasi ulang) (Lee, Rabeh, Vicario, Gavioli, & Garcia, 2013). Fluida mengalir melalui pipa dengan panjang dan diameter yang telah ditentukan, melalui jalur yang berliku-liku. ICD tipe ini membuat gesekan pada permukaan saluran pada saat fluida mengalir yang menghasilkan *pressure drop* pada titik masuk. Akan tetapi tergantung pada kecepatan fluida. sama dengan ICD tipe *nozzle*,

*restrictive pressure* yang dibuat adalah fungsi dari dimensi saluran dan tidak dapat disesuaikan setelah pemasangan di *wellbore*.

Dalam tipe ICD ini resistensi terhadap aliran memberikan jalur yang panjang terhadap ICD. *Helical channel* dibuat dengan diameter dan panjang yang bervariasi, menghasilkan *pressure drop* yang lebih spesifik (Al-Jasmi, Siddiqui, Al-Anezi, & Zaki, 2013).



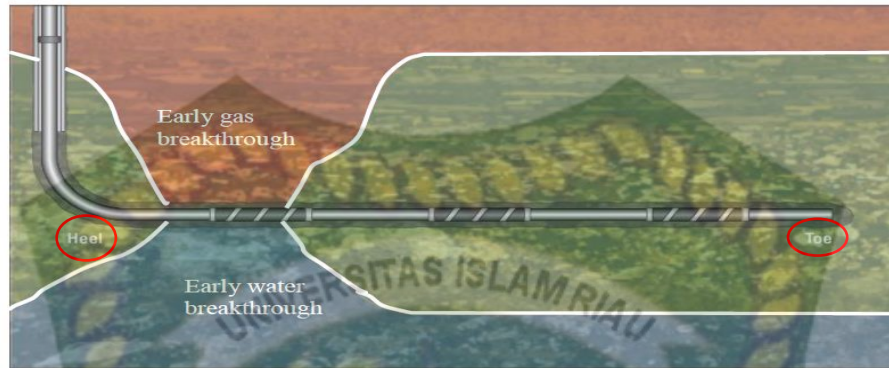
**Gambar 2. 4** Helical Channel type ICD  
(Al-Khelaiwi & Davies, 2008)

Hasil yang dibutuhkan untuk meningkatkan produktivitas dan memaksimalkan efisiensi. Pada sumur kompleks memberikan beberapa keuntungan seperti meningkatkan daerah *drainage* yang tersedia, meningkatkan produktivitas sumur, mengoptimalkan *sweep efeciency*, dan menunda *water/gas breakthrough*. *Reservoir contact* yang diperbesar memungkinkan operator untuk mencapai tingkat produksi yang sama seperti sumur konvensional menggunakan tekanan *drawdown* lebih sedikit (Musaga Wasi Fombad, 2016)

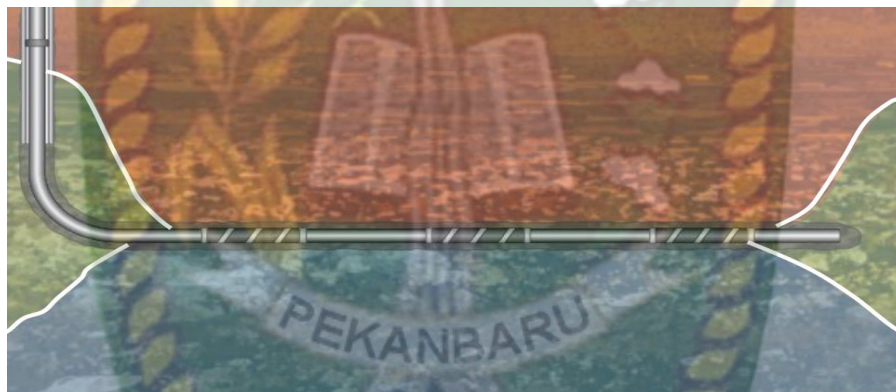
*Heel-to-effect* adalah situasi di mana tekanan *drawdown* secara signifikan lebih tinggi pada *Heel* daripada *toe*, yang mengarah ke *inflow* yang tidak sama sepanjang *well path* (Musaga Wasi Fombad, 2016). Sebagai hasil di *drawdown* yang lebih tinggi (dan akibatnya aliran) di *Heel*, *water/gas breakthrough* dipercepat di area ini yang menyebabkan tidak lamanya umur sumur produksi tersebut. *Reservoir* karbonat sangat rentan terhadap kondisi ini karena mereka cenderung memiliki tingkat heterogenitas yang lebih tinggi (Musaga Wasi Fombad, 2016). Dampak yang terjadi pada *heel toe effect* adalah terjadinya *coning* pada *heel* yang mengakibatkan produksi air meningkat dan agar itu tidak terjadi maka ICD adalah suatu alat yang mampu mengatasinya.



*Heel to effect* merupakan hasil dari penurunan *friction pressure* yang mengakibatkan *variable drawdown* menurun di sepanjang sumur.



**Gambar 2. 5** *Heel toe effect*  
(Musaga Wasi Fombad, 2016)



**Gambar 2. 6** *After using ICD*  
(Musaga Wasi Fombad, 2016)

### 2.3 *State of the Art*

Pada penelitian dengan judul simulasi *fluid influx* pada *lateral section* di *horizontal well* dan *multi-layer* dengan menggunakan *autonomous inflow control device* menggunakan komersial *software*. Berbeda dengan penelitian sebelumnya dimana penelitian ini membandingkan antara sumur *horizontal well* dengan sumur *horizontal multi-layer*.

Peneliti	Judul	Tahun	Metode	Hasil
Yifan He; H.Shi; X.Luo	<i>How to Improve Sweep Efficiency of Horizontal Wells for Offshore Fluvial Oil Reservoir by</i>	2018	<i>Piecewise fitting</i>	Lebih efisien dibanding metode lain



	<i>ICD Inflow Control Device</i>			
Azer Abdullayev; Kedia R.; et. al	<i>Optimization of Recovery Using Intelligent Completions in Intelligent Field</i>	2017	Dilihat secara makro, tidak hanya dari lapangan disekitarnya	Berhasil
Musaga Wasi Fombad	<i>A technology perspective and optimized workflow to intelegent well applications</i>	2016	Fundamental equation dan numerical method	Berhasil dikembangkan
Arif Setiawan	Simulasi <i>fluid influx</i> pada <i>lateral section</i> di <i>horizontal well</i> dan <i>multi-layer</i> dengan <i>autonomous inflow control device</i> menggunakan komersial software	2020	Membandingkan antara sumur Horizontal dan Horizontal Multi-layer	Berhasil meningkatkan oil production dan menurunkan water production

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metode penelitian

Penelitian Tugas Akhir ini berjudul “Simulasi *Fluid Influx* Pada *Lateral Section* di *Horizontal Well* dan *Multi-layer* Dengan *Autonomous Inflow Control Device* Menggunakan *Komersial Software*”. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari sumber yang terpercaya.

#### 3.2 Pemodelan simulasi

Lapangan X adalah suatu lapangan minyak yang berada di Meksiko memiliki cadangan minyak (OOIP) sebesar 19.626.723,12 bbl, dengan fluida yang dihasilkan hanya 2 fasa berupa minyak dan air. Dalam mengetahui performa produksi selama 20 tahun pada lapangan X, studi ini akan menggunakan metode simulasi model *reservoir* yang terdiri dari *grid-grid* yang merepresentasikan kondisi *reservoir* sebenarnya. Pemodelan numerik pada studi ini menggunakan simulator komersial dengan *properties* batuan maupun fluida di dalamnya terdistribusi secara heterogen. Sifat-sifat dan ukuran *reservoir* ini juga dapat dimodifikasi untuk mengevaluasi laju produksi optimum (*critical production rate*) dengan berbagai jenis skema kompleksasi dan perforasi.

##### 3.2.1 Data Karakteristik Batuan *Reservoir*

Table 3.1 memperlihatkan data-data karakteristik dari batuan *reservoir* pada lapangan X. *Reservoir* memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang berbeda-beda dikarenakan *properties* batuan maupun fluida terdistribusi secara heterogen. Nilai porositas berada diantara 1-24% yang berbeda-beda di setiap gridnya, sedangkan untuk nilai permeabilitas batuan berbeda-beda ke segala arahnya dengan nilai berada diantara 0,02 mD - 700 mD (permeabilitas i), 0,02 mD - 700 mD (permeabilitas j), 0,002 mD - 80 mD (permeabilitas k).

