

**ANALISIS SENSITIVITAS PARAMETER DAN PENGARUH  
KEKUATAN AQUIFER TERHADAP PERFORMA  
PENERAPAN SUMUR *DOWNHOLE WATER LOOP* UNTUK  
MENGATASI MASALAH *WATER CONING***

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**ANGGYA MAULANA**

**153210728**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2019**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Anggya Maulana

NPM : 153210728

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Analisis Sensitivitas Parameter dan Pengaruh Kekuatan  
Aquifer terhadap Performa Penerapan Sumur *Downhole*  
*Water Loop* untuk Mengatasi Masalah *Water Coning*

Telah berhasil dipertahankan didepan 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 : Tomi Erfando, S.T., M.T. (.....)

Penguji : Idham Khalid, S.T., M.T. (.....)

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

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan oleh:

DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

Ir. H. ABDUL KUDUS ZAINI, M.T

Dr. Eng. MUSLIM, 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, 06 Desember 2019

Anggya Maulana

153210728



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala 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. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA dan Tomi Erfando, S.T., M.T selaku dosen pembimbing tugas akhir.
2. Dr. Mursyidah, M.Sc selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan.
3. CMG (*Computer Modelling Group*) yang telah memberikan *academic licenses* kepada UIR atas *software* simulasi komputer yang digunakan dalam studi ini.
4. Dr. Eng. Muslim, M.T dan Novrianti, S.T., M.T selaku Ketua Prodi dan Sekretaris Prodi serta dosen- dosen di Teknik Perminyakan UIR.
5. Kedua orang tua Hafrial dan Desi Harnita, kakak saya Winda Aulya Putri, serta keluarga atas segala kasih sayang, dukungan moral maupun material.
6. Sahabat terbaik beserta teman-teman saya yang telah memberikan semangat dan doa kepada saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 06 Desember 2019

Anggya Maulana

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK .....	xiii
<i>ABSTRACT</i> .....	xiv
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	3
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH.....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	5
2.1 <i>WATER CONING</i> .....	5
2.2 METODE <i>DOWNHOLE WATER LOOP</i> .....	6
2.3 PENELITIAN TEKNOLOGI <i>DOWNHOLE WATER LOOP</i> .....	8
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	16
3.1 METODE PENELITIAN.....	16
3.2 PEMODELAN SIMULASI.....	17
3.2.1 Data Karakteristik Fluida Reservoir.....	17
3.2.2 Data Karakteristik Batuan Reservoir .....	17
3.2.3 Data <i>Aquifer Properties</i> .....	18
3.2.4 <i>Gridding</i> .....	18
3.3 JADWAL PENELITIAN .....	20

<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	21
4.1 SKENARIO MODEL SIMULASI.....	21
4.2 ANALISIS SENSITIVITAS LAJU ALIR DAN JARAK D/I (DDI) ....	23
4.3 ANALISIS PENGARUH KEKUATAN AQUIFER (KV/KH) .....	29
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	38
5.1 KESIMPULAN .....	38
5.2 SARAN.....	38
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	39
<b>LAMPIRAN</b> .....	42



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b> Peristiwa <i>water coning</i> .....	6
<b>Gambar 2. 2</b> Skematik <i>DWL completion</i> .....	7
<b>Gambar 2. 3</b> Skematik <i>DWL completion</i> menggunakan pompa ESP melalui sistem <i>Y-Tool</i> .....	8
<b>Gambar 2. 4</b> Perubahan <i>water cut</i> dengan <i>top production rate</i> dan jarak D/I pada berbagai <i>bottom production rate</i> .....	10
<b>Gambar 2. 5</b> Perubahan <i>top completion oil rate</i> dengan <i>liquid rate</i> pada berbagai Jarak D/I dan $Q_{bot}$ .....	10
<b>Gambar 2. 6</b> <i>Recovery factor</i> pada berbagai laju produksi ( <i>small aquifer</i> ).....	11
<b>Gambar 2. 7</b> <i>Recovery factor</i> pada berbagai laju produksi ( <i>strong aquifer</i> ) .....	12
<b>Gambar 2. 8</b> Sensitivitas anisotropi permeabilitas pada kurva IPW .....	14
<b>Gambar 2. 9</b> Sensitivitas anisotropi permeabilitas terhadap perolehan minyak pada zona <i>unsegregated inflow</i> .....	15
<b>Gambar 3. 1</b> Diagram alir tugas akhir .....	16
<b>Gambar 3. 2</b> Model 3 dimensi <i>oil saturation</i> I x J x K.....	19
<b>Gambar 4. 1</b> Model sumur DWL pada lapangan X.....	21
<b>Gambar 4. 2</b> Model simulasi sumur DWL dengan D/I <i>high</i> .....	22
<b>Gambar 4. 3</b> Skema sistem sumur DWL .....	22
<b>Gambar 4. 4</b> Pengaruh jarak D/I terhadap <i>oil cumulative</i> .....	25
<b>Gambar 4. 5</b> Pengaruh jarak D/I terhadap <i>water cumulative</i> .....	26
<b>Gambar 4. 6</b> Pengaruh pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) terhadap <i>oil cumulative</i> .....	27
<b>Gambar 4. 7</b> Pengaruh pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) terhadap <i>water cumulative</i> .....	27
<b>Gambar 4. 8</b> Kandungan minyak yang terinjeksikan ke dalam aquifer.....	28
<b>Gambar 4. 9</b> Pengaruh kekuatan aquifer terhadap <i>injection rate</i> .....	31
<b>Gambar 4. 10</b> Pengaruh kekuatan aquifer (kv/kh) terhadap performa sumur DWL.....	32
<b>Gambar 4. 11</b> Perbandingan <i>oil cumulative (basecase)</i> .....	33
<b>Gambar 4. 12</b> Perbandingan <i>oil cumulative (case 1)</i> .....	34
<b>Gambar 4. 13</b> Perbandingan <i>oil cumulative (case 2)</i> .....	34
<b>Gambar 4. 14</b> Perbandingan <i>water cumulative (basecase)</i> .....	35

**Gambar 4. 15** Perbandingan *water cumulative* (*case 1*)..... 35  
**Gambar 4. 16** Perbandingan *water cumulative* (*case 2*)..... 36  
**Gambar 4. 17** Grafik perbandingan *pressure history* dan *cumulative oil*.....36



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1</b> Data Karakteristik Fluida Reservoir.....	17
<b>Tabel 3. 2</b> Data Karakteristik Batuan Reservoir.....	18
<b>Tabel 3. 3</b> Data Karakteristik Aquifer .....	18
<b>Tabel 3. 4</b> Jadwal Penelitian.....	20
<b>Tabel 4. 1</b> Data Skenario Simulasi Menggunakan Data <i>Base Case</i> .....	24
<b>Tabel 4. 2</b> Data <i>Oil Cumulative</i> (bbl) Pada Berbagai Kombinasi .....	24
<b>Tabel 4. 3</b> Data Kandungan Minyak Yang Terinjeksikan.....	29
<b>Tabel 4. 4</b> Data Laju Pengurasan Air ( $Q_{bottom}$ ) Optimum.....	30
<b>Tabel 4. 5</b> Data Perbandingan Perolehan Minyak.....	33
<b>Tabel 4. 6</b> Data Perbandingan Produksi Air Pada <i>Top Completion</i> .....	34



## DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Hasil Perhitungan Tingkat Heterogenitas Reservoir



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR SINGKATAN

Ddi	<i>Dimensionless Drainage-Injection Spacing</i>
DWS	<i>Downhole Water Sink</i>
DWL	<i>Downhole Water Loop</i>
D/I	<i>Drainage-Injection</i>
IPW	<i>Inflow Performance Window</i>
WOC	<i>Water Oil Contact</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
bb1	<i>barrel</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
Ft	<i>feet</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
bpd	<i>Barrel Per Day</i>
bopd	<i>Barrel Oil Per Day</i>
bwpd	<i>Barrel Water Per Day</i>
BC	<i>Basecase</i>
C 1	<i>Case 1</i>
C 2	<i>Case 2</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>



## DAFTAR SIMBOL



$h_o$	Tebal Zona Minyak, ft
$h_{po}$	Tebal Perforasi Zona Minyak, ft
$h_{pw}$	Tebal Perforasi Zona Air, ft
$h_w$	Tebal Aquifer, ft
$k_h$	Permeabilitas Horizontal, mD
$k_v$	Permeabilitas Vertikal, mD
$Q_{bottom}$	Laju Produksi pada Zona Aquifer, bpd
$Q_{top}$	Laju Produksi pada Zona Minyak, bpd
$Z_{wd}$	Jarak Top Perforasi <i>Water Drainage</i> dengan WOC, ft
$Z_{wi}$	Jarak Perforasi Pengurasan Air dengan Injeksi Air, ft
$Q_{opc}$	<i>Critical Oil Production Rate</i> , bopd
$Q_{wdc}$	<i>Critical Water Drainage Rate</i> , bwpd
$Z_{min}$	<i>Critical</i> Jarak D/I, ft
$h_{dic}$	<i>Critical</i> D/I <i>spacing</i> , ft
$k_v/k_h$	Anisotropi Permeabilitas, mD
M	<i>Mobility Ratio</i>

**ANALISIS SENSITIVITAS PARAMETER DAN PENGARUH  
KEKUATAN AQUIFER TERHADAP PERFORMA PENERAPAN  
SUMUR *DOWNHOLE WATER LOOP* UNTUK MENGATASI  
MASALAH *WATER CONING***

ANGGYA MAULANA

153210728

**ABSTRAK**

Teknologi sumur *downhole water loop* (DWL) merupakan suatu metode yang diusulkan untuk mengontrol *water coning* dan mengurangi volume air formasi yang dihasilkan oleh sumur minyak dari reservoir dengan tenaga pendorong *bottom water drive*. Metode sumur DWL ini menggunakan tiga perforasi, dimana perforasi pertama ada di zona minyak (*top completion*) sedangkan dua perforasi lainnya berada di zona air (*bottom completion*). Konsep utamanya adalah memberikan *drawdown* tandingan pada zona air dengan cara pengurusan air pada perforasi kedua kemudian air tersebut langsung diinjeksikan pada perforasi ketiga yang ada di bawahnya, sehingga akan terbentuk suatu kondisi *water oil contact* (WOC) yang relatif stabil. Teknologi sumur DWL diusulkan untuk mengatasi masalah yang terjadi pada sumur *downhole water sink* (DWS). Konsep dari sumur DWS sama dengan DWL, tetapi pada sumur DWS ini hanya menggunakan dua perforasi, jadi air yang di kuras pada perforasi kedua dari sumur DWS langsung di produksi ke permukaan. Oleh karena itu, akibat adanya produksi air ini membuat sumur DWS memproduksi besarnya volume air ke permukaan sehingga menyebabkan tingginya biaya *lifting* dan *water treatment* di permukaan. Penelitian ini menggunakan simulasi komputer (CMG) untuk memodelkan performa reservoir pada lapangan X. Parameter yang diperhatikan adalah kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ), kombinasi antara laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dan laju alir air ( $Q_{bottom}$ ), serta jarak efektif perforasi produksi-injeksi (D/I). Hasil penelitian menunjukkan bahwa penggunaan laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) sebesar 1.000 bpd, 1.500 bpd, dan 2.000 bpd memberikan peningkatan perolehan minyak sebesar 41.716 bbl sampai 69.901 bbl pada pengurusan air ( $Q_{bottom}$ ) optimum masing-masing sebesar 4.350 bpd, 5.200 bpd, dan 5.750 bpd dengan jarak D/I optimum sebesar 0,27 ft. Semakin besar kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) pada 20/100 mD, 50/400 mD, dan 80/700 mD akan mengakibatkan penurunan perolehan minyak pada sumur DWL sebesar 1.077.603 bbl sampai 1.458.928 bbl di lapangan X.

**Kata Kunci :** *Downhole Water Loop, Water Coning, Bottom Water Drive*

**ANALYSIS OF PARAMETERS SENSITIVITY AND AQUIFER  
STRENGTH ON PERFORMANCE OF DOWNHOLE WATER LOOP  
WELL FOR WATER CONING PROBLEM**

**ANGGYA MAULANA**

**153210728**

**ABSTRACT**

*Downhole water loop (DWL) technology is a proposed method for controlling water coning and reducing the volume of formation water produced by oil wells from reservoirs with bottom water drive driving force. The DWL well method uses three perforations, where the first perforation is in the oil zone (top completion) while the other two perforations are in the water zone (bottom completion). The main concept is to provide a counter drawdown in the water zone by draining water in the second perforation and then the water is immediately injected into the third perforation below, so that a relatively stable water oil contact (WOC) condition will be formed. DWL well technology is proposed to overcome the problems that occur in downhole water sink (DWS) wells. The concept of the DWS well is the same as DWL, but in this DWS well it only uses two perforations, so the water drained on the second perforation of the DWS well is directly produced to the surface. Therefore, due to the production of water, DWS wells produce large volumes of water to the surface, causing high surface lifting and water treatment costs. This study uses a computer simulation (CMG) to model reservoir performance in field X. The parameter to consider is the combination of oil flow rate ( $Q_{top}$ ) and water flow rate ( $Q_{bottom}$ ), as well as the effective distance of production-injection perforation ( $D/I$ ). The results showed that the use of oil flow rate ( $Q_{top}$ ) of 1,000 bpd, 1,500 bpd, and 2,000 bpd gave an increase in oil acquisition of 41,716 bbl to 69,901 bbl in the optimal water drainage ( $Q_{bottom}$ ) of 4,350 bpd, 5,200 bpd, and 5,750 bpd with the optimum  $D/I$  distance of 0.27 ft. The greater the strength of the aquifer ( $k_v / k_h$ ) at 20/100 mD, 50/400 mD, and 80/700 mD will result in a decrease in oil recovery in the DWL well by 1,077,603 bbl to 1,458,928 bbl in field X.*

**Keywords:** *Downhole Water Loop, Water Coning, Bottom Water Drive*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Produksi air yang berlebihan merupakan permasalahan yang serius dalam proses produksi minyak dari reservoir. Beberapa perusahaan minyak bisa dikatakan sebagai perusahaan air karena peningkatan produksi air yang tinggi. Di seluruh dunia produksi air setiap harinya mencapai 300 juta barel dibandingkan dengan produksi minyak 80 juta barel, yang berarti bahwa perusahaan minyak memproduksi hampir tiga sampai empat barel air untuk setiap satu barel minyak mentah dari reservoir. Jumlah produksi air ini diperkirakan akan melebihi 350 juta barel per hari pada tahun 2020 (Al-azmi et al., 2017).