**Tabel 3. 1** Data karakteristik batuan *reservoir*

Properti Batuan		
Properti	Nilai	Satuan
Porositas	0,22	fraksi
Permeabilitas I	1 – 976,86	mD
Permeabilitas J	1 – 976,86	mD
Permeabilitas K	0,1 – 97,686	mD
Saturasi Minyak	0 – 0,92	fraksi
Tekanan <i>Reservoir</i>	2.973	psi
Kompresibilitas Batuan	2,0644E-08	1/psi
<i>Reference Depth</i>	6.864	ft

### 3.2.2 Data Aquifer Properties

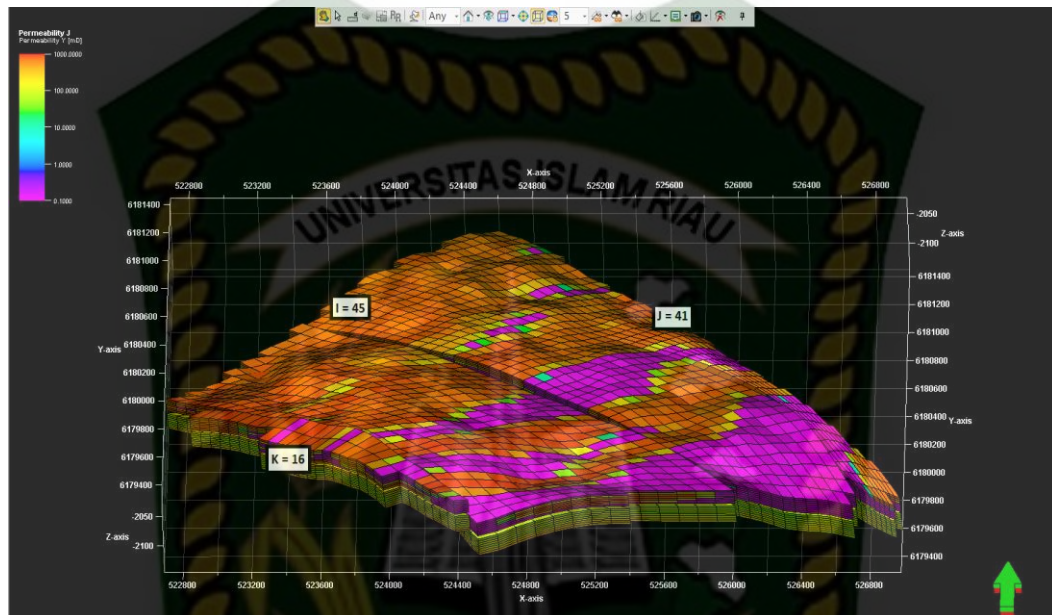
Model *reservoir* pada studi ini merupakan *reservoir* minyak dengan *bottom aquifer* sehingga tenaga pendorong berupa *water drive*. Table 3.4 memperlihatkan data-data dari *Aquifer properties* dari lapangan X, dengan data sebagai berikut:

**Tabel 3. 2** Data Karakteristik *Aquifer*

Data karakteristik Properti Aquifer	Nilai	Satuan
<i>Average porosity</i>	0,18	fraksi
Anisotropi permeabilitas	80/700	mD
Status	Aktif	-

### 3.2.3 Gridding

Model *reservoir* pada lapangan X memiliki jumlah *grid* 45 x 41 x 16 (I x J x K). Ketebalan masing-masing *layer* pada model yaitu 3 meter (Fonseca et al., 2018). Model *grid* setiap *layer* ditunjukkan oleh gambar berikut.



Gambar 3. 1 Model *Reservoir* Pada Lapangan X

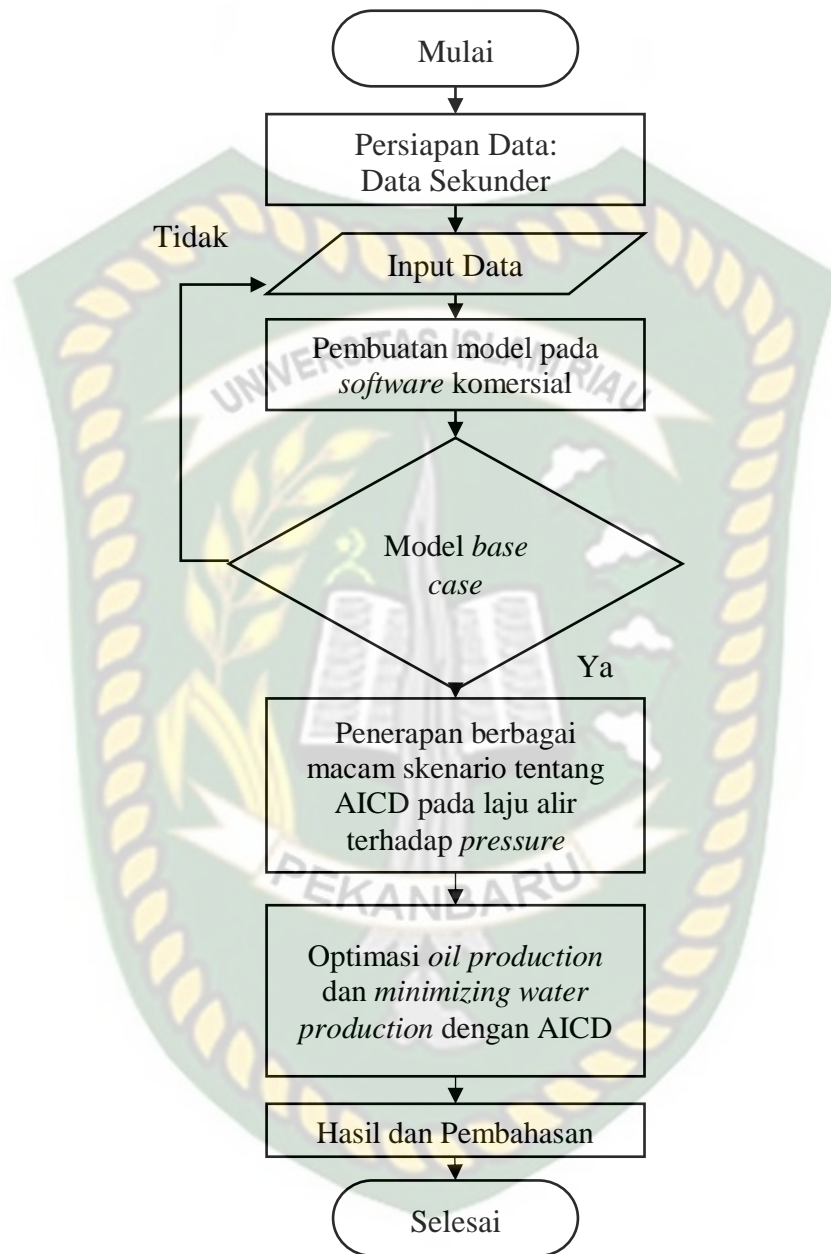
### 3.2.4 Data Karakteristik Fluida *Reservoir*

Data karakteristik fluida *reservoir* pada Table 3.3 merupakan data yang didapatkan dari Lapangan X yang memiliki densitas minyak sebesar 53,06 lb/ft<sup>3</sup>.

Tabel 3. 3 Data Karakteristik Fluida *Reservoir*

PVT		
Properti	Nilai	Satuan
Model	<i>Two phase</i>	-
Densitas Minyak	53,06	lb/ft <sup>3</sup>
Densitas Air	63,7	lb/ft <sup>3</sup>
Viskositas Air	0,39851	cp
<i>Water Formation Volume Factor</i>	1,0132	bbbl/STB
Kompresibilitas Air	5,7717E-08	1/psi
Tekanan Rekah ( <i>fracture</i> )	4.061	Psi
<i>Bubble Point Pressure</i>	1.160	Psi





**Gambar 3. 2** Flowchart

### 3.3 Jadwal penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Juli s/d September 2020.

**Tabel 3. 4** Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Juli 2020				Agustus 2020				September 2020			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Pembuatan Model												
3	Pengujian Skenario												
4	Hasil dan Pembahasan												

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Pemilihan Sumur Dengan AICD

Pada lapangan X ada dua sumur produksi, yaitu sumur *Horizontal* dan sumur *Horizontal multi-layer*. Pada tugas akhir ini penulis melakukan penelitian menggunakan *Autonomous Inflow Control Device* (AICD).

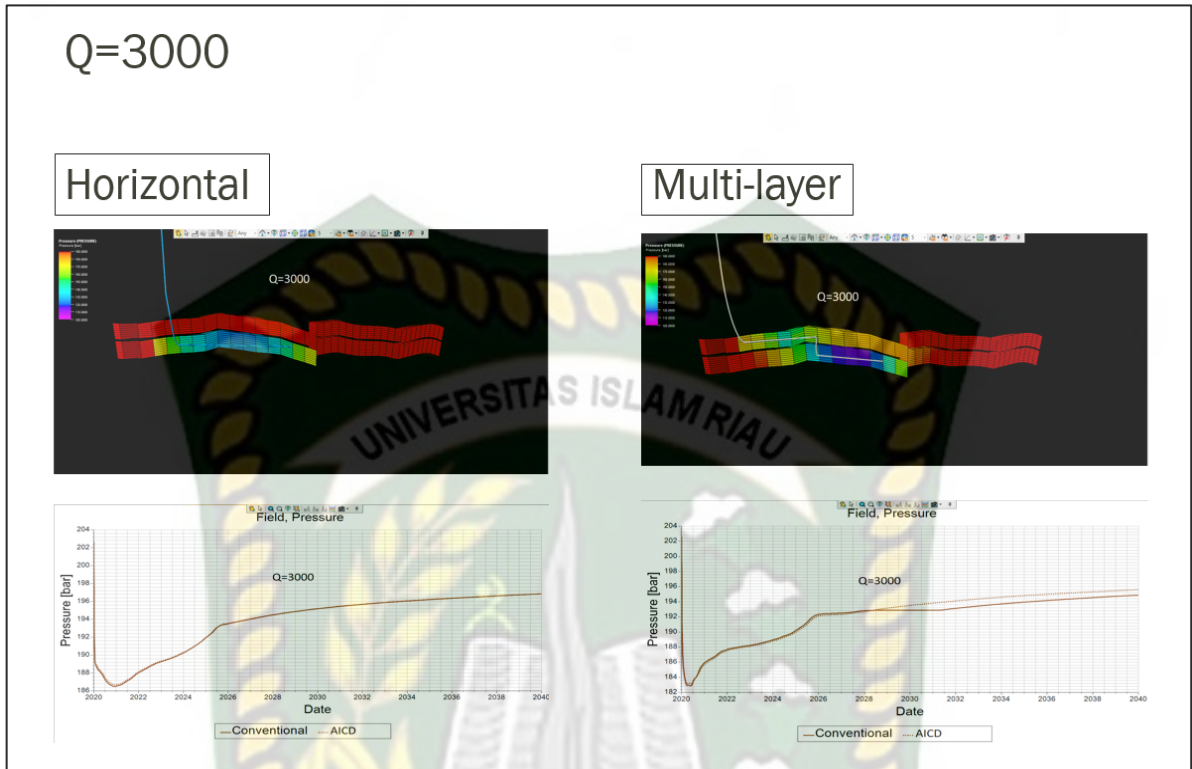
#### 4.2 Simulation Model Skenario

Pada di lapangan X memiliki *reservoir* yang heterogen, dengan karakteristik fluida dan batuan yang berbeda. Dimana dilakukan produksi pada lapangan X dimulai pada 1 Januari 2020 sampai dengan 1 Januari 2040. Dimana penelitian ini mengamati perbandingan *oil production cumulative* dengan *water production cumulative* pada tiap skenario yaitu antara sumur *horizontal* dengan sumur *horizontal with AICD* dan sumur *horizontal multi-layer* dengan sumur *horizontal multi-layer with AICD*.