Produksi air yang tinggi umumnya terjadi pada reservoir yang memiliki zona aquifer dibawahnya (*bottom water drive*), kehadiran aquifer dibawah reservoir memberikan manfaat positif dan negatif. Salah satu keuntungan utama dari reservoir *bottom water drive* yaitu dapat memberikan energi pada reservoir yang dapat mendorong minyak dan meningkatkan potensi perolehan minyak dari reservoir. Namun kerugiannya terdapat pada produksi air yang berlebih bersama dengan minyak yang tidak dapat dihindari dan membuat berkurangnya *recovery* minyak. Salah satu yang membuat produksi air yang berlebih ini adalah *water coning* (Okon et al., 2017).

Peristiwa *water coning* adalah naiknya air dari aquifer yang mengerucut menuju lubang perforasi pada zona minyak. Semakin besar kekuatan dari aquifer maka air akan semakin cepat menuju lubang perforasi, dan apabila air sudah mencapai lubang perforasi (*water breakthrough*) maka produksi air akan meningkat secara signifikan, sehingga membuat air akan mendominasi total produksi fluida dari sumur. Akibat dari permasalahan *water coning* ini adalah dapat menurunkan produktivitas sumur, meningkatkan biaya operasi, mengurangi umur sumur karena produksi air yang berlebihan dan akhirnya menurunkan faktor perolehan minyak dari reservoir. Beberapa penelitian telah dilakukan untuk mengatasi permasalahan *water coning* yang meliputi produksi minyak dibawah laju alir kritis (Espinola et al., 2016), mengoptimalkan interval perforasi, dan

teknologi sumur horizontal (Emara, 2016). Hasil dari penelitian tersebut sedikit yang memberikan laporan keberhasilan ketika diterapkan di lapangan, seperti produksi minyak yang terlalu kecil pada laju alir kritis, optimasi interval perforasi yang tetap masih memiliki batasan laju alir yang kurang ekonomis, kemudian penerapan sumur horizontal yang sangat tergantung pada teknologi pemboran (Lu Jin & Wojtanowicz, 2011a).

Salah satu teknologi yang pertama digunakan untuk mengontrol *water coning* adalah *Downhole Water Sink* (DWS). Perhitungan teoritis dan praktek lapangan telah menunjukkan bahwa DWS dapat meningkatkan tingkat produksi minyak, mengurangi kadar air, dan meningkatkan perolehan minyak. Penerapan DWS ini menggunakan *dual completion* pada zona minyak dan air. Sebuah packer memisahkan perforasi di zona minyak dan satu lagi berada pada zona air, hal ini dapat memberikan *pressure drawdown* pada zona air yang dapat menandingi *pressure drawdown* pada zona minyak sehingga WOC relatif lebih stabil. Sebagai hasilnya akan memproduksi minyak yang bebas air dan produksi air yang bebas minyak. Namun, DWS memiliki kelemahan yaitu banyak energi yang dibutuhkan untuk memproduksi besarnya air ke permukaan dan biaya yang mahal untuk *water treatment* di permukaan. Selain itu, besarnya volume air yang dihasilkan juga dapat menyebabkan besarnya penurunan tekanan pada reservoir (L. Jin et al., 2009).

Untuk mengatasi kelemahan sumur DWS tersebut, dilakukanlah penelitian model sumur baru yaitu sumur *Downhole Water Loop* (DWL). Tujuan utama dari sumur DWL ini sama dengan sumur DWS yaitu menciptakan *water oil contact* yang lebih stabil dengan cara menemukan kombinasi terbaik antara laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dengan laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) sehingga akan mengurangi terjadinya kerucut air pada reservoir. Perbedaan sumur DWL ini dengan sumur DWS yaitu pada produksi air, jika pada sumur DWS air dari aquifer diproduksi ke permukaan, namun pada sumur DWL ini air dari aquifer tidak diproduksi ke permukaan tetapi langsung diinjeksikan kembali ke aquifer yang lebih dalam, sehingga dapat mempertahankan kontrol *water coning* tanpa mengurangi tekanan reservoir yang signifikan. Konsep ini juga mengurangi biaya

*lifting* dan *treatment* air yang dihasilkan di permukaan sehingga menguntungkan dan ramah lingkungan (Lu Jin & Wojtanowicz, 2010).

Penelitian yang sudah dilakukan oleh beberapa peneliti sebelumnya masih menggunakan penelitian dengan model konseptual. Oleh karena itu, di dalam penelitian ini penulis akan mencoba melakukan penelitian terhadap performa aplikasi sumur DWL pada lapangan X yang merupakan suatu data lapangan yang sebenarnya pada reservoir *bottom water drive* dengan menganalisis sensitivitas parameter dan pengaruh dari kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) untuk mengatasi masalah *water coning*, sehingga diharapkan dapat meningkatkan perolehan minyak pada lapangan X. Penelitian ini akan menggunakan *software* simulasi reservoir.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Melakukan analisis sensitivitas parameter laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dan laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ), serta jarak efektif perforasi produksi-injeksi (D/I) pada sumur DWL terhadap faktor perolehan minyak pada lapangan X.
2. Menentukan pengaruh dari kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) terhadap performa sumur DWL pada lapangan X.

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan dapat memberikan berbagai manfaat diantaranya yaitu:

1. Penelitian ini diharapkan dapat dimanfaatkan sebagai bahan informasi bagi industri hulu migas dalam hal untuk mengatasi masalah *water coning* dan mengurangi jumlah produksi air yang berlebih sehingga dapat meningkatkan *recovery factor* khususnya pada lapangan minyak di Indonesia.
2. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa/i Teknik Perminyakan untuk sebagai acuan dalam penelitian khususnya tentang teknologi sumur DWL

#### 1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka dalam penelitian ini hanya dilakukan penelitian menggunakan simulasi reservoir untuk menganalisis pengaruh dari kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) terhadap performa penerapan teknologi sumur DWL, sensitivitas parameter laju alir minyak dan air, serta jarak efektif D/I di dalam zona aquifer terhadap faktor perolehan minyak pada lapangan X. Penelitian ini menggunakan *black oil simulator* (IMEX) pada suatu kondisi lapangan. Ada beberapa batasan lain yang dilakukan, yaitu:

1. Model ini merupakan reservoir yang bersifat heterogen.
2. Model ini tidak mempertimbangkan patahan atau kondisi geologi lainnya
3. Tidak mempertimbangkan sisi keekonomian.
4. Model ini tidak menggunakan geomekanik.
5. Fluida yang mengalir hanya minyak dan air.
6. Penelitian ini hanya berfokus pada analisa sensitivitas, sehingga tidak mempertimbangkan sejarah produksi.
7. *Cement bond* sangat bagus, *no flow behind casing*.
8. Perforasi zona minyak berada pada *top of pay zone*, selanjutnya disebut *top completion*, dan perforasi zona air berada pada aquifer, selanjutnya disebut *bottom completion*.
9. Panjang interval perforasi produksi minyak, pengurasan air, dan injeksi air sama besar (9,88 ft).
10. Fluida yang keluar melalui perforasi injeksi air sama dengan fluida yang masuk ke perforasi pengurasan air.
11. *Initian pressure* pada reservoir sama dengan *Initial pressure* pada Aquifer (2.973 psi).
12. Kekuatan aquifer dilihat dari variasi anisotropi permeabilitas ( $k_v/k_h$ ).

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

إِذَا مَاتَ الْإِنْسَانُ انْفَطَعَ عَنْهُ عَمَلُهُ إِلَّا مِنْ ثَلَاثٍ: إِلَّا مِنْ صَدَقَةٍ جَائِيَةٍ، رَأَوْ عِلْمٍ يُنْتَفَعُ بِهِ، أَوْ وَلَدٍ صَالِحٍ يَدْعُو لَهُ.

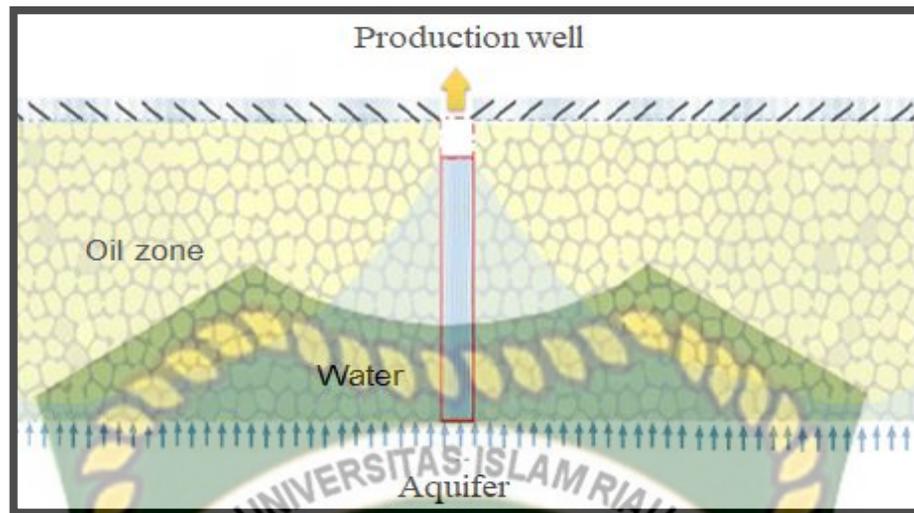
“Apabila seseorang telah meninggal, maka amalnya terputus darinya, kecuali dari tiga hal yaitu sedekah jariah, ilmu yang bermanfaat, dan doa anak yang sholeh.” (HR. Muslim no.1631)

Ilmu yang bermanfaat merupakan salah satu poin yang ada dalam hadist tersebut yang sedang kita cari sampai saat sekarang ini. Mudah-mudahan Allah SWT memberikan kita kesempatan untuk mengaplikasikan ilmu yang kita peroleh saat ini dikemudian hari nantinya, sehingga ilmu ini tidak hanya berguna bagi kita tetapi juga berguna bagi orang lain dan kemajuan untuk umat Islam khususnya.

#### 2.1 WATER CONING

*Water coning* merupakan peristiwa dimana batas minyak dan air mengalami kenaikan membentuk kerucut menuju zona perforasi yang akan menyebabkan waktu tembus air menjadi lebih awal, sehingga peningkatan jumlah air terproduksi menjadi lebih cepat dan dapat mendominasi total jumlah produksi fluida dari reservoir (Ahmed, 2010). Permasalahan tersebut sering terjadi pada lapangan yang memproduksi minyak dengan tenaga pendorong air yang kuat (*strong water drive*) (Okon et al., 2018).

Selama bertahun-tahun *reservoir engineers* telah mencari beberapa cara yang efektif untuk mengatasi permasalahan *water coning* ini. Akhirnya pada tahun 1990-an ditemukan teknologi *downhole water sink* (DWS), penerapan teknologi DWS ini sukses diterapkan pada lapangan Nebo-Hemphill milik Hunt Petroleum di North Louisiana (M. D. Swisher, 1995). Sumur DWS ini efektif mengatasi permasalahan *water coning* dan dapat meningkatkan produktivitas minyak dari reservoir (L Jin & Wojtanowicz, 2010).



**Gambar 2. 1** Peristiwa *water coning* (Safari & Javad Ameri, 2019)

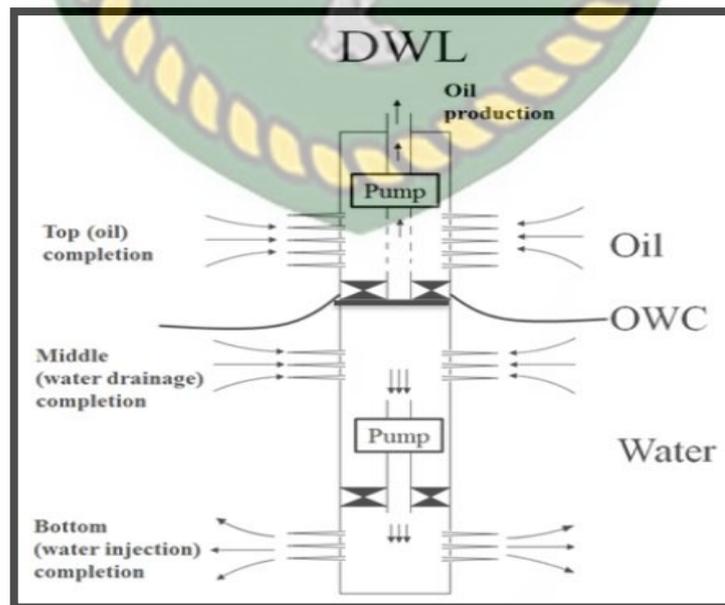
Pada saat sekarang ini sudah banyak laporan uji coba keberhasilan penerapan teknologi DWS di berbagai lapangan minyak di seluruh dunia, diantaranya seperti pada lapangan minyak di Kuwait Utara (Anthony & Al-Mosaileekh, 2016), lapangan minyak Luliang (Meng et al., 2017), lapangan minyak di Kanada (K. Wojtanowicz, 2006), dan pada lapangan minyak Bakers di California (Shirman & Wojtanowicz, 2007). Meskipun penerapan sumur DWS ini memberikan perolehan minyak yang lebih besar dari pada sumur konvensional, namun laporan di lapangan mengatakan bahwa sumur DWS ini memproduksi air dalam jumlah besar ke permukaan sehingga membuat tingginya biaya *lifting* dan *water treatment* di permukaan.

## 2.2 METODE *DOWNHOLE WATER LOOP*

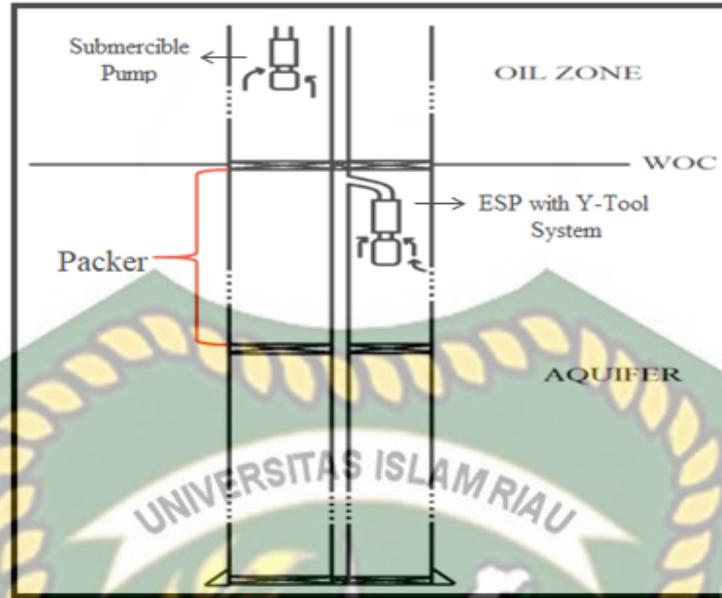
Metode teknologi sumur *downhole water loop* mulai dikembangkan untuk mengatasi permasalahan yang terjadi pada sumur DWS. Metode sumur DWL ini pertama kali diusulkan pada tahun 1992 oleh (A.K. Wojtanowicz, 1995) untuk mengurangi volume air formasi yang dihasilkan oleh sumur minyak dari reservoir yang memiliki zona aquifer dibawahnya (*bottom water drive*). Dari hasil penelitiannya mereka mengatakan bahwa dengan penerapan teknologi DWL ini akan meningkatkan tingkat produksi minyak dua sampai empat kali lebih tinggi dari pada sumur konvensional (L Jin & Wojtanowicz, 2010).

Suatu sumur minyak dapat menerapkan metode sumur DWL ini dengan menggunakan tiga perforasi, dimana perforasi pertama ada di zona minyak (*top completion*) sedangkan dua perforasi lainnya berada di zona air (*bottom completion*). Konsep utama dari sumur DWL ini adalah menciptakan suatu tekanan *drawdown* pada zona air yang dapat menandingi tekanan *drawdown* yang di sebabkan oleh produksi minyak untuk menghindari terjadinya *water coning*, sehingga akan terbentuk suatu kondisi *water oil contact* yang relatif stabil (Lu Jin & Wojtanowicz, 2011b).

Mekanisme dari metode DWL ini dapat dilihat pada gambar 2.2, dimana pada zona minyak dan zona air di perforasi dan dipisahkan oleh packer. Selama produksi, minyak akan mengalir melalui kompleksi konvensional sedangkan air yang di kuras pada perforasi kedua langsung diinjeksikan pada perforasi bagian bawah pada zona air yang sama menggunakan *submercible pump* melalui sistem *Y-Tool* (gambar 2.3). Hasil analitis dan simulasi telah menunjukkan bahwa metode ini mampu mengatasi permasalahan *water coning* dan secara signifikan dapat mengurangi volume air yang dihasilkan di permukaan, sehingga dapat mengurangi biaya *lifting* dan *water treatment* di permukaan. Oleh karena itu penerapan sumur DWL ini sangat menjanjikan berdasarkan studi analitis dan simulasi, tetapi sayangnya belum ada laporan dari literatur mengenai penerapan teknologi DWL ini di lapangan (Okon et al., 2017).



Gambar 2. 2 Skematik DWL completion (Lu Jin, 2013)



**Gambar 2. 3** Skematik *DWL completion* menggunakan pompa ESP melalui sistem *Y-Tool*

### 2.3 PENELITIAN TEKNOLOGI *DOWNHOLE WATER LOOP*

Pada penelitian teknologi sumur DWL dibawah ini, terdapat jurnal-jurnal yang didapatkan dari *OnePetro* yang berisi hasil penelitian yang telah dilakukan oleh beberapa penulis yang berkaitan dengan penelitian yang dilakukan. Jurnal yang diperoleh berkaitan dengan teknologi sumur DWL dalam mengatasi masalah *water coning* dan mengurangi jumlah produksi air pada sumur minyak. Sebelum teknologi sumur DWL ini diterapkan pada lapangan X, maka dilakukanlah suatu penelitian menggunakan simulasi reservoir terlebih dahulu untuk melihat bagaimana performa dari penerapan teknologi sumur DWL pada lapangan X yang bersifat heterogen. Jurnal-jurnal ini diuraikan berdasarkan tema dan penulis, parameter yang diamati, metode dan hasil dari sensitivitas parameter yang diamati sehingga dapat memberikan perbedaan penelitian terdahulu dengan penelitian dalam tugas akhir ini.

Penelitian oleh L. Jin, A.K. Wojtanowicz, R.G. Hughes pada tahun 2009 dengan membuat suatu persamaan *mathematical model* terhadap parameter kunci. Persamaan tersebut antara lain adalah *critical oil production rate* ( $Q_{opc}$ ), *critical water drainage rate* ( $Q_{wdc}$ ), dan *critical jarak D/I* ( $Z_{min}$ ).

a) *Critical oil production rate* ( $Q_{opc}$ )

$$Q_{opc} = \frac{Q_{wd}B_w h_o}{MB_o h_w} (1 - D_{di}) + \frac{0,003066K_o h_o (\gamma_w - \gamma_o)}{B_o \mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} (Z_{op} - Z_{wd} + Z_{wd} D_{di}) \quad \dots(1)$$

b) *Critical water drainage rate* ( $Q_{wdc}$ )

$$Q_{wdc} = \frac{Q_{op} B_o h_w}{B_w h_o} \frac{1}{(1 - D_{di})} + \frac{0,003066K_w h_w (\gamma_w - \gamma_o) (Z_{wd} - Z_{op} - Z_{wd} D_{di})}{B_w \mu_w \ln \frac{r_e}{r_w} (1 - D_{di})} \quad \dots(2)$$

c) *Critical D/I spacing* ( $Z_{min}$ )

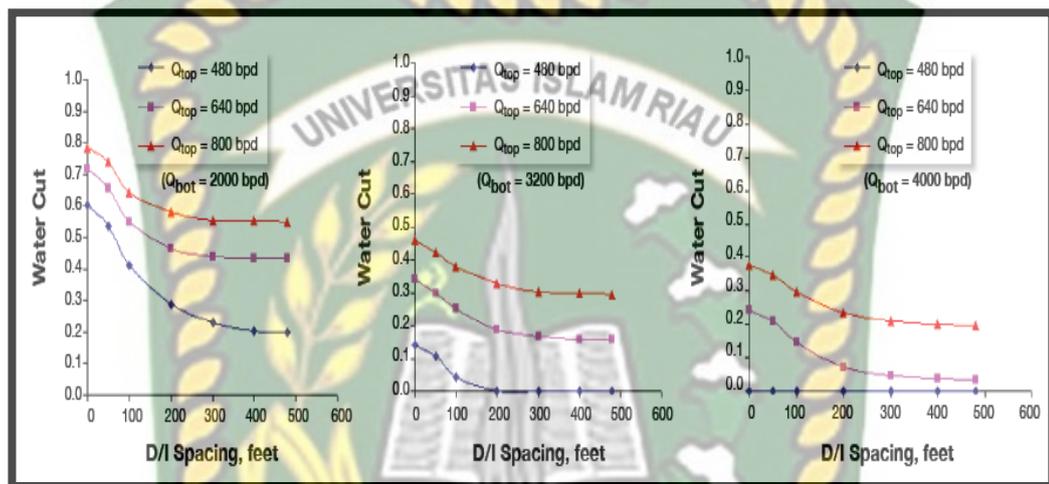
$$Z_{min} = \sqrt{\frac{\left[ \frac{Q_{wd} B_w h_o}{M B_o h_w} + \frac{0,003066 K_o h_o (\gamma_w - \gamma_o) Z_{wd}}{B_o \mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \right] Z_{wd}}{\frac{\partial Q_{opc}}{\partial Z_{di}}}} - Z_{wd} \quad \dots(3)$$

$0 < Z_{min} < 0,8 h_w$

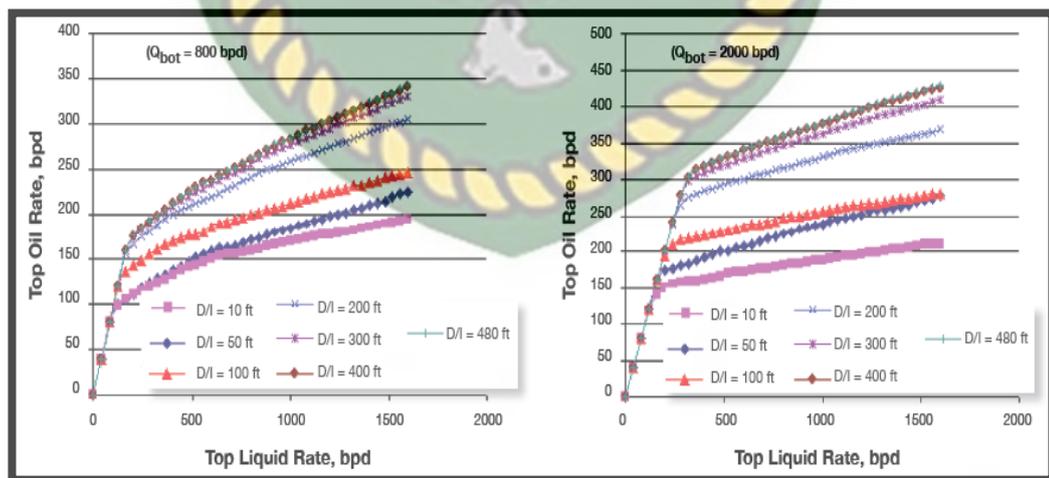
Persamaan *mathematical* tersebut diverifikasi dengan menggunakan data sifat fisik dari lapangan Nebo-Hemphill di North Louisiana yang mana pada lapangan tersebut menggunakan sumur DWS. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa model yang di modifikasi mendekati data *real* dan dapat mencapai kecocokan pada jarak D/I 50 ft dan 60 ft pada sumur DWL dengan sumur DWS yang sudah diterapkan pada lapangan Nebo-Hemphill. Dari hasil perhitungan tersebut penerapan sumur DWL ini bisa meningkatkan perolehan minyak yang lebih besar dari pada sumur DWS yang ada di lapangan Nebo-Hemphill dengan memberikan jarak D/I yang lebih jauh di dalam aquifer.

Penelitian dilanjutkan oleh L. Jin, A.K. Wojtanowicz pada tahun 2010 untuk melihat pengaruh dari parameter kunci terhadap performa sumur DWL. Parameter kunci yang diamati tersebut antara lain adalah jarak D/I di dalam aquifer, tingkat produksi zona minyak dan tingkat produksi zona air. Beberapa skenario simulasi dibuat terhadap tiga parameter kunci dengan *software* simulasi reservoir Eclipse 2007<sup>TM</sup>. Hasil penelitiannya dapat dilihat pada gambar 2.4 dan

2.5, bahwa jarak D/I yang besar akan memberikan faktor perolehan minyak yang lebih besar dan mengurangi kadar air. Pada jarak D/I optimum (200 ft), efek pengurasan air pada performa sumur sangat besar, dengan peningkatan 60% dan 80% pengurasan air akan meningkatkan produksi minyak masing-masing sebesar 55% dan 80%. Untuk jarak D/I, peningkatan produksi zona minyak harus disesuaikan dengan produksi zona air, jika peningkatan dilakukan hanya pada zona minyak maka akan mengakibatkan perpotongan air yang lebih cepat.

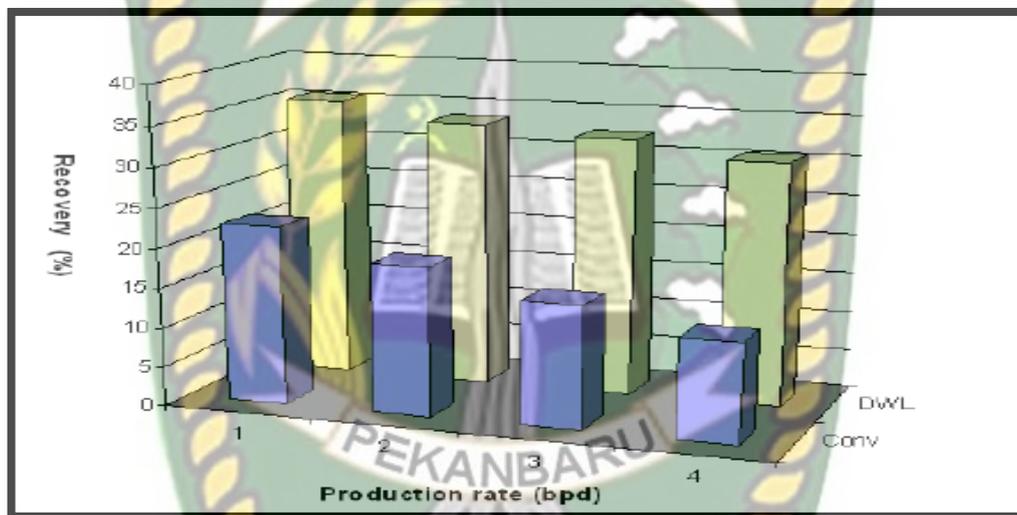


Gambar 2. 4 Perubahan *water cut* dengan *top production rate* dan jarak D/I pada berbagai *bottom production rate* (L Jin & Wojtanowicz, 2010)



Gambar 2. 5 Perubahan *top oil rate* dengan *liquid rate* pada berbagai jarak D/I dan  $Q_{bot}$  (L Jin & Wojtanowicz, 2010)

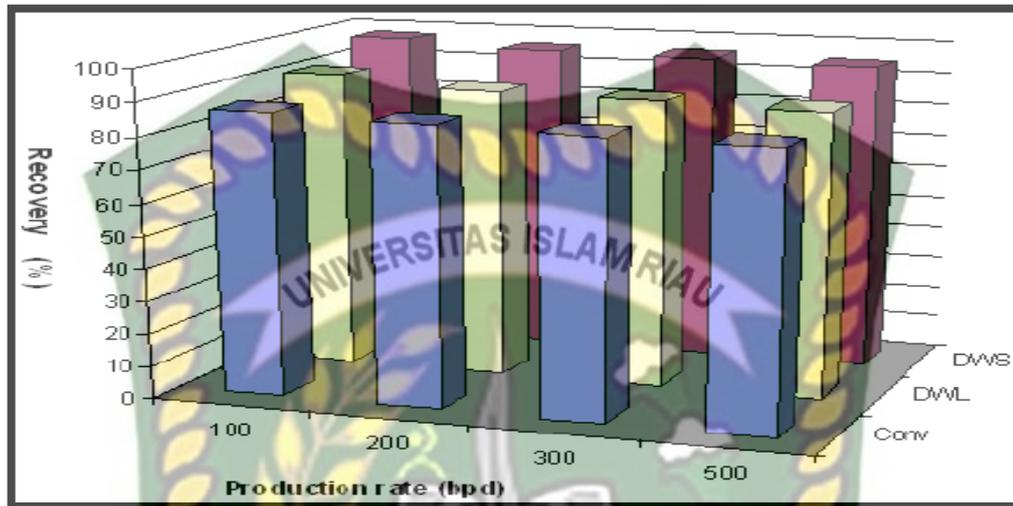
Pada reservoir *bottom water drive* perolehan minyak sangat di pengaruhi oleh kekuatan aquifer, besarnya aquifer atau aktifitas zona air tergantung kepada ukuran zona air tersebut serta perubahan tekanan yang terjadi pada sistem aquifer (Novrianti, 2013). Pada tahun 2010 L. Jin, A.K. Wojtanowicz melanjutkan penelitian untuk melihat bagaimana pengaruh dari kekuatan aquifer terhadap performa sumur DWL. Kekuatan aquifer yang diamati antara lain pada *small aquifer*, *moderate aquifer*, dan *big aquifer* dengan menggunakan simulasi reservoir. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa aquifer yang kecil memberikan perolehan yang sedikit karena tekanan reservoir cepat berkurang. Berikut pada gambar 2.6 hasil dari *recovery factor* pada *small aquifer* dengan berbagai laju alir.