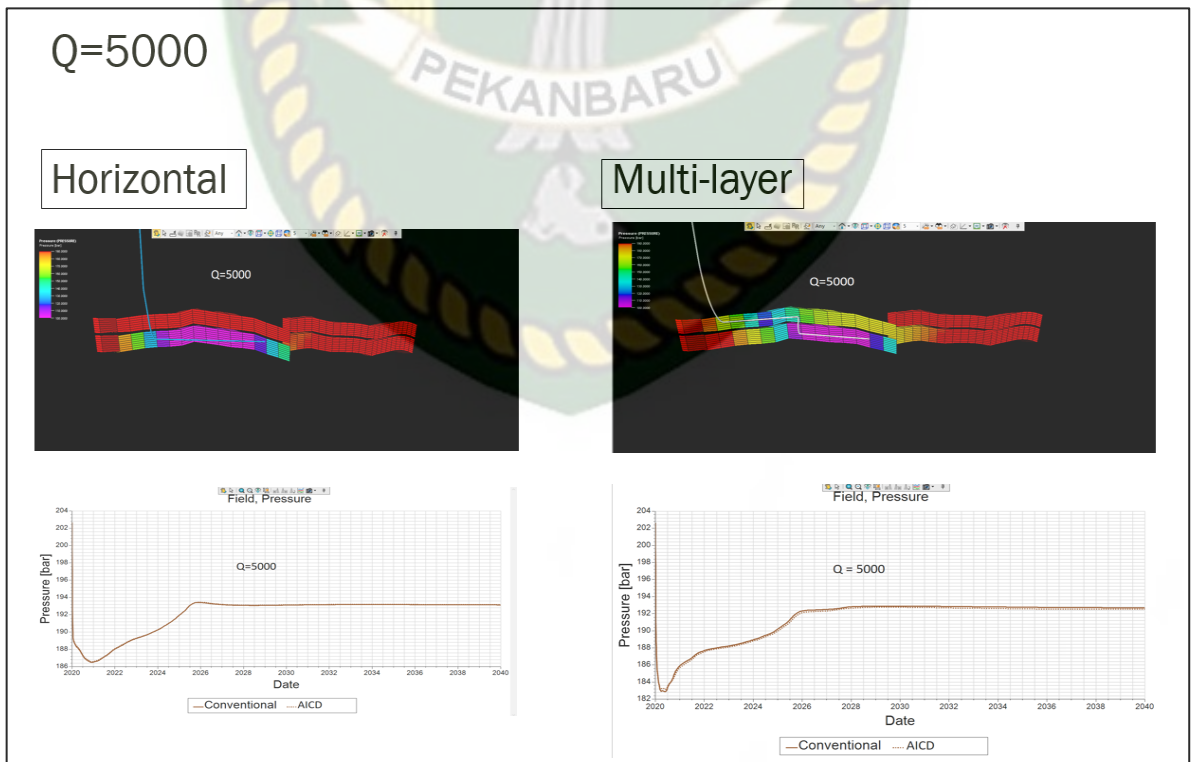
Kedua sumur tersebut menggunakan *isolation packer* agar dapat memisahkan setiap *segment*, dan meningkatkan produksi (Porturas, 2016).

##### 4.2.1 Parameter Laju Alir Fluida Terhadap *Pressure*

Parameter yang berpengaruh pada AICD adalah tools tersebut yang dapat membedakan antara fluida yang memiliki viskositas tinggi dengan fluida yang memiliki viskositas rendah dimana dapat meningkatkan produksi fluida, dan memiliki juga parameter antara laju alir (Q) dengan *pressure* (P).