**Gambar 2. 6** *Recovery factor* pada berbagai laju produksi (*small aquifer*) (Lu Jin & Wojtanowicz, 2010)

Dari gambar 2.6 diatas dapat dilihat bahwa penerapan sumur DWL yang baik yaitu pada reservoir dengan aquifer kecil, dengan diinjeksikan kembali air ke dalam aquifer dapat mempertahankan tekanan reservoir sehingga memberikan perolehan minyak sekitar 60% lebih besar dan produksi air 43% lebih sedikit dari pada sumur konvensional, sementara untuk sumur DWS tidak dapat memberikan perolehan karena cepat menurunkan tekanan reservoir akibat dari pengurasan air dalam jumlah besar yang di produksikan ke permukaan. Namun dari gambar 2.7 pada skenario simulasi *strong aquifer* pada sumur DWL memberikan perolehan yang sama besar dengan sumur DWS dan konvensional. Walaupun demikian

ketika *pressure support* cukup tinggi dari aquifer (*big aquifer*), keuntungan utama dari sumur DWL adalah dapat mengontrol *water coning* dan mempersingkat waktu perolehan minyak sekitar 23,5% lebih pendek dibandingkan sumur konvensional, serta mengurangi jumlah produksi air dibandingkan sumur DWS.



**Gambar 2. 7** Recovery factor pada berbagai laju produksi (*strong aquifer*) (Lu Jin & Wojtanowicz, 2010)

L. Jin, A.K. Wojtanowicz melanjutkan penelitian pada tahun 2011 dengan kembali membuat suatu *analytical model* untuk mencari aliran segregasi terhadap parameter kunci yang sebelumnya sudah dibuat pada tahun 2009. Model yang sebelumnya tidak mempertimbangkan sifat dari reservoir yang diantaranya seperti *partial penetration*, *reservoir anisotropy*, dan efek dari kerusakan formasi. Jadi penelitian ini mengembangkan model analitis dengan mempertimbangkan panjang penetrasi dan anisotropi reservoir untuk menilai tingkat kritis pada produksi minyak bebas air di *top perforation*, produksi air yang bebas minyak pada *bottom perforation*, dan jarak minimum antara perforasi tengah dan bawah di dalam aquifer. Persamaan analitik yang dibuat antara lain sebagai berikut:

a) *Critical oil rate* ( $Q_{opC}$ )

$$Q_{opC} = \frac{Q_{wa} B_w h'_o \left[ (1 - D_{di}) \ln \left( \frac{r'_e}{r'_w} \right) + S_{pp-wd} - D_{di} (S_{pp-wi} + S_{fd}) \right]}{MB_o h'_w \ln \left( \frac{r'_e}{r'_w} \right) + S_{pp-op}} \quad \dots (4)$$

$$+ \frac{0,003066 K_o h'_o (\gamma_w - \gamma_o) [h'_{op} - h'_{wo} + h'_{wo} D_{di}]}{\mu_o B_o \ln \left( \frac{r'_e}{r'_w} \right) + S_{pp-op}}$$

b) *Critical water drainage rate* ( $Q_{wdc}$ )

$$Q_{wdc} = \frac{Q_{op} M B_o h'_w \ln\left(\frac{r'_e}{r'_w}\right) + S_{pp-op}}{B_w h'_o \left[ (1 - D_{di}) \ln\left(\frac{r'_e}{r'_w}\right) + S_{pp-wd} - D_{di}(S_{pp-wi} + S_{fd}) \right]} + \frac{0,003066 K_w h'_w (\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_w B_w} \dots (5)$$

$$\frac{[h'_{wo} - h'_{op} - h'_{wo} D_{di}]}{[(1 - D_{di}) \ln\left(\frac{r'_e}{r'_w}\right) + S_{pp-wd} - D_{di}(S_{pp-wi} + S_{fd})]}$$

c) *Critical D/I spacing* ( $h_{dic}$ )

$$h_{dic} = \sqrt{\frac{\left[ \frac{h'_{wo} Q_{wd} B_w h'_o}{M B_o h'_w} \left[ \ln\left(\frac{r'_e}{r'_w}\right) + S_{pp-wi} + S_{fd} \right] \right]}{\left[ \ln\left(\frac{r'_e}{r'_w}\right) + S_{pp-op} \right] \left( \frac{\partial Q_{opc}}{\partial h_{di}} \right)}} - \sqrt{\frac{0,003066 h'_{wo} K_o h'_o h'_{ow} (\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r'_e}{r'_w}\right) + S_{pp-op} \right] \left( \frac{\partial Q_{opc}}{\partial h_{di}} \right)}} - h'_{wo} \dots (6)$$

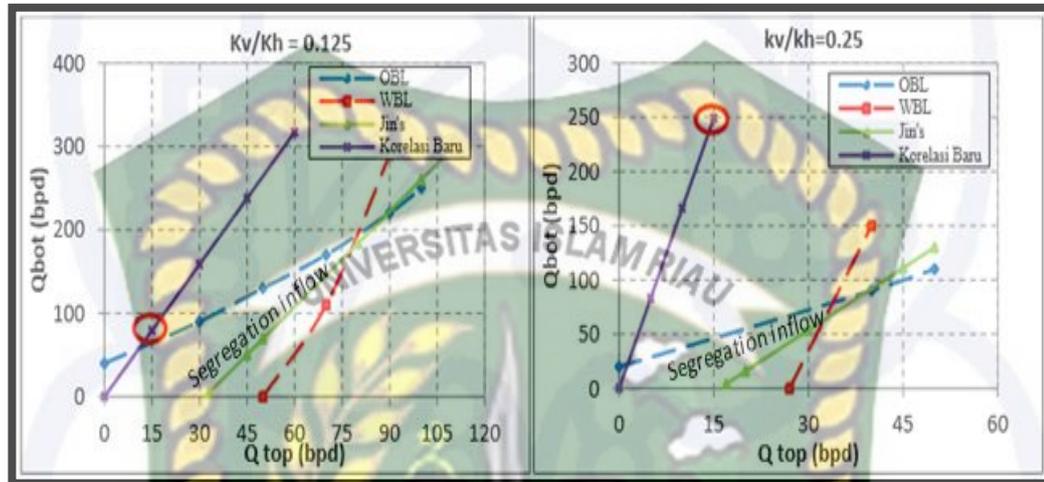
Hasil dari penelitiannya menunjukkan bahwa model ini dapat memprediksi tingkat produksi minyak kritis, tingkat pengurasan air kritis, dan jarak kritis D/I untuk sumur DWL pada reservoir anisotropi. Hasil dari model tersebut juga menunjukkan kesesuaian dengan hasil simulasi.

Sebuah penelitian yang dilakukan oleh A. Nugrahanto, T. Ariadji pada tahun 2013 dengan membuat suatu korelasi baru untuk desain optimasi perolehan minyak dengan metode sumur DWL pada reservoir homogen anisotropi. Korelasi baru tersebut adalah laju alir pada  $Q_{bottom}$  untuk menentukan kombinasi  $Q_{top}$  dan  $Q_{bottom}$  pada sumur DWL yang menghasilkan faktor perolehan yang optimum pada pola aliran di zona *unsegregated inflow*. Korelasi tersebut adalah sebagai berikut:

$$Q_{bottom} = Q_{top} \left[ \frac{25,52(1 + M)^{1,01}}{(1 - D_{di})^{0,822} (\Delta\gamma)^{0,597}} \right] \frac{\left(1 - \frac{h_{pw}}{h_w}\right)^{0,356} \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{1,653}}{\left(1 - \frac{h_{po}}{h_o}\right)^{0,871} \left(1 + \frac{h_w}{h_o}\right)^{1,136}} \dots (7)$$

Model tersebut kemudian divalidasi dengan hasil simulasi dan memberikan kesesuaian yang hampir sama yaitu sekitar 98%. Penelitian tersebut menggunakan analisa sensitivitas terhadap beberapa parameter diantaranya yaitu

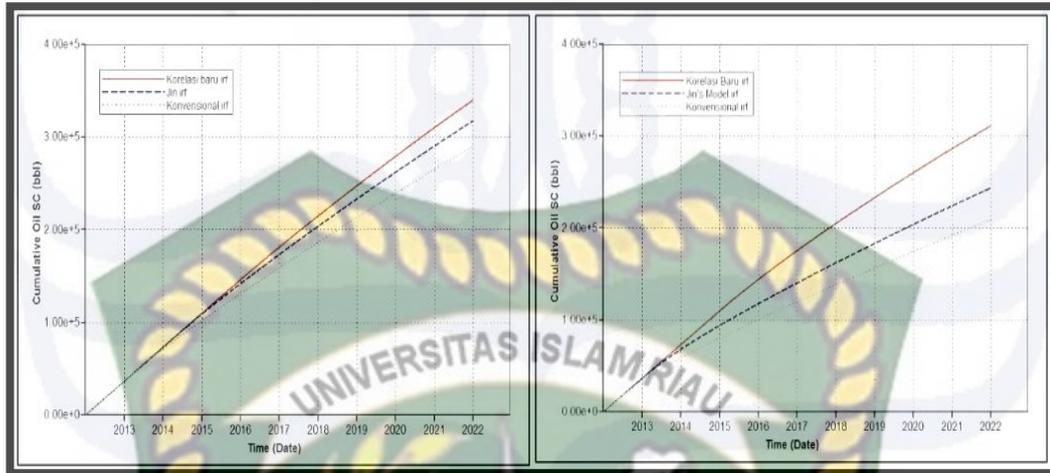
rasio mobilitas fluida ( $M$ ), anisotropi permeabilitas ( $k_v/k_h$ ), rasio interval *top perforation* ( $h_{po}/h_o$ ), dan perbedaan densitas fluida ( $\Delta\gamma$ ) untuk membuat kurva plot *inflow performance window* (IPW) selama 3 tahun produksi. Berikut pada gambar 2.8 merupakan salah satu contoh parameter sensitivitas pada kurva IPW.



**Gambar 2. 8** Sensitivitas anisotropi permeabilitas pada kurva IPW (Nugrahanto, 2013)

Berdasarkan plot sensitivitas IPW pada gambar 2.8, terlihat bahwa persamaan Lu Jin lebih baik dari pada persamaan korelasi baru pada zona *segregated inflow* karena selalu berada pada zona tersebut. Sedangkan untuk kondisi di zona *unsegregated inflow*, untuk memperoleh faktor perolehan minyak yang optimum, diperlukan nilai  $Q_{bottom}$  yang lebih besar dari persamaan Lu Jin. Berdasarkan plot IPW semua kasus dalam studi tersebut, ditetapkan nilai  $Q_{top}$  100 bpd sebagai laju alir produksi karena merupakan laju alir yang berada di zona *unsegregated inflow*. Plot perbandingan perolehan minyak dikembangkan dengan simulasi selama 10 tahun produksi. Plot tersebut dibedakan menjadi empat kategori sensitivitas yang digunakan sama dengan analisa sensitivitas plot IPW sebelumnya. Pada gambar 2.9 merupakan salah satu contoh parameter sensitivitas terhadap perolehan minyak pada zona *unsegregated inflow*. Berdasarkan gambar tersebut, hasil dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa berdasarkan analisa plot IPW, korelasi yang dihasilkan baik digunakan untuk zona *unsegregated inflow*, sedangkan untuk zona *segregated inflow* persamaan analitik Lu Jin lebih baik. Korelasi yang dihasilkan terbukti dapat meningkatkan perolehan minyak

rata-rata 27% dan mengurangi air terproduksi rata-rata sampai 63% dibandingkan dengan persamaan Lu Jin pada zona *unsegregated inflow*.



**Gambar 2. 9** Sensitivitas anisotropi permeabilitas terhadap perolehan minyak pada zona *unsegregated inflow* (Nugrahanto, 2013)

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan menggunakan permodelan dengan menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*). Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapatkan sesuai dengan literatur yang ada dan terpercaya.



Gambar 3. 1 Diagram alir tugas akhir

### 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 *Computer Modelling Group* (CMG) 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 Fluida Reservoir

Data karakteristik fluida reservoir pada table 3.1 merupakan data yang didapatkan dari Lapangan X yang memiliki densitas minyak sebesar 53,06 lb/ft<sup>3</sup>.

**Tabel 3. 1** 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	bbl/STB
Kompresibilitas Air	5,7717E-08	1/psi
Tekanan Rekah ( <i>fracture</i> )	4.061	psi
<i>Bubble Point Pressure</i>	1.160	psi

#### 3.2.2 Data Karakteristik Batuan Reservoir

Table 3.2 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. 2** Data Karakteristik Batuan Reservoir

Properti Batuan		
Properti	Nilai	Satuan
Porositas	0,22	fraksi
Permeabilitas i	100	mD
Permeabilitas j	100	mD
Permeabilitas k	30	mD
Saturasi minyak	0,86	fraksi
Tekanan Reservoir	2.973	psi
Kompresibilitas Batuan	2,0644E-08	1/psi
<i>Reference Depth</i>	6.864	ft

### 3.2.3 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. 3** Data Karakteristik Aquifer

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

### 3.2.4 *Gridding*

Model reservoir pada lapangan X memiliki jumlah grid 25 x 25 x 16 (I x J x K) dengan *single well model* menggunakan sumur vertikal. Ketebalan masing-masing grid pada model yaitu 3 meter dengan panjang X dan Y pada setiap grid masing-masing yaitu 50 meter (Fonseca et al., 2018). Sumur DWL untuk perforasi *oil zone* terletak pada grid 7 x 10 x 1 (I x J x K), perforasi pengurasan air pada grid 7 x 10 x 9 (I x J x K), dan perforasi injeksi air pada jarak D/I *high* yaitu pada

grid  $7 \times 10 \times 16$  (I x J x K), D/I *medium*  $7 \times 10 \times 13$  (I x J x K), dan D/I *low*  $7 \times 10 \times 11$  (I x J x K). Model grid setiap layer ditunjukkan oleh gambar berikut.



**Gambar 3. 2** Model 3 dimensi *oil saturation* I x J x K

### 3.3 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini akan dilakukan menggunakan *software* simulasi reservoir CMG (*Computer Modelling Group*) dengan jadwal penelitian sebagai berikut:

**Tabel 3. 4** Jadwal Penelitian

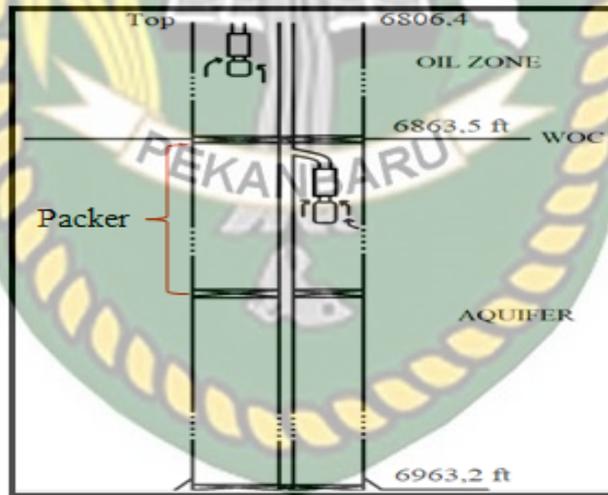
TAHAP PENELITIAN	TAHUN 2019							
	OKTOBER				NOVEMBER			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Persiapan dan pengumpulan data								
Pembuatan model <i>base case</i>								
Uji sensitivitas parameter								
Uji kekuatan aquifer								
Laporan penelitian								

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

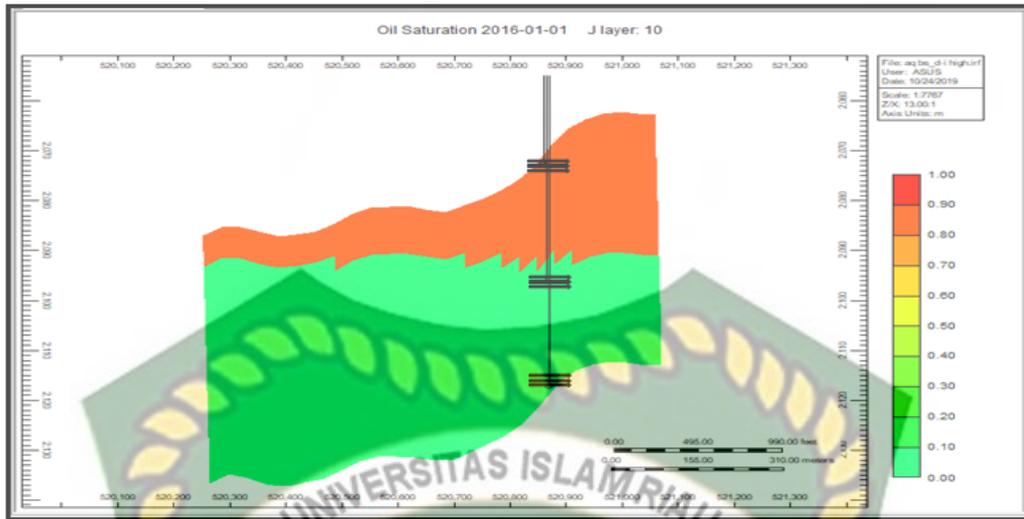
#### 4.1 SKENARIO MODEL SIMULASI

Reservoir pada lapangan X memiliki sifat heterogen, dengan karakteristik fluida dan batuan yang berbeda-beda. Waktu kontrak produksi pada lapangan X ini selama 20 tahun, dimana produksi dimulai pada tanggal 1 Januari 2016 sampai 1 Januari 2036. Pada penelitian ini dilakukan penelitian menggunakan metode teknologi sumur DWL dengan melihat pengaruh dari kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) dan menganalisis sensitivitas laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dan laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) serta jarak perforasi produksi injeksi (D/I) di dalam aquifer. Kekuatan aquifer dilihat dari variasi nilai anisotropi permeabilitas ( $k_v/k_h$ ) yang diantaranya sebesar 80/700 mD (*base case*), 50/400 mD, dan 20/100 mD, sedangkan untuk total kedalaman sumur DWL pada lapangan X ini yaitu sekitar 6.963,2 ft dengan kedalaman WOC berada pada 6.863,5 ft.



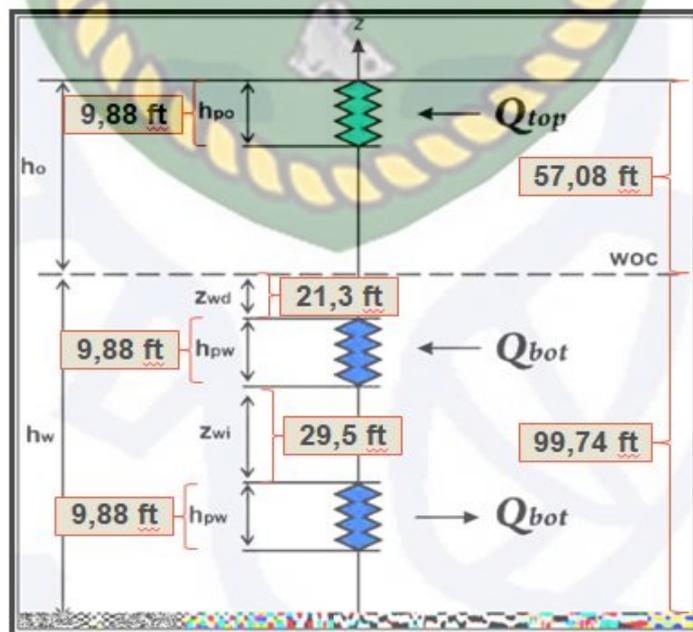
Gambar 4. 1 Model sumur DWL pada lapangan X

Pada model simulasi untuk memodelkan tipe sumur dengan kompleksi DWL, maka dibuat tiga sumur pada koordinat yang sama namun diperforasi pada kedalaman yang berbeda. Sumur 1 sebagai sumur produksi minyak yang diperforasi pada zona minyak (*top completion*), sumur 2 sebagai sumur produksi air yang diperforasi pada zona aquifer dan juga sumur 3 sebagai sumur injeksi yang diperforasi dibawah koordinat sumur 2 (*bottom completion*).



**Gambar 4. 2** Model simulasi sumur DWL dengan D/I *high*

Detil skema tipe komposisi sumur DWL ditunjukkan oleh gambar 4.3. Pada gambar tersebut zona minyak setebal  $h_o$  diperforasi dengan panjang interval perforasi  $h_{po}$ . Sedangkan pada zona air setebal  $h_w$  terdapat dua interval perforasi yaitu perforasi pengurasan air dan perforasi injeksi air dengan panjang interval perforasi sebesar  $h_{pw}$ , dimana asumsi dalam penelitian ini untuk panjang interval perforasi  $h_{po}$  sama besar dengan  $h_{pw}$ . Perforasi pengurasan air ditembak dengan jarak sepanjang  $z_{wd}$  dibawah WOC. Sedangkan perforasi injeksi air ditembak dengan jarak  $z_{wi}$  dibawah perforasi pengurasan air.



**Gambar 4. 3** Contoh skema sistem sumur DWL pada D/I *medium*

Dalam persamaan analitiknya L. Jin et al mendefinisikan parameter *dimensionless drainage-injection spacing* ( $D_{di}$ ) adalah sebagai berikut:

$$D_{di} = \frac{Z_{wd}}{Z_{wd} + Z_{wi}}$$

#### 4.2 ANALISIS SENSITIVITAS LAJU ALIR DAN JARAK D/I (DDI)

Skenario simulasi untuk menganalisis sensitivitas parameter laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dan laju alir air ( $Q_{bot}$ ) serta jarak perforasi produksi injeksi (D/I) yaitu menggunakan data dari *base case*. Sebelum menetapkan skenario simulasi yang akan digunakan, maka terlebih dahulu mencari nilai dari jarak perforasi produksi injeksi (D/I) dengan menggunakan rumus *dimensionless drainage-injection spacing* ( $D_{di}$ ) yang dikemukakan oleh L. Jin et al.

a. D/I Low

$$D_{di} = \frac{Z_{wd}}{Z_{wd} + Z_{wi}} = \frac{21,3ft}{21,3ft + 9,8ft} = 0,68ft$$

b. D/I Medium

$$D_{di} = \frac{Z_{wd}}{Z_{wd} + Z_{wi}} = \frac{21,3ft}{21,3ft + 29,5ft} = 0,42ft$$

c. D/I High

$$D_{di} = \frac{Z_{wd}}{Z_{wd} + Z_{wi}} = \frac{21,3ft}{21,3ft + 59ft} = 0,27ft$$

Pada tabel 4.1 dibawah ini terdapat beberapa data skenario simulasi yang akan digunakan untuk menganalisis sensitivitas dari kombinasi antara parameter laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dan laju pengurasan air ( $Q_{bot}$ ) serta jarak perforasi produksi injeksi (D/I) pada suatu sumur DWL dengan waktu simulasi selama 20 tahun produksi, skenario simulasi tersebut adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 1** Data Skenario Simulasi Menggunakan Data *Base Case*

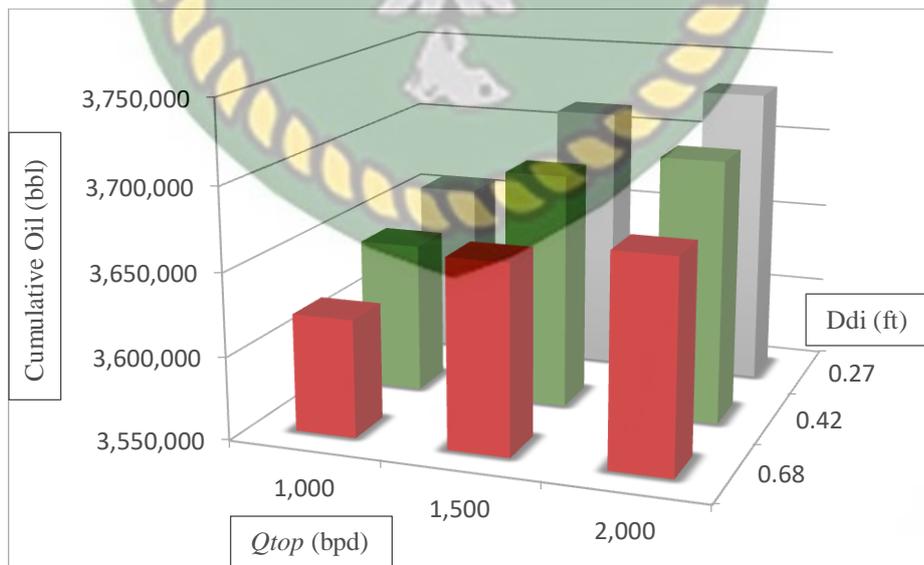
Top Rate (bpd)	Bottom Rate (bpd)	Volume Injection Rate (bpd)	D <sub>di</sub> Spacing (ft)		
			0,68	0,42	0,27
1.000	4.000	4.000	0,68	0,42	0,27
	6.000	6.000	0,68	0,42	0,27
	8.000	8.000	0,68	0,42	0,27
	10.000	10.000	0,68	0,42	0,27
1.500	4.000	4.000	0,68	0,42	0,27
	6.000	6.000	0,68	0,42	0,27
	8.000	8.000	0,68	0,42	0,27
	10.000	10.000	0,68	0,42	0,27
2.000	4.000	4.000	0,68	0,42	0,27
	6.000	6.000	0,68	0,42	0,27
	8.000	8.000	0,68	0,42	0,27
	10.000	10.000	0,68	0,42	0,27

Pada gambar 4.4 dibawah ini dapat dilihat bahwa pada berbagai laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) akan memberikan peningkatan *cumulative oil* sesuai dengan semakin tingginya laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) dan jarak yang semakin jauh antara perforasi produksi injeksi (D/I) didalam aquifer pada sumur DWL. Pada table 4.2 dibawah ini memperlihatkan data hasil dari *cumulative oil*.

**Tabel 4. 2** Data *Cumulative Oil* (bbl) Pada Berbagai Kombinasi Laju Alir Dan Jarak D/I

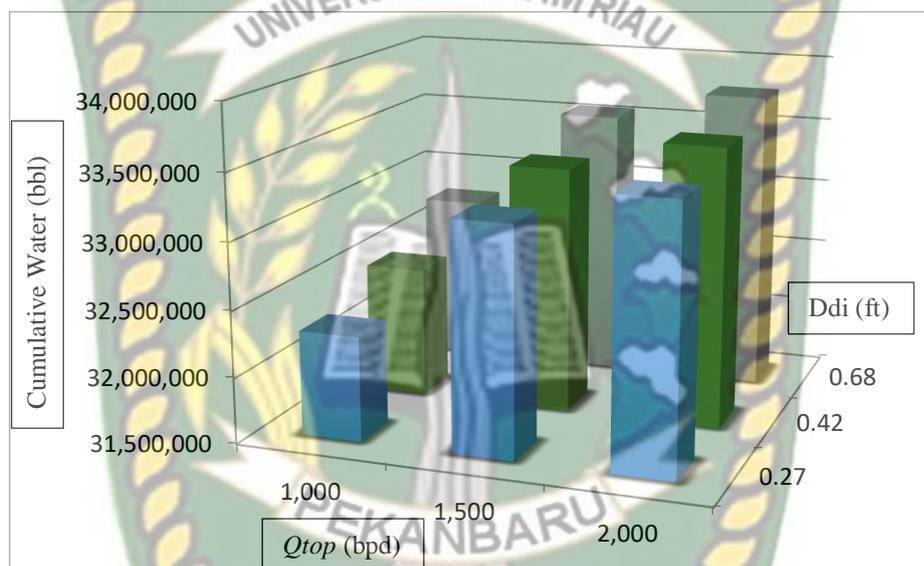
Q <sub>bot</sub> 4.000 bpd				
No	D <sub>di</sub> Spacing (ft)	Q <sub>top</sub> 1.000 bpd	Q <sub>top</sub> 1.500 bpd	Q <sub>top</sub> 2.000 bpd
1	0,68	3.604.545	3.641.108	3.650.976
2	0,42	3.618.874	3.656.638	3.667.387
3	0,27	3.634.667	3.673.903	3.684.873

Qbot 6.000 bpd				
No	Ddi Spacing (ft)	Qtop 1.000 bpd	Qtop 1.500 bpd	Qtop 2.000 bpd
1	0,68	3.612.309	3.649.011	3.659.453
2	0,42	3.628.356	3.671.309	3.683.405
3	0,27	3.642.577	3.689.657	3.703.338
Qbot 8.000 bpd				
No	Ddi Spacing (ft)	Qtop 1.000 bpd	Qtop 1.500 bpd	Qtop 2.000 bpd
1	0,68	3.617.870	3.657.031	3.667.869
2	0,42	3.634.311	3.681.512	3.695.708
3	0,27	3.648.942	3.701.269	3.717.302
Qbot 10.000 bpd				
No	Ddi Spacing (ft)	Qtop 1.000 bpd	Qtop 1.500 bpd	Qtop 2.000 bpd
1	0,68	3.621.008	3.663.447	3.675.706
2	0,42	3.641.652	3.692.406	3.707.999
3	0,27	3.656.352	3.713.251	3.730.869