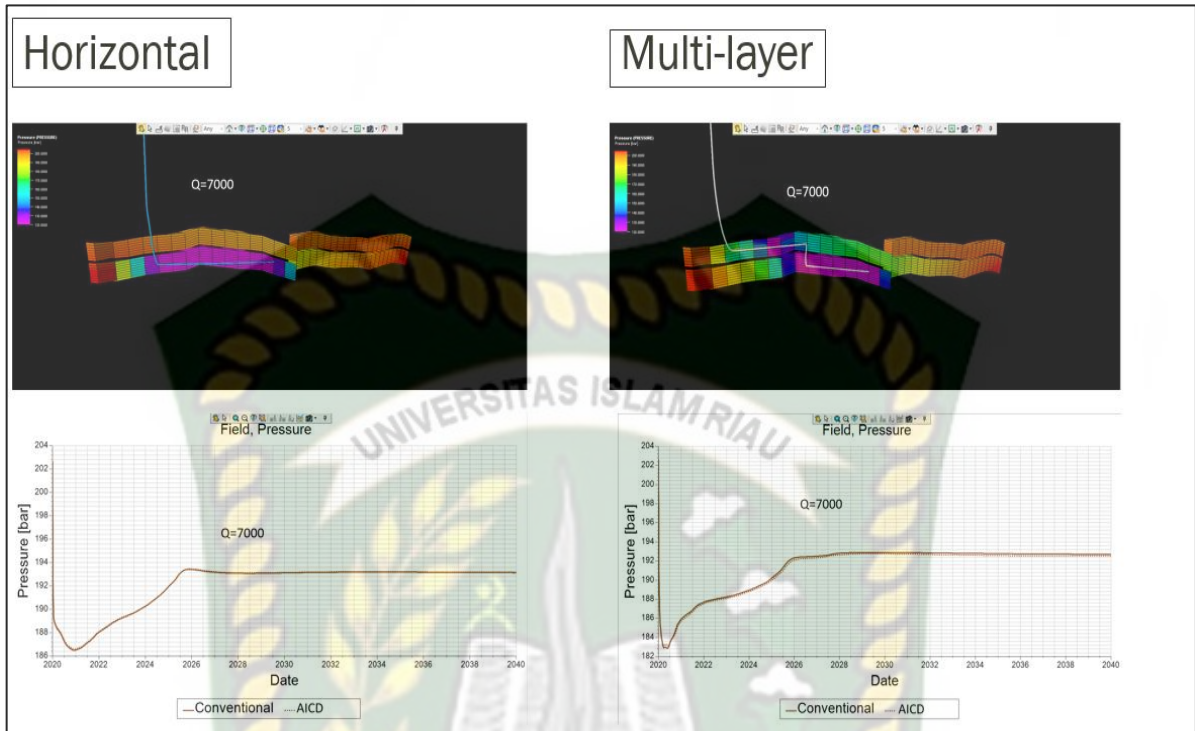


**Gambar 4. 1 Q= 3000**

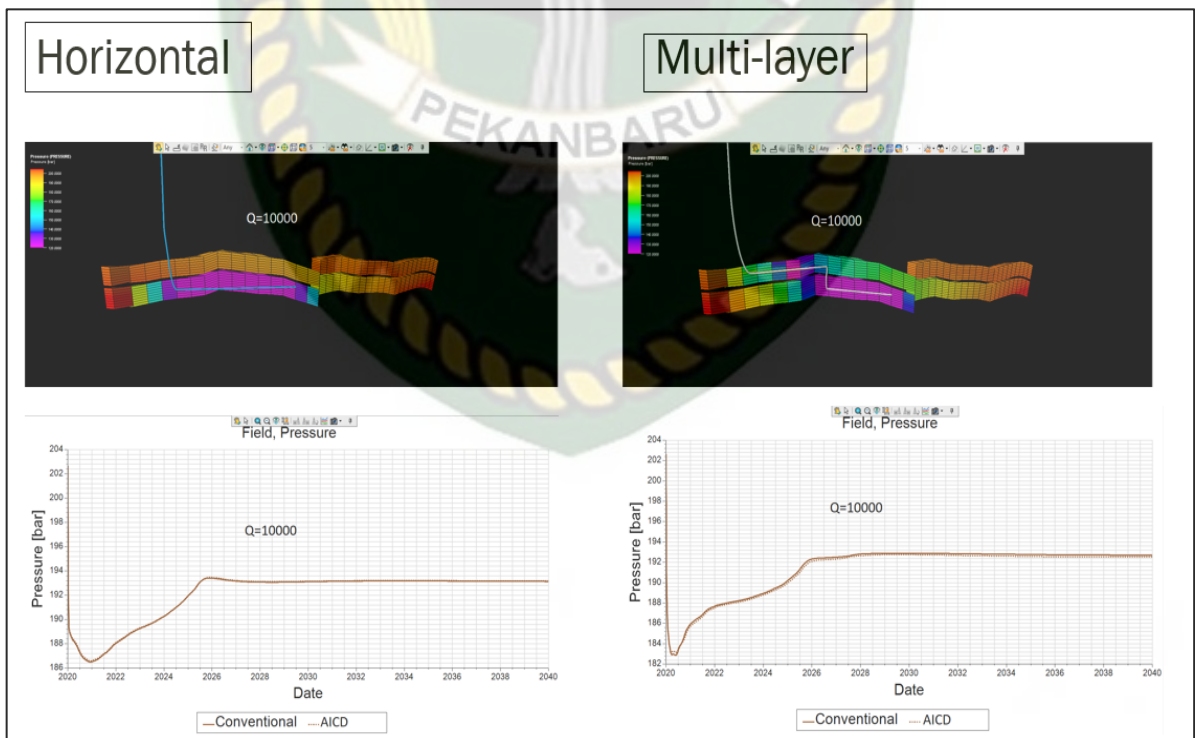


**Gambar 4. 2 Q=5000**

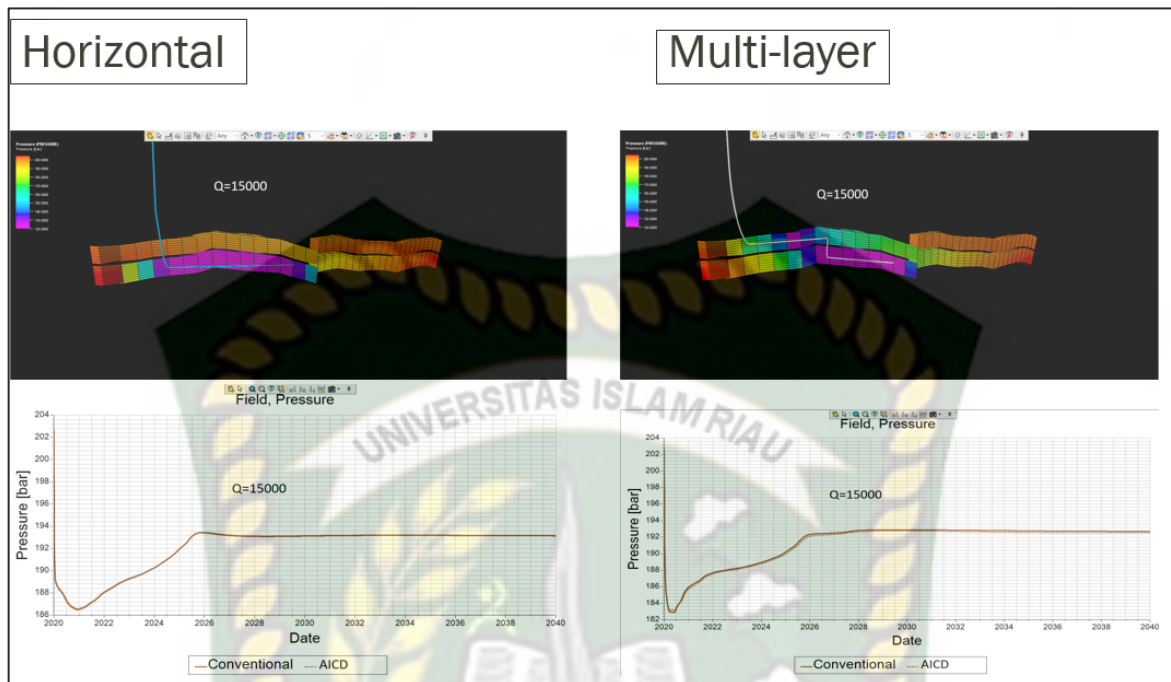




Gambar 4. 3 Q= 7000

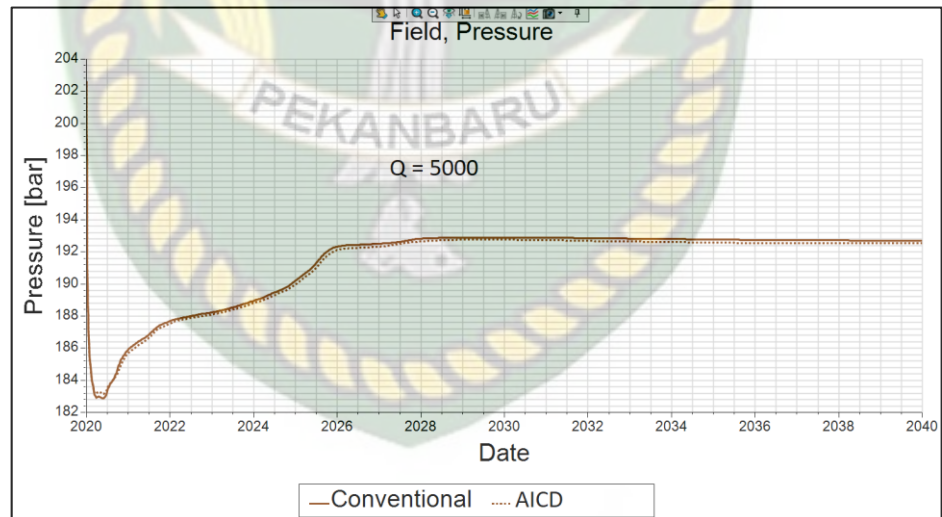


Gambar 4. 4 Q= 10000



Gambar 4. 5 Q= 15000

#### 4.2.2 Skenario Terbaik

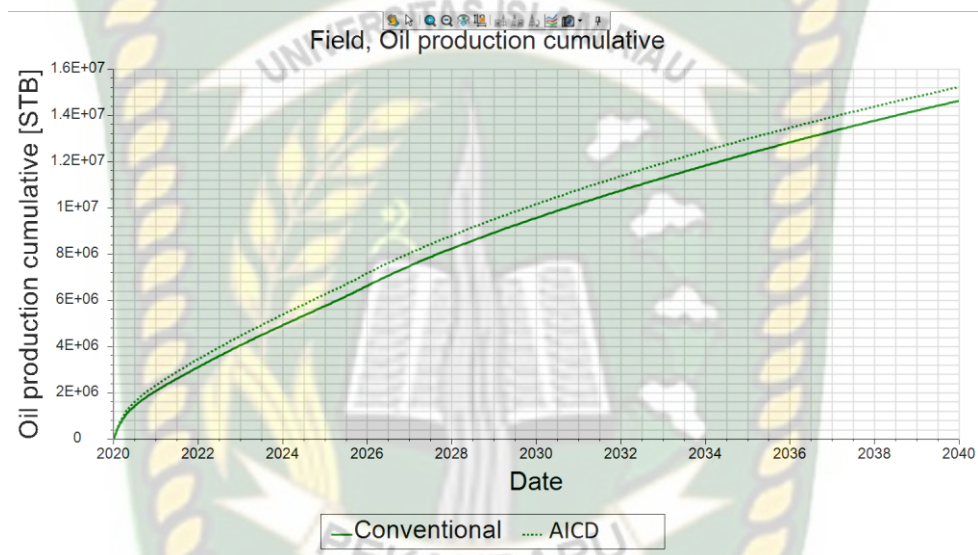


Gambar 4. 6 Skenario Terbaik

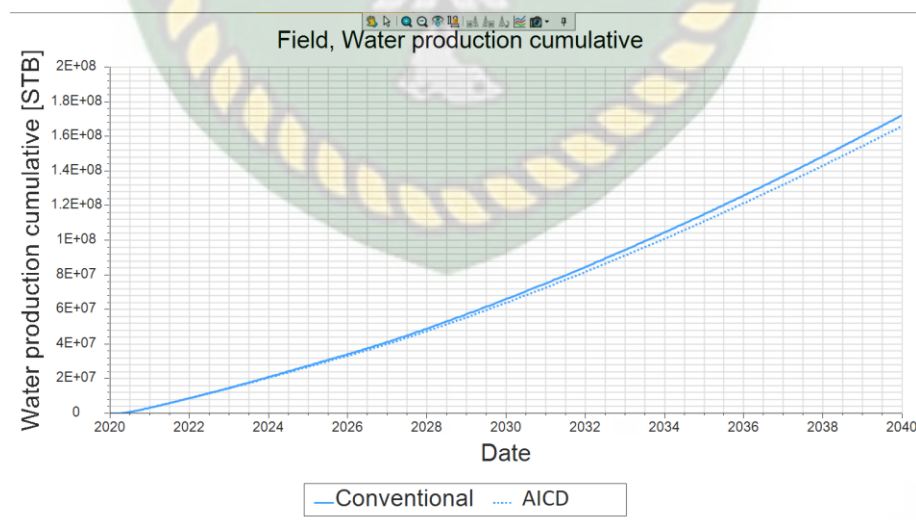
#### 4.2.3 Skenario sumur *horizontal*

Skenario pertama pada penelitian ini menggunakan sumur *horizontal* dan sumur *horizontal* dengan AICD, untuk melihat *oil production* dan *water production*. Sebelum menentukan skenario yang akan digunakan, pertama tentukan titik mana yang memiliki saturasi minyak yang besar dan permeabilitas yang baik.

Sumur ini menggunakan jenis *open hole completion* dilengkapi dengan AICD. Setelah di RUN hasil yang didapatkan pada sumur *horizontal* dilihat dari *oil production cumulative* sebesar 14662174.27 bbl sedangkan yang menggunakan AICD memiliki hasil *oil production cumulative* sebesar 15259994.04 bbl dan *water production cumulative* pada sumur *horizontal conventional* sebesar 172647123.4 bbl sedangkan menggunakan AICD *water production cumulative* nya sebesar 166385277.3 bbl.