Gambar 4. 4 Pengaruh jarak D/I terhadap *cumulative oil*  
 ( $Q_{bottom}$  10.000 bpd)

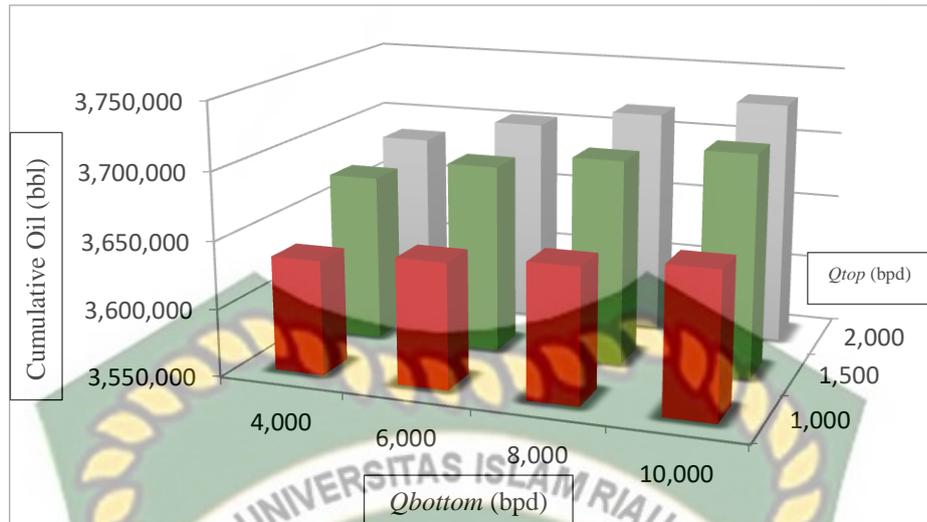
Pada gambar 4.4 diatas memperlihatkan peningkatan perolehan minyak pada berbagai laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dengan semakin jauhnya jarak perforasi produksi injeksi (D/I) pada  $Q_{bottom}$  tetap (10.000 bpd). Dari gambar tersebut memperlihatkan bahwa semakin jauh jarak perforasi produksi injeksi (D/I) pada sumur DWL, maka semakin besar juga perolehan minyak yang didapatkan. Peningkatan perolehan minyak pada sumur DWL ini dikarenakan semakin jauhnya jarak perforasi produksi injeksi (D/I), maka air yang terproduksi bersamaan dengan minyak pada *top completion* akan semakin berkurang dengan produktivitas formasi (*Productivity Index*) yang tetap.



**Gambar 4. 5** Pengaruh jarak D/I terhadap *cumulative water* ( $Q_{bottom}$  10.000 bpd)

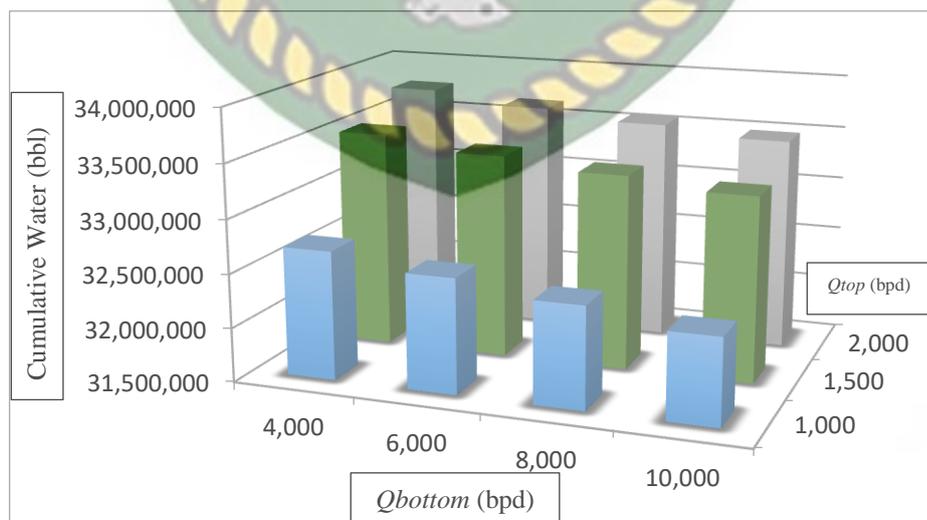
Selain itu, efek terganggunya kestabilan *water oil contact* (WOC) juga akan semakin berkurang, sehingga air yang dihasilkan pada *top completion* akan semakin sedikit seperti yang ditampilkan pada gambar 4.5 diatas. Apabila jarak D/I sudah mencapai kondisi optimum, semakin besar jarak D/I maka tidak akan memberikan penambahan perolehan minyak kepada sumur DWL (L Jin & Wojtanowicz, 2010).

Kemudian pada gambar 4.6 dibawah ini menunjukkan adanya peningkatan *oil cumulative* pada berbagai laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) dengan semakin besarnya laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) pada jarak D/I tetap (0,27).



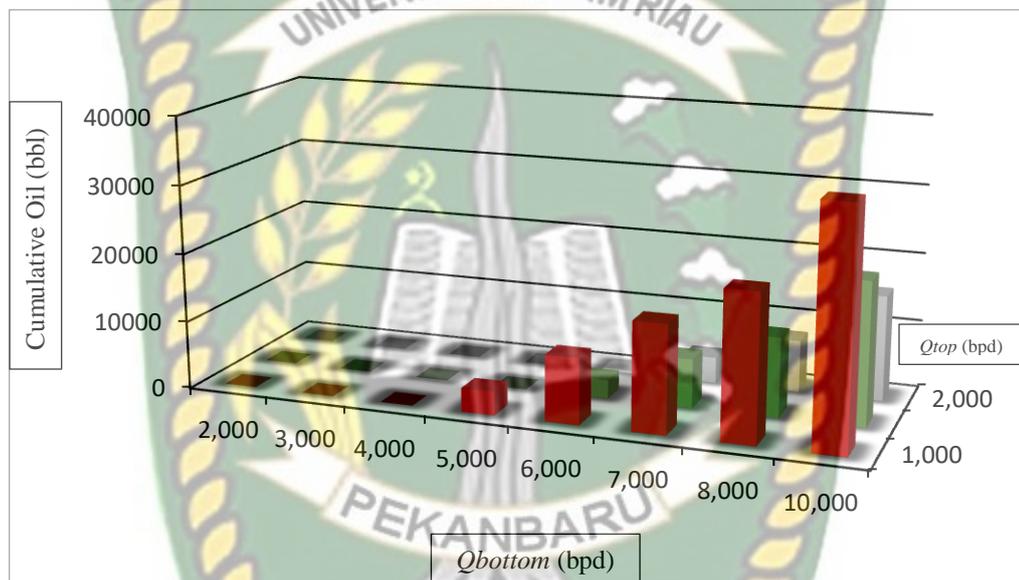
**Gambar 4. 6** Pengaruh pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) terhadap *cumulative oil* (Ddi 0,27 ft)

Jika dilihat dari perbandingan tersebut, dapat dikatakan bahwa semakin besar laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) pada sumur DWL ini, maka semakin tinggi perolehan minyak yang didapatkan. Peningkatan perolehan minyak pada sumur DWL dikarenakan semakin besarnya nilai  $Q_{bottom}$ , maka dapat mencegah terbentuknya kerucut air ke arah *top completion* bahkan dapat mencegahnya dengan terjadinya *reverse coning*, sehingga minyak akan lebih mudah diproduksi ke permukaan dan mengurangi jumlah produksi air pada *top completion* yang dapat dilihat pada gambar 4.7 dibawah ini.



**Gambar 4. 7** Pengaruh pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) terhadap *cumulative water* (Ddi 0,27 ft)

*Reverse coning* merupakan salah satu keadaan yang dapat terjadi pada saat produksi dengan menggunakan sumur DWL. Pada gambar 4.8 memperlihatkan bahwa semakin tinggi pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) pada jarak D/I tetap (0,27) dalam zona aquifer maka akan menciptakan suatu fenomena *reverse coning* dalam reservoir, artinya semakin banyak kandungan minyak di dalam air yang ikut diinjeksikan ke dalam aquifer (L Jin & Wojtanowicz, 2013). Fenomena *reverse coning* memberikan kumulatif minyak tertinggi pada pengurasan air 10.000 bpd (gambar 4.6) dalam reservoir karena dapat mencegah *bypass oil* sebagai dampak dari *water coning*.



**Gambar 4. 8** Kandungan minyak yang terbawa oleh air kedalam aquifer (Ddi 0,27 ft)

Setelah  $Q_{bottom}$  mencapai kondisi optimum, semakin besar nilai  $Q_{bottom}$  akan menurunkan faktor perolehan minyak pada *top completion*, karena pada nilai  $Q_{bottom}$  yang terlalu besar akan terjadi fenomena *reverse coning* yang berlebihan. Fenomena *reverse coning* yang terlalu besar akan mengakibatkan semakin banyaknya minyak yang tertinggal di reservoir (*bypassed oil*) karena terlalu besar volume minyak yang masuk kedalam zona aquifer. Dalam penelitian yang dilakukan oleh Lu Jin dan Wojtanowicz, mengatakan bahwa fenomena *reverse coning* merupakan salah satu penyebab terjadinya penurunan injektivitas yang terjadi pada sumur DWL. Penurunan injektivitas disebabkan oleh partikel padat

bersama dengan minyak yang terbawa oleh air formasi, karena memang pada sumur DWL ini air tidak di *treatment* terlebih dahulu sebelum diinjeksikan. Ketika air mengandung minyak dan partikel padat dapat menyebabkan kerusakan yang parah kepada permeabilitas relative air dalam formasi. Semakin banyak kandungan minyak dalam kombinasi partikel padat, maka akan semakin parah kerusakan yang ditimbulkan. Oleh sebab itu, didalam penelitian sumur DWL ini nilai pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) optimum yaitu pada pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) yang tidak menyebabkan terjadinya *reverse coning*, sesuai dengan tujuan dari metode sumur DWL yaitu menciptakan suatu kondisi WOC yang stabil (*segregation inflow*). Untuk kandungan minyak yang terbawa oleh setiap laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) dapat dilihat pada gambar 4.8, dan lebih jelasnya akan ditampilkan pada tabel 4.3 berikut ini.

**Tabel 4. 3** Data Kandungan Minyak Yang Terinjeksikan Kedalam Aquifer

<b>Q<sub>top</sub> 1,000 bpd</b>							
<b>Q<sub>bottom</sub> (bpd)</b>	<b>2.000</b>	<b>3.000</b>	<b>4.000</b>	<b>5.000</b>	<b>6.000</b>	<b>7.000</b>	<b>8.000</b>
Oil Cumulative (bbl)	0	0	0	3.491	9.680	15.750	21.386
<b>Q<sub>top</sub> 1,500 bpd</b>							
<b>Q<sub>bottom</sub> (bpd)</b>	<b>2.000</b>	<b>3.000</b>	<b>4.000</b>	<b>5.000</b>	<b>6.000</b>	<b>7.000</b>	<b>8.000</b>
Oil Cumulative (bbl)	0	0	0	0	2.749	7.189	11.630
<b>Q<sub>top</sub> 2,000 bpd</b>							
<b>Q<sub>bottom</sub> (bpd)</b>	<b>2.000</b>	<b>3.000</b>	<b>4.000</b>	<b>5.000</b>	<b>6.000</b>	<b>7.000</b>	<b>8.000</b>
Oil Cumulative (bbl)	0	0	0	0	403	3.818	7.636

#### 4.3 ANALISIS PENGARUH KEKUATAN AQUIFER (K<sub>v</sub>/K<sub>h</sub>)

Analisis kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) bertujuan untuk mengetahui pengaruh dari kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) terhadap performa sumur DWL berdasarkan *oil cumulative* pada 20 tahun produksi. Parameter yang digunakan adalah laju produksi pada zona minyak ( $Q_{top}$ ) dengan 1.000 bpd, 1.500 bpd, dan 2.000 bpd dan kekuatan aquifer dilihat dari variasi nilai anisotropi permeabilitas ( $k_v/k_h$ ) yang diantaranya sebesar 80/700 mD (*base case*), 50/400 mD (*case 1*), dan 20/100 mD (*case 2*). Untuk sumur DWL dengan menetapkan parameter jarak optimum D/I

sebesar 0,27 ft dan laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) optimum pada setiap *case* dapat dilihat pada tabel 4.4 berikut ini.

**Tabel 4. 4** Data Laju Pengurasan Air ( $Q_{bottom}$ ) Optimum Pada Setiap *Case* (Ddi 0,27)

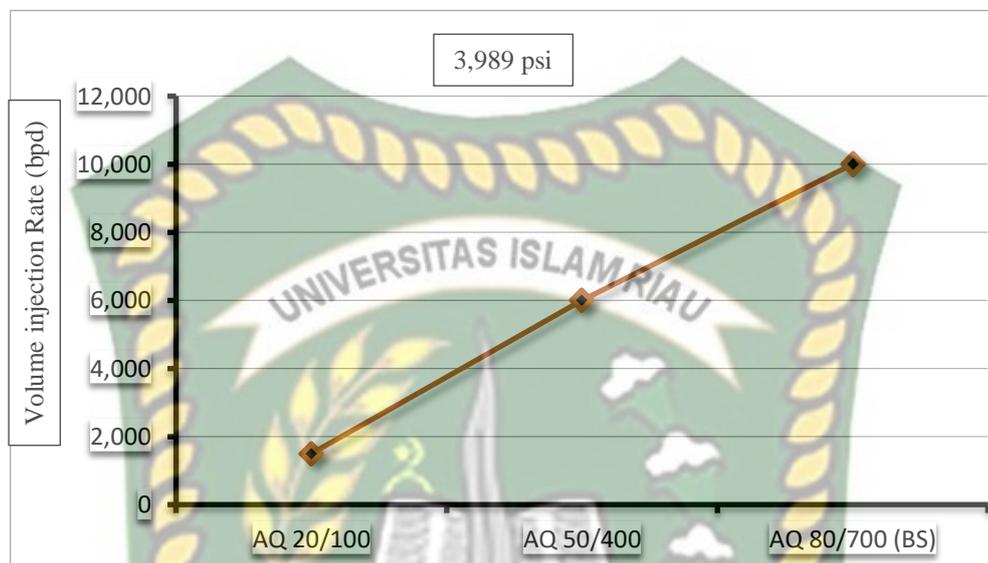
<b>Basecase</b>			
<b>Qtop (bpd)</b>	<b>1.000</b>	<b>1.500</b>	<b>2.000</b>
<b>Qbottom (bpd)</b>	4.350	5.200	5.750
<b>Case 1</b>			
<b>Qtop (bpd)</b>	<b>1.000</b>	<b>1.500</b>	<b>2.000</b>
<b>Qbottom (bpd)</b>	3.550	4.300	4.800
<b>Case 2</b>			
<b>Qtop (bpd)</b>	<b>1.000</b>	<b>1.500</b>	<b>2.000</b>
<b>Qbottom (bpd)</b>	1.550	1.550	1.550

Dari hasil pada tabel 4.4 diatas dapat dikatakan bahwa setiap laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) memberikan perbedaan dalam laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) optimum yang tidak menyebabkan terjadinya *reverse coning* dalam sumur DWL, karena peningkatan produksi zona minyak ( $Q_{top}$ ) harus disesuaikan dengan pengurasan pada zona air ( $Q_{bottom}$ ), jika peningkatan dilakukan hanya pada zona minyak ( $Q_{top}$ ) maka mengakibatkan perpotongan air yang lebih cepat, begitupun sebaliknya jika peningkatan dilakukan hanya pada zona pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) maka akan mengakibatkan terjadinya fenomena *reverse coning*.