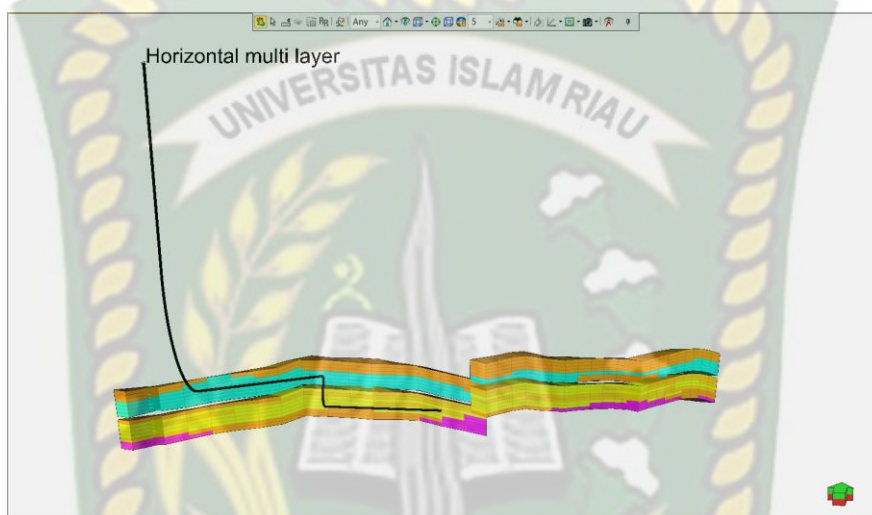
**Gambar 4. 7 Oil production Cumulative**



**Gambar 4. 8 Water production Cumulative**

#### 4.2.4 Skenario sumur *horizontal multi-layer*

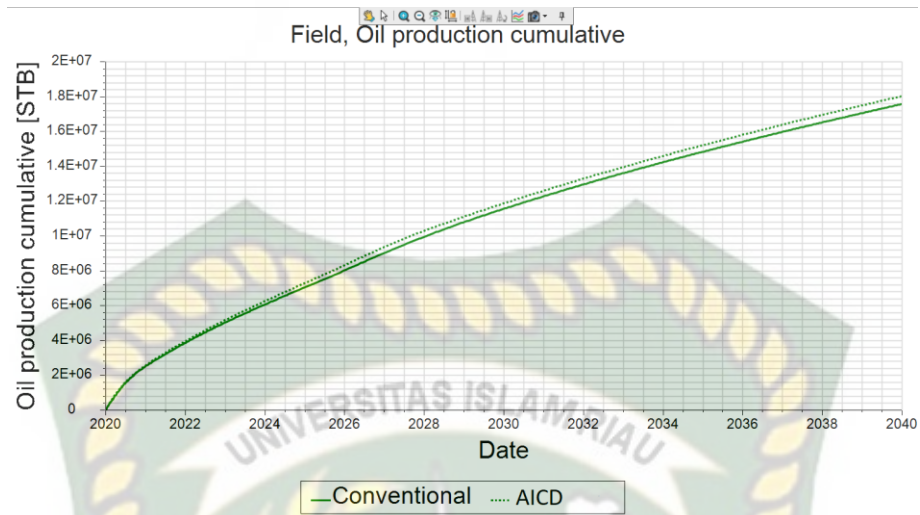
Kemudian untuk skenario ke dua peneliti menggunakan sumur *horizontal multi-layer*, dimana sumur berbentuk seperti ini digunakan untuk memaksimalkan produksi minyak dibandingkan sumur *conventional*. Sumur *horizontal multi-layer* atau bisa disebut juga *multi-level well*, dimana sumur ini dapat menghasilkan produksi minyak yang lebih pada lapangan yang memiliki *reservoir* yang berlapis.



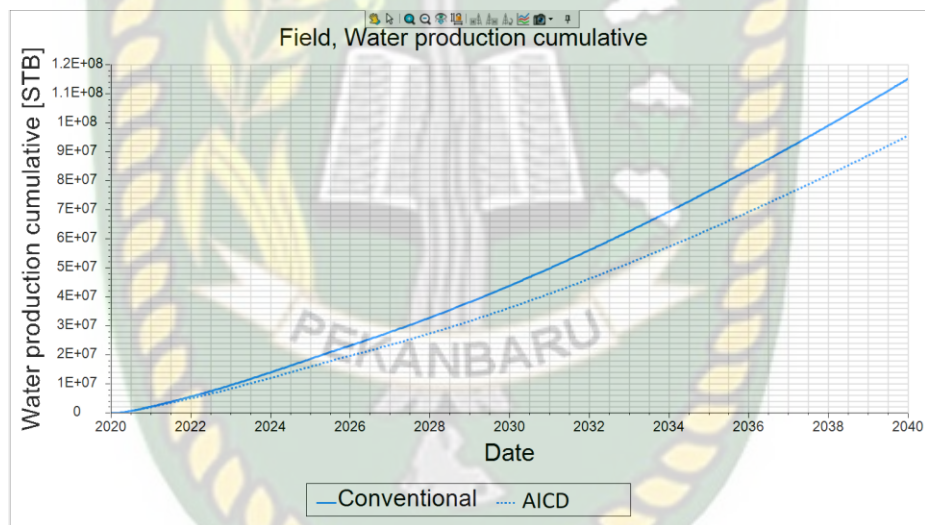
**Gambar 4. 9 Sumur *Horizontal Multi-layer***

Peneliti membandingkan sumur *horizontal multi-layer completion* dengan sumur *horizontal multi-layer* yang dilengkapi dengan AICD dan didapatkan hasil produksi pada sumur *horizontal multi-layer* sebesar 17612663.09 bbl sedangkan sumur yang menggunakan AICD memiliki hasil sebesar 18067630.24 bbl. Kemudian *water production cumulative* pada sumur *horizontal multi-layer completion* sebesar 115427207.1 bbl sedangkan sumur yang menggunakan AICD sebesar 95819081.15 bbl.





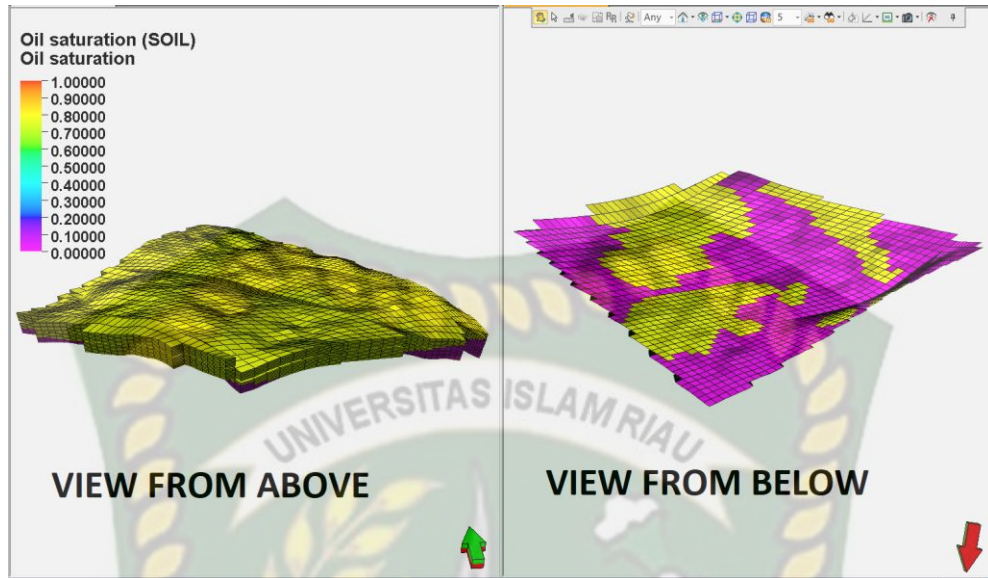
**Gambar 4. 10 Oil production Cumulative Multi-layer**



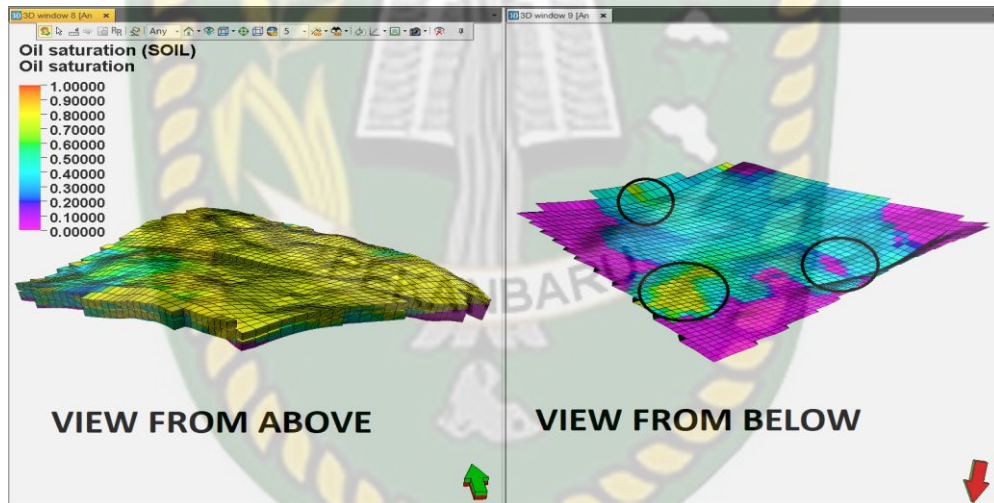
**Gambar 4. 11 Water production Cumulative Multi-layer**

**4.3 Efek dari AICD terhadap oil saturation**

Dimana AICD berpengaruh pada *sweeping* dan ini dibuktikan dengan menganalisis model *reservoir* pada lapangan X.



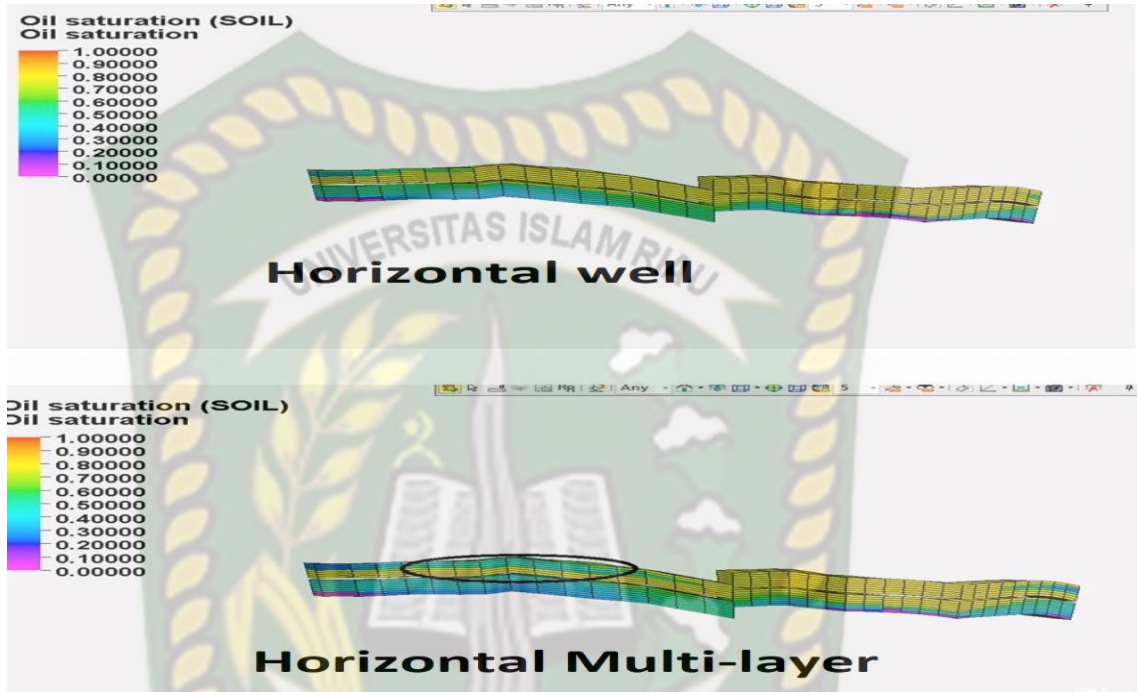
Gambar 4. 12 Saturasi minyak 1 Januari 2020