Kemudian dari tabel 4.4 juga dapat dikatakan bahwa semakin besar kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) maka fenomena terjadinya *water coning* akan semakin besar, oleh sebab itu diperlukan pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) yang lebih besar lagi untuk mengatasinya.

Laju pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) pada *case 2* memiliki nilai yang sama besar yaitu 1.550 bpd, hal ini dikarenakan oleh kekuatan aquifer yang dilihat dari variasi anisotropi permeabilitas sangat berpengaruh terhadap performa tekanan injeksi untuk menginjeksikan volume air ke dalam aquifer. Untuk itu perlu adanya penentuan *rate* injeksi dilakukan dengan uji sensitivitas terlebih dahulu dan memperhatikan tekanan *fracture* pada reservoir (Erfando et al., 2017). Dalam hal ini penulis menetapkan tekanan injeksi maksimum yaitu sebesar 3.989 psi, karena

merupakan tekanan dibawah tekanan rekah formasi (*fracture*) sebesar 4.061 psi. Pada tekanan injeksi maksimum sebesar 3.989 psi pada *case 2* hanya mampu menginjeksikan volume air sebesar 1.550 bpd pada setiap laju alir minyak ( $Q_{top}$ ). Untuk membuktikan hal tersebut dapat dilihat pada gambar 4.9 dibawah ini.

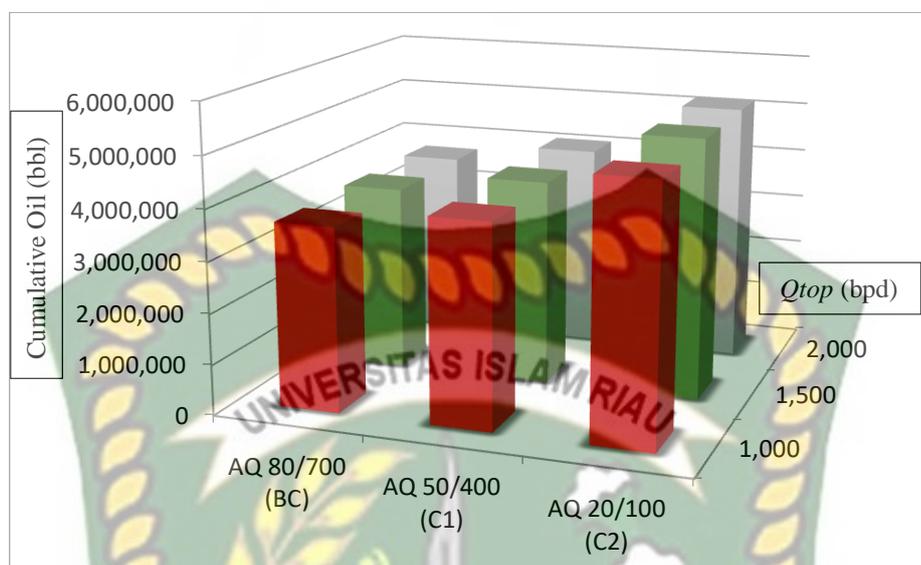


**Gambar 4. 9** Pengaruh kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) terhadap *injection rate*

Pada gambar 4.9 diatas memperlihatkan bahwa pada tekanan injeksi 3.989 psi pada setiap *case* akan memberikan perbedaan besarnya volume air yang bisa diinjeksikan. Semakin besar kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ), maka semakin besar juga volume air yang bisa diinjeksikan dengan tekanan tetap (3989 psi), hal ini dikarenakan kekuatan aquifer pada penelitian ini dilihat dari anisotropi permeabilitas ( $k_v/k_h$ ). Semakin besar permeabilitas pada aquifer maka semakin besar juga volume air yang bisa diinjeksikan ke dalam aquifer.

Performa dari sumur DWL sangat di pengaruhi oleh kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) dari reservoir, hal ini dapat dilihat dari gambar 4.10 dibawah ini yang memperlihatkan perbandingan perolehan minyak pada sumur DWL antara *basecase* (80/700) dengan *case 1* (50/400), dan *case 2* (20/100). Jika dilihat dari perbandingan tersebut, dapat dikatakan bahwa semakin besar kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) pada reservoir maka akan semakin sedikit perolehan minyak yang didapatkan. Hal ini disebabkan oleh semakin baiknya komunikasi vertikal pada batuan untuk mengalirkan fluida terutama air, karena mobilitas air lebih besar dari

pada mobilitas minyak sehingga akan mengakibatkan potensi terjadinya *water coning* semakin besar dan dapat menurunkan perolehan minyak dari reservoir.



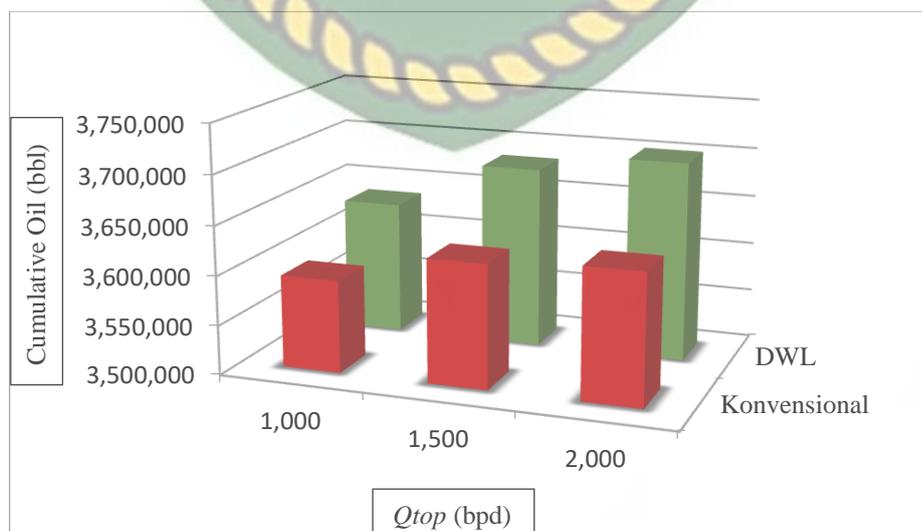
**Gambar 4. 10** Pengaruh kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) terhadap performa sumur DWL

Pada gambar 4.11, 4.12, dan 4.13 menunjukkan hasil analisis sensitivitas dari laju produksi pada zona minyak untuk sumur DWL dan konvensional dengan berbagai kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ). Bila dilihat dari gambar tersebut, dapat dikatakan bahwa sumur DWL memberikan perolehan minyak yang lebih besar jika dibandingkan dengan sumur konvensional. Konsep utama dari teknologi ini adalah menciptakan suatu tekanan *drawdown* tandingan pada zona air yang akan membuat *water oil contact* relatif lebih stabil sehingga mampu meningkatkan perolehan minyak dengan mencegah terjadinya *water coning*. Dari hasil perbandingan perolehan minyak yang ditampilkan pada gambar tersebut juga dapat dikatakan bahwa semakin kecil kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) maka semakin sedikit selisih perolehan minyak antara sumur DWL dengan sumur konvensional, karena pada jarak  $D/I$  optimum, efek pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) pada performa sumur DWL sangat besar, oleh karena itu semakin kecil kekuatan aquifer maka semakin kecil juga pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) optimum yang tidak menyebabkan terjadinya *reverse coning* (tabel 4.4). Untuk lebih jelasnya dapat di lihat pada table 4.5 dibawah ini yang menampilkan data perbandingan jumlah *oil cumulative* pada sumur DWL dan konvensional dari setiap *case* selama produksi.

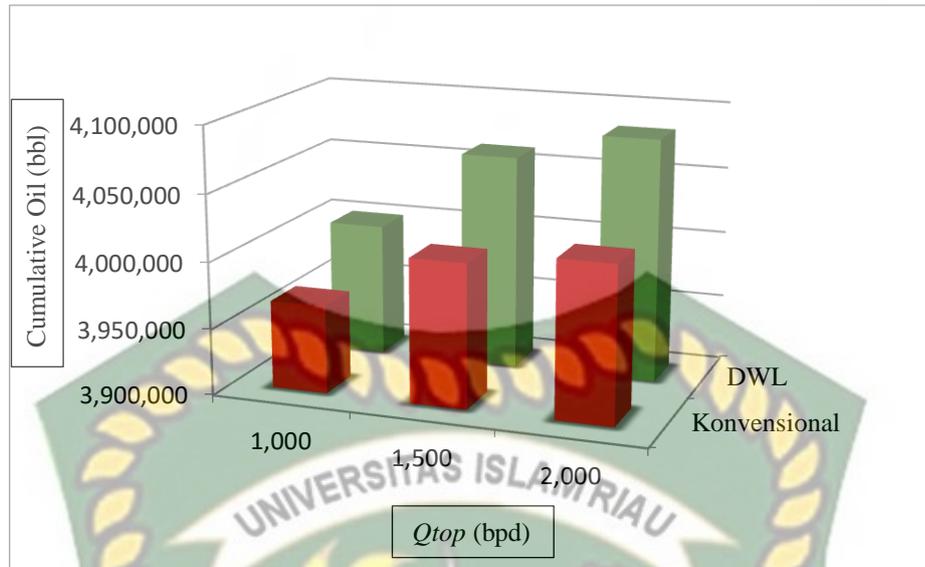
**Tabel 4. 5** Data Perbandingan Perolehan Minyak  
Dari Setiap *Case*

Basecase				
No	Qtop (bpd)	DWL (bbl)	Konvensional (bbl)	Selisih (bbl)
1	1.000	3.635.306	3.593.590	41.716
2	1.500	3.683.808	3.624.833	58.975
3	2.000	3.701.741	3.631.840	69.901
Case 1				
No	Qtop (bpd)	DWL (bbl)	Konvensional (bbl)	Selisih (bbl)
1	1.000	4.000.358	3.966.304	34.054
2	1.500	4.062.038	4.008.372	53.666
3	2.000	4.083.066	4.017.819	65.247
Case 2				
No	Qtop (bpd)	DWL (bbl)	Konvensional (bbl)	Selisih (bbl)
1	1.000	5.004.563	4.997.569	6.994
2	1.500	5.133.011	5.111.304	21.707
3	2.000	5.160.669	5.132.741	27.928

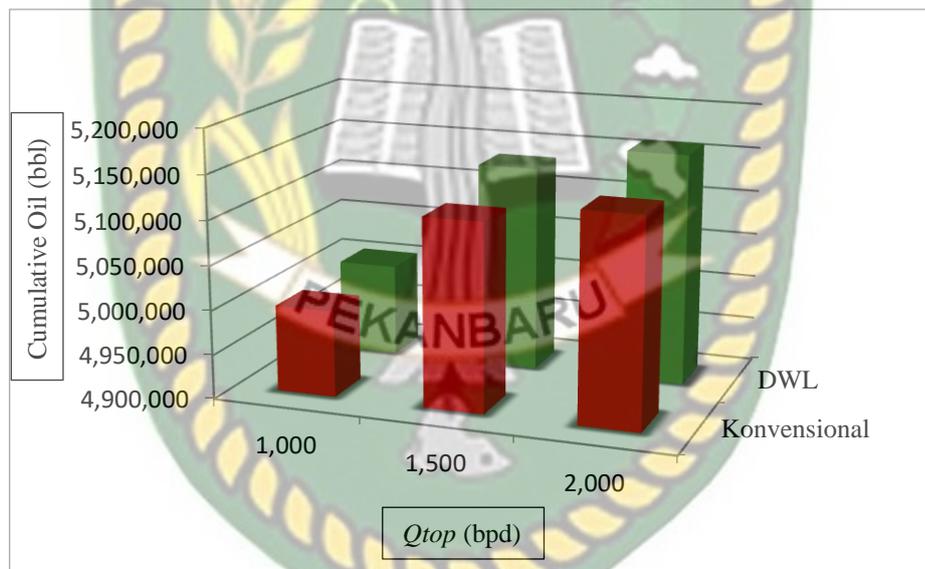
Dari tabel 4.5 diatas memperlihatkan selisih perolehan minyak antara sumur DWL dengan sumur konvensional. Penerapan sumur DWL memberikan perolehan minyak yang lebih besar mencapai 69.901 bbl (*basecase*), 65.247 bbl (*case 1*), dan 27.928 bbl (*case 2*) dari pada sumur konvensional.