Gambar 4. 13 Saturasi minyak 1 Januari 2040

Dapat dilihat bahwa pada 1 Januari 2020 hingga 1 Januari 2040 atau pada akhir simulasi, terdapat perbedaan saturasi minyak, ini menunjukkan bahwa skenario yang menggunakan sumur *horizontal multi-layer* lebih baik dalam *sweeping oil* ke arah sumur produksi, tampak banyak bagian tersapu karena dengan sumur *multi-layer* dapat memproduksi lebih dari satu lapisan. Dengan simulasi ini kita dapat memperkirakan skenario mana yang paling tepat untuk diterapkan pada lapangan X.

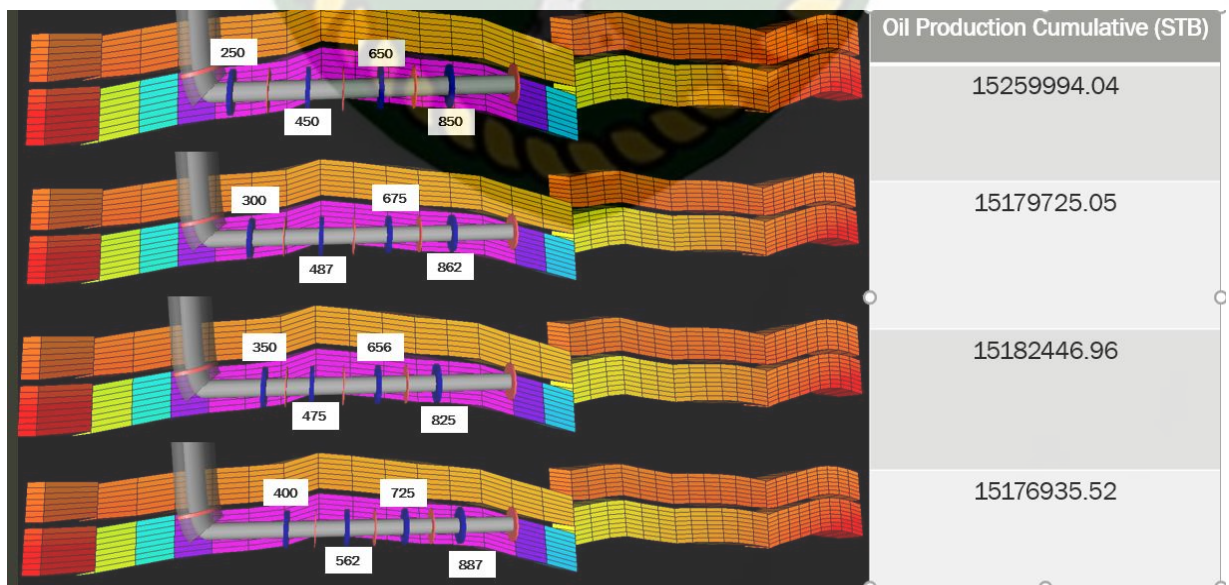
Dan seperti inilah penampakan *sweeping oil* antara sumur *horizontal* dengan sumur *horizontal multi-layer*, terdapat perbedaan yang sangat signifikan.



Gambar 4. 14 *Sweeping Oil*

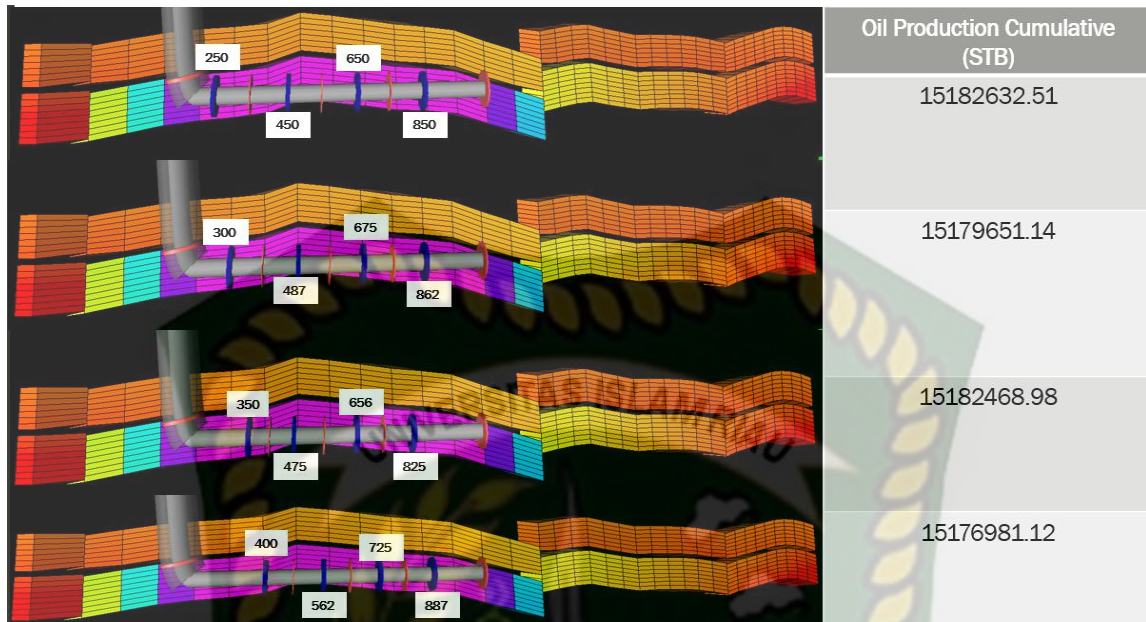
#### 4.4 Relasi Q dengan Jarak *Heel* ke *Toe*

Relasi Q dengan jarak *heel* ke *toe* pada sumur *horizontal*

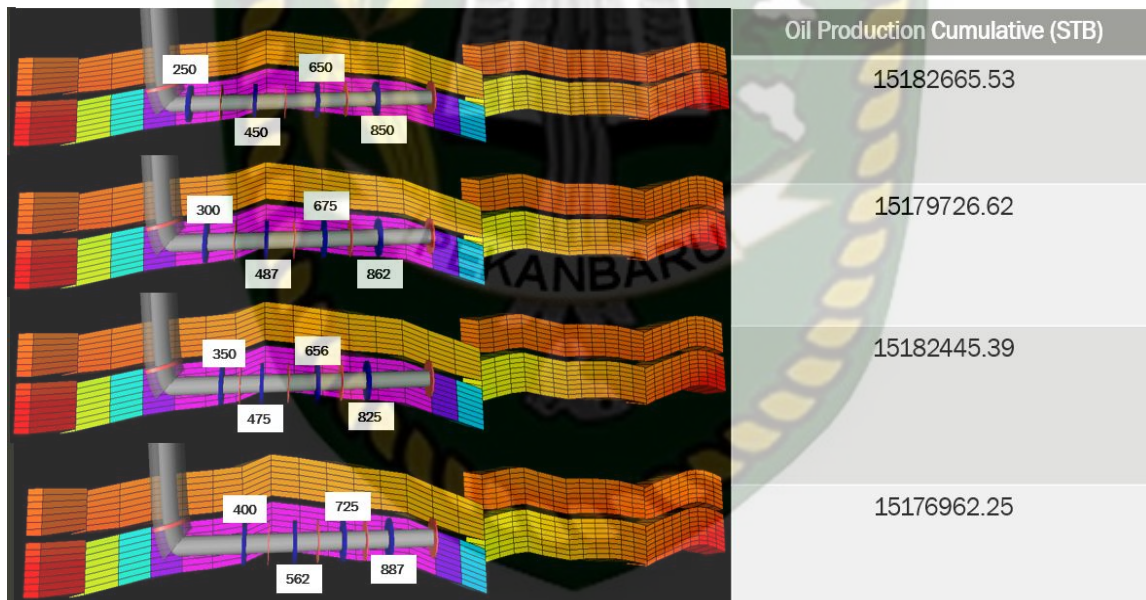


Gambar 4. 15 Relasi  $Q = 5000$  bbl/w dengan Jarak *Heel* ke *Toe*



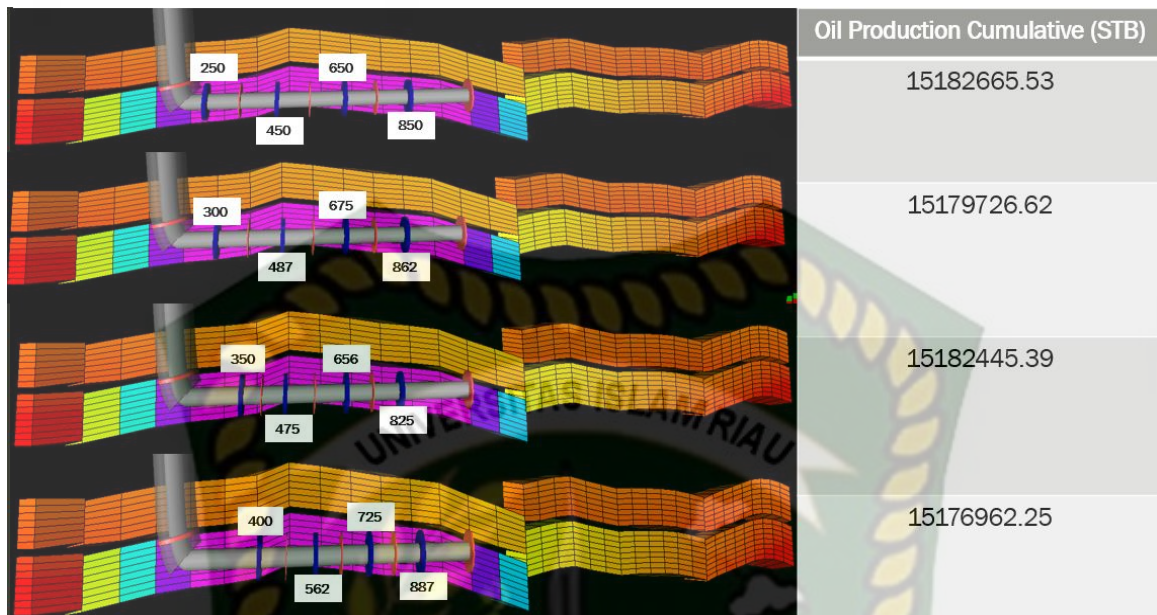


**Gambar 4. 16 Relasi Q = 7000 bbl/w dengan Jarak Heel ke Toe**



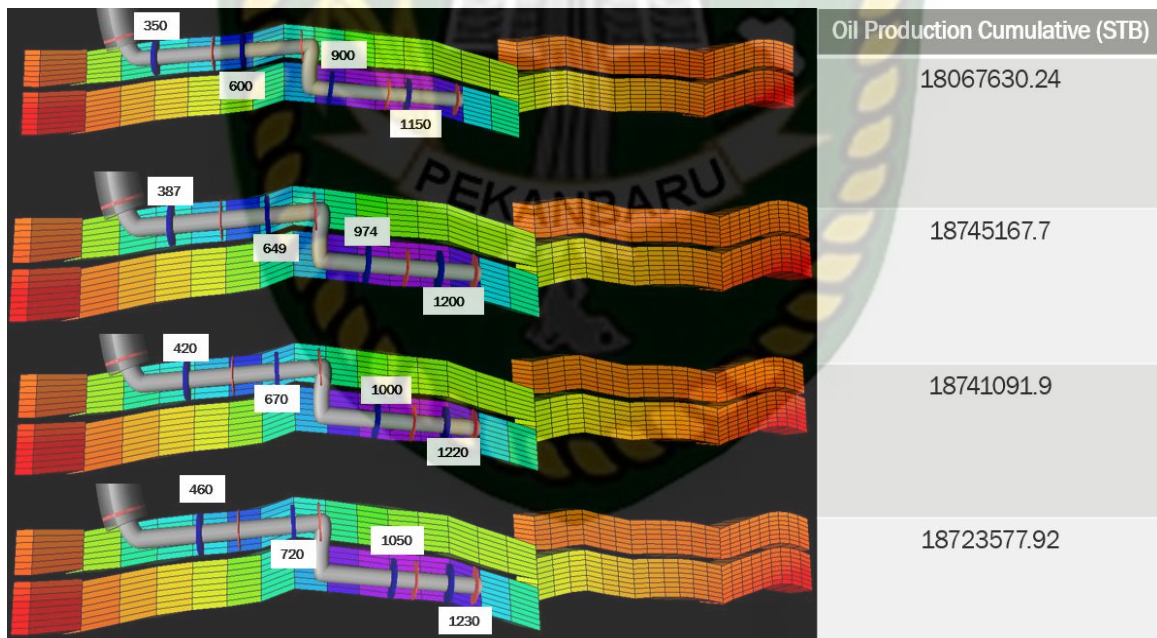
**Gambar 4. 17 Relasi Q = 10000 bbl/w dengan Jarak Heel ke Toe**



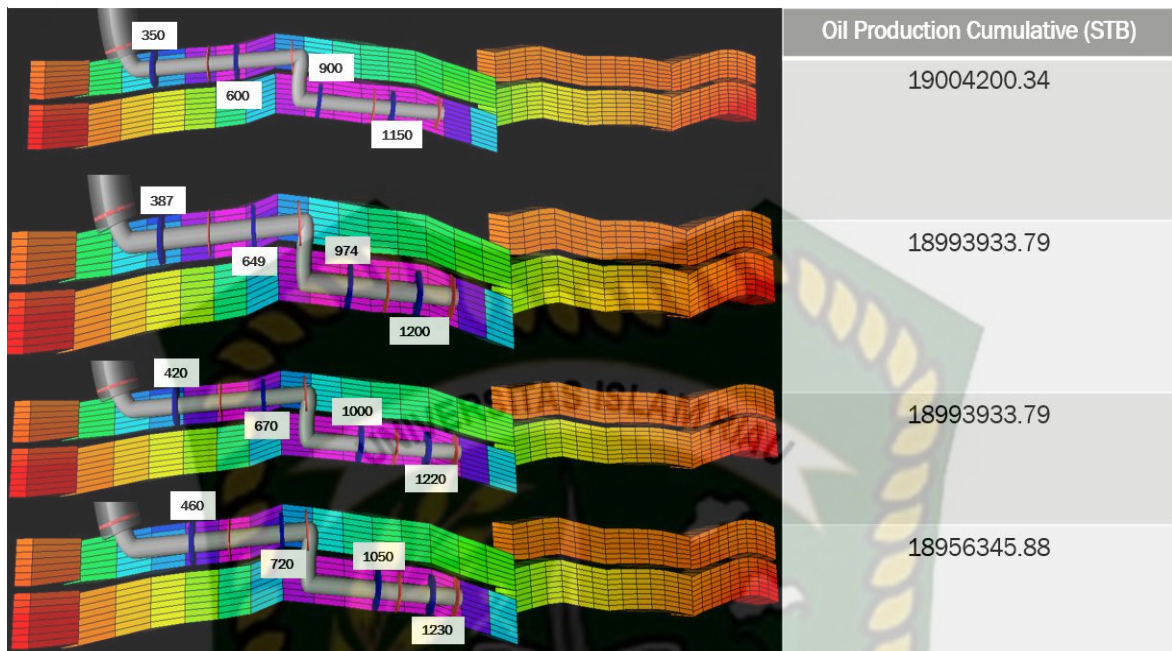


**Gambar 4. 18 Relasi Q = 15000 bbl/w dengan Jarak Heel ke Toe**

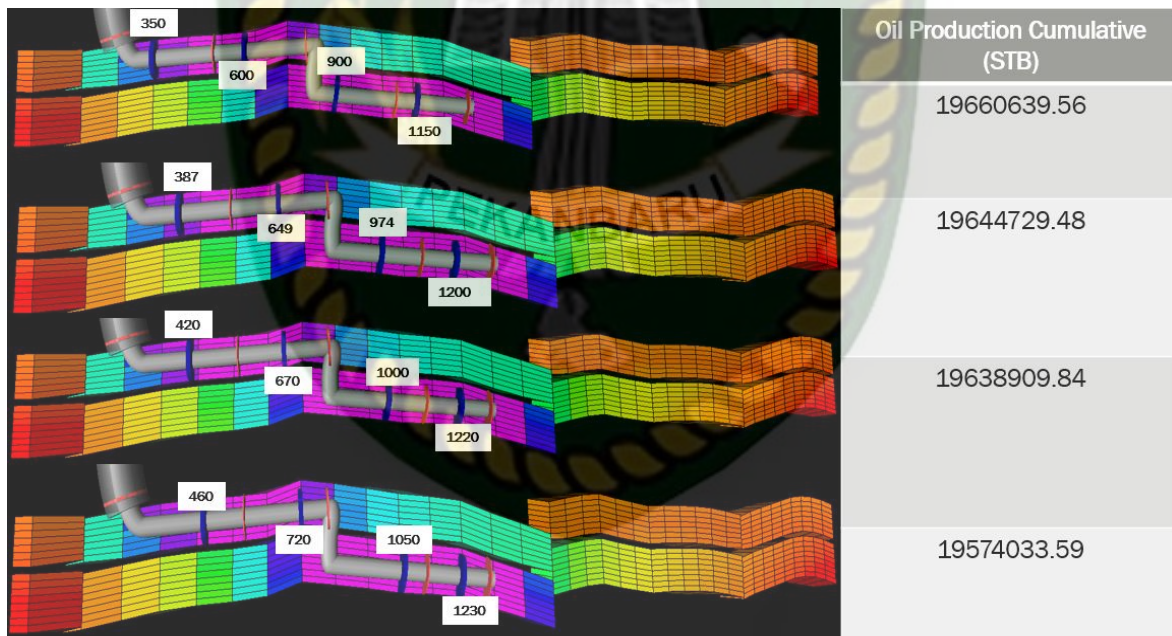
Relasi Q dengan jarak *heel* ke *toe* pada sumur *horizontal multi-layer*