**Gambar 4. 11** Perbandingan *cumulative oil* (*basecase*)



**Gambar 4.12** Perbandingan *cumulative oil* (case 1)

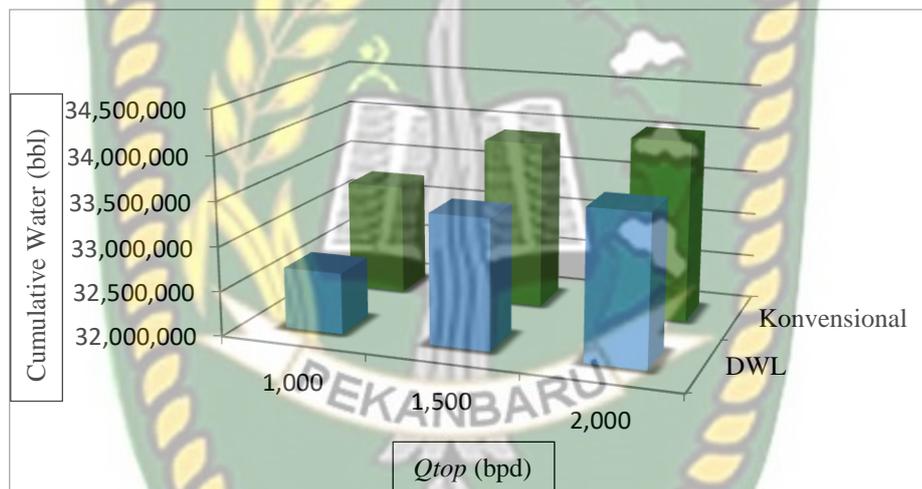


**Gambar 4.13** Perbandingan *cumulative oil* (case 2)

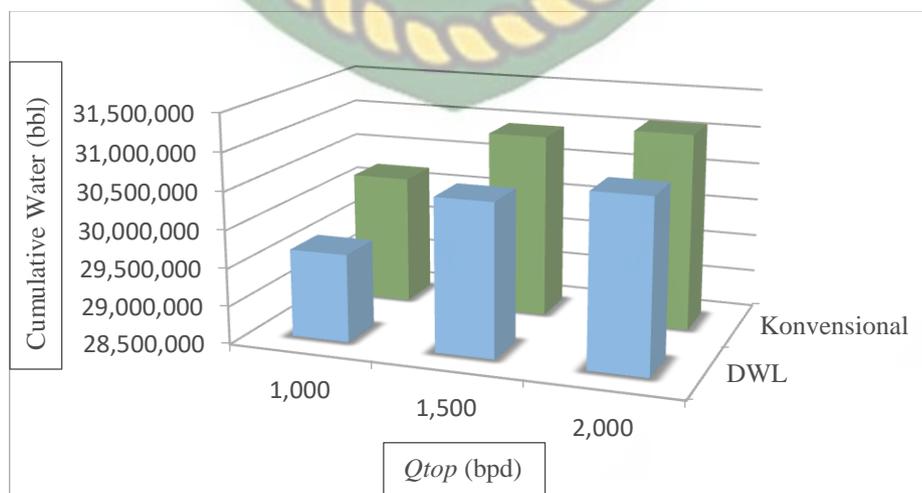
**Tabel 4.6** Data Perbandingan Produksi Air Pada *Top Completion* Disetiap *Case*

Basecase				
No	Qtop (bpd)	Konvensional (bbl)	DWL (bbl)	Selisih (bbl)
1	1.000	33.259.130	32.684.664	574.466
2	1.500	33.892.659	33.449.213	443.446
3	2.000	34.037.706	33.661.626	376.080

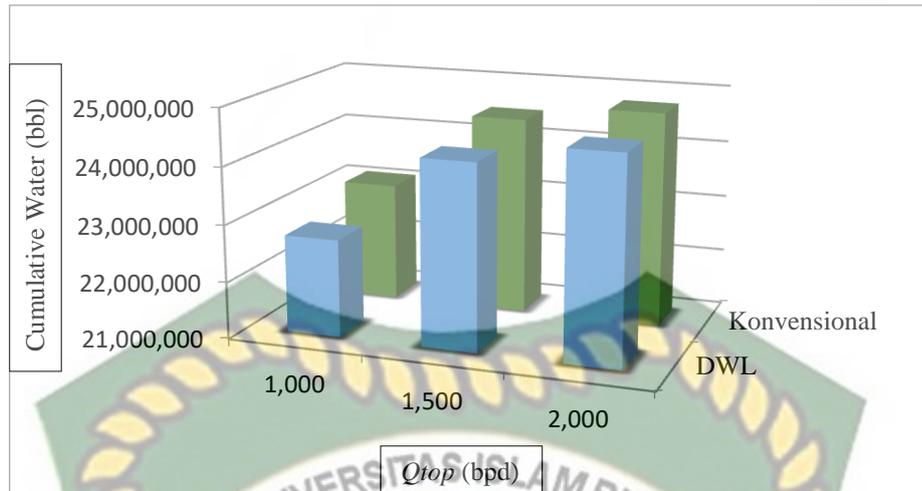
Case 1				
No	$Q_{top}$ (bpd)	Konvensional (bbl)	DWL (bbl)	Selisih (bbl)
1	1.000	30.219.613	29.661.438	558.175
2	1.500	30.940.133	30.516.752	423.381
3	2.000	31.107.195	30.752.124	355.071
Case 2				
No	$Q_{top}$ (bpd)	Konvensional (bbl)	DWL (bbl)	Selisih (bbl)
1	1.000	23.099.396	22.714.699	384.697
2	1.500	24.484.265	24.248.138	236.127
3	2.000	24.761.654	24.587.547	174.107



Gambar 4. 14 Perbandingan *cumulative water* (basecase)

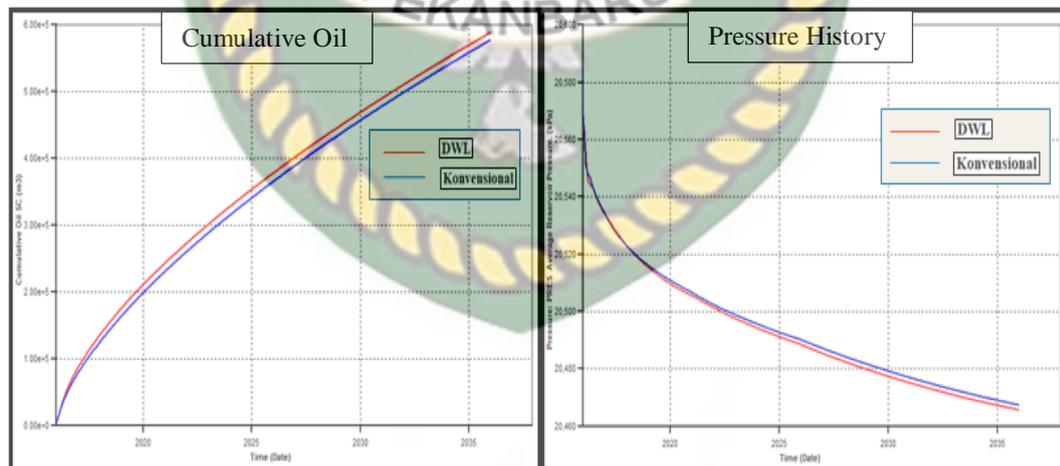


Gambar 4. 15 Perbandingan *cumulative water* (case 1)



**Gambar 4.16** Perbandingan *cumulative water* (case 2)

Pada tabel 4.6 dan gambar 4.14, 4.15, dan 4.16 diatas memperlihatkan data perbandingan selisih air yang terproduksi antara sumur DWL dengan sumur konvensional. Bila dilihat dari tabel tersebut, dapat dikatakan bahwa sumur DWL dapat mengurangi air yang terproduksi dibandingkan dengan sumur konvensional. Sumur DWL dapat mengurangi air yang terproduksi pada *top completion* mencapai 574.466 bbl (*basecase*), 558.175 bbl (*case 1*), dan 384.697 bbl (*case 2*) lebih sedikit dari pada sumur konvensional.



**Gambar 4.17** Grafik perbandingan *pressure history* dan *cumulative oil*

Kemudian pada gambar 4.17 diatas menunjukkan grafik *cumulative oil* dan *pressure history* pada reservoir selama produksi dengan menggunakan metode sumur

DWL (*basecase*) dan sumur konvensional. Jika dilihat dari grafik tersebut bahwa sumur DWL dapat memberikan perolehan minyak yang lebih besar dari pada sumur konvensional sehingga penurunan tekanan pada sumur DWL sedikit dibawah penurunan tekanan pada sumur konvensional.



## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 KESIMPULAN

Dari hasil penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Penggunaan laju alir minyak ( $Q_{top}$ ) sebesar 1.000 bpd, 1.500 bpd, dan 2.000 bpd memberikan peningkatan perolehan minyak sebesar 41.716 bbl sampai 69.901 bbl pada pengurasan air ( $Q_{bottom}$ ) optimum masing-masing sebesar 4.350 bpd, 5.200 bpd, dan 5.750 bpd dengan jarak D/I optimum sebesar 0,27 ft.
2. Semakin besar kekuatan aquifer ( $k_v/k_h$ ) pada 20/100 mD, 50/400 mD, dan 80/700 mD akan mengakibatkan penurunan perolehan minyak pada sumur DWL sebesar 1.077.603 bbl sampai 1.458.928 bbl di lapangan X.

#### 5.2 SARAN

Melalui penelitian ini, peneliti memberikan saran agar lebih dikembangkan kembali kepada penelitian selanjutnya. Adapun saran dari peneliti sebagai berikut:

1. Melakukan penelitian menggunakan model pada aquifer yang lebih tebal (300ft – 500ft).
2. Melakukan analisis keekonomian pada metode sumur DWL.
3. Melakukan penelitian menggunakan model sumur horizontal.

## DAFTAR PUSTAKA

- A.K. Wojtanowicz, H. X. (1995). Downhole Water Loop-A New Completion Method to Minimize Oil Well Production Water Cut in Bottom-water-drive Reservoirs. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, (6 August), 56–62.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook, 3th Edition* (3rd ed.). Houston, Texas: Elsevier.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook, 4th Edition* (4th ed.). Houston, Texas: Elsevier.
- Al-azmi, N. H., Aladwani, F. A., & Kasaraneni, P. R. (2017). Water Control Management Utilizing Downhole Water Sink Technology : Application of a Reservoir in the Middle East. *SPE-187663-MS*, (15–18 October), 1–18.
- Anthony, E., & Al-Mosaileekh, S. (2016). Downhole Water Sink Technology Improves Recovery and Rates from Strong Water Drive Reservoirs in North Kuwait – A Pilot Case Study. *IPTC-18754-MS*, (14–16 November), 1–16. <https://doi.org/10.2523/iptc-18754-ms>
- Emara, R. (2016). Water Coning in Horizontal Wells. *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*, 3(12), 24–31. <https://doi.org/10.17148/IARJSET.2016.31205>
- Erfando, T., Rita, N., & Marliaty, T. (2017). Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) di Area X Lapangan Y. *Jurnal of Eart, Energy Engineering*, 6(2), 25–35.
- Espinola, O., Guzman, J. D., Mehranfar, R., & Pineda, H. (2016). An Integrated and Reliable Workflow to Determine Critical Rates for Gas and Water Coning in Oil and Gas Reservoirs - A Multi Well Approach , Case Study Pemex , Mexico. *SPE-180775-MS*, (13–15 June), 1–14.
- Fonseca, R., Rossa, E. Della, Hanea, R. G., & Jansen, J. (2018). Overview Of The Olympus Field Development Optimization Challenge. *European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, (3–6 September), 1–11. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802246>
- Jin, L. (2013). A feasibility study of multi-functional wells for water coning

- control and disposal. *LSU Doctoral Dissertations*, (December), 1–247.
- Jin, L., & Wojtanowicz, A. K. (2010). Performance Analysis of Wells with Downhole Water Loop Installation for Water Coning Control. *Canadian International Petroleum Conference*, 49(17–19 June), 38–45.
- Jin, L., & Wojtanowicz, A. (2010). Coning Control and Recovery Improvement Using In-situ Water Drainage/Injection in Bottom - Water - Drive Reservoir. *SPE 129663*, 1991(24–28 April), 1–14. <https://doi.org/10.2523/129663-ms>
- Jin, L., & Wojtanowicz, A. K. (2011a). Analytical Assessment of Water-free Production in Oil Wells with Downhole water loop for coning control. *SPE 141470*, (27–29 March), 1–20. <https://doi.org/10.2118/141470-ms>
- Jin, L., & Wojtanowicz, A. K. (2011b). Minimum Produced Water from Oil Wells with Water-Coning Control and Water-Loop Installations. *SPE 143715*, 2005(21–23 March), 1–18. <https://doi.org/10.2118/143715-ms>
- Jin, L., & Wojtanowicz, A. K. (2013). Experimental and theoretical study of counter-current oil – water separation in wells with in-situ water injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 109(5 September), 250–259. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.037>
- Jin, L., Wojtanowicz, A. K., & Hughes, R. G. (2009). An analytical model for water coning control installation in reservoir with bottomwater. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49(16–18 June), 1–12. <https://doi.org/10.2118/137787-PA>
- K. Wojtanowicz, A. (2006). Down-Hole Water Sink Technology for Water Coning Control in Wells. *Louisiana State University*, (23 January), 575–586.
- M. D. Swisher, A. K. W. (1995). In Situ-Segregated Production of Oil and Water - A Production Method With Environmental Merit : Field Application. *SPE 29693*, 4(27–29 March), 51–58.
- Meng, J., Mao, T., Luo, P., Qin, W., Li, H., Feng, M., & Wojtanowicz, A. K. (2017). Successful Field Trials of Water Control in High Water Cut Wells Using an Improved Downhole Water Sink/Drainage System. *SPE-188958-MS*, (13–16 November), 1–13. <https://doi.org/10.2118/188958-ms>
- Novrianti. (2013). Estimasi Water Influx dan Luas Aquifer Di Lapangan X. *Jurnal of Eart, Energy Engineering*, 2(October), 24–27.

- Okon, A. N., Appah, D., & Akpabio, J. U. (2017). Water Coning Prediction Review and Control: Developing an Integrated Approach. *Journal of Scientific Research & Reports*, 14(4), 1–24. <https://doi.org/10.9734/JSRR/2017/33291>
- Okon, A. N., Appah, D., & Akpabio, J. U. (2018). A Critical Evaluation of Water Coning Correlations in Vertical Wells. *American Journal of Science, Engineering and Technology*, 3(3–19 Januari), 1–9. <https://doi.org/10.11648/j.ajset.20180301.11>
- Okon, A. N., Olagunju, D. T., & Akpabio, J. U. (2017). Water Coning Control: A Comparison of Downhole Water Sink and Downhole Water Loop Technologies. *Journal of Scientific and Engineering Research*, 4(12 April), 137–148.
- Safari, M., & Javad Ameri, M. (2019). Reservoir Control and Identification: Motivated by Water Coning. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1–11. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/495/1/012079>
- Shirman, E. I., & Wojtanowicz, A. K. (2007). More Oil Using Downhole Water-Sink Technology: A Feasibility Study. *SPE Production & Facilities*, 15(04 November), 234–240. <https://doi.org/10.2118/66532-pa>
- Nugrahanto, A., & Ariadji, T. (2013). Korelasi Baru untuk Desain Optimasi Perolehan Minyak Sumuran dengan Teknik Downhole Water Loop. *Society of Petroleum Engineers*, 1-26. <https://digilib.itb.ac.id/index.php/gdl/download/109367>