**Gambar 4. 19 Relasi Q = 5000 bbl/w dengan Jarak Heel ke Toe**

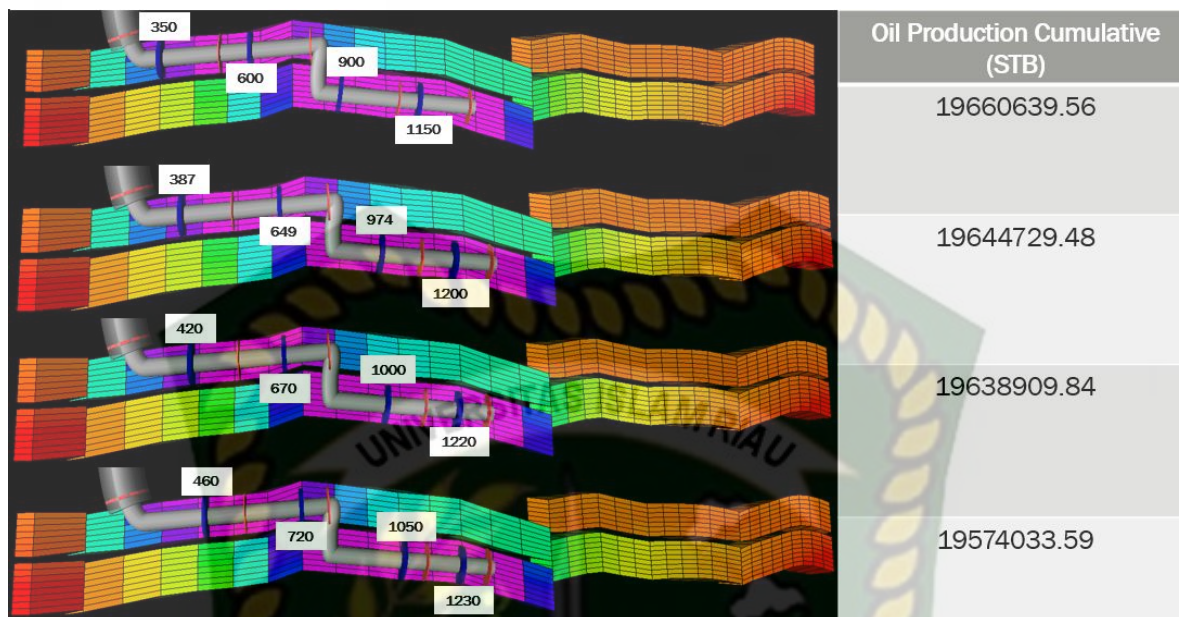


Gambar 4. 20 Relasi  $Q = 7000$  bbl/w dengan Jarak *Heel* ke *Toe*



Gambar 4. 21 Relasi  $Q = 10000$  bbl/w dengan Jarak *Heel* ke *Toe*





Gambar 4. 22 Relasi  $Q = 15000$  bbl/w dengan Jarak *Heel* ke *Toe*

#### 4.5 Hasil simulasi dari setiap skenario

Setelah dilakukan simulasi pada masing masing skenario didapatlah hasil yang diperoleh seperti *Oil production cumulative* dan *Water production cumulative*, pada tiap skenario.

Tabel 4. 1 Hasil Akhir Penelitian

No	Nama skenario	<i>Oil production Cumulative</i>	<i>Water production Cumulative</i>
1	<i>Horizontal conventional</i>	14662174.27	172647123.4
	<i>Horizontal with AICD</i>	15259994.04	166385277.3
2	<i>Multi-layer Conventional</i>	17612663.09	115427207.1
	<i>Multi-layer with AICD</i>	18067630.24	95819081.15

## BAB V

### KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan diskusi yang telah dilakukan, kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pada sumur *horizontal Oil production cumulative* sebesar 14662174.27 bbl dan yang menggunakan AICD sebesar 15259994.04 bbl, sedangkan pada sumur *horizontal multi-layer oil production cumulative* sebesar 17612663.09 bbl dan pada sumur *multi-layer* menggunakan AICD sebesar 18067630.24 bbl.
2. Pada sumur *horizontal Water production cumulative* sebesar 172647123.4 bbl dan yang menggunakan AICD sebesar 166385277.3 bbl, sedangkan pada sumur *horizontal multi-layer Water production cumulative* sebesar 115427207.1 bbl dan pada sumur *multi-layer* menggunakan AICD sebesar 95819081.15 bbl. Dan dapat dilihat bahwa dengan menerapkan AICD kita dapat meningkatkan produksi minyak dan mengurangi produksi air.

#### 5.2 Saran

1. Menggunakan versi yang lebih baru dari *software* komersial
2. Melakukan penelitian menggunakan jenis *smart completion* yang lain yaitu ICV (*Inflow Control Valve*).



## DAFTAR PUSTAKA

- Aadnoy, B. S., & Hareland, G. (2009). Analysis of inflow-control devices. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 62(5), 52–54.
- Aggrey, G., & Davies, D. (2008). Real-time water detection and flow rate tracking in vertical and deviated intelligent wells with pressure sensors. *70th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2008: Leveraging Technology. Incorporating SPE EUROPEC 2008*, 2, 1311–1320.
- Al-Jasmi, A. K., Siddiqui, M. A., Al-Anezi, K. G., & Zaki, H. (2013). Application of inflow control device technology and its value realization for Kuwait oil fields through best practices and multidisciplinary team work. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5, 3421–3435.
- Al-Kadem, M., Al Muhaish, A. R., Lee, B. O., & Least, B. (2015). First autonomous ICD installation in Saudi Arabia-modeling a field case. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*, 21–23. <https://doi.org/10.2118/177997-ms>
- Al-Khelaiwi, F. T., & Davies, D. R. (2008). Inflow-control devices. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 60(3), 81–83.
- Al-khelaiwi, F. T., Muradov, K. M., Davies, D. R., & Olowoleru, D. K. (2009). *Advanced Well Flow Control Technologies can Improve Well Clean-up*. 1–17. <https://doi.org/10.2118/122267-ms>
- Al-Shenqiti, M. S., Dashash, A. A., Al-Arnaout, I. H., Al-Driweesh, S. M., & Bakhteyar, Z. (2007). Reduced water production and increased oil production using smart completions and MPFM “case study.” *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium 2007*. <https://doi.org/10.2523/110978-ms>
- Araujo, S. V., Bolliger, A., Pettan, C., Erlandsen, S. M., & Leitão, I. (2017). Production experience of ICD/AICD for heavy oil at Peregrino field. *OTC Brasil 2017*, 421–439. <https://doi.org/10.4043/27992-ms>
- Ebadi, F., Davies, D. R., Reynolds, M., & Corbett, P. W. M. (2005). Screening of reservoir types for optimisation of intelligent well design. *67th European*

*Association of Geoscientists and Engineers, EAGE Conference and Exhibition, Incorporating SPE EUROPE2005 - Extended Abstracts, 67th Europ, 1985–1997.*

Emerick, A. A., & Portella, R. C. M. (2007). Production optimization with intelligent wells. *Proceedings of the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1*, 441–449. <https://doi.org/10.2523/107261-ms>

Giden, I., Nirtl, M., Maier, H. T., & Ismail, I. M. (2019). Horizontal infill well with AICDS improves production in mature field - a case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 81st EAGE Conference and Exhibition 2019*, (December), 57–58. <https://doi.org/10.2118/195450-ms>

Hembling, D., Berberian, G., Al-Mumen, A., Simonian, S., & Salerno, G. (2010). Production optimization of multi-lateral wells using passive inflow control devices. *Society of Petroleum Engineers - SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2010*, 353–357.

Kumar, M., Sharma, P., & Gupta, D. K. (2016). *Completion design optimization of multilateral well to maximize hydrocarbon production in a bottom water drive reservoir. 4(2)*, 897–906.

Lee, B. O., Rabeh, M. N., Vicario, R., Gavioli, P., & Garcia, G. (2013). Multiphase (Oil-Water) Flow Loop Test for Helical and Hybrid Passive Inflow Control Devices. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2013, IPTC 2013: Challenging Technology and Economic Limits to Meet the Global Energy Demand, 7*, 5231–5242. <https://doi.org/10.2523/iptc-17125-ms>

Mathieson, D., Giuliani, C., Ajayi, A., & Smithson, M. (2006). Intelligent well automation - Design and practice. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6*, 3919–3924.

Moen, T., & Asheim, H. (2008). Inflow control device and near-wellbore interaction. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2(February)*, 810–817. <https://doi.org/10.2118/112471-ms>

Musaga Wasi Fombad. (2016). A technology perspective and optimized workflow

- to intelegent well applications. *IOSR Journal of Economics and Finance*, 3(1), 1–217. <https://doi.org/https://doi.org/10.3929/ethz-b-000238666>
- Naldrett, G., & Ross, D. (2006). *When Intelligent Wells Are Truly Intelligent, Reliable, and Cost Effective*. <https://doi.org/10.4043/17999-ms>
- Olowoleru, D. K., Muradov, K. M., Al-khelaiwi, F. T., & Davies, D. R. (2009). *Efficient Intelligent Well Cleanup using Downhole Monitoring*. (May), 27–29. <https://doi.org/10.2118/122231-ms>
- Ouyang, L. B. (2010). Inflow-control devices for reducing water production. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 62(3), 55–56. <https://doi.org/10.2118/0310-0055-jpt>
- Porturas, F. (2016). Enhanced production with ICD and AICD completions in oil wells: Case studies from Latin America. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference 2016*, 333–351. <https://doi.org/10.2118/181204-ms>
- Ramakrishnan, T. S. (2007). On reservoir fluid-flow control with smart completions. *SPE Production and Operations*, 22(1), 4–12. <https://doi.org/10.2118/84219-PA>
- Ranjith, R., Suhag, A., Balaji, K., Putra, D., Energy, R., Saracoglu, O., ... Temizel, C. (2017). *SPE-185709-MS Production Optimization Through Utilization of Smart Wells in Intelligent*.
- Todman, S., Wood, G., & Jackson, M. D. (2017). Modelling and optimizing inflow control devices. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2017*, (April), 1324–1342. <https://doi.org/10.2118/188012-ms>
- Wu, R., Turpin, A., MacDonald, D., & Kavanagh, D. (2011). A procedure for the configuration of an inflow control device completion using reservoir modelling and simulation in the North Amethyst pool. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2011, RCSC 2011*, 328–340. <https://doi.org/10.2118/147960-ms>
- Xiao, J., Farhadiroushan, M., Clarke, A., Khalifa, Q., Mulhem, A., Forero Reyes, H., ... Milne, H. C. (2013). Inflow monitoring in intelligent wells using



distributed acoustic sensor. *Society of Petroleum Engineers - SPE Intelligent Energy International 2013: Realising the Full Asset Value*, (October), 546–552.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau